

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CAGLIARI



FACOLTA' DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica

*Smart Meters, analisi e comparazione di contatori
elettronici per l'energia elettrica*

Laureanda: Maria Chiara Spanu

Relatrice: Ing. Sara Sulis

Anno Accademico 2016/2017

INDICE

Introduzione	4
1. SMART METERING	6
1.1 Dispositivi di smart metering	8
1.2 Metodi di comunicazione	11
1.2.1 I protocolli	11
1.3 La Power Quality	13
1.4 La normativa di riferimento	16
2. MISURE DISPONIBILI NEI CONTATORI	21
2.1 Misure effettuate	21
2.2 Grandezze valutate dai contatori	23
3. AZIENDE PRODUTTRICI	28
3.1 e-distribuzione	28
3.1.1 Open Meter	30
3.2 Schneider Electric	35
3.2.1 PowerLogic PM8000	37
3.3 IME	40
3.3.1 Nemo D4-Le	41
3.4 Ducati energia	43
3.4.1 Smart Più	44
Conclusioni	46

Introduzione

“Non si può gestire ciò che non si conosce” recita un vecchio detto. Gestire in modo efficiente l’energia elettrica quindi significa anche conoscere il più accuratamente possibile quando, dove e come questa viene utilizzata. Tuttavia il più delle volte, allo stato attuale della rendicontazione dei consumi elettrici, non si hanno informazioni sufficienti per valutare molto accuratamente ubicazione e ragione di consumi ed eventualmente sprechi.

Il conteggio dettagliato e l’allocazione puntuale dei consumi, al contrario, possono fornire una panoramica molto più dettagliata e aiutare ad indentificare le aree specifiche dove il consumo di energia è eccessivo e sono dunque necessari interventi e ottimizzazioni. Analizzare i dati sui trend di consumo può inoltre essere la chiave per la pianificazione anticipata di opere rivolte all’ottimizzazione energetica degli impianti e conseguente risparmio di denaro.

La misura dell’energia infatti, rappresenta una delle attività fondamentali alla base del corretto funzionamento del sistema elettrico, e la disponibilità di dati granulari, tempestivi e accurati consente a tutti i soggetti interessati al processo della misura (distributori, venditori, grossisti, produttori, clienti finali e le nuove figure di *prosumer* – produttori/consumatori-) di controllare e gestire in maniera più efficiente i flussi energetici e di avere a disposizione, in tempi congrui, tutti gli elementi necessari per perseguire le rispettive finalità.

Per ottenere questo è inoltre fondamentale che tutti i soggetti partecipanti possano comunicare e ottenere informazioni in tempo reale, e che sia garantita accuratezza e tempestività nella trasmissione dati, in modo da ottenere, negli opportuni centri di controllo, una conoscenza più ampia e accurata possibile della rete e delle sue condizioni operative, per poterne implementare la gestione ottimale.

I moderni contatori elettronici, disposti presso le utenze finali, avranno un ruolo cruciale in questo. Essi dispongono di nuove modalità di calcolo delle qualità di interesse e protocolli di comunicazione che permettono di assolvere in modo efficiente il compito dell’inviare dati contenenti le misure prelevate dal consumatore e/o produttore. La scelta delle tipologie di misura e del protocollo o dei protocolli con i quali il contatore comunicherà i dati misurati viene fatta in base alle modalità stabilite dall’ente distributore a cui, la maggior parte delle volte, appartiene il contatore elettronico.

Le misure fornite dai contatori hanno la finalità di fornire un quadro completo del consumo, per fare inoltre in modo che sia garantita una certa qualità di energia (la cosiddetta Power Quality) sull'intera rete, e quindi sia garantito il rispetto delle normative vigenti nel paese di appartenenza.

In questo testo verranno descritti in particolare i contatori elettronici di nuova generazione, installati presso le singole utenze, e come questi possano dare un contributo alla conoscenza della qualità dell'energia dell'intera rete.

Verranno discusse le normative vigenti che dirigono attualmente il sistema elettrico in Italia e in parte in Europa.

L'analisi delle normative si soffermerà sulle norme che gestiscono il libero mercato dell'energia, volte alla tutela dell'utente; si citeranno le norme che hanno portato all'avvento dei contatori di nuova generazione e le norme che stabiliscono quali caratteristiche devono possedere i prodotti che si connettono alla rete.

Infine si analizzeranno i prodotti di punta per la misura dei consumi proposti da quattro aziende europee. Si presenterà la descrizione dettagliata dei relativi parametri più significativi e il confronto tra le principali caratteristiche in termini di prestazioni, accuratezza delle misure, funzionalità, metodi di comunicazione e valore economico sul mercato attuale.

1. SMART METERING

“Con il termine *“smart metering”* si intendono i sistemi che consentono la telelettura e telegestione dei contatori di energia elettrica, gas e acqua. I vantaggi dei sistemi di *-smart metering-* sono numerosi: oltre alla riduzione di costi per le letture e per le operazioni di gestione del contratto (es., cambio fornitore, disattivazione etc.) che possono essere effettuate in modo automatico a distanza, e con maggiore frequenza, senza un intervento in loco dell'operatore i sistemi di *-smart metering-* consentono altri vantaggi, che dipendono dal settore in cui sono applicati.” Così definisce il concetto di smart metering l’Autorità di Regolazione per l’Energia Reti e Ambiente¹.

Prima di trattare dello *smart metering* è bene ripercorrere le tappe che hanno portato a questa necessità, per avere un quadro completo di ciò che è ed è stato il servizio di misura dell’energia elettrica. Infatti tale servizio, dalla sua nascita, è rimasto pressoché invariato per diversi decenni e ha registrato solo negli ultimi anni un’evoluzione tecnologica di rilievo; in particolare a partire dai primi anni 2000 hanno preso il via alcuni esempi di diffusione significativa di sistemi evoluti di gestione delle misure nelle reti elettriche.

In Europa solo a partire dal 2009 si registrano le prime raccomandazioni della Commissione Europea con la Direttiva 2009/72/CE, atte a favorire la diffusione di sistemi di misura innovativi in sostituzione di quelli di tipo tradizionale che possono essere definiti *“smart meter”*. Tali previsioni, non obbligatorie, sono state emanate con la finalità di ottenere una maggiore diffusione di nuovi servizi di efficienza energetica, oltre che di facilitare l’adozione di contatori innovativi, controllabili e gestibili da remoto che consentano, non solo di rilevare in automatico le misure di energia, ma anche di effettuare operazioni tecniche e commerciali in modo più efficiente ed efficace, senza la necessità di interventi di personale sul campo.

Nel panorama europeo e mondiale, l’Italia ha assunto un ruolo guida come uno dei primi Paesi pionieri che hanno effettuato la scelta di installare, su larga scala, sistemi di misurazione intelligente.

Infatti, a partire dal 2001, ben prima rispetto alle raccomandazioni contenute nella Direttiva 2009/72/CE di cui sopra, Enel distribuzione (adesso *“e-distribuzione”*) ha deciso di avviare la sostituzione massiva di tutto il parco di contatori tradizionali con una nuova generazione di contatori intelligenti in grado di essere teleletti e telegestiti da remoto.

Tale scelta ha reso possibile il conseguimento per il sistema elettrico nazionale di rilevanti efficienze, e al contempo si è potuto trasformare in maniera decisiva il processo di

¹ ARERA: Organo collegiale che dal 1995 è stato istituito per “adempiere al compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l’efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l’attività di regolazione e di controllo” prima del 2018 conosciuto come AEEGSI (Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico); questo ente si occupa anche di regolamentare la gestione dei rifiuti.

disponibilità di dati e dei servizi da remoto a vantaggio dell'allora nascente apertura del mercato. Tale trasformazione ha inoltre consentito di aumentare la qualità e l'efficacia generale del servizio a favore dei clienti finali, grazie alla disponibilità, fino a quel momento tecnicamente impossibile da perseguire se non a costi ingenti, di dati di misura mensili e per fasce orarie per tutti i clienti finali.

Alla luce di tale esperienza, e arrivati al raggiungimento della vita utile dei primi contatori digitali installati, come detto, agli inizi degli anni 2000, nel rispetto delle normative e della regolazione di settore evolutasi negli ultimi anni, oltre che delle crescenti necessità del sistema elettrico in riferimento alle tematiche di efficienza energetica e di diffusione di nuove modalità di produzione di energia più sostenibili, e-distribuzione ha deciso di avviare un nuovo piano di sostituzione di tutto il parco di misuratori installato presso i clienti e i produttori connessi alle sue reti dando così inizio ad un processo di *smart metering* di seconda generazione.

“L'Italia è stato il primo paese europeo a introdurre su larga scala gli *smart meter* elettrici per i clienti finali in bassa tensione ed è tuttora il primo paese al mondo per numero di *smart meter* di energia elettrica in servizio (oltre 35 milioni, un esempio di questo tipo di contatore è mostrato in Figura 1.1).” Secondo un recente report della Commissione europea, il sistema italiano di *-smart metering-*, con sostituzione dei contatori tradizionali dal 2001, è stato il più efficiente in Europa.



Figura 1.1 – Contatore elettronico di prima generazione.

1.1 Dispositivi di smart metering

I dispositivi per lo smart metering sono nati e si sono diffusi allo scopo di fornire una misura affidabile dell'energia consumata da parte di una qualsiasi utenza (domestica, aziendale, industriale). Il fine ultimo è quello di gestire al meglio l'energia e quindi di ottenere il servizio migliore da parte del distributore in base alle specifiche esigenze del consumatore. Per questo motivo i distributori di energia si sono adoperati per creare una rete di monitoraggio e comunicazione intelligente, con l'obiettivo di monitorare costantemente l'utilizzo e soddisfare al meglio la domanda di energia, evitando sprechi e rispettando le normative ambientali, che ormai, nel lungo periodo, influenzano in maniera significativa il mercato.

D'altro canto l'utilizzo di questi dispositivi comporta un notevole vantaggio per le utenze che li adoperano; consente loro di essere consapevoli dei propri consumi e quindi di poter fare la scelta di contratto più vantaggiosa. Con i dispositivi di ultima generazione, vi è un ulteriore vantaggio: se l'utente possiede impianti di produzione di energia (pannelli fotovoltaici, turbine eoliche ecc...), e quindi si tratta di un utente attivo oltre che passivo, il cosiddetto *prosumer* che contribuisce ad immettere energia in rete oltre che a consumarla, si ha la possibilità di avere un monitoraggio efficiente di tutto il flusso energetico.

I dispositivi di smart metering, siano essi appartenenti a qualunque casa produttrice, possiedono caratteristiche comuni per quanto riguarda l'architettura strutturale di cui sono dotati:

- Il display: sul display, che di solito possiede posizione centrale nel contatore elettronico, si trovano tutte le informazioni utili di cui dispone il contatore. Generalmente è possibile scegliere il tipo di dato da visualizzare sul display mediante l'uso di opportuni pulsanti.
- Sezione degli ingressi di misura: in ogni contatore è presente una sezione in cui avviene il collegamento tra contatore stesso e il sistema da monitorare; in questa zona sono si ha l'ingresso dei fili all'interno del contatore.
- Pulsante di lettura: è possibile interrogare il contatore attraverso i pulsanti di cui sono dotati; attraverso la pressione ripetuta è possibile visualizzare le diverse grandezze che è in grado di calcolare.

Ogni contatore possiede uno o più protocolli che permettono di effettuare la comunicazione con il centro di monitoraggio di appartenenza, la comunicazione può essere in entrambe le direzioni; il contatore è in grado di mandare i valori prelevati al centro di raccolta, e il centro di monitoraggio è in grado di disattivare il contatore da remoto.

I contatori di ultima generazione sono progettati per essere in grado di misurare tutti i parametri elettrici di interesse nel punto di installazione (Figura 1.2). I dati raccolti dai contatori vengono inviati ad un centro di monitoraggio che consente al distributore di avere informazioni di dettaglio per un monitoraggio approfondito dello stato di funzionamento della rete elettrica e di ricevere notifiche real-time, tramite un canale di segnalazione dedicato, in caso di eventi di particolare interesse (per esempio, interruzioni del servizio elettrico).

L'implementazione del canale di segnalazione e la possibilità di registrare tutti i parametri elettrici di rete consentiranno al distributore di effettuare in modo automatico attività di ricerca e isolamento dei guasti, così da contribuire, attraverso un'integrazione futura con i sistemi di telecontrollo, alla riduzione sensibile dei tempi di ripristino della fornitura e da permettere l'ottimizzazione delle attività di pronto intervento in campo. Allo stesso tempo una gestione evoluta dei parametri di qualità del servizio consentirà un monitoraggio sempre più approfondito per ogni singolo cliente.

Il distributore di energia avrà la possibilità di utilizzare il nuovo contatore anche come strumento tecnico di misura, potendolo installare in qualsiasi punto della rete e non solo in associazione a un cliente. In questo modo si potranno misurare e analizzare da remoto (senza interventi di personale in loco) dati utili alla valutazione delle perdite tecniche di rete nonché all'implementazione di metodologie evolute di rilevazione delle frodi; il tutto in un'ottica di funzionamento e gestione sempre più *smart* della rete di distribuzione, con la conseguente riduzione dei costi operativi.

Il vantaggio che avrà il distributore sarà quello di avere due apparati in uno: un contatore intelligente ai fini della fatturazione e un sensore di rete in grado di inviare informazioni sempre più precise e dettagliate lì dove queste saranno richieste.

Dal punto di vista della sicurezza contro le frodi il distributore potrà contare su uno strumento nettamente irrobustito rispetto alla prima generazione, che sarà in grado di rilevare, mediante l'utilizzo della più moderna sensoristica, la rilevazione dei tentativi di manomissione più evoluti, avendo conseguenti benefici dal punto di vista del recupero di energia. Inoltre, tramite la possibilità di memorizzare eventi, si avrà un monitoraggio di tutti i principali accadimenti (per esempio, attivazioni di allarmi, aggiornamento software e molto altro ancora). Ciò consentirà la ricostruzione nel tempo, con informazioni di dettaglio, dello storico degli avvenimenti nel punto di installazione (sia sulla rete sia sullo strumento).

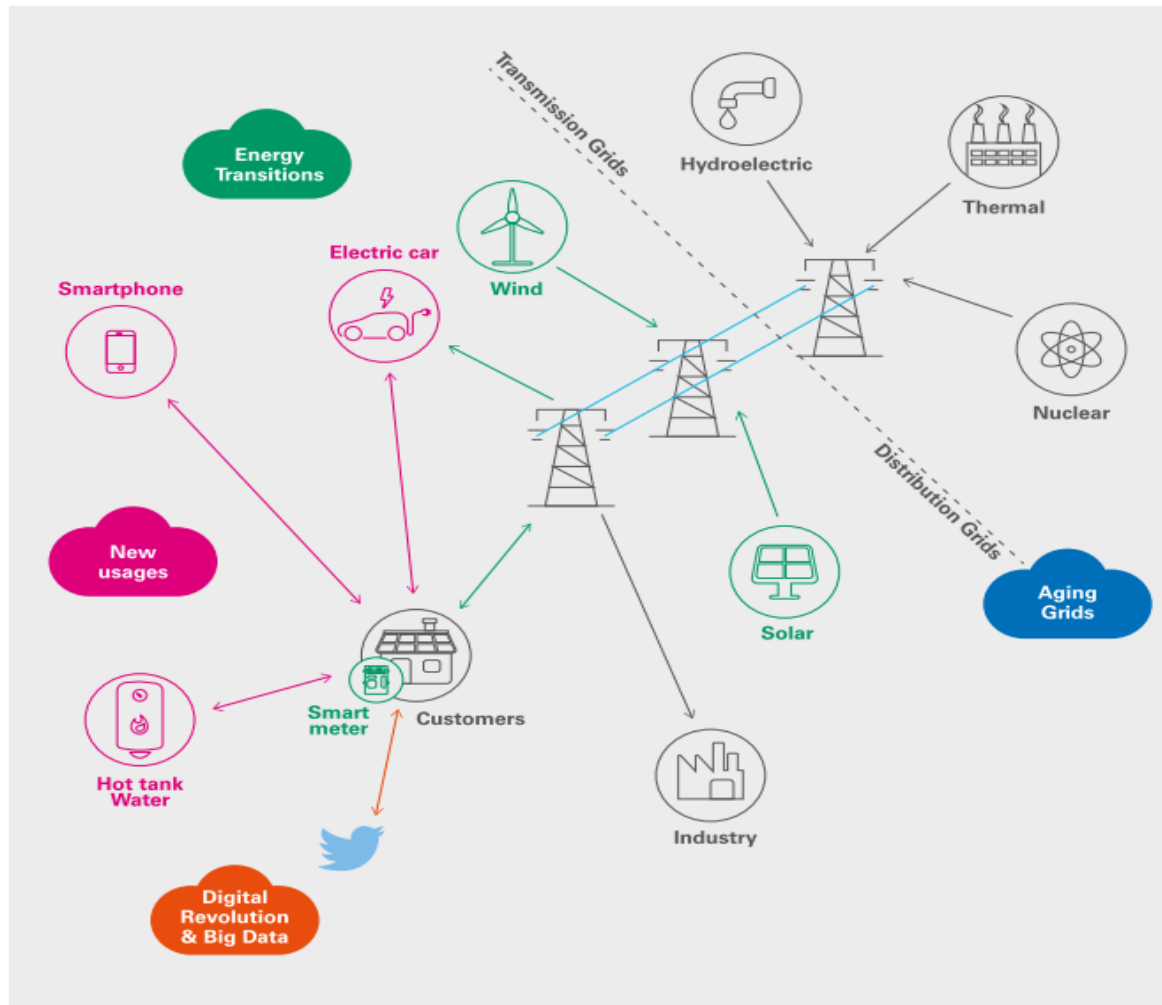


Figura 1.2 – Quadro globale di inserimento degli “smart meter”

Oltre alla possibilità di utilizzare il contatore come un sensore di rete, il nuovo apparato è in grado di garantire una gestione evoluta dal punto di vista logistico per ottimizzare il lavoro del distributore. Mediante l'utilizzo di un'interfaccia come la *Near Field Communication* (NFC) il distributore potrà gestire in modo completamente automatico l'intero ciclo di vita dell'apparato avendo informazioni puntuali che permetteranno di tracciare tutte le fasi fino all'installazione presso il cliente finale. Una volta installato in campo, l'apparato può garantire una maggiore flessibilità di programmazione e raccolta dati, avendo come obiettivo ultimo quello di rendere efficiente l'esercibilità dell'intero sistema e superare così i vincoli presenti con la prima generazione.

Tutte le nuove funzionalità consentiranno pertanto un'integrazione tra tutti i servizi gestiti dal distributore così come indicato in Figura 1.2.

1.2 Metodi di comunicazione

Le modalità di comunicazione tra lo smart meter e il centro di monitoraggio e controllo possono essere varie e, nel tempo, hanno avuto una sostanziale evoluzione finalizzata all'efficienza e accuratezza dei dati ricevuti, e differiscono da una casa costruttrice all'altra. I sistemi di misura possono infatti utilizzare vari protocolli di comunicazione che vengono applicati a seconda del metodo con cui si devono ricevere i dati e delle strutture di cui si dispone per comunicare coi dispositivi di misura.

1.2.1 I protocolli

I protocolli di comunicazione considerati più efficienti e quindi più utilizzati nei dispositivi più moderni sono:

- **RS485**²: questo standard consente la trasmissione dati bidirezionale (ma non contemporanea) tra due o più nodi (fino a 32). A differenza di altri standard, come lo standard RS422, anch'esso un'evoluzione del classico standard seriale RS232, supporta più ricevitori e trasmettitori sulla stessa coppia di fili. I ricevitori possono essere tutti attivi contemporaneamente, mentre i trasmettitori devono trasmettere uno alla volta per evitare conflitti. Questo standard permette, inoltre, un intervallo di dati fino a 35 Mbps e può essere utilizzato efficacemente su lunghe distanze e in ambienti con disturbi elettrici.
- **Ethernet**³: è uno standard riguardante schede e cavi per il collegamento di dispositivi in rete locale (LAN). I dispositivi in rete Ethernet possono essere di diversa tipologia; sui nodi devono essere installate schede di comunicazione che si connettono alla rete tramite cavo coassiale o doppino telefonico. Nel formato del pacchetto, il campo dei dati trasmessi ha una lunghezza variabile e può arrivare fino a 1500 byte.
- **Power Line Communication (PLC)**⁴: protocollo, utilizzato in particolare da “e-distribuzione”, che supporta lo scambio bidirezionale di dati e collega i contatori elettronici al concentratore che si trova nelle cabine di media e bassa tensione (MT/BT); ciò avviene sfruttando la rete elettrica di bassa tensione. Nel caso specifico di e-distribuzione, una volta che i dati vengono ricevuti dalla cabina MT/BT vengono poi spediti ad un sistema centrale AMM (Automatic Meter Management), sfruttando i mezzi di comunicazione disponibili in cabina che possono essere: rete mobile GSM/GPRS/UMTS, Satellitare o rete telefonica fissa PSTN.

² “Gli impianti domotici residenziali – Guida alla progettazione, realizzazione e integrazione degli impianti alla luce della norma CEI 64-8;V3” di Bruno De Nisco, Maggioli Editore.

³ <http://www.pc-facile.com/glossario/ethernet/>

⁴ https://www.e-distribuzione.it/it-IT/Pagine/plc_meters_more.aspx

- **ModBus**⁵: protocollo utilizzabile da un qualsiasi dispositivo che intenda inviare dati ad un altro dispositivo, sia esso computer o sistema centrale di raccolta dati. È un protocollo di comunicazione Master/Slave in cui solo un dispositivo può essere Master e controlla tutte le attività della linea seriale. Possono essere collegati fino ad un massimo 247 slave sulla stessa linea e ad ogni dispositivo è assegnato un indirizzo che distingue esso da tutti gli altri dispositivi connessi.
Esistono diverse varianti, dovute all'evoluzione che il protocollo stesso ha avuto negli anni, tra queste merita una menzione il protocollo ModBus TCP, nato specificatamente per il trasporto del messaggio ModBus su rete ethernet, mentre la versione ModBus RTU viene utilizzata sulla porta seriale RS485.
- **IEC 61850**⁶: protocollo dell'IEC (International Electrotechnical Commission) che definisce la comunicazione tra dispositivi diversi presenti in rete, è flessibile e robusto, ha la capacità di integrarsi con i sistemi già installati in rete; si adatta rapidamente alla configurazione multicast e si basa il più possibile su standard esistenti. Questo protocollo non si limita allo scambio dei dati, ma può coinvolgere anche la sintassi e la semantica in modo che le informazioni siano universalmente comprensibili.
L'obiettivo è consentire l'interoperabilità tra prodotti di costruttori diversi, per fare ciò IEC 61850 fornisce una struttura standardizzata per l'integrazione dei componenti da connettere, fornisce le caratteristiche funzionali, la struttura dati nei dispositivi, la convenzione per la designazione dei dati, come le applicazioni devono interagire e controllare i dispositivi e testare la conformità alla norma.
- **BACnet**⁷: sviluppato da ASHRAE (American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineers) è un protocollo aperto e libero dalle logiche del mercato, mette in comunicazione e rende interoperabili dispositivi di produttori diversi, anche appartenenti ad impianti diversi; questo protocollo viene infatti utilizzato negli edifici per gestire i vari controlli automatici di cui si può disporre. Tutti i dispositivi coinvolti devono avere un codice comune per poter comunicare, questo permette all'utente di non restare legato ad un unico fornitore per lo sviluppo e l'ampliamento futuro dei propri impianti.

⁵ <https://it.emcelettronica.com/il-protocollo-modbus>.

⁶ <http://new.abb.com/substation-automation/systems/iec-61850>.

⁷ https://sites.google.com/site/automazioneedificiobacnet/Bacnet_standard_automazione.

1.3 La Power Quality

La qualità dell'energia, anche chiamata "Power Quality", è una caratteristica fondamentale per il corretto funzionamento della rete, per questo deve essere costantemente monitorata.

In prima analisi è necessario fare una distinzione tra i possibili attori della rete elettrica e in particolare, tra i tipi di carichi che possono essere presenti. Questi si distinguono tra i carichi "lineari" e i carichi "non lineari".

Insieme con l'elettronica di potenza necessaria a gestire la generazione distribuita, la fornitura data dalle sorgenti di generazione distribuita che necessita di opportune conversioni e adattamenti prima dell'immissione in rete, la presenza di carichi non lineari in rete è ciò che influisce maggiormente sulla qualità dell'energia; essi sono presenti sia nel settore industriale che nel terziario e in ambito domestico. Un carico è detto non lineare quando dà luogo ad assorbimento di corrente con andamento differente dalla tensione di alimentazione ("alimentazione" intesa come tensione, frequenza e corrente ai valori standard dati dalla norma CEI EN 50160).

Esempi di carico non lineare possono essere:

- Apparecchiature industriali (gestite sostanzialmente attraverso elettronica di potenza)
- Variatori di velocità per motori asincroni o motori a corrente continua
- Apparecchiature domestiche/d'ufficio (tv, pc, forni a micro-onde, lampade al neon, ecc..)
- UPS

La presenza di questo tipo di carichi in rete determina la generazione di correnti armoniche; la circolazione di queste correnti crea tensioni armoniche attraverso le impedenze di rete e quindi una deformazione della tensione di alimentazione, questo comporta che qualsiasi apparecchio alimentato dalla medesima alimentazione riceverà una tensione con contenuto armonico.

Lo schema unifilare in Figura 1.3 rappresenta l'influenza che possiede un carico non lineare in rete; si vede infatti che il carico non lineare provoca nella rete la corrente armonica di ordine generico h (I_h), questa attraversa l'impedenza di rete (Z_h) arrivando ad influenzare l'alimentazione. Dall'elettrotecnica si sa che l'impedenza induttiva di un conduttore aumenta all'aumentare della frequenza della corrente che lo attraversa e

dunque ad ogni corrente armonica corrisponde un'impedenza del circuito di alimentazione. La generica armonica causerà attraverso l'impedenza Z_h una tensione armonica che determina delle perdite aggiuntive. Nel nodo B si avrà quindi una tensione deformata e qualsiasi apparecchio alimentato dal punto B riceverà una tensione con contenuto armonico.

La deformazione sarà tanto più elevata quanto maggiori saranno le impedenze della linea, per una corrente armonica data.

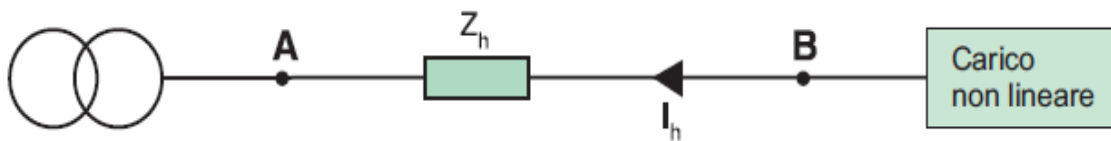


Figura 1.3 – Schema unifilare del circuito di alimentazione “visto” dall’armonica di ordine h .

Le tensioni e le correnti delle reti elettriche, a regime, saranno quindi, generalmente, segnali composti, come descritto dalla normativa, da diverse componenti armoniche. Possono essere presenti una componente continua a frequenza zero (raramente), una componente fondamentale posta alla frequenza fondamentale (50 Hz) ed altre componenti dette armoniche che si distribuiscono sulle varie frequenze (multiple di 50 Hz). Tanto più un segnale è sinusoidale puro e quindi ideale, e tanto più la sua analisi armonica sarà composta dalla sola armonica fondamentale, ovvero tutta l’energia sarà nella prima armonica, mentre le altre componenti non possiedono energia. Nella realtà, come detto, non si hanno segnali puri, si hanno segnali con armoniche più o meno rilevanti.

Le armoniche che circolano in rete provocano un generale peggioramento della qualità dell’energia e sono all’origine di numerosi disturbi.

Esempi di disturbo:

- Deformazione della tensione di alimentazione con possibile malfunzionamento delle utenze più sensibili.
- Sovraccarico nella rete di distribuzione (aumento del valore efficace della corrente).
- Sovraccarico del conduttore di neutro dovuto alla somma delle correnti di terza armonica create dai carichi monofase (le terze armoniche sono le componenti di corrente più rilevanti in termini di energia dopo la fondamentale).⁸

⁸ <http://www.nt24.it/portal/2016/02/armoniche-e-qualita-dellenergia/>

- Sovraccarico, vibrazioni e usura precoce di alternatori, trasformatori e motori.
- Sovraccarico e usura dei condensatori di rifasamento.
- Disturbi alle linee di comunicazione (telefono).

Questi disturbi, dovuti sostanzialmente alla presenza delle armoniche in rete, hanno un impatto economico gravoso sulle utenze, in particolar modo:

- La sovratensione comporta invecchiamento precoce degli isolamenti.
- La deformazione della corrente, che può causare interventi intempestivi degli organi di protezione e l'arresto delle linee di produzione con conseguenti perdite.
- Il sovraccarico nella rete, comporta perdite supplementari, a meno di un sovradimensionamento.
- L'usura precoce, che porta ad una vita utile inferiore dell'impianto, a meno di sovradimensionamenti.

È importante ricordare che i costi derivati dall'usura del materiale, dalle perdite energetiche e di produttività riducono notevolmente la competitività delle aziende.

Questo del deterioramento della qualità della fornitura è un fenomeno in crescita per via dell'utilizzo massivo dell'elettronica di potenza, e rende dunque fondamentale la necessità di valutare, per prevenire e compensare dove possibile, l'inquinamento l'impatto armonico sugli impianti in tutti i settori di attività.

È fondamentale conoscere quali armoniche sono presenti, se permanenti, e quindi da limitare, o temporanee, e quindi da evitare se possibile o filtrare, e questo può essere fatto solo attraverso una opportuna campagna di misura. In particolare, è già noto che le armoniche più presenti e di valore più elevato sono quelle di ordine dispari, ma sono adesso riscontrabili nelle reti trifase anche le armoniche pari.

Esistono determinate normative che devono essere rispettate per garantire che la qualità dell'energia non venga compromessa e che quindi alcuni utenti non paghino economicamente l'uso scorretto della rete da parte di altri utenti.

1.4 La normativa di riferimento

Sono presenti normative per ogni ambito del sistema elettrico. Sono presenti norme in merito alla produzione, alla trasmissione, distribuzione e alla misurazione dell'energia elettrica. In particolare nell'ambito di questa tesi si farà riferimento alle norme riguardanti la misurazione.

Le norme a cui si fa riferimento sono:

- A livello Nazionale si hanno le norme UNI (Ente Nazionale Italiano di Unificazione) e le norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano). Tali sigle contraddistinguono tutte le norme nazionali italiane e, nel caso UNI o CEI sia l'unica sigla presente vicino al numero della norma, significa che la norma è stata elaborata direttamente dalle Commissioni UNI o dagli Enti Federati.
- A livello Europeo vi sono le norme identificate con la sigla EN che identifica le norme elaborate dal CEN (Comitato Europeo di Normazione). Le norme EN devono essere obbligatoriamente recepite dai Paesi membri CEN e la loro sigla di riferimento diventa, nel caso dell'Italia "UNI EN". Queste norme servono ad uniformare la normativa tecnica in tutta Europa, quindi non è consentita l'esistenza a livello nazionale di norme che non siano in armonia con il loro contenuto.
- A livello Internazionale si individuano le norme elaborate dall'ISO (International Organization for Standardization). Queste norme sono un riferimento applicabile in tutto il mondo. ogni paese può decidere se rafforzarne ulteriormente il loro ruolo adottandole come proprie norme nazionali, nel qual caso in Italia la sigla diventerebbe "UNI ISO" o "UNI EN ISO" se la norma è stata adottata anche a livello europeo. L'IEC (International Electrotechnical Commission) definisce standard spesso in collaborazione con l'ISO. L'ITU-T (International Telecommunication Union- Telecommunication Standardization Bureau) regola le telecomunicazioni telefoniche e telegrafiche.

È importante ricordare che, in seguito all'avvento del mercato libero dell'energia elettrica e del gas, con la legge 14 Novembre 1995 è stato istituito in Italia un organismo indipendente: l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico "AEEGSI" (che dal 1° Gennaio 2018 è conosciuta come "ARERA" Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

Le sue funzioni principali sono:

- Fissare periodicamente i prezzi massimi per la fornitura in regime della tutela degli interessi di utenti e consumatori.

- Dettare le regole minime al fine di garantire alle utenze un servizio di qualità.
- Controllare che non vengano violate le regole della concorrenza.
- Accogliere reclami degli utenti e cerca soluzioni per le controversie tra utenti e fornitori.

Uno dei documenti che l'Autorità mette a disposizione gratuitamente, e a cui si farà riferimento, è "Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica"⁹.

Questa guida propone gli interventi e il modo di attuarli per poter garantire un buon livello di qualità all'energia fornita; all'interno viene sottolineata l'importanza di garantire a tutti gli utenti un livello base di qualità di servizio, con un chiaro riferimento alle sanzioni in cui si incorre se ciò non viene garantito. È presente un confronto sulla situazione attuale riguardo ai livelli di qualità, su come viene oggi incentivato il rispetto della qualità dell'energia e sugli attuali criteri di misura della continuità per poi definire gli obiettivi da raggiungere attraverso il rispetto di queste norme.

Si nota che ogni delibera dell'Autorità definisce gli obiettivi da raggiungere in un determinato lasso di tempo, le aziende devono quindi impegnarsi a mettersi a norma in un certo periodo di tempo (generalmente trienni), oltre il quale scattano le sanzioni, questo spinge anche i produttori di contatori di energia elettrica a doversi adattare ai mutevoli requisiti del mercato, requisiti imposti, per l'appunto, dall'Autorità.

Nel 2006 è stata emanata la delibera n. 292/06 con le direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione, dal 2007 i consumatori domestici e le piccole imprese possono scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica. Fino a tutto il 2018, gli utenti di bassa tensione saranno serviti in regime di Maggior Tutela. La Maggior Tutela è il servizio di fornitura di elettricità a condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'Autorità; il cliente domestico o le piccole imprese (o anche PMI, ovvero imprese con meno di 50 addetti ed un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, alimentate in bassa tensione) sono servite in Maggior Tutela se non hanno mai cambiato venditore né stipulato con lo stesso un contratto nel mercato libero, o se ne hanno nuovamente richiesto l'applicazione dopo aver stipulato un contratto nel mercato libero con lo stesso o altri venditori.

Per trasmettere maggior consapevolezza e informazione al consumatore sul passaggio obbligato al libero mercato che si attuerà entro il 2019, dal 1° Gennaio 2017 l'Autorità ha istituito la Tutela Simile. La Tutela Simile è una tipologia di contratto di fornitura di

⁹ https://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/dc_qualita98.htm.

energia elettrica di durata di 12 mesi non rinnovabile. Tale contratto, pur basandosi sul mercato libero, è composto da condizioni contrattuali definite dall’Autorità, obbligatorie ed omogenee per tutti i venditori. Le condizioni economiche sono analoghe a quelle del servizio di Maggior Tutela, ma con la introduzione di *un bonus una tantum* – qualora il contratto perduri per tutti i 12 mesi- diverso da fornitore a fornitore, che viene applicato nella prima bolletta. Per tale ragione le offerte di Tutela Simile sono facilmente confrontabili tra loro e con il servizio di Maggior Tutela.

Tutti i clienti domestici e le piccole imprese, serviti in regime di Maggior Tutela, possono scegliere il contratto di Tutela Simile, autonomamente o con l’aiuto di una Associazione di consumatori o di categoria per le piccole imprese tra quelle accreditate presso Acquirente unico, definiti facilitatori, dove l’Acquirente Unico è la società pubblica garante della fornitura di energia elettrica per i clienti del mercato tutelato. Durante il completamento del processo di liberalizzazione della vendita al dettaglio di energia elettrica, l’Acquirente Unico svolge la funzione di ottenere le condizioni più vantaggiose di approvvigionamento per i clienti domestici e le piccole imprese che non hanno ancora scelto il mercato libero e vengono riforniti nell’ambito del regime di tutela istituito per legge¹⁰.

Gli ultimi aggiornamenti in materia legislativa riguardanti la fornitura sono:

- Il prezzo sarà sempre calcolato trimestralmente; tuttavia il metodo utilizzato sarà caratterizzato da un più immediato allineamento coi costi di approvvigionamento sostenuti per servire i clienti;
- Le altre condizioni contrattuali non subiranno variazioni.

L’Autorità, oggi ARERA, ha definito i requisiti funzionali di dettaglio per i contatori telegestiti di prima generazione (1G) con la delibera 292 del 2006. Tale delibera fondava i requisiti tecnici dei misuratori sulla base di quanto indicato nella Direttiva Europea Measuring Instruments Directive (MID) “concernente l’armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relativi alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura, come modificata dalla Direttiva UE 2015/2013”.

Col Decreto Legislativo 102/2014 si è avuto un impulso decisivo allo sviluppo dei sistemi di -smart metering- di seconda generazione (2G). Tale decreto ha recepito in Italia la Direttiva per l’efficienza energetica 27/2012/CE. L’articolo 9, comma 3, del medesimo decreto prevede:

- a. “Fatto salvo quanto già previsto dal Decreto Legislativo 1° Giugno 2011, n. 93 e nella prospettiva di un progressivo miglioramento delle prestazioni dei sistemi di misurazioni intelligenti e dei contatori intelligenti, introdotti conformemente alle

¹⁰ <http://www.acquirenteunico.it/societa/chi-siamo>.

direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, al fine di renderli sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, tenuto conto dei relativi standard internazionali e delle raccomandazioni della Commissione Europea, predispone le specifiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligenti, a cui le imprese distributrici in qualità di esercenti l'attività di misura sono tenute a uniformarsi, affinché: i sistemi di misurazione intelligenti forniscano ai clienti finali informazioni sulla fatturazione precise, basate sul consumo effettivo e sulle fasce temporali di utilizzo dell'energia. Gli obiettivi di efficienza energetica e i benefici per i clienti finali siano pienamente considerati definizione delle funzionalità minime dei contatori e degli obblighi imposti agli operatori di mercato;

- b. Sia garantita la sicurezza dei contatori, la sicurezza nella comunicazione dei dati e la riservatezza dei dati misurati al momento della loro raccolta, conservazione, elaborazione e comunicazione, in conformità alla normativa vigente in materia di protezione dei dati personali;
- c. Nel caso dell'energia elettrica e su richiesta del cliente finale, i contatori di fornitura siano in grado di tenere conto anche dell'energia elettrica immessa nella rete direttamente dal cliente finale;
- d. Nel caso in cui il cliente finale lo richieda, i dati del contatore di fornitura relativi all'immissione e al prelievo di energia elettrica siano messi a sua disposizione o, su sua richiesta formale, a disposizione di un soggetto terzo univocamente designato che agisce a suo nome, in un formato facilmente comprensibile che possa essere utilizzato per confrontare offerte comparabili;
- e. Siano adeguatamente considerate le funzionalità necessarie ai fini di quanto previsto all'articolo 11.”

Nel “Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018”, l'ARERA ha evidenziato la centralità dell'attività di misura nel contesto dell'evoluzione del mercato “retail”, mettendo l'accento sulla importanza che l'accesso non discriminatorio ai dati e alle informazioni sui consumi energetici da parte dei diversi soggetti interessati riveste per l'evoluzione del mercato retail.

Dando seguito alle prescrizioni del Decreto Legislativo 102/2014, l'ARERA ha predisposto le specifiche funzionali abilitanti i sistemi di misurazione “intelligenti” di seconda generazione, definendo anche i livelli di performance attesi, attraverso la deliberazione 87/2016/R/ee pubblicata l'8 Marzo 2016.

Il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha definito i criteri per la “verificazione periodica” dei contatori di energia elettrica. Tale verifica è obbligatoria per poter mantenere in servizio il misuratore; in alternativa lo stesso deve essere sostituito. Per i contatori di bassa tensione la verifica periodica deve avvenire ogni 15 anni a cura di un laboratorio terzo accreditato secondo la normativa europea di settore.

Per quanto concerne la qualità delle reti si possono citare le norme specifiche e le norme che indicano le direttive riguardanti le emissioni armoniche e la compatibilità tra le reti elettriche e i prodotti.

La norma riguardante la qualità delle reti è sostanzialmente la norma CEI EN 50160, che indica le caratteristiche che deve avere la tensione fornita dall’ente distributore per le reti pubbliche MT/BT (media/bassa tensione). Inoltre è possibile citare il documento IEEE 519 (Recommended practices for harmonics control in electrical power systems): fornisce dei criteri generali per un approccio congiunto al problema da parte dell’ente distributore di energia e dell’utente per limitare l’impatto dei carichi non lineari.

Le emissioni armoniche sono sottoposte a diverse disposizioni normative e fra queste ci sono norme di compatibilità sulla qualità delle reti, norme riguardanti i prodotti, norme relative alle caratteristiche che deve avere la tensione fornita dall’ente distributore.

Dalle norme CEI EN 61000-2-2 per le reti pubbliche BT e CEI EN 61000-2-4 per le installazioni industriali MT/BT si osservano le direttive riguardanti i prodotti che si collegano in rete:

- Il singolo prodotto non deve generare armoniche tali da creare problemi all’impianto, mantenendo caratteristiche al di sotto di determinati livelli specificati.
- Il singolo apparecchio deve garantire un funzionamento corretto anche in presenza di armoniche fino ad un determinato valore specificato.

Le norme riguardanti il prodotto sono anche:

- CEI EN 61000-3-2: gli apparecchi BT con un assorbimento di corrente inferiore a 16 A.
- CEI EN 61000-3-4: per gli apparecchi BT con un assorbimento di corrente superiore a 16 A.

Nelle diverse norme sono presenti delle tabelle che fissano i valori massimi accettabili per le singole armoniche e sono definite le soglie limite del valore di Total Harmonic Distortion (THD) tali da garantire la sicurezza dell’apparecchio.

Gli enti distributori di energia incoraggiano le azioni di prevenzione volte a ridurre i problemi legati ad una cattiva qualità dell’elettricità, ai surriscaldamenti e alle alterazioni del fattore di potenza. L’orientamento è infatti come già accennato, quello di penalizzare con tariffe più gravose gli impianti produttori di armoniche.

2. MISURE DISPONIBILI NEI CONTATORI

I contatori elettronici di energia elettrica presenti sul mercato odierno offrono una vasta gamma di misurazioni e queste sono più o meno accurate a seconda dello strumento. È quindi possibile scegliere lo strumento più adatto a seconda delle esigenze e dei vincoli tecnico economici.

In questo testo si discuteranno le caratteristiche dei contatori di bassa tensione, quindi il contatore di uso residenziale e/o utilizzato nelle piccole aziende. In particolare, è importante notare che le piccole aziende possono essere interessate al monitoraggio della qualità dell'alimentazione. Per poter monitorare e avere sotto controllo la “quantità” e la “qualità” dell'energia elettrica che si sta assorbendo e/o immettendo in rete si può fare affidamento ad alcuni modelli di smart meter che verranno discussi in seguito.

2.1 Misure effettuate

Le più comuni misure fornite dagli smart meter sono:

- Tensione rms di fase e concatenata. In questo testo si tratterà solo della bassa tensione, quindi una tensione con valore efficace di 230 V per la tensione di fase e circa 400 V per la tensione concatenata.
- Corrente di fase e di neutro. Una corrente che circola sul neutro fornisce informazioni sul funzionamento dell'impianto, infatti se la corrente scorre nel neutro significa che sono presenti degli squilibri nel sistema. Per monitorare l'entità di questi squilibri è quindi importante essere a conoscenza dei valori di corrente di fase e neutro.
- Corrente media e valore massimo della corrente media. La corrente ha nel tempo un andamento sinusoidale (o similmente sinusoidale per via delle distorsioni); la corrente media è il valor medio che scaturisce dalla media dei valori che la grandezza assume in una semionda (se la grandezza fosse perfettamente sinusoidale, il valor medio nel periodo risulterebbe nullo).
- Frequenza.¹¹ La frequenza in Europa è stabilita essere pari a 50 Hz, in tutto il continente americano è invece 60 Hz. Secondo la normativa, in condizioni normali di esercizio il valore medio della frequenza fondamentale misurato in un intervallo di 10 secondi deve essere compreso negli intervalli di seguito descritti:

¹¹ <http://www.perindps.it/documentazione/ee/2-CEI-EN-50160.pdf>

- Per i sistemi con collegamento sincrono ad un sistema interconnesso:
50 Hz \pm 1%; quindi 49,5 - 50,5 Hz durante il 99,5 % in un anno;
50 Hz + 4% /- 6 %; quindi 47 - 52 Hz durante il 100% del tempo;
- Per sistemi senza collegamento sincrono ad un sistema interconnesso (per esempio sistemi di alimentazione di talune isole):
50 Hz \pm 2 %; quindi 49 - 51 Hz durante il 95% di una settimana;
50 Hz \pm 15 %; quindi 42,5 - 57.5 Hz durante il 100% del tempo.
- Fattore di potenza. Anche conosciuto come $\cos\phi$, è l'angolo presente tra tensione e corrispondente corrente, questo è indice dello sfasamento presente al punto di fornitura tra le due grandezze, ed è fondamentale conoscerne il valore nel tempo per non incorrere in sanzioni. Il valore del coseno è compreso tra 0 e 1, ma il fattore di potenza secondo norma deve avere valore superiore a 0,90.
- Potenza attiva, reattiva e apparente. La misura di questi valori è fondamentale, basti pensare che il costo del trasporto dell'energia è maggiore se l'energia reattiva assorbita è elevata. Il valore di queste potenze lo si può anche intuire dal fattore di potenza, più è prossimo a 1 e più la potenza assorbita è attiva.
- Energia attiva e reattiva e negativa, totale e parziale. Calcolo della potenza nel tempo, generalmente all'ora, unità di misura utilizzato in bolletta.
- THD_v e THD_i. Calcolo della distorsione armonica totale di tensione e corrente. Le distorsioni armoniche, come precedentemente discusso, sono causate soprattutto da carichi non lineari, e sono considerate una forma di inquinamento dell'impianto elettrico che può determinare problemi anche importanti soprattutto in caso di valori alti di correnti armoniche.
- Analisi armonica. L'analisi armonica consente di analizzare il segnale di interesse e quindi capire quanto siano rilevanti le sue componenti armoniche, ovvero capire il livello di distorsione di tensione e corrente.
- Fattore di cresta di tensione e corrente. Il fattore di cresta si usa per avere un'idea di quanto una forma d'onda si discosti dall'andamento di una corrente continua e diventi quindi irregolare.
- Conteggio impulsi, conteggio ore e minuti di funzionamento. Grazie alla capacità di memoria dei contatori questi sono in grado di registrare e tenere conto delle ore e degli impulsi durante il funzionamento per agevolare il distributore nella gestione del contratto.

- Energia attiva tariffaria. Il contatore è in grado di dare una corrispondenza diretta tra energia e costo dell'energia.

2.2 Grandezze valutate dai contatori

Nel paragrafo precedente sono state elencate diverse misure ormai fondamentali per poter avere una conoscenza accurata delle condizioni operative del sistema elettrico che consenta una gestione efficiente dello stesso.

Di seguito si presenteranno le formule delle principali grandezze elettriche il cui calcolo viene implementato nei contatori elettronici di energia. In particolare si analizzeranno gli indicatori che permettono di qualificare e valutare la distorsione armonica delle tensioni e correnti e quindi di valutare la qualità della rete elettrica.

Tuttavia è importante ricordare che normalmente non si hanno indicazioni sugli algoritmi e le modalità di calcolo effettivamente implementati nei contatori.

- **Il fattore di potenza PF**

Il power factor è il rapporto tra la potenza attiva P e la potenza apparente S:

$$- PF = \frac{P}{S}$$

Che è diverso dal

$$- \cos\varphi_1 = \frac{P_1}{S_1}$$

dove P_1 è la potenza attiva della fondamentale e S_1 è la potenza apparente della fondamentale.

Il primo indicatore significativo della presenza di armoniche è il fattore di potenza PF perché lo si può facilmente confrontare con il “ $\cos \varphi_1$ ” : se il “PF” è diverso dal “ $\cos\varphi_1$ ” significa necessariamente che si è in presenza di armoniche.

Questa diseguaglianza nella realtà, come detto nel precedente capitolo, è sempre verificata, pertanto, nello specifico, il fattore di potenza sarà sempre inferiore al “ $\cos \varphi_1$ ”, in questo caso bisogna valutare quanto si discostino i due valori.

Questo parametro permette di valutare la necessità di un sovradimensionamento necessario dell'alimentazione di un impianto.

- **Fattore di cresta k**

Il fattore di cresta è il rapporto tra il valore di cresta della corrente o della tensione (I_m o U_m) e il valore efficace.

$$- k_I = \frac{I_m}{I_{eff}}$$

$$- k_U = \frac{U_m}{U_{eff}}$$

Per un segnale sinusoidale puro il fattore è pari a $\sqrt{2} \approx 1.41$. In caso di segnali distorti può assumere valori inferiori o superiori a $\sqrt{2}$.

Il calcolo di questo parametro è utile soprattutto per evidenziare la presenza di valori di cresta eccezionali rispetto al valore efficace. Tipicamente il valore delle correnti assorbite dai carichi non lineari può assumere valori pari a 1.5 o 2 volte la corrente attesa, o anche superiori a 5 volte nei casi più critici.

Se il fattore di cresta è molto elevato significa che l'utenza è chiamata a sopportare sovraccarichi istantanei importanti ad ogni semionda; questi sovraccarichi potrebbero dare origine anche ad interventi intempestivi delle protezioni.

Questo parametro è utilizzato per capire se la corrente assorbita dall'impianto possa dare problemi all'alimentazione.

- **Potenza attiva (o media) P**

In caso di presenza di armoniche, la potenza attiva è data dalla somma delle potenze attive dovute al contributo di tensioni e correnti dello stesso ordine. La scomposizione della corrente e della tensione nelle loro componenti armoniche darà:

$$- P = \sum_{h=1}^{\infty} U_h I_h \cos \varphi_h$$

dove φ_h è lo sfasamento tra le armoniche di ordine h di corrente e di tensione.

Tale formula è suppone siano nulle le componenti continue di tensione e di corrente: $U_0 = I_0 = 0$.

In assenza di armoniche (caso ideale) si avrà la formula $P = U_1 I_1 \cos \varphi_1$, potenza di un segnale sinusoidale dove $\cos \varphi_1$ è il "cos φ ".

La potenza attiva in regime periodico di andamento qualsiasi, è per definizione:

$$- P = \frac{1}{T} \int_T p(t) dt = \frac{1}{T} \int_T u(t) i(t) dt$$

Dove $p(t)$ è la potenza istantanea in un determinato tempo t che, per definizione, è il prodotto di tensione e corrente nel medesimo istante t . In questo calcolo è pertanto importante la contemporaneità dei campioni di tensione e corrente considerati.

In uno strumento di misura digitale questo parametro non può essere calcolato infinite volte, al contrario, avrà un numero finito di iterazioni dipendente dall'implementazione scelta.

- **Potenza reattiva Q**

La potenza reattiva è definita, in modo condiviso a livello internazionale, solo per la fondamentale, ovvero:

$$- Q = U_1 I_1 \text{sen} \varphi_1$$

La potenza reattiva si crea ogni qualvolta l'energia viene trasmessa con l'ausilio di corrente alternata poiché è praticamente sempre presente uno sfasamento tra corrente e tensione per via dei carichi capacitivi e induttivi presenti in rete e anche della linea stessa. Per questa ragione la sua importanza per installatori e gestori, sia di impianti piccoli che grandi, è rilevante.

Di fatto solo la potenza attiva è utilizzabile, mentre la potenza reattiva al contrario, non si consuma e pertanto non è utilizzabile. Nella rete pubblica oscilla semplicemente avanti e indietro, per giunta appesantendola.

Questo parametro quindi, permette di valutare quanto è efficiente la rete in termini di potenza utile fornita alle utenze.

- **Distorsione Armonica Totale THD**

Il THD definisce il tasso di distorsione armonica, per un segnale y è definito come:

$$- \text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}}{y_1}$$

Tale definizione è data dalla norma CEI EN 61000-2-2. Secondo la norma è possibile limitare l'ordine h delle armoniche da considerare nel calcolo a 50. Il tasso di distorsione armonica è normalmente espresso in percentuale. Il valore del THD può essere superiore a 1 ma dovrebbe in ogni caso, secondo la norma EN 50160, essere inferiore all'8%.

Questa grandezza permette di valutare con un'unica cifra la deformazione di un segnale di tensione o corrente in un punto della rete. I segnali di cui si calcola il THD sono infatti tipicamente corrente e tensione.

Il THD di tensione (THD_v) caratterizza la deformazione della forma d'onda della tensione. Se il THD_v risulta inferiore al 5% il valore è da considerarsi normale. Non sono da temere problemi di funzionamento e non è necessario prendere provvedimenti.

Se il THD_v è compreso tra il 5% e l'8% significa che l'impianto è caratterizzato da una rilevante distorsione armonica. È possibile che vi siano dei malfunzionamenti nell'impianto.

Se il THD_v supera l'8% l'impianto è caratterizzato da una forte presenza di armoniche. Per evitare probabili malfunzionamenti saranno necessarie un'analisi approfondita dell'impianto e l'installazione di sistemi di compensazione.

Il THD di corrente (THD_i) caratterizza la deformazione della forma d'onda della corrente. La ricerca della fonte delle perturbazioni si effettua misurando il THD_i sull'arrivo e sulle partenze dei diversi circuiti.

Se il THD_i risulta inferiore al 10% il valore è da considerarsi normale. Non sono da temere particolari problemi di funzionamento.

Se il valore del THD_i è compreso tra il 10% e il 50% significa che l'impianto è caratterizzato da una sensibile distorsione armonica che potrebbe causare surriscaldamenti: può rendersi necessario il sovradimensionamento dei cavi e delle alimentazioni.

Se il valore del THD_i supera il 50% siamo in presenza di un impianto fortemente perturbato che può avere malfunzionamenti significativi. Per evitare malfunzionamenti è necessario procedere ad un'analisi approfondita dell'impianto e all'installazione di sistemi di compensazione adatti.¹²

¹² https://www.ledlamp.it/files/CompactNSX_Rilevamento_e_filtraggio_delle_armoniche.pdf

- **Spettro in frequenza**

Ciascun apparecchio/impianto inquinante è caratterizzato dalla generazione/sofferenza di correnti armoniche, che potranno essere caratterizzate da ampiezze e sfasamenti diversi. L'analisi di questi valori, soprattutto l'ampiezza, per ogni ordine di armonica, è essenziale per comprendere la diffusione dei disturbi in rete e per risalire, se possibile, alla causa.

Lo spettro in frequenza è la rappresentazione dell'ampiezza di ogni ordine armonica, rapportata alla componente fondamentale, in funzione della frequenza o dell'indice armonico. Lo spettro, se valutato e analizzato opportunamente può quindi aiutare significativamente a capire le condizioni di lavoro nell'impianto.

Un esempio di spettro di un segnale di tensione rettangolare si può vedere in Figura 2.1.

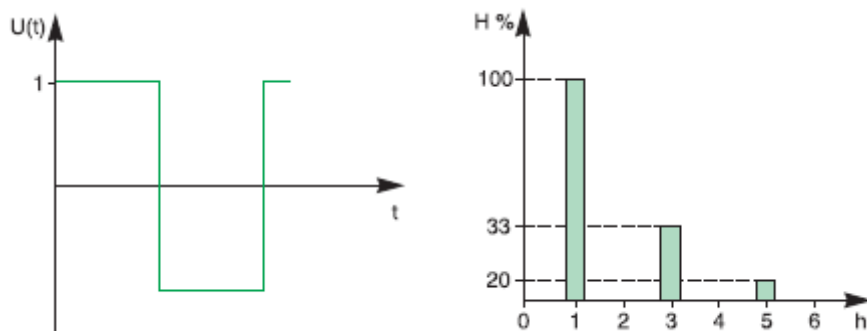


Figura 2.1 – Analisi spettrale di un segnale rettangolare, per la tensione rettangolare $U(t)$

3. AZIENDE PRODUTTRICI

I consumi di energia sono in aumento a livello mondiale, così gli investimenti nelle infrastrutture di monitoraggio e distribuzione da parte delle aziende del settore.

Le normative in progressivo aggiornamento e le numerose direttive che vengono emanate quasi ogni anno, determinano la direzione che numerose aziende in tutto il mondo devono intraprendere, investendo capitali nella ricerca e sviluppo di contatori elettronici di energia elettrica sempre più all'avanguardia.

Di seguito verranno nominate e descritte quattro tra le maggiori aziende presenti attualmente sul mercato nel settore della produzione di smart meter e si analizzeranno nel dettaglio i relativi prodotti di punta.

3.1 e-distribuzione

e-distribuzione è stata costituita il 31 Maggio 1999 (con la denominazione Enel Distribuzione SpA), in attuazione del Decreto Bersani (articolo 13 del Decreto Legislativo 79/1999).

Enel SpA in data 1° Ottobre 1999, dopo aver costituito Enel Distribuzione, ha conferito alla stessa, come disposto dall'articolo 13 sopracitato, il ramo d'azienda relativo alle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati.

Enel Distribuzione ha operato nell'ambito della distribuzione e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati fino al 31 Dicembre 2007. Nell'ambito del completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, in attuazione della Legge 125 del 2007, è stata costituita Enel Servizio Elettrico SpA, che dal 1° Gennaio 2008 svolge l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti facenti parti del mercato di maggior tutela a cui Enel Distribuzione ha trasferito, mediante scissione, il ramo d'azienda relativo alle attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali.

Dal 30 Giugno 2016 Enel Distribuzione, in attuazione delle modifiche introdotte dalla delibera 296/2015/R/eel dell'AEEGSI, in merito alle politiche di consumazione delle imprese verticalmente integrate operanti nel settore dell'energia elettrica e il gas, ha cambiato la propria denominazione sociale in "e-distribuzione Spa", con il relativo cambio di logo mostrato in Figura 3.1.



Figura 3.1 - Cambio di logo, da “enel distribuzione” si è passati a “e-distribuzione”.

In questo contesto, e-distribuzione, titolare della concessione di distribuzione rilasciata dal MISE con scadenza 31 Dicembre 2030, svolge il “servizio di distribuzione dell’energia elettrica” nel rispetto della regolazione emanata dall’AEEGSI nei circa 7.500 comuni italiani ricompresi nella stessa concessione.

Fa parte del “servizio di distribuzione di energia elettrica”:

- Il trasporto e la trasformazione dell’energia elettrica nelle reti di media e bassa tensione;
- La gestione delle reti di distribuzione, l’esercizio degli impianti, la programmazione, l’individuazione e la realizzazione degli interventi di sviluppo e di manutenzione.

In particolare, l’attività di distribuzione di energia elettrica comprende le prestazioni e le responsabilità inerenti i servizi di:

- Concessione, che consiste nel collegamento di clienti e produttori alla rete di distribuzione;
- Trasporto, che consiste nel trasporto dell’energia elettrica prelevata e immessa da altre reti, e dai clienti e produttori direttamente connessi alla propria rete, con le caratteristiche previste (per esempio, di potenza e tensione);
- Misura, che consiste nell’installazione e manutenzione dei misuratori, nella rilevazione, registrazione e validazione delle misure dell’energia elettrica ai soggetti interessati.

Tali attività, nel rispetto della concessione e delle deliberazioni emanate dall’AEEGSI, prevedono un obbligo di servizio pubblico e un obbligo di servizio universale, al fine di offrire pari condizioni di accesso al servizio di distribuzione dell’energia elettrica.

Inoltre, e-distribuzione SpA, essendo parte di una società verticalmente integrata (Enel SpA) ha adottato nel corso del 2009 le prescrizioni previste dalla normativa in materia di separazione funzionale (normativa unbundling), per questo garantisce:

- Neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico;
- La riservatezza e la protezione delle informazioni commercialmente sensibili;
- L'inesistenza di trasferimenti incrociati di risorse tra le società dei diversi segmenti della filiera.

3.1.1 Open Meter

La direttiva europea determinante per l'avvento degli smart meter di seconda generazione presso e-distribuzione è la Direttiva Europea 2012/27/UE in cui si descrivono le esigenze del mercato, che sono:

- Il miglioramento dei processi di fatturazione con l'eliminazione delle cosiddette code di fatturazione, e l'abbattimento delle rettifiche di fatturazione che rappresentano la principale ragione di reclamo dei clienti finali;
- Il superamento dei limiti, e la minimizzazione degli oneri finanziari, derivati dal load profiling, passando al trattamento orario, ai fini del settlement, per tutti i punti di prelievo e immissione;
- La ridefinizione delle procedure di switching con possibilità di consentire subentri anche nel corso del mese e non solo dall'inizio del mese successivo, velocizzando i processi commerciali;
- La possibilità di introdurre offerte con pagamento anticipato rispetto ai consumi (prepagato);
- La disponibilità di dati di misura validati più granulari (in particolare, possibilità di accedere a dati di misura al quarto d'ora), al fine di sviluppare offerte orarie caratterizzate da varianza di prezzo tra le diverse ore del giorno e i diversi giorni della settimana, nonché offerte a tempo, o stagionali.

Nel 2012 la Commissione Europea ha pubblicato delle proprie raccomandazioni “sui preparativi per l’introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti” e nel 2014 un rapporto sullo stato di implementazione dello smart metering nell’Unione: tale documento evidenzia che il sistema smart metering 1G attualmente operante in Italia soddisfa tutti i dieci requisiti funzionali minimi¹³, con limitazioni solo per il requisito funzionale “b. aggiornamento dei dati di lettura [...] con sufficiente frequenza per consentire di risparmiare energia grazie a tali informazioni”.



Figura 3.2 – Open Meter 2G di “e- Distribuzione”.

È opportuno avere uno schema delle funzionalità supportate dal contatore 2G “Open Meter” mostrato in Figura 3.2.

Il contatore elettronico Open Meter:

- Garantisce la retrocompatibilità al 100% con tutti i sistemi e i dispositivi esterni di prima generazione.
- È dotato di Modem PLC Multi-Modulazione operante in banda A che garantisce la retrocompatibilità con i sistemi di telegestione più diffusi in Italia.
- È dotato di modem PLC operante in banda C per l’implementazione di un protocollo conforme alla norma CEI in fase di elaborazione che consenta l’interfacciamento del contatore con eventuali dispositivi di proprietà del cliente.
- È dotato di Modem Radio Frequenza, RF, utilizzato come canale back-up al canale PLC e che consente l’invio, in tempo reale, di informazioni dal contatore anche in caso di disalimentazione.

¹³ <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/416-15.pdf>

- È dotato di NFC utilizzabile per fini di tracciatura del prodotto e scopi di logistica.
- È progettato in conformità alla norma tecnica CEI EN 62052-31, che è obbligatoria dal 2018 e che prevede nuove prove in termini di “safety” per gli apparati di misura di energia elettrica.
- Supporta la programmazione di una struttura settimanale, in cui, per ogni giorno della settimana è possibile definire fino a 10 intervalli temporali cui è possibile associare una delle 6 tariffe disponibili. Inoltre è possibile definire una struttura giornaliera dedicata per i giorni considerati “festivi.”
- Gestisce i registri di energia attiva capacitiva e induttiva sia importata sia esportata (totale e per singola fascia tariffaria) per il periodo corrente e per i sei periodi di “freezing” precedenti. Gli stessi dati sono disponibili anche per il solo giorno corrente e per quello precedente.
- È in grado di registrare il valore massimo di potenza attiva quartoraria prelevata e immessa per sei periodi di “freezing” (totale e per fascia).
- È in grado di registrare il picco di potenza massima giornaliera (prelievo e in immissione) e conservare lo storico di tale dato per gli ultimi 38 giorni.
- È in grado di registrare e rendere visualizzabili a display le curve di carico relative a tutte e sei le componenti di energia con intervalli di campionamento programmabili (orari, quartorari, ecc).
- È dotato di un display con struttura ad albero che consente la visualizzazione di numerose informazioni da parte del cliente. In particolare, premendo l’apposito pulsante, il cliente potrà visualizzare:
 - la fascia di appartenenza dell’ora corrente;
 - le informazioni contrattuali minime;
 - valori di energia attiva e reattiva (in prelievo e in immissione, per fascia) del periodo corrente e dei sei periodi di “freezing” precedenti;
 - valore massimo di potenza quartoraria giornaliera (in prelievo e in immissione);
 - stato corrente del limitatore di potenza;
 - messaggi personalizzabili del venditore tramite il distributore;
 - messaggi personalizzabili dal distributore (ad esempio, messaggi derivati da norme, delibere...).
- È in grado di mostrare a display le informazioni contrattuali del cliente per ognuno dei periodi di “freezing” (sei). Le informazioni sono attivabili o meno a seconda

dell'esigenza del venditore e possono comprendere il codice cliente, nome e numero di telefono del venditore e la data di inizio contratto.

- È in grado di registrare, in un buffer di 10 eventi, gli interventi del limitatore di potenza con marca temporale di inizio, motivo dell'intervento ed eventuale riduzione percentuale della potenza. Il contatore implementa anche un sistema di notifica verso il sistema centrale nel caso in cui il buffer di tali eventi sia quasi pieno.
- È in grado di misurare le variazioni di tensione in conformità alla deliberazione 198/2011 (e successive) e di mantenere in memoria (disponibili per il sistema centrale) i dati relativi alle ultime quattro settimane.
- È in grado di registrare le disalimentazioni del cliente ed implementa un buffer di 20 eventi per consentire al sistema di acquisire tali dati. Implementa anche un sistema di notifica real-time verso il sistema centrale nel caso in cui venga rilevata una interruzione e se il buffer interno degli eventi è quasi pieno.
- È in grado di conservare in memoria e mostrare a display le informazioni relative alle versioni software installate.
- È in grado di ricevere dal sistema degli scenari di configurazione che possono modificare più parametri contemporaneamente.
- Tramite il contatore sarà possibile (da remoto) ridurre la potenza disponibile per i clienti morosi.
- È in grado di limitare la potenza di prelievo, quando il suo valore è superiore al massimo supporto dell'organo di manovra, per preservare la sicurezza dell'impianto.
- Supporta un sistema di sicurezza avanzata con autenticazione e cifratura simmetrica AES (Advanced Encryption Standard) con chiavi a 128/256 bit.
- È in grado di gestire processi di autenticazione e crittografia delle comunicazioni verso eventuali dispositivi utente.

Grazie alla possibilità di raccogliere e aggregare grandi quantità di dati (Big Data Analytics) e all'evoluta gestione dei profili tariffari settimanali/annuali, usando questo strumento il venditore potrà studiare offerte personalizzate per cluster specifici di clienti che saranno ritagliate sulle diverse abitudini di consumo.

L'acquisizione continua delle curve di carico abiliterà la possibilità di fare offerte di mercato con prezzi dinamici dell'energia, allo stesso tempo la disponibilità dei picchi di potenza massima (istantanei e mediati nei 15 minuti) potrà favorire la nascita di offerte, verso il cliente finale, basate sulla potenza realmente assorbita e non contrattuale.

Riassumendo, dal punto di vista tecnico il contatore Open Meter 2G ha le seguenti caratteristiche e funzionalità:

- È dotato di Modem RF utilizzato come canale di back-up del canale PLC per la comunicazione verso i contatori 2G.
- Consente l'invio in tempo reale al sistema centrale di eventi di assenza e ripristino tensione dell'apparato e rete BT associata.
- Consente l'invio in tempo reale al sistema centrale di eventi sul contatore 2G di assenza, ripristino tensione, diagnostica, manomissione o frode.
- Consente la trasmissione in modalità push degli eventi generati e ordini di lavoro eseguiti.
- Consente la raccolta massiva delle curve di carico in modo autonomo e ottimizzato per evitare la presenza di buchi o perdita di dati.
- Consente la raccolta massiva delle *snapshot* (istantanee) dei totalizzatori di energia alla mezzanotte in modo autonomo e ottimizzato.
- Consente la raccolta massiva di picchi di potenza massima giornaliera.
- Consente la raccolta massiva di dati sulla qualità del servizio, variazioni e interruzione di tensioni.
- Supporta la gestione ottimizzata della comunicazione della rete sottesa mediante l'utilizzo del topologico noto.
- Consente la riprogrammazione massiva dei contatori 2G in termini di aggiornamento software in modo ottimizzato per aumentare le performance
- Consente la gestione di ordini di lavoro in modo autonomo per aumentare la performance in lettura o riprogrammazione dei contatori.
- È in grado di gestire numerosi allarmi, sia diagnostici relativi al suo corretto funzionamento e alle sue periferiche connesse (Modem 3G/4G e modulo radio

169 MHz), sia relative all'installazione. Questi allarmi sono associati a eventi con la possibilità di invio di spontanee verso il sistema centrale.

- Supporta una connessione 3G/4G per le comunicazioni verso il sistema centrale e una porta ethernet per un collegamento a un router di cabina MT/BT.
- Supporta la cifratura del canale di comunicazione da concentratore a sistema centrale secondo standard internazionali.

Questi contatori saranno installati gratuitamente entro il 2019 presso le utenze che sono in possesso del contatore 1G di e-distribuzione. Questo, secondo il distributore, consentirà inoltre di meglio integrarsi anche con l'avvento della fibra ottica che sempre più utenze hanno deciso di adottare.

3.2 Schneider Electric

Schneider Electric è un gruppo industriale francese, di importanza internazionale, specialista nella gestione dell'energia che vanta attività in oltre 100 paesi di tutto il mondo. Il gruppo propone soluzioni integrate per diversi segmenti di mercato, occupando una posizione di leadership nei settori energia e infrastrutture, processi industriali, *building automation* e *data center*, vantando inoltre una vasta presenza nell'ambito delle applicazioni per il residenziale.

Con un ampio portafoglio di prodotti, soluzioni e servizi per la gestione dell'energia, Schneider Electric presenta nel mercato la sua offerta per la protezione di persone e impianti nella distribuzione elettrica e nel controllo industriale. L'azienda pubblicizza offerte considerate più affidabili di altre, grazie alle soluzioni ad alta disponibilità per applicazioni critiche e i data center; presenta offerte e servizi per l'efficienza energetica, e promette più produttività grazie ad un'ampia gamma di sistemi di automazione per l'industria, gli edifici del terziario e il residenziale. Infine si dichiara più sostenibile grazie all'offerta per le energie rinnovabili, in particolare per eolico e fotovoltaico.



Figura 3.3 – Logo Schneider Electric

In questo contesto, Schneider Electric ha prodotto una gamma di misuratori chiamata “PowerLogic” con l’intento di aiutare i consumatori di energia a gestire tutte le risorse energetiche in ogni secondo della giornata. Il sistema *PowerLogic* si presenta come in grado di permettere a tutti gli interessati, dall’amministratore delegato ai direttori di stabilimento e di ingegneria, di rispondere rapidamente a potenziali problemi e di gestire l’energia in termini finanziari ed ambientali.

L’obiettivo infatti, è quello di ridurre i costi e, a lungo andare, l’inquinamento, e quindi fornire gli strumenti per individuare tutte le opportunità, evitare rischi, tenere traccia dei progressi rispetto agli obiettivi e verificare i successi in termini di risparmio energetico.

La tecnologia *PowerLogic* promette gli indicatori di prestazioni chiave e le analisi necessarie per bilanciare strategicamente le emissioni, l’efficienza, l’affidabilità e i costi, fondandosi su un software di analisi avanzata, hardware di comunicazione e misuratori, per la valutazione delle informazioni di interesse.

PowerLogic controlla i punti energetici chiave 24 ore al giorno, quindi elabora e trasforma un dato in un’informazione rilevante e tempestiva a chiunque ne abbia bisogno.

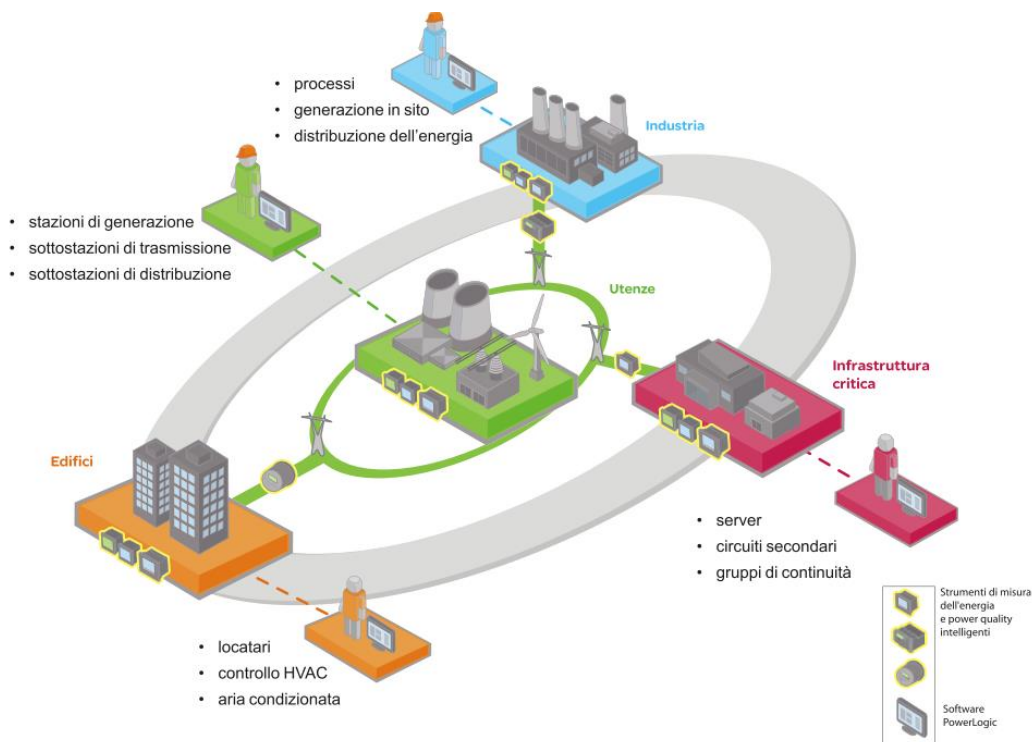


Figura 3.4 – Rappresentazione di scenario di utilizzo per Power Logic

Il *PowerLogic* dovrebbe permettere di creare una vera e propria rete di monitoraggio, mettendo in comunicazione ogni livello di produzione/consumo di energia come mostrato in Figura 3.4.

La tecnologia *PowerLogic* offre i seguenti vantaggi chiave:

- Un ritorno dell'investimento rapido e quantificabile.
- Un portafoglio di componenti scalabili e modulati che permettono una facile espansione del sistema in base alle esigenze e al budget.
- Interoperabilità, dall'inizio alla fine della vita utile, per un'integrazione fluida con le applicazioni commerciali, contabili e SCADA.
- Conformità alle diverse norme di monitoraggio della qualità dell'energia e della accuratezza di misurazione.

3.2.1 PowerLogic PM8000



Figura 3.5 – PowerLogic PM8000

Il *PowerLogic PM 8000* (codice METSPEOM8244) mostrato in Figura 3.5 è lo *smart meter* più efficiente proposto dalla Schneider Eletric.

Le caratteristiche tecniche offerte, in tema di analisi di Power Quality, sono:

- Cattura della forma d'onda
- Controllo distorsione armonica
- Programmabilità (funzionalità logiche e matematiche)
- Rilevamento dei buchi e picchi di tensione

- Rilevamento fino alla 63° armonica
- Report di conformità EN 50160
- Monitoraggio della Power Quality IEC 62586
- Misure di Power Quality IEC 61000-4-30: classe S

Viene applicato nel monitoraggio WAGES (acqua, aria, gas, elettricità, vapore) come monitoraggio energia, e il numero di uscite è ad impulso.

Tipo di misure che effettua:

- Fattore di potenza (totale)
- Potenza apparente (totale)
- Potenza attiva e reattiva (totale)
- Potenza attiva e reattiva (parziale)
- Potenza apparente (per fase, RMS)
- Fattore di potenza (per fase, RMS)
- Tensione
- Corrente
- Frequenza

La frequenza di rete a cui si applica è 50/60 Hz e ha un campo di misura della frequenza tra 42 – 69 Hz, la corrente nominale [In] è 1 A, 5 A, 10 A, il numero di poli è 3P + N, 3P, 1P+N.

Il *PowerLogic PM 8000* ha un tasso di campionamento di 256 campioni per ciclo, ovvero quando si trova a lavorare a 50 Hz preleva un campione ogni 0.078 ms circa.

Le accuratèzze di misura riportate sono:

- +/- 0.2% energia attiva
- +/- 0.1% tensione
- +/- 0.1% corrente

Le classi di precisione riportate sono:

- Classe 0.2 (energia attiva conforme a ANSI C 12.20)
- Classe 0.2S (energia attiva conforme a IEC 62053-22)
- Classe 0.2 (potenza attiva conforme a IEC 61557-12)
- Classe 0.5S (energia reattiva conforme IEC 62053-24)
- Classe 0.5 (fattore di potenza conforme a IEC 61557-12)
- Classe 0.2 (tensione conforme a IEC 61557-12)
- Classe 0.2 (corrente conforme a IEC 61557-12)

L'informazione visualizzata può essere:

- Tensione
- Corrente

- Frequenza
- Potenza
- Consumo di energia
- Distorsione armonica

I protocolli comunicazione utilizzati sono:

- DNP3
- IEC 61850
- Modbus RTU 2 fili
- ION 2 fili
- Modbus TCP/IP
- Ethernet Modbus TCP/IP daisy chain: 10/100 Mbit/s
- RSTP 801.1d 2004
- Ethernet
- RS485

I dati che vengono registrati sono:

- Salvataggio forma d'onda
- Salvataggio armonica
- Tendenze /Previsioni
- Sincronizzazione GPS
- Registri di allarmi, dati, eventi
- Indicazione dell'ora
- Minimo/massimo dei valori istantanei
- Sequenza registrazione eventi
- Salvataggio buchi e picchi

Le norme a cui fa riferimento il *PowerLogic PM 8000* sono principalmente:

- IEC 62053-24
- IEC 62052-11
- IEC 62053-22
- IEC 61557-12

Il *PowerLogic PM 8000* ha un prezzo per il singolo dispositivo che attualmente è di circa 2917 €, valore anche 12 volte maggiore di un comune smart meter, inclusi quelli che verranno trattati in questo testo. Tale costo viene giustificato dall'azienda per via delle numerose e avanzate misure che è in grado di rilevare.

Come si evince dai dati precedentemente riportati, per esempio, è in grado di rilevare fino alla 63° armonica, ben oltre la venticinquesima, limite minimo imposto dalla normativa.

3.3 IME

IME progetta e produce in Italia strumenti di misura e sistemi integrati. I campi di applicazione dei suoi prodotti sono: misure elettriche, automazione industriale, gestione dell'energia, protezione.

IME è stata fondata nel 1946 e ha iniziato con la produzione di strumenti di misura ad indice per grandezze elettriche alternate e continue. La sua storia ha una prima svolta all'inizio degli anni '70, quando amplia la gamma dei prodotti e introduce l'elettronica, con i trasduttori per conversione di grandezze elettriche e fisiche e gli indicatori digitali.

In seguito l'azienda consolida la propria offerta di apparecchi destinati ad impianti per il terziario e l'industria: nella protezione con i relè differenziali e nel controllo con i contatori di energia. Negli anni '90 l'evoluzione continua: serie modulare, strumenti programmabili, apparati di misura multifunzione, interfaccia uomo macchina.

La produzione odierna della IME spazia dal singolo strumento al sistema integrato per la gestione centralizzata della misura.



Figura 3.6 – Logo IME

Il centro metrologico IME svolge principalmente tre funzioni:

- custodia di campioni primari certificati da enti appartenenti ai centri per i Servizi di Taratura in Italia (centri SIT) a garanzia della loro accuratezza e referibilità ai campioni nazionali;
- possibilità di svolgere test di validazione (test ambientali, di compatibilità elettromagnetica, di isolamento, di sicurezza) in opportuna sala prove;

- controllo periodico della accuratezza delle attrezzature utilizzate nei processi produttivi, come calibratori, generatori di segnale, campioni secondari, banchi di taratura.

Il prodotto IME di punta per il monitoraggio è il Nemo D4-Le.

3.3.1 Nemo D4-Le



Figura 3.7 – Contatore Nemo D4-Le di “IME”.

Nemo D4-Le (mostrato in Figura 3.7) è uno strumento multifunzione per sistemi in bassa tensione e può essere connesso ad un sistema monofase o ad uno trifase con carico equilibrato o squilibrato. Deve essere collegato alla rete tramite trasduttore di corrente (TA) e trasduttore di tensione (TV) il cui rapporto è programmabile.

Tale strumento è in grado di effettuare diagnostica e correzione della sequenza delle fasi, infatti nel software del dispositivo è presente un algoritmo di diagnostica e riparazione della sequenza di inserzione voltmetrica e amperometrica; la funzione è attivabile a richiesta a patto che le seguenti condizioni siano rispettate:

- 1) Il conduttore di neutro (nella rete a 4 fili) sia correttamente posizionato al morsetto corrispondente (normalmente numero 1).
- 2) Non siano presenti incroci di conduttori tra TA differenti.
- 3) Il fattore di potenza sia compreso fra 1 e 0,5 induttivo per ciascuna fase.

Le misure che è possibile visualizzare sul display sono:

- Tensione di fase e concatenata

- Tensione minima e massima di fase
- Corrente di fase e di neutro
- Corrente media e valore massimo della corrente media
- Frequenza con tolleranza ± 1 Hz
- Fattore di potenza
- Potenza attiva, classe precisione 0.5, reattiva apparente, classe precisione 1
- Potenza media e valore massimo della potenza media
- Energia attiva, classe di precisione 0.5 e reattiva, classe precisione 1, positiva e negativa, totale e parziale
- Energia attiva tariffaria, 4 tariffe
- Ore e minuti di funzionamento
- THD_v e THD_i fino alla 50° armonica
- Analisi armonica fino alla 50° armonica (frequenza fondamentale compresa tra 45 e 65 Hz)
- Fattore di cresta riguardante tensione e corrente
- Angolo di fase tra corrente e tensione, angolo di fase tra le correnti, angolo di fase tra le tensioni
- Conteggio impulsi, 2 ingressi

Lo strumento possiede i seguenti protocolli di comunicazione:

- RS485 Modbus RTU con velocità di trasmissione 4800...38400 bit/s
- Bacnet
- Ethernet (RS485+ IF2E o IF4E)

I valori medi delle misure disponibili possono essere calcolati su un periodo selezionabile. I tempi di integrazione concessi sono: 5/8/10/15/20/30/60 minuti.

Le norme a cui fa riferimento *Nemo D4-Le* sono:

- EN/IEC 61326-1 classe B per quanto riguarda l'emissione
- EN/IEC 61326-1 per quanto concerne l'immunità
- EN 60529 per il grado di protezione

Questo dispositivo, a differenza dell'*Open Meter* di e-distribuzione possiede l'opzione della scelta degli intervalli di integrazione della potenza, da 5 minuti ad un'ora, mentre per l'*Open Meter* si hanno intervalli di 15 minuti. Ma a differenza dell'*Open meter* e del *Power Logic* necessita di un trasduttore di corrente per poter leggere le grandezze di rete.

Il costo sul mercato attuale è di circa 270 €, valore nettamente inferiore al costo del *Power Logic* della Schneider, ma in questo valore non si mette in conto il costo dei

trasduttori di cui necessita e il costo di installazione che per l'*Open Meter* appare gratuito in caso di nuovo allaccio o sostituzione contatore non funzionante.

3.4 Ducati energia

Ducati energia deve la fama ai fratelli Ducati che nel 1926 diedero avvio all'attività industriale DUCATI cui farà seguito, 22 anni dopo, la suddivisione in DUCATI Elettrotecnica e DUCATI Meccanica (oggi DUCATI Motor).

Ducati energia nasce nel 1985 in Italia a Bologna dall'unione di DUCATI Elettrotecnica e di Zanussi Elettromeccanica-Divisione Generatori e rappresenta una delle realtà industriali storiche del territorio bolognese.

Oggi il Gruppo DUCATI energia conta circa 900 dipendenti distribuiti in 9 stabilimenti in tutto il mondo ed opera in diversi settori di attività tra cui: condensatori, rifasamento industriale ed elettronica di potenza, generatori eolici, alternatori e sistemi di accensione per motori endotermici, veicoli elettrici e colonnine di ricarica, analizzatori di energia, sistemi per il telecontrollo delle reti elettriche, segnalamento ferroviario, sistemi ed apparecchiature autostradali e per il trasporto pubblico.



Figura 3.8 – Logo Ducati Energia

Ducati energia S.p.A, proseguendo un programma di sempre maggiore partecipazione nel settore del risparmio energetico e in quello dell'innovazione tecnologica, ha realizzato una gamma di analizzatori "Smart Più" che rappresenta il consolidamento di una presenza nel campo dei controlli industriali per via dell'alto contenuto tecnologico e sinergico con le problematiche tradizionali del mercato.

3.4.1 Smart Più

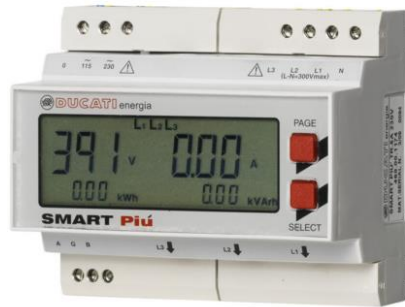


Figura 3.9 – Contatore “Smart più” di “Ducati Energia”.

Lo *Smart Più*, rappresentato in Figura 3.9, lavora con tensioni nominali dell'ordine di 230 V- 240 V $\pm 10\%$ quindi in bassa tensione, può essere installato su un'utenza monofase o trifase e un intervallo di frequenza di 45 ÷ 65 Hz.

Questo strumento non è dotato di fusibile di protezione sull'alimentazione, deve quindi essere protetto e fornito, in fase di installazione, da un fusibile da 0.1 A tipo T.

Se le grandezze sono quelle nominali non vi è necessità di utilizzare trasduttori di corrente o tensione ma li supporta ed è possibile programmare il rapporto di trasduzione.

Le misure che sono possibili visualizzare sul display dello *Smart Più* sono:

- Frequenza
- Tensione fase – neutro, vero valore efficace (“True RMS”)
- Tensioni concatenate (Fase-Fase)
- Correnti di ogni fase, vero valore efficace (“True RMS”)
- Corrente trifase equivalente
- Potenza attiva di ogni fase, integrale del valore istantaneo Tensione per Corrente
- Potenza attiva, reattiva di ogni fase e trifase, apparente trifase media
- Potenza attiva trifase media
- Massimo valore della potenza attiva media e della potenza apparente media
- Fattore di potenza di ogni fase e del sistema trifase
- Energia attiva di ogni fase e trifase
- Energia reattiva di ogni fase e trifase
- Energia apparente di ogni fase e trifase
- THD_v e THD_i

L'intervallo di calcolo dei valori medi è 1 ÷ 60 minuti.

Lo *Smart Più* dispone dell'interfaccia seriale RS485 galvanicamente isolata, che consente di realizzare una rete di analizzatori sotto il controllo di un appropriato software di gestione. Questo avviene tramite due protocolli di comunicazione selezionabili nell'apposito menù di configurazione.

- Protocollo “DUCATI energia”: protocollo ASCII a caratteri che permette di gestire fino a 98 analizzatori.
- Protocollo MODBUS – RTU: protocollo binario secondo standard industriale che permette di gestire fino a 247 analizzatori.

È possibile collegare fino a 31 strumenti sulla stessa linea Modbus senza apparecchi aggiuntivi e la velocità massima di trasmissione è 9600 bit/s.

Il dispositivo appartiene alla classe di precisione 0.5, l'accuratezza delle misure è la seguente:

- Tensioni: $\pm 0.25 \% \pm 0.3 \% \text{ F.S.}$
- Correnti: $\pm 0.25 \% \pm 0.3 \% \text{ F.S.}$
- Potenza attiva: $\pm 0.5 \% \pm 0.1 \% \text{ F.S.}$ (da $\cos \varphi = 0.3$ Induttivo a $\cos \varphi = - 0.3$ Capacitivi)
- Fattore di potenza ($\cos \varphi$): $\pm 0.5 \% \pm 0.005 \% \text{ F.S.}$ (da $\cos \varphi = 0.3$ Induttivo a $\cos \varphi = - 0.3$ Capacitivi)
- Frequenza: 40.0 Hz ÷ 99.9 Hz: $\pm 0.2 \% \pm 0.1 \text{ Hz}$, 100 Hz ÷ 500 Hz: $\pm 0.2 \% \pm 1 \text{ Hz}$

Questo strumento sul mercato è tra i più economici, infatti il suo costo di attesta sui 200 € nei quali però non viene calcolato il costo del fusibile di cui il dispositivo necessita per il funzionamento.

Tra i tre dispositivi discussi in questo testo è il meno performante; è l'unico a possedere un solo standard di comunicazione, non supporta la funzione del conteggio dell'energia tariffaria e delle ore di funzionamento.

Tuttavia non necessita di un trasduttore di tensione, nel caso sia posto in una linea di bassa tensione, a differenza del dispositivo della IME e possiede un buon intervallo di integrazione dei valori medi, capace di far concorrenza all'*Open Meter* e al *Nemo D4-Le*.

Conclusioni

In uno scenario di reti di potenza in continua evoluzione, il mercato attuale si sta adattando, offrendo un vasto panorama di smart meters. In tale contesto, questo lavoro di tesi ha riguardato l'analisi delle caratteristiche e dei dispositivi necessari per un efficace sistema di smart metering. In particolare si sono studiate le peculiarità di diverse generazioni di contatori di energia elettrica e si sono discusse le caratteristiche che solo i più avanzati sistemi di misura possiedono.

Nello specifico si evince che tutti gli smart meters misurano le grandezze elettriche fondamentali, ma si hanno sensibili differenze nelle modalità di calcolo e comunicazione del dato.

Nella valutazione della potenza, sia essa attiva, reattiva o apparente (totale o parziale); ciò che differisce è l'intervallo d'integrazione, si passa dalle frazioni di secondo per gli analizzatori più prestanti e costosi, ai minuti, fino alle ore negli strumenti più tradizionali. È stato possibile verificare che ogni dispositivo analizzato calcola il fattore di potenza, ciò che varia, così come per ogni misura, è l'accuratezza del calcolo.

Tutti i dispositivi di misura dell'energia rilevano tensione, corrente e frequenza. Tuttavia, solo i dispositivi più avanzati sono in grado di rilevare accuratamente la Distorsione Armonica Totale di corrente e di tensione (THD_v , THD_i) e il fattore di cresta (k) e sono in grado di catturare la forma d'onda e di rilevare i buchi di tensione. È infatti possibile ricordare che, secondo le normative, per il calcolo del THD è sufficiente rilevare fino alla quarantesima armonica, di conseguenza, rilevare armoniche superiori potrebbe essere considerato superfluo, mentre potrebbe risultare fondamentale per capire, nel dettaglio, l'effettiva qualità della fornitura.

È stato possibile notare che ogni dispositivo possiede almeno un protocollo di comunicazione, ma, anche in questo caso, il numero di protocolli può determinare la qualità e la scalabilità del monitoraggio. Si nota che il protocollo più comunemente utilizzato è l'RS485, ogni dispositivo considerato in questo lavoro ne è dotato e nella maggior parte dei casi la porta Ethernet affianca il protocollo RS485. Tuttavia altre porte di comunicazione potranno essere necessarie nell'immediato futuro.

In generale, aldilà della qualità dei dispositivi e del relativo costo, si può affermare che ogni moderno smart meter permette di ottenere una buona conoscenza della rete ma è in ogni caso fondamentale conoscere le caratteristiche dei dispositivi e le caratteristiche degli impianti in cui dovranno essere installati per ottimizzare le possibilità di monitoraggio. È infatti necessario capire cosa sia più opportuno installare a seconda dell'impianto da monitorare per rispettare le norme vigenti e poter risparmiare denaro.