



Università degli Studi di Cagliari

Facoltà di Ingegneria e Architettura

*Corso di laurea in Ingegneria Elettrica ed Elettronica*

**Impiego delle PMU nelle reti elettriche di distribuzione**

Relatore:

Prof. Ing. Carlo Muscas

Tesi di Laurea di:

Gianluca Forresu

ANNO ACCADEMICO 2018/2019

# Indice

Introduzione.....	3
1 Cosa sono e come funzionano le PMU.....	4
1.1 Definizione di una PMU.....	4
1.2 Architettura .....	5
1.3 Evoluzione .....	7
2 Le micro-PMU.....	9
2.1 Definizione di micro-PMU .....	9
2.2 Architettura alternativa .....	11
2.3 Limiti di funzionamento .....	14
3 Possibili applicazioni.....	18
3.1 Panoramica.....	18
3.2 Funzionamento in isola .....	19
3.3 Rilevamento anomalie .....	28
3.4 Cyber Security .....	34
3.5 Resilienza della rete .....	35
3.6 Open $\mu$ PMU e Berkeley Tree Database .....	35
3.7 Monitoraggio della frequenza.....	37
4 Progetti in corso.....	39
4.1 Il futuro della rete americana.....	39
4.2 Smart Grid a Losanna .....	40
4.3 Approccio data-driven per monitoraggio, protezione e controllo della rete di distribuzione basato su micro-PMU .....	44
Conclusioni.....	50
Bibliografia e Sitografia .....	51

## Introduzione

Negli ultimi anni il sistema elettrico ha subito numerosi cambiamenti, e le infrastrutture stanno affrontando delle problematiche per le quali non sono state progettate. Generazione distribuita (spesso da fonti rinnovabili non controllabili come solare ed eolico), carichi non lineari (dovuti principalmente all'elettronica) e progressiva diminuzione delle centrali tradizionali sono solo alcune delle difficoltà che la rete sta affrontando. E nel futuro le condizioni saranno sempre più critiche. Ormai è quindi chiaro che la rete deve evolvere per affrontare queste nuove sfide, portate dal progresso tecnologico.

Il futuro è rappresentato dalle smart-grid, reti intelligenti in grado di gestirsi automaticamente e far fronte alle nuove esigenze del sistema. Un modo per andare verso questo tipo di reti è quello di dotarle di sistemi di gestione in tempo reale, supportati da dispositivi di misura precisi e affidabili come le PMU. Al livello di trasmissione questo è già stato fatto, con risultati soddisfacenti.

Lo scopo di questo elaborato è indagare sui benefici che comporterebbe l'installazione delle PMU anche nella rete di distribuzione, senza però trascurare eventuali aspetti negativi.

Nel primo capitolo si definisce la PMU e vengono spiegati, sommariamente, il suo funzionamento e la sua evoluzione nel tempo.

Nel secondo capitolo si introducono le  $\mu$ PMU, evidenziandone le caratteristiche che le distinguono dalle PMU tradizionali utilizzate nelle reti di trasmissione. Si riportano inoltre, a titolo di esempio, i limiti di funzionamento di uno di questi nuovi dispositivi.

Nel terzo capitolo si indaga sulle possibili applicazioni delle  $\mu$ PMU nelle reti di distribuzione, riportando anche alcuni esempi di applicazioni sperimentali.

Nel quarto l'attenzione è invece focalizzata sui progetti in atto in degli scenari reali. In particolare si parla di un importante programma di ammodernamento della rete statunitense, della smart-grid sperimentale del campus dell'Università di Losanna e della microgrid del LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory).

# 1 Cosa sono e come funzionano le PMU

## 1.1 Definizione di una PMU

Storicamente le grandezze utilizzate per il monitoraggio e la gestione dei sistemi elettrici erano scalari, come ad esempio la potenza attiva o il valore RMS (Root Mean Square) di tensioni e correnti, misurate tramite strumenti elettromeccanici. Con l'avvento degli strumenti elettronici digitali però si ha a disposizione una gamma di opzioni di misura molto più ampia, che ora più che mai possono essere utili per gestire al meglio i sistemi anche in condizioni critiche, dovute ai recenti cambiamenti nelle linee (diffusione di generazione distribuita e carichi non lineari). Situazioni in cui la fase delle grandezze misurate gioca un ruolo chiave per la stabilità del sistema. Ma inizialmente era possibile misurare la fase solo localmente, cioè ottenere una misura non assoluta ma relativa. [1]

Ecco allora che nasce l'esigenza di creare le PMU, acronimo di Phasor Measurement Unit, strumenti di misura che sono in grado di acquisire sia l'ampiezza di una grandezza sinusoidale che la sua fase, misurando quest'ultima rispetto ad un riferimento temporale assoluto, solitamente fornito da un sistema GPS (Global Positioning System) unico per tutte le PMU installate lungo la rete. Il risultato di queste misure prende il nome di sincrofasore, cioè un fasore sincronizzato al riferimento temporale assoluto. Si definisce fasore la rappresentazione idealizzata di una grandezza elettrica alternata, tensione o corrente, perfettamente sinusoidale e a frequenza costante. Viene espresso sotto forma di vettore, la cui ampiezza è data dalla misura del valore RMS del segnale, mentre la fase, espressa in gradi, rappresenta il ritardo della sinusoide rispetto ad un riferimento temporale. Per come è definito, quindi, un fasore rappresenta un intero ciclo del segnale misurato e non un singolo valore istantaneo. In figura 1.1 si vede un esempio di fasore, rappresentante la grandezza elettrica espressa come

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi)$$

dove  $X_m$  rappresenta l'ampiezza,  $\varphi$  la fase e  $\omega$  la velocità angolare di rotazione. [2]

Le PMU sono inoltre in grado di fornire la misura della frequenza del segnale misurato e la velocità della sua variazione nel tempo (ROCOF: rate of change of frequency). Quest'ultimo parametro è importante nella gestione dei sistemi di trasmissione per capire se si stanno creando eventi che necessitano attenzione da parte del gestore del sistema.

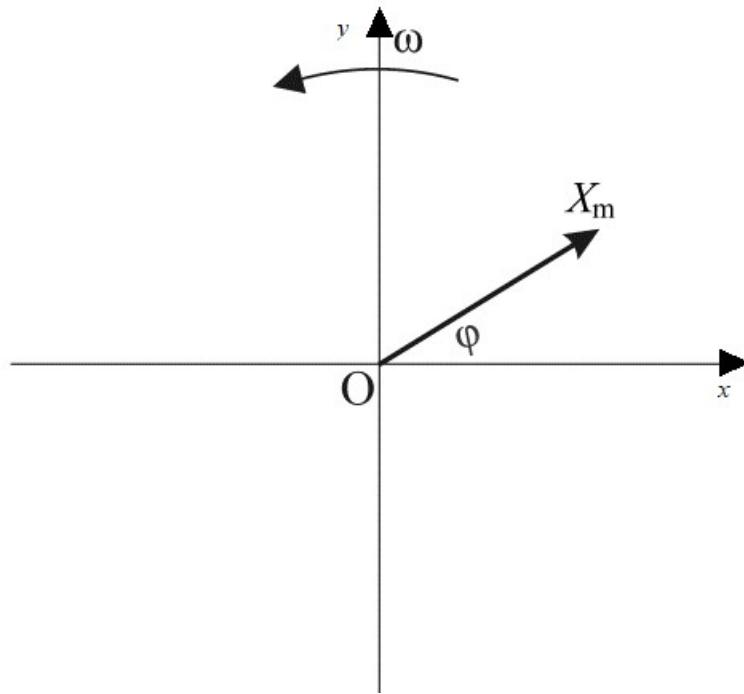


Figura 1.1: rappresentazione grafica di un fasore rotante [2]

La definizione di queste misure in un contesto ideale può sembrare semplice, ma in realtà non lo è affatto. Quando ci spostiamo dai modelli ideali alle reti reali sorgono infatti diversi problemi da affrontare. Per esempio, cosa si intende per fasore quando non è possibile raggiungere un regime stazionario vero e proprio? Oppure, come si può acquisire il fasore di una grandezza sinusoidale che cambia la sua frequenza all'avanzare del tempo? O ancora, in che modo si affronta la presenza di contenuto armonico che distorce la forma d'onda sinusoidale? Queste ed altre problematiche sono state e continuano ad essere al centro dell'attenzione nella ricerca in questo settore e hanno portato ad una evoluzione nel tempo del concetto stesso di PMU, fino ad arrivare a ciò che si intende oggi con questo termine. [1]

## 1.2 Architettura

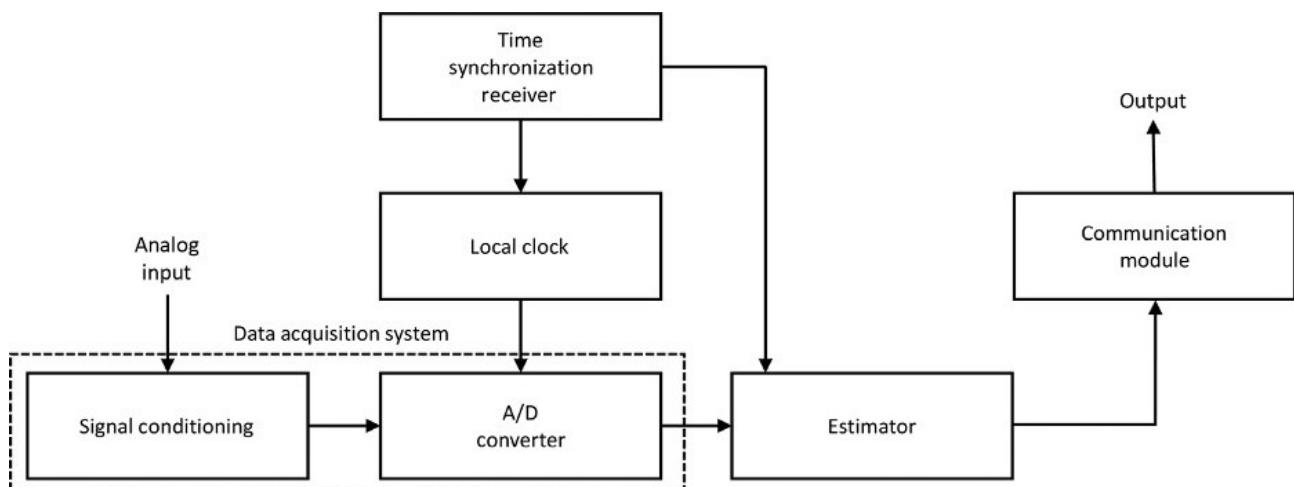


Figura 1.2: Architettura generale di una PMU [1]

L'architettura di una PMU generica può essere suddivisa in tre moduli principali: acquisizione dati, calcolo e sincronizzazione. Il primo è un generico modulo largamente diffuso nel campo della strumentazione di misura digitale, mentre gli altri due sono specifici di questo tipo di applicazione. Essendo necessario ottenere delle prestazioni di misura molto elevate, ogni elemento deve essere opportunamente scelto e in grado di cooperare con gli altri in modo da ottenere le elevate performance desiderate.

Lo schema di base dell'architettura di una PMU può essere rappresentato come in figura 1.2, dove il sistema di acquisizione dati, in maniera analoga ad altri strumenti di misura, gestisce degli ingressi analogici di tensione o corrente, opportunamente adattati da appositi trasduttori per ottenere valori gestibili dall'elettronica, e li converte in segnali digitali tramite un convertitore analogico/digitale (ADC) le cui caratteristiche principali sono la frequenza di campionamento e il numero di bit, oltre che il numero di canali. Ma in questi dispositivi i segnali convertiti vengono sincronizzati tramite un riferimento temporale universale, fase fondamentale del processo di misura perché è proprio questa che caratterizza le PMU. Il riferimento può essere fornito tramite sistema GPS oppure attraverso un protocollo di rete dedicato (in alcuni casi possono essere implementate entrambe le soluzioni nella stessa PMU). A questo punto i segnali sincronizzati vengono mandati al blocco computazionale, che provvede allo svolgimento dell'algoritmo di misura. [1]

Le informazioni elaborate vengono salvate in unità di memoria locali e mandate al modem, che provvederà a trasmetterle al PDC (Phasor Data Concentrator) di competenza. I PDC sono accessibili da remoto per scopi diagnostici e sono in grado di svolgere una serie di funzioni atte a gestire il flusso di dati provenienti dalle PMU. Devono infatti registrare i dati ricevuti, allinearli in base al loro riferimento temporale e scartare quelli alterati.

Come mostrato in figura 1.3, a monte del sistema vi sono gli SDC (Super Data Concentrator), dove vengono raccolti i dati provenienti dai PDC locali e messi a disposizione delle applicazioni che hanno bisogno dei dati dell'intero sistema per svolgere le loro funzioni. Un'altra caratteristica che è possibile notare dalla figura 1.3 è che i flussi di dati sono rappresentati come bidirezionali. Infatti, nonostante il flusso si sposti per la maggior parte del tempo dal basso verso l'alto, ci sono alcune applicazioni che richiedono anche un flusso di dati che vada dagli SDC ai PDC, o da questi ultimi alle PMU stesse.

La funzione di trasmissione dati è fondamentale per tutte quelle applicazioni che richiedono le informazioni fornite delle PMU da remoto. In generale, quando si effettua una trasmissione dati si deve tener conto di due aspetti principali: la capacità del canale di comunicazione e la latenza. Il primo rappresenta la quantità di dati che può essere inviata tramite il canale in un dato intervallo di tempo, mentre il secondo è definito come il ritardo temporale tra il momento in cui il dato viene creato e quello in cui è reso disponibile per l'applicazione che lo richiede.

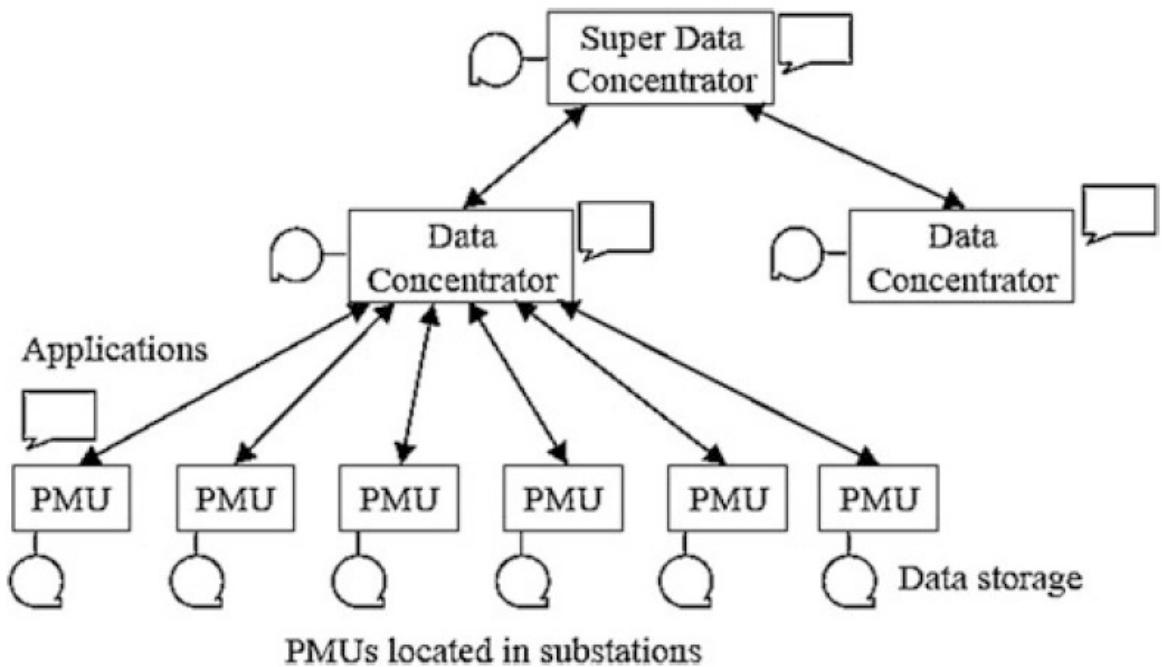


Figura 1.3: Gerarchia delle PMU e dei centri di raccolta dati [3]

Per realizzare questo tipo di trasmissioni sono stati usati nel tempo sia i cavi telefonici che quelli della rete stessa, ma ad oggi la tecnologia più usata è sicuramente la fibra ottica, che offre le migliori prestazioni in termini di capacità e di latenza, e per sua natura è anche immune alle interferenze elettromagnetiche. [3]

### 1.3 Evoluzione

Si è visto come i modi di implementare le PMU siano molteplici, così come gli algoritmi di misura utilizzabili. Le scelte, sia hardware che software, dipendono da vari fattori, primi fra tutti il costo dell'apparecchio e le esigenze specifiche di misura da soddisfare. Fino ad oggi la maggiore diffusione delle PMU è avvenuta nel settore della trasmissione, dove l'elevato costo della singola unità viene ammortizzato dal fatto che se ne installano poche lungo la rete perché pochi sono i nodi significativi dai quali è importante avere delle informazioni sotto forma di misure fasoriali. A livello di distribuzione invece il numero di nodi cresce notevolmente, aumentando così il costo dell'installazione. E fino a poco tempo fa, quando non era presente generazione distribuita, i guasti a questo livello della rete erano gestibili più facilmente e sicuramente meno importanti di quelli in trasmissione. Per cui non era conveniente un investimento così oneroso per migliorare un'infrastruttura che tutto sommato funzionava già più che discretamente. Con l'avvento delle smart

grid, però, lo scenario sta cambiando significativamente, e avere a disposizione misure sincrofasoriali anche nella distribuzione potrebbe migliorare notevolmente la gestione della rete. Questo consentirebbe di avere in ogni istante una stima migliore di tutta la rete di distribuzione, per poterla gestire più efficacemente e sfruttare al massimo la sua capacità di trasporto dell'energia. La ricerca si è quindi concentrata su un nuovo tipo di PMU, con caratteristiche adatte all'uso nella distribuzione, chiamate anche micro-PMU.

## 2 Le micro-PMU

### 2.1 Definizione di micro-PMU

Ad oggi l'installazione di PMU si concentra solo sul sistema di trasmissione e anche il loro sviluppo è incentrato su quel settore. Ma con la crescente importanza e diffusione della generazione distribuita e l'avvento delle smart grid, avere a disposizione una misura sincrofasoriale in tempo reale anche a livello di distribuzione sarebbe un modo per migliorare notevolmente la gestione della rete. Ecco perché la ricerca si sta focalizzando anche su questo campo. Il frutto di questa ricerca prende il nome di micro-PMU ( $\mu$ PMU). Questi dispositivi si discostano dalle PMU tradizionali usate nella trasmissione per diversi aspetti, primi fra tutti il sample rate, che aumenta dai circa 30S/s fino ai 120S/s, e l'accuratezza della misura della fase, che passa dal  $\pm 1^\circ$  fino al  $\pm 0,01^\circ$ . Questo perché le dinamiche della distribuzione sono più rapide di quelle della trasmissione, e perché gli sfasamenti sono più piccoli, a causa del diverso rapporto tra resistenza e reattanza rispetto alla trasmissione, e dunque è necessaria una misura più precisa degli angoli. Le micro-PMU possono fare la differenza in diversi aspetti della gestione della distribuzione. Grazie ad esse è possibile infatti misurare l'impedenza in punti della rete nei quali non era possibile o avere informazioni sulla direzione dei flussi di potenza che potrebbero evidenziare cambiamenti topologici della rete o guasti. Ma l'installazione delle PMU nella rete di distribuzione è più complicata rispetto alla trasmissione e presenta diversi problemi non banali da affrontare:

- Come già accennato, la differenza di fase tra tensioni in due punti diversi della rete è molto piccola per le proprietà tipiche del sistema di distribuzione. Così per ottenere dei risultati significativi è necessario che le fasi siano misurate con un errore molto più piccolo rispetto alla trasmissione. Le  $\mu$ PMU devono infatti essere in grado di misurare differenze di fase con un'accuratezza migliore di  $\pm 0,05^\circ$ ;
- Le misure sulla rete di distribuzione sono affette da un rumore molto maggiore rispetto alla trasmissione, e questo rende la stima precisa del sincrofasore più complicata. Le  $\mu$ PMU dovranno tener conto di questi fenomeni e i dati dovranno essere correttamente elaborati ed interpretati;
- L'elevato valore economico dei flussi di energia circolanti nella rete di trasmissione è sufficiente a giustificare il grande investimento che si deve fare per dotare il sistema di PMU e delle altre infrastrutture necessarie alla trasmissione dei dati e alla loro elaborazione. Per poter pensare di fare qualcosa di simile nella rete di distribuzione è fondamentale rendere le  $\mu$ PMU molto più economiche delle PMU tradizionali, necessità che va in contrasto con la specifica di prestazioni più elevate;

- Le  $\mu$ PMU devono essere in grado di connettersi a sistemi trifase con tensioni concatenate fino a 690 V e stellate fino a 400 V, ma anche a sistemi monofase che invece nella trasmissione non sono previsti.

La ricerca di un compromesso tra queste ed altre specifiche ha portato all'odierno concetto di  $\mu$ PMU: dispositivi di misura sincronizzati, che mettono a disposizione misure fasoriali (in ampiezza e fase) in tempo reale con accuratezza molto elevata, consentendo di determinare l'esatta sequenza di eventi che avvengono nel sistema. Resta però l'annoso problema del costo, che in molti casi continua ad essere troppo elevato per pensare di poter installare questi dispositivi, su larga scala, nella rete di distribuzione. [3]



Figura 2.1: aspetto di una micro-PMU tratta dal catalogo della PSL

Nella figura 2.1 si può vedere, a titolo di esempio, l'aspetto di una  $\mu$ PMU a catalogo della PSL. A sinistra si trova il modulo Gps, a destra l'alimentatore e al centro il dispositivo di misura vero e proprio. In alto si notano i morsetti per l'acquisizione delle grandezze da misurare, mentre al centro

sono presenti un monitor, un'interfaccia USB e un alloggiamento per schede di memoria SD (Secure Digital). In basso altre due porte USB e quella Ethernet per la trasmissione dei dati raccolti.

## 2.2 Architettura alternativa

Un'architettura alternativa per la realizzazione e l'installazione di PMU è possibile ed è stata presentata in uno studio frutto della collaborazione tra l'Università di Cagliari e quella di Brescia [4]. È stata nominata PMU distribuita, e l'idea chiave è quella di dividere le varie funzioni di una PMU, operante in una sottostazione, in elementi diversi che lavorano insieme per ottenere lo stesso risultato di una PMU stand-alone, rispettando la norma IEC 61850. Questo tipo di architettura, studiato per la trasmissione, si potrebbe pensare di applicarlo anche alle PMU nella distribuzione, con notevoli risparmi economici sulle installazioni.

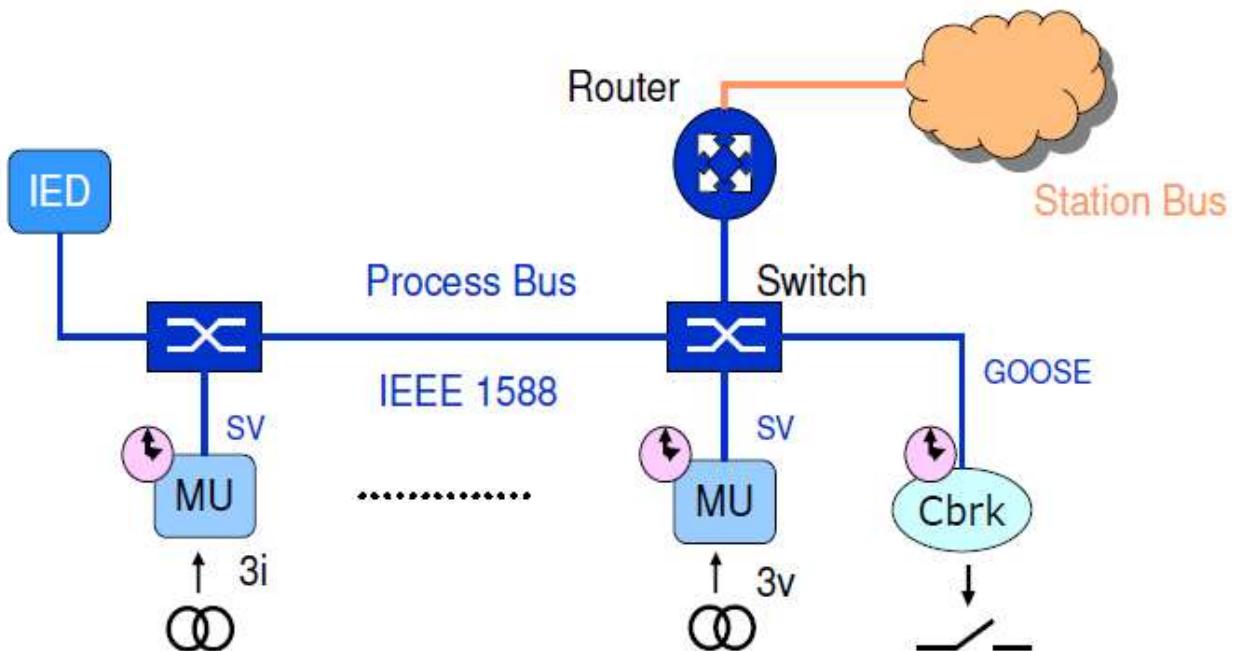


Figura 2.2: Architettura del sistema di misura distribuito [4]

Lo schema proposto è riportato in figura 2.2, dove lo IED (dispositivo elettronico intelligente) ha il compito di stimare il sincrofasore e trasmettere i dati, mentre l'acquisizione dei segnali di tensione e corrente avviene tramite opportuni trasduttori e Merging Unit (MU). È però necessario assicurarsi che l'incertezza introdotta dividendo le varie funzioni rientri nei limiti accettabili, soprattutto per le funzionalità di protezione e controllo.

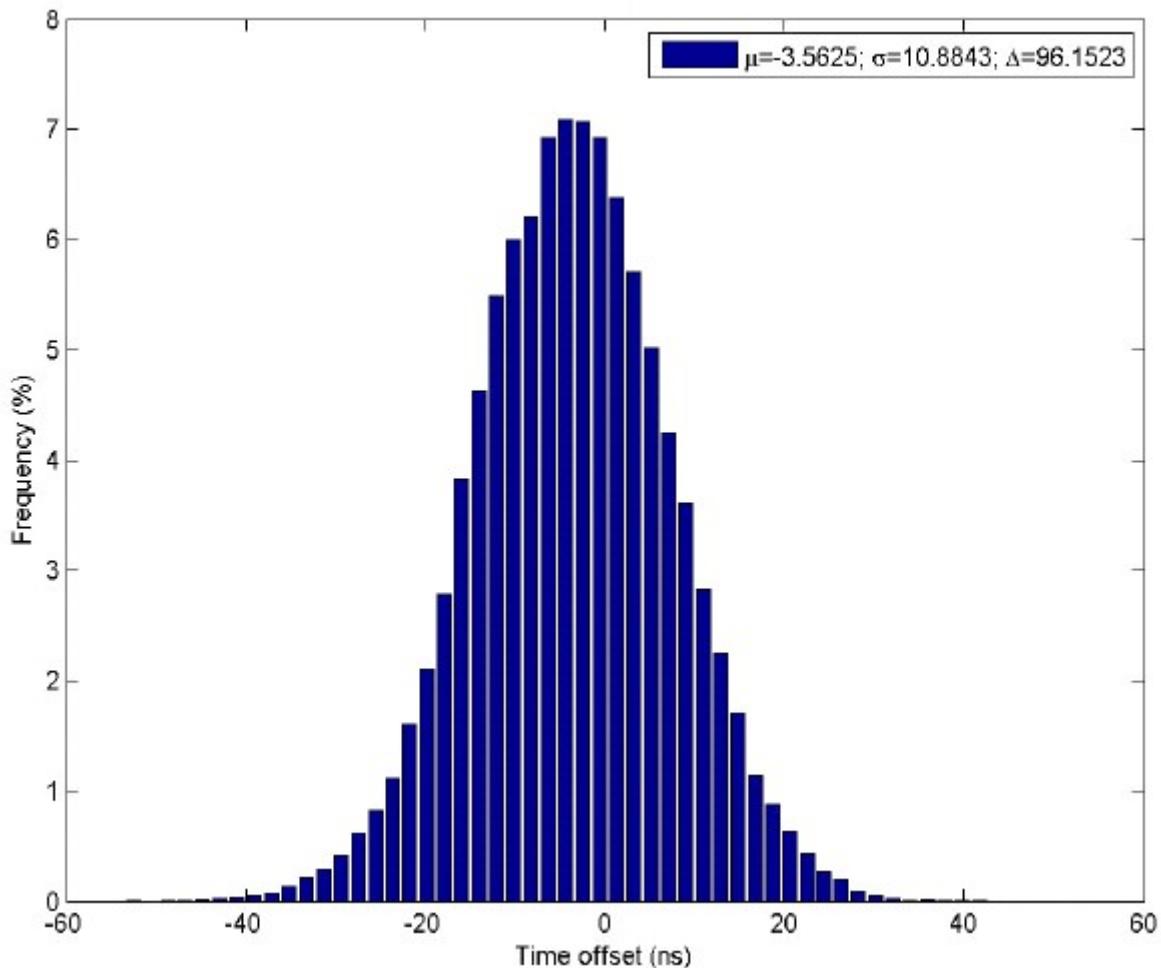
Nella soluzione proposta il segnale digitalizzato dalla MU, chiamato Sampled Value (SV), viene inviato tramite un bus di processo dopo aver effettuato una opportuna mappatura in una trama Ethernet. Ogni campione di SV è dotato di un riferimento temporale ottenuto dalla MU tramite il protocollo di sincronizzazione IEEE 1588-2008. A questo punto gli SV vengono messi a

disposizione dello IED, che implementerà l'algoritmo per valutare il sincrofasore, soddisfacendo i requisiti di accuratezza previsti per le tre funzioni di protezione, controllo e misura.

In questo caso particolare l'algoritmo è un'evoluzione del metodo basato sulla TFT (Trasformata di Taylor-Fourier), eseguita con i minimi quadrati pesati (WLS), che consente di ottenere prestazioni migliori in presenza di transitori rapidi.

L'approccio proposto prevede tre fasi: valutazione dei sincrofasori tramite la tecnica TFT-WLS, rilevamento dei transitori rapidi e, infine, l'eventuale esecuzione di un nuovo calcolo dei sincrofasori, con una finestra ridotta da cinque a tre cicli. Questo modo di operare consente una sensibile riduzione dei tempi di risposta.

È però necessario accertarsi anche che il protocollo IEEE 1588 sia in grado di sincronizzare i vari SV provenienti dalle MU distribuite, in base al riferimento temporale che è stato loro assegnato da queste ultime.



*Figura 2.3: Distribuzione dell'offset temporale tra due MU distribuite in 15 ore (54000 campioni) [4]*

Per fare questo è stata condotta una campagna di misure sperimentale simulando condizioni di rete realistiche i cui risultati sono mostrati in figura 2.3, dove è possibile vedere l'offset tra due MU

misurato su 15 ore, che rappresenta una stima dell'incertezza di sincronizzazione. Il valore medio è di 4 ns, la deviazione standard di 11 ns e la massima variazione è di 96 ns. Le differenze temporali rilevate sono state convertite in errori di fase, da aggiungersi alle deviazioni dovute all'algoritmo implementato. In figura 2.4 sono riportati i valori di Total Vector Error così ottenuti, tramite prove in condizioni statiche. Come si può vedere essi sono al di sotto dei limiti previsti dallo standard C37.118-2005.

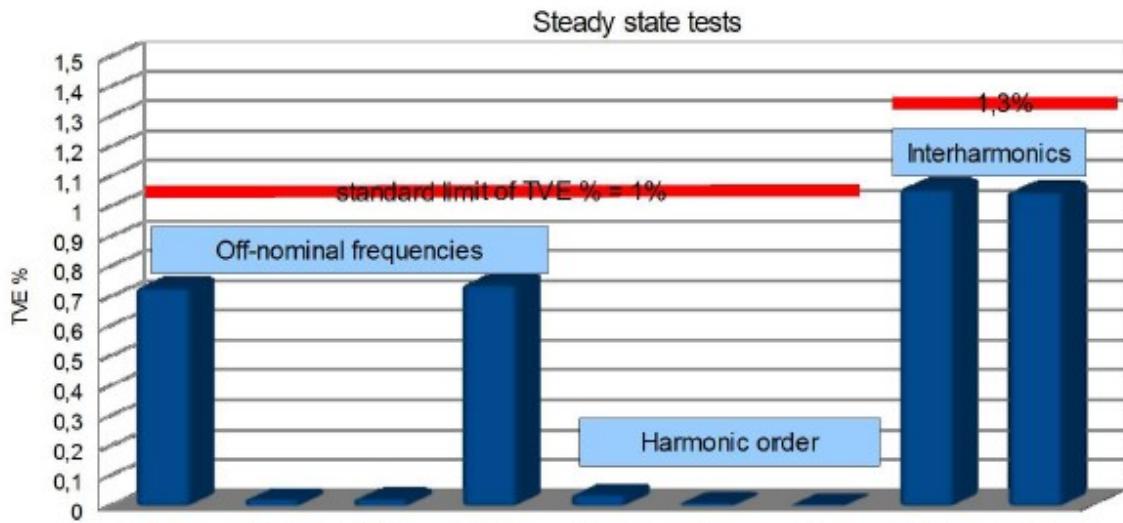


Figura 2.4: TVE risultanti dalle prove in condizioni statiche [4]

I risultati dimostrano quindi che l'approccio proposto è valido e suggeriscono che esiste una via alternativa alla realizzazione di PMU stand-alone per la misura di sincrofasori nelle sottostazioni elettriche.

## 2.3 Limiti di funzionamento

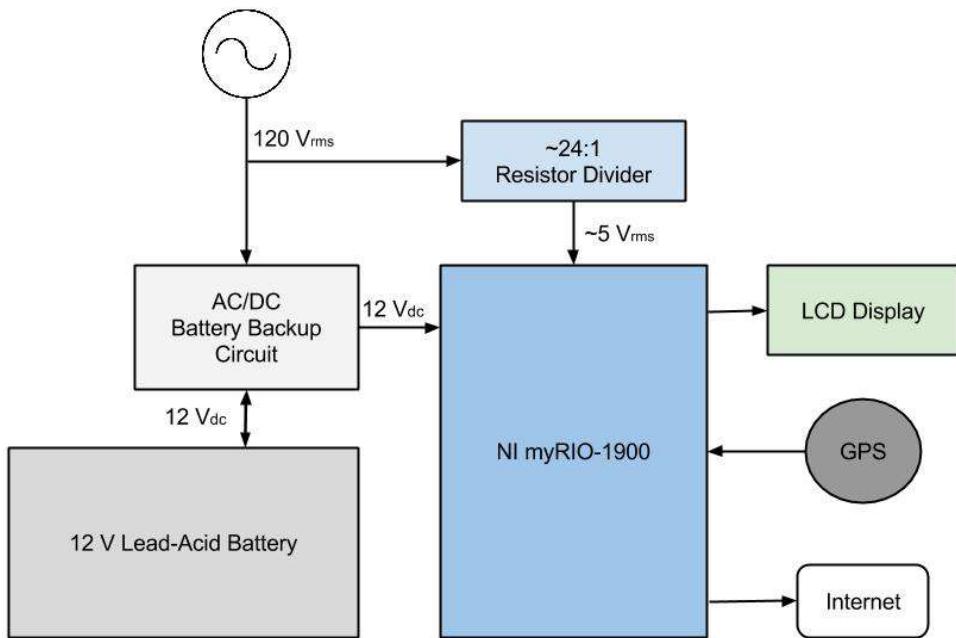


Figura 2.5: schema a blocchi della micro-PMU in esame [5]

Per capire quali siano i limiti delle  $\mu$ PMU si può fare riferimento ad uno studio condotto dall’Università dell’Illinois, in cui si è indagato sulle limitazioni introdotte dall’hardware di questi dispositivi in funzione del loro utilizzo nella rete di distribuzione. [5]

Lo schema a blocchi della  $\mu$ PMU presa in esame è mostrato in figura 2.5, mentre nelle figure 2.6 e 2.7 si può vedere il suo aspetto sia esterno che interno, rispettivamente, con l’indicazione dei vari componenti. La funzione principale è quella di calcolare ampiezza (RMS), fase e frequenza della tensione nella rete di distribuzione. Le misure sono sincronizzate tramite sistema GPS (secondo lo standard IEEE C37.118) e i dati vengono trasmessi al server PDC, dove vengono visualizzati e archiviati. La frequenza di campionamento del dispositivo è pari a 10 kS/s; è presente un display LCD per la visualizzazione in tempo reale dei dati misurati e di una batteria, che consente al dispositivo di funzionare senza alimentazione esterna per circa un’ora.



Figura 2.6: Aspetto esterno della micro-PMU in esame [5]

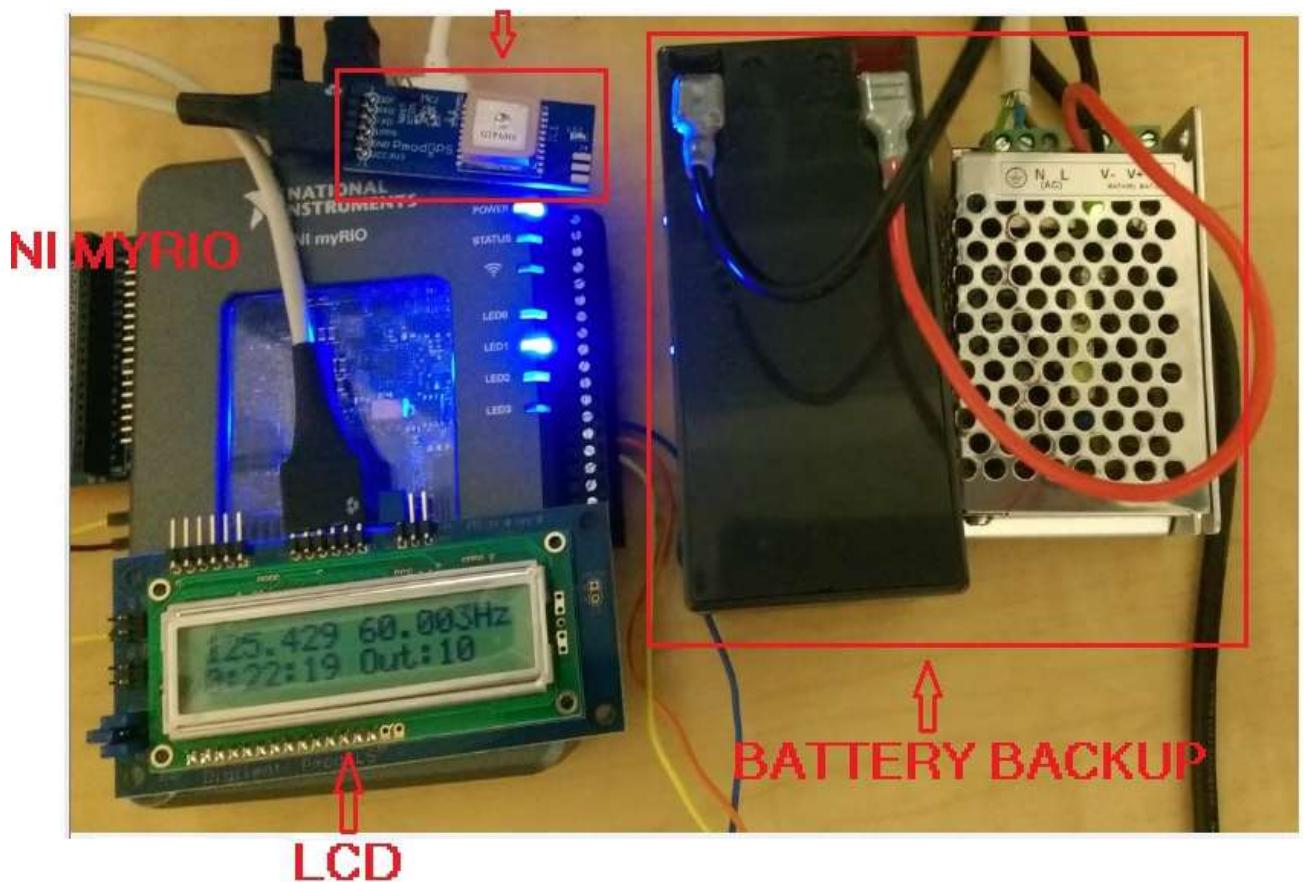


Figura 2.7: componenti interni [5]

Il suo costo di produzione si aggira intorno ai 350\$ (310€ circa), ben inferiore a quello di una PMU tradizionale. Per capire quali siano i limiti di funzionamento introdotti dall'hardware è necessario

prima capire come funziona il software di questa  $\mu$ PMU, poiché dispositivi prodotti da diverse compagnie, anche se svolgono la stessa funzione, implementano dei software molto diversi fra loro. In questo caso, come già detto, la frequenza di campionamento è di 10 kS/s. Questo significa che ogni secondo, scandito con precisione dal modulo GPS, i dati immagazzinati nel ciclo precedente vengono suddivisi in frammenti, ognuno dei quali contiene lo stesso numero di campioni, dettato dall'output rate selezionato. Per esempio, con un output rate pari a 10 Hz, ogni frammento sarà composto da 1000 campioni. Il programma, dopo aver calcolato RMS, fase e frequenza, assegna ad ogni frammento il riferimento temporale e lo invia al server openPDC. Questi frammenti prendono il nome di sincrofasori. Ora che è chiaro il funzionamento del software è possibile comprendere i limiti introdotti dall'hardware.

La  $\mu$ PMU in questione è equipaggiata con un myRIO-1900 della National Instrument che implementa un codice LabVIEW. Il suo clock ha una frequenza di 40 MHz, che, per il discorso fatto precedentemente, influenza i sincrofasori in funzione dell'output rate impostato dall'utente. Considerando degli output rate di 10, 20, 30, 40 e 60 Hz ci si accorge che solo tre di questi sono realmente utilizzabili, perché la frequenza di campionamento di 10kS/s supporta solo gli output rate pari a 10, 20 e 40 Hz. Se ci fosse la necessità di un output rate pari a 30 o 60 Hz bisognerebbe scegliere una frequenza di campionamento differente. La nuova frequenza scelta dovrà quindi essere divisibile per 60 e il clock di 40 Mhz dovrà essere divisibile per il valore di questa nuova frequenza, affinché i campioni siano presi a intervalli di tempo tutti uguali. Ed è proprio questo il problema: non esiste una frequenza che possa soddisfare entrambe le condizioni. Quella che si avvicina di più è 5940 S/s, ottenendo che ogni campione è separato nel tempo dal suo successivo di 6734,01 colpi di clock ( $=40 \cdot 10^6 / 5940$ ). Ma il software in uso non è in grado di lavorare con frazioni di clock, così arrotonda il valore a 6734. Questa approssimazione introduce un errore di 1  $\mu$ s dopo i primi 4000 campioni, con un andamento crescente. Dunque se non si sceglie un hardware con un clock diverso, l'output rate pari a 30 o 60 Hz presenterà sempre questa problematica.

Il clock del myRIO presenta inoltre un suo errore interno che le specifiche del produttore definiscono con un massimo di 1  $\mu$ s/s, che va a sommarsi ad un'ulteriore incertezza, sempre di 1  $\mu$ s, introdotta dal modulo GPS. Questo errore, che può sembrare talmente piccolo da risultare trascurabile, ha in realtà un impatto non indifferente sulle misure sincrofasoriali.

Quando si calcola la frequenza non vi è propagazione dell'errore e l'incertezza di misura rientra negli standard definiti dall'IEEE di 0,005 Hz di errore massimo.

Quando viene calcolata la fase invece la propagazione dell'errore può avvenire e, se non si interviene, in un lasso di tempo di 26 secondi l'errore sulla misura della fase cresce a tal punto da superare il limite, imposto dallo standard, di 26  $\mu$ s. Il problema viene risolto tramite software, limitando l'errore a 1  $\mu$ s, che in un sistema a 60 Hz corrisponde ad un angolo di 0,022°.

Il calcolo del valore RMS si può invece considerare non influenzato da questo errore, perché l'errore di clock diventa apprezzabile solo su un lungo periodo.

Invece il timestamp (l'indicazione temporale che viene assegnata ad ogni sincrofasore) risente dell'effetto dell'errore di clock, in funzione dell'output rate. Per esempio, se quest'ultimo è pari a 10 Hz, l'errore nel timestamp sarà pari a 0,05  $\mu$ s per il primo e crescerà fino a 0,95  $\mu$ s per l'ultimo sincrofasore misurato nell'arco di un secondo. Questo errore deve poi essere sommato all'ulteriore microsecondo introdotto dal modulo GPS, arrivando ad un errore massimo possibile di 1,95  $\mu$ s. Per evitare la propagazione di questo errore il software lo azzerà ogni secondo.

Un ulteriore problema è quello del posizionamento delle  $\mu$ PMU. I nodi della rete di distribuzione sono troppo numerosi per essere tutti dotati di un proprio dispositivo, è necessario quindi fare delle scelte e installare le  $\mu$ PMU solo nei punti più strategici. La ricerca ha sviluppato diversi metodi per la scelta di questi punti, in funzione di diversi fattori, affrontando numerose problematiche. Prime fra tutte la massiccia presenza di carico sbilanciato, per esempio i carichi monofase, e la crescente installazione di generazione distribuita, come impianti fotovoltaici e minieolici.

Si è dunque visto come le  $\mu$ PMU siano soggette a dei limiti di utilizzo dovuti a diversi fattori. È probabile che i limiti siano anche più numerosi di quelli trovati tramite questo studio, ma sarà difficile individuarli finché non sarà installato un vero e proprio sistema di monitoraggio tramite  $\mu$ PMU su larga scala in una rete di distribuzione.

### 3 Possibili applicazioni

#### 3.1 Panoramica

Sono ormai diversi anni che hanno luogo applicazioni sperimentali di PMU a livello di distribuzione. La ricerca ha compiuto grandi passi avanti, sia nello sviluppo dei dispositivi che nel loro uso nella rete, raggiungendo un discreto numero di obiettivi non banali, ma c'è ancora molta strada da fare.

In uno studio frutto della collaborazione tra DOE (Department of Energy), ARPA-E (Advanced Research Projects Agency-Energy) e UCB (University of California at Berkeley) si è indagato proprio su quali potessero essere le applicazioni delle PMU nella distribuzione e su come risolvere i problemi che questa sfida comporta. [6] Gli obiettivi principali del progetto erano:

- Sviluppare delle PMU adatte al sistema di distribuzione;
- Studiare i possibili usi dei dati raccolti e implementare degli algoritmi in grado di elaborarli;
- Valutare l'entità di errori di misura e disturbi, o più in generale la qualità dei dati forniti dai dispositivi;
- Sviluppare nuovi programmi per il controllo e la gestione dei sistemi di distribuzione.

Per prima cosa si è realizzato un prototipo di  $\mu$ PMU ad alta precisione, basato su un dispositivo commerciale preesistente per la registrazione delle anomalie di rete, capace sia di salvare e analizzare i dati localmente che di inviarli in tempo reale per l'elaborazione da remoto.

Dopo aver realizzato e testato con successo il prototipo, si è installata la prima rete di questi dispositivi coinvolgendo il campus della UCB stessa e il laboratorio nazionale degli Stati Uniti LBNL (Lawrence Berkeley National Laboratory). I dati raccolti da questa prima installazione sono stati salvati in un archivio chiamato Berkeley Tree Database (BTrDB), di cui si darà una breve descrizione nel paragrafo 3.6, reso successivamente pubblico per fini di ricerca e sviluppo. A questa prima installazione ne sono seguite altre nei sistemi di distribuzione di diversi partners.

Le voci di costo più importanti di queste prime applicazioni sono state la manodopera per l'installazione dei dispositivi e le spese di connessione, con un consumo di 0,5 GB al giorno, per tre anni, tramite rete mobile. Il costo delle  $\mu$ PMU è stato di circa 3.500 \$ per ogni nodo di misura. Si deve però ricordare che si tratta di dispositivi molto precisi, ottimizzati per scopi di ricerca.

Infine si sono sviluppati nuovi algoritmi, per l'elaborazione dei dati misurati provenienti dalle  $\mu$ PMU, e un nuovo software di gestione chiamato Quasar 2.0, per un accesso facile e veloce ai dati raccolti.

Dunque molti degli obiettivi sono stati raggiunti, ma restano ancora aperte numerose questioni, tra le quali spiccano:

- identificazione delle fonti di errore, resa complicata dal SNR (Signal to Noise Ratio) molto basso;
- calcolo dell’impedenza, difficoltoso perché la rete sulla quale sono state effettuate le prove sperimentali è corta, asimmetrica e con poco carico;
- rendere le installazioni più semplici ed economiche, ma è difficile mantenere al contempo una buona qualità della misura.

Le prospettive future sono quindi orientate alla risoluzione di questi problemi, all’ampliamento della rete esistente e a dimostrare che i dati forniti dalle  $\mu$ PMU possono davvero fare la differenza nella gestione della rete di distribuzione, individuando magari quei campi dove si prospettano i risultati più promettenti e concentrando su essi le prossime ricerche.

Da questo studio si può quindi concludere che è possibile creare delle PMU abbastanza precise da essere usate nella distribuzione, che la grande quantità di dati (si parla di TB) da esse fornita è gestibile dai moderni centri di calcolo e che restano ancora molti campi applicativi da esplorare per questo tipo di tecnologia.

### 3.2 Funzionamento in isola

In uno studio effettuato dall’Università di Bologna si è realizzato uno dei primi prototipi di PMU basato su microcontrollore, con un particolare algoritmo ottimizzato per la stima dei sincrofasori nelle reti di distribuzione attive. Il dispositivo è stato poi testato tramite applicazione sperimentale con l’obiettivo del monitoraggio delle manovre di passaggio in isola di carico, e successiva riconnessione, di una rete urbana di distribuzione attiva. [7]

Come già detto nei precedenti capitoli, le caratteristiche peculiari delle reti di distribuzione rispetto alle reti di trasmissione (in particolare la lunghezza limitata delle linee ed i ridotti flussi di potenza) comportano differenze molto piccole tra le fasi dei fasori delle tensioni nodali (in genere dell’ordine di grandezza di qualche milliradiano). Conseguentemente, le PMU destinate all’utilizzo nelle reti di distribuzione richiedono un più elevato grado di accuratezza di quelle impiegate nelle reti di trasmissione. Inoltre, il più elevato livello di distorsione delle forme d’onda delle tensioni nelle reti di distribuzione rispetto a quelle di trasmissione richiede lo sviluppo di PMU caratterizzate anche da una più elevata reiezione nei confronti delle componenti spettrali diverse da quella fondamentale.

Soltamente, gli algoritmi implementati nelle PMU sono basati sull’impiego della trasformata discreta di Fourier (*Discrete Fourier Transform* – DFT) per la stima diretta dell’ampiezza, fase e frequenza della componente alla frequenza fondamentale della grandezza (tensione o corrente) della quale si vuole stimare il sincrofasore. Tale approccio è stato utilizzato anche per lo sviluppo di algoritmi implementati in PMU per l’impiego in reti di distribuzione. L’accuratezza raggiunta in tali applicazioni, espressa in termini di deviazione standard della distribuzione degli errori di stima della

fase del sincrofasore, è dell'ordine di qualche frazione di milliradiane. Tale livello di accuratezza appare però insufficiente per la stima dei flussi di potenza nelle linee di distribuzione.

Nello studio in questione, invece, si descrive un algoritmo di stima di sincrofasori basato sull'uso combinato della DFT e di una successiva analisi, nel dominio del tempo, della forma d'onda della componente a frequenza fondamentale della grandezza in esame. L'algoritmo sviluppato è stato concepito per raggiungere elevate accuratezze nella stima della fase del sincrofasore, dell'ordine di grandezza di qualche centesimo di milliradiane, valore significativamente inferiore a quelli tipicamente riportati nella letteratura sull'argomento. La relativa implementazione su di un microcontrollore digitale ne ha permesso la caratterizzazione sperimentale, che ha consentito di verificarne il livello di accuratezza atteso, adeguato per l'applicazione al monitoraggio delle condizioni di esercizio delle reti di distribuzione. Tre PMU, che implementano l'algoritmo sviluppato, sono state installate in una rete di distribuzione urbana, alimentabile da una centrale di cogenerazione locale, e sono state utilizzate per il monitoraggio delle tensioni durante alcuni test delle manovre di disconnessione dalla rete di trasmissione e di successiva riconnessione.

In base alle caratteristiche delle reti di distribuzione attive e alle considerazioni fatte nei capitoli precedenti si può riassumere che una PMU, per essere funzionale a questo tipo di scenario, deve soddisfare i seguenti requisiti:

- ridotti valori del TVE, incertezze nella stima del valore RMS e, soprattutto, della fase del sincrofasore;
- robustezza della procedura di stima del sincrofasore nei confronti di segnali di ingresso caratterizzati da elevata distorsione della forma d'onda;
- impiego di finestre d'osservazione temporale consecutive ed indipendenti;
- stima della frequenza e della fase del sincrofasore mediante una separazione temporale di 3-6 cicli della componente alla frequenza fondamentale;
- utilizzo dello stesso riferimento temporale utilizzato nella stima della sincrofasore anche per la stima della sua frequenza.

L'algoritmo proposto è stato sviluppato al fine di soddisfare tutti i requisiti elencati. Ma prima di procedere con la descrizione analitica di tale algoritmo, è necessario illustrare le caratteristiche dell'hardware sul quale l'algoritmo è stato implementato, poiché tali caratteristiche hanno consentito di rilassare alcune assunzioni nell'analisi DFT del segnale in ingresso per quanto concerne la stima della componente alla frequenza fondamentale. In particolare, l'hardware utilizzato è costituito da un microcontrollore basato sul sistema *National Instruments Compact-Rio*, il quale utilizza un processore funzionante ad una frequenza di 400 MHz ed in grado di eseguire istruzioni in *real-time*. Il sistema è equipaggiato con una memoria non volatile di 2 GB e 128 MB di memoria DRAM. Il microcontrollore è inoltre integrato con un bus FPGA (*Field Programmable*

*Gate Array*) caratterizzato da 3 Mgate e funzionante ad una frequenza di 40 MHz. L’interfacciamento tra il microcontrollore ed i sistemi di digitalizzazione delle forme d’onda è realizzato tramite il bus FPGA.

Le forme d’onda di tensioni e correnti vengono campionate mediante convertitori A/D a 16 bit, caratterizzati da una frequenza massima di campionamento di 100 kSa/s. Attraverso un processo di sincronizzazione, implementato sul bus FPGA, ciascuna grandezza campionata utilizza un singolo convertitore, che opera in modo sincrono agli altri e all’acquisizione del riferimento temporale UTC-GPS, fornito da un dispositivo caratterizzato da un’incertezza temporale di 100 ns (S.E.A. GmbH cRIO GPSIB MOBILE module).

L’algoritmo di stima dei sincrofasori è costituito dalla sequenza di tre parti principali:

1. Campionamento delle tensioni/correnti all’interno di una finestra temporale  $T$  di 80 ms (corrispondente a 4 cicli a 50 Hz); l’inizio del campionamento è originato dal fronte di salita del segnale UTC-GPS PPS (*pulse-per-second*);
2. Identificazione della componente alla frequenza fondamentale all’interno di un intervallo di frequenza  $f_0 \pm \Delta f$ , dove  $f_0$  indica la frequenza nominale della rete e  $\Delta f$  l’intervallo di frequenza massimo all’interno del quale identificare la componente alla frequenza fondamentale, per esempio 3 Hz. Prima stima dell’ampiezza e della fase del sincrofasore;
3. Ricostruzione, nel dominio del tempo, della componente alla frequenza fondamentale identificata, miglioramento della stima dell’ampiezza e della fase del sincrofasore.

La valutazione delle prestazioni della PMU che implementa l’algoritmo descritto è stata fatta mediante un sistema di generazione di segnali sincronizzati, con un riferimento temporale caratterizzato da un’accuratezza di  $\pm 15$  ns. La frequenza di campionamento utilizzata dalla PMU in esame è pari a 80 kSa/s. I risultati della caratterizzazione sperimentale sono riassunti nella tabella 3.1, che riporta i valori delle deviazioni standard ottenuti, sia per segnali puramente sinusoidali a 50 Hz, sia per segnali distorti con uno spettro armonico corrispondente ai valori limite imposti dalle norme. I valori della tabella indicano la cosiddetta incertezza standard e appaiono adeguati per l’applicazione del prototipo nelle reti di distribuzione.

TIPO DI SEGNALE	TVE	DRMS	$\Delta\theta$	
Segnale sinusoidale 50Hz	0,0046%	0,0072%	3,9 mdeg	0,069 mrad
Segnale distorto	0,0049%	0,074%	4,0 mdeg	0,070 mrad

*Tabella 3.1: incertezza standard per i due tipi di segnali di test. [7]*

Tre prototipi di PMU, sviluppati come descritto, sono stati installati in una reale rete di distribuzione urbana, e utilizzati per il monitoraggio delle tensioni durante alcuni test, per verificare la possibilità di poter disconnettere una parte di una rete di distribuzione urbana in MT da quella di trasmissione, garantendo comunque la fornitura agli utenti mediante una centrale di cogenerazione

locale da 80 MW, funzionante a ciclo combinato gas-vapore, e di poterla successivamente riconnettere senza interruzioni del servizio.

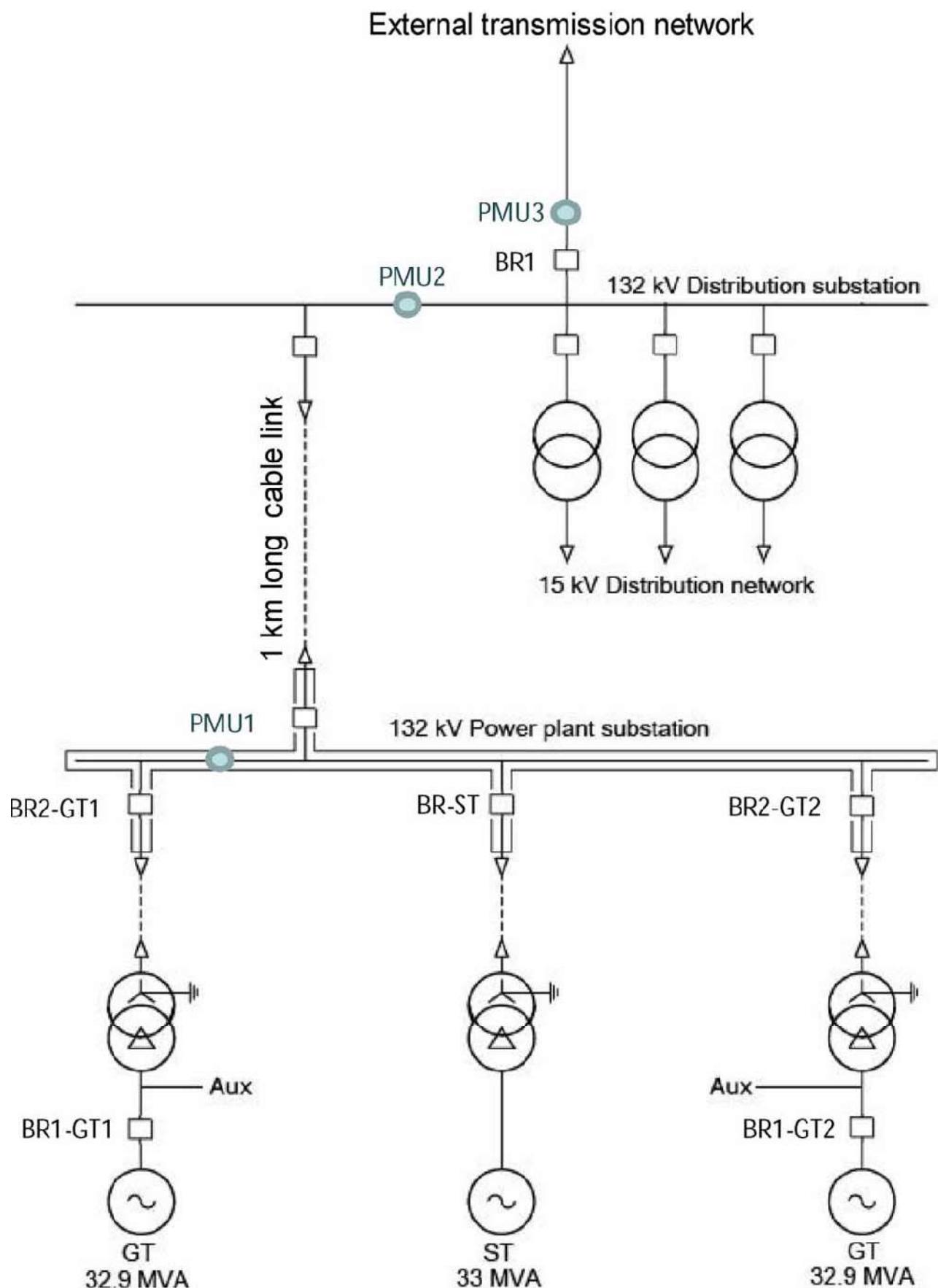


Figura 3.1: schema unifilare del sistema considerato. [7]

Le tre PMU sono state installate nei punti descritti di seguito, indicati anche in figura 3.1: la PMU numero 1 è stata posta in corrispondenza della stazione della centrale, connessa, mediante un cavo lungo 800 m, alla sbarra a 132 kV di una sottostazione, a cui sono connessi i trasformatori AT/MT che alimentano la rete di distribuzione; le PMU numero 2 e 3 sono invece state collegate, rispettivamente, a monte e a valle dell'interruttore posto in corrispondenza dell'arrivo della linea della rete di trasmissione, connessa alla sbarra a 132 kV. Tale interruttore è quello utilizzato per le manovre di connessione e riconnessione (dispositivo d'interfaccia). Prima di effettuare i test, le manovre sono state studiate e riprodotte mediante un simulatore della centrale e della rete locale appositamente sviluppato. La manovra di disconnessione viene fatta quando le due unità turbogas GT1 e GT2 della centrale sono in funzione. L'unità GT1 è in parallelo con la rete e sta erogando 29,4 MW. L'unità GT2 è disconnessa dalla rete e alimenta solo 2,6 MW di carico, che corrispondono ai suoi ausiliari e a quelli del ciclo a vapore. La turbina a vapore, invece, è ferma. Il bilancio con la rete esterna è pari a 1,9 MW in esportazione. Alle ore 5:03 viene eseguita la manovra di apertura dell'interruttore di interfaccia di connessione alla rete esterna. Il sistema rimane in isola senza conseguenze. L'unità GT1 produce a 27,30 MW dato dal carico delle linee a 15 kV. Le registrazioni delle PMU nel caso di una manovra di disconnessione sono mostrate in figura 3.1:

- a. differenza di fase fra i fasori PMU1 e PMU2 e fra i fasori PMU2 e PMU3;
- b. transitori delle ampiezze dei fasori;
- c. corrispondenti transitori di frequenza e valore della frequenza fornito dal sistema SCADA della centrale.

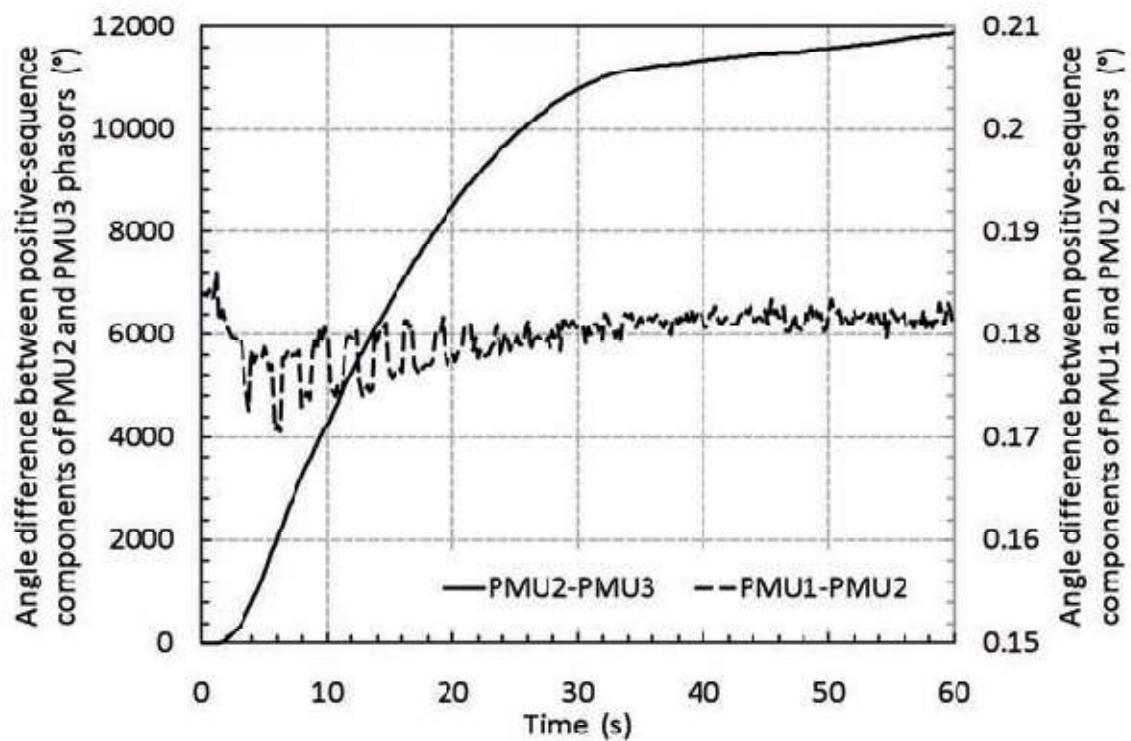


Figura 3.2 a: differenza di fase tra i fasori PMU2-PMU3 in linea continua e tra PMU1-PMU2 in linea tratteggiata. [7]

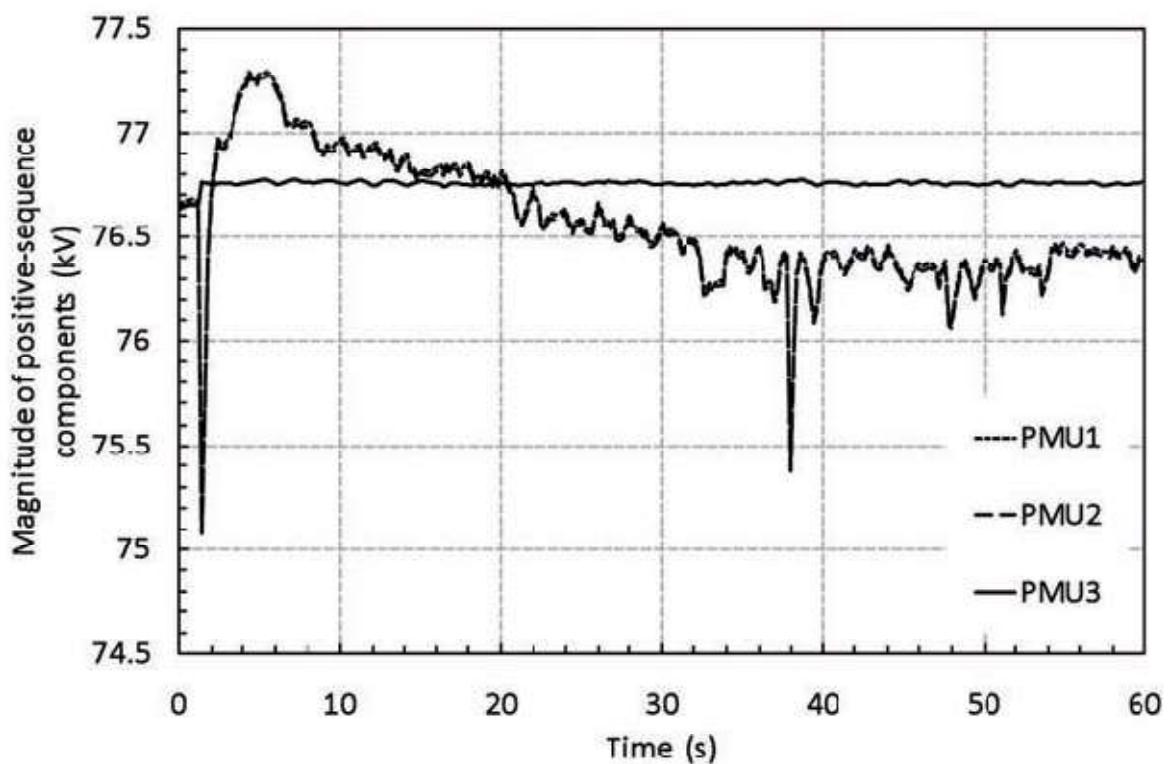


Figura 3.1 b: transitorio dell'ampiezza dei fasori misurati. [7]

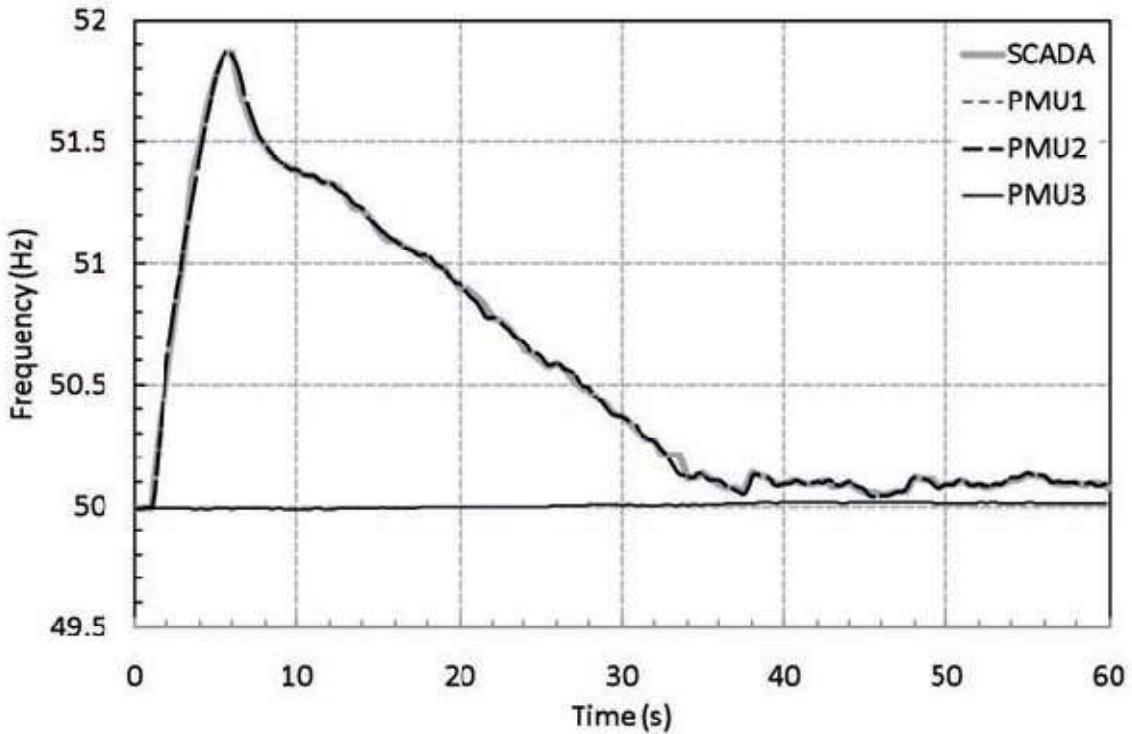


Figura 3.1 c: transitori di frequenza e valore di frequenza fornito dal sistema SCADA. [7]

Dato che la manovra di disconnessione è stata effettuata a partire da una condizione di esportazione di potenza verso la rete di trasmissione, ha comportato una diminuzione della potenza prodotta dalla centrale e, quindi, la diminuzione dello sfasamento tra i sincrofasori ai capi della linea di connessione della centrale con la sottostazione, mostrata in figura 3.1 a. In figura si mostrano anche le oscillazioni dell'angolo di sfasamento, ad una frequenza di 0,3 Hz, associate allo scambio di potenza tra la centrale ed i carichi della rete. Successivamente alla manovra, la rete in isola rimane in funzionamento stabile e la frequenza, controllata dal regolatore della centrale, si mantiene costante ad un valore pari a 50,1 Hz.

La figura 3.2 mostra le informazioni fornite dalle tre unità PMU durante la manovra della successiva riconnessione alla rete di trasmissione.

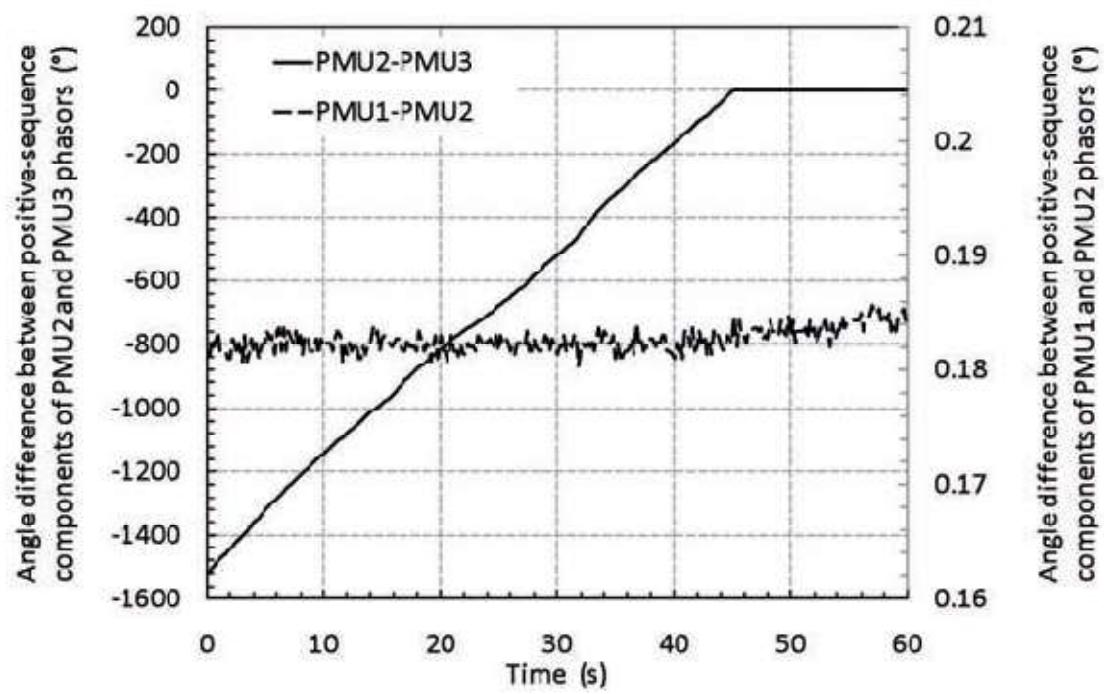


Figura 3.3 a: differenza di fase fra i fasori. [7]

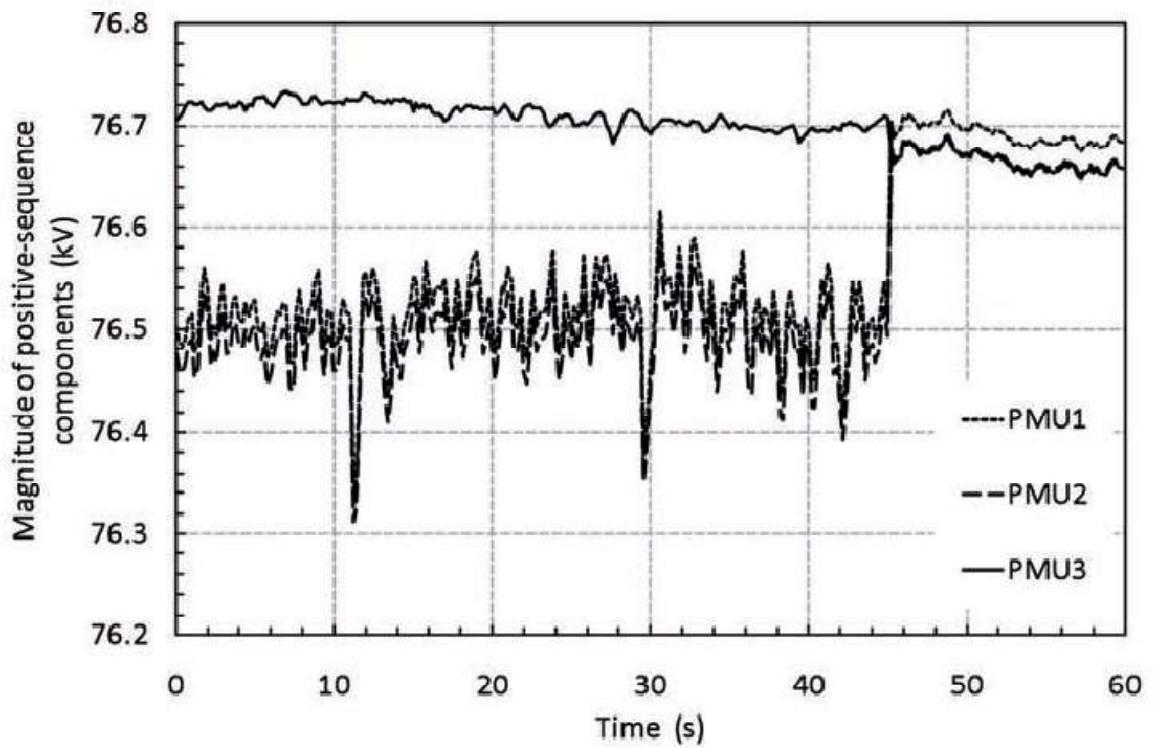


Figura 3.2 b: transitori di ampiezza. [7]

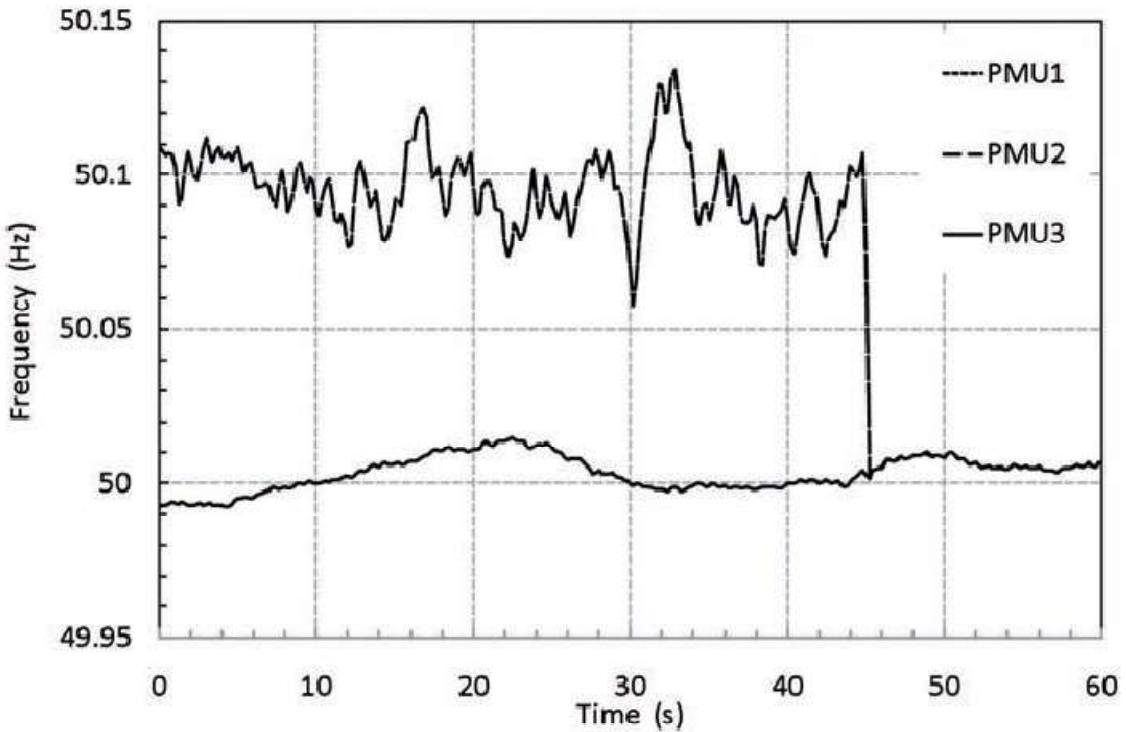


Figura 3.2 c: transitori di frequenza. [7]

Riassumendo, si è proposto un prototipo di PMU per reti di distribuzione attive sviluppato nel dipartimento di ingegneria elettrica dell’Università di Bologna. Tale prototipo implementa un algoritmo la cui struttura è concepita per raggiungere i livelli di precisione richiesti per la misura dei sincrofasori nelle reti di distribuzione. L’algoritmo sviluppato consente un’accurata sincronizzazione con il riferimento temporale UTC-GPS, l’identificazione della componente alla frequenza fondamentale e un’analisi della forma d’onda ricostruita nel dominio del tempo della componente alla frequenza fondamentale.

La verifica sperimentale e l’applicazione durante i test di disconnessione e riconnessione di una rete di distribuzione descritti, mostrano che il prototipo di PMU sviluppato è in linea con i requisiti richiesti. La precisione nella stima dei valori efficaci e delle fasi dei sincrofasori è molto elevata, e sostanzialmente immune ai livelli di distorsione armonica tipici delle reti di distribuzione.

Alla luce dei risultati, gli autori dello studio ritengono che tale dispositivo possa trovare applicazione nelle attuali reti di distribuzione, consentendone l’evoluzione verso le vere e proprie smart-grid. In particolare, esse possono essere proficuamente impiegate nei sistemi di gestione, il più possibile automatici ed ottimizzati, dell’esercizio delle reti di distribuzione, per supportare le funzioni di stima in linea dello stato della rete, individuazione delle condizioni di funzionamento indesiderato in isola di carico e guida nelle manovre volontarie di disconnessione e riconnessione di una parte della rete dal resto del sistema.

### 3.3 Rilevamento anomalie

Uno studio condotto nell'università di Berkeley, e pubblicato nel 2016, ha dimostrato come sia possibile rilevare eventi anomali nella rete di distribuzione tramite l'interpretazione di dati ad alta risoluzione forniti dalle  $\mu$ PMU. [8] In particolare i dispositivi utilizzati in questo esperimento sono sincronizzati tramite GPS e forniscono le misure alla frequenza di 120 campioni al secondo per l'ampiezza e la fase di tensioni e correnti trifase, con un Total Vector Error pari a 0,05%.

Grazie a questi valori di accuratezza e risoluzione si possono rilevare eventi transitori che sarebbe invece impossibile osservare con le attuali tecnologie in uso nella rete di distribuzione. Gli eventi anomali a cui si fa riferimento sono transitori, sia sinusoidali che non, di tensioni e correnti che possono essere causati da molteplici fattori quali, ad esempio, guasti, cambiamenti topologici della rete, variazioni di carico e dinamiche delle fonti di energia. Questi eventi includono, sempre a titolo di esempio, buchi di tensione, sovrattensioni e oscillazioni sia della tensione che della frequenza.

Per la sicurezza e la stabilità della rete è importante che queste anomalie vengano rilevate in meno tempo possibile, per poter controllare il sistema in tempo reale. Il sistema di monitoraggio basato sulle  $\mu$ PMU fornisce dei dati con un alto livello di accuratezza e affidabilità, necessari per mettere in atto un vasto numero di strategie di controllo a vari livelli.

Ad oggi il metodo più diffuso per il monitoraggio delle reti è quello basato sui modelli, che nonostante sia più che soddisfacente per molte applicazioni, ha dei limiti che lo rendono inadatto in altre. Il più evidente è la tendenza a non rilevare alcuni eventi casuali del sistema e certe sue dinamiche, a causa della risoluzione temporale.

Il metodo presentato in questo studio è invece basato esclusivamente sui dati empirici forniti dalle  $\mu$ PMU, senza l'utilizzo di un modello. Questo tipo di approccio richiede una corretta estrazione delle informazioni utili dal sistema ed una elaborazione e classificazione dei dati ben definita, due requisiti non banali da ottenere con le misure sulla rete di distribuzione fornite dalle  $\mu$ PMU.

Per risolvere il primo problema si è proposto uno schema pooling&picking: inizialmente i dati potenzialmente utili vengono estratti tramite una finestra scorrevole e raggruppati, poi tramite procedura di selezione mRmR (minima ridondanza e massima rilevanza) si scelgono le informazioni più utili per ogni evento.

Per il secondo problema invece la soluzione proposta consiste in due algoritmi di apprendimento automatico che svolgono due tipi di rilevamento, automatico e semi-automatico, in base ai dati disponibili. In sostanza la procedura di rilevamento si basa sulla conoscenza del sistema a regime e in base a questo si confrontano i dati rilevati dalle  $\mu$ PMU, per capire di quanto la rete si stia spostando dalle sue condizioni nominali. Le caratteristiche di questo scostamento, se presente, indicano se si sta verificando un evento anomalo e ne definiscono la tipologia.

Analizzando nel dettaglio la prima parte della procedura, cioè la parte di pooling&picking, essa si può appunto scomporre in due fasi: quella di pooling (aggregazione) e quella di picking (raccolta). Per descrivere la prima fase si introduce la seguente notazione, indicando i dati forniti dalle  $\mu$ PMU come  $\{X_1, \dots, X_T\}$  dove ogni  $X_t$  è un vettore di dimensioni  $M \times C$  in cui  $M$  è il numero di  $\mu$ PMU e  $C$  è il numero di canali di ogni  $\mu$ PMU.

Per dare un'idea del tipo di dati trattati si riportano due set di dati grezzi contenenti le misure di tensioni e correnti di un sistema trifase, compiute nell'arco di un minuto. Sono misure effettuate durante un breve guasto ad alta impedenza (fig. 3.4) e un disturbo di tensione dovuto alla rete di trasmissione (fig. 3.5).

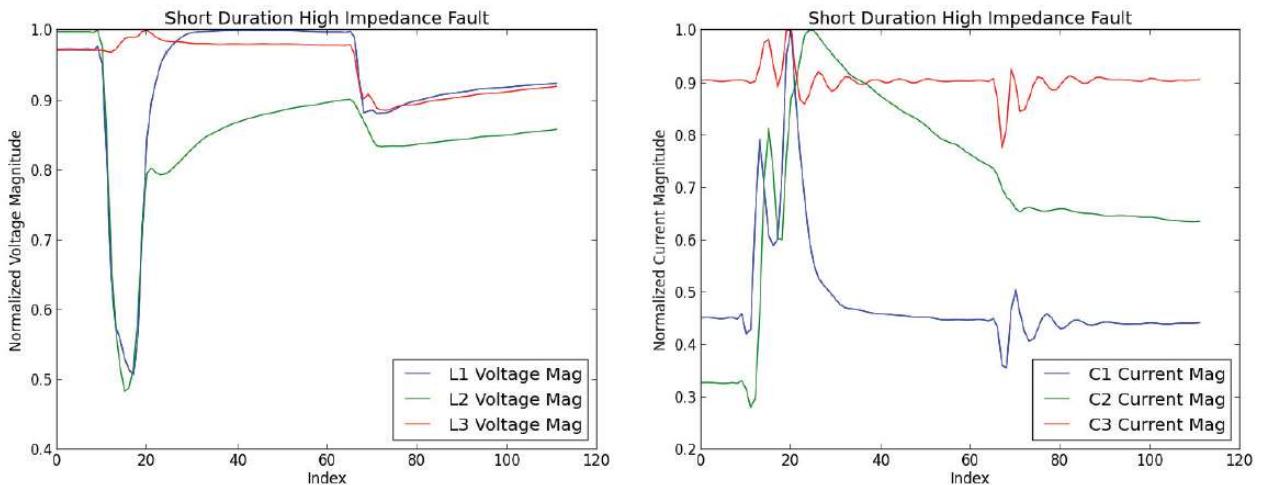


Figura 3.4: tensioni e correnti misurate in un minuto durante un breve guasto ad alta impedenza. [8]

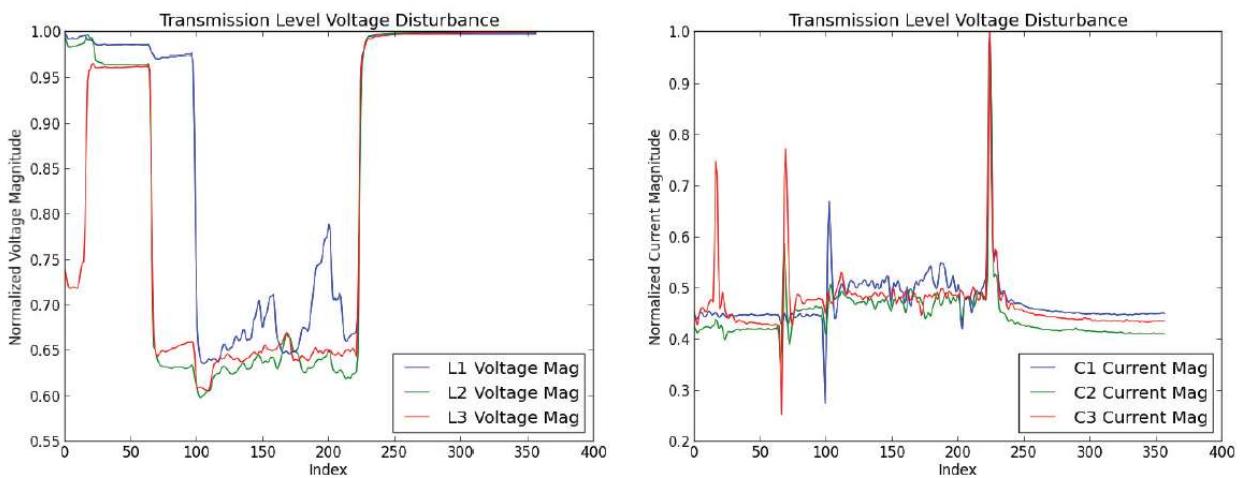


Figura 3.5: tensioni e correnti misurate in un minuto durante un disturbo di tensione dovuto alla rete di trasmissione. [8]

Visto che i dati grezzi hanno una risoluzione temporale dell'ordine dei millisecondi, e quasi tutti gli eventi nella pratica avvengono in tempi più lunghi, è sicuramente possibile utilizzare una finestra scorrevole per estrarre le informazioni più utili. La lunghezza della finestra ( $L$ ) deve essere scelta in base all'evento che si vuole rilevare. Per esempio, se si vuole studiare un transitorio dell'ordine dei 0,1 s, bisognerà prendere una finestra di lunghezza pari a  $L = 12$ .

Si definisce la  $t$ -esima finestra del flusso  $i$  come  $w_t^i = \{x_t^i, \dots, x_{t+L}^i\}$  e si analizzano nel dettaglio diverse tecniche di trattamento dei dati. Alcuni eventi infatti, come abbassamenti di tensione o altri disturbi della stessa, possono essere rilevati tramite l'analisi di un singolo flusso di misure (ampiezza o fase della tensione), mentre altri eventi, ad esempio guasti ad alta impedenza o oscillazioni della tensione, richiedono la conoscenza di diversi flussi di misure sia di corrente che di tensione e il modo in cui essi sono relazionati. Per permettere il rilevamento di un numero più ampio di eventi sono stati implementati entrambi i metodi di estrazione dei dati: a singolo flusso e a flussi multipli.

Con il primo si possono calcolare le classiche funzioni statistiche (media, varianza, etc.), le differenze tra un valore e il suo precedente e la trasformata rapida di Fourier (FFT). Con il secondo invece è possibile ottenere la deviazione e la correlazione tra due delle tre fasi, sia per la corrente che per la tensione. Nella tabella 3.2 è riportato un sommario di ciò che è possibile calcolare.

Single Stream	Statistics	$\text{mean}(w_t^i), \text{var}(w_t^i), \text{range}(w_t^i)$ $\text{median}(w_t^i), \text{entropy}(w_t^i), \text{hist}(w_t^i)$
	Difference	$u_t^i = \text{Diff}(x_t^i)$ ; Statistics
	Transformation	$\text{fft}(w_t^i), \text{wavelet}(w_t^i)$
Inter Stream	Deviation	$x^i - x^j \quad \forall i, \forall j \in \mathcal{N}(i)$
	Correlation	$\text{corr}(x^i, x^j) \quad \forall i, \forall j \in \mathcal{N}(i)$

Tabella 3.2: funzioni calcolabili in base al metodo di estrazione [8]

Ultimata la prima fase si passa alla seconda, cioè quella di raccolta dei dati (picking). Alcuni dei dati ottenuti nella prima fase infatti possono essere ridondanti e quindi è necessaria una selezione per estrarre solo le informazioni più utili. Per esempio, quando il sistema trifase è bilanciato, la media, la variazione, ecc. dei singoli flussi sono praticamente uguali. Per un sistema basato sull'apprendimento automatico avere dei dati ridondanti non migliora il risultato ottenuto, anzi non fa altro che introdurre del rumore e aumentare la difficoltà computazionale. In effetti la tematica non è affatto banale e per molto tempo gli sforzi della ricerca si sono concentrati su questo

problema. Ad oggi le metodologie di selezione dei dati più utili si possono dividere in due categorie.

La prima definisce l'importanza del dato tramite una vera e propria funzione, solitamente basata sulla interdipendenza tra il dato candidato e l'obiettivo, riducendo il tutto ad una sorta di ottimizzazione. La seconda categoria invece sceglie i dati in base al modello di apprendimento automatico e ad altri criteri di ottimizzazione che vengono proposti.

In questo studio, come già accennato, è stato adottato il metodo combinato mRmR, che usa informazioni come la qualità del dato (intesa come la combinazione tra affidabilità, precisione, ecc) per trovare un compromesso tra rilevanza e ridondanza. Questa procedura è implementata in C++ e per ogni evento sono stati selezionati tramite il programma le 20 caratteristiche più significative. Le più importanti per un guasto HI (alta impedenza) sono riportate in figura 3.6.

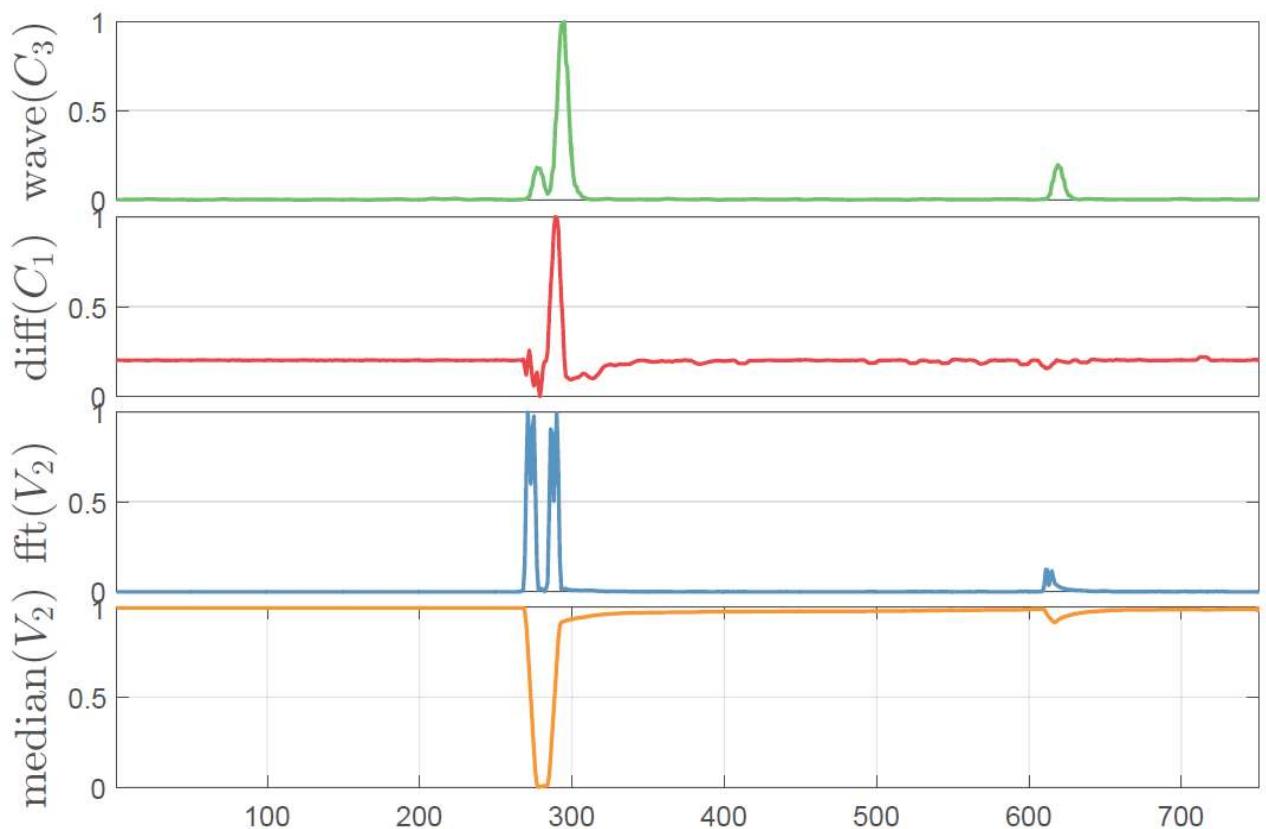


Figura 3.6: le 4 informazioni più importanti selezionate per un guasto HI. [8]

Gli algoritmi proposti per l'elaborazione di questi dati sono due, uno per ogni obiettivo che si vuole raggiungere: rilevare la presenza di anomalie e saperne individuare la tipologia.

Nel primo caso si tratta quindi di saper distinguere quando il sistema è nelle condizioni nominali e quando invece si discosta da esse. Sono disponibili molti algoritmi di apprendimento automatico che svolgono una funzione di questo tipo per diversi campi applicativi. In questo caso si è scelto il kPCA (kernel Principle Component Analysis), in cui il concetto di base è sempre quello di generare

un modello semplificato della rete a regime ,come nel PCA semplice, ma con il metodo kernel i calcoli vengono effettuati in uno spazio trasformato per distribuzioni non lineari.

Per perseguire il secondo obiettivo invece, oltre che saper distinguere lo stato del sistema (a regime o anomalo), è necessario capire la tipologia dell'evento che ha perturbato le condizioni nominali. Per fare questo fino ad oggi si è utilizzato un algoritmo che richiedeva dei dati ben catalogati, requisito molto difficile da raggiungere coi dati forniti dalle  $\mu$ PMU . Così si è fatto uso di un algoritmo che potesse sfruttare tutti i dati forniti dai dispositivi, anche quelli non catalogati, cioè quelli in cui non è presente alcuna informazione se non la misura stessa. Per spiegare meglio il concetto si definiscono i tre tipi di dati con i quali si deve lavorare:

- un dato completamente catalogato potrebbe essere espresso come  $\{ x_i , y_i , z_i \}$ , dove  $i$  è l'indice,  $x_i$  è per esempio la misura acquisita,  $y_i$  è la variabile che indica se il sistema era a regime ( $y=+1$ ) oppure no ( $y=-1$ ) e infine  $z_i$  è un indice naturale e riferisce il tipo di evento legato a quel dato;
- un dato semi-catalogato potrebbe invece avere la seguente forma  $\{ x_i , y_i \}$ , dove il valore di  $y_i$  indica lo stato del sistema, ma non vi è alcuna informazione in merito al tipo di evento al quale il dato potrebbe essere legato;
- un dato non catalogato riporta solo la grandezza misurata  $\{ x_i \}$ , senza alcuna informazione aggiuntiva.

Lo studio si conclude con l'installazione di una serie di  $\mu$ PMU in diversi nodi della rete di distribuzione per testare la validità del metodo descritto. I risultati sono stati soddisfacenti e denotano le potenzialità dell'uso diffuso di questi apparecchi in questo livello della rete.

A titolo di esempio si riporta in figura 3.7 il risultato del rilevamento di condizioni anomale tramite kPCA, dove è stato rilevato un buco di tensione dal tempo  $t=5,5$  s ( $i=55$ ) al tempo  $t=6,8$  s ( $i=68$ ). È possibile vedere come l'errore durante il fenomeno aumenti sensibilmente, rendendo evidente che si è usciti dalle condizioni nominali del sistema. Una soglia di errore dovrà essere scelta trovando un compromesso tra sensibilità e specificità, perché una soglia troppo bassa potrebbe creare falsi allarmi frequenti, ma una soglia troppo alta aumenterà il tasso di anomalie non rilevate. Dalla figura è possibile anche apprezzare la capacità dell'algoritmo di rilevare abbassamenti di tensione anche piuttosto piccoli, come quello che avviene in prossimità di  $i=100$ , ben evidenziato dal picco nella funzione errore.

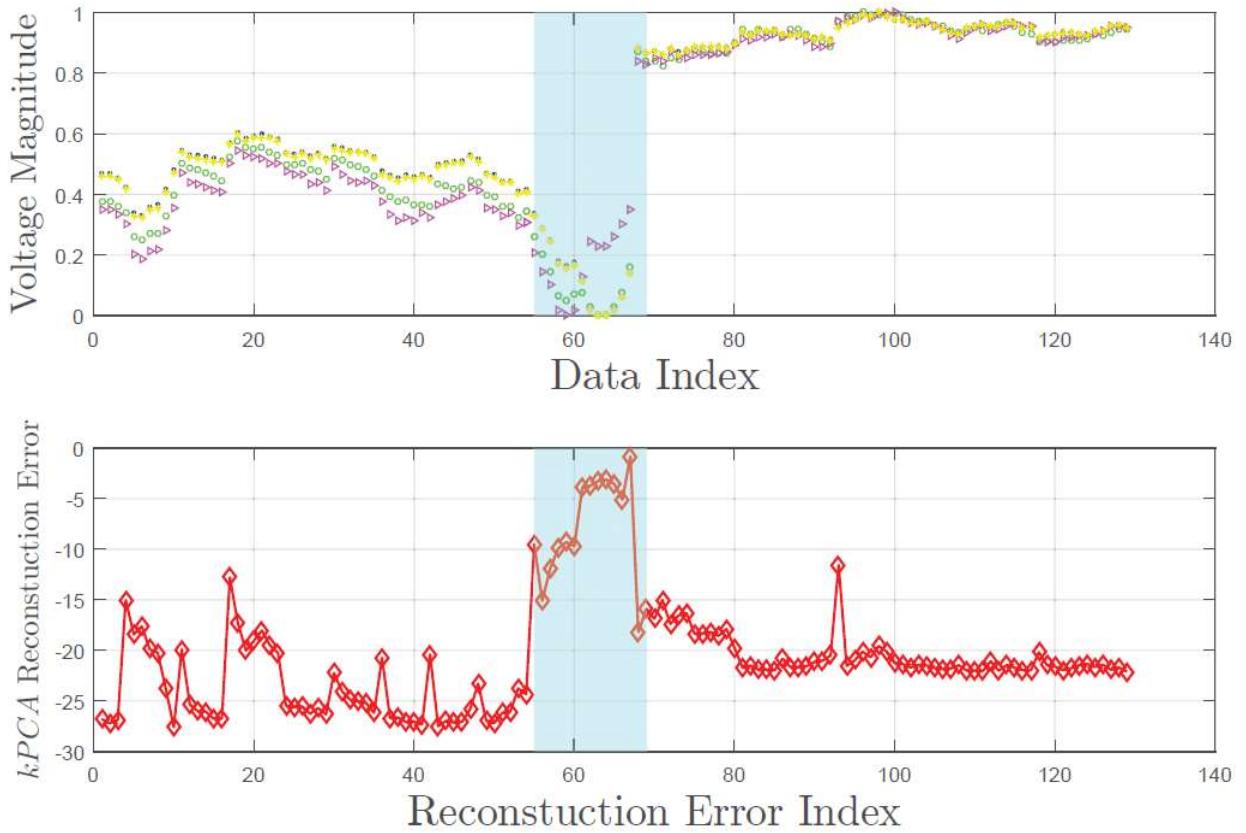


Figura 3.7: abbassamento di tensione rilevato tramite kPCA. [8]

Anche l'algoritmo di identificazione dell'evento non ha deluso le aspettative. L'obiettivo era quello di identificare quattro tipi di eventi diversi: disturbo di tensione (VD), buco di tensione (VS), avviamento di un motore (MS) e guasto ad alta impedenza (HI). L'algoritmo scelto è il pSVM e alla tabella 3.2 sono confrontati i risultati ottenuti con quelli dei più comuni algoritmi utilizzati nel settore. Si può facilmente notare come l'accuratezza totale del metodo scelto sia ben superiore (va oltre il 90%) degli altri metodi più diffusi. Ma anche l'accuratezza rispetto ai singoli eventi è soddisfacente (non scende mai sotto il 90%) e l'unico difetto risulta essere la confusione tra VS e VD, perché effettivamente alcuni disturbi di tensione sono molto simili a dei buchi veri e propri.

Metodo	pSVM	Ada Boost.	Decision Tree	QDA
Accuratezza	93,72	83,1	75,54	70,22

Tabella 3.2: confronto precisione dei diversi algoritmi di rilevamento [8]

In conclusione si è quindi creato un metodo di rilevamento automatico molto preciso, basato esclusivamente sui dati estratti dalle misure ad alta risoluzione dalle  $\mu$ PMU. Il problema di come elaborare i dati grezzi è stato risolto tramite procedura di pooling&picking, il rilevamento delle

anomalie avviene tramite algoritmo kPCA e la loro identificazione tramite il metodo pSVM, sfruttando tutti i tipi di dati a disposizione. Nel futuro si testeranno i metodi sviluppati su un maggior numero di  $\mu$ PMU e quindi anche un più vasto campo di eventi anomali possibili.

### 3.4 Cyber Security

La rete di distribuzione dell'energia, come molti sistemi cyber-fisici, è stata sviluppata con un'attenzione particolare alla sicurezza. Tuttavia, una serie di caratteristiche del sistema di alimentazione lo rendono particolarmente vulnerabile agli attacchi informatici tramite reti IP. Gli approcci tradizionali alla cyber security per affrontare i malware e altri attacchi informatici tramite una rete includono metodi classici come i sistemi di rilevamento delle intrusioni, i firewall, e la crittografia. Queste tecniche possono aiutare, ma, come è stato osservato in passato, le tecniche tradizionali di sicurezza IT tendono a lasciare una vulnerabilità in termini di sicurezza e protezione, quando vengono applicati ai dispositivi cyber-fisici, perché non considerano le informazioni fisiche note sul dispositivo che stanno proteggendo. Ciò non solo lascia un vuoto nella protezione, ma ignora informazioni preziose che potrebbero essere utilizzate per proteggere meglio il dispositivo in questione.

Un progetto di ricerca, supportato dal dipartimento dell'energia statunitense tramite il programma CEDS (Cybersecurity for Energy Delivery System), [9] ha come obiettivo quello di ideare e realizzare una rete di misurazione in grado di rilevare e segnalare l'effetto degli attacchi alla sicurezza informatica sulla rete del sistema di distribuzione. Gli attacchi informatici contro la rete di distribuzione su cui ci si concentra principalmente in questo studio sono quelli che:

- I. modificano l'operazione della rete di distribuzione e provocano il suo comportamento in modi individuali o collettivamente distruttivi o dannosi;
- II. mascherano le comunicazioni dai componenti della sottostazione nella rete di distribuzione, attraverso attacchi di cyber denial-of-service, e impediscono la conoscenza della effettiva situazione operativa della sottostazione;
- III. mascherano la comunicazione verso i componenti della sottostazione nella rete di distribuzione, attraverso l'attacco di cyber denial-of-service, causando il malfunzionamento dei componenti che non rispondono più alle istruzioni per ripristinare il funzionamento nominale.

L'individuazione e la segnalazione avverranno entro un breve lasso di tempo, consentendo agli operatori di eseguire tempestivamente azioni correttive.

Per raggiungere questo obiettivo, si utilizzano micro-PMU per acquisire informazioni sullo stato fisico della rete di distribuzione dell'energia e si combinano queste misure con il monitoraggio dei

comandi SCADA in tempo reale. Il progetto in questione, costruirà modelli della rete di distribuzione in condizioni nominali e non, in modo che determinate classi di minacce informatiche possano essere potenzialmente rilevate tramite i loro effetti fisici sulla sola rete di distribuzione. Il risultato sarà un sistema che fornisce un'immagine indipendente e integrata dello stato fisico della rete di distribuzione, che sarà difficile sovvertire usando tecniche di data-spoofing.

I risultati delle prime applicazioni sperimentali di questi concetti sono accessibili via Internet, dove è possibile visualizzare i dati forniti dalla rete di  $\mu$ PMU installata, aggiornati ogni 2 minuti. [10]

### 3.5 Resilienza della rete

Altra ricerca interessante è quella che prevede l'uso di  $\mu$ PMU per migliorare la resilienza delle reti di distribuzione delle Filippine. [11] Lo studio è frutto della collaborazione tra l'università di Berkeley e quella di Diliman ed è promosso dal PCARI (Philippine-California Advanced Research Institutes). Il lavoro si articola in tre diversi progetti, in grado di fornire un impatto positivo immediato e significativo sul funzionamento delle reti elettriche filippine.

Il primo aumenterà la resilienza della rete tramite carichi controllabili: questa sezione si occupa di creare i contratti e gestire il controllo dei carichi per scollarli durante i momenti di carenza di alimentazione.

Il secondo implementerà un sistema basato su  $\mu$ PMU collegato alla rete di distribuzione di una cooperativa filippina e dovrà dimostrare che questo rappresenta un approccio economicamente vantaggioso al monitoraggio in tempo reale della rete di distribuzione.

Il terzo progetto servirà a creare nuovi algoritmi scalabili di apprendimento automatico, che operano in tempo reale, per creare analisi energetiche sia per i sistemi di diagnostica che per quei meccanismi che utilizzano l'analisi energetica per manovre economiche, per esempio incentivi energetici.

### 3.6 Open $\mu$ PMU e Berkeley Tree Database

Open PMU è un set di dati reali, misurati sulla rete elettrica di distribuzione del Lawrence Berkeley National Laboratory tramite  $\mu$ PMU, rilasciato per scopi di ricerca. [13]

I dispositivi di misura utilizzati sono stati sviluppati dalla PSL (Power Standards Lab), grazie ad un progetto finanziato dall'ARPA-E (Advanced Research Projects Agency-Energy). Si tratta della prima rete di  $\mu$ PMU installate in un reale sistema di distribuzione. Le  $\mu$ PMU utilizzate sono state sviluppate sulla base di un dispositivo di monitoraggio della power quality della PSL, disponibile in commercio, chiamato Pqube. Il Pqube è uno strumento che campiona, in maniere continua e simultanea, sia forme d'onda di tensione e corrente alternata a 512 campioni per ciclo, sia una vasta gamma di misurazioni della power quality e delle condizioni ambientali. La  $\mu$ PMU sviluppata può

essere collegata a circuiti di distribuzione secondari monofase o trifase fino a 690 V (concatenata) o 400V (stellata), attraverso le prese standard o tramite trasformatori di misura, come quelli già presenti in molte sottostazioni di distribuzione. Sono supportati anche altri metodi più avanzati per la connessione, tra cui trasformatori di corrente ottici e partitori di tensione. Ogni  $\mu$ PMU produce 12 flussi di dati ad elevata accuratezza, alla frequenza di 120 Hz, completi di riferimento temporale con una precisione di 100 ns (limite introdotto dal GPS).

I dispositivi installati nel LBNL sono collegati tramite un modem LTE 4G. I dati disponibili si riferiscono al periodo che va dal 1 ottobre al 31 dicembre del 2015. I dati presenti nel database sono privi di qualsiasi tipo di elaborazione, memorizzati così come vengono forniti dalle  $\mu$ PMU, per permettere ai ricercatori di confrontarsi con dei dati grezzi provenienti da uno scenario reale, ed analizzare le problematiche che questo comporta. È possibile avere accesso ai dati tramite un web plotter oppure scaricando i dati grezzi dal database.

Il sistema che consente la consultazione dei dati prende il nome di Berkeley Tree Database (BTrDB), sviluppato presso l'Università di Berkeley, ed è in grado di gestire 2,1 trilioni di dati all'anno forniti dalle  $\mu$ PMU e supportare 119 milioni di query al secondo. Le  $\mu$ PMU comunicano coi server del BTrDB tramite connessione Ethernet o rete mobile 4G. Il sistema supporta sia la visualizzazione dei dati in tempo reale, per le applicazioni di monitoraggio, che la loro memorizzazione, per le analisi post-evento. È inoltre in grado di calcolare alcune funzioni statistiche e individuare gli intervalli temporali in cui il valore di un dato si discosta da una soglia predefinita.

Lo scopo di questo database è quello di fornire ai ricercatori una raccolta dati da analizzare, misurati con grande accuratezza in uno scenario reale, per sviluppare nuove applicazioni o migliorare quelle esistenti. I possibili campi applicativi di questi dati, infatti, sono numerosi. Considerando solo quelli riguardanti il monitoraggio delle linee, è possibile citare: rilevamento isole di carico e oscillazioni, localizzazione guasti, stima dello stato del sistema di distribuzione, caratterizzazione dell'inerzia apportata da singoli generatori e supporto alla diagnostica del sistema di trasmissione.

L'idea è risultata vincente e già numerosi studi di ricerca e sviluppo hanno sfruttato i dati messi a disposizione in questo database.

### 3.7 Monitoraggio della frequenza

Un progetto attivo già dal 2003, chiamato “Frequency Monitoring Network (FNET/GridEye)” e portato avanti dalla University of Tennessee, ha come obiettivo quello di sviluppare una rete a basso costo, sincronizzata tramite GPS, che misuri la frequenza nella rete di distribuzione. [13]

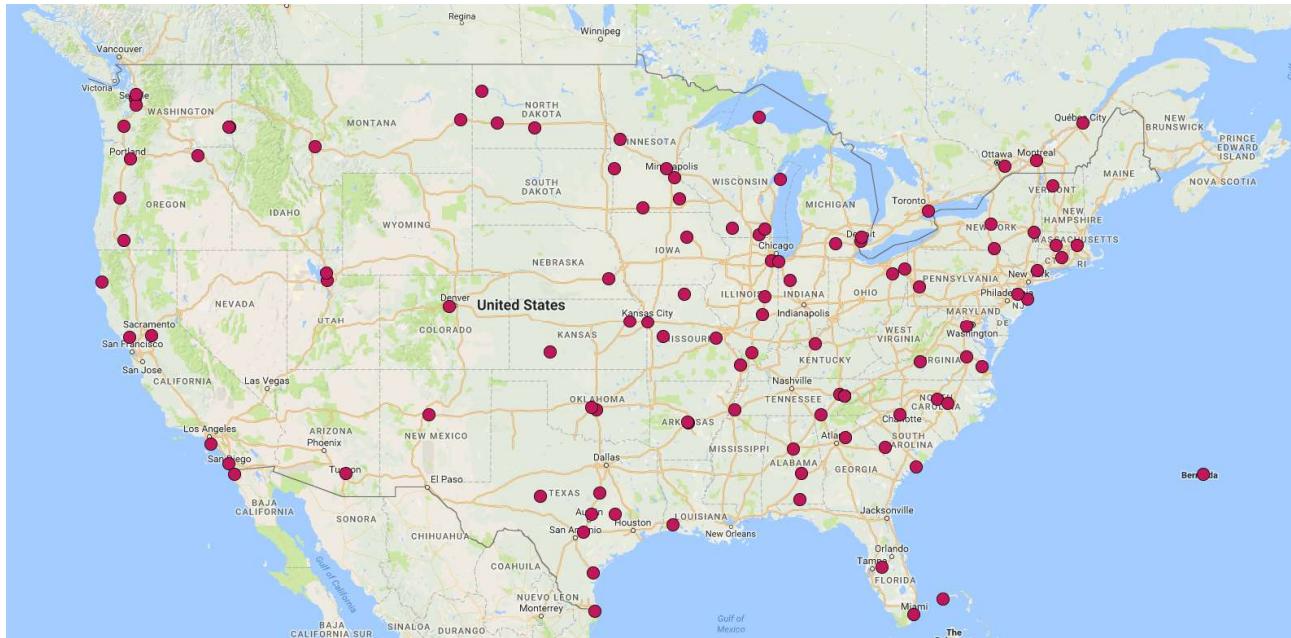


Figura 3.8: mappa dei dispositivi di misura installati in territorio statunitense (2015). [13]

È un progetto pilota WAMS (Wide Area Monitoring System) ed è stato il primo ad essere applicato alla distribuzione. Supporta numerose funzioni, sia online che offline, utili sia per la rete di distribuzione che per quella di trasmissione.

Quelle online comprendono rilevamento e localizzazione dei disturbi nella rete, rilevamento e analisi delle oscillazioni, rilevamento delle isole di carico, misura in tempo reale di frequenza e fase, rilevamento di FIVDR (Fault Induced Dynamic Voltage Recovery), e monitoraggio del contenuto armonico.

Le applicazioni offline includono invece convalida dei modelli, analisi post-evento e analisi dei dati.

Le grandezze necessarie (ampiezza, fase e frequenza) vengono misurate principalmente nel sistema di distribuzione degli USA, funzionante a 120 V, e i dati raccolti vengono spediti tramite la rete Internet ai server FNET/GridEye installati presso la University of Tennessee e i laboratori Virginia Tech. I dispositivi utilizzati per le misure sono chiamati FDR (Frequency Disturbance Recorder), e sono una versione monofase di PMU. [14]

In figura 3.8 si possono vedere gli FDR installati negli USA, aggiornati all'anno 2015, ma la rete è in continua espansione.

Nel sito web dedicato al progetto è possibile visualizzare le informazioni, in tempo reale, su frequenza e fase fornite dal sistema FNET/GridEye, sia sotto forma di tabella che di mappa. I dati sono raccolti dagli oltre 300 dispositivi installati in Nord America e dagli altri situati nel resto del mondo, e vengono aggiornati ogni 4 secondi. In figura 3.9 è riportata una raccolta delle grafiche che è possibile visualizzare. [15]

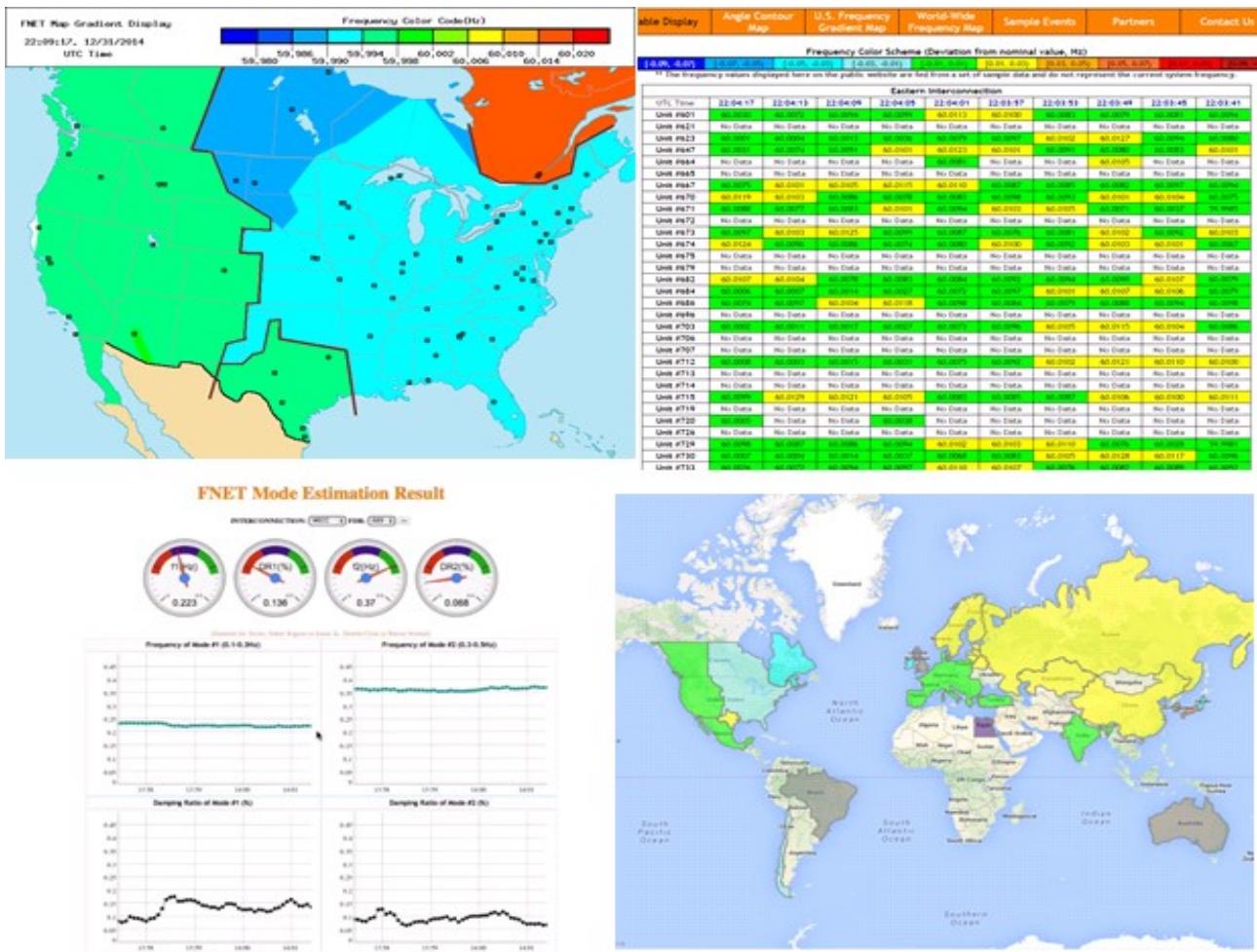


Figura 3.9: schermate tratte dal sito ufficiale del progetto che mostrano i risultati delle misure in tempo reale. [14]

Nonostante questa ricerca non impieghi delle vere e proprie PMU per le misure, è utile per capire quali possono essere i benefici del conoscere meglio le dinamiche della rete di distribuzione in tempo reale, e dare ulteriore conferma della varietà di applicazioni che i dati raccolti possono supportare. Inoltre, essendo gli FDR delle PMU monofase, sarà semplice applicare gli stessi concetti e utilizzare il sistema sviluppato anche con delle PMU tradizionali. Questo, infatti, è uno degli obiettivi futuri dello studio.

## 4 Progetti in corso

### 4.1 Il futuro della rete americana

Una serie di progetti sostenuti dal DOE e dal GMLC dovranno tracciare le linee guida per lo sviluppo futuro della rete elettrica nord-americana. Una rete all'avanguardia è stata ritenuta vitale per la sicurezza, l'economia e lo stile di vita moderno della nazione, poiché fornisce le basi per i servizi essenziali a cui gli americani fanno affidamento ogni giorno. La rete elettrica statunitense, tuttavia, sta diventando obsoleta ed è chiamata ad affrontare un futuro per il quale non è stata progettata. [16]

L'iniziativa, che prende il nome di Grid Modernization Initiative (GMI), voluta dal Dipartimento dell'Energia (DOE), rappresenta uno sforzo globale per contribuire a plasmare il futuro della rete nazionale e risolvere le sfide legate all'integrazione di diverse fonti di energia, sia convenzionali che rinnovabili, con l'accumulo e con gli smart-buildings, garantendo al tempo stesso che la rete sia resiliente e abbastanza sicura da resistere alle minacce informatiche e climatiche.

Il Dipartimento dell'Energia ha annunciato un finanziamento a gennaio 2016 di 220 milioni di dollari in tre anni per i laboratori nazionali e i partner del DOE. I finanziamenti sostengono la ricerca e lo sviluppo di sistemi di accumulo avanzati, l'integrazione dell'energia pulita, la definizione degli standard e le procedure di test, oltre a una serie di ulteriori aree chiave di ammodernamento della rete. Questo studio dovrà tener conto delle differenze regionali e rafforzerà le strategie locali, definendo al contempo una strategia nazionale diversificata ed equilibrata. Oltre ai progetti che rispondono alle esigenze di integrazione di tecnologie di rete individuali come energia solare e accumulo, il DOE sta anche sviluppando progetti trasversali che hanno un impatto su più tecnologie.

In totale i progetti finanziati sono 58 e comprendono tutte le aree di sviluppo sopra citate. L'uso delle PMU è presente in 7 di questi, ma solo due riguardano la distribuzione.

Il primo ha l'obiettivo di aumentare la resilienza di quelle reti, sia di trasmissione che di distribuzione, che devono sostenere un'importante presenza di energia solare. In particolare si è pensato di usare le PMU, insieme ad altre tecnologie, per migliorare la stima dello stato delle reti di distribuzione. Il progetto è stato finanziato con 2,8 milioni di dollari, in tre anni, ed è svolto in collaborazione tra Illinois Institute of Technology (IIT), Electrocon International Inc. e McCoy Energy.

Il secondo deve invece sviluppare tecniche avanzate di apprendimento automatico per le tecnologie sincrofatoriali, atte sia a monitorare la rete in condizioni nominali che a rilevare eventi anomali legati alla frequenza. Una delle soluzioni proposte è proprio quella dell'installazione di  $\mu$ PMU nella

rete di distribuzione. Il finanziamento ammonta a 3 milioni di dollari, sempre in tre anni, e la ricerca si svolge in collaborazione tra BPA, JSIS, OPE Energy Corporation e Riverside Public Utilities.

## 4.2 Smart Grid a Losanna

Un progetto chiamato Nano-Tera SmartGrid, portato avanti da EPFL (Ecole polytechnique fédérale de Lausanne) e LCA2 (Laboratory for Communication and Applications), ha portato all'installazione di una rete di PMU nel campus dell'Università di Losanna, come mostrato in figura 4.1, con l'intento di creare una banca dati che raccogliesse le informazioni fornite da delle  $\mu$ PMU in uno scenario reale, per scopi di ricerca e sviluppo. Inoltre è stata fatta la prima dimostrazione pratica di un sistema di controllo in tempo reale della rete basato su PMU, utilizzando dispositivi, centri di controllo e algoritmi sviluppati dai ricercatori dell'EPFL. [17]

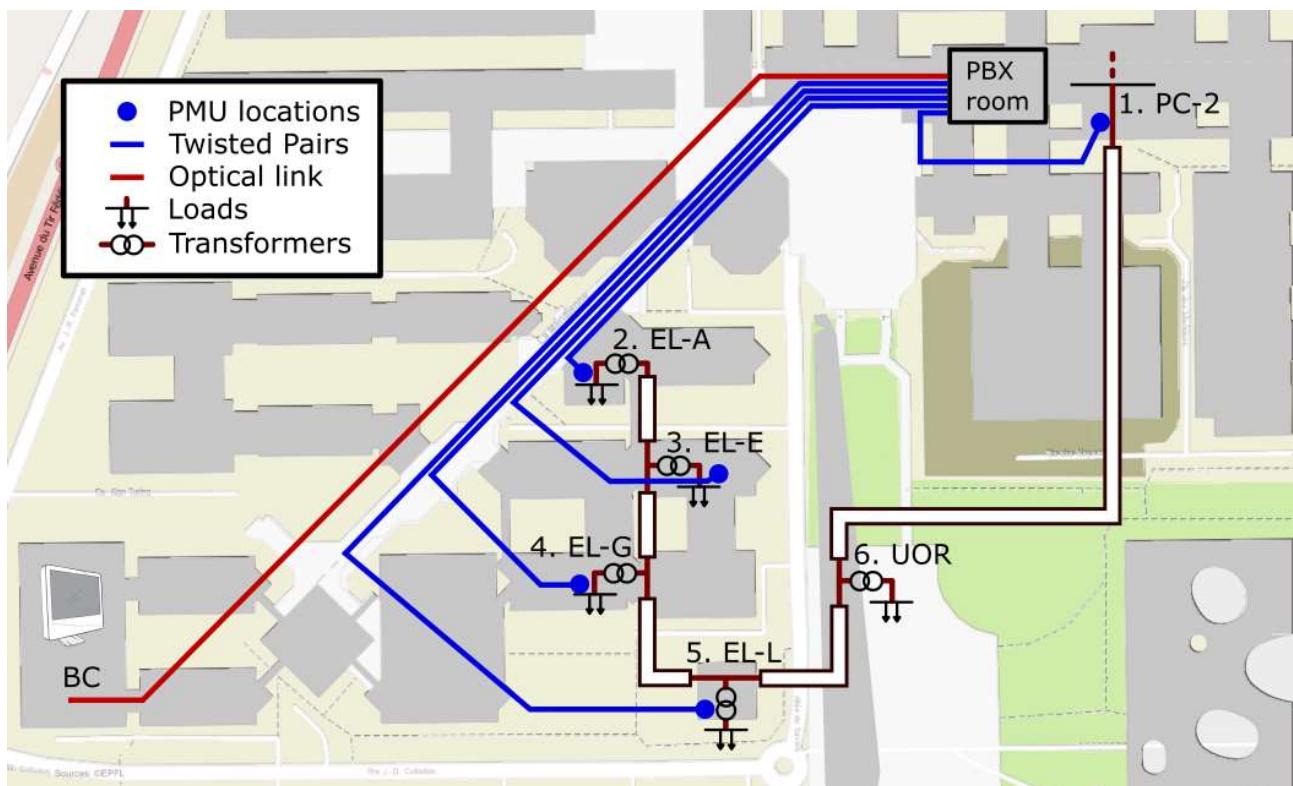


Figura 4.1: mappa del campus dell'EPFL con i trasformatori monitorati tramite PMU e le reti di comunicazione. [17]

L'obiettivo dello studio è proporre soluzioni alle nuove sfide portate dalla crescente produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sviluppando metodi innovativi che combinano tecnologie di informazione e comunicazione con nuovi dispositivi elettrici in grado di immagazzinare energia.

Per raggiungere questo obiettivo si studiano quattro aspetti complementari del sistema: monitoraggio, controllo, dispositivi elettrici e sicurezza informatica.

Si sta costruendo un'infrastruttura di monitoraggio innovativa sulla rete del campus EPFL, la prima al mondo a implementare un sistema del genere. Comprende una rete di comunicazione, autonoma e affidabile, e un software di controllo in tempo reale, appositamente realizzato. Ad oggi, sei edifici sono monitorati da un processo di stima dello stato basato sui dati forniti da cinque PMU.

La rete elettrica EPFL è una rete di distribuzione particolarmente impegnativa in cui sono presenti tutte le caratteristiche tipiche delle reti di distribuzione attive. Le linee sono brevi e il carico è in gran parte variabile in funzione dell'ora del giorno e delle condizioni meteorologiche. Inoltre, è presente generazione distribuita con 2 MW di pannelli fotovoltaici installati e 6 MW di unità combinate di generazione di calore ed energia. Queste condizioni, unite all'ampio uso dell'elettronica di potenza, incidono pesantemente sui profili di tensione e corrente, che rendono il campus EPFL un banco di prova impegnativo per l'infrastruttura sviluppata.

Il processo di monitoraggio inizia con i sensori collegati al lato di media tensione dei trasformatori. Le forme d'onda in scala di tensione e corrente vengono quindi analizzate dalle PMU, al fine di stimare i sincrofasori. Le PMU encapsulano i datagrammi UDP secondo lo standard IEEE C37.118.2-2011. I datagrammi vengono trasmessi su una rete di comunicazione sicura e dedicata. È stato sviluppato un Phasor Data Concentrator (PDC) dedicato a bassa latenza. Esso si occupa della decapsulazione, dell'allineamento temporale e della sostituzione delle misurazioni mancanti al fine di fornire un insieme coerente e completo di dati per la stima dello stato. La stima è basata sulla tecnica di filtraggio di Kalman ed è sviluppata in LabVIEW.

Si mantiene inoltre un registro, a libero accesso, di tutte le misurazioni del passato, a scopo di ricerca.

I dispositivi di misura utilizzati sono dei prototipi di PMU sviluppati al DESL (Distributed Electrical Systems Laboratory), in grado di soddisfare ogni requisito definito nello standard per PMU di classe P. L'algoritmo di stima del sincrofasore viene implementato in un CompactRIO 9068 della National Instruments, composto da un FPGA Artix-7 riconfigurabile e un processore ARM Cortex-A9 dual-core, e dotato di un sistema operativo Linux-RT personalizzato.

Per interfacciare i moduli di acquisizione analogici delle PMU con le forme d'onda del sistema di alimentazione, i segnali ad alta tensione (o corrente) devono essere trasformati in segnali a bassa tensione, introducendo la minima distorsione possibile sia dell'ampiezza che della fase. A questo proposito, viene utilizzata una versione migliorata di Altea CVS-24, un trasformatore combinato di tensione e corrente. Questi sensori sono conformi alla classe 0,1. Nella figura 4.2 è possibile vedere un'installazione di questi ed altri componenti della smart-grid del campus.



*Figura 4.2: alcune componenti della smart-grid del campus EPFL. In alto a sinistra un'antenna GPS, in basso a sinistra i trasduttori di corrente e tensione Altea CVS-24; a destra, dal basso verso l'alto, una PMU, il modem per la trasmissione dati e l'UPS. [17]*

Si è inoltre costruita una rete di comunicazione dedicata per aumentare la sicurezza e la robustezza del sistema, poiché l'intranet del campus non è protetta in caso di interruzioni di corrente. Si è scelto di utilizzare il protocollo IPv6 anziché IPv4, per prevenire futuri problemi di transizione. Per evitare dispendiose operazioni di cablaggio, si è scelto di utilizzare i cavi a doppino ritorto già esistenti, originariamente installati per la telefonia ma oramai in disuso. Questi cavi sono passivi e si diramano a stella a partire da un punto centrale, denominato "stanza PBX", dove è disponibile l'alimentazione di riserva.

La comunicazione tramite doppino ritorto utilizza la tecnologia SHDSL (single-pair high-speed digital subscriber line), poiché questi cavi sono troppo lunghi per l'Ethernet. Il traffico dati proveniente da tutte le PMU è convogliato ai concentratori SHDSL (chiamati DSLAM), situati nella stanza PBX. Questo sarebbe anche il posto ideale per posizionare il sistema PDC e quello di stima dello stato, ma l'installazione sarebbe stata troppo complicata. Pertanto, i sistemi PDC e SE sono stati collocati in una posizione in cui l'installazione fosse più agevole. Per le comunicazioni dalla stanza PBX al PDC si sono dovute utilizzare fibre ottiche, con una banda di 100 Mb/s. L'intera rete è progettata per resistere fino a 8 ore senza alimentazione esterna.

La rete di comunicazione è stata, inoltre, duplicata. È stata sviluppata una versione IP del protocollo di ridondanza parallelo, chiamata IPRP, che si occupa sia della duplicazione dei pacchetti UDP (alle PMU), che della rimozione dei duplicati (sul PDC). Ciò consente un recupero istantaneo dei pacchetti persi.

Le stime dei sincrofasori, provenienti dalle PMU, vengono allineate in un buffer circolare, in base al loro timestamp, dal PDC. Una parte di queste misurazioni viene mandata allo State Estimator, con una latenza temporale minima. Poiché le PMU trasmettono i dati a 50 fps, è stato sviluppato un algoritmo adattivo per garantire che le misure disponibili vengano inoltrate entro 20 ms, aumentando così il determinismo del processo.

Infine, la macchina che ospita PDC e SE è stata sincronizzata con il GPS, consentendo di identificare e risolvere eventuali colli di bottiglia, che potrebbero comportare un aumento della latenza totale.

Per la stima dello stato si è implementato il metodo chiamato “discrete Kalman filter” (DKF). Questo metodo è adatto per sistemi trifase e si basa solo sulle misure dei sincrofasori di tensione e corrente fornite dalle PMU. Inoltre, ogni serie di misurazioni ricevute dal PDC viene analizzata tramite un algoritmo, al fine di trovare e sostituire eventuali dati danneggiati.

Si sta sviluppando anche un framework, denominato “Commelec”, per il controllo della rete elettrica in tempo reale, anche nel caso in cui il sistema abbia un’inerzia molto ridotta, come avviene quando è installata una grande quantità di generazione distribuita. La gestione in tempo reale è un tassello importante dell’evoluzione della rete, perché può risolvere i problemi della qualità del servizio e del bilancio energetico senza grandi investimenti. Il framework fornisce inoltre un “Grid Operating System”, che consente ai nuovi dispositivi che saranno installati nelle reti del futuro, come i controller dei dispositivi per gli smart-buildings o i sistemi di ricarica per auto elettriche, di essere facilmente connessi e fornire supporto in tempo reale alla rete.

Un’altra soluzione importante per il futuro delle reti sono i dispositivi di accumulo. Una modesta quantità di questi elementi, infatti, fa una grande differenza per il controllo di una rete elettrica.

Nella smart-grid dell’EPFL si stanno utilizzando batterie Leclanché, di cui si vede un esempio in figura 4.3, appositamente sviluppate per applicazioni in rete, oltre a super-condensatori e accumulo virtuale sotto forma di smart buildings.

Poiché la smart-grid è un’infrastruttura critica, altro aspetto fondamentale da studiare è la cyber security, per rendere le reti più affidabili. Quindi si sta anche sviluppando un quadro di sicurezza completo per la rete del campus, per proteggerla dagli attacchi informatici.

I meccanismi di sicurezza comprendono accesso autenticato e responsabile a dispositivi e servizi nella rete, comunicazione sicura dei dati end-to-end tra i dispositivi e garanzia di un perimetro sicuro tramite firewall e un server proxy presso la DMZ (Demilitarized Zone), che censura qualsiasi comunicazione tra la rete intelligente e il mondo esterno. [18]



Figura 4.3: sistema di batterie al litio-titanato installato nella microrete dell'EPFL. [18]

### 4.3 Approccio data-driven per monitoraggio, protezione e controllo della rete di distribuzione basato su micro-PMU

Uno studio, pubblicato nel 2017, svolto presso il Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), in California, ha analizzato i benefici dell'uso delle  $\mu$ PMU per il monitoraggio, la protezione e il controllo della rete di distribuzione. [19] Le analisi descritte in questo documento si estendono al di là del sistema di distribuzione tradizionale, arrivando a considerare i precursori di DER (Distributed Energy Resource) e microgrid, nel più ampio contesto del sistema di alimentazione in generale. Se si verificano eventi in serie, significativi dal punto di vista della potenza, che incidono sul sistema di distribuzione, uno scenario operativo in isola migliora la sicurezza del sistema di alimentazione. Inoltre, gli eventi a livello di distribuzione possono influire sulla trasmissione, come le interruzioni a cascata causate dalla disconnessione di grandi quantità di BTMG (Behind The Meter Generation), per esempio pannelli solari collegati al lato cliente del contatore. In questo lavoro si identifica il rischio di impatto su una microgrid, e sul carico ad essa collegato in diversi punti, tramite la sottostazione del Lawrence Berkeley National Laboratory. In futuro si andrà a considerare anche una microgrid presso il Navy Yard di Filadelfia. Comprendere le caratteristiche distintive degli

eventi nel sistema di distribuzione servirà per far progredire i modelli del sistema di alimentazione del distributore e, quindi, migliorare l'affidabilità.

Considerando le microgrid e la generazione distribuita come parte integrante del sistema di erogazione dell'energia, esistono due metodi per garantire il funzionamento sicuro della rete: agire sull'intero sistema, tramite l'operatore di rete, e sfruttare il controller delle microgrid. Entrambe queste strade possono essere implementate da una funzione automatica del sistema o da un intervento umano. Questi due operatori devono coordinare, volta per volta, la decisione di isolare una microrete sul verificarsi di un evento anomalo, o una vera e propria interruzione, o anche solo per avere un beneficio economico. Queste decisioni sono basate sulla qualità e la tempestività dei dati disponibili e su come vengono analizzati ed elaborati.

Un operatore di sistema può decidere l'entità dei carichi che dovrebbero essere staccati in caso di guasto a cascata, pianificando il tutto attraverso una serie di simulazioni di scenario, e quindi programmando operazioni di protezione automatizzate e processi decisionali dell'operatore. Quando i possibili punti di isola sono dati all'operatore di rete, ad esempio le posizioni delle microgrid nel sistema, esso sarà in grado di decidere quando e dove disconnettere. Dal punto di vista dell'operatore della rete, isolare una microgrid potrebbe essere considerato equivalente a una sorta di taglio del carico. Tuttavia, grazie alle caratteristiche della microgrid, il carico rimane servito, a vantaggio sia degli utenti che degli apparecchi collegati.

Con sufficienti informazioni disponibili, un controller di microgrid può decidere di desincronizzare il carico quando il rischio di interruzioni supera il costo presunto di isola. L'autorità dell'operatore della microgrid di prendere questa decisione può dipendere dalle dimensioni del carico della microgrid, dalle regole operative della rete in cui la microgrid si trova e dal giudizio del principale operatore di rete in quella particolare situazione. Inoltre, il controller della microgrid può avere i propri criteri per stabilire se è possibile desincronizzare in un dato momento. I limiti operativi del sistema e quelli dell'affidabilità di interconnessione di un operatore di rete possono essere stabiliti sulla base di simulazioni con un discreto insieme di scenari, ma le decisioni in una data situazione sono in gran parte basate sul giudizio e sull'esperienza dell'operatore. Ciò non è molto diverso dal processo decisionale delle operazioni sulle microgrid. Tuttavia, un controllore di microgrid può essere in grado di adottare una procedura decisionale più sistematica rispetto a quello di livello più alto della rete principale. Questo perché una microgrid ha un insieme più piccolo di elementi nel suo sistema, creando così meno scenari di funzionamento possibili.

Entrambe queste situazioni sono intrinsecamente dipendenti dai dati in tempo reale resi disponibili ai controllori / operatori. La disponibilità di misure sincrofasoriali precise può fornire informazioni più accurate, sia temporalmente che geograficamente, degli eventi passati, contribuendo così a una procedura sistematica di previsione e gestione delle interruzioni.

La maggior parte della letteratura sulla teoria del controllo per le microgrid si concentra sullo schema di protezione quando l'alimentazione è a rischio e sulle strategie di risposta post isola. L'uso di dati ad alta accuratezza della rete, per consentire decisioni sull'opportunità o meno di isolare una microgrid, invece, è un argomento che è stato poco approfondito. Ciò è dovuto principalmente alla pratica comune di gestire le interruzioni al livello del sistema principale, che dipende dal giudizio e dall'esperienza dell'operatore, a causa della complessità del sistema e della varietà di potenziali scenari rischiosi. In questo studio si esplorano i modi per ridurre l'incertezza in questa procedura, utilizzando l'analisi dei dati del sincrofase per quantificare i rischi di interruzioni, in termini sia di probabilità degli eventi che delle loro conseguenze.

Al fine di classificare e attribuire il rischio a un evento specifico che causa un'interruzione, si utilizza un algoritmo di ricerca multi-risoluzione, che analizza il Berkeley Tree Database (BTrDB). Si può esaminare il database e i suoi riepiloghi statistici di dati per un intervallo di tempo qualsiasi, o in maniera continua durante il periodo di dati misurati. Se viene identificato un event trigger, gli algoritmi cercano ulteriori informazioni ed estraggono i singoli dati dettagliati a livello del campionamento. I gruppi di eventi possono essere ottenuti e confrontati utilizzando questo metodo e ulteriori tecniche di raggruppamento. Un esempio è il rilevamento di disturbi di tensione, che potrebbero essere interruzioni relative a operazioni di distribuzione o trasmissione, avviamenti dei motori, azioni di regolazione della tensione dalla rete superiore o inferiore, oppure un gradino di carico di grande entità. Anche se ci sono molte strategie di analisi dei dati che possono valutare la presenza di disturbi di tensione, il punto forte di questo tipo di analisi è la sincronizzazione e la valutazione degli eventi correlati ai disturbi di tensione, per ottenere una metodologia di analisi basata sul rischio. Poiché, sebbene la presenza di un singolo abbassamento di tensione, ad esempio, non sia rischiosa, un abbassamento di tensione abbinato ad un'azione di richiusura, oppure ad una commutazione del variatore sotto carico, potrebbero essere considerati un rischio più elevato o direttamente un indice di guasto. Numerosi transitori di tensioni e correnti potrebbero anche indicare un albero che tocca ripetutamente un conduttore attivo, oppure attività pericolose degli animali, per il quale il controller della microgrid potrebbe voler agire, magari per consentire all'operatore della rete di desincronizzare una parte del carico e della generazione distribuita, scaricare la linea, e concedere il tempo ad una squadra di manutenzione di risolvere il problema in sicurezza.

Gli eventi ad alto rischio discussi in questo studio includono quelli dovuti sia a problemi interni al sistema (carico, generazione distribuita e reti di distribuzione) che a fattori esterni (alberi che toccano conduttori, fauna e condizioni meteorologiche avverse).

Per quanto riguarda il sistema di distribuzione, i tipi di problemi di interesse nella diagnostica sono generalmente due: power quality e degrado della rete.

Sebbene questi problemi siano spesso considerati separatamente, la chiave dell'analisi predittiva è proprio il monitoraggio di entrambi. Infatti, un problema di power quality può essere indicativo di degrado della rete. Altri tipi di eventi da prendere in considerazione e attualmente misurati nel set di dati sono il malfunzionamento degli apparecchi, i guasti dovuti agli alberi, le problematiche relative agli animali e i difetti di isolamento. Mentre alcuni di questi eventi non sono facilmente prevenibili, considerare la loro ripetizione consente di effettuare analisi basate sul rischio e intraprendere azioni preventive. Ad esempio, se vengono rilevati spesso dei problemi di scarsa entità, relativi ad un albero che scarica a terra, su una particolare sezione di una linea, è possibile intervenire celermente con il taglio dell'albero prima che si verifichi un'interruzione vera e propria o un incendio. L'integrazione delle caratteristiche di tali problematiche nello strumento di analisi predittiva e l'individuazione di eventi ripetuti, consente agli operatori di valutare il rischio per determinate località e di intraprendere azioni preventive.

La figura 4.4 mostra una serie di eventi che hanno provocato lo sgancio di un grande impianto fotovoltaico, innescati da un uccello che, dopo aver toccato una linea di distribuzione, vi è rimasto attaccato, causando l'intervento del fusibile.

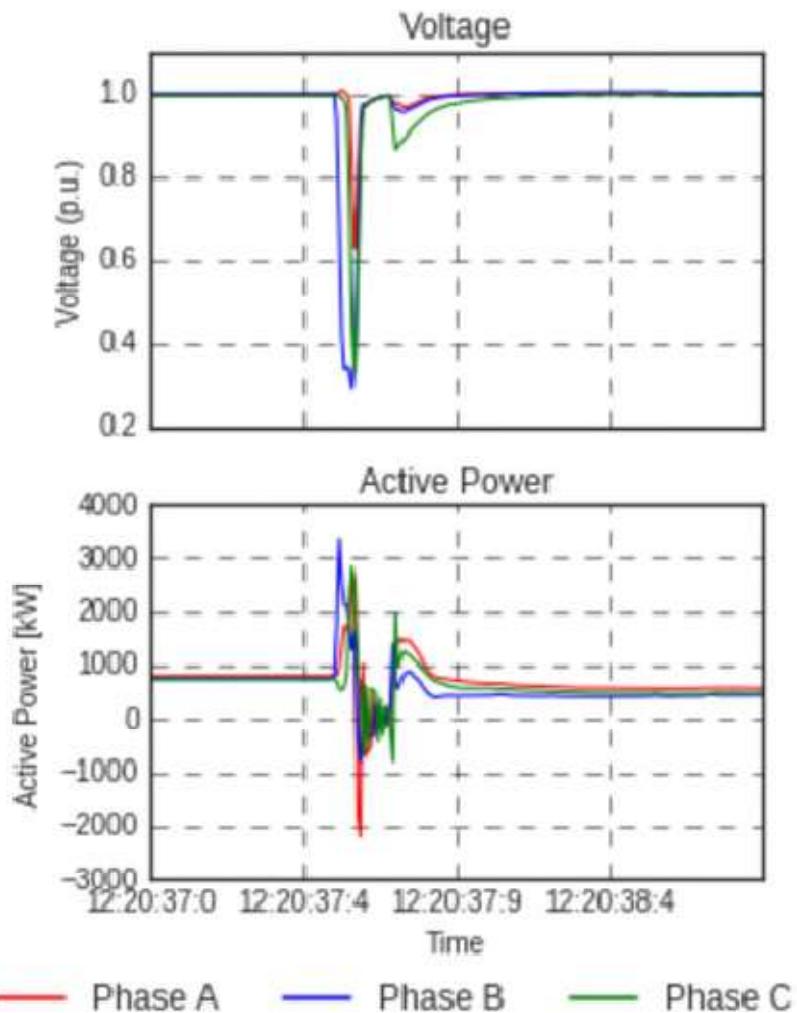


Figura 4.4: gli effetti di un uccello attaccato ad una linea di distribuzione che hanno portato all'intervento del fusibile di linea. [19]

Una caratteristica chiave di questa procedura di rilevamento guasti, basata su  $\mu$ PMU, è che può rivelare guasti ad alta impedenza che assorbono una corrente troppo piccola, o di ampiezza adeguata ma per un tempo troppo breve, per far scattare qualsiasi dispositivo di protezione. E poiché, in genere, è inopportuno tarare i relè di protezione in modo estremamente sensibile per non aumentare il rischio di causare scatti indesiderati, le  $\mu$ PMU possono almeno dare agli operatori visibilità di questi guasti, per aiutare a decidere se è necessario applicare misure preventive appropriate, ove possibile, evitando così l'intervento di relè e fusibili.

Anche il meteo è una ben nota causa di problemi sia nella trasmissione che nella distribuzione, e prepararsi ad affrontare le tempeste è una questione annosa per gli operatori di tutto il mondo. I fulmini sono spesso imprevedibili e possono essere dannosi se il sistema non è protetto in modo appropriato. Sebbene il danno fisico possa essere limitato, le interruzioni relative alla protezione del sistema possono anche essere significative. L'esempio in figura 4.5 è stato misurato presso il Lawrence Berkeley National Laboratory. Il primo grafico, datato 13 ottobre, illustra un normale giorno lavorativo, in cui la variabilità del carico è normale. Il secondo illustra le condizioni della sottostazione LBNL durante una tempesta, dove si sono verificate interruzioni vere e proprie dell'energia fornita agli utenti nella bay area, ma anche variabilità importanti del carico. Questa sorta di rumore non specificato nella tensione potrebbe essere rischiosa. Le microgrid più piccole, ad esempio, a questo punto avrebbero potuto scegliere di scollegarsi ed entrare nel funzionamento in isola, e la variabilità del carico avrebbe potuto danneggiarne i generatori. Considerando che gli utenti rimasti senza energia sono stati circa 23.000 nell'area circostante durante questo evento, i danni sarebbero potuti essere ingenti.

I dati e il lavoro presentati in questo studio rappresentano solo un primo passo verso lo sviluppo di un'applicazione avanzata di analisi predittiva, che elabori informazioni sulla rete elettrica, misurate dalle micro-PMU, per sviluppare strategie di controllo per reti di distribuzione con alta densità di generazione distribuita e microgrid. Numerosi eventi sono stati identificati da misurazioni e analisi in luoghi reali, e non tramite dati simulati. Luoghi in cui queste strategie potrebbero essere utilizzate in modo efficace. Il lavoro futuro si svolgerà sulle reti di distribuzione delle località dove è possibile studiare un'ampia varietà di scenari e applicare strategie innovative.

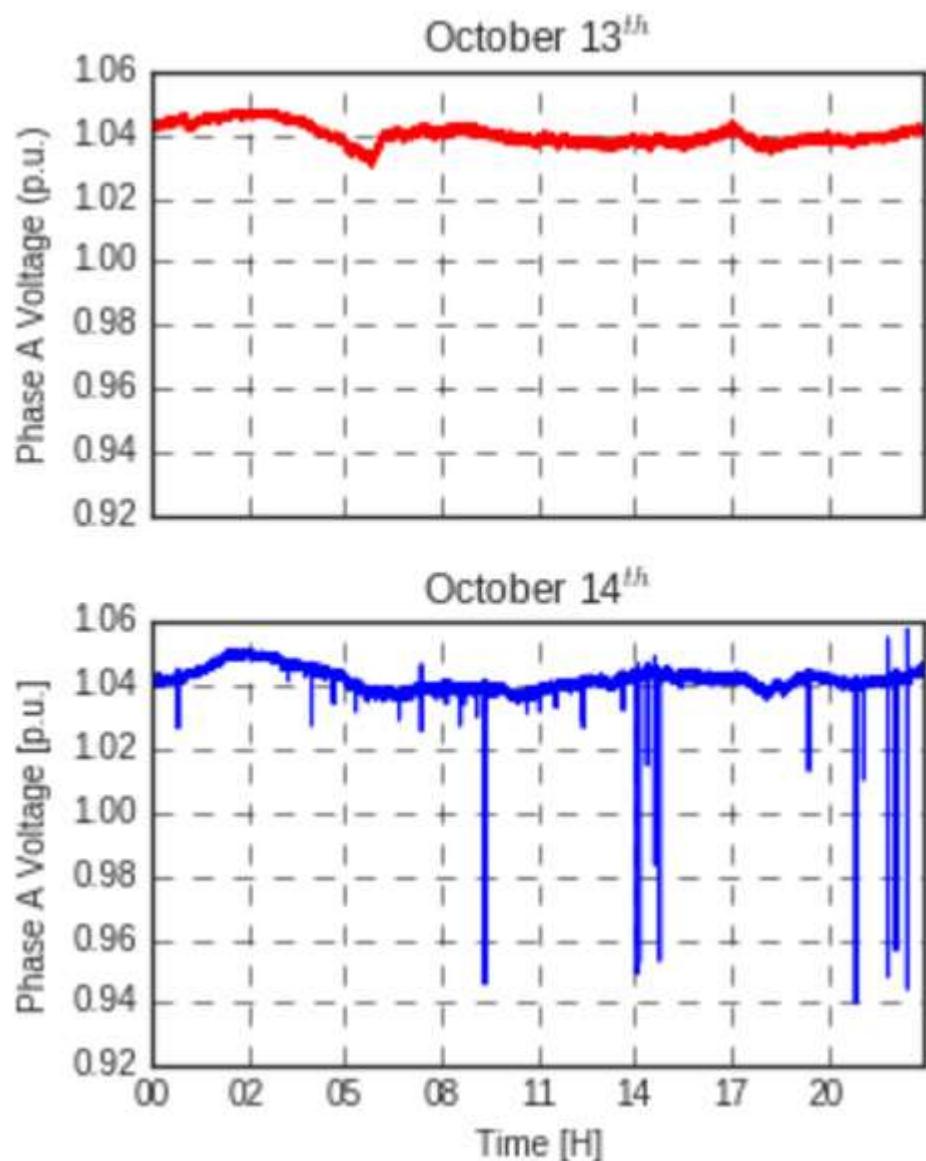


Figura 4.5: gli effetti della variabilità del carico nella tensione nella sottostazione del LBNL; in alto una giornata lavorativa tipica, in basso una giornata tempestosa. [19]

## Conclusioni

Si è visto come una stima accurata e sincronizzata dei fasori di tensione e corrente potrebbe offrire nuove significative opzioni per la gestione attiva dei sistemi di distribuzione, che stanno diventando sempre più eterogenei e complessi. [6] Una vasta gamma di applicazioni interessanti, in diversi stati di maturità, attendono ulteriori ricerche e sviluppi, per sfruttare le opportunità introdotte dalle misurazioni di  $\mu$ PMU ad altissima precisione. Inoltre, la nuova infrastruttura BTrDB ha dimostrato, con le sue prestazioni, che l'analisi e il funzionamento del sistema di alimentazione non dovrebbero più essere limitati dalla difficoltà di gestire rapidamente grandi flussi di dati. [12] Invece di preoccuparsi di quale tipo di manipolazione dati sia possibile, la ricerca può ora concentrarsi su ciò che è più utile fare nella pratica con i dati di misurazione, estremamente ricchi di informazioni, forniti dalle  $\mu$ PMU. Anche molte applicazioni già in uso potranno essere potenziate dalla futura integrazione di questi dati.

La questione più annosa rimane comunque quella economica. Ora la sfida sarà trovare un compromesso tra ciò che i gestori delle reti sono disposti a investire per l'ammodernamento dei loro sistemi e il costo che l'installazione delle  $\mu$ PMU può comportare. Le soluzioni potrebbero essere numerose, e alcune si sono viste nei capitoli precedenti, come, ad esempio, creare delle  $\mu$ PMU più economiche [5] o pensare ad una nuova architettura [4]. Altra proposta interessante è quella di dotare di  $\mu$ PMU solo i nodi più significativi della rete di distribuzione, tralasciando quelli meno importanti.

La diatriba, però, è tutt'altro che risolta, e finché questo nodo non sarà sciolto, nonostante tutte le potenzialità delle  $\mu$ PMU che si sono viste, sarà difficile una loro diffusione su larga scala nelle reti di distribuzione.

## Bibliografia e Sitografia

- [1] A. Monti, C. Muscas, F. Ponci, “Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems” 2016
- [2] NASPI Distribution Task Team, “Synchrophasor Monitoring for Distribution Systems: Technical Foundations and Applications”, 2018
- [3] A. Jain, S. Bhullar, “Micro-phasor Measurement Units ( $\mu$ PMUs) and Its Applications in Smart Distribution Systems”, Indian Institute of Technology (BHU)
- [4] P. Castello, P. Ferrari, A. Flammini, C. Muscas, S. Rinaldi, “PMU distribuita per sottostazioni elettriche compatibile con lo standard IEC 61850”, Università di Cagliari, Università di Brescia.
- [5] B. Pinte, M. Quinlan, K. Reinhard , “Low Voltage Micro-Phasor Measurement Unit ( $\mu$ PMU)” University of Illinois
- [6] A. von Meier, E. Stewart, A. McEachern, M. Andersen, L. Mehrmanesh, “Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications”, 2017
- [7] A. Borghetti, C. A. Nucci, M. Paolone, G. Ciappi, A. Solari, “Synchronized Phasors Monitoring During the Islanding Maneuver for an Active Distribution Network”, Università di Bologna, Hera S.p.a.
- [8] Y. Zhou, R. Arghandeh, I. Konstantakopoulos, S. Abdullah, A. von Meier, C. J. Spanos, “Abnormal Event Detection with High Resolution micro-PMU Data”, UC Berkeley e Florida State University, 2016
- [9] <https://crd.lbl.gov/departments/data-science-and-technology/idf/research/ceds-upmu-cyber-security/>
- [10] <https://powerdata-explore.lbl.gov/dashboard/db/11new?orgId=1&from=now%2Fd&to=now>
- [11] <http://pcarioofficial.blogspot.com/>
- [12] E. M. Stewart, A. Liao, C. Roberts, “Open  $\mu$ PMU: A real world reference distribution micro-phasor measurement unit data set for research and application development”, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2016
- [13] <http://fnetpublic.utk.edu/>
- [14] Y. Zhang, “Frequency Monitoring Network (FNET) Data Center Development and Data Analysis”, University of Tennessee
- [15] <http://powerit.utk.edu/>
- [16] <https://www.energy.gov/grid-modernization-initiative-0/doe-grid-modernization-laboratory-consortium-gmlc-awards>
- [17] M. Pignati, M. Popovic, S. Barreto, R. Cherkaoui, G. D. Flores, J.Y. Le Boudec, M. Mohiuddin, M. Paolone, P. Romano, S. Sarri, T. Tesfay, D. C. Tomozei, L. Zanni, “Real-Time

State Estimation of the EPFL-Campus Medium-Voltage Grid by Using PMUs”, DESL & LCA2  
labs, EPFL

[18] <https://smartgrid.epfl.ch/>

[19] E. Stewart, M. Stadler, C. Roberts, J. Reilly, D. Arnold, J. Y. Joo1, “Data-driven approach for monitoring, protection, and control of distribution system assets using micro-PMU technology”, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), Reilly Associates