



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Architetture e logiche di controllo ottimale di microreti per la razionalizzazione energetica

Report 1 – Identificazione ed analisi di architetture e logiche di controllo ottimale di microreti per la razionalizzazione energetica

*I. Bertini, M. L. Di Silvestre, G. Graditi, M. G. Ippolito,
E. Riva Sanseverino, G. Zizzo*



ARCHITETTURE E LOGICHE DI CONTROLLO OTTIMALE DI MICRORETI PER LA
RAZIONALIZZAZIONE ENERGETICA
REPORT 1 – IDENTIFICAZIONE ED ANALISI DI ARCHITETTURE E LOGICHE DI CONTROLLO
OTTIMALE DI MICRORETI PER LA RAZIONALIZZAZIONE ENERGETICA

G. Graditi, I. Bertini (ENEA)

E. Riva Sanseverino, M. G. Ippolito, M. L. Di Silvestre, G. Zizzo (DIEET-Università di Palermo)

Settembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia

Progetto: Studi e Valutazioni sull'Uso Razionale dell'Energia: Strumenti e tecnologie per
l'efficienza energetica nel settore dei servizi

Responsabile Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



DIEET - DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA,
ELETTRONICA E DELLE TELECOMUNICAZIONI

Università degli Studi di Palermo

Accordo di Programma MSE-ENEA

Area: “Razionalizzazione e risparmio nell’uso dell’energia elettrica”

Tema di ricerca: “Tecnologie di risparmio elettrico e nei settori collegati
industria e servizi”

Progetto 3.1: “Strumenti e tecnologie per l’efficienza energetica nel settore
dei servizi”

**Architetture e logiche di controllo ottimale di microreti
per la razionalizzazione energetica**

**Report 1 - Identificazione ed analisi di
architetture e logiche di controllo ottimale di microreti
per la razionalizzazione energetica**

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni

Viale delle Scienze - Parco d'Orleans,

90128 - PALERMO

Cod. Fisc. 80023730825

INDICE DEI CONTENUTI

Premessa pag. 5

I. PRIMA FASE DELLE ATTIVITA'

I.1 Identificazione di architetture di microrete..... pag. 6

I.1.1. Un approccio smart per l'alimentazione di distretti energetici

I.1.1.1. Definizioni di base

I.1.1.2. Un approccio di sistema

I.1.2. Schemi ed architetture di microrete in bassa e media tensione a servizio di distretti energetici;

I.1.3. Schemi per la distribuzione e transizione verso reti attive;

I.2. Sistemi di poli-generazione e di generazione distribuita..... pag. 15

I.2.1. Presentazione delle diverse tipologie di sistemi di generazione distribuita di energia elettrica e termica;

I.2.1.1. Definizioni di base

I.2.1.2. Sistemi di produzione di tipo termoelettrico

I.2.1.3. Sistemi di produzione di tipo non termoelettrico

I.2.2. Sistemi di accumulo elettrico e termico;

I.2.3. Definizione delle taglie tipiche dei sistemi di generazione distribuita e poligenerazione presenti nelle microreti in bassa e media tensione;

I.2.4. Metodologie di calcolo di producibilità/carico dei nodi di una Microrete;

I.3 Logiche di controllo per microreti..... pag. 31

I.3.1. Il sistema di controllo;

I.3.2. Tecnologie per la trasmissione dati nelle reti di potenza;

I.3.2.1. Sistemi di trasmissione dati

I.3.2.2. Architetture del sistema di telecomunicazione

I.3.2.3. Logiche di controllo

Premessa

Il presente Rapporto descrive, le attività svolte dal personale del DIEET dell'Università degli Studi Palermo nell'ambito della prima fase delle attività di ricerca dal titolo: *"ARCHITETTURE E LOGICHE DI CONTROLLO OTTIMALE DI MICRORETI PER LA RAZIONALIZZAZIONE ENERGETICA"*, oggetto dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e DIEET sottoscritto in data 24 febbraio 2011.

In fase di avvio delle attività, DIEET ed ENEA hanno concordato: che le reti sulle quali sviluppare le analisi e le successive simulazioni devono essere reti esistenti al fine di orientare il presente studio ad una successiva sperimentazione sul campo.

Le attività sono state condotte in sinergia con il personale tecnico designato da ENEA e svolte sia all'interno dei locali e dei laboratori del DIEET di Palermo, sia presso i centri di ricerca ENEA di Portici (Napoli) e Casaccia (Roma). Nel corso delle attività, sono stati svolti diversi incontri di confronto e coordinamento con il personale ENEA.

L'oggetto dell'accordo di collaborazione è sviluppato in due fasi. Nella prima fase, che costituisce l'argomento del presente rapporto, si è sviluppata una analisi della caratterizzazione delle architetture di microrete. In particolare, sono state analizzate e commentate le strutture di rete di distribuzione attualmente utilizzate e la loro specificità in relazione alla penetrazione delle tecnologie in uso nelle microreti. La prima fase delle attività riporta altresì una rassegna dei sistemi di poligenerazione che sono presenti in tali sistemi elettrici ed affronta il problema della modellazione di tali sorgenti all'interno delle microreti. Quest'ultimo tema è strettamente legato al livello al quale vengono sviluppate le logiche di controllo di cui si tratta nel presente accordo di collaborazione che riguardano per lo più la regolazione terziaria, cui maggiormente viene affidato il compito di mantenere una buona efficienza energetica del sistema. La descrizione dei vari livelli a cui può esplicarsi il controllo e la rappresentazione delle relative architetture è ancora oggetto della prima fase delle attività.

La seconda parte delle attività è invece dedicata alla implementazione della logica di controllo con una particolare attenzione al software che dovrebbe sovrintendere alla gestione energeticamente efficiente dei sistemi individuati. Dopo una esaustiva rassegna che riporta lo stato dell'arte sull'argomento della gestione energeticamente efficiente delle microreti, sono rappresentati gli obiettivi che si vogliono conseguire e le variabili sulle quali si può intervenire. Successivamente, viene dato ampio spazio alle tecniche di soluzione di tali problemi in relazione alle soluzioni tecnologiche considerate. Le tecniche di soluzione tengono conto del problema della incertezza legato alla previsione tanto dei prelievi da parte degli utenti quanto delle grandezze meteorologiche su un orizzonte temporale di diverse ore.

I. PRIMA FASE DELLE ATTIVITA'

Nella prima fase delle attività, è stato caratterizzato lo scenario di riferimento, ossia sono state esposte le principali peculiarità dei sistemi elettrici che alimentano distretti energetici.

1.1 Identificazione di architetture di microrete

1.1.1. Un approccio smart per l'alimentazione di distretti energetici

1.1.1.1. Definizioni di base

Una **microrete** è definibile come una architettura di rete innovativa per la distribuzione. E' normalmente una porzione del sistema di distribuzione che comprende unità per la generazione distribuita, sistemi di stoccaggio dell'energia e carichi. Al suo interno, l'utenza privata, di tipo residenziale e le piccole, medie e le grandi imprese, possono produrre localmente energia rinnovabile – attraverso pannelli solari, eolico, piccolo idroelettrico, residui animali e agricoli, rifiuti organici, ecc. – ed utilizzarla per i loro bisogni elettrici. Dall'esterno, ossia dalla rete elettrica principale, la microrete viene vista come un'entità controllata, con la potenzialità di alimentare un gruppo di utenti, adattando la qualità del servizio di fornitura di energia e riducendo i relativi costi.

Per essere in grado di funzionare in parallelo alla rete o in modo isolato, la microrete deve essere dotata di un sistema robusto per controllare localmente la tensione e la frequenza, consentendo un funzionamento 'protetto' di reti ed apparecchiature connesse alla microrete.

La possibilità di garantire ai carichi connessi ad una microrete un servizio elettrico con certi livelli di qualità della tensione, è resa concreta da una interconnessione intelligente fra consumatori, produttori e consumatori/produttori (**smart grid**).

La *Piattaforma Tecnologica Europea Smart Grids* definisce infatti le *smart grids* come reti elettriche che possono integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utilizzatori che sono ad essa connessi, produttori, consumatori e quanti fanno entrambe le cose (*prosumers*) al fine di distribuire efficientemente energia elettrica in modo sostenibile, economico e sicuro.

La nozione di **distretto energetico** è parzialmente sovrapponibile a quella di microrete, giacché con questa parola si intende un intero insediamento civile o industriale territorialmente localizzato che richiede servizio di energia sia in forma termica che elettrica e connessa a servizi di altro genere.

In altri termini, se il termine **microrete** si riferisce alle problematiche infrastrutturali di un sistema elettrico che interconnette un agglomerato di generatori e carichi che funzionano in modo coordinato, il termine **distretto energetico** [1] si riferisce a tutto l'insieme che comprende sia l'infrastruttura che l'insieme di generatori e carichi dal punto di vista energetico, ossia dal punto di vista dei flussi energetici di tipo elettrico e termico.

In definitiva, le tre caratteristiche essenziali che accomunano distretti energetici e microreti sono:

1. la loro progettazione secondo un approccio integrato dal punto di vista energetico;

2. la possibilità di offrire un servizio elettrico con diversi livelli di qualità agli utenti;
3. la presentazione alla rete (macrogrid) come una singola unità controllabile.

I.1.1.2. Un approccio di sistema

Il maggiore guadagno in termini di efficienza energetica consiste nel valutare non le "tecnologie", ma la soluzione tecnico-organizzativa al distretto energetico. Tale soluzione tecnico-organizzativa può essere implementata solo attraverso infrastrutture efficienti attraverso le quali viaggiano segnali di comando e flussi di energia.

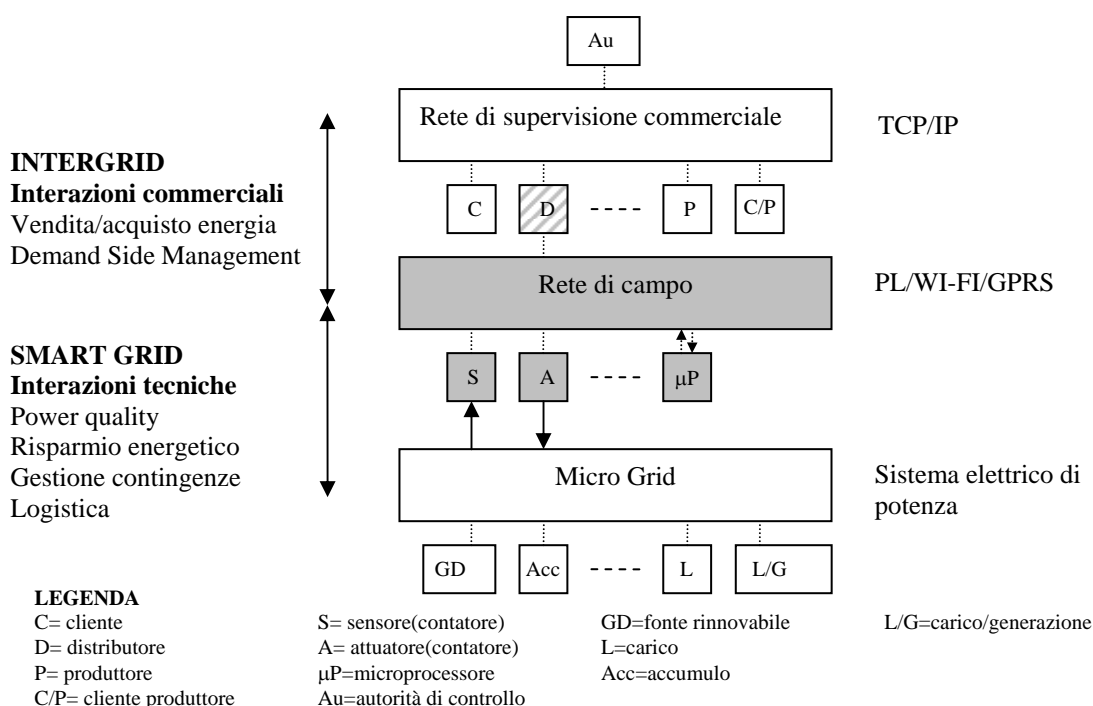


Figura 1 – Intergrid e Smart grid: Reti di energia e di dati

Come si nota dalla figura 1 [2], la soluzione tecnico-organizzativa al distretto energetico passa attraverso le logiche di controllo che possono essere implementate attraverso le reti di energia e di dati. Infatti, nella rappresentazione di figura 1 trovano posto le componenti essenziali del distretto energetico, che sono:

- i sistemi di generazione distribuita per micro/poli-generazione
- i sistemi di accumulo
- i nodi di carico/generazione
- le reti di energia e di dati.

Ciascuno di essi dialoga costantemente con un sistema centrale di controllo che riceve dati e segnali dal campo ed eroga comandi attraverso gli attuatori. Evidentemente, l'approccio integrato prevede la gestione e la trasformazione dell'energia passando attraverso gli stadi intermedi della distribuzione sotto forma di energia elettrica o termica. Nello stadio della distribuzione dell'energia elettrica è possibile ottenere risparmi consistenti ed è attualmente a questo stadio che si sviluppa l'interazione fra i diversi attori del distretto (produttori/consumatori).

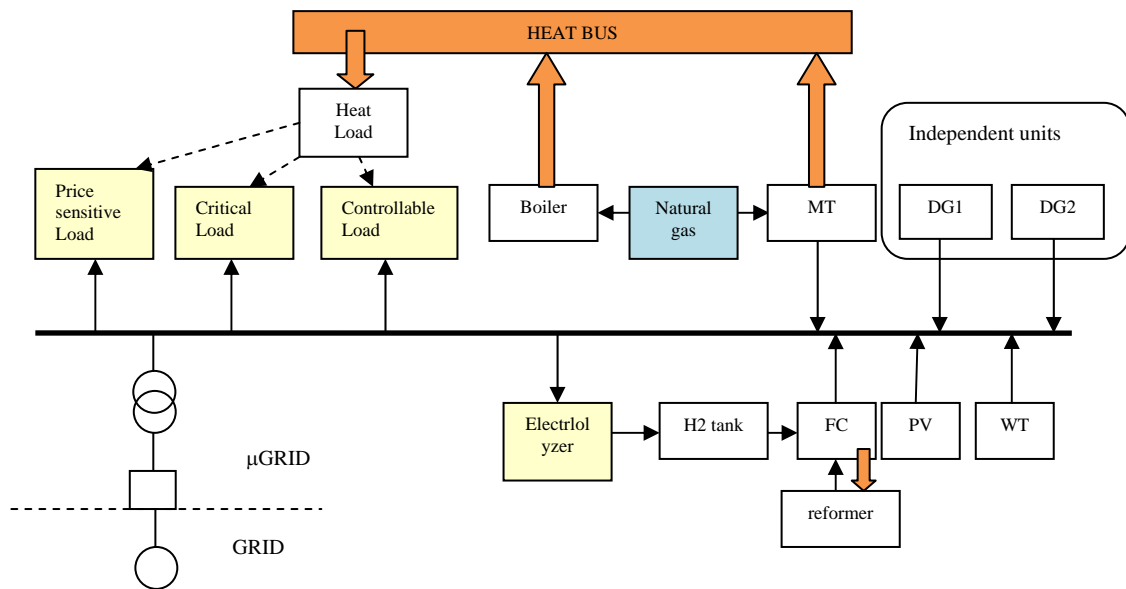


Figura 2 – Microrete. Distribuzione dell'energia elettrica e termica

La figura 2, [3], mette in evidenza i due sistemi di distribuzione che veicolano l'energia all'interno di un distretto energetico. Occorre mettere in evidenza che l'aspetto della distribuzione di energia termica si interfaccia con quello della distribuzione dell'energia elettrica per due elementi principali:

- Nella modifica dei diagrammi di carico elettrico per le utenze in cui il condizionamento e la produzione di acqua calda sanitaria avviene a mezzo di energia elettrica;
- Nella modifica dei cicli di funzionamento dei sistemi cogenerativi per soddisfare anche il fabbisogno termico.

Il problema diventa più complesso se si considerano sistemi per l'accumulo elettrico e termico che consentono di disaccoppiare temporalmente i due sistemi di distribuzione. Essi consentono la carica e la scarica tenendo presenti l'istante di tempo in cui tale operazione è più o meno conveniente dal punto di vista economico/elettrico.

Inoltre, se la violazione di vincoli operativi nel sistema di condizionamento (deviazioni dalla temperatura prefissata ad esempio) può essere tollerabile (tranne in alcuni casi particolari: sale operatorie, stabulari, etc.), la violazione di vincoli operativi nel sistema elettrico non lo è giacché compromette il funzionamento delle apparecchiature e la continuità del servizio. Tale asimmetria, se da un lato complica ulteriormente l'analisi del problema della gestione ottimale del distretto energetico, d'altra parte ci porta a focalizzare l'attenzione sul sistema di distribuzione dell'energia elettrica, soprattutto quando questo è esteso.

Esistono infatti diverse tipologie di distretti energetici e ciascuna richiede una specifica architettura energetica che dipende anche da aspetti di localizzazione territoriale. In particolare, l'approccio del distretto energetico integrato può essere scalato essenzialmente su tre livelli:

- scala unitaria di un grande edificio o una singola utenza importante (smart building);
- scala locale di una area con diverse utenze (smart microgrid);
- scala territoriale con utenze e sorgenti energetiche diffuse su una porzione di territorio (smart grid).

Nella sezione che segue questi concetti verranno trattati con riferimento alle infrastrutture elettriche di supporto, le microreti.

1.1.2. Schemi ed architetture di microrete in bassa e media tensione a servizio di distretti energetici

In letteratura, non esistono sistemi test di riferimento per le microreti. La ricerca utilizza sistemi test esistenti creati appositamente o realizzati attraverso la trasformazione di porzioni di rete esistente o su sistemi test simulati. In generale, possiamo distinguere le microreti che nascono come tali da quelle che lo sono diventate. Le prime hanno una struttura regolare e tale da garantire un funzionamento adeguato alle specificità di funzionamento della microrete sia in termini di affidabilità che di controllo ottimale. Le seconde, che rappresentano la realtà più frequente, presentano tipicamente una struttura non omogenea e che non sempre si accorda con le caratteristiche di funzionamento di una microrete (flussi di potenza bidirezionali, etc.). Le microreti in entrambi i casi hanno generalmente struttura radiale [4] in bT e con possibilità di richiuse in MT. La magliatura nelle reti di distribuzione tradizionali consente infatti la rienergizzazione da un unico punto di alimentazione, cosa che viene garantita in reti con struttura radiale dalla presenza di più punti di alimentazione di pari potenza (microreti). Nel caso di reti radiali, rimane comunque il problema dell'affidabilità delle connessioni fra nodi, che in topologie magliate è decisamente meno sentito.

In entrambi i casi, le architetture di sistema elettrico di distribuzione nelle microreti si caratterizzano sulla base dei seguenti fattori:

- struttura radiale o magliata;
- numero e tipologia di sistemi di generazione/accumulo
- numero e tipologia di carichi (priorità, controllabile/non controllabile; residenziale, commerciale, terziario, etc...).

Una interessante classificazione di microreti può essere fatta sulla base dei parametri sopra illustrati, come riportato in [5].

Single facility microgrids. Queste microreti includono si riferiscono alle infrastrutture elettriche a servizio di edifici industriali e commerciali, residenziali, ospedali, con carichi tipicamente al di sotto dei 2 MW. Tali sistemi hanno bassa inerzia e richiedono una generazione di supporto per funzionamento in isola. Le microreti, in tal caso, verranno progettate per incrementare la disponibilità e la qualità dell'energia, ed un loro sottoinsieme destinato ad alimentare carichi che richiedono assoluta continuità del servizio, come gli ospedali, richiederanno una transizione senza soluzione di continuità fra funzionamento connesso alla rete e funzionamento in isola.

Multiple Facility Microgrids. Questa categoria comprende più edifici o strutture, con carichi tipicamente fra i 2 e i 5 MW. Esempi includono campus (medici, accademici, municipali, etc), basi militari, agglomerati industriali, commerciali e residenziali. Come nel caso di 'single facility microgrids' il progetto del sistema di alimentazione verrà guidato dalla necessità di garantire massima disponibilità e qualità dell'energia.

Feeder Microgrids. In tal caso, la microrete gestirà la generazione e/o il consumo di energia di tutti i carichi all'interno di un unico feeder, che può sopportare 5-10 MW. Tali microreti possono incorporare microreti di minori dimensioni dei tipi sopra descritti, single o multiple facility. L'attrattività di tali strutture risiede nella possibilità potenziale di sviluppare miglioramenti nella qualità e nella disponibilità dell'energia a scala locale offerta dalla possibilità di separare la microrete ed i suoi carichi dalla rete principale in presenza di disturbi. Le aziende distributrici, le municipalizzate e le cooperative possono essere i futuri gestori di tali sistemi.

Substation Microgrids. Tale tipologia di microrete gestirà la generazione e/o il carico di tutte le unità connesse alla sottostazione, che può gestire fino a 5-10 MW. Essa

potrà includere microreti delle tipologie descritte sopra e verrà progettata utilizzando gli stessi criteri descritti per le Feeder Microgrids.

La suddetta classificazione rispecchia quella che si riferisce ai distretti energetici; per le varie tipologie identificate, le caratteristiche topologiche e le logiche di controllo sono profondamente differenti. Cambia infatti la natura del problema di controllo dei flussi energetici.

Nel caso di *single facility microgrid*, la formulazione del problema non comprende la rappresentazione della infrastruttura elettrica, la cui presenza si può ritenere marginale per la limitata estensione; negli altri casi, invece, la presenza della infrastruttura elettrica genera non linearità ed influisce fortemente sulla qualità della distribuzione e sull'efficienza energetica del sistema. Nel campo della distribuzione in bT, infatti, le perdite di energia dovute al trasporto della stessa si aggirano attorno al 10% dell'energia distribuita al carico.

In questo report, ci si soffermerà sulle Feeder Microgrids e sulle Substation microgrids, esaminando le caratteristiche di queste in relazione alle logiche di controllo ed alle tecnologie che tali logiche di controllo implementano.

1.1.3. Schemi per la distribuzione e transizione verso reti attive

E' ragionevole pensare che nel prossimo futuro le microreti nascano come evoluzione degli attuali schemi adottati per la distribuzione. L'installazione di diverse unità di generazione distribuita e di sistemi di accumulo all'interno di tali schemi, rende *attive* tali reti. In questa sezione, verrà valutata la rispondenza delle esistenti topologie di rete alle necessità di gestione integrata sopra esposte.

Reti bT

Una rete di bassa tensione presenta le seguenti caratteristiche fondamentali:

Struttura. La gran parte delle reti di distribuzione di bassa tensione hanno topologia radiale, con un numero di feeder che partono dalle sbarre di bT della cabina MT/Bt di alimentazione. Ciascun feeder può includere uno o più rami. Gli utenti sono connessi dovunque lungo il feeder o i suoi rami.

Simmetria. La connessione monofase degli utenti rende le reti di bassa tensione intrinsecamente non bilanciate. In più, possono esistere rami singoli monofase.

Sottostazione. La sottostazione MT/bT che alimenta la rete bT tipicamente comprende un singolo trasformatore con una taglia di poche centinaia di kVA fino a 1 MVA. Il trasformatore è equipaggiato con variatori di rapporto a vuoto sul lato MT, con una regolazione che varia in un range $\pm 5\%$. Il suo gruppo di connessione è Dyn11, che corrisponde a una connessione a triangolo al primario e una connessione a stella con neutro al secondario.

Protezione. La sola protezione presente nelle reti pubbliche di distribuzione consiste di dispositivi di protezione di massima corrente. Il trasformatore MT/bT è protetto da fusibili o interruttori automatici sulla parte della MT. Un elemento generale di protezione esiste comunemente anche all'uscita del trasformatore bT e ciascun feeder bT è protetto dai suoi dispositivi di protezione.

Tipi di linea. Le reti bT sono in cavo, principalmente in zone urbane ad alta densità, o in linea aerea in zone extra-urbane a bassa densità di carico, tradizionalmente realizzata con conduttori nudi in Al o Cu.

Impianto di terra. Utilizzando la classificazione IEC60364, le reti pubbliche di bT sono sia TN che TT.

Circa l'impiego di reti di bT a struttura radiale per la transizione verso reti attive, si può dire che in relazione alla topologia nascono svariati problemi connessi al fatto che il flusso di potenza non è più di tipo unidirezionale. Per tale motivo, possono nascere problemi di regolazione della tensione e di selettività delle protezioni. Inoltre, tali

sistemi in bT non dispongono attualmente in modo estensivo di sistemi di misura e controllo e quindi la implementazione di tecnologie di tipo smart sulla bT risulta particolarmente oneroso.

Reti MT

Una rete di media tensione presenta le seguenti caratteristiche fondamentali:

Struttura. La gran parte delle reti di distribuzione di media tensione hanno topologia radiale (singolo/doppio radiale) o magliata (i.e. ad anello) e vengono esercite in configurazione radiale o magliata. Alcune strutture più frequenti sono rappresentate in figura 3, 4 e 5.

a) Rete singolo radiale

Lo schema di rete singolo radiale in figura 3 è lo schema meno costoso e più semplice, ma con minor grado di affidabilità. In una rete con più livelli di tensione, lo schema singolo radiale si presenta con una struttura ad albero, eventualmente con dorsali che alimentano dei carichi distribuiti lungo il percorso.

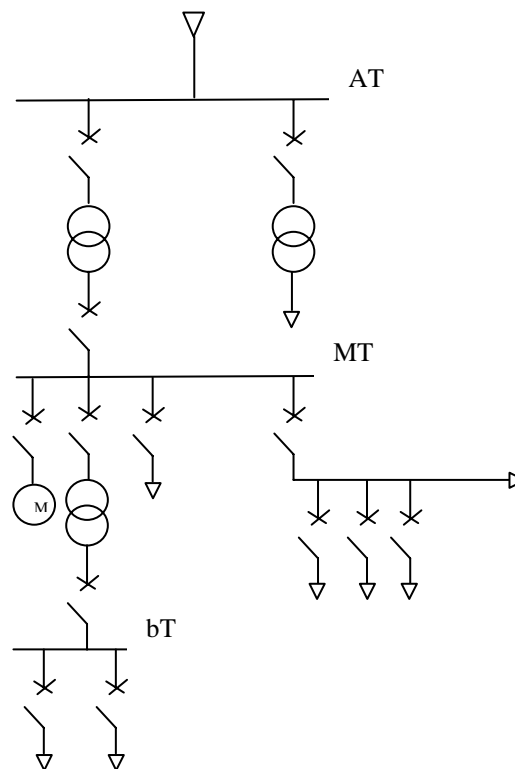


Fig.3 - Rete singolo radiale

I vantaggi principali di questa configurazione di rete sono:

- semplicità;
- economia.

Viceversa gli svantaggi sono:

- manutenzione (occorre porre fuori servizio la rete a valle del punto di manutenzione);
- vulnerabilità (in caso di guasto va fuori servizio tutta la rete a valle).

b) Rete doppio radiale

La peculiarità di questo schema di rete, rappresentato in fig. 4, consiste nel disporre di due vie uguali ed alternative, implementate attraverso il raddoppio dello schema base di tipo radiale semplice. Tale raddoppio può arrivare sino all'utilizzatore, o più frequentemente, fino a uno o più nodi di distribuzione. Tale schema trova impiego negli impianti industriali ove è richiesta una elevata continuità del servizio.

I vantaggi principali di questa configurazione di rete sono:

- la limitata durata dei fuori servizio in caso di guasto;

– la possibilità di eseguire la manutenzione su parti di impianto senza provocare fuori servizio o fermi impianto.
Viceversa lo svantaggio è l'elevato costo di realizzazione.

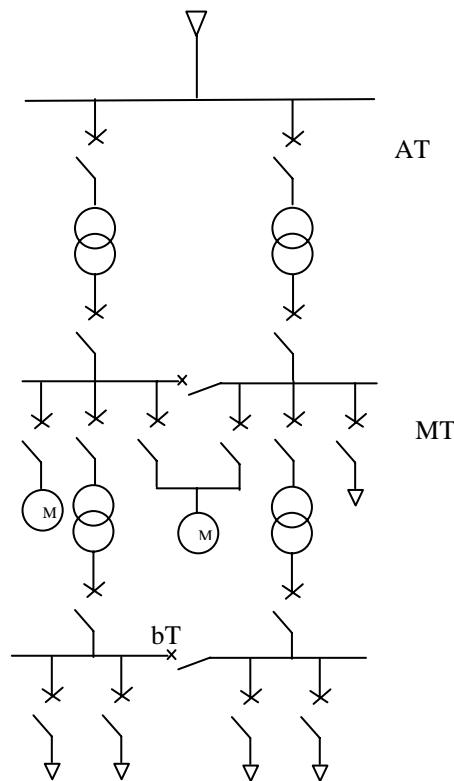


Fig.4 - Rete doppio radiale

c) Rete ad anello

Lo schema di rete ad anello, rappresentato in fig.5, consente di avere sempre due alimentazioni per ogni cabina di impianto. Esso si caratterizza per la presenza di almeno un lato in più rispetto al minimo necessario per collegare i carichi al nodo di alimentazione. L'utilizzo prevalente è nelle reti ove vi sono rilevanti distanze tra le utenze, caratterizzate da piccole potenze assorbite. In presenza di grossi carichi di impianto, la realizzazione di una rete ad anello può essere più onerosa di altri tipi di rete.

Le reti ad anello possono essere equipaggiate, sugli entra-esce di ogni cabina, con dispositivi di protezione (ed organi di manovra) oppure solo con sezionatori (non in grado di aprire il circuito in caso di guasto). Evidentemente nel primo caso si potrà studiare un sistema di protezione che elimini dal servizio solo il tronco guasto, mentre nel secondo caso l'unico dispositivo che potrà rilevare un guasto nella rete e comandare l'apertura del circuito sarà posizionato alla partenza dell'anello.

L'esercizio delle reti ad anello equipaggiate con dispositivi in grado di individuare ed interrompere il guasto nelle cabine dell'anello è comunque profondamente diverso a seconda che l'anello venga esercito aperto oppure chiuso.

I vantaggi principali delle reti ad anello equipaggiate con protezioni ed interruttori sugli entra-esce di ciascuna cabina sono:

- continuità di servizio, ovvero possibilità di eliminare dal servizio solo la parte di rete sede del guasto mantenendo in esercizio la restante parte dell'anello;
- possibilità di eseguire la manutenzione su parti di impianto senza provocare fuori servizi o fermi impianto.

Viceversa gli svantaggi sono:

- costi di realizzazione legati all'estensione della rete;
- complessità del sistema di protezione.

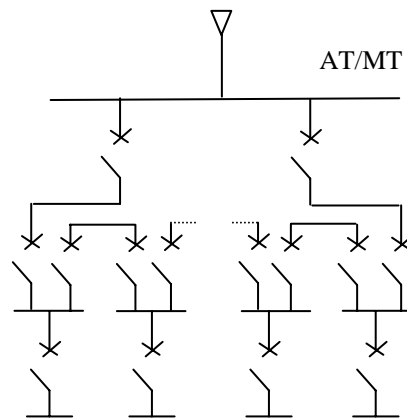


Fig.5 - Rete ad anello

d) Rete a congiungenti

Le reti a congiungenti pure e spurie [6], il cui schema è rappresentato in fig.6, sono classificabili come una topologia intermedia fra quelle descritte (radiale e ad anello). Esse consentono di avere sempre due alimentazioni per ogni cabina di impianto giacché la topologia è magliata anche se l'esercizio viene normalmente svolto in configurazione radiale. Il loro impiego è generalmente in Media Tensione ed è riferito ad aree urbane (pure) ed extra-urbane (spurie).

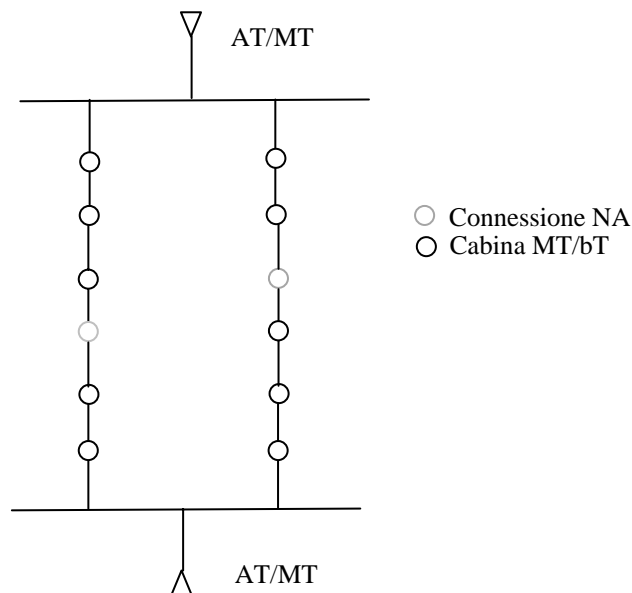


Fig.6 - Rete a congiungenti

Simmetria. La connessione trifase degli utenti rende le reti di media tensione intrinsecamente bilanciate.

Stazione. La stazione AT/MT che alimenta la rete MT comprende uno o due trasformatori in parallelo con taglie da 1 MVA fino a decine di MVA. Il trasformatore è

equipaggiato con variatori di rapporto sotto carico sul lato MT, con una regolazione che varia in un range piuttosto ampio.

Protezione. Le protezioni sulla rete MT sono di massima corrente e di tipo omopolare all'inizio di ciascuna linea. Il trasformatore MT/bT è protetto da fusibili o interruttori automatici sulla parte della MT e sulla bassa tensione da interruttori automatici con relè di massima corrente.

Tipi di linea. Le reti MT sono sia in cavo interrato, principalmente in zone urbane ad alta densità, o più comunemente in linea aerea, tradizionalmente realizzata con conduttori nudi in Al o Cu.

Impianto di terra. Il neutro può essere messo a terra nelle stazioni AT/MT a mezzo bobina di Petersen o isolato. Attualmente sul territorio italiano, i sistemi con neutro messo a terra tramite bobina di Petersen stanno velocemente rimpiazzando i sistemi a neutro isolato.

Gli schemi di tipo magliato come la rete ad anello, a differenza delle topologie di tipo radiale consentono di accogliere una maggiore quantità di generazione distribuita, giacché le iniezioni di potenza vengono distribuite su più linee. Tale ripartizione è tanto più equilibrata quanto più l'unità di generazione si trova al centro dell'anello, lontano cioè dal punto di connessione con la rete a tensione più elevata; giacché in tal modo le impedenze dei due rami che afferiscono alla stessa tendono a valori simili, non producendo sovraccarico di nessuno dei due rami. L'aumento del grado di magliatura in definitiva migliora la capacità della rete di accogliere generazione distribuita. La continuità del servizio è notevolmente migliorata giacché la presenza di sezionatori consente agevolmente di isolare la parte di rete affetta da guasto. Ovviamente le logiche di protezione sono profondamente differenti rispetto al caso radiale.

1.2. Sistemi di poli-generazione e di generazione distribuita.

1.2.1. Presentazione delle diverse tipologie di sistemi di generazione distribuita di energia elettrica e termica

La liberalizzazione del mercato elettrico, l'adozione di obiettivi ambientali internazionali come l'insieme di misure del Parlamento Europeo clima-energia 20/20/20 e il protocollo di Kyoto, il continuo sviluppo delle tecnologie di generazione, automazione e comunicazione, insieme alla crescente domanda di energia, spingono i Paesi più industrializzati verso un nuovo approccio per rispondere in maniera integrata, e quindi più efficace ed efficiente, alla domanda energetica nel contesto di uno sviluppo sostenibile.

1.2.1.1. Definizioni di base

Diversi sono gli elementi che spingono verso il ricorso a nuovi combustibili e vettori energetici: risparmio delle risorse naturali, produzione di energia e di prodotti con tecnologie pulite e poco costose, riciclo e riutilizzo di energia e materia. In questo quadro, trovano naturale collocazione la *poligenerazione* e la *generazione distribuita*.

La ***poligenerazione*** combina e integra sistemi per la produzione di energia (in varie forme) e di altri beni utilizzando diverse fonti energetiche di partenza in modo da massimizzare l'efficienza, minimizzare le emissioni, minimizzare i costi, ottimizzare la domanda. La *cogenerazione* è la produzione combinata di elettricità e calore; la *trigenerazione* è una particolare forma di cogenerazione in cui è previsto l'utilizzo del calore recuperato sia per alimentare utenze "calde" che "fredde", attraverso assorbitori.

La ***generazione distribuita*** prende tale nome in contrapposizione alla classica schematizzazione del sistema di produzione di energia elettrica, basata su poche grandi centrali ed una fitta rete di trasporto, prevedendo la dislocazione sul territorio di tante piccole centrali in modo da consentire la generazione di energia elettrica, e il suo stoccaggio, in prossimità del luogo di impiego con il vantaggio della eliminazione delle perdite legate al trasporto dell'energia attraverso la rete elettrica. Tali sistemi possono operare in maniera indipendente oppure essere connessi alla rete elettrica.

In effetti, ad oggi, non esiste una definizione di *Generazione Distribuita (GD)* condivisa a livello nazionale o internazionale né un accordo condiviso su quali taglie impiantistiche debbano essere considerate appartenenti a questa classificazione, nonché a quali livelli di tensione di connessione debba restringersi l'ambito della generazione distribuita. Di conseguenza, le definizioni differiscono spesso in base alle caratteristiche che di volta in volta vengono considerate, come la taglia, la localizzazione o il punto di connessione.

La UE, con la direttiva 2003/54/CE, definisce come generazione distribuita *l'insieme degli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione*. In Italia, si fa riferimento alla GD in termini generici di produzione non centralizzata, di taglia non elevata, generalmente connessa alle reti di distribuzione. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas [7] si riferisce infatti alla GD come *all'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA*, compatibilmente con la direttiva 2003/54/CE, articolo 2, comma 31, e in accordo con diverse prescrizioni normative attualmente vigenti che introducono la soglia dei 10 MVA nel prevedere, per gli

impianti di generazione normalmente collegati alle reti di distribuzione, semplificazioni e trattamenti differenziati rispetto agli altri impianti.

Un sottoinsieme della GD è rappresentato dalla **microgenerazione**, ossia *l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione elettrica non superiore a 1 MW* (art. 1, comma 85, legge n. 239/04).

E' noto che finora la produzione cogenerativa è stata una prerogativa delle macchine di taglia medio grande su grandi impianti di potenza, a causa delle vantaggiose economie di scala sfruttate dalle grandi turbine da centrale e dai sistemi di trasmissione in alta tensione e per i bassi rendimenti elettrici e termici offerti dalle macchine di piccola taglia. Ora, anche sulla spinta di Direttive europee, la cogenerazione su piccola scala con potenze elettriche, dal kilowatt ai mega watt (*microcogenerazione*) sta per diventare un obiettivo di massimo sviluppo [9].

I settori applicativi in cui oggi è più diffusa la microcogenerazione sono il terziario, la piccola e media industria e il residenziale. In un'ottica di più lungo termine, spazi di mercato interessanti per le applicazioni di microcogenerazione potrebbero venire anche, su scala più ridotta, dalle applicazioni domestiche, dove l'esistenza di un numero molto elevato di potenziali clienti potrebbe dar luogo a potenze installabili di gran lunga superiori a quelle previste per il settore terziario.

In definitiva con GD, definita come l'insieme degli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, si intende un nuovo approccio all'impiantistica che riguarda tipicamente installazioni di taglia medio-piccola caratterizzate da [8],[10] :

- flessibilità nell'uso di fonti energetiche (fossili, rinnovabili, biomasse e loro derivati, rifiuti e loro derivati, sottoprodotti di processi industriali, ecc..)
- caratteristiche tecnologiche, economiche e gestionali molto diverse tra di loro, come, ad esempio, impianti alimentati da fonti rinnovabili, tecnologie innovative per l'utilizzo di combustibili fossili (microturbine a gas, motori a combustione interna, celle a combustibile), impianti di cogenerazione alimentati da fonti rinnovabili, da combustibili fossili o da entrambi.
- flessibilità nelle soluzioni architettoniche che vedono l'impianto fortemente integrato con il contesto socio-economico del territorio (district) nel quale viene realizzato.

1.2.2. Presentazione delle diverse tipologie di sistemi di generazione distribuita di energia elettrica e termica

I criteri di classificazione gli impianti utilizzati negli ambiti della generazione distribuita e della microgenerazione sono molteplici:

- in base alla fonte energetica primaria, si fa distinzione tra:
 - fonti tradizionali (combustibili fossili);
 - fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico, idroelettrico, biomassa, biogas).
- in base della tecnologia utilizzata si distingue tra:
 - tecnologie tradizionali (motori alternativi diesel o a gas, turbine a gas ed a vapore);
 - tecnologie volte ad utilizzare le fonti rinnovabili (sistemi fotovoltaici, turbine eoliche, turbine idrauliche, impianti alimentati da biomasse);
 - tecnologie innovative volte ad utilizzare combustibili fossili (microturbine a gas, motori a combustione interna, celle a combustibile);
 - tecnologie volte ad utilizzare fonti rinnovabili o combustibili fossili per la produzione congiunta di energia elettrica e termica (impianti di cogenerazione e di micro-cogenerazione).
- dal punto di vista dei processi produttivi, si individuano due grandi categorie:

- impianti che non prevedono l'utilizzazione di cicli termodinamici, quali quelli che utilizzano fonti di energia rinnovabili (sistemi fotovoltaici alimentati da energia solare, aeromotori alimentati da energia eolica, piccole turbine idroelettriche) o le celle a combustibile;
- impianti che coinvolgono processi termodinamici, basandosi per lo più sull'utilizzazione di combustibili (di origine fossile, o rifiuti, o biomasse), per la produzione di energia elettrica anche in assetto cogenerativo.

I.2.1.2. Sistemi di produzione di tipo termoelettrico

I tradizionali *sistemi di produzione termoelettrica* sfruttano l'energia termica ottenuta da processi di combustione per la produzione di energia elettrica passando attraverso una intermedia conversione in energia meccanica (in turbine a gas/vapore, motori a combustione interna) per sfruttare il movimento di parti meccaniche in accoppiamento con trasduttori meccanico/elettrici (alternatori). Si prestano bene per impieghi di tipo cogenerativo in impianti industriali e commerciali (turbine a gas/vapore) o in applicazioni residenziali e terziarie finalizzate al riscaldamento e/o condizionamento degli edifici (microturbine, motori a combustione interna).

Le turbine a gas rappresentano una delle tecnologie con più basso costo di manutenzione per applicazioni di GD. Hanno basse emissioni, elevata affidabilità, bassi costi di generazione. Le turbine a vapore permettono l'impiego di una grande varietà di combustibili sia liquidi (oli), gassosi (gas naturale) che solidi (includendo tutti i tipi di carbone e le biomasse tra cui legna vergine, legna di scarto, scarti di prodotti agricoli).

Tra le varie tecnologie disponibili per la microgenerazione, i motori a combustione interna (MCI) hanno l'indubbio vantaggio di costituire una tecnologia matura e ampiamente diffusa, caratterizzata da un'elevata affidabilità, con rendimenti elevati e costi relativamente contenuti, e versatilità di utilizzo, ma anche da costi di manutenzione piuttosto elevati, una certa rumorosità di funzionamento, e la necessità di impiegare sistemi di abbattimento degli inquinanti per raggiungere livelli di emissioni, NOx e CO, consentiti.

I *sistemi ad energia solare termoelettrica*, sfruttano il calore proveniente dalla concentrazione di raggi solari per alimentare cicli termodinamici convenzionali allo scopo di produrre elettricità.

Tra i generatori solari termoelettrici di piccola taglia, i **sistemi Dish–Stirling**, che oltre alla radiazione termica solare possono utilizzare anche l'energia termica proveniente da una qualunque fonte primaria (combustione di un combustibili liquidi, gassosi o solidi, incluse le biomasse) direttamente o attraverso un processo di combustione (esterna al motore), presentano i vantaggi dei **motori Stirling** (gas di scarico puliti, in quanto il combustibile brucia completamente, e scarsa rumorosità, dovuta all'assenza della fase di scoppio tipica dei motori a combustione interna) e possono essere usati in assetto cogenerativo con elevati rendimenti.

Gli **impianti a biomasse** [7], [6], utilizzano la combustione di sostanze non fossili di matrice organica, di origine vegetale o animale, o derivate dal trattamento delle stesse per la produzione di energia termica, energia elettrica e biocarburanti. Molto diffusi sono gli apparecchi termici alimentati a biomassa legnosa di piccola taglia (pochi kW) finalizzati al riscaldamento domestico di piccole unità abitative; gli impianti di grossa taglia (potenze superiori al MW), sono impiegati per il riscaldamento di grandi utenze, reti di teleriscaldamento e produzione di calore ad uso industriale.

Impianti cogenerativi o trigenerativi con produzione simultanea in un unico processo di energia termica/refrigerante, elettrica o meccanica, utilizzati per applicazioni in ambito industriale o al servizio di reti di teleriscaldamento o raffrescamento.

In alcune nazioni europee (tra cui l'Austria), sono molto diffusi piccoli impianti rurali di teleriscaldamento a biomasse, (con potenza compresa tra le centinaia di kW e i 10

MW). In Italia gli impianti di questo tipo sono solo alcune decine ma il settore è di sicuro interesse e in grande espansione.

In generale, la produzione di energia elettrica e calore dagli impianti a biomasse deriva generalmente dall'impiego di residui, quali i prodotti di scarto derivati da attività agricolo-forestali (residui delle pratiche agricole-forestali e zootecniche), industriali (scarti industria del legno, scarti industria agroalimentare e industria della carta) ed infine da rifiuti solidi urbani. I rifiuti solidi urbani sono indirizzati alla termodistruzione negli impianti inceneritori, o **termovalorizzatori** ove il calore prodotto dalla combustione dei rifiuti ad elevate temperature viene utilizzato per produrre energia elettrica, in maniera analoga alle centrali termoelettriche, ma con rendimenti estremamente più bassi e produzione di sostanze inquinanti. Occorre pertanto utilizzare sistemi di abbattimento degli inquinanti molto sofisticati e costosi.

Per le biomasse di origine vegetale, la materia prima è composta da *materiale ecocompatibile*. I loro derivati prendono il nome di *biocombustibili*, mentre l'energia ottenuta attraverso la loro conversione prende il nome di *bio-energia*: questi liberano infatti nell'ambiente le quantità di carbonio che hanno assimilato le piante durante la loro formazione ed una quantità di zolfo e di ossidi di azoto nettamente inferiore a quella rilasciata dai combustibili fossili; costituiscono pertanto una fonte di energia rinnovabile per la produzione di energia e calore che consente limitare parallelamente le emissioni complessive di CO₂. L'utilizzo di biomassa proveniente da colture dedicate arboree ed erbacee, coltivazioni per usi energetici, è attualmente poco frequente.

1.2.1.3. Sistemi di produzione di tipo non termoelettrico

Tra i sistemi di produzione di tipo non termoelettrico molto diffusi sono gli impianti idroelettrici, le celle a combustibile, gli impianti eolici e fotovoltaici.

Gli **impianti idroelettrici** [4], [6], [8], impiegando l'energia potenziale e/o cinetica che l'acqua acquista nel passaggio attraverso salti geodetici, si prestano allo sfruttamento dell'energia primaria di tipo rinnovabile (acqua) con grande flessibilità. Attraverso lo sfruttamento di piccoli dislivelli disponibili anche in fiumi o torrenti con portate limitate è possibile realizzare piccole centrali in grado di produrre al massimo una decina di MW. I benefici ambientali connessi alla realizzazione di tali impianti sono notevoli; essi, utilizzando una risorsa pulita come l'acqua, possono fornire energia elettrica a zone altrimenti isolate o raggiungibili solo con opere di maggiore impatto ambientale, concorrendo alla riduzione della dipendenza energetica dai combustibili fossili.

Una delle tecnologie avanzate più promettenti per la generazione distribuita, è rappresentata dalle **celle a combustibile** (*Fuel Cells*) [7],[6],[11], generatori chimico-elettrici in grado di trasformare energia chimica in energia elettrica tramite reazioni elettrochimiche. Il processo non necessita di una combustione e quindi non richiede la trasformazione dell'energia chimica in calore e del calore in lavoro meccanico; sebbene presenti delle perdite, queste sono generalmente assai inferiori a quelle della più complessa catena di trasformazioni termodinamiche effettuate nei processi tradizionali. La classificazione più utilizzata per le celle a combustibile si basa sul tipo di elettrolita utilizzato, le cui principali proprietà condizionano le principali caratteristiche delle celle, come le specie chimiche coinvolte nelle reazioni elettrochimiche, le temperature di funzionamento, la tolleranza a impurità e gas diversi. I principali tipi di celle sono alcaline (AFC), ad acido fosforico (PAFC), a membrana a scambio di protoni (PEMFC), a carbonato fuso (MCFC), ad ossidi solidi (SOFC).

Le celle a combustibile sono particolarmente attraenti per le applicazioni cogenerative distribuite di elettricità e calore (la temperatura di lavoro della cella varia tra 80 °C e 1.000 °C), consentendo una buona disponibilità di acqua calda e/o vapore per usi industriali, riscaldamento, ecc. con elevate efficienze complessive, ridotto impatto ambientale e possibile inserimento in tessuto urbano, versatilità dovuta all'ampia

gamma di combustibili utilizzabili in alimentazione come metano, gas naturale, gas di sintesi e biogas. La costruzione modulare consente la realizzazione di impianti di taglia crescente riunendo elementi di piccola potenza.

Dal punto di vista operativo, la produzione di energia elettrica da fonte eolica è caratterizzata a una marcata aleatorietà ed intermittenza. La potenza elettrica prodotta negli **impianti eolici** [6], [7] mediante aeromotori (che convertono in energia meccanica l'energia cinetica del vento, accoppiati a motori elettrici di tipo tradizionale di tipo sincrono o asincrono), dipende dall'intensità del vento; risente dunque delle caratteristiche di presenza/assenza del vento che può inoltre essere utilizzato per la produzione di elettricità solo quando la sua velocità è compresa tra una soglia minima per l'avviamento della macchina (3-5 m/s) e una massima (>25 m/s) oltre la quale la macchina viene posta fuori servizio per preservarne l'integrità.

Negli **impianti fotovoltaici** [7],[6], la produzione di energia elettrica avviene nella *cella fotovoltaica*, unità fondamentale dell'impianto, in cui si opera la conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, sfruttando la capacità che hanno alcuni semiconduttori opportunamente trattati (drogati) di generare elettricità per effetto fotoelettrico se esposti alla radiazione luminosa.

I sistemi fotovoltaici possono essere connessi alla rete elettrica o funzionare isolati da essa. Gli impianti **GRID-CONNECTED** sono stabilmente collegati alla rete elettrica. Nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a coprire la domanda di elettricità, la rete fornisce l'energia richiesta. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in più, il surplus può essere trasferito alla rete o accumulato. La presenza di sistemi di accumulo diviene necessaria nelle applicazioni isolate (**STAND-ALONE**) per andare incontro alle esigenze dell'utenza alimentata, in quanto il ciclo solare giornaliero e le perturbazioni atmosferiche non permettono una produzione costante.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare:

- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua, soprattutto in agricoltura;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici e sismici), apparecchi telefonici;
- apparecchi di refrigerazione, specie per il trasporto medicinali;
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- alimentazione dei servizi nei camper;
- impianti pubblicitari, ecc.

L'impiego di celle fotovoltaiche è alla base anche dei **sistemi termofotovoltaici** (TPV) [11] che trasformano in energia elettrica l'energia irraggiata da una superficie portata e temperatura di emissione (prevalentemente nel campo di frequenze dell'infrarosso). Il principio di funzionamento della parte elettrica è quindi il medesimo delle celle fotovoltaiche a energia solare, ma esistono fondamentali differenze nelle lunghezze d'onda dell'energia elettromagnetica ricevuta, e nelle temperature di funzionamento richieste. La sorgente di calore che tramite scambio termico porta all'incandescenza l'emettitore può essere di vario tipo: energia solare catturata mediante impiego di apparecchi concentratori, sistemi di combustione alimentati da combustibili fossili o biomasse, reazioni da fissione nucleare. Talvolta l'emettitore è esso stesso il sistema di combustione.

La tecnologia TPV si presta ad applicazioni cogenerative residenziali, in quanto l'assenza di parti in movimento, salvo per componenti ausiliari, la semplicità di funzionamento e di manutenzione, consentono di contenere i livelli di rumorosità favorendone l'impiego all'interno di abitazioni e aree di salvaguardia ambientale, e rendono la gestione di tali sistemi potenzialmente assimilabile a quella delle attuali caldaie domestiche. Vi è inoltre la possibilità di utilizzare sistemi di combustione con ridotte emissioni inquinanti per unità di energia prodotta.

La conversione diretta dell'energia solare in energia termica effettuata, tramite collettori solari (Pannelli Solari), è alla base delle tecnologie del **solare termico**. Le tecnologie a bassa temperatura comprendono i sistemi che usano un collettore solare (pannello solare) per riscaldare un liquido o l'aria, generalmente al di sotto dei 100°C, usate, ormai da decenni, per la produzione dell'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli ambienti (in casi particolari per essiccazione, sterilizzazione, dissalazione). Sono in aumento casi di utilizzo nell'industria, nell'agricoltura e per la refrigerazione solare.

Temperature più elevate (*solare termico a media Temperatura*) si raggiungono nei *forni solari*, grazie all'impiego di concentratori dei raggi solari; applicazioni di questo tipo possono essere legate al calore di processo industriale, ma non sono molto diffuse. Le tecnologie ad alta temperatura (*solare termodinamico*) sono in generale utilizzate per la produzione di elettricità: il fluido caldo che si ottiene grazie a impiego di specchi parabolici lineari, torri solari, sistemi a concentratori parabolici indipendenti, viene usato per far muovere una turbina a vapore.

1.2.3. Sistemi di accumulo elettrico e termico

I sistemi di accumulo dell'energia [12],[13] svolgono un ruolo fondamentale nel migliorare la flessibilità e l'efficienza dei sistemi energetici e la fruibilità delle diverse fonti di energia. L'energia elettrica è infatti una fonte estremamente versatile, in grado di subire trasformazioni in altre forme di energia (meccanica, termica, luminosa) con rendimenti elevatissimi, e di potere essere utilizzata a grandi distanze dai centri di produzione. Presenta però l'handicap di non essere facilmente accumulabile, se non in termini modesti e sotto altre forme di energia.

Le tecnologie di accumulo differiscono fra loro a seconda dello scopo cui sono destinate: sopperire entro frazioni di secondo alle variazioni o alle interruzioni di erogazione dell'energia elettrica (*power quality*); assicurare la continuità del servizio, per esempio quando si passa da un generatore elettrico a un altro (*bridging power*); adeguare la fornitura elettrica alla domanda da parte degli utenti (*energy management*).

In generale, la diffusione delle apparecchiature in tecnica elettronica richiede alti livelli qualitativi e continuità dell'alimentazione: bastano brevissime interruzioni o persino piccoli abbassamenti del valore della tensione per arrestare interi processi produttivi o danneggiarli irrimediabilmente. Da qui emerge l'esigenza di disporre di dispositivi di accumulo che garantiscano l'alimentazione dei carichi anche in presenza di problemi alla rete di distribuzione. Ovviamente il problema assume connotati diversi a seconda delle funzioni richieste:

- fornire il livello di potenza (termica, meccanica o elettrica) necessaria istantaneamente al processo in oggetto (accumulo di potenza). In tal caso potrebbero essere richieste potenze consistenti per un breve intervallo di tempo e quindi valori di energia relativamente modesti;
- fornire potenza per il tempo necessario a coprire il carico, magari per lunghe interruzioni, erogando in definitiva una significativa quantità di energia (accumulo di energia).

Anche dal punto di vista della gestione della fornitura di energia l'utilizzo dell'accumulo può essere estremamente interessante, in merito alla considerazione generale che collega le perdite con l'andamento dei profili di potenza sulle reti, sia essa generata, trasportata o utilizzata: tanto più basso è il numero di ore di utilizzazione della potenza tanto più elevate sono le perdite di energia e il costo di impianto. A parità di potenza impegnata, la soluzione di minori perdite è pertanto corrispondente a diagrammi di carico costante. Molto spesso però i cicli di lavoro dei carichi, tutt'altro che livellati, sono caratterizzati da forti escursioni della potenza richiedendo potenze di

picco rilevanti rispetto al valore medio. In questi casi, l'introduzione di accumuli energetici consente di conseguire il livellamento dei picchi di assorbimento (*peak shaving*) permettendo di ridurre l'impegno di potenza richiesto al distributore, con vantaggi non trascurabili sui costi di produzione, sulla riduzione delle perdite a monte della sezione di prelievo, sul dimensionamento della stessa rete. I sistemi di accumulo di energia svolgono un ruolo fondamentale nei confronti della possibilità di uno sfruttamento diffuso e su larga scala di fonti energetiche rinnovabili, in particolare per quanto concerne l'eolico e il fotovoltaico, caratterizzate da aleatorietà della fonte primaria. Nella letteratura tecnica, infatti, è ampiamente condivisa l'opinione che, già con gli attuali costi, risulti più economico, per utenze ubicate in regioni poco accessibili o non elettrificate, l'esercizio di impianti di generazione da fonti rinnovabili piuttosto che l'allacciamento ad una rete di distribuzione dedicata. Per questi sistemi in isola, devono essere previsti sistemi di accumulo dell'energia elettrica che suppliscano alle discontinuità della fonte energetica al fine di soddisfare le richieste dei carichi.

Una soluzione molto diffusa di accumulo dell'energia elettrica accoppiata alla produzione da fonti di energia rinnovabile è quella elettrochimica (**batterie elettriche** o accumulatori), seppure con molti limiti, soprattutto ecologici.

Una caratteristica comune a molte batterie è una efficienza (in termini di capacità di accumulo e di capacità di ricarica) decrescente con il numero di cicli carica/scarica; inoltre, la capacità di accumulo è alquanto limitata: nelle consuete batterie al piombo non supera 50 Wh/kg, ma anche soluzioni più avanzate non consentono di innalzare di molto questo valore (nichel-cadmio 20-55 Wh/kg, nichel-idruri metallici 50-80 Wh/kg, litio-ossidi metallici 100 Wh/kg). Anche il numero di cicli (scarica/ricarica) praticabili influenza la convenienza economica delle diverse soluzioni e i campi di applicazione.

Le batterie a *elettrolita fluido* sembrano avere prospettive promettenti, in quanto in grado di immagazzinare un notevole quantitativo di energia aumentando la quantità di elettrolita nel serbatoio; ciò consente di disaccoppiare potenza ed energia, così da rispondere rapidamente a cambiamenti di carico sulla rete.

Materiali e film nanostrutturati potrebbero consentire anche la realizzazione di **supercapacitori**, condensatori elettrici di elevatissima capacità e di grande durata, in grado di immagazzinare energia con una densità di un ordine di grandezza superiore a quella delle batterie ed in modo più semplice e reversibile rispetto alle batterie convenzionali. I tempi di scarica delle batterie variano da pochi minuti ad alcune ore, mentre per i supercondensatori variano da decine di millisecondi fino ad alcune decine di secondi.

I dispositivi a **superconduttori magnetici** possono rilasciare correnti elevate e sono capaci di reagire a rapidi cambi di tensione pertanto, oltre ad accumulare energia aumentano la qualità dell'energia della rete. Le prospettive di immagazzinare energia elettrica in magneti superconduttori, per quanto molto promettenti, incontrano però ostacoli nei valori troppo bassi delle temperature a cui possono operare (prossime allo zero kelvin). Le ricerche dell'ultimo ventennio su materiali superconduttori a temperature più elevate, comunque inferiori a 100 K, non consentono al momento realizzazioni su scala significativa [12].

Altri sistemi di accumulo, di tipo meccanico, sono costituiti dai **volani**, una sorta di "batterie meccaniche" che trasformano l'energia cinetica accumulata sotto forma di massa rotante, in energia elettrica a tensione fissa, attraverso un generatore elettrico integrato al volano accoppiato ad un convertitore a frequenza variabile.

La funzione di alimentatore del volano per la ricarica dalla rete viene svolta dallo stesso convertitore, con possibilità di eseguire la carica in tempi più o meno brevi, in funzione della disponibilità di corrente sulla linea DC. Questi sistemi sono adatti per potenze da 2 kW/6 kWh e fino a 500 kW e in connessione parallelo per potenze più elevate; rispetto alle batterie chimiche tradizionali presentano i vantaggi di minor peso a parità di energia accumulata; maggiore efficienza (bassissime perdite termiche); assenza di componenti chimici pericolosi; maggiore durata (non risente dei cicli di

carica/scarica); rapidità di ricarica; dimensioni adattabili alle applicazioni; nessuna necessità di rigenerazione.

Esistono diverse esperienze di accumulo-recupero di energia elettrica per mezzo di **sistemi ad aria compressa**, accumulata in caverne o in serbatoi interrati utilizzando compressori alimentati da energia elettrica a basso costo prodotta nelle ore notturne, ad una pressione di 70-100 bar, per poi fornirla ad attività industriali come ad esempio impianti turbogas tradizionali, permettendo di eliminare il lavoro del compressore e aumentando così notevolmente l'efficienza: si può risparmiare circa il 40% di gas per la produzione della stessa quantità di energia elettrica; oppure per l'utilizzo della stessa per azionamenti pneumatici in linee di produzione per le più svariate esigenze e in genere per automatismi. Esistono anche gruppi di accumulo integrati composti da serbatoio per l'aria compressa, compressore con motore/generatore, turbina e piccolo volano di avvio in caso di immediata richiesta di elettricità a causa di interruzioni di rete.

Uno dei più promettenti mezzi di accumulo di energia in forma chimica è la **produzione di idrogeno**, (principalmente sotto forma liquida, gassosa o assorbito su materiali speciali), con il duplice scopo di vettore energetico in sostituzione dei combustibili fossili, e di sistema di accumulo per la regolazione della potenza erogata (usando le eccedenze di energia elettrica in ore di ridotta domanda per produrre idrogeno mediante elettrolisi). Rispetto ai combustibili tradizionali, l'idrogeno presenta maggiore efficienza e impatto ambientale trascurabile nel luogo di utilizzo, e rappresenta un componente chiave per un sistema energetico sostenibile.

Il suo principale prodotto di combustione è il vapore acqueo, realizzando quindi un ciclo energetico ad emissioni nulle nel caso in cui sia prodotto per elettrolisi utilizzando fonti energetiche rinnovabili. L'efficienza varia a seconda delle tecnologie: l'energia eolica, idroelettrica e geo-termoelettrica possono essere trasformate in idrogeno con una efficienza del 70% circa, mentre la produzione da biomasse è di circa 25-30%; la produzione di idrogeno dall'energia solare è al momento la meno conveniente, anche se sono in fase sperimentale diverse tecnologie abbastanza promettenti.

Anche con riferimento agli impianti termosolari, l'energia prodotta può non essere limitata alle sole ore di insolazione e alle fluttuazioni dei passaggi nuvolosi, grazie all'impiego di **sistemi di accumulo dell'energia termica**: il calore prodotto viene usato per riscaldare un mezzo, dal quale, al momento opportuno, si estrae il calore per produrre l'energia elettrica. Questi dispositivi sono di basso costo, alta efficienza e permettono di mantenere l'impianto operativo durante i picchi della domanda e durante le ore notturne. Essi hanno anche il vantaggio di eliminare, in molti casi, le fluttuazioni dovute ai transienti (nubi).

Inoltre è possibile accumulare il calore solare per fini termici.

Per applicazioni in centrali termoelettriche, soprattutto ad energia solare, il sistema più adottato è costituito da serbatoi di sali fusi i quali hanno la proprietà di essere dei pessimi conduttori di calore e quindi lo trattengono fino al momento del suo prelievo per le necessità richieste dal sistema. L'energia termica può essere immagazzinata anche mediante serbatoi di calore costituiti da semplice ghiaia e sassi.

1.2.3. Definizione delle taglie tipiche dei sistemi di poligenerazione presenti nelle microreti in bassa e media tensione

Alcuni orientamenti di indirizzo nella scelta delle diverse soluzioni di produzione da combustibili fossili sono organizzati nella tabella 1. Nelle tabelle successive sono riassunte le possibili applicazioni per le taglie più comuni dei sistemi di produzione sopra sommariamente richiamati [7].

Tab. 1 - Orientamenti di indirizzo nella scelta delle diverse soluzioni di produzione da combustibili fossili

Caratteristica		Scelta
Taglie	< 100 kW	Microturbine, Motori alternativi
	100 kW-1000 kW	Motori alternativi, Motori a combustione interna
	>1000 kW	Motori alternativi, Turbine a gas
Qualità Cogenerazione	Bassa qualità (Acqua calda max 90° C)	Motori alternativi
	Alta qualità (vapore ad alta pressione)	Turbine a gas
Emissioni		Celle a combustibile, Turbine a gas, Microturbine

Tab .2 - Taglie più frequenti per produzione di tipo termoelettrico

	Taglia [MW]	Combustibili	Stato della tecnologia
Turbine a gas tradizionali in ciclo semplice	1 5 10	Gas naturale, biogas, olio	commerciale
Microturbine a gas	0.03 0.07 0.08 0.10	Gas naturale, biogas	Non ancora del tutto commerciale
Turbine a vapore	0.5 3 15	Carbone, lego, gas naturale, oli, rifiuti solidi urbani	commerciale
Motori a combustione interna	0.1 0.3 1 3 5	Gas naturale, biogas, combustibili liquidi	commerciale

Tab .3 Taglie più frequenti di diversi processi cogenerativi a biomassa

Tecnologia di generazione elettrica	STP	ORC	StEP	SEP	SSEP	HAT	SBG+MG	FBG+TG
Taglia [kW]	200-2.500	200-1.400	10-150	20-1.500	200-2.000	200-1.800	20-2.000	1.000-2.000

Tab.4 - Caratteristiche di turbine idrauliche

Tipo di turbina	Dislivello geodetico [m]	Portata [m ³ /s]	Potenza elettrica [MW]	Categoria
<i>Pelton</i>	50÷1900	0,5÷20	0.05÷450	azione
<i>Francis</i>	10÷800	2÷150	0.05÷1000	reazione
<i>Crossflow</i>	1÷200	0,01÷400	0.001÷400	azione
<i>Elica e Kaplan</i>	2÷80	8÷400	0.1÷250	reazione
<i>Bulbo</i>	2÷30	8÷400	0.1÷60	reazione

Tab.5 - Taglie più comuni di turbine eoliche

Tipo di impianto	Impianti domestici	Impianti di piccola taglia	Impianti di media taglia	Grandi impianti
Taglia dell'aerogeneratore eolico [kW]	0.3 - 2.5	< 100	100-1000	500 - 3000
Campo di	Impieghi	applicazioni	centrali	centrali

applicazione	domestici	di micro-eolico per utenze domestiche stand-alone in bt o mt	eoliche (wind farm) collegate alle reti elettriche in media tensione	eoliche (wind farm) collegate alle reti elettriche in Alta tensione
--------------	-----------	--	--	---

Tab.6 – Taglie più comuni per produzione da fotovoltaico

Taglia dell'impianto [kW]	Tipo di impianto
0.1 - 1	<i>sistemi di pompaggio, impianti di dissalazione, sistemi "stand-alone", piccoli sistemi per tetti, sistemi ibridi</i>
1- 20	<i>edifici connessi alla rete, grandi sistemi per edifici isolati, sistemi ibridi di media taglia (con eolico, motore diesel e batterie)</i>
20-50	<i>grandi sistemi connessi alla rete su edifici, infrastrutture o a terra</i>
50-1000 e oltre	<i>sistemi di grande potenza connessi alla rete</i>

Tab.7 – Taglie più comuni di celle a combustibile per applicazioni di GD

Tipo di cella a combustibile	PAFC	PEMFC	MCFC	SOFC
Potenza elettrica [kW]	100-10000	1- 250	100-2000	50-220
Tipo di impianto	<i>micro-cogenerazione nel residenziale e terziario (alberghi, ospedali ecc.) con taglie da alcuni kW a centinaia di kW.</i>	<i>micro-cogenerazione nel residenziale e terziario (alberghi, ospedali ecc.) con taglie da alcuni kW a centinaia di kW.</i>	<i>generazione elettrica e calore nel terziario e nell'industria</i>	<i>unità da alcuni kW per cogenerazione residenziale; impieghi nel terziario e nell'industria in cicli combinati con turbine fino a 20 MW di generazione elettrica e calore.</i>

1.2.4. Metodologie di calcolo di producibilità/carico dei nodi di una microrete

Come detto, una microrete è caratterizzata da più nodi che rappresentano il prelievo o la immissione di energia elettrica o termica. Sulla base del profilo energetico, i nodi di una microrete possono quindi essere distinti in diverse tipologie:

- 1) nodi di generazione non dispacciabile;
- 2) nodi di generazione di tipo dispacciabile;
- 3) nodi di carico di tipo passivo;
- 4) nodi di carico/generazione di tipo attivo;

Ai fini di un uso razionale delle risorse energetiche all'interno di una microrete, e' interessante valutare il loro comportamento utilizzando adeguati modelli che ne rappresentano il comportamento in un determinato orizzonte temporale. Nei paragrafi seguenti, ci si soffermerà brevemente sui nodi delle tipologie 1), 3) e 4). I nodi di tipo 2) sono nodi di accumulo elettrico interfacciati da inverter o piuttosto macchine con produzione di tipo termoelettrico. Tali nodi verranno modellati nelle applicazioni come nodi a supporto di tensione (nodi P,V).

Nodi di generazione di tipo non dispacciabile

I nodi di generazione di tipo non dispacciabile sono i nodi ai quali sono connessi impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile. Il loro comportamento dipende essenzialmente dalle condizioni atmosferiche e quindi la producibilità è affetta da un elevato grado di aleatorietà.

Il processo della stima della producibilità di tali impianti passa in primo luogo dalla previsione delle condizioni meteorologiche i cui parametri significativi si utilizzano come input di modelli parametrici o di simulatori degli impianti la cui uscita è la potenza prodotta. Le metodologie di stima della producibilità sono pertanto fondamentalmente riconducibili ai metodi di previsione della radiazione solare e delle condizioni del vento (per sistemi fotovoltaici e impianti eolici).

I modelli previsionali possono essere basati su approcci di tipo fisico, statistico, o su una combinazione di entrambi [14][15][16][17].

I modelli numerici (NWP, Numerical Weather Prediction) basati su un complesso modello matematico che descrive la dinamica dell'atmosfera, sono sicuramente i metodi più affidabili per la previsione delle condizioni meteorologiche. Essi utilizzano le condizioni meteorologiche momentanee come input delle equazioni fondamentali del modello per la previsione in momenti successivi e necessitano di descrizioni dettagliate (e spesso proibitive) di una grande mole di parametri e delle loro innumerevoli interazioni, richiedendo l'uso di tecniche di elaborazione numerica.

I modelli di natura statistica e/o probabilistica (metodi Monte Carlo, catene di Markov), consentono di superare la complessità del modello deterministico; impiegano generatori stocastici (Weather Generators) di serie meteorologiche i quali consentono di produrre serie temporali con frequenza giornaliera o oraria con caratteristiche statistiche coerenti con le serie di dati effettivamente rilevati.

Sfruttando l'esperienza maturata con successo negli anni nell'applicazione dell'intelligenza computazionale alla modellazione e previsione di serie temporali, sono state impiegate più recentemente **reti neurali, logica fuzzy e sistemi ibridi**.

Diversi i tipi di approccio utilizzati: alcuni sono basati sulla individuazione di funzioni di legame istantaneo tra il valore atteso della grandezza e parametri meteorologici e geografici della posizione del sito oggetto della previsione (temperatura dell'aria, umidità relativa, velocità del vento, nuvolosità, indice di limpidezza, pressione, latitudine e longitudine, ...). Essi impiegano reti Multilayer Perceptron (MLP), reti Radial Basis Function (RBF), e logica fuzzy. Altri tipi di approccio si basano sull'analisi storica di dati osservati mediante modelli basati su reti neurali ricorrenti (RNN), reti wavelet e logica fuzzy. Più recentemente la EDF (Francia) ha proposto e sviluppato metodi di data mining distribuito che utilizzano approcci collaborativi fra diversi siti geografici, consentendo di ottenere errori piuttosto contenuti (3%) in orizzonti temporali fino a tre ore 18.

I **modelli fisici** infine non richiedono un periodo di addestramento e rappresentano l'unica scelta in caso di mancanza di serie storiche.

La previsione della producibilità può essere effettuata su diverse scale temporali.

Nell'ambito del presente rapporto, che si occupa di logiche di controllo per la razionalizzazione energetica nelle microreti, ciò che interessa sono le previsioni a breve termine (*Short Term Forecasting, STLF*), su un orizzonte temporale che va da qualche ora a qualche giorno. Al crescere dell'orizzonte temporale l'errore sulla previsione cresce a causa dell'aumento di incertezza riguardo le condizioni fisiche atmosferiche; la propagazione dell'errore comporta una perdita di affidabilità della previsione meteorologica man mano che l'orizzonte temporale si allunga. In dipendenza dello scopo della previsione, possono essere scelti come indicatori della bontà della previsione diversi indici di errore: errore sistematico (*bias*), errore medio assoluto (*MAE*), errore quadratico medio (*RMSE*).

La dimensione dell'errore di previsione dipende da molteplici fattori oltre l'ampiezza della finestra temporale cui si riferisce, quali la capacità produttiva dell'impianto installato, la estensione dell'area su cui esso sorge, le condizioni atmosferiche in quell'area, la stagionalità (gli errori hanno comportamenti differenti a seconda del periodo dell'anno, estate/inverno).

Nei modelli numerici, sono inevitabili le approssimazioni su alcuni processi (parametrizzazioni) e la caratteristica di sistema caotico propria dell'atmosfera amplifica esponenzialmente gli inevitabili errori di arrotondamento/troncamento sui valori delle condizioni iniziali. Fattori che influenzano l'accuratezza delle previsioni sono anche la densità e la qualità delle osservazioni utilizzate come input per le previsioni.

Ultimamente, la maggior parte degli sforzi per migliorare la qualità dei modelli previsionali si è concentrata sulla caratterizzazione dell'incertezza, fornendo la generale distribuzione degli errori di previsione insieme alle previsioni tradizionali.

Ai fini delle applicazioni legate allo sviluppo di logiche di controllo per la razionalizzazione energetica delle microreti, la modellazione di tali nodi è del tipo a potenza attiva e reattiva costante (nodi P,Q) oppure a supporto di tensione (nodi P,V). In questo ultimo caso, il nodo potrà partecipare alla regolazione della tensione purché sia disponibile una sorgente reattiva adeguatamente dimensionata ed un sistema di accumulo.

Nodi di carico di tipo passivo - Profilo Elettrico

Dal punto di vista del prelievo dell'energia, il comportamento dei nodi di carico di tipo passivo dipende in larga parte dalla tipologia di utilizzazione a cui si riferiscono. Inoltre, i diagrammi di carico sono fortemente influenzati dal livello di tensione a cui si trovano. In bassa tensione, i nodi di carico passivo di tipo domestico hanno un diagramma tipicamente caratterizzato da due picchi, uno mattutino ed uno serale, e quest'ultimo è decisamente più marcato. All'aumentare del livello di tensione, il

diagramma diventa meno frastagliato e più regolare per effetto di una compensazione di tipo probabilistico. I carichi che fanno riferimento ad una utilizzazione di tipo terziario (commerciale, ospedaliero, etc...) hanno invece un diagramma di carico più uniforme che non presenta picchi di carico marcati, ma piuttosto una utilizzazione di potenza quasi continua e consistente nell'arco della giornata ed una utilizzazione quasi nulla nel periodo serale e notturno. La stima previsionale dell'andamento del carico elettrico è un argomento estensivamente trattato in letteratura, i problemi ad essa associati presentano caratteristiche diverse quando riferiti ad orizzonti temporali differenti. Nell'ambito del presente rapporto, quello che riveste maggiore interesse è la stima effettuata su un orizzonte temporale che va da qualche ora a qualche giorno (Short-Term Load Forecasting, STLF). I metodi per sviluppare tali modelli previsionali per il carico elettrico di tipo passivo vanno da metodi di tipo statistico, serie temporali, a metodologie sviluppate all'interno di sistemi di supporto alle decisioni ed ancora più recentemente altri approcci basati su algoritmi fuzzy e reti neurali [19], [20]. Il vantaggio che risiede nell'utilizzo di reti neurali/neuro-fuzzy rispetto a metodi statistici è quello di poter modellare un problema multivariato senza dover fare ipotesi complesse di relazioni fra le variabili ed in assenza di dati storici cospicui. La disponibilità di un corposo set di parametri (i pesi) aggiustabili e la relazione non lineare fra ingressi e uscite dei singoli neuroni e dell'intero modello, rende la rappresentazione neurale o neuro/fuzzy largamente adatta all'impiego per la previsione del carico elettrico. In ordine al problema dell'amplificazione dell'errore all'aumentare della finestra temporale di previsione, anche per la previsione del carico elettrico, valgono le considerazioni sviluppate per le previsioni di producibilità di nodi di generazione non dispacciabile.

Nodi di carico di tipo passivo - Profilo Termico

Il comportamento dei nodi di carico di tipo passivo con profilo termico è legato oltre che ai parametri climatici dell'area di ubicazione dell'utenza, anche alla tipologia di utilizzazione cui si riferisce (residenziale, terziario, destinazione d'uso, profilo di occupazione edilizio). Il diagramma di carico presenta generalmente un picco di richiesta nelle ore mattutine delle giornate più fredde dell'anno caratterizzato da un fattore di contemporaneità molto spinto (si ha l'avviamento degli impianti di riscaldamento di tutte le utenze allacciate al nodo). I parametri per la definizione del fabbisogno annuo, del carico di picco nonché della curva cumulata del carico, possono essere desunti dall'analisi di dati storici. Ai fini della caratterizzazione energetica della microrete per lo sviluppo di interventi di razionalizzazione, l'utilizzo del profilo termico consente di ridefinire il profilo di carico elettrico dei nodi della rete o del profilo di generazione dei nodi di tipo dispacciabile in assetto cogenerativo.

Nodi di carico/generazione di tipo attivo

In questa sezione si affronta il tema della modellazione del prelievo di energia elettrica da parte di nodi in cui sono presenti sia carichi elettrici/termici che sistemi di generazione e nei quali viene effettuata la razionalizzazione delle risorse energetiche interne. Ci si soffermerà sui carichi di tipo elettrico. La caratterizzazione dei diagrammi di carico è stata sviluppata utilizzando il metodo Montecarlo [21].

a) Carichi di tipo domestico. Effetto della gestione ottimizzata delle risorse energetiche sui profili di carico elettrico

Come è noto, l'automazione nelle utenze di tipo residenziale mira a minimizzare il costo dell'energia in presenza di tariffazione multi oraria o in presenza di variazione in tempo reale del prezzo dell'energia. La gestione automatizzata del carico prende il nome di DSM (Demand Side Management). E' inoltre possibile che a seguito di input da parte del sistema, esista una tipologia contrattuale per la quale, dietro un incentivo

economico, l'utente debba ridurre il picco di potenza disponibile. Nell'attuale scenario di mercato dell'energia, la tariffazione multi oraria rappresenta una ipotesi verosimile; mentre l'utilizzo di segnali provenienti dal sistema è uno scenario non ancora reale. Tuttavia, si può formulare un modello che rappresenti il comportamento di un carico che funzioni guidato da una strategia DSM. Stabilita la durata di funzionamento di ciascun elettrodomestico in una abitazione, si può allora immaginare di rappresentare l'accensione e lo spegnimento di ciascun elettrodomestico attraverso una variabile binaria (on/off) il cui valore in ciascuna ora della giornata dipende da una distribuzione probabilistica legata a diversi fattori:

- a) il numero di occupanti dell'abitazione;
- b) il prezzo dell'energia (tariffe multiorarie);
- c) il periodo dell'anno (estivo/invernale);
- d) il giorno della settimana (feriale/festivo);
- e) le abitudini del nucleo familiare.

Ad esempio, se fra le 7.00 e le 8.00 di mattina il prezzo dell'energia è maggiore che fra le 8.00 e le 9.00 allora vi sarà una maggiore probabilità di accensione degli elettrodomestici in quell'ora. Inoltre, verrebbe anche impedito il superamento della potenza limite disponibile per l'utente ed impostate delle priorità di accensione e i tempi di differimento nell'accensione dei diversi elettrodomestici. Quindi, in ciascuna ora del giorno, verranno estratti con probabilità diverse gli elettrodomestici che dovranno accendersi e successivamente si valuterà il superamento della potenza limite, l'eventuale differimento dell'accensione sulla base delle priorità impostate. In tal caso, il diagramma di carico di una utenza domestica si trasforma nel modo rappresentato in figura 7 e 8. Nelle figure, in tratteggio, è rappresentato l'impulso di accensione del carico, mentre i profili a gradini colorati rappresentano il profilo di assorbimento di ciascun elettrodomestico, durante il suo ciclo di funzionamento. La figura 7 rappresenta la composizione dei diagrammi di carico degli elettrodomestici in assenza di funzioni DSM, la figura 8 rappresenta la stessa composizione in presenza di funzioni DSM.

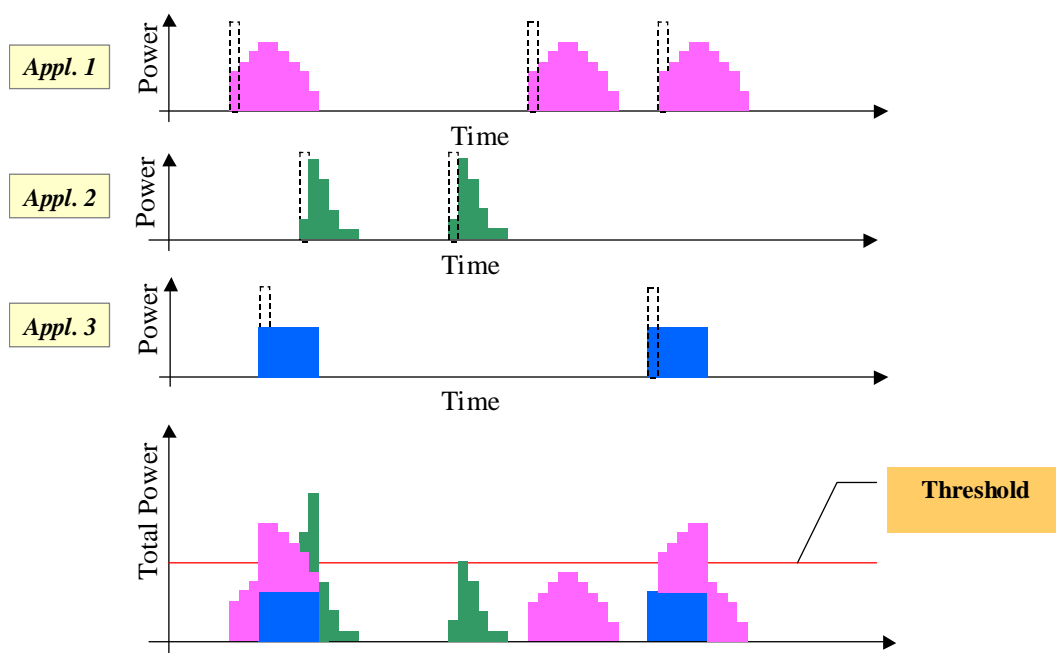


Figura 7 – Diagramma di carico di una utenza di tipo domestico senza funzioni DMS

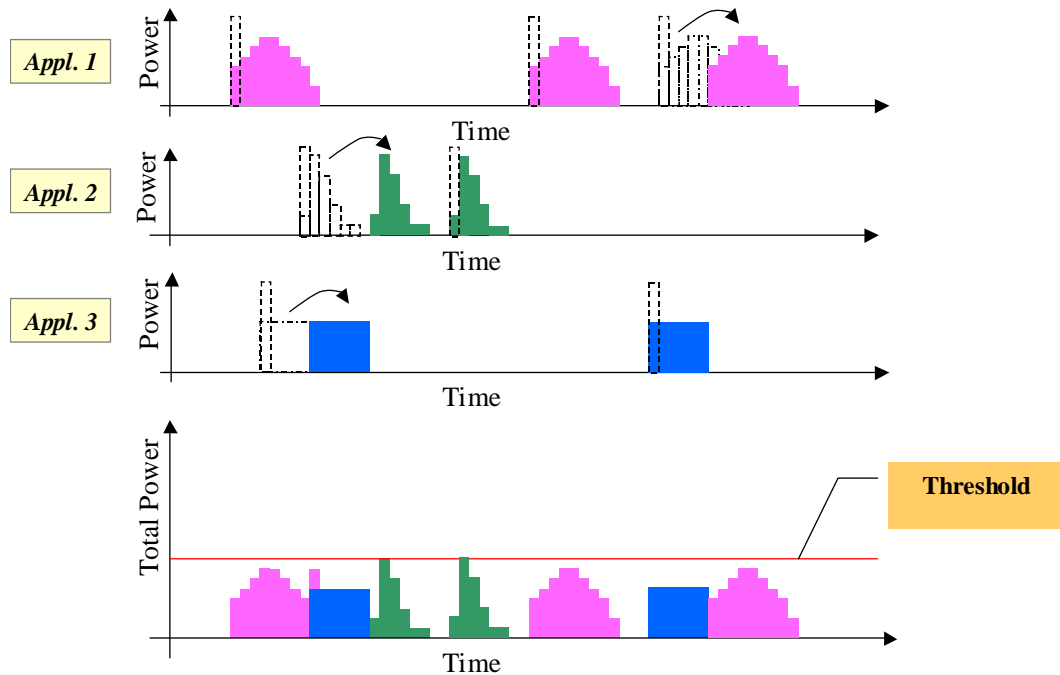


Figura 8 – Diagramma di carico di una utenza di tipo domestico con funzioni DMS

Nel caso in cui l'utenza presenti anche sistemi indipendenti di generazione dell'energia da fonte rinnovabile e sistemi di accumulo, il sistema di controllo potrebbe anche dover gestire in modo ottimizzato il sistema di accumulo, al fine di adeguare l'acquisto e la vendita dell'energia all'ora considerata. In tal caso, il profilo della gestione delle risorse energetiche/carichi potrebbe esserne influenzato.

b) Carichi di tipo terziario. Effetto della gestione ottimizzata delle risorse energetiche sui profili di carico elettrico

La simulazione del comportamento di un carico di tipo terziario in presenza di automazione dipende dalla logica di controllo legata all'economicità della gestione, ma anche alla qualità della potenza ed allo sfruttamento ottimale di eventuali risorse energetiche interne (installazioni fotovoltaiche, sistemi di accumulo, etc...). Per la caratterizzazione del fabbisogno di questi nodi si può quindi applicare il metodo di Montecarlo oppure sfruttare la modalità di simulazione della piattaforma ODESSE [22] sviluppata in ambito ENEA. Essa sarà in grado di fornire profili di assorbimento/generazione ottimizzati per edifici intelligenti in relazione a segnali di prezzo e da input di sistema adeguando in ciascun intervallo di tempo elementare la propria strategia ad esigenze interne. In relazione a quanto detto, circa la possibilità di avere all'interno della microrete nodi di carico/generazione il cui profilo può modificarsi in tempo reale in ragione di interessi particolari, occorre uno strumento di gestione dell'energia di tipo adattativo, in grado di seguire il profilo del carico che si modifica rispetto alle previsioni, ma anche in ragione di strategie di ottimizzazione della microrete che possono dipendere dal prezzo dell'energia. La figura 9 rappresenta il flusso informativo che attraversa la microrete, nel caso in cui essa ospiti almeno un edificio intelligente.

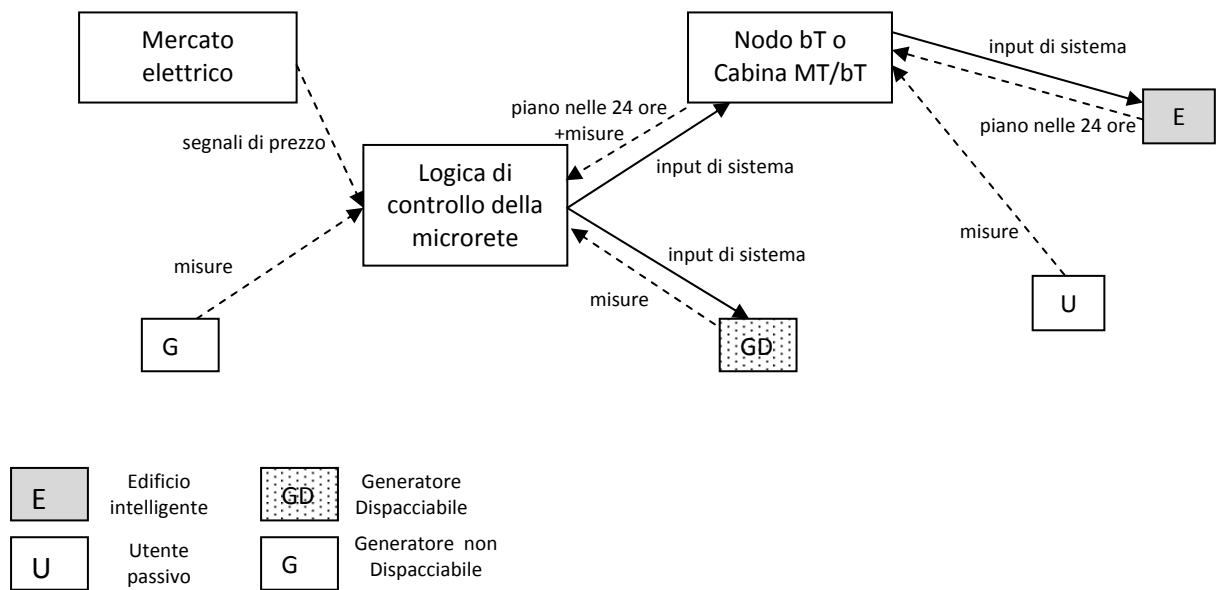


Figura 9 – Flusso di dati che attraversa la microrete in presenza di edificio intelligente

In figura, la linea tratteggiata rappresenta il flusso di dati che va verso il controllore centrale, mentre la linea continua rappresenta il flusso di dati in uscita dal controllore centrale. E' da notare che il controllore centrale, dopo avere acquisito i suddetti input esegue una stima dello stato, sviluppa la previsione sulle richieste dei carichi passivi e non controllabili e sulle fonti rinnovabili ed infine sulla base di questi elementi e del piano di assorbimento/generazione dei nodi che rappresentano utenze 'intelligenti' sviluppa un piano di gestione delle risorse energetiche. Tale piano potrà essere aggiornato dinamicamente.

1.3. Logiche di controllo per microreti.

1.3.1. Il sistema di controllo

La transizione verso le reti attive pone il problema del controllo microreti.

Quali obiettivi debba perseguire la logica di funzionamento del sistema di controllo di una microrete è una questione fondamentale ancora aperta [23]. Tra i possibili obiettivi perseguibili, i principali sono:

1. più efficace integrazione e migliore utilizzazione dei generatori basati su fonti di energia rinnovabile;
2. benefici ambientali;
3. incremento dell'efficienza della rete e miglior sfruttamento dei componenti;
4. creazione di nuove opzioni di gestione dei consumi energetici e dei costi per i consumatori;
5. riduzione dei costi di esercizio e dei costi dovuti a congestione della rete;
6. dimensionamento più economico dei componenti di rete e riduzione dei costi di installazione;
7. peak-shaving;
8. miglioramento della power quality, dell'affidabilità e della continuità del servizio;
9. riduzione della probabilità di guasto, interruzione o blackout;
10. riduzione dei tempi di ripristino del servizio elettrico;
11. maggiore sicurezza della rete;
12. miglioramento mantenimento delle condizioni di sicurezza per le persone.

Data la varietà e la molteplicità di obiettivi perseguibili e di funzioni implementabili, il sistema di controllo di una microrete, deve includere:

- un sistema di telecomunicazioni che permetta di collegare tutti i dispositivi presenti nella rete;
- metodi di controllo avanzati;
- componenti di rete innovativi ed in grado di scambiare dati;
- supporto decisionale ed interfaccia umana;
- sensing, misure e metering dell'energia immessa o prelevata dalla rete da ciascun operatore.

Al crescere del numero di apparati da controllare (apparati attivi, attuatori, generatori, carichi, compensatori, etc.) nascono delle difficoltà legate ai seguenti fattori:

- il controllo in tempo reale della rete necessita di risorse computazionali considerevoli;
- per la gestione del sistema è necessario disporre di sistemi di memorizzazione dati di capacità notevole;
- è necessaria un'attenta selezione dei parametri misurati da sottoporre all'attenzione dell'operatore per il monitoraggio del sistema.

Inoltre, come è noto, il controllo nelle microreti si esplica a livello locale o a livello globale in relazione agli obiettivi che si vogliono perseguire. La regolazione di tensione e frequenza in una rete ad elevata penetrazione di risorse energetiche distribuite si esplica controllando adeguatamente il luogo di generazione dell'energia e l'istante, al fine di consentire l'inseguimento del carico e della produzione da fonti rinnovabili, entrambi elementi che presentano un elevato grado di aleatorietà.

La così detta regolazione **primaria**, che si esplica utilizzando la tecnologia 'droop', a seguito di una perturbazione, consente di pervenire ad un nuovo punto di funzionamento vicino a quello iniziale per il quale si ha il ripristino dei livelli di tensione e frequenza ma per il quale le iniezioni di potenza attiva e reattiva presso i nodi di generazione sono non più ottimizzati. Il livello immediatamente successivo di

regolazione a cui si riferiscono tempi più lunghi, la regolazione **secondaria**, ha come scopo quello di ridistribuire queste variazioni delle iniezioni di potenza attiva e reattiva presso i nodi di generazione al fine di identificare nuovamente una condizioni di funzionamento ottimale. Infine, la regolazione **terziaria**, oggetto del presente studio, si riferisce ad un orizzonte temporale di diverse ore. Essa restituisce un dispacciamento di massima dei set point dei generatori per conseguire obiettivi di massima efficienza energetica quindi di riduzione dei costi e di limitazione delle emissioni [24]. Le differenze fra i primi due livelli di regolazione e questo ultimo sono essenzialmente:

- 1) gli ingressi; le regolazioni primaria e secondaria utilizzano come ingressi misure, mentre la terziaria utilizza per lo più previsioni;
- 2) i tempi di risposta; le regolazioni primaria e secondaria hanno tempi di risposta dell'ordine dei minuti, mentre quella terziaria può esplicarsi nell'arco di una o più ore.

Con riferimento a quanto detto, un sistema di controllo per una microrete sarà costituito da un sistema che sviluppa funzioni a livello centralizzato ed altri sistemi distribuiti cui sono associati sensori ed attuatori a livello di campo. Questi ultimi possono essere a loro volta dotati di intelligenza distribuita per sviluppare i primi due livelli di regolazione, per assolvere a funzioni di contrattazione sul mercato o per sviluppare algoritmi diagnostici in caso di guasto.

Le possibili architetture adottabili per il sistema di controllo sono di tre tipi:

- centralizzato;
- distribuito;
- gerarchico.

Un'architettura di controllo di tipo centralizzato (Fig. 10) presenta una topologia a stella in cui si ha un controllore centrale MASTER che è in comunicazione con tutti gli attuatori ed i sensori della rete.

Il MASTER impartisce ordini a tutti gli altri dispositivi (SLAVE) e riceve da essi informazioni sullo stato in base alle quali stabilisce le azioni di controllo.

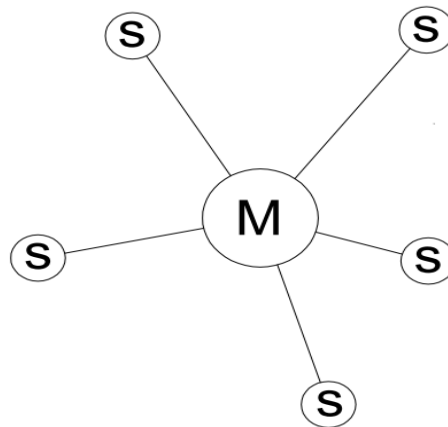


Fig. 10 – Architettura di un sistema di controllo del tipo centralizzato.

Un'architettura di questo tipo può essere adottata quando il numero di dispositivi da gestire ed il numero di informazioni scambiate è molto limitato e quando soltanto uno dei sistemi della rete ha autorità decisionale.

Un'architettura di questo genere trova applicazione nel controllo di ambienti domestici o del terziario (domotica o building automation), o in applicazioni che sviluppano una sola funzione, quali la diagnostica nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione.

In sistema di controllo di tipo distribuito Fig. 11 più sistemi possono avere la funzione di MASTER ed, in genere, ognuno di questi svolge una differente funzione (diagnostica, power quality, etc).

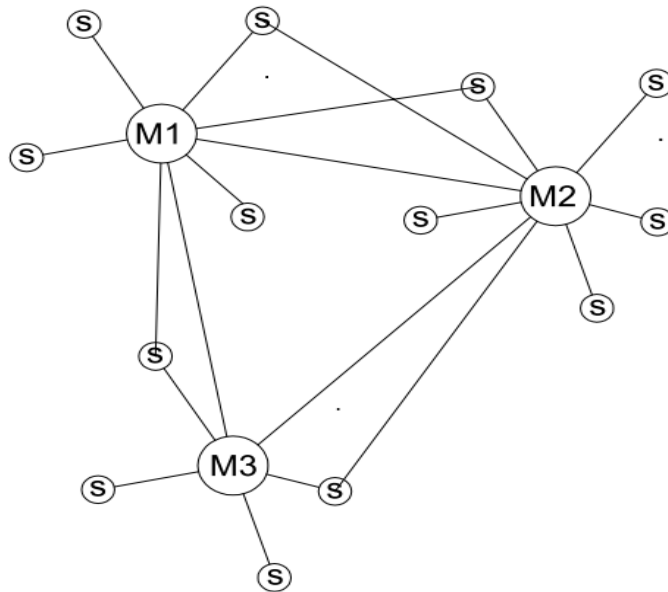


Fig. 11 – Architettura di un sistema di controllo di tipo distribuito.

Un sistema di questo genere consente di suddividere gli oneri computazionali e la mole di dati scambiati tra più sistemi, ma manca di una regia come invece c'è nelle architetture di tipo centralizzato. Potrebbero verificarsi quindi condizioni di conflitto tra sottosistemi che perseguono contemporaneamente obiettivi che possono essere parzialmente in contrasto.

Un'architettura di questo tipo si trova in alcuni sistemi domotici o nella building automation dove i sottosistemi "Automazione", "Sicurezza", "Termoregolazione", etc. comunicano ed interagiscono perseguendo ognuno uno scopo ben preciso.

In un'architettura di tipo gerarchico (Fig. 12) si ha invece una struttura ad albero con un controllore generale (GC) che sta alla radice, dei sub-controllori (M) a cui è demandato il controllo di una determinata porzione di rete o di una precisa funzione, e diversi sensori ed attuatori (S).

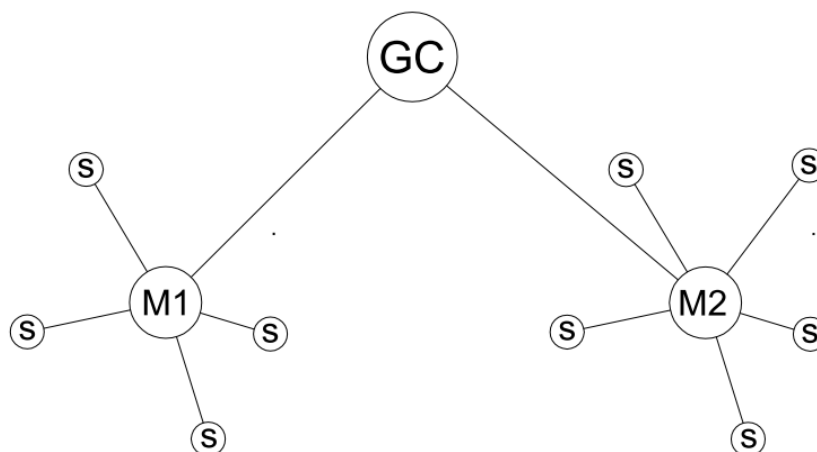


Fig. 12 – Architettura di un sistema di controllo di tipo gerarchico.

La struttura gerarchica è quella che consente di preservare i vantaggi delle due prime due architetture.

In Fig. 13 è rappresentata una struttura gerarchica con tre livelli di controllo:

- un primo livello, denominato "SmartGrid", che gestisce la parte di sistema elettrico inclusa tra la stazione AT/MT o la centrale connessa in MT e le cabine MT/BT;
- un secondo livello, denominato "SmartMicroGrid", che gestisce la parte di sistema BT inclusa tra le cabine MT/BT ed i punti di prelievo degli utilizzatori;
- un terzo livello, denominato "SmartBuilding", per la gestione dei carichi e dei generatori connessi alla rete BT, localizzato nel punto di consegna dell'energia elettrica.

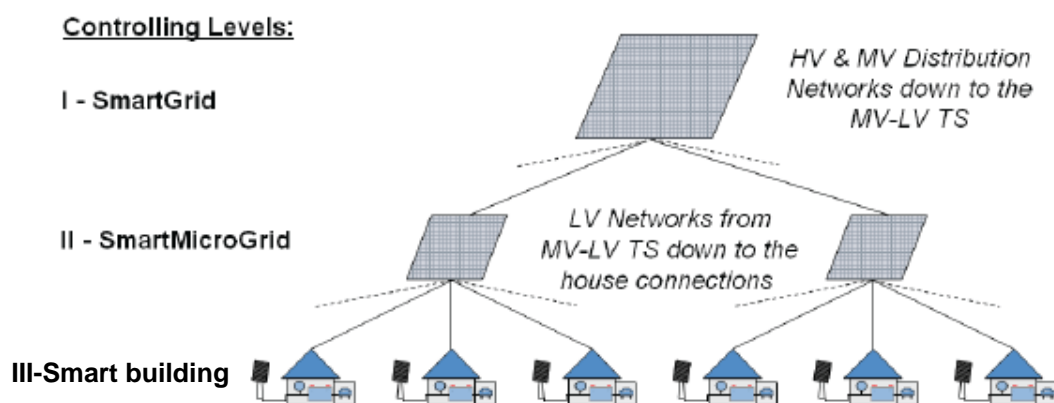


Fig. 13 – Livelli del sistema di controllo di una rete di distribuzione.

Affinché una tale sistema svolga efficacemente la sua funzione, è necessario attribuire ad ognuno dei livelli:

- le funzioni che esso deve svolgere;
- i componenti del sistema elettrico da monitorare e da controllare;
- le grandezze elettriche da tenere sotto controllo.

Altri esempi di architetture di tipo gerarchico si hanno:

- in ambito domestico, dove le centrali di controllo dei diversi sottosistemi possono essere gestite da un elaboratore centrale o da uno smart meter;
- in ambito alberghiero, dove ogni camera ha un controllore locale che risponde a sua volta ad un controllore centrale installato solitamente nella reception,
- nello smart metering, dove i contatori elettronici comunicano con il concentratore installato nelle cabine secondarie;
- in un comprensorio di edifici, dove il controllore del singolo edificio comunica con un controllore centrale che permette di gestire l'intero raggruppamento.

Da un punto di vista prettamente tecnologico, l'architettura del sistema di controllo deve essere flessibile, espandibile ed aperta per venire incontro a possibili future esigenze e può includere una piattaforma MultiAgente con agenti software che presentino le seguenti caratteristiche [36]:

- *Autonomy*: capacità di operare senza diretto controllo di un operatore umano;
- *Proactivity*: capacità di reagire agli eventi esterni ma anche di perseguire precisi obiettivi;
- *Social Ability*: capacità di cooperare con altri agenti software utilizzando uno specifico linguaggio.

Le suddette caratteristiche si riferiscono per lo più a funzioni che riguardano le contrattazioni commerciali in ambito di mercato dell'energia e la regolazione secondaria. In tal caso, occorre quindi che fra i diversi master ci sia una comunicazione diretta.

L'architettura del sistema di controllo sarà quindi di tipo gerarchico, ma i diversi master dovranno avere la possibilità di comunicare per implementare strategie di controllo per i livelli inferiori.

La Fig. 14 mostra i diversi componenti software ed hardware del sistema di controllo e la piattaforma MultiAgente:

- *Relational Data Base Server (RDBS)*: archivia i dati relativi alle misure, alla programmazione della generazione e al demand side management. Ad esso si accede di solito utilizzando protocolli standardizzati ed indipendenti dalla piattaforma;
- *Micro Grid Agent Platform (MGAP)*: fornisce l'infrastruttura ed i servizi di base dove gli agenti Micro Grid Central Controller (MGCC), Micro Source Controller (SC) e Load Controller (LC) vengono eseguiti;
- *Source and Load device controllers*: dispositivi per il controllo dei generatori e dei carichi.

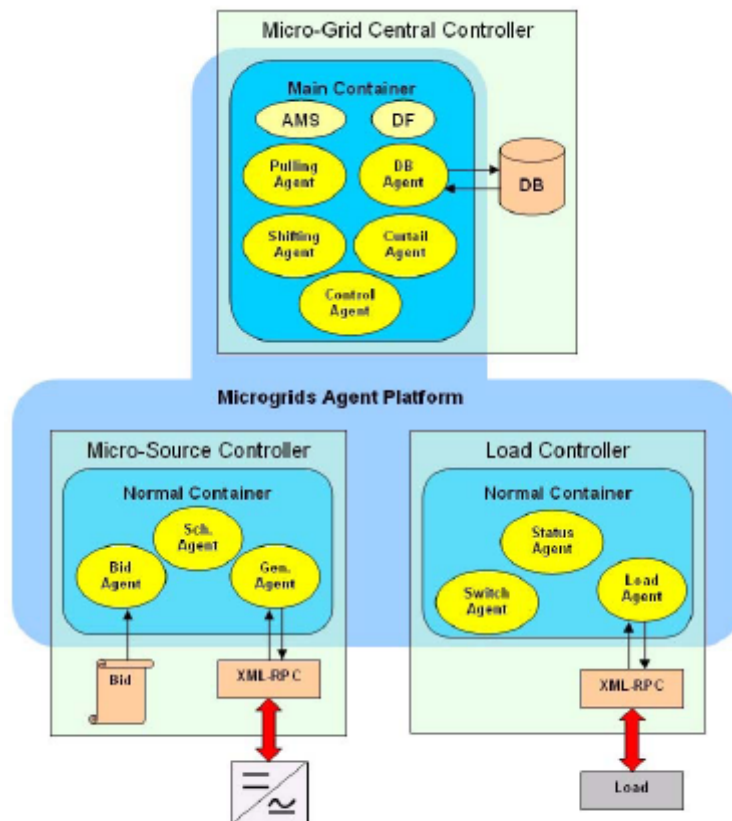


Fig. 14 - Architettura del sistema di controllo.

In un tale sistema, deve essere possibile l'integrazione delle singole regolazioni locali degli impianti di generazione con la gestione centralizzata del funzionamento della rete. Il sistema che svolge questa funzione di integrazione è denominato Distribution Management System (DMS) [26],[27] ed è costituito concettualmente da tre blocchi fondamentali, come mostrato in Fig. 15:

- State Estimation;
- Optimal Control;
- Control Scheduling.

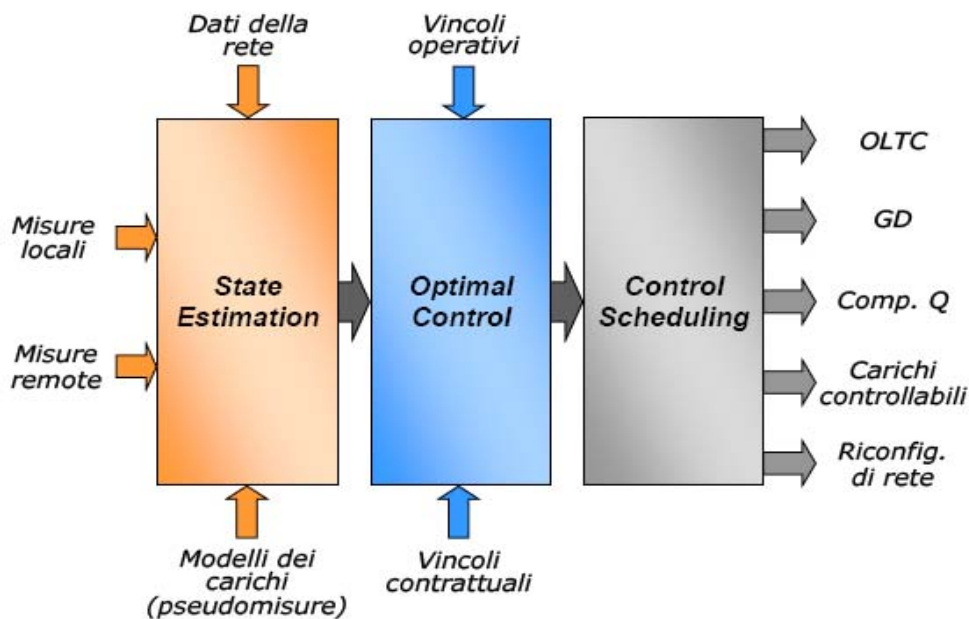


Fig. 15 - Struttura funzionale di un sistema di controllo DMS.

1.3.2. Tecnologie per la trasmissione dati nelle reti di potenza

1.3.2.1. I sistemi di trasmissione dati

L'infrastruttura del sistema di telecomunicazione al servizio di una microrete può essere immaginato suddiviso in più livelli [23]:

- 1) Livello edificio (Home Area Network), che mette in comunicazione i contatori (elettrico, idrico, gas, calore), le centrali di controllo dell'abitazione (termoregolazione, antintrusione, controllo scenari), gli attuatori, i sensori, i generatori di energia locali e gli eventuali sistemi di accumulo;
- 2) Livello comprensorio o quartiere (Neighborhood Area Network), che mette in comunicazione i dispositivi su elencati dei diversi edifici di un gruppo omogeneo (campus universitario, policlinico, quartiere, etc.) per una gestione dell'utenza aggregata;
- 3) Livello di distribuzione (basso o media tensione) (Wide Area Network), che mette in comunicazione tutte le utenze facenti capo ad un'unica cabina di distribuzione o le cabine di distribuzione tra loro e con la stazione AT/MT.
- 4.) Livello Inter-Grid che permette la comunicazione fra microreti di aree geografiche diverse.

La scelta del sistema di trasmissione dati da adottare influisce notevolmente sull'affidabilità e sulla sicurezza del sistema di telecontrollo della microrete, ad ognuno dei quattro livelli su elencati. Nello scegliere il tipo ottimale di sistema di comunicazione gli aspetti da prendere in considerazione sono:

- la qualità del servizio;
- la copertura dell'area;
- la quantità di informazioni da trasmettere;
- la possibilità di trasmettere informazioni in modo bidirezionale;
- i costi di gestione, di manutenzione e di installazione;
- la frequenza della trasmissione;

- l'affidabilità della trasmissione;
- la licenza delle frequenze di trasmissione.

Dal punto di vista delle comunicazioni, le azioni svolte dalla Microrete (MG nel seguito) possono essere raggruppate in tre classi:

- Distribution Automation (DA);
- Active Demand Control (AD);
- Advanced meter reading (AMR).

Le azioni di DA riguardano il controllo operativo dell'impianto o della rete elettrica, consistente nel monitoraggio delle tensioni e delle correnti nella rete, nell'invio di comandi ad attuatori, a sezionatori e a trasformatori, nella ricerca dei guasti e nella riconfigurazione della rete.

Le azioni di AD riguardano il controllo e la programmazione della domanda energetica, dell'accumulo, della generazione distribuita e sono basate su segnali di quantità e prezzo. Per tali azioni sono accettabili tempi più lunghi che per le azioni di DA.

Le azioni di AMR consistono nella misura dei flussi energetici reali e nel calcolo delle appropriate informazioni per la contabilizzazione di tali flussi. L'infrastruttura del sistema di AMR deve connettere al centro di contabilizzazione anche milioni di contatori, localizzati anche in posti geograficamente molto distanti. I dati misurati attualmente vengono inviati al centro di contabilizzazione giornalmente o mensilmente.

I requisiti di un sistema di telecomunicazioni per le MG sono modesti.

Sono infatti accettabili:

- bande di trasmissione moderate;
- tempi di trasmissione non eccessivamente brevi;
- latenze (tranne che per la protezione delle reti).

È tuttavia necessaria un'elevata affidabilità di tutto il sistema e l'adozione di sistemi per la rivelazione degli errori e la ritrasmissione automatica delle informazioni in caso di fallimento della trasmissione.

Date queste premesse, risulta evidente che sono numerosi i sistemi di comunicazione, sia del tipo wired che wireless, che possono essere utilizzati per le MG:

- Distribution Line Communications (DLC);
- Wi-Fi e Wimax;
- reti in cavo per la trasmissione dati e fonia in rame o in fibra ottica;
- reti pubbliche per la telefonia cellulare;
- sistemi di comunicazioni satellitari;
- sistemi radio.

La tabella 8 sintetizza i vantaggi e gli svantaggi dei sistemi di comunicazione tra quelli precedentemente elencati.

Tab. 8 – Sintesi vantaggi e svantaggi dei sistemi di telecomunicazione.

TIPOLOGIA DI SISTEMA	VANTAGGI	SVANTAGGI
Reti in cavo per la trasmissione dati e fonia in rame o in fibra ottica	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo della rete telefonica esistente, laddove presente. - Velocità minima di trasmissione: 1200 bps. - Costi contenuti degli apparati. 	<ul style="list-style-type: none"> - Affidabilità della rete legata al provider del servizio. - Elevati costi di installazione delle infrastrutture di rete in zone isolate. - Frequenti interruzioni del servizio di telefonia in reti isolate. - Lunghezze ridotte per le reti in cavo twistato (max 90m). - Necessità di un maggior numero di apparati attivi per reti in cavo twistato.
Reti pubbliche per la telefonia cellulare	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di scelta del provider del servizio. - Velocità di trasmissione elevate. - Costi contenuti degli apparati. 	<ul style="list-style-type: none"> - Affidabilità della rete legata al provider del servizio. - Presenza di zone non coperte dal servizio. - Sensibilità alle interferenze elettromagnetiche. - Costi del servizio elevati. - Priorità alla trasmissione "voce" piuttosto che a quella "dati".
Sistemi di comunicazioni satellitari	<ul style="list-style-type: none"> - Servizio gratuito per alcune organizzazioni. - Copertura di Europa ed Africa. - Costi di gestione ridotti. 	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità che i tempi di trasmissione non siano sincronizzati con la finestra temporale di ricezione del satellite. - Costi di acquisto dei canali satellitari molto elevati. - Costi di trasmissione molto elevati. - Costi dei modem più elevati. - Rischio di interferenze con altri apparati.
Sistemi radio	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di ricevere e trasmettere un'elevata mole di dati. - Costi di trasmissione bassi. - Raggio di azione elevato. 	<ul style="list-style-type: none"> - Difficoltà ad ottenere il permesso di trasmissione. - Elevati costi di installazione dei ripetitori.
Distribution Line Communications (DLC)	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di utilizzare come canale la stessa rete elettrica esistente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Raggio di azione ridotto. - Affidabilità migliorabile.

Con riferimento all'implementazione delle azioni della MG, si riportano in tabella 9 i risultati di un recente studio ABB [24] che mette in relazione i diversi sistemi di comunicazione wireless con le funzioni che la MG dovrà implementare, evidenziando, per ciascuna funzione il sistema di comunicazione più adatto.

Tab. 9 – Applicazioni principali dei sistemi di comunicazione wireless.

APPLICAZIONE DEI DIVERSI SISTEMI DI COMUNICAZIONE WIRELESS				
Tecnologia	Standard	Operatore/Proprietario	Banda di Frequenza	Applicazioni
Sistemi radio	Proprietario, PMR	Utility	150 MHz/400 MHz	Voce, DA, SCADA
Wireless a 2.4GHz	WLAN, ZigBee	Utente, Utility	2.4 GHz	AMR, Home Automation, applicazioni a corto raggio
PTMP	Proprietario, WIMAX	Utility o Provider	5-60 GHz	DA, SCADA, applicazioni ad elevata velocità
Reti pubbliche per la telefonia cellulare	GSM, GPRS, UMTS, CDMA	Provider	900/1800 MHz (EU)	Dati, Voce, DA, AMR
Sistemi di comunicazioni satellitari	Proprietario	Provider	6 GHz, 12 GHz	AMR

Nel seguito sono descritti con maggiore dettaglio i sistemi di comunicazione utilizzabili nelle smart grid.

Reti in cavo in rame o in fibra ottica

Le reti in cavo per la trasmissione dati utilizzano come mezzo fisico per la veicolazione dell'informazione sia conduttori di rame che la fibra ottica.

Nel primo caso, i cavi possono essere del tipo a singola coppia o a più coppie.

I cavi a singola coppia sono tradizionalmente utilizzati per la fonia ma trovano applicazione anche nella domotica. I cavi a più coppie possono essere utilizzati sia per la domotica, sia per la building automation che per la realizzazione di reti informatiche (cablaggio strutturato).

I cavi più utilizzati sono in rame a quattro coppie, intrecciati con un passo di twistatura diverso per ogni singola coppia.

La *twistatura*, detta anche *binatura*, è un procedimento nel quale le coppie di conduttori vengono tra loro ritorte. Con questa tecnica, eventuali disturbi di natura elettromagnetica vengono indotti su ogni coppia in modo uguale e contrario, elidendosi.

I cavi a quattro coppie si suddividono in:

- cavi non schermati, UTP - *Unfoiled Twisted Pair*;
- cavi schermati, FTP - *Foiled Twisted Pair*;
- cavi con coppie singolarmente schermate in foglio d'alluminio più uno schermo generale in calza di rame, S - FTP *Shielded-Foiled Twisted Pair*.

Le fibre ottiche sono filamenti di materiali vetrosi o polimerici, realizzati in modo da poter condurre la luce. Sono flessibili, immuni ai disturbi elettrici ed alle condizioni atmosferiche più estreme, e poco sensibili a variazioni di temperatura.

Le fibre ottiche sono classificate come guide d'onda dielettriche. Esse, in altre parole, permettono di convogliare al loro interno un campo elettromagnetico di frequenza sufficientemente alta con perdite estremamente limitate. Vengono comunemente impiegate nella trasmissione dati anche su grandi distanze e nella fornitura di accessi di rete a banda larga (velocità di trasmissione fino ai Tb/s).

L'uso delle fibre ottiche è fondamentale negli ambienti dove si ha un elevato inquinamento elettromagnetico e laddove si vogliono sistemi di trasmissione a basso consumo energetico.

Gli standard più utilizzati per il cablaggio strutturato in rame e fibra ottica sono:

- ISO/IEC 11801 [25];
- Norma CEI EN 50173 [26];
- EIA/TIA 568 [27].

Nelle reti di distribuzione le reti di trasmissione in cavo possono essere applicate:

- al livello di singolo edificio;
- al livello di comprensorio (campus universitario, policlinico, etc.);
- al livello di distribuzione urbana in bassa tensione per la distribuzione dei servizi fonia e internet a banda larga.

In Fig. 16 è rappresentata la struttura di un sistema di cablaggio strutturato per un edificio.

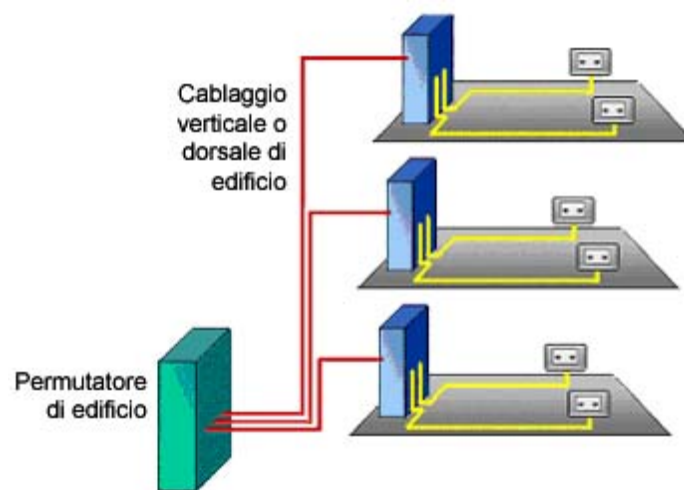


Fig. 16 – Schema del cablaggio strutturato di un edificio.

La tecnologia DLC

La tecnologia Distribution Line Communication (DLC) sfrutta la rete elettrica per la trasmissione dati e si basa sulla sovrapposizione di un segnale ad elevata frequenza (da 30 kHz a 30 MHz) alla tensione e corrente a frequenza industriale e sull'utilizzo di appositi filtri per la separazione dei due segnali a frequenza differente nei punti di utilizzo.

Gli utilizzi della tecnologia DLC sono vari:

- trasmissione delle letture dei contatori elettronici;
- sistemi interfonici all'interno di un edificio;
- accesso ad internet in assenza di linea telefonica;
- domotica.

Gli standard DLC sono:

- X10 [28]: presenta una banda di trasmissione limitata e pertanto viene utilizzato soltanto in ambito domestico per semplici automazioni o per impianto antifurto
- ISO 14908 [29]: garantisce elevate prestazioni, flessibilità, affidabilità, facilità di installazione e manutenzione dei sistemi di automazione sia in ambito civile che industriale. E' lo standard utilizzato dai contatori elettronici di ENEL Distribuzione.

Le distanze massima coperte dai sistemi DLC sono intorno ai 400-500m. Oltre tali distanze si ha una perdita di segnale dovuta a giunzioni nei cavi ed interferenze esterne (la frequenza utilizzata dai sistemi DLC è la stessa utilizzata per le trasmissioni radiotelevisive).

Nelle reti di distribuzione la tecnologia DLC può essere applicata per la trasmissione dati:

- al livello di singolo edificio;
- al livello di comprensorio;
- al livello di distribuzione urbana in bassa tensione fino alla cabina secondaria.

Oggi i sistemi DLC sono utilizzati anche per applicazioni in media ed alta tensione. La banda di trasmissione è molto elevata, fino a dieci Mb/s, ma il raggio di azione e l'affidabilità possono essere ancora migliorate.

In Fig. 17 è rappresentato un adattatore DLC per barra DIN per contatori di energia elettrica.

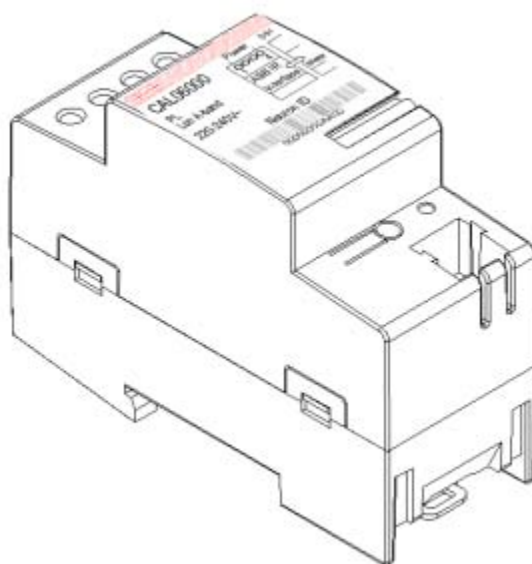


Fig. 17 – Adattatore DLC modulare per contatori di energia elettrica.

Wi-Fi e WIMAX

La tecnologia Wi-Fi sfrutta le onde radio per una connessione di dispositivi elettronici in modalità wireless. Lo standard utilizzato è l'IEEE 802.11 [30]. Esso permette di trasmettere fino a 11Mbps e utilizza il Carrier Sense Multiple Access con Collision Avoidance (CSMA/CA) come metodo di trasmissione delle informazioni.

I dati trasmessi viaggiano sulle frequenze nell'intorno di 2,4 Ghz.

Il sistema Wi-Fi viene utilizzato per connettere dispositivi aventi funzioni differenti quali PC, stampanti, etc, all'interno di un medesimo edificio o di edifici confinanti (campus universitario, policlinico, etc).

Per la trasmissione delle onde radio si utilizzano antenne omnidirezionali o settoriali (dette anche direttive). Le antenne omnidirezionali hanno un cono di emissione delle informazioni di 360° e vengono utilizzate per le comunicazioni all'interno di edifici. Le antenne settoriali, di forma parabolica e in grado di convogliare la totale potenza del segnale in un cono di trasmissione di ampiezza pari a circa 160°, sono utilizzate per il collegamento di dispositivi all'interno di edifici diversi, consentendo la comunicazione fino a distanze superiori (fino a 1km) a quelle consentite dalle antenne omnidirezionali. In questo caso gli edifici da connettere devono essere in vista e distanti non più di 200m.

Nel caso in cui si vogliono connettere dispositivi a distanze superiori si può utilizzare la tecnologia WiMax. Questa è una tecnologia wireless a banda larga che può utilizzare frequenze soggette al rilascio di licenza da parte di un ente o di semplice autorizzazione. La banda di frequenza utilizzata va dai 2,5 ai 10 GHz.

Utilizzando la tecnologia Wimax i dispositivi intercomunicanti non devono essere necessariamente in visibilità ottica reciproca.

Il WiMax può consentire una copertura a banda larga fino a 50 km. Lo standard utilizzato è l'IEEE 802.16 [31].

Nelle reti di distribuzione la tecnologia Wi-Fi può essere applicata per la trasmissione dati:

- al livello di singolo edificio;
- al livello di comprensorio.

La tecnologia WiMax trova applicazione per la trasmissione dati:

- al livello di comprensorio;
- al livello di distribuzione urbana in bassa tensione;
- al livello di distribuzione in media tensione per l'interconnessione di nodi MT anche molto distanti.

La Illinois Rural Electric Cooperative (IREC) ha recentemente installato un sistema di telecomunicazione di tipo Wi-Fi per monitorare tutte le sue cabine secondarie. Il sistema è in grado di fornire il servizio ad una velocità accettabile per la bassa densità di popolazione della zona [32].

In Fig. 18 è rappresentata la struttura di un sistema di telecomunicazioni WiMax.

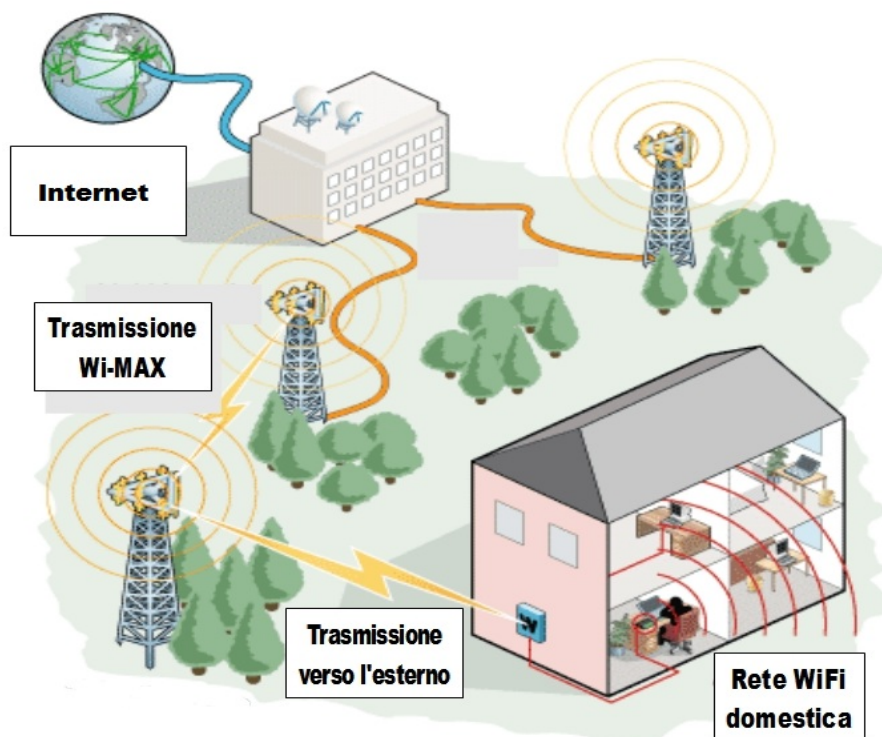


Fig. 18 – Comunicazioni in un sistema WiMax.

Reti pubbliche per la telefonia cellulare

Le reti pubbliche per la telefonia cellulare non sono state espressamente pensate per applicazioni legate alla rete, e sono destinate prevalentemente alla trasmissione di voci e brevi messaggi di testo e sono a servizio di una grande utenza.

Un sistema di trasmissione dati può utilizzare la rete di telefonia cellulare attraverso un provider privato. Ogni punto da collegare è dotato di una scheda SIM grazie alla quale trasmette i dati agli altri punti del sistema attraverso la rete radiomobile cellulare.

La rete radiomobile cellulare suddivide il territorio in celle, ad ognuna delle quali fa capo una stazione radiobase che si occupa della ricezione e trasmissione dati all'interno di una cella. La cella è l'unità più piccola in cui può essere suddiviso il territorio. Le celle si aggregano in Las (Location Areas) e queste, a loro volta, in MSC//VLR (Mobile Switching Center/Visitor Location Register) service area che svolgono la doppia funzione di collegamento alla rete di telefonia pubblica e di riconoscimento della posizione dell'utente mobile della rete di telefonia.

I vantaggi della trasmissione dati attraverso la rete di telefonia mobile sono legati sostanzialmente all'elevata velocità (gli standard 4G permettono di raggiungere decine di Mb/s), alla copertura quasi totale del territorio ed ai costi molto contenuti degli apparati utilizzati per la trasmissione. Tra gli svantaggi principali vi sono il costo del servizio che deve essere pagato al provider della telefonia e l'affidabilità della rete di trasmissione che diventa un elemento non più controllabile dall'utente ma interamente nelle mani del provider.

Questa tipologia di trasmissione trova applicazione a tutti i livelli. Viene utilizzata, in particolare a livello di distribuzione in bassa e media tensione, laddove non risulti conveniente realizzare una nuova infrastruttura di comunicazione né possibile utilizzare le onde radio.

Il servizio di telefonia cellulare viene utilizzato soprattutto quando non si necessita di grande affidabilità della rete né di trasmettere dati in tempo reale.

Un esempio di applicazione è nel campo della diagnostica. Nella ricerca guasti nelle reti MT le cabine di distribuzione comunicano con il centro di controllo inviando lo stato degli interruttori e le misure di alcune grandezze elettriche (tensioni e correnti) dai quali è possibile determinare il punto in cui è avvenuto il guasto. Data l'importanza del compito per il mantenimento di standard di qualità del servizio elevati, la rete di telefonia mobile viene usata in backup ad altri sistemi di trasmissione dati.

Sistemi radio

I sistemi radio hanno una banda di trasmissione ridotta, dell'ordine di alcune decine di kb/s, ma raggio di azione elevato (fino a 30 km). Possono essere utilizzate sia frequenze libere nella banda dei 900 MHz, sia frequenze dedicate VHF a 150 MHz o UHF a 400 Mhz.

I sistemi di trasmissione ad onde radio sono spesso l'unica soluzione in territori ampi dove l'orografia, la presenza di promontori, paludi, laghi, etc. impedisce la realizzazione di sistemi di trasmissione dati del tipo wired.

I sistemi ad onde radio sono facili da installare, hanno costi di gestione e manutenzione molto contenuti e permettono di coprire ampie zone con una sola antenna. Vengono utilizzate antenne per collegamenti punto-punto e punto-multipunto.

In Fig. 19 è rappresentato un modem radio per la trasmissione/ricezione dati da parte di un nodo della MG.



Fig. 19- Modem Radio (ABB modello AR400).

Tali sistemi di trasmissione sono utilizzati al livello della rete di distribuzione in MT o della rete di trasmissione in AT.

Tuttavia esistono anche applicazioni a livello di edificio per la comunicazione tra sensori, misuratori ed attuatori attraverso onde radio low power (ad esempio ZigBee [23]).

Un'applicazione di questa tipologia di sistema di trasmissione dati si può trovare in Ontario dove la società di distribuzione Hydro One ha realizzato una rete di telemisura dell'energia fornita ai suoi utenti e dove, con la prospettiva di rendere sempre più smart la rete, ha in progetto l'integrazione del sistema di telecomunicazione ad onde radio attualmente esistente con le nuove tecnologie WiMax [33].

Sistemi di trasmissione satellitare

I sistemi di trasmissione che utilizzano il canale satellitare vanno sempre più diffondendosi in quanto in grado di raggiungere oggi velocità di trasmissione dati sempre più elevate, dell'ordine di quelle offerte dalle linee ADSL terrestri (alcuni Mb/s).

Le frequenze di trasmissione si aggirano intorno di alcuni GHz. Questo può provocare interferenze con altri apparati sensibili alle trasmissioni ad elevata frequenza.

Per l'utilizzo di un tale sistema di trasmissione, in ogni nodo della rete da connettere deve essere installato un modem satellitare ed un'antenna satellitare.

Il sistema è molto semplice e ha costi di gestione e manutenzione bassi.

Anche i sistemi di comunicazione satellitare sono gestiti da operatori privati e la realizzazione di sistemi a banda larga implica costi elevati per il pagamento ai privati del servizio di trasmissione, e per l'acquisto delle antenne.

Le applicazioni principali sono nella fornitura di internet a banda larga nei luoghi in cui non arriva un sistema di trasmissione in cavo, il controllo delle reti elettriche, il rilevamento dei dati ambientali.

Tali sistemi di trasmissione sono utilizzati al livello della rete di distribuzione in MT o della rete di trasmissione in AT.

Componenti del sistema di controllo intercomunicanti

I sistemi di comunicazione su descritti consentono di mettere in comunicazione diversi dispositivi presenti nelle reti elettriche tra questi, con riferimento alle reti di

distribuzione in media tensione, i principali dispositivi intercomunicanti sono il DMS, i PLC, le RTU e i sistemi di misura.

Il DMS è il Distribution Management System cioè il centro di controllo della MG. Esso, oltre ad assicurare un'operatività sicura ed efficiente della MG, fornisce al gestore di rete tutte le informazioni necessarie per la pianificazione e l'esercizio del sistema.

Al fine di un controllo efficace e rapido della rete, il DMS deve garantire due possibili modalità operative:

adaptive mode: funzionamento in condizioni di normale funzionamento. A intervalli prestabiliti il controllore di rete interroga alternativamente le varie unità periferiche, chiamate Remote Terminal Unit (RTU), le quali inviano i dati relativi alle misure effettuate. Il controllore valuta lo stato della rete e mantiene le condizioni operative ideali al fine di massimizzare la produzione istantanea delle unità di generazione distribuita, la qualità del servizio di alimentazione alle utenze, l'economicità del sistema, il rendimento di distribuzione dell'energia attraverso una minimizzazione delle perdite in rete ed i benefici ambientali;

restorative mode: funzionamento in condizioni anomale. Le RTU segnalano immediatamente, al di fuori degli intervalli di interrogazione prestabiliti, ogni variazione anomala delle grandezze misurate remotamente. Il controllore di rete interroga le altre RTU, valuta l'eventuale cambiamento dello stato della rete ed esegue le azioni di controllo ottimali per riportare la rete in condizioni ordinarie di funzionamento.

Nei nodi di sezionamento e nei nodi rilevanti ai fini diagnostici sono installati delle Programmable Logic Controller (PLC) per il comando in apertura e chiusura dei sezionatori. I PLC sono dotati di porte per collegamento alla rete ethernet e sono adatti al comando di più componenti.

In Fig. 20 è rappresentato, a titolo di esempio, un PLC in cui si notano le porte di rete ethernet ed altre porte di comunicazione ed i moduli di espansione per i moduli I/O.

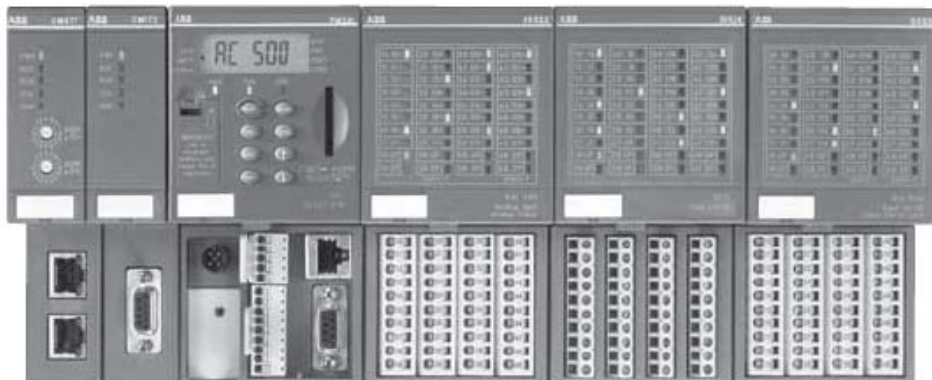


Fig. 20 – Programmable Logic Controller.

Nei nodi di generazione sono installate delle Remote Terminal Unit, comunicanti con il DMS. Le RTU sono in grado di monitorare e controllare uno o più processi anche in modo totalmente autonomo, seguendo una programmazione preimpostata, senza l'intervento del DMS.

Esse sono il cervello dei sistemi SCADA, e possono essere considerati dei PLC più evoluti in grado di monitorare e controllare un gran numero di grandezze elettriche e non. Per questo motivo sono più adatte dei PLC nei nodi di generazione dove sono numerose le variabili da tenere sotto controllo (tensione, corrente, potenza attiva e reattiva, temperatura, livello del carburante, etc.) e dove i primi fallirebbero a causa della loro lentezza.

Le RTU possono essere utilizzati per l'automazione delle sottostazioni o per il controllo delle reti di distribuzione ed in genere supportano vari protocolli tra cui il protocollo IEC 61850 [34]. Sono programmabili in accordo alla norma IEC 61131-3 [35]. Hanno una interfaccia umana integrata (HMI) che rende facile il loro utilizzo e l'intervento dell'operatore umano sul programma implementato. Le dimensioni della RTU aumentano con la complessità dell'impianto da realizzare. In Fig.21 è rappresentato, a titolo di esempio, una RTU installata in un piccolo armadietto rack.



Fig. 21 - RTU.

I.3.2.2. Architetture del sistema di telecomunicazione

Alle diverse descritte architetture dei sistemi di controllo si sovrappongono diverse architetture dei sistemi di telecomunicazione, in cui topologia e livello gerarchico sono legate alle caratteristiche della comunicazione fisica fra i nodi.

Queste sono essenzialmente:

- natura del segnale (analogico/digitale)
- codifica del segnale
- topologia fisica della rete di telecomunicazioni
- accesso al mezzo
- gestione degli errori e delle collisioni
- strutturazione del frame (pacchetto di dati)
- indirizzamento (uno a uno, uno a molti, tutti)
- problematiche legate al mezzo fisico (direzionalità, banda passante, immunità al rumore, etc...).

Fra queste caratteristiche, la più rilevante ai fini della caratterizzazione del sistema di controllo di sistemi per l'alimentazione di distretti energetici è forse l'accesso al mezzo. In relazione all'architettura di sistema di controllo adottata, anche le tecniche di accesso al mezzo possono infatti essere suddivise nel modo che segue:

- 1) ad accesso centralizzato
- 2) ad accesso distribuito
- 3) ad accesso multiplo.

Nel caso ad accesso **centralizzato**, il master dà la parola agli slave secondo una scaletta prestabilita (polling); nel caso ad accesso **distribuito**, più stazioni (multimaster) o tutte le stazioni (accesso distribuito) possono prendere il controllo del bus (Token passing); nel caso ad accesso **multiplo**, infine, tutte le stazioni gestiscono autonomamente l'accesso (la gestione delle collisioni avviene attraverso la tecnica Carrier Sense Multiple Access). In questo ultimo caso, la comunicazione può essere 'event driven'.

Poiché gli scopi del sistema di telecomunicazioni sono diversi da quelli del sistema di controllo, sarà possibile avere diverse architetture per i due sistemi anche se la topologia fisica dovrà essere la stessa.

In ogni caso, è interessante correlare le diverse caratteristiche dei due sistemi alle funzionalità richieste ed espletate in una rete elettrica a servizio di un distretto energetico partendo da una classificazione dei sistemi di telecomunicazione basata sulla topologia fisica. Questa può essere:

- in linea;
- ad anello;
- a stella;
- ad albero.

Nelle topologie "in linea", Fig. 22, tutti i dispositivi sono interconnessi attraverso un unico canale al quale sono collegati in derivazione. E' il caso dei sistemi domotici, in cui comandi, attuatori, sensori, centrali, etc. sono derivati dal bus. Tutte le architetture del sistema di controllo analizzate (centralizzato, distribuito, gerarchico) sono sovrapponibili a tale topologia.

La scelta del sistema di controllo influenza la scelta del mezzo trasmissivo e dei protocolli utilizzati. Le tecniche di indirizzamento possono infatti fare sì che la trasmissione sia uno a uno, uno a molti, o fra tutti.

Lo svantaggio fondamentale di tale sistema è la scarsa affidabilità dovuta al fatto che l'intero sistema di comunicazione può essere compromesso dall'interruzione del bus.

Di solito tali architetture richiedono la possibilità di trasmissione del segnale bidirezionale (Full duplex) e contemporanea. Quindi la scelta del mezzo trasmissivo è legata anche a questa caratteristica.

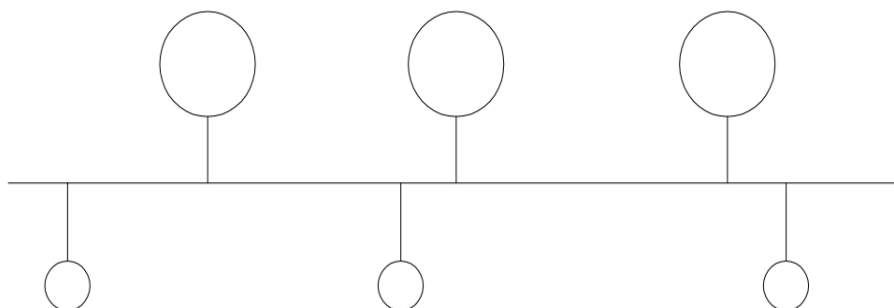


Fig. 22 – Collegamento in linea.

Nelle architetture del tipo "ad anello", Fig. 23, tutti i dispositivi sono interconnessi attraverso un unico canale chiuso su se stesso. E' il caso dei sistemi di rivelazione incendi in cui tutti i rivelatori, pulsanti di allarme, fermi elettromagnetici, sirene, etc. sono collegati ad un anello facente capo alla centrale di rivelazione.

Tutte le architetture del sistema di controllo analizzate sono comunque sovrapponibili a tale topologia, sebbene quella distribuita o gerarchica sono le più comuni. Solitamente viene implementato un sistema in cui la trasmissione è unidirezionale e l'accesso al mezzo è del tipo 'token passing', quindi basato su un permesso di

trasmettere corrispondente ad uno slot temporale assegnato alla comunicazione di ciascun nodo in successione seguendo un certo verso nell'anello.
La scelta del sistema di controllo influenza la scelta del mezzo trasmissivo e dei protocolli utilizzati. La tecnica di indirizzamento è uno a uno.

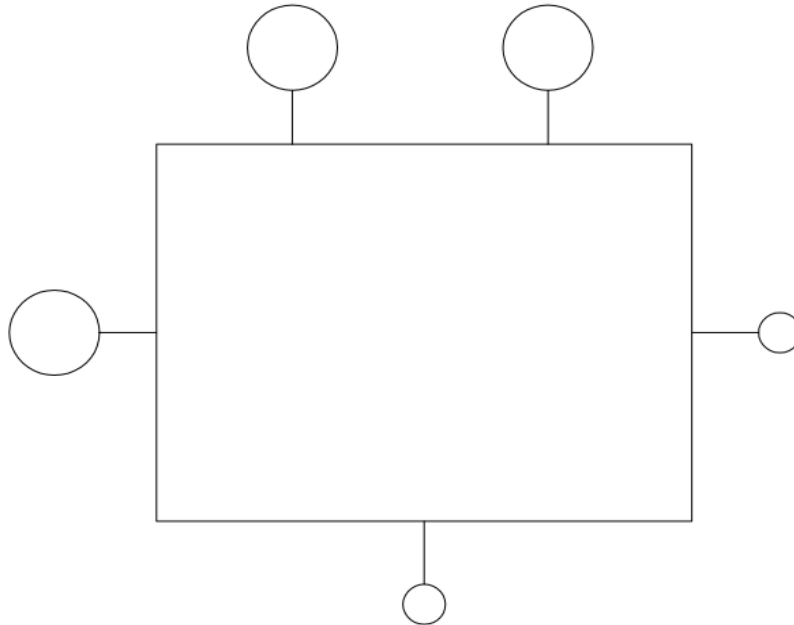


Fig. 23 – Collegamento ad anello.

Il grado di affidabilità è superiore rispetto al caso precedente: a differenza del collegamento in linea devono verificarsi due guasti contemporanei nell'anello affinché la trasmissione dei dati nel sistema venga compromessa.

Nelle architetture del tipo "a stella", Fig. 24 tutti i dispositivi sono interconnessi ad un punto centrale, anche attraverso canali fisici diversi (cavi, IR, etc.). E' il caso dei sistemi diagnostici per la rilevazione dei guasti nelle reti di distribuzione, o del sistema di smart metering in cui i contatori elettronici comunicano con il concentratore via cavo o onde radio.

Anche in questo caso, tutte le architetture del sistema di controllo analizzate sono sovrapponibili alla topologia a stella, sebbene quella centralizzata sia la più comune per questa topologia. Solitamente viene implementato un sistema in cui la trasmissione è unidirezionale e l'accesso al mezzo è del tipo 'master slave': il nodo centrale interroga i nodi slave e dà loro il permesso di trasmettere dati.

La tecnica di indirizzamento è uno a molti.

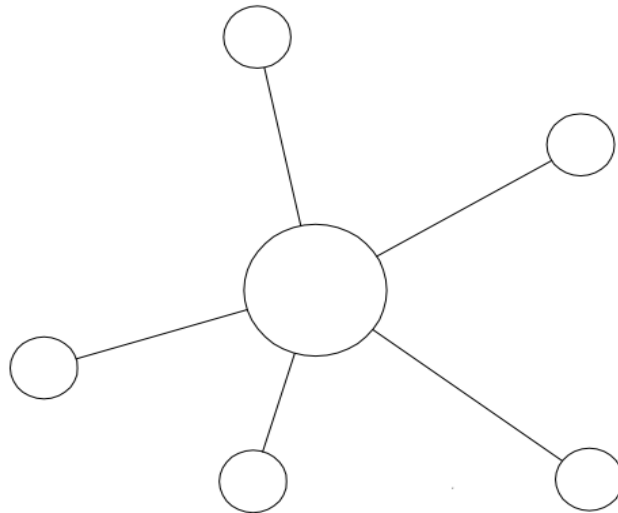


Fig. 24 – Collegamento a stella.

Nelle architetture del tipo "ad albero", Fig. 25 gruppi di dispositivi sono interconnessi ad alcuni dispositivi concentratori e questi, a loro volta, sono connessi ad un punto centrale attraverso canali fisici anche diversi (cavi, IR, etc.). E' il caso dei sistemi per il cablaggio strutturato degli edifici, o i sistemi Wi-Fi o WiMax.

Anche in questo caso, tutte le architetture del sistema di controllo analizzate sono sovrapponibili alla topologia ad albero, sebbene quella gerarchica sia la più comune per questa topologia. Solitamente viene implementato un sistema in cui la trasmissione è unidirezionale nei livelli più bassi ed è bidirezionale nei livelli più alti; l'accesso al mezzo è del tipo 'master slave' nella parte inferiore e decentralizzato nei livelli più alti.

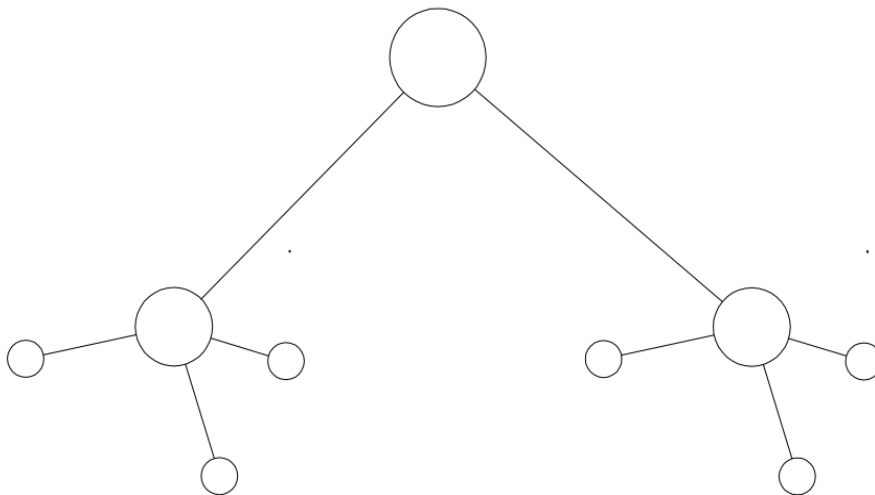


Fig. 25 – Collegamento ad albero.

1.3.2.2. Logiche di controllo

Le fondamentali logiche di controllo dei sistemi di supervisione descritti impiegati nell'ambito dei distretti energetici possono essere essenzialmente tre:

- 1) **Energy**
- 2) **Peak shaving**
- 3) **Island.**

La logica di controllo '**Energy**' si riferisce primariamente alla possibilità di minimizzare il consumo di energia dovuto a perdite per effetto Joule ed altri obiettivi connessi all'efficienza energetica del sistema. La gestione ottimizzata dei sistemi di accumulo di energia elettrica e termica e delle unità per la generazione distribuita di energia e dei carichi è alla base di tale logica di controllo.

In tale caso, l'orizzonte temporale di riferimento sono le 24 ore successive e le variabili di ottimizzazione sono i set-point (attivi e reattivi) delle risorse energetiche controllabili. Altre variabili da considerare sono i carichi differibili che assieme ai sistemi di accumulo giocano un ruolo fondamentale nella gestione ottimizzata del rendimento energetico del distretto energetico.

La logica di controllo '**Peak shaving**' ha come obiettivo fondamentale quello di appiattire il diagramma di carico del sistema. Nel caso di sistemi isolati con prevalenza di alimentazione da fonti non rinnovabili (i.e.: centrale diesel nelle isole geografiche o più microturbine), il conseguimento di tale obiettivo consente di massimizzare l'efficienza di tali risorse energetiche. E' infatti noto che il funzionamento di tali risorse è massimamente efficiente in prossimità della loro potenza nominale. Gli obiettivi in tal caso saranno quelli di minimizzazione del numero di variazioni di regime di tali risorse e del mantenimento del loro funzionamento a potenza nominale. In tal caso, le variabili sono ancora una volta i set point dei generatori controllabili e i carichi differibili.

Infine, la logica '**Island**' si riferisce al funzionamento in isola del sistema e come obiettivo principale considera la possibilità di alimentare il carico senza intaccare la stabilità del sistema in termini di frequenza. La ottimizzazione in tal caso, prioritariamente svolgerà una verifica della suddetta condizione agendo sui carichi che possono essere distaccati ed adeguerà l'esercizio ottimizzando altri obiettivi come le minime perdite e la sicurezza di funzionamento in presenza di perturbazioni.

In relazione alla tipologia di sistema energetico considerato, le descritte logiche di controllo potranno essere implementate su un sistema di controllo centralizzato di tipo master slave in ambienti domotici o gerarchico nel caso di 'smart buildings'. In questo ultimo caso, l'architettura del sistema di controllo è diversificata, possedendo una struttura decentralizzata nella parte superiore dell'albero e centralizzata e di tipo Master/Slave nella rete di campo. Nel caso di smart microgrids e di smartgrids, la scelta dell'architettura del sistema di controllo è influenzata da diversi elementi; oltre al problema della trasmissione di segnali e comandi su lunghe distanze, ci si pone il problema del ruolo che hanno i nodi nella logica di controllo considerata. Con riferimento alle problematiche di efficienza energetica, se i nodi di alimentazione hanno tutti una potenza confrontabile, circostanza più frequente nelle microreti di bT, allora ci si può porre il problema di identificare il nodo in cui installare il controllore centrale. Questo sarà in posizione baricentrica rispetto agli altri nodi e di facile accesso. Se è presente un nodo di alimentazione alla rete principale, il controllore centrale verrà comunque posto in prossimità di tale nodo, dovendo esso sovrintendere anche alle problematiche di distacco e riconnessione alla rete principale.

Nei sistemi di distribuzione di MT, occorre anche svolgere funzioni relative alla diagnostica dei guasti ed alla riconfigurazione della rete, è quindi immaginabile una struttura gerarchica di tipo multi-master, nella quale le funzioni di supervisione, controllo e diagnostica sono distribuite e nel tempo possono essere delegate ai diversi nodi in relazione alla posizione ed alle funzioni che essi devono svolgere (diagnostica) o agli eventi che hanno luogo (guasti/manutenzione).

Solitamente comunque il controllore centrale, anche in questo caso, viene posizionato in prossimità del nodo AT/MT. Per la descrizione in maggiore dettaglio del sistema di controllo e trasmissione dei dati per le diverse unità di generazione, carico ed accumulo nei casi studio esaminati, si rimanda ai paragrafi dedicati alle applicazioni.

Bibliografia

- [1] Marco Annunziato, Giacomo Iannandrea, STRUMENTI ENEA PER IL SUPPORTO ALLO SVILUPPO DELLA COMPETITIVITA' NAZIONALE NELL'EFFICIENZA ENERGETICA (2007) Workshop Risparmio energetico strumento per la competitività
- [2] STUDIO DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE PRELIMINARE DI DIMOSTRATORI DI RETI ELETTRICHE DI DISTRIBUZIONE PER LA TRANSIZIONE VERSO RETI ATTIVE. G. Graditi, I. Bertini (ENEA) S. Favuzza, M.G. Ippolito, F. Massaro, R. Musca, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo (DIEET Università di Palermo) Settembre 2010
- [3] Alireza Bagherian, S.M.Moghaddas Tafreshi, A developed Energy Management System for a Microgrid in the Competitive Electricity Market, 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania
- [4] N.W.A. Lidula, A.D. Rajapakse, Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15 (2011) 186-202.
- [5] Navigant Consulting Inc., "Final Report Microgrids Research Assessment for the US Department of Energy's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability and the California Energy Commission's Public Interest Energy Research Program", May 2006.
- [6] Tesi di dottorato di Giangiuseppe Soma: Microreti di distribuzione per il miglioramento dell'efficienza energetica e della qualità del servizio nel terziario e nell'industria, Università di Cagliari, 2009
- [7] Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 luglio 2006, n. 160/06, di approvazione della relazione: "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico" predisposta dalla Direzione Energia elettrica, disponibile sul sito internet [www. autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).
- [8] G. Ciaccia, A. Galliani, F. Luiso, M. Pezzaglia - Quadro normativo e regolatorio nazionale -applicabile alla generazione distribuita. Parte prima. La Termotecnica • Novembre 2006
- [9] <http://www.dabove.com>
- [10] <http://www.zeroemission.enea.it>
- [11] Ennio Macchi, Stefano Campanari: "Generazione Distribuita"- Enciclopedia degli idrocarburi - Istituto della enciclopedia italiana Fondata da Giovanni Treccani; Vol. III, Cap.5.3
- [12] Giovanni Battista Zorzoli: "Trasporto, distribuzione e accumulo di energia elettrica"- Enciclopedia degli idrocarburi - Istituto della enciclopedia italiana Fondata da Giovanni Treccani; Vol. III, Cap.5.7
- [13] Michele Urbani, Naida Corsi: "Confronto tra diversi sistemi di accumulo di energia". Atti del 6° Congresso Nazionale CIRIAF. Perugia 7-8 aprile 2006.
- [14] Adel Mellit, Alessandro Massi Pavan: "A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy" - Solar Energy n.84 2010 pp.807-821

- [15] SAFAK SAĞLAM Analyses of Solar Energy Power Generation Depending on Meteorological Conditions for Istanbul ADVANCES in ENERGY PLANNING, ENVIRONMENTAL EDUCATION and RENEWABLE ENERGY SOURCES
- [16] Cai Tao, Duan Shanxu, and Chen Changsong "Forecasting Power Output for Grid-connected Photovoltaic Power System without using Solar Radiation Measurement" 2010 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems
- [17] Ying-Zi Li, Lin He, Ru-Qing Nie : "Short-term Forecast of Power Generation for Grid-Connected Photovoltaic System Based on Advanced Grey-Markov Chain" - International Conference on Energy and Environment Technology 16-18 Oct. 2009
- [18] Analog Method for Collaborative Very-Short-Term Forecasting of Power Generation from Photovoltaic Systems V. Gomez, G. Hebrail, L. Dubus, V. Leboucher, C. Chaussin, EDF France.
- [19] P.J. Santos, A.G. Martins and A.J.Pires , — Designing the input vector to ANN-based models for short-term load forecast in electricity distribution systems, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 29, pp 338-347, May 2007.
- [20] H.S. Hippert, C.E. Pedreira, and R.C. Souza, —Neural networks for short-term load forecasting: A review and evaluation, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 16, pp. 44-55, Feb. 2001.
- [21] G. Ala et al. Contract for the support of household appliances control and monitoring applicatio interworking specification, 2007, Mc Graw Hill.
- [22] I. Bertini, F. Ceravolo, M. De Felice, B. Di Pietra, F. Margiotta, S. Pizzuti, G. Puglisi Sviluppo dell'ambiente di progettazione Optimal DESign for Smart Energy – ODESSE, RdS, 2009
- [23] F. L. Bellifemine, C. Borean, R. De Bonis - Smart Grids: Energia e ICT - Notiziario tecnico Telecom Italia – n.3, pp. 15-32 – 2009
- [24] Dacfey Dzung, Thomas Von Hoff, James Stoupis, Mathias Kranich (2010). Connected: The nervous system of the smart grid – ABB Review. N. 1/10, pp. 33-37.
- [25] ISO/IEC 11801 - Generic cabling for customer premises – 2002
- [26] Norma CEI EN 50173 - Tecnologia dell'informazione. Sistemi di cablaggio generico – 2008
- [27] EIA/TIA 568 - Commercial Building Telecommunications Wiring Standards - 1995
- [28] Standard and Extended X10 Code Protocol Specification.
- [29] ISO 14908 - Open Data Communication in Building Automation, Controls and Building Management -- Control Network Protocol
- [30] <http://standards.ieee.org/findstds/standard/802.11n-2009.html>
- [31] IEEE 802.16j - Standard for Local and metropolitan area networks – 2009
- [32] <http://www.trilliantinc.com/> - Rural Utility Delivers Broadband Services Using Wireless WAN - 2009
- [33] <http://www.trilliantinc.com/> - The Hydro One smart network: the future has arrived - 2009
- [34] IEC 61850 - Communication networks and systems in substations – 2010
- [35] IEC 61131-3 - Programmable controllers - Part 3: Programming languages - 2003
- [36] Advanced control architectures and control concepts for MORE MICROGRIDS, More microgrids FP7 EU project 2008.
- [37] J. Oyarzabal, J. Jimeno, J. Ruela, A. Engler, C. Hardt (2005). Agent based Micro Grid Management System. International Conference on Future Power Systems 2005. Amsterdam, 18 Novembre 2005.