



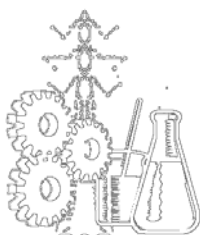
UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CAGLIARI

FACOLTA' DI INGEGNERIA

Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica

Dottorato in Ingegneria Industriale

CICLO XIX



**PIANIFICAZIONE E GESTIONE DELLE RETI DI
DISTRIBUZIONE ATTIVE**

Massimo Loddo

Ringrazio i miei genitori per tutto quello che hanno fatto e continuano a fare per me.

Ringrazio gli amici del Gruppo Sistemi Elettrici per l'Energia con i quali ho avuto il piacere e l'onore di collaborare durante questi anni ed in modo particolare il Prof. Pilo per avermi concesso l'opportunità di una crescita professionale solida e preziosa.

INDICE

GLOSSARIO	V
INTRODUZIONE.....	1
1. LA GENERAZIONE DISTRIBUITA	4
1. 1. Generalità	4
1. 2. Tecnologie per la GD	7
1.2.1 Motori alternativi	7
1.2.2 Turbine a gas	10
1.2.3 Microturbine.....	12
1.2.4 Celle a combustibile.	14
1.2.5 Tecnologie per generazione da biomasse	16
1.2.6 Impianti idroelettrici.....	17
1.2.7 Impianti fotovoltaici	18
1.2.8 Impianti eolici.....	19
1. 3. Problematiche di connessione della GD alla rete	22
1.3.1 Introduzione	22
1.3.2 Impatto sulla rete	23
<i>Regolazione della tensione</i>	<i>24</i>
<i>Correnti di corto circuito.....</i>	<i>25</i>
<i>Power Quality</i>	<i>25</i>
<i>Selettività delle protezioni</i>	<i>26</i>
2. GD E RETI DI DISTRIBUZIONE TRADIZIONALI	28
2. 1. Generalità	28
2. 2. Schemi di rete	31
2.2.1 Reti radiali.....	31
2.2.2 Reti magliate.....	34
2. 3. Il sistema di distribuzione in Italia	37
2.3.1 La situazione attuale.....	37
2.3.2 Evoluzione della rete di distribuzione a MT.....	42
3. LE RETI DI DISTRIBUZIONE ATTIVE.....	45
3. 1. Introduzione	45
3. 2. La rete attiva.....	47
3. 3. Implementazione delle reti attive.....	50
3.3.1 Esempio di implementazione	55
3. 4. Aspetti economici legati alle reti attive	57
3.4.1 L'esperienza inglese.....	60
3.4.2 La situazione italiana	63
3. 5. Analisi tecniche ed economiche per le reti attive.....	65

3.5.1 Sfruttamento di linee e macchinari.....	66
3.5.2 Riduzione delle perdite	68
3.5.3 Continuità del servizio	70
3.5.4 Il mercato dei servizi ancillari.....	72
3.5.5 Regolazione del profilo di tensione.....	74
3. 6. Effetti negativi dell'impiego delle reti attive.....	75
3. 7. Le motivazioni per il cambiamento	76
4. LE RETI DI DISTRIBUZIONE INNOVATIVE.....	79
4. 1. Generalità	79
4. 2. La MicroGrid.....	80
4.2.1 Elementi caratteristici delle MicroGrid.....	84
4.2.2 Tecnologie disponibili per l'accumulo di energia	85
4.2.3 Cicli combinati calore-energia elettrica (CHP).....	87
4.2.4 Vantaggi e svantaggi delle MicroGrid	87
4.2.5 Sistemi di protezione	92
4.2.6 Comunicazione nelle MicroGrid.....	93
4. 3. La Smart Grid	94
4.3.1 Sistemi di comunicazione.....	97
4.3.2 L'elettronica	97
4. 4. La Virtual Utility	98
4. 5. La rete in corrente continua.....	105
4. 6. Conclusioni.....	106
5. ALGORITMI PER LA RICONFIGURAZIONE IN TEMPO REALE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE	109
5. 1. Introduzione	109
5. 2. Scenari di applicazione nelle reti di distribuzione.....	111
5. 3. Metodologia proposta per la gestione attiva	113
5. 4. Funzione Obiettivo	116
5. 5. Esempi di gestione attiva su rete test.....	125
6. LA GESTIONE ATTIVA NELLA PIANIFICAZIONE	135
6. 1. Gli strumenti di pianificazione tradizionali	135
6. 2. Pianificazione delle reti con GD	137
6. 3. Nuove strategie di pianificazione.....	140
6. 4. La gestione attiva nella pianificazione.....	142
6. 5. Inserimento di ACTIVNET nel Software SPREAD	144
6. 6. Le statistiche di intervento	158
7. RISULTATI.....	160
7. 1. Introduzione	160

7. 2. La gestione attiva nella pianificazione della rete.....	160
7. 3. La gestione attiva nell'allocazione ottima della GD	169
CONCLUSIONI	175
APPENDICE A.....	178
APPENDICE B.....	187
BIBLIOGRAFIA	197

GLOSSARIO

AG Algoritmi Genetici
AM Active Management
ASSD Automatic Sectionalizing Switching Device
CAPEX Capital Expenditure
CERTS Consortium for Electric Reliability Technology Solutions
CHP Cogenerazione (Combined Heat and Power)
DM Decision Maker
DER Risorse Energetiche Distribuite
DMS Distribution Management System
DSM Demand Side Management
DSO Distribution System Operator
DSR Demand Side Response
EMS Energy Management System
ESCO Energy Services Company
FACTS Flexible AC Transmission System
FO Funzione Obiettivo
GC Generation Curtailment
GD Generazione Distribuita
GE Generatori Eolici
GSE Gestore Sistema Elettrico
ICT Information and Communication Technology
IEA Agenzia Internazionale per l'Energia
IED Intelligent Electronic Devices
IMS Interruttori di Manovra Sezionatori
ISO Independent System Operators
IUT Intelligent universal transformer
MLC Marginal Loss Coefficient
MO Multiobiettivo

NTO Network Topology Optimization
OPEX Operating Expenses
PCC Punto di Accoppiamento Comune
pdf Probability Density Function
PL Programmazione Lineare
PLF Probabilistic Load Flow
PQ Power Quality
PREDA Pianificazione delle Reti di Distribuzione Attive
PROLOCO Prototipo per la Localizzazione Ottima della GD
PV Sistemi Fotovoltaici
RA Risk Analysis
RES Renewable Energy Systems
RL Responsive Loads
RTN Rete Trasmissione Nazionale
SA Stability Areas
TD Teoria delle Decisioni
UMWG Unitary Module of Wind Generation
WT Wind Turbines

INTRODUZIONE

Nel corso degli anni, il sistema di distribuzione dell'energia elettrica è stato progettato considerando un flusso di potenza unidirezionale, secondo gli schemi più classici della trasmissione dell'energia. Un tale sistema, caratterizzato da una topologia prevalentemente radiale, non è stato quindi concepito per supportare la Generazione Distribuita (GD) e pertanto non è adatto alla sua diffusione, se non in quantità marginale.

Tuttavia, la necessità di maggiore flessibilità del sistema elettrico, i nuovi scenari legislativi ed economici, il risparmio energetico e l'impatto ambientale stanno apportando notevoli spinte per lo sviluppo di sistemi distribuiti di generazione ed accumulo di diverse tecnologie. Conseguentemente, nello scenario futuro più plausibile il sistema di distribuzione ospiterà quindi diverse unità GD e sarà sempre più contraddistinto da porzioni di rete localmente magliate e da flussi bi-direzionali di potenza.

E' pertanto chiaro che una massiccia diffusione della GD non potrà che comportare, nel lungo periodo, una profonda rivisitazione degli schemi delle reti di distribuzione e della filosofia di controllo e protezione, che renderà la rete di distribuzione del futuro simile alla attuale rete di trasmissione. Risulta quindi evidente come la presenza di GD nel sistema di distribuzione possa introdurre problemi di carattere gestionale, influenzando significativamente le procedure operative classiche. Una di queste procedure operative è la riconfigurazione della rete, definita come un'alterazione della struttura topologica della rete di distribuzione per mezzo di manovre (apertura – chiusura) sui dispositivi di sezionamento e interruzione. Gli obiettivi principali perseguiti da una corretta riconfigurazione del sistema consistono nella riduzione delle perdite, nel bilanciamento dei carichi e nella conseguente riduzione delle situazioni di sovraccarico, nel miglioramento del profilo di tensione e nell'incremento dell'affidabilità.

In passato [1-4] tali obiettivi sono stati perseguiti esclusivamente mediante analisi off-line a causa sia dell'elevato onere computazionale, imputabile principalmente alle grandi dimensioni dei sistemi e alle molteplici combinazioni di configurazioni possibili, sia dell'elevato grado di staticità delle condizioni di esercizio dell'intero sistema di distribuzione, i cui cambiamenti erano associabili soltanto alla variazione dei carichi e alle possibili contingenze (fuori servizio e manutenzioni delle linee). Attualmente, con l'avvento della GD nei sistemi di distribuzione (in particolar modo dalle unità di produzione da fonte rinnovabile) e l'introduzione del concetto di Demand Side Response (DSR), che considera il carico come risorsa essenziale del sistema, si assiste ad un notevole incremento delle possibili variazioni delle condizioni operative nel sistema di distribuzione (variazione dei carichi, aleatorietà della generazione da fonti rinnovabili, variazione del costo dell'energia, aumento delle possibili contingenze), tale da rendere opportuna la ricerca di adeguati strumenti decisionali in grado di operare in tempo reale (on-line) e di consentire un controllo attivo della rete. D'altra parte, le nuove opportunità offerte dalle moderne tecniche di automazione e comunicazione rendono teoricamente possibile una gestione innovativa della rete di distribuzione [5] che prevede, unitamente alla continua riconfigurazione ottima, eventuali azioni di DSR e di Generation Curtailment al variare delle condizioni operative del sistema.

La finalità della presente tesi è quella di fornire un valido strumento per la gestione attiva dei sistemi di distribuzione in presenza di GD, in grado di effettuare la riconfigurazione ottima delle reti e di ottimizzare eventuali strategie di DSR (conseguenti a condizioni di sovraccarico ed elevate cadute di tensione) e di Generation Curtailment (conseguenti a condizioni di massima generazione e minimo carico). A tal proposito è stato sviluppato un programma per la gestione attiva delle reti di distribuzione che, sulla base di dati relativi alla previsione del carico e della generazione ed alla eventuale indisponibilità di linee causata da guasti o da manutenzioni programmate, consente di individuare di volta in volta l'assetto ottimo della rete [6].

Grazie all'elevata velocità di elaborazione questo programma può inoltre essere utilizzato anche in fase di pianificazione [7]. La gestione attiva delle reti di distribuzione, con la partecipazione attiva di generatori e carichi nella gestione del sistema, è infatti la soluzione più promettente per favorire l'integrazione delle fonti di energia rinnovabile e per migliorare l'efficienza della fornitura di energia. Così come riconosciuto in ambito internazionale [8, 9, 10], trascurare questi aspetti nella pianificazione ottima delle reti porta sicuramente a soluzioni antieconomiche e determina barriere allo sviluppo. Questa negligenza potrebbe addirittura causare problemi di power quality, di affidabilità, di efficienza energetica, di regolazione e controllo del sistema. Qualora correttamente implementata nella pianificazione, la gestione attiva è invece in grado di migliorare l'affidabilità, favorire una buona regolazione della tensione e ridurre le perdite di energia. Essa potrebbe inoltre contribuire a far fronte alla crescita della domanda di energia ad alta qualità, sfruttando l'assetto di rete esistente e differendo nel tempo gli investimenti, altrimenti inevitabili, per rinforzare il sistema.

A conferma di quanto affermato in precedenza, nell'ultima parte della tesi saranno presentati alcuni esempi significativi al fine di illustrare i benefici derivanti dal considerare la gestione attiva nella pianificazione delle le reti di distribuzione.

CAPITOLO 1

1. LA GENERAZIONE DISTRIBUITA

1. 1. Generalità

La prevista crescita dei consumi energetici e la riduzione delle disponibilità di risorse, causeranno sicuramente un aumento della dipendenza energetica, sia europea che nazionale; per questi motivi risulta indispensabile sostenere l'obiettivo di un migliore utilizzo dell'energia primaria, unitamente ad una maggiore attenzione agli aspetti di impatto ambientale. La necessità della sicurezza della fornitura elettrica e della riduzione dei gas serra trova nella crescita della Generazione Distribuita e nelle tecnologie a fonte rinnovabile quelle componenti essenziali verso uno sviluppo sostenibile.

La liberalizzazione del mercato elettrico, l'adozione di obiettivi ambientali internazionali come le direttive sulle rinnovabili e il protocollo di Kyoto, il continuo sviluppo delle tecnologie di generazione, automazione e comunicazione sono i principali elementi che sostengono l'interesse e lo sviluppo sempre maggiore del concetto di generazione distribuita.

Dall'analisi delle diverse definizioni della Generazione Distribuita in ambito internazionale, nonché dall'analisi del quadro normativo nazionale, è possibile dedurre che essa consiste in un nuovo modello di produzione e distribuzione di energia, che si basa sull'integrazione nelle reti elettriche di piccoli-medi impianti (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW) generalmente connessi alla rete di distribuzione.

Le unità di Generazione Distribuita sono installate principalmente per perseguire i seguenti obiettivi:

- a) alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica (è noto che la stragrande maggioranza delle unità

di consumo risultano connesse alle reti di distribuzione dell'energia elettrica) molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;

- b) sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

Per quanto riguarda gli elementi del quadro normativo nazionale potenzialmente concorrenti alla definizione della generazione distribuita, si osserva che in varie normative attualmente vigenti viene introdotta una soglia pari a 10 MVA al di sotto della quale sono previsti, per gli impianti di generazione, semplificazioni e trattamenti differenziati rispetto agli altri impianti [11]. La Generazione Distribuita (GD) può essere dunque definita come *l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA*, soglia atta all'individuazione di particolari insiemi di tipologie di produzione normalmente connesse alle reti di distribuzione (direttiva 2003/54/CE), alle quali risultano applicabili particolari regimi di connessione e di cessione dell'energia elettrica.

Un sottoinsieme della GD è rappresentato dalla Microgenerazione (MG), 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].

Spesso le unità GD sono localizzate in prossimità dell'utente finale, contribuendo così a ridurre la necessità d'investimenti e d'infrastrutture per aumentare la capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione e consentendo nello stesso tempo la riduzione delle perdite di rete e dei costi di distribuzione.

La Generazione Distribuita può fornire un'alimentazione di maggiore affidabilità e di miglior qualità elettrica. La capacità di ridare potenza in tempi brevi ad una rete utente, ed in futuro ad isole di distribuzione, potrà dare una

maggior sicurezza al sistema, riducendo i rischi e gli effetti di possibili blackout.

La GD è costituita da diverse tecnologie a fonte rinnovabile, da impianti di cogenerazione tradizionali e innovativi come quelli basati su microturbine a gas, motori stirling e celle a combustibile. Queste nuove tecnologie potranno fornire un contributo rilevante anche nei settori del terziario e domestico, quando i miglioramenti tecnologici consentiranno una riduzione dei costi d'impianto. Per l'integrazione in rete di queste tecnologie diventa essenziale la disponibilità di sistemi di accumulo che siano caratterizzati da un basso costo e da una lunga durata; servirà anche la disponibilità di nuove funzioni di controllo supportate da innovative tecnologie informatiche e di comunicazione.

L'ingresso massiccio della Generazione Distribuita nel sistema elettrico comporta la necessità di una maggiore flessibilità nel controllo e nella protezione della rete elettrica e pone chi esercisce la rete di fronte a problematiche nuove. La rete di distribuzione, originariamente concepita come passiva (adatta esclusivamente ad assorbire potenza dalle reti di livello di tensione superiore), diventa ora essa stessa attiva in quanto il normale flusso di potenza può essere invertito; questo implica, come si vedrà in seguito, un cambiamento nelle logiche di protezione e controllo della rete.

Numerosi fattori inducono la diffusione della GD e guidano le relative trasformazioni dello scenario di produzione e distribuzione dell'energia elettrica, come la crescita della competizione tra fornitori di energia elettrica pubblici e privati e le innovazioni tecnologiche che portano a rendimenti energetici ed emissioni sicuramente interessanti.

Pertanto, il livello di penetrazione della GD nelle reti è in continuo aumento e ciò pone i distributori di fronte a consistenti problemi di pianificazione e gestione della rete, con conseguente necessità di ricorrere a nuovi standard per poter superare i limiti odierni trasformando le reti da passive in attive. Per far fronte alla necessità di pianificare l'integrazione della GD nel sistema elettrico occorre trovare degli strumenti per la pianificazione che siano

in grado di sfruttare i vantaggi, limitando i problemi tecnici associati alla connessione della GD nelle reti di distribuzione.

1. 2. Tecnologie per la GD

Sono nel seguito richiamate brevemente le principali tecnologie utilizzate per la GD, a partire dai generatori convenzionali fino ad arrivare alle sorgenti di energia rinnovabile [12]. In Fig. 1.1 è riportata inoltre l'attuale distribuzione della GD installata in Europa, suddivisa per tipologia.

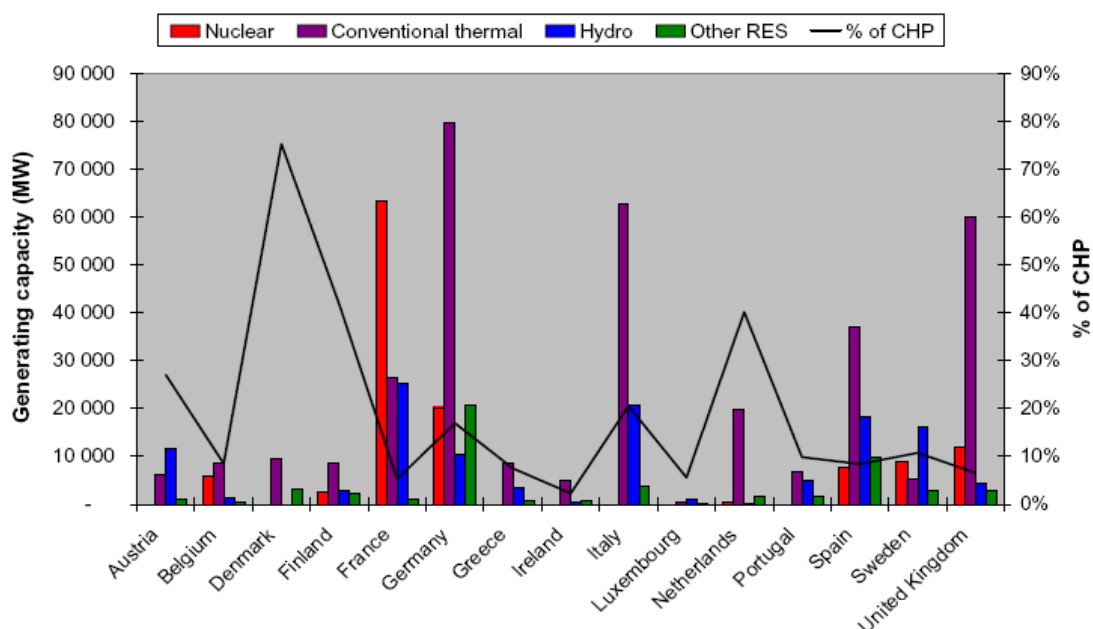


Figura 1.1 – GD installata in Europa, suddivisa per tipologie, e CHP% (fonte: KEMA)

1.2.1 Motori alternativi

I motori alternativi sono macchine termiche che generano energia meccanica attraverso la combustione della miscela aria-combustibile in un cilindro. L'energia liberata dalla combustione è utilizzata per imprimere ad un

pistone un moto alterno, convertito da un meccanismo biella-manovella nel moto rotatorio di un albero motore.

Di norma, si usa dividere i motori alternativi in due grandi categorie, in funzione del tipo di accensione:

- accensione comandata a scintilla AS (spark ignition);
- accensione per compressione AC (compression ignition).

A ciascuna delle due categorie si associa un ciclo termodinamico ideale: il ciclo Otto (combustione a volume costante), il ciclo Diesel (combustione a pressione costante). Tipicamente tuttavia il ciclo reale (il cosiddetto ciclo indicato) si discosta notevolmente da queste rappresentazioni ideali.

I motori vengono anche classificati in base al ciclo operativo, cioè alla successione delle fasi che il fluido attivo compie nel cilindro e ripete con legge periodica. Un motore alternativo è a due tempi quando il ciclo si compie con due corse del pistone, in altre parole ad ogni giro dell'albero a gomiti. Un motore è a quattro tempi quando il ciclo si compie con quattro corse del pistone, cioè ogni due giri dell'albero motore.

Un'altra suddivisione riguarda l'utilizzo dell'aria di combustione: nei motori "aspirati" l'aria è immessa nel cilindro a condizione ambiente; nei motori sovralimentati si utilizza l'energia dei gas di scarico per pilotare un turbocompressore, che comprime l'aria di combustione prima del pistone. Con la sovralimentazione si possono ottenere prestazioni superiori a quelle dello stesso motore aspirato (senza variare la cilindrata e il numero di giri, si va dall'estremo del minor consumo a pari potenza a quello della maggiore potenza pur aumentando il consumo).

Per i motori Diesel si utilizzano combustibili liquidi come gasolio, petrolio e nafta, mentre i motori Otto possono utilizzare diversi combustibili liquidi e gassosi come benzina, metanolo, etanolo, propano, gas naturale, idrogeno.

La differenza sostanziale tra i combustibili utilizzati dai due tipi di motori sta nel comportamento all'accensione: per i Diesel si richiede potere detonante, cioè la capacità di accendersi per compressione, mentre per gli Otto serve potere antidetonante, cioè la capacità di non accendersi fino a quando non scocca la scintilla.

Le taglie dei motori vanno da alcune decine di kW ad alcune decine di MW; è possibile realizzare impianti fino a 100 MW utilizzando più unità in parallelo.

In base alla velocità di rotazione, che diminuisce al crescere della taglia, si definiscono:

- Motori a bassa velocità (50-700 giri/min), taglia (2-66 MW);
- Motori a media velocità (700-2000 giri/min), taglia (400-3000 kW);
- Motori ad alta velocità (sopra i 2000 giri/min), taglia (10-500 kW).

I motori a combustione interna per la generazione elettrica hanno una buona capacità di inseguimento del carico e di avviamento e arresto. Tipicamente un impianto di generazione elettrica e termica basato sui motori a combustione interna è composto dalle seguenti parti principali:

- Sistema di accumulo ed eventuale trattamento del combustibile;
- Motore a combustione interna;
- Sistema di controllo delle emissioni inquinanti;
- Sistema di recupero del calore (cogenerazione) o di dissipazione dello stesso (radiatore);
- Generatore, con i suoi sistemi elettrici ausiliari.

Il loro principale vantaggio consiste nel basso costo di produzione e semplicità di manutenzione, mentre i maggiori difetti sono i bassi rendimenti (tra il 24 e il 37% per i generatori a gas e tra il 27 e il 41% per i generatori

diesel), l'elevato rumore prodotto e le emissioni nocive, che li rendono inadatti in aree sensibili a questi fenomeni.

Il controllo delle emissioni è importante nell'esercizio di un motore alternativo. I principali inquinanti emessi dai motori sono CO, NO_x e idrocarburi incombusti (HC), con peculiari differenze tra i Diesel (prevalenti NO_x e CO, ma anche SO₂) e gli Otto (HC e CO).

I principali impieghi dei motori alternativi sono in applicazioni come sorgente primaria, riserva, supporto alle condizioni di picco di carico e produzione combinata di calore ed energia elettrica in impianti commerciali ed industriali per potenze fino ad alcune decine di MW.

1.2.2 Turbine a gas

Il principio di funzionamento di queste macchine sfrutta la rotazione di una turbina, spinta dalla combustione di gas, per far funzionare un generatore elettrico. Questi generatori sono costituiti da una sezione di compressione dell'aria, da un bruciatore e da una turbina di potenza che pilota un generatore per produrre elettricità. Le turbine a gas funzionano secondo il ciclo Brayton, in cui l'aria compressa è miscelata con il combustibile, e la combustione avviene a pressione costante.

Il compressore aspira l'aria, che una volta compressa entra nel bruciatore, dove reagisce con il combustibile generando gas ad alta temperatura che, espandendosi attraverso la turbina, genera lavoro meccanico utile a produrre energia elettrica, mediante un generatore sincrono o asincrono (Fig. 1.2).

Attualmente le turbine raggiungono efficienze tra il 30 e il 40%, o maggiori nei sistemi con recupero di calore. Efficienze termiche complessive dell'80% sono piuttosto comuni. In alcuni casi si possono addirittura raggiungere efficienze del 90%.

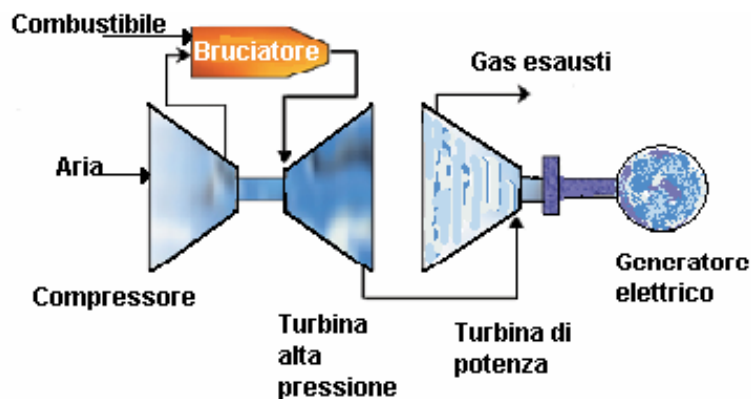


Figura 1.2 – Principio di funzionamento di una turbina a gas

L'impiego di turbine a gas nella GD è sostenuto da diversi fattori, tra i quali si possono citare la compattezza dell'impianto, la disponibilità commerciale, la possibilità di cogenerazione e la bassa emissione di agenti inquinanti. Per applicazioni di Generazione Distribuita sono di interesse le taglie da 1 a 30 MW. Tra le varie tecnologie disponibili per la Generazione Distribuita, la turbina a gas è una di quelle con più basso costo di manutenzione; per questo e per l'elevata qualità del calore prodotto, le turbine a gas costituiscono un'ottima scelta per impieghi di cogenerazione in impianti industriali e commerciali per potenze maggiori di 5 MW.

Alcuni limiti alla loro diffusione sono invece legati al fatto che l'efficienza ottimale è maggiore con l'utilizzo di unità di grosso carico e che il loro funzionamento richiede l'impiego di combustibili avanzati e pertanto abbastanza costosi. Inoltre, per il particolare processo di produzione dell'energia, gli impianti sono in genere particolarmente rumorosi e richiedono opportuni dispositivi per contenere l'inquinamento acustico.

1.2.3 Microturbine

Le microturbine sono attualmente in fase commercializzazione e di sviluppo. I costi non sono ancora competitivi con quelli della tecnologia concorrente dei motori a combustione interna. La loro attuale attrattiva riguarda principalmente le dimensioni compatte, le basse emissioni e, potenzialmente, i bassi costi di manutenzione.

Altri aspetti vantaggiosi delle microturbine sono la possibilità di controllo e monitoraggio remoto, la semplicità di installazione e riparazione, l'elevata affidabilità (sino a 25000 ore senza guasti e manutenzione) e la totale assenza di vibrazioni con una bassa rumorosità.

Il principio di funzionamento è illustrato in Fig. 1.3.

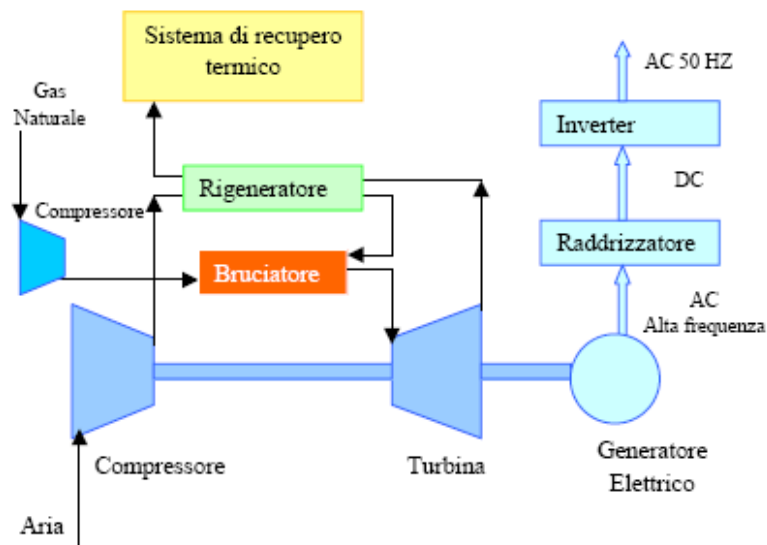


Figura 1.3 - Principio di funzionamento di una microturbina

Le differenze peculiari tra le microturbine si individuano nei seguenti aspetti costruttivi:

- Numero di alberi;
- Tipo di cuscinetti;
- Tipo di materiali utilizzati nelle sezioni ad alta temperatura;
- Presenza del rigeneratore.

Le microturbine hanno una taglia appropriata per impieghi in edifici commerciali o in piccole industrie con potenza impegnata fino ad alcune centinaia di kW, per applicazioni di cogenerazione o di sola produzione di energia elettrica. Esse possono venire impiegate nei seguenti ambiti:

- Sorgente primaria: questi sistemi offrono energia elettrica di alta qualità con un elevato livello di affidabilità, specie se agli N moduli in parallelo nominalmente necessari se ne aggiunge uno ridondante. Utilizzando dei sistemi di accumulo dell'energia si può aumentare la funzionalità.
- Attenuazione dei picchi di carico (peak-shaving): in questo caso vengono fatte funzionare durante le ore di maggiore richiesta di energia, consentendo una riduzione dei costi dell'energia elettrica.
- Cogenerazione: la produzione di energia elettrica e calore permette di raggiungere efficienze complessive del 70–80%. Le microturbine possono soddisfare le necessità d'energia elettrica e calore in alberghi, ristoranti, piccole fabbriche, centri commerciali, serre ed essicatoi.
- Riserva: in questa applicazione le microturbine sono dotate di controllori che consentono il distacco automatico dalla rete in caso di guasto e la transizione automatica al funzionamento in isola. In questo modo viene accoppiato alla microturbina un sistema di accumulo dell'energia.

- Produzione remota: viene prodotta energia elettrica in zone isolate (cantieri, piattaforme petrolifere ecc.). Ad esempio, presso depositi significativi di petrolio sono quasi sempre presenti piccole quantità di gas che viene bruciato, non essendo conveniente la sua conservazione; la capacità della microturbina di operare in modo continuo per circa un anno consente di utilizzare questo gas e di convertirlo in energia elettrica per alimentare lo stesso sito.

Il potenziale di questa tecnologia è elevatissimo e nei prossimi anni si prevede un ulteriore sviluppo unito ad un sempre maggiore utilizzo.

1.2.4 Cella a combustibile.

La cella a combustibile è un generatore elettrochimico in cui, in linea di principio, entrano un combustibile (tipicamente idrogeno) e un ossidante (ossigeno o aria) e da cui si ricavano corrente elettrica continua, acqua e calore.

Una cella a combustibile ha lo stesso principio di funzionamento di una batteria: anche in questo caso si ha un elettrodo positivo e di uno negativo, separati da un elettrolita (un polimero, una soluzione o un altro materiale che permette il passaggio degli ioni, ma blocca gli elettroni). La cella a combustibile si differenzia dalla batteria in quanto non accumula l'energia chimica potenziale; le sostanze che fungono da elettrodi sono gassose (idrogeno all'anodo e ossigeno al catodo) e permettono la generazione di energia elettrica contemporaneamente alla loro alimentazione. Recuperando il calore prodotto le celle a combustibile possono raggiungere un'efficienza superiore all'80%.

Le celle a combustibile possono essere classificate in base al tipo di elettrolita; attualmente sono disponibili quattro tecnologie impiegabili nella Generazione Distribuita che si differenziano per il tipo di elettrolita e per le prestazioni:

- Celle ad acido fosforico (PAFC);
- Celle a carbonato fuso (MCFC);
- Celle a ossido solido (SOFC);
- Celle a membrana a scambio di protoni (PEMFC).

La temperatura operativa varia da meno di 100°C a 1000°C ed è determinata dal tipo di elettrolita. Le differenze tecnologiche, che determinano la temperatura di funzionamento, il rendimento elettrico e la qualità del calore reso disponibile, rendono idonea ogni tipologia a diversi campi di applicazione, i cui tempi di sviluppo e maturazione tecnologica sono notevolmente differenziati.

Oltre che per l'elettrolita utilizzato, le celle differiscono anche per i materiali degli altri componenti: generalmente la bassa temperatura pone minori problemi tecnologici, rendendo possibile il più delle volte l'impiego di materiali meno pregiati. Tuttavia, in diversi casi occorre far ricorso a catalizzatori a base di metalli nobili (tipicamente platino) affinché si ottengano opportuni rendimenti di reazione.

Le celle a combustibile offrono una elevata affidabilità ed una bassa rumorosità (minore di 60 dB) che le rendono attraenti per un impiego in ambito residenziale e commerciale, grazie anche alla elevata modularità prevista (1 kW – 100 MW).

In particolare, impianti di taglia compresa tra 1 e 50 kW potrebbero soddisfare l'intero mercato residenziale e una parte del mercato commerciale (ad esempio: alberghi, ristoranti, ecc.).

Tre tipologie di celle a combustibile hanno la possibilità di penetrare in questi mercati: PEMFC, PAFC e SOFC. I sistemi con MCFC per via dei costi dell'impianto di ricircolo della CO₂ trovano applicazione soltanto in impianti di grossa taglia. Le celle a combustibile potranno trovare impiego nella cogenerazione per applicazioni residenziali (alberghi, ospedali ecc.), remote (impianti petroliferi), impianti di depurazione delle acque (in questo caso le celle potrebbero consumare il gas prodotto dal processo di depurazione), nella

Generazione Distribuita in aree urbane altamente congestionate. Attualmente il costo troppo elevato limita l'utilizzo ai quei consumatori che necessitano di energia elettrica di elevata qualità e affidabilità o dove le restrizioni sulla qualità dell'aria sono elevate.

Generalmente un impianto a celle a combustibile è composto, oltre che dal modulo di potenza (contenente la sezione elettrochimica), anche da un convertitore di corrente (*inverter*) e da un trasformatore che converte la corrente continua generata dalla pila in corrente alternata alla tensione e alla frequenza desiderate.

1.2.5 Tecnologie per generazione da biomasse

Questi impianti utilizzano la combustione di rifiuti di vario genere al fine di generare vapore per muovere turbine collegate ad alternatori. Infatti, si definisce *bioenergia* l'energia ricavata da combustibili che derivano dal trattamento di sostanze vegetali, o eventualmente dalla loro diretta combustione. Queste sostanze vegetali di base possono definirsi *biomasse*, e *biocombustibili* i loro derivati. Si intende infine per biotecnologia una tecnologia che permette questa conversione energetica da biomasse.

La bioenergia è sempre considerata un'energia rinnovabile, in quanto unisce la riproducibilità della sostanza ad una produzione globale di CO₂ non positiva (la formazione della biomassa avviene assorbendo CO₂ in misura non inferiore a quella prodotta dalla sua combustione); è considerata durevole a patto che soddisfi certe condizioni, come ad esempio che il consumo di biomasse associato sia sostenibile da adeguata riproduzione, anche eventualmente con coltivazione e mantenimento.

Oltre alla limitazione dell'effetto serra vi sono altri motivi strategici che possono rendere interessante la bioenergia, come la mitigazione del problema di tendenza all'esaurimento dei combustibili fossili, o della dipendenza dall'importazione per un paese che non dispone di sufficienti materie prime. Si

stima che raramente per una nazione non vi sia un potenziale apprezzabile di sfruttamento di biomasse.

La valorizzazione delle possibilità bioenergetiche è attualmente molto disomogenea, anche perché la politica nazionale gioca un ruolo determinante in materia. Tipici paesi bioenergetici in Europa sono Austria, Svezia, Danimarca e Finlandia. La tecnica più usata è la combustione di residui di legno, mentre altre tecniche ancora non economicamente convenienti sono attualmente in via di sviluppo. La Svezia è l'unico paese in cui le cosiddette colture energetiche hanno raggiunto lo stadio commerciale. All'esterno dell'Europa si ripone molta attenzione alle biomasse in USA e Canada.

1.2.6 Impianti idroelettrici

Il settore idroelettrico è l'energia rinnovabile per eccellenza in cui l'Italia ha investito da molti decenni. Circa il 15-20% del fabbisogno energetico italiano è attualmente coperto dall'energia prodotta nelle grandi dighe costruite soprattutto nel nord d'Italia. Per questo motivo gli impianti idroelettrici sono una tecnologia collaudata e matura per la produzione dell'energia elettrica.

Dato l'elevato sfruttamento delle risorse idroelettriche in Italia, si può affermare che le potenzialità di crescita di questo settore sono legate ai piccoli impianti, di potenza generalmente inferiore ai 5 MW, definiti in genere come impianti mini idroelettrici. Infatti, i grandi impianti idroelettrici hanno in pratica già sfruttato gran parte delle possibilità geomorfologiche presenti nel nostro paese e non sembra possibile costruirne altri. Questo perché l'idroelettrico è per sua stessa natura una risorsa strettamente vincolata dalle caratteristiche del territorio e dei siti prescelti. Diversamente, il mini idroelettrico ha grandi potenzialità di investimento.

La realizzazione di piccoli impianti idroelettrici permette di utilizzare siti precedentemente scartati perché di piccola entità. Attualmente, il caro-petrolio e la crescente domanda energetica garantiscono un ritorno economico anche

agli impianti su bassa scala ed una maggiore copertura dei costi fissi. Il recupero energetico tramite piccoli impianti può pertanto aumentare ulteriormente la produzione di energia elettrica dall'idroelettrico nel nostro paese.

In un'epoca in cui il caro-energia stenta a ridursi anche il mini-idroelettrico può dare un importante contributo e rappresenta una delle vie più importanti della produzione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili.

1.2.7 Impianti fotovoltaici

L'energia solare è una risorsa pulita e rinnovabile, indispensabile per la vita sulla terra. Un impianto fotovoltaico sfrutta l'energia solare per produrre energia elettrica mediante effetto fotovoltaico. Tale produzione, essendo collegata alla luce solare, non è costante, ma è condizionata dall'alternanza giorno/notte, dai cicli delle stagioni e dalla variazione delle condizioni meteorologiche.

Gli impianti fotovoltaici sono generalmente suddivisi in due grandi famiglie: impianti ad isola, o stand-alone, e impianti connessi alla rete, o grid-connected. Negli impianti non collegati alla rete elettrica, per assicurare la disponibilità di energia elettrica anche quando manca l'insolazione, viene installato un parco di batterie di accumulo.

Gli impianti fotovoltaici sono silenziosi, non necessitano di combustibili né hanno emissioni inquinanti, ma producono poca energia (soprattutto rispetto al loro ingombro) e hanno costi di installazione elevati. Per questo allo stato attuale vengono utilizzati soprattutto come piccoli generatori di autoproduzione [13].

Tuttavia, in Italia e nel mondo sono in atto diverse forme di incentivazione per questa forma di energia, conseguentemente i pannelli fotovoltaici stanno trovando rapidamente il favore dei consumatori e delle imprese. In Italia, con

l'introduzione del "conto energia" (diventato operativo in seguito all'entrata in vigore del Decreto Attuativo del 28 luglio 2005 del Ministero delle Attività Produttive) che prevede degli incentivi proporzionali all'energia effettivamente prodotta e venduta al gestore della rete, è previsto un forte incremento di questa fonte di produzione.

1.2.8 Impianti eolici

Le turbine eoliche o aerogeneratori convertono l'energia cinetica del vento in energia meccanica, che può essere utilizzata per la generazione di energia elettrica o per altri impieghi, come il pompaggio dell'acqua. La turbina eolica più diffusa è quella ad asse orizzontale, il cui schema è mostrato in Fig. 1.4.

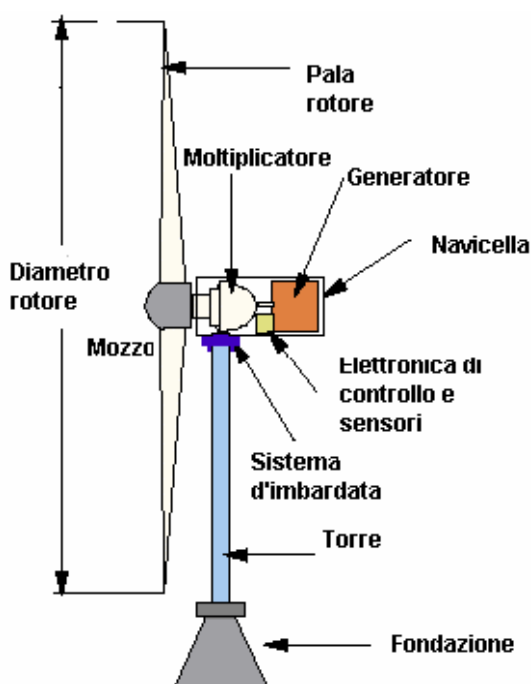


Figura 1.4 - Schema di una turbina eolica ad asse orizzontale

La turbina eolica si può pensare composta sostanzialmente da:

- Un rotore, consistente tipicamente di due o tre pale, montate su un mozzo attraverso il quale sono connesse ad un albero a bassa velocità;
- Una navicella contenente generalmente un moltiplicatore di giri, il generatore, gli alberi a bassa e ad alta velocità, un freno a disco e un sistema d'imbardata, comprendente dei motori e degli ingranaggi che consentono la rotazione della navicella;
- Una fondazione e una torre tubolare o a traliccio che supportano il rotore e la navicella;
- Un'elettronica di controllo, sensori e cavi.

Il rotore gira a bassa velocità; tipicamente il rotore di una turbina da 600 kW compie 19-30 giri al minuto. Un moltiplicatore consente di fare ruotare ad alta velocità (1500 giri/min) l'albero su cui è montato il generatore elettrico. Le turbine eoliche sono generalmente equipaggiate con un generatore asincrono (generatore ad induzione) il cui statore viene generalmente magnetizzato utilizzando la corrente di rete.

Alcune turbine utilizzano dei generatori sincroni a rotore con avvolgimento o a magneti permanenti; il generatore a rotore avvolto richiede di essere alimentato dalla rete, per creare il campo magnetico necessario al funzionamento.

Gli aerogeneratori di potenza superiore al centinaio di kW impiegano un sistema motorizzato controllato da microprocessori per regolare il moto di orientamento al vento, o imbardata, della navicella. Il meccanismo di imbardata utilizza dei motori elettrici e degli ingranaggi per mantenere la turbina controvento.

Nell'ambito della produzione dell'energia eolica si possono individuare due tipologie di impianti: per utenze isolate e connessi alle reti elettriche di distribuzione (*windfarm*). Gli impianti per utenze isolate sono costituiti da piccoli

aerogeneratori di potenza tra le decine di Watt e alcuni kW, per l'alimentazione di apparecchiature poste in luoghi isolati (ripetitori radio, rilevatori, impianti di segnalazione) o per l'alimentazione di case sparse o insediamenti isolati non connessi alla rete. Questi utilizzi sono spesso concorrenziali o integrativi ai sistemi fotovoltaici. Il mercato domestico per l'energia eolica è incerto per via dei costi elevati e per la necessità di dotare l'impianto di un sistema di accumulo (batteria) dell'energia prodotta. Il mercato primario delle *windfarm* è attualmente quello delle utility convenzionali e dei produttori indipendenti. Nella progettazione di una *windfarm* si deve tenere conto dell'impatto estetico, dell'interazione con la fauna (in particolare con l'avifauna), dell'eventuale erosione del territorio attorno alle turbine, della presenza di strade e dell'impatto acustico. Il livello di impatto di questi fattori è strettamente dipendente dalle caratteristiche del sito.

L'introduzione di generatori eolici nella rete può portare a rapide fluttuazioni di potenza, imputabili in parte alle fluttuazioni del vento ed in parte alle perturbazioni indotte dalla presenza stessa del generatore eolico, che richiedono particolari accorgimenti di connessione.

1. 3. Problematiche di connessione della GD alla rete

1.3.1 Introduzione

L'attenzione delle società per la distribuzione dell'energia elettrica è indirizzata all'analisi di vantaggi e svantaggi di un'implementazione diffusa delle unità di generazione nel proprio sistema di produzione in luogo di nuove grandi centrali elettriche.

La GD può apportare alle reti benefici rilevanti: può fornire un'alimentazione di back-up in occasione di guasti sulla rete pubblica di distribuzione, contribuire ad un'azione di "peak shaving" e a ridurre i buchi di tensione alle utenze, migliorando la qualità del servizio, consentire di dilazionare nel tempo gli investimenti per il potenziamento della rete di distribuzione. Nonostante queste potenzialità, spesso i gestori delle società di distribuzione non vedono di buon occhio la diffusione della GD nelle reti, e sono portati a sottolineare solamente i costi elevati ed i rischi legati ad una sua massiccia diffusione.

Sia i benefici che i problemi sono fortemente legati alla localizzazione delle unità di produzione nella rete ed alla particolare rete di distribuzione considerata.

Dal punto di vista del miglioramento dell'efficienza energetica la GD, se correttamente allocata nella rete e opportunamente dimensionata, consente una riduzione delle perdite per effetto Joule, grazie ai minori flussi di potenza in transito. Tali vantaggi possono essere vanificati in condizioni di carico minimo, durante il quale una gran parte della potenza prodotta dalla GD fluisce verso la rete di trasmissione sovraccaricando le linee, o in condizioni di bassa produzione da GD, che comporta un maggior sfruttamento della rete di distribuzione per alimentare le utenze.

Un vantaggio dato dalla GD di sicuro interesse per le utility è la possibilità di differire gli investimenti necessari per il potenziamento della rete e per far

fronte alle contingenze. La liberalizzazione del mercato dell'energia ha portato ad una sempre crescente attenzione ai profitti, che talvolta è risultata in contrasto con la necessità di investire per migliorare l'affidabilità e l'efficienza complessiva del sistema. Pertanto si assiste ad una crescente riduzione dei margini di sicurezza dovuta al generale invecchiamento di linee, trasformatori e protezioni, che rende il sistema elettrico più vulnerabile ai malfunzionamenti ed alle congestioni dovute agli eccessi di domanda. Un altro tema è legato alla affidabilità: i sostenitori della GD ritengono che essa rappresenti la strada per aumentare la continuità e la qualità del servizio. L'impatto della GD sull'affidabilità è tuttavia fortemente legato alla sua tipologia, al posizionamento nella rete ed alla natura del carico da alimentare.

Dal punto di vista dell'utente finale la GD può essere senza dubbio un rimedio per migliorare non solo la continuità dell'alimentazione ma anche la qualità della fornitura, sebbene si debba osservare che per ottenere lo stesso livello di affidabilità del sistema di distribuzione un utente dovrebbe dotarsi di almeno tre o quattro sistemi di generazione, uno in back-up rispetto all'altro. E' quindi più conveniente usare la rete di distribuzione come fonte primaria di alimentazione anche se in alcuni casi, per utenze industriali particolarmente sensibili, può essere indicato auto-produrre l'energia necessaria, ricorrendo alla rete solo in caso di emergenza.

1.3.2 Impatto sulla rete

La condizione ottima che si deve perseguire nel collegamento di un impianto di produzione alla rete pubblica è di consentire il transito dell'energia, sia attiva che reattiva, e di poter interrompere il collegamento qualora insorgano condizioni di funzionamento anomale tanto nella rete pubblica quanto nella rete del produttore. In Italia il collegamento tra generatori distribuiti e sistema di distribuzione è regolato dalla norma CEI 11-20, mentre negli Stati

Uniti è in vigore lo standard IEEE 1547 del Luglio 2003 [14], che indica nuove linee guida per l'ottimizzazione dell'interconnessione tra GD e rete.

Gli aspetti tecnici da valutare in fase di connessione di un'unità GD alla rete di distribuzione sono: la regolazione della tensione, le correnti di corto circuito, la power quality e i problemi di selettività delle protezioni.

Regolazione della tensione

Il numero di unità GD collegabili alla rete può essere limitato a causa delle problematiche relative alla regolazione della tensione. I generatori distribuiti possono falsare tale regolazione, inserendo potenze in rete che ingannano i sistemi di taratura e aumentando la banda di incertezza della tensione. In generale, la presenza di un generatore su una linea di distribuzione determina nel punto di connessione un aumento della tensione proporzionale alla potenza erogata dal generatore stesso, quindi si può pensare di aumentare la capacità di trasmissione in queste reti aggiungendo componenti per la regolazione della tensione installati in siti sparsi. Tuttavia, dal momento che l'erogazione del produttore non può essere sempre garantita, il distributore è costretto a limitare il campo di regolazione della tensione di una quota che viene vincolata dal produttore. Il limite massimo di variazione permanente della tensione che il produttore può determinare è fissato pari al 4%.

La norma CEI 11-20 prevede che il distributore possa concordare un piano di scambio di potenza reattiva compatibile con le caratteristiche dei generatori presenti nell'impianto: è consentita quindi la possibilità di accordi di cessione di tale energia tra il gestore della rete e il produttore qualora questi abbia un gruppo di generazione con caratteristiche tecniche idonee.

Correnti di corto circuito

Il livello della corrente di corto-circuito sulla linee non deve incrementare in modo significativo, e comunque rimanere contenuto normalmente entro il valore di 12,5 kA. La GD allacciata mediante interfaccia di tipo sincrono o asincrono, senza l'interposizione di convertitori statici, contribuisce ad incrementare le correnti di guasto: occorre pertanto verificare che il contributo alla totale corrente di corto-circuito fornito dai gruppi di Generazione Distribuita preservi la capacità di interruzione degli interruttori nonché la selettività delle protezioni.

Se l'inserimento di un impianto di generazione determina un incremento della corrente di corto circuito sulla relativa rete MT tale da non preservare il potere di interruzione degli interruttori, si rende anche necessaria una stima tecnico-economica che valuti l'entità dei costi relativi e dunque la convenienza dell'inserimento in rete dell'impianto stesso.

Power Quality

Per quanto riguarda l'affidabilità della rete, il fatto di interfacciare un sistema di Generazione Distribuita alla rete pubblica può indurre a problematiche di sicurezza e affidabilità della connessione, anche senza che insorgano necessariamente problemi sul normale funzionamento della rete stessa.

Se il funzionamento in isola è ammesso, la GD può sopperire all'alimentazione dei carichi durante le interruzioni del servizio pubblico a monte e ridurre così il numero e la durata delle interruzioni per gli utenti più sensibili. Tuttavia l'isola è indesiderabile in molti casi per problemi di sicurezza e di qualità del servizio. Per prevenire tale situazione le norme, tra cui l'italiana CEI 11-20, prevedono il distacco automatico del generatore in caso di guasto nella rete.

Per quanto riguarda la qualità della tensione occorre prestare particolare attenzione alle seguenti problematiche:

- Armoniche: il tipo e la gravità dei disturbi armonici immessi in rete dipendono dalla tecnologia di conversione dell'energia e dalla configurazione dell'interconnessione. I limiti di distorsione armonica che i generatori allacciati alla rete devono rispettare sono stabiliti dallo standard IEEE 519;
- *Flicker*: rapide variazioni di tensione nella linea di alimentazione, conseguenti all'avvio della macchina o alle continue fluttuazioni di potenza erogata. Tale problema è presente in generatori eolici e fotovoltaici, dove la potenza oscilla seguendo i rapidi mutamenti di vento e sole. In molti casi il problema può essere risolto con un aggiustamento dei sistemi di controllo, ma talvolta è necessaria un'analisi approfondita delle interazioni tra generatori e la rete.

Selettività delle protezioni

La selettività delle protezioni nelle reti MT è ottenuta regolando i tempi di intervento delle protezioni indipendenti per la massima corrente: in caso di guasto su un ramo della rete, viene isolato il ramo in questione mentre il resto del sistema continua ad operare normalmente. In presenza di unità GD, se il ritardo della protezione di massima corrente posta nel ramo guasto è elevata, la corrente fornita dalla generazione locale potrebbe far scattare anche le protezioni del ramo in cui si trova l'unità GD, creando così un fuori servizio indesiderato di una sezione di linea sana (Fig. 1.5).

Occorre dunque rivedere i tempi di ritardo delle protezioni, con l'inconveniente che potrebbero non essere rispettati i tempi minimi di intervento per la sicurezza di impianto e delle persone.

Una soluzione potrebbe essere la sostituzione di tutte le protezioni con interruttori e relè di tipo direzionale, che riconoscano il contributo dato dai generatori locali: tale scelta sarebbe però antieconomica e non del tutto sicura.

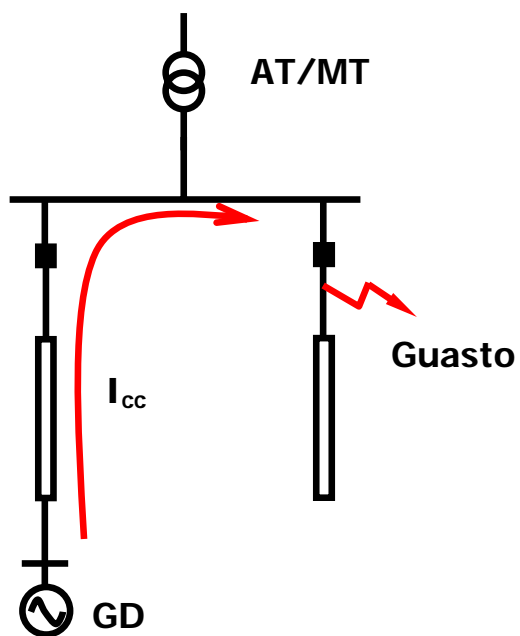


Figura 1.5 – Effetto della GD sulla selettività delle protezioni

CAPITOLO 2

2. GD E RETI DI DISTRIBUZIONE TRADIZIONALI

2. 1. Generalità

Malgrado sia un'opinione piuttosto diffusa che la GD sia potenzialmente in grado di apportare benefici al sistema elettrico, la sua diffusione trova ancora diversi ostacoli, imputabili principalmente ai problemi legati alla connessione con la rete di distribuzione. Nel corso degli anni, infatti, il sistema di distribuzione dell'energia elettrica è stato progettato considerando un flusso di potenza unidirezionale, secondo gli schemi più classici della trasmissione dell'energia. Tale sistema, caratterizzato da una topologia prevalentemente radiale, non è stato quindi concepito per supportare la generazione distribuita e non risulta pertanto idoneo, se non in quantità marginale, alla sua allocazione.

Da un punto di vista prettamente tecnico, la logica di funzionamento delle protezioni, il controllo e la regolazione di una rete di distribuzione, perfezionate da decenni di esperienza sul campo, sono evidentemente stati scelti in funzione degli schemi di distribuzione adottati ed è quindi chiaramente comprensibile come le utility siano piuttosto riluttanti ad accettare di modificare l'attuale stato del sistema di distribuzione, visti anche i forti costi associati alle modifiche in questione. Per questi motivi l'opinione attualmente prevalente è che debba essere la GD ad adeguarsi alla rete e non il viceversa. È tuttavia chiaro che una massiccia diffusione della GD non potrà che comportare, nel lungo periodo, una profonda rivisitazione degli schemi di rete e della filosofia di controllo e protezione, che renderà la rete di distribuzione del futuro alquanto simile alla attuale rete di trasmissione.

Il processo di evoluzione sarà con tutta probabilità articolato in diverse fasi, alcune delle quali si svilupperanno nel breve e medio termine mentre altre

richiederanno, per la loro completa attuazione, tempi piuttosto lunghi. L'effettiva durata delle singole fasi dipenderà dalla velocità di penetrazione della GD nel sistema, anche in relazione alle politiche di incentivazione seguite. Si può comunque affermare che, non appena la rete di distribuzione assumerà un assetto tale da porre alla diffusione della GD meno impedimenti di carattere tecnico (regolazione della tensione, sfruttamento delle linee, aumento dei livelli di corto circuito, ecc.) ed economico (attribuzione dei costi delle modifiche di sistema), si assisterà ad una forte accelerazione nella sua implementazione che, a sua volta, diventerà uno stimolo per ulteriori cambiamenti nel sistema di distribuzione.

Il dibattito riguardo la convenienza di investire ingenti capitali nel sistema di distribuzione, in piena fase di sviluppo, per passare a nuovi approcci che richiedono ancora un'accurata fase di ricerca e conseguentemente forti investimenti, è tuttora aperto. Ad ogni modo non si può ignorare il ruolo fondamentale che la UE ha assegnato alla GD e all'utilizzo delle fonti rinnovabili, che porterà inevitabilmente ad un aumento del tasso di penetrazione. Tutto questo interesse, unito al progressivo aumento del numero di consumatori aventi accesso al mercato libero dell'energia, giustifica la crescente attenzione rivolta da organismi di ricerca nazionali, europei ed internazionali nel tentativo di analizzare l'interazione della GD con la rete, di individuare nuove strategie di pianificazione e sviluppo e di definire le modalità di gestione, automazione e controllo. Nonostante debba essere sviluppata ancora molta ricerca in tal senso, è opinione assai diffusa che la futura rete di distribuzione non sarà più una semplice appendice passiva della rete di trasmissione, avente come unico scopo quello di fornire energia ai consumatori, quanto piuttosto un sistema attivo nel quale coesisteranno, come avviene attualmente nella trasmissione, sia le unità di generazione che i carichi. Si tratta evidentemente di una modifica molto significativa che andrà ad alterare completamente la filosofia di gestione della rete di distribuzione, fondata sull'ipotesi di flussi di potenza unidirezionali, e richiederà lo sviluppo di nuove tecnologie e di nuove modalità di controllo. Lo

scenario più plausibile ipotizza che la rete di distribuzione non abbia più il compito di fornire energia agli utilizzatori, quanto piuttosto quello di fornire la possibilità di connessione fra i produttori e gli utilizzatori: si tratta di una modifica sostanziale che, qualora attuata, renderà la rete elettrica molto simile alle reti di comunicazione il cui compito è quello di connettere i diversi attori presenti.

In prospettiva, le modifiche riguarderanno non solo questioni di carattere tecnico (ad es. il coordinamento delle protezioni, il funzionamento in isola intenzionale, la gestione della rete ad anello chiuso, la regolazione della tensione) ma anche di carattere economico e strategico. Una soluzione proposta per la rete di distribuzione europea è l'*unbundling*, ottenuto mediante la separazione dei diversi servizi di rete congiuntamente allo sviluppo di accordi commerciali, che permettano ai distributori di far fronte al proprio compito in modo efficiente ed economico. In uno scenario di questo tipo la rete di distribuzione potrà diventare attiva, i distributori continueranno ad avere il compito di garantire l'alimentazione degli utenti finali nel rispetto di prefissati livelli di qualità, ma tutte le risorse presenti nella rete di distribuzione (GD, sistemi di accumulo, dispositivi per la compensazione, DSM), incluso l'apporto della rete di trasmissione nazionale, potranno comunque concorrere alla corretta gestione della rete.

Gli scenari che si prospettano sono molto diversi tra loro, a partire da un approccio minimalista, che vede le possibilità di crescita della GD limitate dalla volontà di eseguire interventi di poco conto sulla rete, fino ad arrivare alla visione di un futuro in cui, grazie ad opportune leve tariffarie e cambiamenti nella gestione complessiva del sistema, sarà possibile trasformare radicalmente la rete di distribuzione da passiva in attiva.

In questo capitolo vengono illustrati gli schemi tradizionali delle reti di distribuzione, con particolare attenzione alla loro capacità di accogliere unità GD, mentre nei prossimi capitoli verranno invece analizzate le generalità delle reti attive e le diverse soluzioni di reti innovative.

2. 2. Schemi di rete

In linea di principio non è possibile pensare ad un unico schema di rete che possa risultare valido e comunque preferibile, in quanto la scelta della struttura di rete risulta fortemente condizionata, com'è d'altronde facile immaginare, oltre che dagli aspetti economici, dalla natura, dalla densità e dalla distribuzione dei carichi: le soluzioni prospettate, descritte nei paragrafi seguenti, variano quindi in base allo scenario ipotizzato.

2.2.1 Reti radiali

Senza ombra di dubbio, la gran parte delle reti di distribuzione nel mondo è gestita con un esercizio radiale. Una rete radiale è caratterizzata principalmente da una grande economicità, da una ridotta capacità di far fronte a consistenti variazioni nel numero degli utenti serviti e nella loro domanda di energia. A causa della sua stessa struttura, essa è normalmente carente dal punto di vista della qualità del servizio, in quanto un guasto in un suo lato può determinare la mancata fornitura dell'energia ad un elevato numero di utenti, per tempi che variano da qualche minuto ad alcune ore. Per ovviare a questi problemi le società di distribuzione hanno nel tempo modificato gli schemi puramente radiali eseguendo il dimensionamento delle condutture con elevati margini di sicurezza, in modo da tutelarsi da eventuali forti crescite di carico, realizzando un numero di collegamenti ridondanti che possano essere utilizzati come percorsi alternativi in caso di guasto e, infine, impiegando protezioni selettive in grado di ridurre il tempo di individuazione del guasto e la sua area di influenza.

Le reti radiali si dividono principalmente in tre tipi di schemi:

- Reti radiali con lati di controalimentazione: impiegate essenzialmente in aree extraurbane;

- Reti a congiungenti spurie (Fig. 2.1): queste reti sono caratterizzate da nodi MT di dorsale collegati in entra-esce, da dorsali totalmente rialimentabili da due cabine primarie distinte o dalla stessa cabina primaria; dai nodi di dorsale possono essere alimentate linee di laterale, in genere completamente radiali e pertanto non rialimentabili; il loro tipico impiego è nelle aree a non elevata densità di carico con utenze rurali (alimentazione di paesi e piccoli centri urbani);
- Reti a congiungenti pure (Fig. 2.1): queste reti sono sostanzialmente analoghe alle precedenti, ma risultano prive dei collegamenti di laterale; trovano il loro impiego nelle aree urbane e nelle aree contraddistinte da una forte densità di carico.

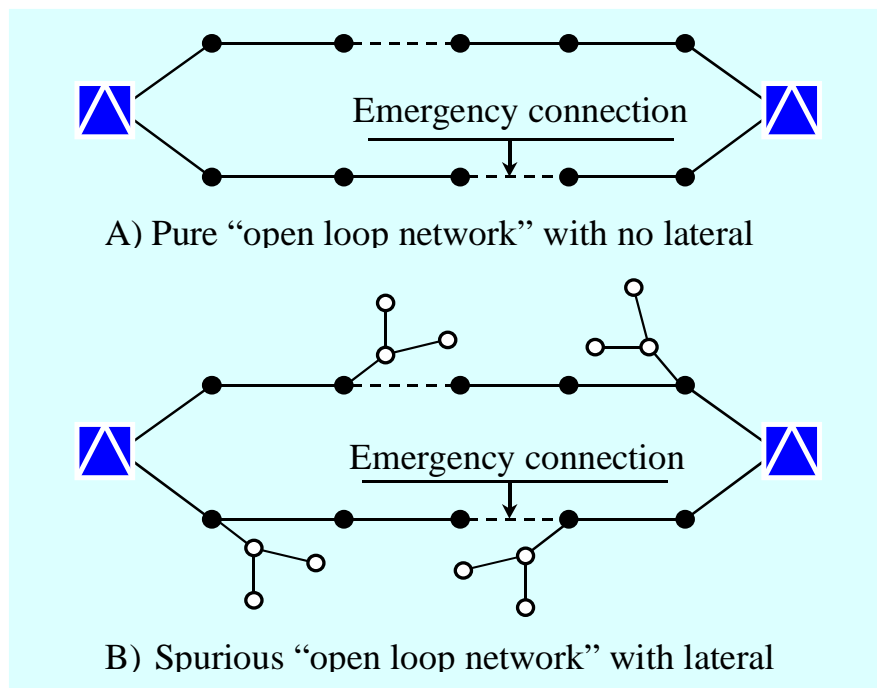


Figura 2.1 – Reti a congiungenti

La protezione di queste reti viene realizzata mediante un relè a massima corrente non direzionale, per la protezione della singola linea contro il guasto trifase, e con relè varmetrici direzionali, dedicati alla protezione contro il guasto monofase a terra.

L'interruttore di media tensione governato da tali relè è posto all'origine della linea ed è dotato di cicli di richiusura per l'eliminazione dei guasti temporanei con un minimo impatto sulla qualità del servizio. Questa soluzione è ovviamente caratterizzata da un basso livello di selettività e da un mediocre livello di continuità del servizio: al manifestarsi di un guasto, infatti, tutti gli utenti della linea vengono disconnessi, risultando pertanto privi di alimentazione. Tale condizione si protrae per tutto il tempo necessario alla individuazione del tronco guasto.

In queste reti, la regolazione della tensione si effettua normalmente mediante il variatore sottocarico del trasformatore AT/MT. Facendo riferimento alla diffusione della GD, in un sistema come quello descritto, è facile constatare le molteplici limitazioni principalmente imputabili al fatto che la generazione non garantisce più la unidirezionalità dei flussi di potenza. Devono inoltre essere evidenziati i problemi relativi alla regolazione di tensione a causa del cattivo funzionamento del variatore sottocarico, che è sensibile alla corrente erogata dal trasformatore AT/MT che e può interpretare in modo errato un'eventuale inversione della potenza dalla MT alla AT, causata ad esempio da un unità GD di grossa taglia situata in prossimità di una cabina primaria.

In molti paesi la diffusione della GD in reti essenzialmente radiali sta creando non pochi problemi di esercizio, soprattutto in riferimento alla regolazione della tensione ed alla selettività delle protezioni. Ad esempio negli USA, che adottano la distribuzione del neutro a tutti i livelli di tensione, sono spesso utilizzati dei fusibili per la protezione delle sole laterali (ciò è possibile perché anche il guasto monofase dà luogo a correnti facilmente identificabili con un fusibile), che sono ovviamente coordinati in modo selettivo con le protezioni a monte. Il problema è che la GD può incrementare il valore della

corrente di guasto al punto che i fusibili posti a protezione delle laterali potrebbero intervenire prima che l'interruttore riesca ad eseguire il normale ciclo di richiusura: la conseguenza è una diminuzione dei guasti autoestinguenti ed il relativo peggioramento della qualità del servizio.

2.2.2 Reti magliate

Come si nota dalla Figura 2.2, le reti magliate hanno la caratteristica di avere l'alimentazione che proviene da due o più cabine primarie. In certi casi si può realizzare una rete magliata con una sola sorgente di alimentazione e la chiusura delle congiungenti a formare un anello (*reti a petalo*). In una rete magliata MT l'inserimento della GD risulta indubbiamente più agevole, sia con riferimento al profilo di tensione sia per quanto riguarda la capacità della rete di far fronte alle variazioni della produzione.

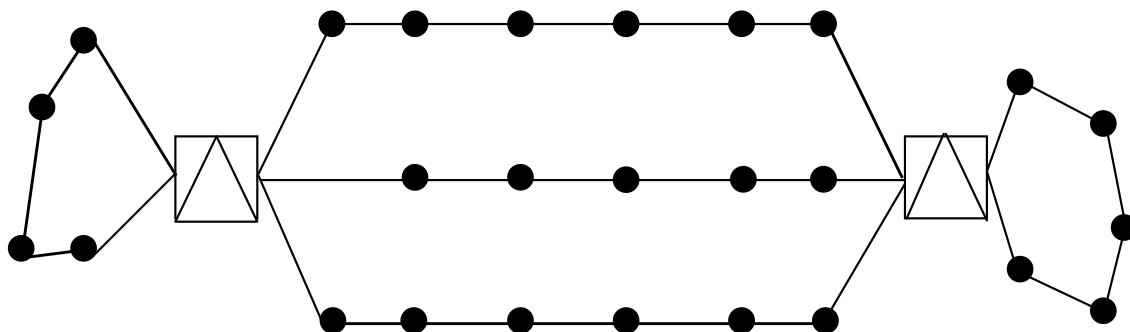


Figura 2.2 - Rete Magliata

Per quanto concerne le *reti a petalo*, occorre evidenziare come esse permettano l'iniezione di potenze maggiori, proprio per il fatto che la corrente viene ripartita su più linee. Tale ripartizione è tanto maggiore quanto più la GD si trova verso il centro dell'anello, quindi lontano dalla stazione AT/MT, in quanto le impedenze dei rami in parallelo tendono a valori simili. Questo

risultato è piuttosto significativo in quanto nelle reti radiali gli effetti della GD diventano sempre più negativi tanto più la GD è posizionata lontana dalla cabina primaria. La formazione di anelli all'interno della rete permette una migliore distribuzione dei flussi di potenza erogati dal generatore ed assorbiti dal carico, quindi, a parità di potenza iniettata, lo scostamento della tensione dal valore nominale diminuisce, rispetto alla rete radiale, soprattutto per quei generatori lontani dalla stazione AT/MT. Consentendo una più agevole integrazione della GD nelle reti di distribuzione, le reti a petalo, garantiscono quindi una migliore qualità dell'alimentazione dei carichi rispetto alle reti radiali.

Per quanto riguarda le correnti di corto circuito, si osserva in generale un aumento delle stesse nei nodi MT/BT, rispetto ad una analoga rete radiale, dovuto alla riduzione della impedenza di cortocircuito. Si tratta quindi di stabilire caso per caso se questo aumento possa richiedere l'impiego di protezioni nelle cabine MT/BT con potere di interruzione superiore a quello attualmente adottato (12.5 kA).

La rete completamente magliata è in grado di accogliere ancor più GD in quantità non marginale: in questo caso rimangono ancora valide le considerazioni relative alla migliore distribuzione dei flussi di potenza, che aumentano la possibilità di iniettare potenza nella rete limitando le sovratensioni. Grazie al fatto di avere a disposizione due o più cabine primarie, inoltre, la porzione della rete di distribuzione interessata è più grande: questo garantisce una migliore uniformità nel tempo della domanda di energia, riducendo i problemi arrecati, ad esempio, da un carico ridotto in una zona in cui vi sia una forte penetrazione della GD.

L'incremento delle correnti di corto circuito dovuto all'aumento della potenza di corto circuito (in quanto in questo tipo di reti il corto circuito è alimentato da due cabine primarie) e la non uniforme distribuzione dei flussi di corrente sono invece degli aspetti che risultano negativi. Il ricorso a protezioni distanziometriche direzionali in ogni tronco risulta inevitabile al fine di consentire l'individuazione del tronco guasto e la sua rapida eliminazione; non è

infatti pensabile mantenere una logica come quella attuale perché, anche se è possibile pensare che all'insorgere del guasto si possano ancora disconnettere i generatori, la doppia alimentazione non permette comunque la localizzazione del tronco guasto.

Allo scopo di adeguare le attuali reti a accogliere una elevata penetrazione della GD, il passaggio da una gestione radiale ad una gestione magliata appare la soluzione più plausibile, sia per la relativa facilità di rendere magliate le reti di distribuzione esistenti (la magliatura della rete può essere ottenuta semplicemente chiudendo i sezionatori nei lati di controalimentazione) sia perché queste permettono una forte penetrazione della produzione senza introdurre particolari controindicazioni e vincoli tecnici. Questa soluzione comporterebbe comunque una radicale e onerosa rivisitazione dell'intero sistema di distribuzione oltre che un generalizzato cambiamento delle protezioni, che dovrebbero essere più numerose (probabilmente sarebbero necessari interruttori automatici comandati da relè distanziometrici direzionali in ogni nodo di MT) nonché adeguate alle maggiori correnti di corto circuito.

Per contro si deve osservare che anche mantenendo l'attuale configurazione radiale, all'aumentare del livello di penetrazione della GD sarà comunque necessario rivalutare il potere di interruzione degli interruttori e rivisitare completamente la logica di protezione delle linee.

Nel breve periodo è dunque pensabile mantenere l'attuale impostazione, (rete radiale con rialimentazioni), con le seguenti precauzioni:

- Incrementare il numero di collegamenti di rialimentazione relativi ai rami di laterale per aumentare il grado di interconnessione;
- Sostituire gli interruttori inadeguati con interruttori caratterizzati da un potere d'interruzione idoneo anche al funzionamento su rete magliata;
- Eliminare, laddove risulti possibile, tutti colli di bottiglia eventualmente presenti nelle congiungenti esistenti.

Per quanto riguarda il medio termine, è invece ragionevole ipotizzare un passaggio a reti di distribuzione ad anello chiuso, qualora la GD presente lo richieda, eseguendo un'attenta valutazione riguardo i costi da sostenere e i benefici conseguibili.

A fronte degli ipotizzabili oneri, all'eccessivo sfruttamento dei conduttori e al fatto che potrebbero riscontrarsi problemi relativamente alla regolazione della tensione, potrebbe comunque risultare in seguito più conveniente il passaggio ad una rete completamente magliata [15].

2. 3. Il sistema di distribuzione in Italia

2.3.1 La situazione attuale

In Italia la rete di distribuzione secondaria è costituita da linee in media tensione (15-20 kV) che coprono il territorio in modo tanto più fitto quanto più è elevata la densità dei carichi e che presentano differenti caratteristiche in base all'area da alimentare.

Le topologie di rete sono intrinsecamente affidabili per i sistemi AT, per le cabine AT/MT e le dorsali MT, per le quali, risultando cospicua in caso di disservizio la quantità di energia interrotta, risulta giustificata la piena riserva e rialimentabilità, perlomeno nel caso di perdita di un componente di rete (*criterio n-1*). Risulta pertanto che:

- La rete AT è quasi sempre magliata con valori massimi di corrente sulle linee pari alla metà del limite termico delle stesse;
- Nelle stazioni AT/MT sono generalmente installati due trasformatori con sfruttamento massimo pari al 65% (per poter riprendere comunque tutto il carico MT anche in caso di perdita di un trasformatore);
- L'utilizzo di linee di derivazione è contenuto, in particolare nelle reti urbane;

- La maggior parte delle dorsali in MT è controalimentabile da altra cabina AT/MT in caso di disservizio.

Le reti in MT sono concepite per l'esercizio radiale, con strutture tali da raggiungere il miglior compromesso tecnico-economico fra le seguenti esigenze:

- Facilitare il trasferimento del carico da una cabina AT/MT all'altra, in caso di disservizio di trasformatori e per lavori di manutenzione in rete;
- Connettere con il minor percorso le cabine MT/BT, al fine di contenere il costo della rete;
- Permettere, in relazione alle caratteristiche del carico, la rialimentazione parziale o totale del medesimo, durante gli interventi di riparazione dei guasti;
- Assicurare la tenuta delle linee al corto circuito.

In funzione del tipo di linea impiegato, le reti MT possono essere classificate nel modo seguente:

- Reti aeree, realizzate con linee aeree in conduttori nudi;
- Reti in cavo-aereo, realizzate con linee aeree portanti cavi MT;
- Reti in cavo sotterraneo.

Il modello di riferimento per le reti aeree è la struttura a due ordini di linee o ad albero, in cui da una linea dorsale a sezione costante si sviluppano linee di derivazione o laterali. Le dorsali si attestano, generalmente, all'altro estremo su di un'altra cabina o, talvolta, si richiudono a petalo sulla stessa cabina di origine ma su sbarre differenti. La rialimentazione del carico è normalmente riservata esclusivamente alle dorsali. Tuttavia, nel caso che il carico sulle derivazioni sia cospicuo (oltre 3-5 posti di trasformazione), vengono previsti dei collegamenti trasversali tra le derivazioni (aperti in condizioni di esercizio normale) che

permettano di recuperare, in condizioni di emergenza, il maggior carico possibile. La dorsale è generalmente sezionabile, tramite interruttori di manovra-sezionatori (IMS) sottocarico, in corrispondenza di cabine secondarie sulle quali si attestano le derivazioni.

La struttura tipica delle reti MT in cavo sotterraneo prevede linee dorsali senza derivazioni che congiungono (struttura a congiungenti) due cabine primarie affacciate ed alimentano in entra-esci le cabine secondarie; sono ammessi anche collegamenti fra dorsali, detti collegamenti ad H, per far fronte a guasti multipli. Queste soluzioni, tipicamente utilizzate nelle aree urbane, permettono la completa rialimentabilità di tutto il carico in caso di disservizio.

In linea di principio la rialimentabilità delle reti BT non è garantita, ma è comunque possibile conseguirla sfruttando la dislocazione dei carichi e delle linee BT che li alimentano. Le reti in media tensione a congiungenti presentano il più alto indice di rialimentabilità e si adottano nei centri abitati con reti di distribuzione prevalentemente in cavo interrato. In questo caso, ogni linea MT si richiude su un'altra linea proveniente da un altro nodo di alimentazione (cabina MT/BT). Le reti MT radiali ad anello sono alimentate dalla stessa cabina MT/BT; la dorsale parte con proprio stallo, si sviluppa nell'area che deve alimentare e si richiude, con altro stallo, nella stessa cabina. La rete viene opportunamente sezionata in un punto intermedio e ciascuna linea viene appositamente dimensionata per alimentare anche quella contigua, nel caso di fuori servizio su di un tratto di linea. Le reti MT radiali arborescenti, infine, sono invece costituite da un punto di alimentazione (cabina MT/BT) da cui si dipartono linee dorsali con le rispettive derivazioni. L'utenza alimentata da questo tipo di rete è priva di rialimentazione in caso di fuori servizio e le criticità, come sezioni insufficienti in qualche tratto, si ripercuotono inevitabilmente su tutta le rete a valle. Questo tipologia di rete è comune nelle aree rurali.

Le protezioni impiegate nelle reti MT hanno il compito di proteggere le linee contro il corto circuito trifase e bifase e contro il guasto monofase a terra,

ricorrendo rispettivamente a relè a massima corrente ed a relè varmetrici direzionali. Le soglie di taratura ed il tempo di intervento vengono stabiliti in modo tale da consentire un coordinamento selettivo con le protezioni poste nelle cabine MT/BT (interruttori e fusibili). La selettività nel caso di guasto a terra riguarda la necessità di individuare la linea guasta fra quelle uscenti dalla stessa sbarra della cabina AT/MT; tale risultato può essere ottenuto mediante un relè sensibile al cambiamento di segno nella potenza reattiva nella linea guasta rispetto alle altre linee sane.

Nelle reti MT, un tempo completamente gestite con il neutro rigorosamente isolato verso terra, è attualmente in atto una massiccia campagna di messa a terra del neutro mediante bobina di Petersen, che si è mostrata in grado di apportare sensibili miglioramenti ai principali indicatori di continuità del servizio, in quanto consente di attenuare la corrente di guasto (esercizio con fase a terra), di incrementare la percentuale di guasti autoestinguenti, di annullare il rischio di sovratensioni per archi intermittenti e, infine, di sollecitare in maniera ridotta l'isolante dei cavi in occasione dei guasti.

La transizione dalla gestione a neutro isolato alla gestione con neutro a terra tramite impedenza non altera significativamente la filosofia delle protezioni. La differenza sostanziale è semplicemente la necessità dell'impiego di un relè wattmetrico al posto di un relè varmetrico direzionale. L'utilizzo del neutro compensato è reso più facile dall'impiego delle protezioni con relè elettronico a microprocessore, nelle quali è relativamente semplice modificare le grandezze d'intervento del relè. Si tratta in particolare delle protezioni a mappatura unica, che possono essere utilizzate sia nei sistemi a neutro isolato sia compensato mediante bobina mobile; se si impiega un bobina fissa si ricorre a due distinte protezioni, direzionale di terra wattmetrica direzionale in presenza di compensazione e varmetrica in assenza di compensazione.

Normalmente si utilizzano tre soglie di intervento nella protezione di massima corrente: la prima soglia protegge dal sovraccarico, la seconda e la terza proteggono dal corto circuito (con tempi di intervento diversificati). Le

protezioni dovranno essere opportunamente tarate, in modo da garantire il non intervento per guasti adiacenti al *feeder* considerato, consentire il riconoscimento di guasti ad elevata resistenza (guasti nel campo fino ad 8-9 k Ω) ed infine limitare la durata del guasto secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-8.

Per ovviare alla scarsa continuità del servizio, che caratterizza in particolare le reti radiali, si è andato diffondendo nelle reti di distribuzione italiane l'utilizzo di un sistema di telecontrollo, che permette ad un operatore remoto di eseguire a distanza la manovra di localizzazione del tronco guasto riducendone drasticamente i tempi. Il telecontrollo e l'automazione delle reti MT di distribuzione permettono le seguenti azioni:

- Controllare in tempo reale lo stato della rete;
- Individuare in tempo reale le aree soggette a disservizio, di minimizzarne l'estensione e di rialimentare rapidamente sia le utenze sottese al tronco guasto, sia quelle sottese ai tronchi sani;
- Realizzare rapidamente le variazioni di assetto della rete (per guasti, interventi di manutenzione o modifiche permanenti di assetto);
- Reperire i dati più significativi per l'esercizio, in modo da condurre in seguito le analisi in tempo differito sullo stato della rete, sugli eventuali disservizi e sulle loro cause.

La diffusione di sistemi di telecontrollo "manuali", in cui cioè l'operatore può operare la ricerca del tronco guasto provvedendo ad aprire e/o chiudere gli interruttori di manovra telecontrollati, ha di fatto permesso in molte linee un sensibile miglioramento della qualità del servizio. Ad ogni modo l'individuazione del guasto così effettuata può risultare comunque troppo lunga; per questo motivo è attualmente in atto una campagna di installazione di automatismi in grado di individuare in modo automatico il tronco guasto, riducendo ulteriormente il tempo di localizzazione dello stesso. La diffusione di

automatismi che eseguano in tempi estremamente brevi la riconfigurazione in caso di guasto è tuttavia ancora scarsa; ad oggi si hanno applicazioni di automatismi per reti aeree, essenzialmente basati su logiche legate ai vuoti di tensione, che comportano non pochi problemi nella gestione con GD. Se si vuole esercire il sistema utilizzando gli automatismi basati su logiche a vuoti di tensione, è infatti fondamentale che all'insorgere del guasto tutta la GD nella linea affetta dal disservizio sia prontamente sconnessa al primo intervento dell'interruttore.

2.3.2 Evoluzione della rete di distribuzione a MT

Nei precedenti paragrafi è stato posto in evidenza come gli schemi attualmente adottati per la distribuzione, reti a congiungenti o a dorsali e laterali, non sembrano in grado di accogliere grossi quantitativi di generazione; per questo motivo i distributori continuano a mostrarsi piuttosto riluttanti alla diffusione massiccia della GD. D'altra parte, l'attuale struttura del sistema potrà essere mantenuta soltanto fino a quando il livello di GD presente nelle reti di distribuzione sarà moderato e comunque contenuto entro i limiti attuali o poco superiori. In questo caso risultano infatti adeguati i correnti sistemi di comunicazione semplici (fax, e-mail) fra distributori e produttori mentre il monitoraggio ed il controllo possono ancora essere attuati mediante i sistemi attualmente a disposizione. In un tale contesto non sono necessari scambi di informazioni in tempo reale tra gestore della rete di distribuzione e produttori, né l'introduzione di un vero e proprio mercato dell'energia, in quanto sono sufficienti gli accordi bilaterali.

Con l'incremento della percentuale di penetrazione della GD nel sistema di distribuzione, la rete radiale risulta di difficile gestione a causa dell'aumento delle correnti di corto circuito (che può richiedere la sostituzione degli interruttori MT), della difficoltà di ottenere un'efficiente regolazione di tensione, del possibile non ottimale sfruttamento delle linee e dei trasformatori e della

ridotta qualità del servizio (si pensi ad esempio al caso di una linea con molta generazione in condizioni di basso carico).

I vantaggi derivanti da una trasformazione radicale dell'intero sistema di distribuzione sono legati al fatto che buona parte delle modifiche da apportare non comprendono la costruzione di nuovi impianti, ma semplicemente lo sviluppo di sovrastrutture in grado di sfruttare al meglio le potenzialità offerte dall'informatica, dalle telecomunicazioni e dall'elettronica di potenza. Una buona parte delle azioni volte a trasformare le reti da passive ad attive ha, infatti, il fine ultimo di limitare al massimo gli interventi strutturali sulla rete esistente.

All'aumentare del livello di penetrazione della GD nel sistema di distribuzione, sarà tuttavia necessario il ricorso alle reti magliate, ottenute a partire dalle attuali configurazioni mediante la richiusura degli IMS posti alle estremità dei lati controalimentazione. Gli interventi sul sistema riguarderanno in una prima fase la sola chiusura dei lati di magliatura con l'intento di ottenere il grado di interconnessione desiderato (sarà dunque necessario costruire pochi lati nuovi in quanto le reti radiali sono comunque dotate di un numero ridondante di collegamenti) e la sostituzione di quelle linee, aventi sviluppo telescopico, in cui il profilo di tensione può essere controllato solamente a fronte di costi molto elevati. Una parte di questi costi potrà comunque essere compensata, ad esempio, grazie all'interconnessione, che permetterà un migliore utilizzo dei trasformatori, che potranno essere sfruttati per una maggiore percentuale della loro potenza nominale; questo fatto implica ovviamente notevoli risparmi potenziali, che potrebbero essere impiegati per sostenere i costi legati alla sostituzione degli interruttori a causa dell'incremento delle correnti di guasto ed all'uso massiccio di sistemi di telecontrollo e di automazione, che richiedono una gran quantità di sezionatori.

Le modifiche strutturali importanti potranno essere attuate nelle reti attive solamente in un lungo periodo, durante il quale è da attendersi lo sviluppo di algoritmi per il controllo e la riconfigurazione del sistema. Le modifiche andranno quindi apportate in maniera graduale, avendo comunque ben chiaro

l'obiettivo finale, ossia di trasformare la rete di distribuzione secondo una concezione più adatta a sostenere la presenza di GD. Affinché tali modifiche siano veramente attuate, è certamente necessario avere delle linee guida che riconoscano l'importanza di un sistema liberalizzato a cui tutti i potenziali produttori devono poter accedere senza barriere e impedimenti, la necessità di una maggiore attenzione verso l'ambiente e la centralità della disponibilità di energia a prezzi competitivi come elemento chiave per lo sviluppo. Si tratta evidentemente di decisioni programmatiche a carattere politico, senza le quali è molto difficile pensare che possano essere attuati cambiamenti sul sistema di distribuzione, che la GD possa un ruolo non marginale, o che i costruttori di sistemi di protezione e automazione investano ingenti capitali in ricerca e sviluppo senza una certezza di rientro del capitale investito.

L'evoluzione che si prospetta, necessaria nel caso la GD raggiunga un elevato livello di sviluppo, cambierà sicuramente in modo significativo il ruolo dei gestori della rete di distribuzione. Così come la tecnologia sta riportando a livello di distribuzione soluzioni tecniche tradizionalmente riservate alla trasmissione, anche il ruolo del distributore verrà reso simile a quello riservato ai vari ISO (Independent System Operators) nella rete di trasmissione: il distributore avrà il compito di supervisionare il sistema, di sviluppare analisi real-time, di gestire adeguatamente le contingenze, regolare la tensione, valutare il livello di sicurezza di power quality, verificare il livello di guasto, gestire le interazioni fra generatori, gestire il funzionamento in isola intenzionale e garantire infine un libero accesso alle reti a tutti gli attori agenti sul mercato.

Nel passaggio verso le reti attive, oltre all'impiego dell'interconnessione, dell'automazione e dei FACTS, altri schemi innovativi di rete, descritti nel seguito, realizzeranno una profonda trasformazione delle reti di distribuzione.

CAPITOLO 3

3. LE RETI DI DISTRIBUZIONE ATTIVE

3. 1. Introduzione

Numerosi recenti studi e progetti di ricerca nazionali ed internazionali concordano sul fatto che l'intero sistema di distribuzione dell'energia elettrica potrebbe subire una serie di trasformazioni, spesso riassunte con il concetto di rete di distribuzione attiva. È, infatti, opinione piuttosto diffusa nella comunità scientifica che il futuro sistema di distribuzione, avvantaggiandosi delle possibilità oggi consentite dalle moderne tecnologie informatiche e delle telecomunicazioni, potrebbe svolgere un ruolo attivo grazie al quale fornire nuovi servizi ad alto valore aggiunto agli utenti e consentire il pieno sfruttamento della GD, con particolare riguardo verso le risorse energetiche rinnovabili. Un tale scenario dovrebbe essere sostenuto e spinto da una ferma volontà politica come quella espressa mediante le recenti direttive dell'UE in tema d'energia elettrica, dalla piattaforma tecnologica UE SMARTGRIDS e dalle recenti iniziative della Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. Queste direttive delineano scenari nuovi, e per certi versi rivoluzionari, nei quali le reti di distribuzione dovranno svolgere un ruolo attivo, abbandonando la funzione fino ad ora espletata di terminazioni passive del sistema di trasmissione. Affinché tali nuovi indirizzi di sviluppo possano essere recepiti dagli investitori e dai gestori della distribuzione è sicuramente necessario avere un'indicazione dei costi che dovranno essere sostenuti, dei benefici conseguibili e, soprattutto, di come costi e benefici dovranno essere ripartiti tra i vari attori.

Queste motivazioni hanno dato un forte impulso alla ricerca, che sta concentrando il maggiore interesse su argomenti quali:

- il potenziamento della capacità di trasporto delle reti di distribuzione, per supportare una maggiore penetrazione dei consumi elettrici, così come richiesto dalle nuove forme di economia;
- la capacità di accettare produzione locale, soprattutto da parte di sistemi di cogenerazione (compreso l'utilizzo dei combustibili poveri e dei rifiuti solidi urbani) e di generazione da fonte rinnovabile, in modo da contribuire al miglioramento del bilancio energetico nazionale;
- il ruolo attivo che dovranno ricoprire le reti di distribuzione nel funzionamento dell'intero sistema elettrico, sia nel sostentamento del fabbisogno energetico, con produzione locale e con energia derivata dal sistema di trasmissione, sia nel controllo dei carichi soprattutto nelle condizioni di emergenza al fine di consentire al sistema di far fronte alle varie contingenze e di limitare i danni verso l'utente finale.

In molti paesi del mondo industrializzato le reti di distribuzione sono tuttavia ancora gestite con una tecnologia che risale, in certi casi, addirittura agli anni 50, che evidentemente non sfrutta pienamente le potenzialità offerte dall'informatica, dalle telecomunicazioni e dall'automazione e che quindi lascia, amplissimi margini di miglioramento. In Italia il sistema di distribuzione è stato recentemente oggetto di diversi adeguamenti e l'eventuale decisione di operarvi radicali modifiche non sarebbe da attribuirsi a ragioni tecniche contingenti, quanto piuttosto a scelte politiche miranti ad incentivare, ad esempio, lo sfruttamento di fonti rinnovabili per il conseguimento degli obiettivi sanciti dall'accordo di Kyoto e dalle direttive dell'UE. Durante il periodo antecedente alla liberalizzazione, infatti, i distributori (ENEL primo fra tutti) hanno investito nel sistema pianificandone lo sviluppo a lungo termine, ed i benefici di queste scelte permettono ancora oggi di far fronte efficientemente alle mutate condizioni. Attualmente, anche a seguito della liberalizzazione ed al ruolo svolto dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, si è andata consolidando una sempre maggiore attenzione verso la qualità e la continuità del servizio, che ha

richiesto ovviamente ingenti investimenti. Si pensi ad esempio alla campagna per il telecontrollo e l'automazione delle reti di distribuzione o al passaggio da neutro isolato a compensato, che hanno permesso, insieme ad altre importanti azioni (ad es. pianificazione orientata all'affidabilità, manutenzione preventiva, ecc.), la drastica riduzione del numero e della durata delle interruzioni. Si tratta chiaramente di interventi che hanno fortemente rinnovato il sistema di distribuzione nazionale, che costituiscono un primo fattivo impiego delle possibilità offerte dalle più moderne tecnologie per migliorare le prestazioni affidabilistiche delle reti di distribuzione e che potrebbero costituire un primo importante passo verso una gestione ancora più innovativa del sistema di distribuzione.

A partire da queste considerazioni, nei prossimi paragrafi si intende definire il concetto di rete di distribuzione attiva [16, 17, 18, 19], distinguendo fra le diverse tipologie proposte in letteratura.

3. 2. La rete attiva

Per quanto il concetto di rete attiva oggi vada sempre più diffondendosi, in letteratura non si è ancora giunti ad una definizione precisa che delinea esattamente il significato del termine. Una possibile definizione di sistema di distribuzione attivo potrebbe essere la seguente: "Una rete di distribuzione è attiva se il gestore della rete controlla e/o regola la potenza assorbita o generata da carichi e generatori, la tensione ai nodi ed i flussi di potenza nei rami della rete" o, più semplicemente, può definirsi attiva una rete che non svolge la sola funzione passiva di alimentare gli utenti finali.

Per poter considerare la rete attiva, non è dunque necessario che tutte le sopraccitate funzioni siano simultaneamente presenti, tuttavia la possibilità di modificare la potenza assorbita e/o generata ai nodi costituisce senza dubbio un elemento fondamentale al tal fine.

Nelle reti passive tradizionali, il dimensionamento e la gestione del sistema si basano sull'applicazione di criteri deterministici legati sostanzialmente all'analisi del caso peggiore, anche se vengono poi adoperati degli opportuni correttivi (ad es. applicazione dei coefficienti di contemporaneità ed utilizzo) con il chiaro proposito di evitare eccessivi sovradimensionamenti e, conseguentemente, ingenti investimenti. In sostanza si tratta del classico approccio, spesso indicato con il termine "connect and forget", perseguito dalle società di distribuzione di tutto il mondo in base al quale il sistema deve essere dimensionato in modo tale da permettere la verifica dei vincoli tecnici nelle condizioni estreme più gravose; una volta che un carico è connesso alla rete il distributore può dimenticarsi della sua presenza e non curarsi del fatto che assorba o meno l'energia corrispondente alla sua potenza installate. Nel nuovo scenario liberalizzato, in cui vi è una sempre maggiore spinta per l'utilizzo di impianti di generazione di piccola taglia basati sull'impiego di fonti rinnovabili, l'applicazione di questo criterio costituisce inevitabilmente una barriera allo sviluppo. È pertanto necessario prevedere un nuovo sistema di distribuzione in cui i distributori non si "dimentichino" di avere impianti di produzione collegati alla loro rete ma possano invece controllarli in modo tale da permetterne un'agevole e sicura integrazione nel sistema elettrico. L'abbandono della filosofia "connect and forget" impone ai distributori di rivisitare completamente l'approccio alla pianificazione, che dovrà necessariamente essere di tipo probabilistico [20].

L'approccio probabilistico è utile sia ai distributori, che in questo modo possono stimare l'entità degli investimenti per lo sviluppo della rete in modo meno gravoso e obiettivamente più realistico, sia ai produttori che, accettando di partecipare ad una rete attiva, accettano implicitamente di vedere parzialmente o totalmente ridotta, in alcune ore particolarmente critiche della giornata, la loro capacità produttiva essendo pertanto consapevoli, benché in termini probabilistici, delle limitazioni alla produzione causate dalla rete. In questo modo, non sarebbe necessario che il distributore richieda ai produttori di

connettersi, come sovente accade oggi, con linee dedicate al livello di tensione superiore sulla base di eventi estremi (ad es. nessun carico/massima generazione), che presentano peraltro una probabilità di occorrenza piuttosto ridotta.

Risulta comunque palese che per realizzare un tale sistema è necessario dotare la distribuzione di sistemi di comando e controllo al momento non utilizzati e che tutto ciò richiederà indubbiamente investimenti alquanto consistenti. Per contro, il vantaggio di questa politica di sviluppo consiste nel fatto che una parte considerevole delle modifiche da apportare al sistema per l'implementazione di una rete attiva non riguarda la costruzione di nuove linee e/o cabine primarie ma, al contrario, la realizzazione di un sistema di controllo attivo dei carichi e della generazione, consentirà sicuramente il differimento di investimenti, di fronteggiare la costante crescita del carico (a tal proposito si prevede che la crescita si riguarderà il settore terziario e commerciale, tipicamente afferenti al sistema di distribuzione) e di incrementare il livello di continuità e qualità del servizio. Una buona parte degli investimenti per la rete attiva sarà, infatti, concentrata sui sistemi di controllo, automazione e comunicazione, sulle protezioni e sulla modifica delle procedure operative attualmente impiegate. Ovviamente non si tratta di modifiche marginali e di poco conto, ma in una qualche misura questi interventi possono consentire un risparmio sugli investimenti per le linee AT e le cabine primarie e può quindi valere la pena confrontare queste alternative di sviluppo con le altre più tradizionali.

3. 3. Implementazione delle reti attive

L'implementazione di una rete di distribuzione attiva è di per se una scelta strategica in quanto costituisce una profonda innovazione del sistema e per questo non potrà che avvenire in maniera graduale. Sono di fatto possibili differenti livelli di servizi associabili al concetto di rete attiva, alcuni dei quali molto semplici (ad esempio il taglio della generazione basato sul controllo locale della tensione) ed altri decisamente più sofisticati, che comportano invece modifiche sostanziali nella gestione della generazione dei carichi (generazione mediante controllo della potenza attiva e reattiva, partecipazione attiva di carichi, ecc.) e che possono portare a più radicali innovazioni nella struttura (utilizzo di reti ad anello chiuso o a maglia) e nella gestione operativa della rete.

Il primo livello di realizzazione di una rete attiva, basata sul semplice controllo locale della generazione al punto di connessione, non richiede particolari modifiche al sistema: si tratta in buona sostanza di dotare gli impianti di produzione di opportuni relé di massima/minima tensione che intervengono all'insorgere del problema comandando il distacco dalla rete. Questa applicazione è ad esempio molto utile per gli impianti di generazione da fonte eolica inseriti in deboli reti rurali, ma non è in generale in grado di risolvere il problema di favorire la penetrazione di GD su reti di grandi dimensioni. Soluzioni di questo genere sono attualmente allo studio in Gran Bretagna, in cui è in atto una massiccia campagna di sviluppo della produzione eolica di piccola taglia finalizzata all'abbattimento delle emissioni di CO₂ [16, 21]. In Figura 3.1 è schematizzata la visione inglese della rete attiva; si nota la presenza del Distribution Management System (DMS), che nella sua più semplice realizzazione deve ricevere in ingresso le informazioni sulle tensioni ai nodi e comandare lo sgancio dei generatori (eolici) quando la tensione salga a livelli intollerabili.

È importante osservare che la rete attiva può anche prevedere uno schema ad anello chiuso o a maglia, di cui si discuteranno in seguito alcuni importanti vantaggi.

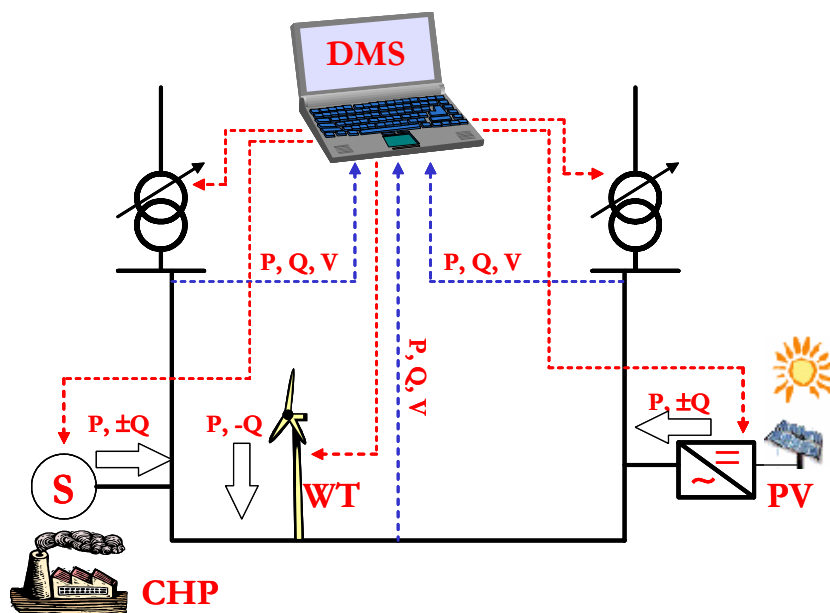


Figura 3.1 - Esempio di rete di distribuzione attiva

Procedendo per gradi, si incontra il secondo livello di implementazione, che prevede un completo sistema di controllo per tutte le risorse energetiche distribuite (DER) nell'area controllata. Esso si basa sull'impiego di un controllore locale (DMS) per il dispacciamento delle risorse coordinato con i variatori sotto carico delle cabine primarie e, qualora presenti, con i variatori sotto carico disposti all'origine di ciascun feeder, per eseguire una vera regolazione della tensione. Si assiste quindi al passaggio da un sistema di regolazione locale (taglio della generazione, regolazione del reattivo) ad un sistema di controllo per l'intera area alimentata dalla CP. Questo tipo di rete attiva, nella quale il controllo dei flussi di potenza è ancora una volta finalizzato all'ottimizzazione del profilo di tensione, trova la sua naturale applicazione in reti extraurbane di grandi dimensioni nelle quali si voglia incrementare al massimo la presenza di generazione eolica. Dal momento che il DMS è in grado di dispacciare tutte le

risorse distribuite a valle della cabina primaria esaminata, questa rete attiva può consentire una suddivisione del sistema in "celle locali", ciascuna responsabile del corretto funzionamento all'interno dell'area di competenza. È quindi evidente che la singola cella deve essere in grado di assicurare al controllore posto al livello superiore il rispetto di predeterminati requisiti in termini, ad esempio, di assorbimento di potenza reattiva o di riduzione delle perdite. In una rete attiva di questo tipo i flussi di potenza sono influenzabili soltanto parzialmente, essendo in larga misura determinati dalla struttura topologica della rete; eventuali situazioni di sovragerazione su feeder possono essere risolte solamente riducendo drasticamente la generazione fino al limite estremo della sua totale eliminazione. Se nella rete attiva sono presenti anche altre risorse energetiche distribuite, la sua gestione è invece semplificata dalla possibilità di dispacciamento offerto da altre fonti (ad es. impianti di cogenerazione industriale).

Un ulteriore passo in avanti nella realizzazione delle reti attive è costituito dall'integrazione del DMS in uno schema più complesso in cui la rete è interconnessa. Anche in questo caso la rete attiva può essere implementata a diversi livelli di complessità mediante la semplice integrazione del DMS nella nuova struttura al fine di trarre beneficio dei vantaggi derivanti dalla magliatura o sviluppando sistemi di controllo più complessi per ottenere la riconfigurazione on-line della rete ottenuta attraverso dispositivi di manovra e sezionamento o infine mediante l'impiego dei dispositivi FACTS (Flexible AC Transmission System) per la ripartizione ottimale dei flussi di potenza. Questo ultimo livello di implementazione del concetto di rete attiva può essere fatto coincidere con la "self-healing network", che costituisce il livello più avanzato ed innovativo di gestione di un sistema di distribuzione in grado non solo di gestire elevate concentrazioni di risorse energetiche ma anche di incrementare il livello della qualità del servizio (Fig. 3.2 e Fig. 3.3) [22, 23].

Occorre comunque precisare che la suddivisione in celle non è in contrasto con questa definizione di rete attiva, risultando invece ampiamente complementare.

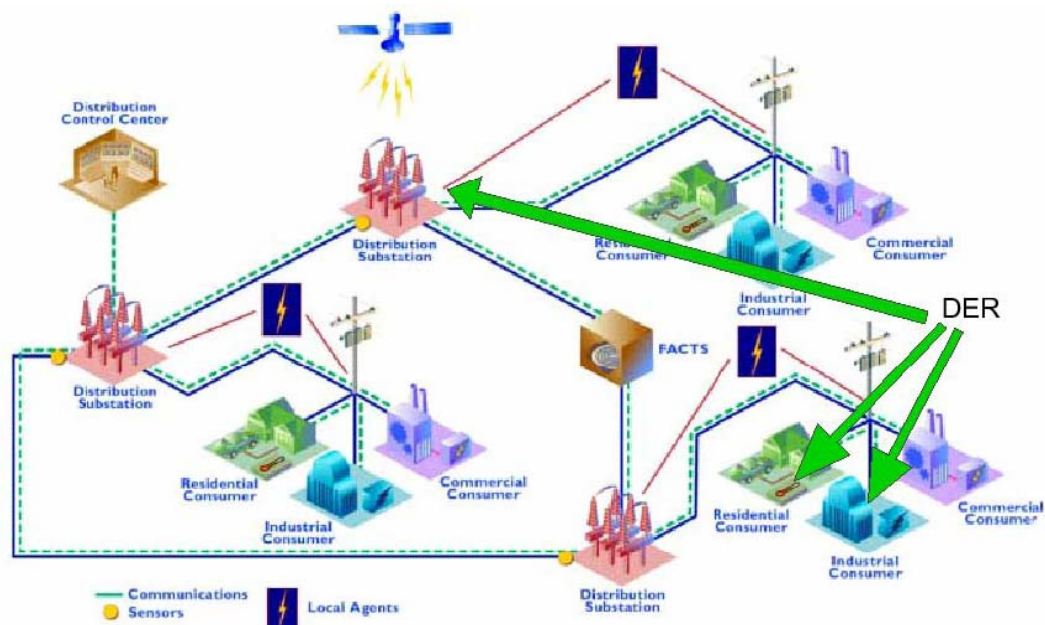


Figura 3.2 - La visione di rete self-healing dell'EPRI

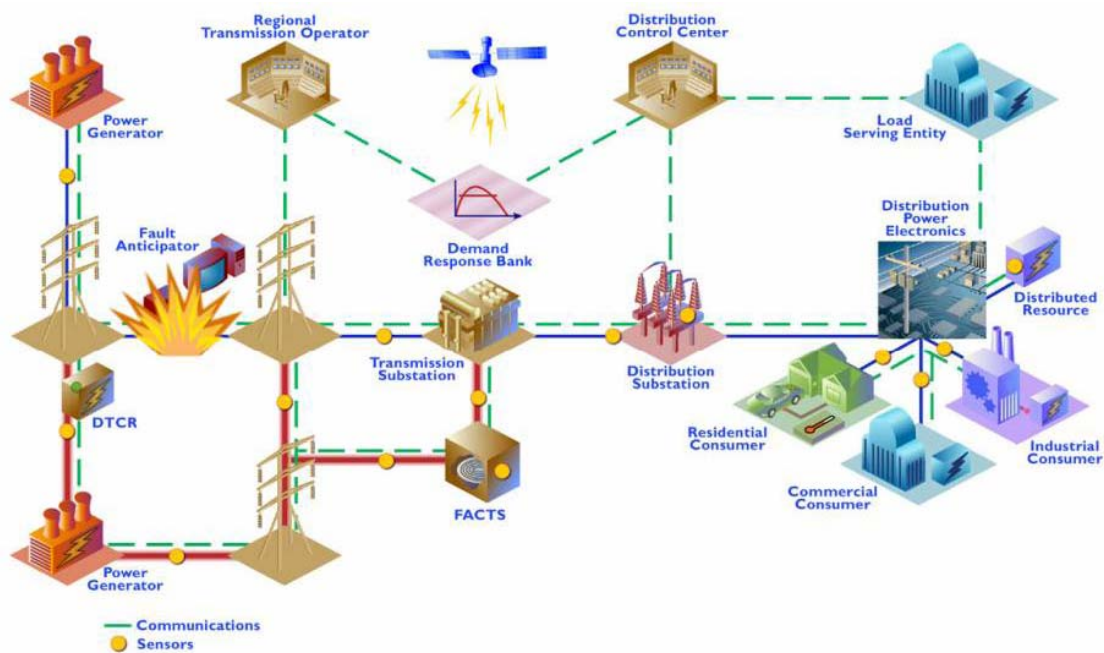


Figura 3.3 – Il sistema di distribuzione del futuro

Concludendo, una rete attiva di “ultima generazione” dovrebbe avere una struttura fortemente interconnessa (in opposizione all’attuale schema radiale), dovrebbe essere suddivisa in celle (“local areas”) che siano responsabili della propria gestione (protezione, regolazione di tensione, ecc.) e partecipino al mercato acquistando o vendendo energia da/a celle adiacenti o dal/al sistema di trasmissione (Fig. 3.4).

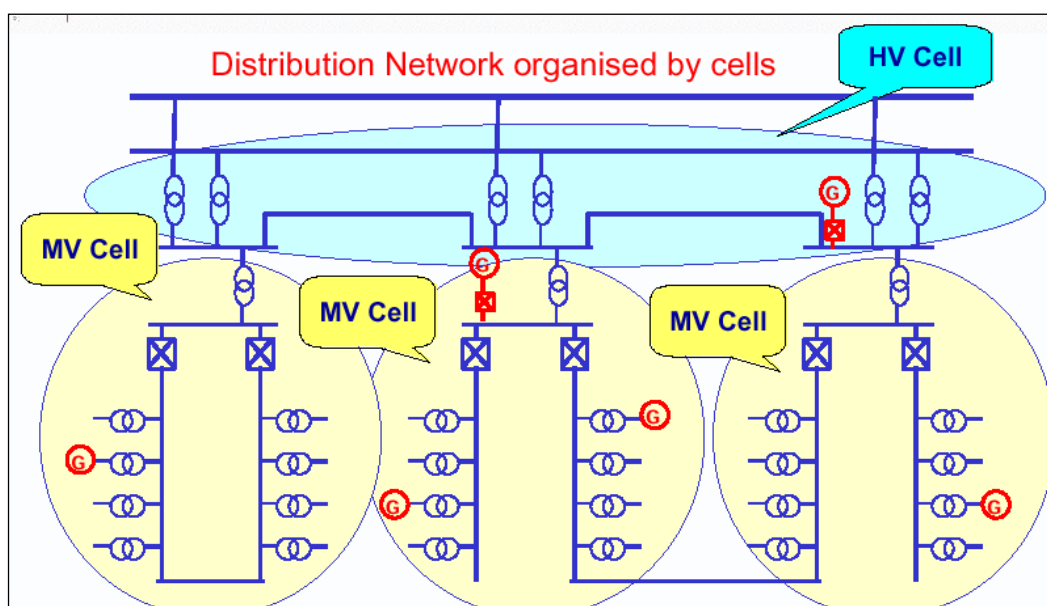


Figura 3.4 - Assetto delle reti attive con suddivisione in celle

La rete attiva può anche giovare, in modo complementare, della presenza di microreti in BT e MT che costituiscono un aggregato di carichi e generatori connesso alla rete di distribuzione mediante un unico punto di interfaccia (Fig. 3.5). Il dispositivo di interfaccia svolge il ruolo di Energy Management System (EMS), che stabilisce il livello di produzione della GD presente nella microrete, la convenienza di vendere o acquistare energia dalla rete di distribuzione, controlla i carichi della microrete e, se è il caso, disconnette la microrete in occasione di guasti o prezzi dell’energia eccessivamente alti, realizzando così un’isola intenzionale [24].

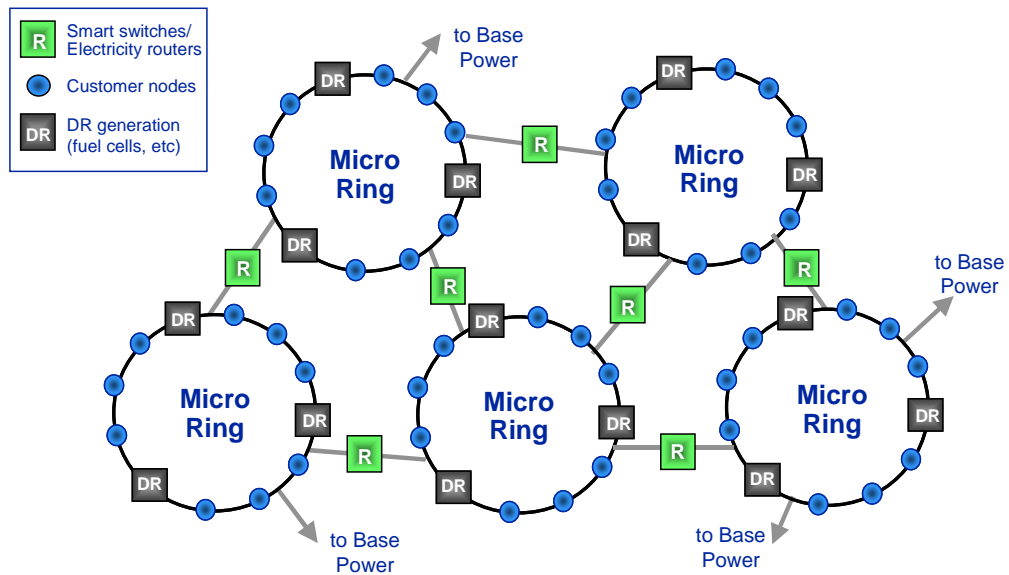


Figura 3.5 - Reti attive in presenza di microreti

3.3.1 Esempio di implementazione

In questo paragrafo si riportano, a titolo d'esempio, i risultati di uno studio inglese che mette in risalto i vantaggi derivanti dall'adozione della rete attiva a differenti livelli di sofisticatezza [16, 21]. Dalla Figura 3.6 si nota, infatti, che, anche adottando il solo taglio della generazione, è possibile incrementare considerevolmente la quantità di energia eolica che può essere tollerata garantendo nel contempo ampi margini di produttività. Tali profitti sono inoltre favoriti dal fatto che il taglio della generazione è solitamente necessario in occasione di condizioni di basso carico (ad esempio nelle ore notturne) durante le quali il prezzo dell'energia raggiunge comunque il valore minore.

L'adozione di sistemi di controllo della tensione e dei flussi di potenza può quindi, a parità di generazione installata, rendere assai poco probabile il ricorso al taglio della generazione aumentando ulteriormente i profitti dei produttori. In un tale contesto i produttori potrebbero dunque pagare al gestore del sistema un adeguato canone di allacciamento comprensivo dell'onere per la "rete

attiva”, creando i presupposti per una completa separazione tra i diversi attori del sistema elettrico quali produttori di energia, grossisti e gestore della rete. Il costo del servizio “rete attiva” avrà ovviamente un impatto considerevole nell’effettivo sviluppo della GD. Si può pertanto concludere che la rete attiva, anche nel suo primo livello di implementazione, ha il principale obiettivo di favorire l’integrazione di considerevoli quantitativi di generazione e garantisce, nonostante la riduzione della potenza generata, ampi margini di guadagno ai produttori a condizione che gli oneri per l’utilizzo del sistema siano ragionevoli.

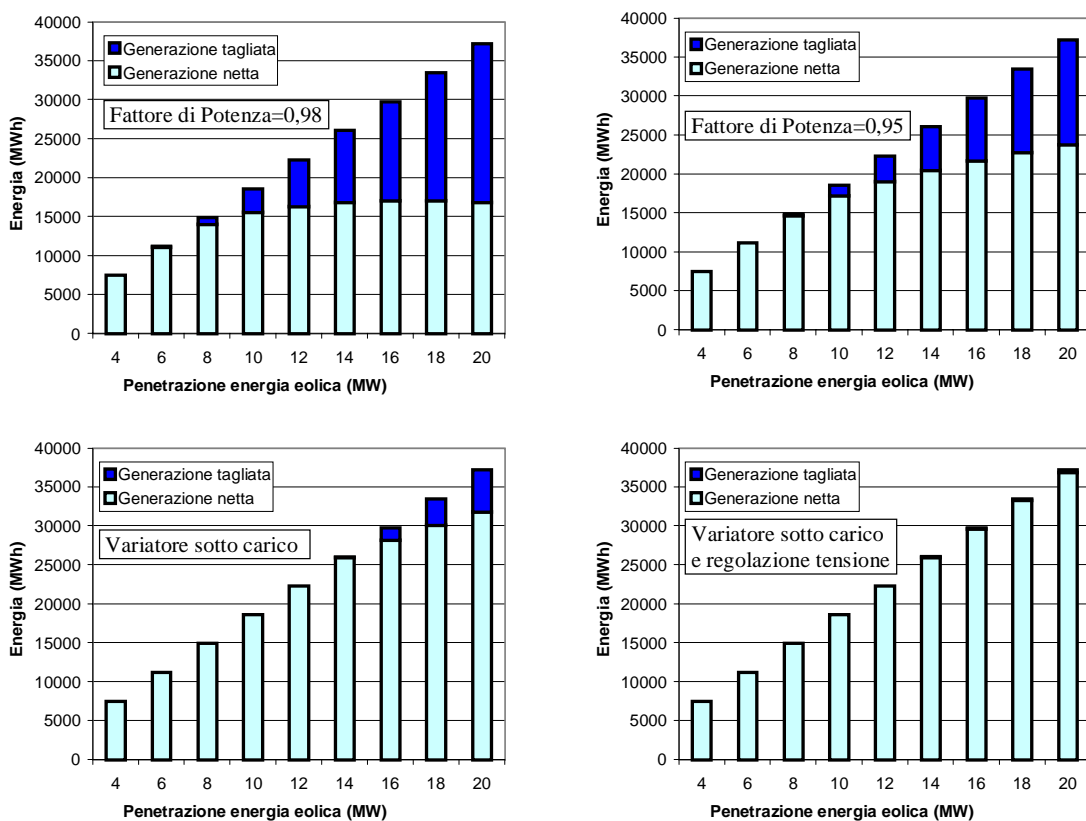


Figura 3.6 - Penetrazione della generazione da fonte eolica con l’adozione della rete attiva: si noti l’incremento di energia venduta alla rete con reti attive più evolute

3. 4. Aspetti economici legati alle reti attive

Al giorno d'oggi è oramai ampiamente condivisa la necessità di dare un forte impulso alla diffusione della GD. Persino le imprese distributrici, in passato alquanto riluttanti a tale prospettiva, iniziano a considerare la GD in modo meno negativo. Lo sviluppo di una rete attiva di distribuzione, che molti vedono come elemento chiave per la nascita di un nuovo assetto del sistema di distribuzione, non potrà ovviamente prescindere da cospicui investimenti, come peraltro già evidenziato in precedenza. La maggior parte di questi investimenti potrebbe essere largamente compensata, o perlomeno attenuata, dai diversi benefici tecnici ed economici che potrebbero scaturire; ad ogni modo si tratta di uno sforzo notevole che non si può pensare di far gravare integralmente alle società di distribuzione e/o ai nuovi produttori. Si dovranno pertanto trovare opportuni meccanismi di compenso, equi e trasparenti, che non determinino situazioni di blocco e possano costituire un incentivo allo sviluppo.

D'altra parte, la sola presenza della GD in quantità non marginale offre notevoli possibilità di guadagno per tutti gli operatori delle reti di distribuzione. Nel contesto di un sistema completamente liberalizzato, nel quale la gestione della rete è completamente svincolata dalla commercializzazione dell'energia, si individuano due tipologie di operatori: i gestori della rete di distribuzione (DNO) e i fornitori (suppliers) di energia, per i quali l'acquisto diretto di energia dal sistema di distribuzione può permettere considerevoli risparmi.

Alcuni dei sopraccitati meccanismi sono già stati applicati o stanno per essere applicati all'interno dell'UE:

- Acquisizione di titoli di efficienza energetica, operando come Energy Services Company (ESCO);
- Acquisizione di certificati verdi (che devono ammontare al 2% dell'energia venduta);

- Riduzione degli oneri per l'uso del sistema di trasmissione in ragione della quota parte di energia venduta non proveniente dalla rete di trasmissione;
- Contributi per la riduzione delle perdite nella rete di trasmissione;
- Contributi per la riduzione delle perdite di distribuzione;
- Contributi per la riduzione degli oneri di bilanciamento del sistema di alta tensione proporzionale alla quota parte di energia acquistata direttamente dalla distribuzione.

Tutte queste significative prospettive economiche potranno di fatto permettere ai grossisti di energia di contribuire ad incentivare lo sviluppo della GD.

D'altra parte i distributori potranno trarre nuove opportunità economiche dalla presenza della GD, tuttavia la massimizzazione dei vantaggi potrà essere ottenuta unicamente concretizzando le soluzioni di gestione proposte dalle reti attive. In altre parole, le potenzialità di profitto quali i costi di connessione pagati dai produttori (anche se del tipo shallow), i canoni per l'utilizzo del sistema, i costi per l'implementazione e l'uso di una rete attiva (eventualmente inglobabili in quelle per l'uso del sistema) e il differimento degli investimenti indispensabili per far fronte alla crescita del carico, potranno essere sfruttate al loro meglio solo se i distributori decideranno di implementare la gestione attiva delle reti.

Ad esempio, le tariffe d'uso del sistema, non previste in Italia neppure nella recente delibera dell'autorità [25], sono invece assolutamente necessarie per il mantenimento di un sistema sufficientemente equo. Un'ulteriore importante possibilità per i distributori potrebbe poi essere quella derivante dall'ottenimento di titoli di efficienza energetica: favorire l'ingresso della GD migliora infatti l'utilizzo del combustibile ed incrementa l'efficienza energetica. Lo sviluppo della rete, nella direzione di permettere una maggiore penetrazione

della GD, potrebbe quindi essere riconosciuto come un progetto valido per l'ottenimento di titoli di efficienza energetica ammissibile al finanziamento.

Per quanto riguarda invece i proprietari della GD, essi dovranno sostenere oltre ai normali costi di gestione (OPEX) ed installazione (CAPEX) anche i costi di connessione e, presumibilmente, un costo per l'utilizzo del sistema (che potrebbe essere visto come un costo per l'implementazione di una vera rete di distribuzione attiva). A fronte di questi costi i produttori potrebbero ottenere dei ulteriori ricavi, oltre a quelli provenienti dalla semplice vendita dell'energia sul mercato, derivanti ad esempio da contratti stipulati con i grossisti di energia. Alcuni impianti di GD potranno inoltre incrementare i propri introiti partecipando ad alcuni servizi ancillari (ad esempio black start o supporto alla regolazione della tensione) ed accedendo al mercato dei certificati verdi ed a quello dei titoli di efficienza energetica in quanto la generazione distribuita, in molte applicazioni porta ad un miglioramento dell'efficienza energetica complessiva.

Da queste considerazioni si evince come sia di fondamentale importanza definire le linee di sviluppo strategico del sistema al fine di garantire condizioni economiche eque nelle future reti attive. In letteratura esistono ancora pochissime informazioni sui costi che potranno essere correlati allo sviluppo delle reti attive; tuttavia è importante sottolineare che il loro sviluppo, nell'ottica di quello che sarà il futuro assetto del sistema elettrico, rappresenta sicuramente un'opportunità per creare nuovi mercati. Per questo motivo, ciò che è necessario valutare attentamente non è tanto il costo della trasformazione, quanto piuttosto se i servizi che potranno essere venduti grazie alla trasformazione troveranno un mercato sufficientemente ampio da giustificare gli investimenti necessari.

3.4.1 L'esperienza inglese

In accordo con il futuro delineato dalla Direttiva 54/2003/CE, un nuovo assetto economico del sistema di distribuzione, in realtà molto lontano da quello attualmente in essere nei principali paesi dell'UE, è stato proposto come risultato d'importanti progetti in [21]. Questo assetto vede il nuovo sistema di distribuzione articolato sulle seguenti figure fondamentali: il Gestore della Rete di Distribuzione (Distributore), il fornitore o venditore dell'energia (Fornitore) ed il Cliente Finale (inteso in senso lato come carico e/o generatore).

Queste tre parti sono relazionate fra loro attraverso un triangolo di accordi che ne regolano ruoli e funzioni: il fornitore stipula un accordo con il cliente per la fornitura di energia e con il distributore per usufruire del sistema mentre il cliente stipula un accordo diretto con il distributore per quanto riguarda la connessione al sistema (Fig. 3.7).

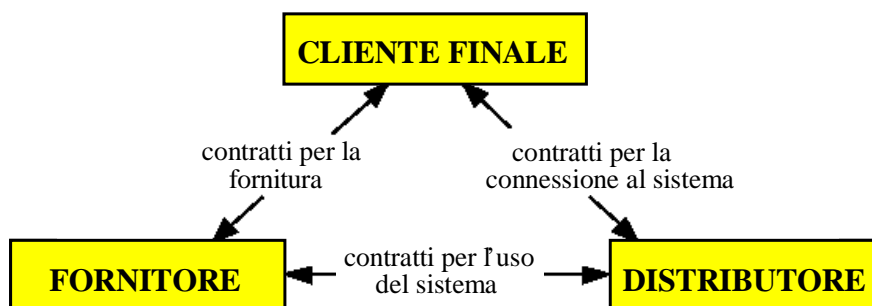


Figura 3.7 - Relazioni fra i soggetti della distribuzione

Il diagramma dei flussi monetari è invece quello rappresentato nella Figura 3.8, dalla quale è si nota che il Fornitore agisce da tramite fra il Cliente ed il Distributore incassando, oltre a quanto dovuto per l'energia elettrica venduta, i compensi dovuti al distributore per l'uso del sistema (nei casi più semplici, corrispondenti alle utenze più piccole, questa tariffa può essere inserita direttamente nella bolletta). Gli oneri di connessione, che coinvolgono

direttamente il Distributore, sono invece direttamente raccolti dal Distributore stesso.

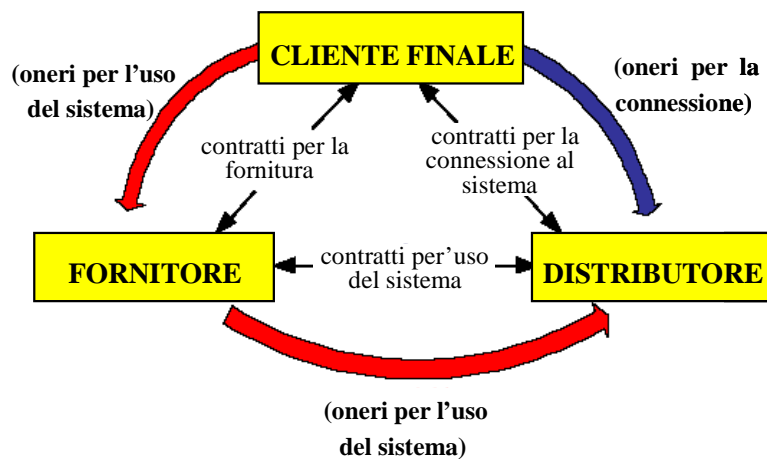


Figura 3.8 - Scambi commerciali nella distribuzione del futuro

Nella Tabella 3.1 sono indicati ruoli e compiti dei diversi attori presenti in una rete di distribuzione attiva. In un tale contesto, un possibile ruolo della GD è quello di fornire la necessaria energia da fonte rinnovabile che il Fornitore o Grossista deve acquistare in ragione dell'energia fornita ai Clienti finali. Questo esempio potrebbe ovviamente essere generalizzato; ciò che comunque è importante osservare è che in questo modo il Gestore del Sistema di Distribuzione è motivato ad implementare un sistema attivo di distribuzione, dal quale può ottenere introiti economici importanti. È comunque intuibile che questi introiti, derivanti dall'implementazione della rete attiva di distribuzione, dovranno perlomeno ricoprire i costi per lo sviluppo del sistema. Certamente il costo per la realizzazione di una rete attiva di distribuzione giocherà un ruolo estremamente importante e potrà in alcuni casi costituire il principale ostacolo alla diffusione massiccia della GD (specialmente se da fonte rinnovabile). Gli oneri per lo sfruttamento di un sistema attivo di distribuzione incidono infatti in modo significativo sullo sviluppo della GD, motivo per cui saranno particolarmente importanti i meccanismi di incentivazione (ad esempio i certificati verdi o bianchi) per permetterne una ampia diffusione; d'altra parte la

larga diffusione permetterà l'abbattimento del costo per kW installato garantendo l'effettivo sviluppo del sistema.

Tabella 3.1- I soggetti della distribuzione attiva

ATTORE	OFFRE	A	ASPETTA IN CONTROPARTITA
Generazione Distribuita	Energia rinnovabile	Fornitore	Pagamento
Generazione Centralizzata	Energia	Fornitore	Pagamento
Distributore	Accesso alla rete	Generazione Distribuita	Pagamento oneri di connessione e per uso del sistema
Distributore	Gestione della rete attiva e servizio di regolazione di tensione	Generazione Distribuita	Pagamento
Distributore	Accesso alla rete	Generazione Centralizzata	Pagamento
Fornitore	Raccolta della tariffa per l'uso del sistema dai clienti finali	Distributore	Commissione sul pagamento
Fornitore	Elettricità	Clienti Finali	Pagamento per l'energia fornita

Questa è la politica intrapresa dalla Gran Bretagna, che propone una serie di importanti azioni di regolamentazione volte all'ottenimento di un completo "unbundling" della distribuzione per permettere una maggiore diffusione della GD. Gli interventi intrapresi o in via di implementazione in Gran Bretagna si basano su una completa separazione dei ruoli fra Gestore della Rete di Distribuzione e Fornitore di Energia, sul pagamento ai distributori di tariffe basate sulle prestazioni ottenute piuttosto che sul solo valore degli impianti e sulla definizione di azioni per l'incentivare i distributori alla connessione di nuova GD.

3.4.2 La situazione italiana

Soluzioni analoghe a quelle intraprese in Gran Bretagna, in grado di garantire una ragguardevole diffusione della GD e ovviamente adattate al contesto nazionale, potrebbero essere adottate anche in Italia al fine di seguire la Direttiva UE e conseguire gli obiettivi di ridurre la dipendenza energetica e incrementare l'utilizzo delle fonti rinnovabili e assimilate. Appare comunque evidente che è necessario definire un opportuno sistema di incentivazioni che possa stimolare i distributori a considerare la GD come una via di sviluppo possibile del sistema. L'implementazione di un adeguato sistema di controllo e comunicazione costituisce senza dubbio il termine che avrà il peso maggiore nell'investimento per lo sviluppo di una rete attiva di distribuzione, specialmente se la rete attiva sarà implementata nella sua versione più completa, che prevede controllori centralizzati in grado di garantire la gestione in sicurezza della rete, elevata penetrazione della GD e l'attuazione di politiche di controllo della domanda.

Attualmente è dunque piuttosto complicato quantificare in termini economici l'entità degli investimenti necessari, anche perché i distributori attendono segnali precisi dal mercato per investire nello sviluppo dei sistemi necessari alla distribuzione del futuro e, di fatto, gli unici esempi di reti attive di distribuzione realizzate risalgono ad applicazioni di ricerca. È comunque semplice ipotizzare che si tratterà di costi alquanto elevati, che andranno presumibilmente sostenuti in gran misura (una volta considerati attentamente i benefici che i distributori possono conseguire) dai produttori mediante un sistema tariffario opportuno. Durante questa fase sarà evidentemente molto importante e delicata l'azione di regolamentazione che dovrà fissare direttive ed incentivazioni in modo da garantire il ritorno degli investimenti in un tempo ragionevole.

Il meccanismo di ripartizione dei costi che si va delineando in Italia, accettabile per quanto riguarda il problema dei costi di connessione che

dovranno essere sostenuti dai produttori, lascia ancora aperte importanti questioni. Adottando i meccanismi definiti dalla recente delibera dell'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas (n°281/05 del 22 dicembre 2005, [25]) i produttori si trovano a sostenere sia i costi connessi alle opere di pertinenza esclusiva sia gli investimenti di adeguamento eventualmente necessari sulle reti esistenti qualora la produzione di energia elettrica avvenga da fonti convenzionali. Il meccanismo definito dalla delibera appare, a seconda che si considerino fonti convenzionali o rinnovabili, eccessivamente sbilanciato dal lato distributore o dal lato produttore. Nel caso di impianti non basati su fonti rinnovabili (autoproduzione industriale) il rischio è infatti quello di scaricare sull'ultimo dei produttori (da fonte convenzionale) richiedente la connessione in una determinata area i costi di adeguamento dell'intero sistema di distribuzione, senza tener conto del contributo addotto dagli altri soggetti eventualmente presenti. Per scongiurare questo rischio, tale meccanismo potrebbe essere modificato considerando come sviluppo del sistema gli adeguamenti della parte di rete condivisa da più utenti la cui remunerazione è già stabilita dalle delibere AEEG. In questo caso, ovviamente, a fronte degli investimenti in capitale sostenuti dovrebbero essere riconosciuti ai distributori contributi aggiuntivi, o un canone d'utilizzo del sistema, definito attraverso opportune regole tariffarie (ad esempio con un contributo proporzionale alla potenza che si vuole connettere). Gli oneri per l' utilizzo del sistema potrebbero essere valutati mediante l'impiego del concetto di rete economica di riferimento, al fine di determinare il contributo (positivo o negativo) al costo di riferimento apportato da ciascun utente connesso alla rete di distribuzione.

In modo opposto, la delibera 281/05 crea invece le condizioni per una maggiore diffusione della GD da fonti rinnovabili, in quanto limita fortemente l'impatto dei costi di connessione (riduzione del 50% rispetto ai costi di connessione sostenuti dai proprietari di impianti da fonti convenzionali) non prevedendo alcun onere aggiuntivo per l'eventuale adeguamento delle reti esistenti, interamente a carico del distributore. Anche in questo caso

l'applicazione di una tariffa per usufruire del sistema, in analogia a quanto accade agli utenti passivi, permetterebbe il riconoscimento degli investimenti per lo sviluppo del sistema causati dalla presenza della generazione ed il bilanciamento degli oneri sostenuti dai distributori. Questo atteggiamento è giustificabile in quanto spesso sono proprio le fonti rinnovabili, intrinsecamente aleatorie in molti casi, a richiedere i maggiori investimenti sul sistema elettrico.

Malgrado tutto è da attendersi che il regime regolatorio che l'AEEG sta imponendo dia un forte impulso alla diffusione della GD. Fin da ora si stanno compiendo molti sforzi per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili, ma molto di più verrà ottenuto soprattutto se tale regime sarà affiancato da altre iniziative volte alla diversificazione delle fonti energetiche e al miglioramento dell'efficienza energetica. In un tale contesto le reti di distribuzione saranno sottoposte ad una forte pressione che dovrà inevitabilmente richiedere la progressiva adozione di soluzioni innovative.

3. 5. Analisi tecniche ed economiche per le reti attive

I cospicui investimenti indubbiamente necessari alla trasformazione del sistema di distribuzione potrebbero costituire una barriera insormontabile per lo sviluppo delle reti attive. È tuttavia necessario considerare che nel medio-lungo termine si dovranno comunque effettuare ingenti investimenti per mantenere l'attuale rete di distribuzione efficiente, affidabile ed economicamente sostenibile. Non si deve pertanto erroneamente ritenere che le reti di distribuzione esistenti richiederanno, nei prossimi anni, investimenti pari ai soli costi di gestione: la sempre crescente domanda d'energia, l'imposizione da parte delle autorità di standard di qualità sempre più elevati, l'invecchiamento di linee e macchinari, la necessità di garantire a tutti l'accesso alla rete senza discriminazioni e l'attenzione verso le tematiche ambientali sono solo alcuni dei

motivi che causeranno nei prossimi anni la necessità di investire nelle reti di distribuzione.

Le recenti direttive UE hanno inoltre già operato una scelta politica ben precisa e netta inserendo, tra le varie opzioni che il distributore deve valutare nei suoi piani di sviluppo, la possibilità di considerare la GD, soprattutto se da fonti rinnovabili o ad alta efficienza energetica, e d'altra parte chiedendo che tutti possano avere, in analogia a quanto accade per la Rete Trasmissione Nazionale (RTN), libero accesso al sistema. Si dovrà certamente procedere per gradi verso l'abbattimento delle barriere tecniche senza riversare, come già evidenziato, tutti gli oneri della trasformazione sui distributori, ma ripartendo i costi su tutti gli attori presenti in modo da arrivare a tariffe di connessione all'insegna dell'efficienza economica e dell'equità. Sarebbe per esempio del tutto sbagliato reputare che i costi della trasformazione debbano gravare integralmente su coloro i quali possono essere individuati come la causa prima della trasformazione. Infatti, molte delle azioni che portano all'implementazione delle reti attive comportano degli indubbi benefici sul sistema o, se vogliamo, sono caratterizzate da costi marginali negativi, rispetto alla rete economica di riferimento, ossia quella di costo minimo. Il nuovo assetto della rete di distribuzione può pertanto conseguire notevoli risparmi che potranno, almeno parzialmente, far fronte ai costi da sostenere per la trasformazione.

Nel seguito vengono indicati alcuni dei vantaggi connessi all'implementazione delle reti attive di distribuzione.

3.5.1 Sfruttamento di linee e macchinari

Uno dei principali motivi che fanno ritenere che le reti attive possano realmente essere implementate nel futuro sistema elettrico è che esse oltre a non richiedere, se non in minima parte, modifiche fisiche alla rete di distribuzione (costruzione di nuove linee, cabine primarie, ecc.) offrono anche la possibilità di differire gli investimenti necessari per l'adeguamento della rete. Se

la richiesta di energia continuerà a mantenere il trend di questi ultimi anni e se effettivamente aumenterà il numero di generatori nella rete come da molti previsto, non sarà infatti più possibile continuare a differire ulteriormente gli investimenti necessari al potenziamento e l'ammodernamento della rete.

Lo sviluppo di un sistema attivo di distribuzione richiede la costruzione di poche nuove linee necessarie per aumentare, ove richiesto, il grado di interconnessione fra le varie porzioni di rete. Per contro, la chiusura di alcune maglie, come si vedrà meglio nel seguito, può in molti casi differire la necessità di operare gli adeguamenti necessari per incrementare la capacità di trasporto del sistema di distribuzione. Questi sono aspetti di grande rilevanza non solo per l'aspetto economico, ma anche per la sempre crescente difficoltà ad ottenere autorizzazioni e permessi per la costruzione di nuovi elettrodotti e di nuove centrali.

Un altro grande vantaggio, di carattere economico, legato allo sviluppo delle reti attive di distribuzione, è costituito dalla possibilità di sfruttare maggiormente i trasformatori presenti nelle stazioni AT/MT e nelle cabine MT/BT (nell'ipotesi di estendere la magliatura della rete anche alla BT) sia perché l'interconnessione comporta il vantaggio di distribuire in modo più uniforme il carico limitando le criticità, sia perché il sistema, grazie alla magliatura, risulta più affidabile consentendo di accettare una maggiore percentuale di sfruttamento dei trasformatori esistenti. Il sistema di regolazione automatica per la gestione di una rete attiva, che dovrà permettere il controllo completo sulla potenza generata e assorbita, sui flussi di reattivo e sulla riconfigurazione della rete (finalizzata ad ottimizzare i flussi di potenza) sarà di per se in grado di massimizzare ulteriormente il grado di sfruttamento dei trasformatori e di tutte le apparecchiature presenti nelle CP. In questo modo, il distributore riuscirà ad assolvere l'obbligo di fornire agli utenti la potenza da loro impegnata per contratto anche quando dispone di una parziale produzione distribuita, sfruttando i sopraccitati benefici che limitano la necessità di ripotenziare le cabine primarie esistenti o di realizzarne di nuove. Anche in

questo caso la possibilità di ottenere economie complessive è quasi secondaria se confrontata con l'innegabile vantaggio di poter superare le difficoltà, spesso insormontabili, di trovare siti ove costruire nuove cabine primarie o spazi per l'adeguamento delle esistenti [17, 18].

3.5.2 Riduzione delle perdite

L'influenza sulle perdite delle reti attive è fortemente legato alla presenza della GD. Il fatto di produrre in prossimità dei carichi finali può avere come beneficio la riduzione delle perdite sia nella rete di distribuzione sia in quella di trasmissione. Per questo motivo, spesso si ritiene che il kWh prodotto mediante impianti GD possa avere una sorta di valore aggiunto rispetto al kWh prodotto e distribuito in modo più tradizionale. Questa semplice considerazione si complica notevolmente quando si decide di passare dalla pura astrazione teorica alla effettiva realtà dei fatti, poiché la riduzione delle perdite è comunque sensibilmente legata alla natura del carico ed alla tipologia della fonte, al punto di connessione, al tipo di rete su cui essa si connette ed al particolare momento della giornata preso in considerazione.

È talmente complesso valutare gli effetti della GD sulle perdite, che è tuttora aperto il dibattito su come esse debbano poi riflettersi sui costi di allacciamento alla rete. Quello che appare comunque chiaro è che se venisse implementata una qualsiasi delle forme di rete attiva questa problematica potrebbe essere risolta più agevolmente. Il concetto di rete attiva, infatti, si basa in buona parte sulla flessibilità e sulla gestione automatizzata della rete di distribuzione. Grazie alla disponibilità di sistemi di controllo avanzati si potrebbe quindi pensare a meccanismi accurati di attribuzione della responsabilità dell'aumento o della riduzione delle perdite tra i vari utenti della rete (carichi e produttori). Sembrano infatti destituiti di ogni fondamento tecnico-economico i sistemi di allocazione delle perdite basati sul "criterio di sostituzione" in base al quale forniscono un contributo alla riduzione delle perdite tutti quegli utenti,

siano essi carichi o generatori, che, se fossero eliminati, porterebbero ad un aumento complessivo delle perdite [26]. Molto più efficiente appare invece il criterio dei "Marginal Loss Coefficient (MLC)", che si basa sulla valutazione della derivata parziale delle perdite complessive rispetto alla potenza, attiva e reattiva, assorbita o generata nel generico nodo della rete. I MLC sono completamente dipendenti dal punto e dall'istante considerato: attraverso questi coefficienti è possibile valutare in modo piuttosto semplice se in un certo momento della giornata un dato nodo, sia esso di carico o di generazione, apporti un contributo positivo o negativo alla variazione delle perdite. Una volta noti tali coefficienti, sfruttando le potenzialità delle reti attive, sarebbe quindi relativamente semplice stabilire per tutti gli utenti un equo sistema di tariffe per l'utilizzo della rete che incentivi i nodi che contribuiscono alla riduzione delle perdite, senza distinzioni tra carichi e generatori.

Il discorso deve invece essere affrontato in modo completamente diverso nel caso delle perdite a vuoto dei trasformatori, che non devono essere valutate su base oraria. Questa scelta porterebbe infatti a situazioni paradossali come quella di attribuire le perdite nel ferro dei trasformatori AT/MT ad alcuni utenti di piccola taglia quando i più grossi generatori sono disconnessi per manutenzione. Se il trasformatore è di taglia sufficientemente elevata le sue perdite a vuoto possono essere anche superiori alla potenza richiesta dagli utenti più piccoli, ma è certamente difficile sostenere che l'esistenza di tali perdite sia da attribuire totalmente a quegli utenti che di un siffatto trasformatore non avrebbero affatto la necessità.

In prospettiva, un'altra potenzialità delle reti attive nella direzione della riduzione delle perdite, è senz'altro data dalla possibilità di essere dotate di sistemi di riconfigurazione automatica in grado di minimizzare le perdite adattando la topologia della rete. Questo potrebbe ad esempio concretizzarsi o mediante semplici chiusure di maglie ad hoc (la magliatura della rete può distribuire su un'area più vasta l'effetto dei generatori) oppure, come alcuni autori ipotizzano, attraverso l'impiego di dispositivi FACTS per il

reindirizzamento dei flussi di potenza secondo criteri di minimizzazione delle perdite [18].

Da queste brevi considerazioni emerge che, sebbene sia impossibile generalizzare in tal senso, la GD ha la potenzialità di ridurre le perdite, specialmente se distribuita in modo uniforme e capillare nella rete, mentre perde rapidamente questa capacità se concentrata in pochi nodi. La presenza di GD e la magliatura possono, insieme, essere sfruttate al fine di ridurre in modo anche drastico le perdite, garantendo un sufficiente margine che può incidere in modo significativo sul costo complessivo della rete e/o costituire un incentivo alla realizzazione di nuovi impianti di generazione. Solamente mediante l'implementazione di una rete attiva, che contribuisce ad aumentare la diffusione della GD e permette la gestione di configurazioni di reti interconnesse, si potrebbero dunque massimizzare gli effetti benefici della GD sulle perdite di potenza attiva nella rete.

3.5.3 Continuità del servizio

A causa della pressante richiesta da parte dei clienti e dell'attenta azione regolatoria da parte dell'Autorità, la continuità del servizio è una delle principali cause di investimento dei distributori, chiamati a fronteggiare ingenti impegni economici per ottenere standard di qualità sempre più elevati. Trascurare questo termine nella valutazione economica della rete porta ovviamente ad errori grossolani e ad una non corretta gestione delle risorse, che sono peraltro sempre più limitate. Da queste semplici considerazioni si evince che i responsabili della distribuzione devono investire nella costruzione di nuove linee o nell'adeguamento delle esistenti, nel potenziamento macchinari per evitare che la crescente domanda di energia elettrica possa determinare interruzioni per ridotta capacità di trasporto. I distributori devono inoltre prendere opportuni accorgimenti tecnici per limitare l'effetto sulla continuità del servizio di guasti e malfunzionamenti sulle linee. Ad ogni modo si devono mettere in conto i costi di

investimento da sostenere per rendere il sistema più affidabile e i costi di gestione provocati dalle interruzioni del servizio che non si riesce ad eliminare. In tal senso, le nuove reti di distribuzione possono condurre ad una sensibile riduzione di questi costi grazie alla magliatura, che assicura una molteplicità di percorsi per raggiungere il singolo cliente e spesso consente di differire nel tempo eventuali condizioni di eccessivo utilizzo di linee e trasformatori, ed alla GD, che può permettere di differire investimenti e, qualora regolamentata, di alimentare eventuali porzioni di rete in isola intenzionale. Questa funzione richiede di applicare una logica di gestione innovativa adatta sia ad eliminare in modo assai rapido e selettivo i guasti nella rete di distribuzione, interrompendo il tronco di rete guasto prima che le unità GD raggiungano i limiti della loro stabilità transitoria, sia a riconfigurare in modo rapido la rete in risposta ai guasti sopramenzionati ed alle condizioni di eccessivo sfruttamento del sistema. Tutte queste azioni non sono ovviamente esenti da costi aggiuntivi, ma è tuttavia possibile prevedere un percorso a tappe in cui reinvestire parte dei risparmi conseguiti per effettuare le modifiche necessarie per il passaggio allo step successivo. Si può ad esempio pensare che i risparmi conseguenti ai costi evitati relativi al miglioramento degli impianti possano servire per dotare le reti di un efficace sistema di automazione e di interruttori per la riconfigurazione rapida della rete. L'aumento di questi dispositivi, elemento base per la realizzazione di una rete magliata, può però essere vantaggiosamente utilizzato per migliorare la qualità del servizio riducendo nel contempo il costo del personale con l'effetto di conseguire ulteriori economie da destinarsi, ad esempio, all'acquisto di dispositivi elettronici per il contenimento delle correnti di corto circuito.

3.5.4 Il mercato dei servizi ancillari

Un aspetto di fondamentale importanza è quello relativo ai servizi di sistema che il Gestore della Rete di Distribuzione fornirà agli utenti; tra i cosiddetti servizi ancillari vanno considerati il controllo del reattivo, molto conveniente da realizzare localmente, la regolazione della tensione, la simmetria dell'alimentazione, l'impedenza equivalente di corto circuito al punto di connessione, che dovrà essere frutto di un compromesso fra l'esigenza di limitare le correnti di guasto (elevati valori dell'impedenza di corto circuito) e le fluttuazioni di tensione dovute alle variazioni della corrente nella impedenza stessa (bassi valori dell'impedenza), il livello delle correnti di guasto e, infine, la continuità del servizio [27, 28]. Alcuni di questi servizi sono tradizionalmente riconosciuti come servizi ancillari ai quali far corrispondere un certo prezzo (regolazione della tensione, regolazione del reattivo), altri sono invece peculiari del nuovo assetto della distribuzione (ad es. si potrà riconoscere come servizio, soggetto ad un canone, la capacità del sistema di assorbire l'incremento delle correnti di corto circuito causato dalla presenza di generatori allacciati alla rete). Anche la continuità del servizio, così come la disponibilità ad accettare interruzioni della fornitura, costituiranno un bene al quale far corrispondere rispettivamente un prezzo di vendita o di acquisto.

Si può quindi ipotizzare che nelle reti attive l'utente dovrà pagare una quota fissa legata all'impegno di potenza reattiva ed una quota legata invece ai kVARh effettivamente consumati. L'utente potrà decidere, qualora sia importante per le proprie apparecchiature, di acquistare una fornitura dell'energia con componenti inverse ed omeopolarari che non superino un valore contrattualmente stabilito con il pagamento di una quota fissa e potrà ottenere un'impedenza di corto circuito al punto di connessione del valore più opportuno (si pensa che il gestore della rete stabilirà il valore di default della potenza di corto circuito commisurata alla potenza allacciata, mentre valori di impedenza di corto circuito inferiori potranno essere garantiti solamente dietro pagamento del

servizio). Lo stesso utente potrà inoltre decidere se pagare un contributo proporzionato all'incremento delle correnti dovuto al suo allacciamento, magari sotto forma di una quota fissa proporzionata all'incremento causato, o sostenere dei costi aggiuntivi per collegarsi al punto di connessione mediante dispositivi elettronici di conversione [27].

Il distributore, in uno scenario di unbundling della distribuzione in cui ad ogni servizio di rete è associato un prezzo, può a sua volta decidere se produrre in proprio i servizi o acquistarli, mediante opportuni accordi commerciali, dai suoi stessi clienti sulla base di attente valutazioni economiche. Nel nuovo sistema di distribuzione l'operatore di rete potrebbe mantenere la responsabilità di gestione di tutti gli aspetti legati alla qualità del servizio, ma per ottenere tale obiettivo dovrebbe includere anche l'uso delle opportunità offerte dalla GD, dal DSM (Demand-Side Management) e da uno scambio attivo di servizi con la trasmissione.

I produttori della GD potrebbero pagare per il controllo attivo (AM - Active Management) della tensione che massimizzi la loro produzione o, viceversa, il distributore potrebbe essere disposto a pagare per la fornitura di reattivo, per realizzare programmi di "load curtailment" o di "generation curtailment" al fine di mantenere la qualità della tensione [26].

Ad esempio, il distributore potrà garantire dei contributi a quei generatori che partecipano alla produzione del reattivo in modo proporzionale al loro effettivo grado di controllabilità, mediante un canone costituito da una quota fissa legata alla potenza impegnata ed una quota variabile legata alla produzione.

3.5.5 Regolazione del profilo di tensione

Un importante aspetto dell'impatto delle reti attive sul sistema di distribuzione riguarda la regolazione del profilo di tensione. La regolazione ed il mantenimento di un profilo della tensione sufficientemente uniforme rappresentano infatti degli importanti vincoli tecnici che solitamente limitano la potenza di generazione installabile dagli utenti/produttori nelle reti. Infatti, la presenza di GD altera il criterio di regolazione che agisce sul variatore sotto carico del trasformatore AT/MT delle cabine primarie, che riduce o aumenta la tensione a seconda dell'entità del carico complessivamente assorbito, misurato attraverso la corrente totale che fluisce attraverso il trasformatore. Un tale sistema non può tenere conto delle peculiarità di ciascuna partenza alimentata dal trasformatore e risulta pertanto del tutto inefficace in presenza di GD. Per contro, la GD può facilmente trasformarsi in una buona opportunità se sfruttata per fornire un supporto alla regolazione: questo rappresenta uno dei principali motivi per i quali si è iniziato a sentire l'esigenza di introdurre nella gestione delle reti di distribuzione il concetto di reti attive. Anche nelle sue più semplici implementazioni, infatti, una rete attiva deve consentire la regolazione dei flussi di potenza attiva e reattiva ai nodi di generazione in accordo con i variatori sottocarico dei trasformatori in CP per garantire un adeguato controllo del livello di tensione. In questo caso si tratta ancora una volta di apportare poche modifiche effettive alla rete e di dotarsi di un sistema di trasmissione dati affidabile ed efficiente per il controllo della generazione e di appositi algoritmi di controllo per la regolazione della tensione il cui costo, in un'eventuale implementazione per fasi del nuovo assetto, potrebbe essere coperto dall'incremento degli introiti derivanti dagli oneri di allacciamento e di sfruttamento della rete pagati dai produttori per contribuire allo sviluppo delle reti attive nel loro livello più semplice. Questo approccio, ad esempio, è stato recentemente adottato in Danimarca [29], a causa dell'elevata penetrazione raggiunta dalla generazione eolica sia a livello di media che di bassa tensione.

In questo contesto il sistema elettrico è suddiviso su più livelli gerarchici ed ogni area della rete di distribuzione è responsabile per la potenza reattiva di cui necessita e si preoccupa della regolazione di tensione.

3. 6. Effetti negativi dell'impiego delle reti attive

Per eseguire un'attenta valutazione riguardo l'impiego delle reti attive nel sistema di distribuzione, occorre citare alcuni problemi legati alla loro implementazione. I principali possono essere riassunti nei tre punti seguenti:

- **Effetto Domino:** qualora non correttamente gestita, una rete di distribuzione fortemente interconnessa rischia di dar luogo a pericolosi effetti di diffusione dei guasti e dei malfunzionamenti che possono compromettere il servizio in aree molto vaste, introducendo quindi al livello della media tensione alcuni problemi che risultano tipici, e al giorno d'oggi sempre più frequenti, delle grandi reti di trasmissione;
- **Correnti di guasto:** la diffusione della GD e soprattutto la magliatura delle reti determina in ogni caso un forte incremento delle correnti di corto circuito. Tra le soluzioni a disposizione si può citare l'impiego dei limitatori di corrente, meglio se elettronici, o la sostituzione degli interruttori. Ad ogni modo deve essere completamente rivisitato l'intero sistema di protezione.
- **Power Quality:** in certi casi, l'interconnessione può aumentare l'ampiezza della corrente di corto circuito; conseguentemente vi è il rischio di buchi di tensione più profondi e di aree di influenza maggiormente estese. Per scongiurare la possibilità di un forte degrado della qualità della tensione è pertanto necessario pianificare le reti di distribuzione tenendo conto di questi aspetti, prevedendo ad esempio l'adozione di dispositivi custom power per il condizionamento della potenza e/o l'impiego innovativo della

GD per sostenere i carichi privilegiati durante i buchi di tensione (mediante l'impiego di dispositivi d'interfaccia ad elettronica di potenza [30]).

Il possibile nuovo assetto della distribuzione non è certamente esente da rischi. Occorre tuttavia sottolineare come l'eventualità di giungere ad un sistema di distribuzione avente caratteristiche peggiori di quello attuale può essere scongiurata soltanto attraverso importanti e responsabili investimenti economici e, soprattutto, con un grande sforzo ingegneristico per progettare le strutture delle reti, gli schemi delle cabine, i sistemi di protezione, comando, controllo e automazione unitamente ad un'attenta ed opportuna attività di regolamentazione che definisca le nuove direttive di esercizio e le innovative strategie di gestione del sistema di distribuzione.

Si tratterà comunque di un processo lento, che richiederà molti anni per la sua realizzazione e sarà fortemente influenzato dalla effettiva diffusione su larga scala di generazione di piccola taglia.

3. 7. Le motivazioni per il cambiamento

I documenti recentemente prodotti dalla UE indicano chiaramente che l'Europa è entrata in una nuova era energetica e delineano gli obiettivi che dovranno essere perseguiti: sostenibilità, competizione e sicurezza nell'approvvigionamento energetico. Ovviamente, questi obiettivi potranno essere raggiunti solamente in un chiaro contesto di politiche e azioni nazionali e sovranazionali. Per quanto concerne la domanda di energia elettrica è da attendersi una consistente crescita, come ribadito dai dati dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) che prevede una crescita annua pari al 1.4 % fino all'anno 2030. Alcuni studi italiani, eseguiti nell'ambito della Ricerca di Sistema, prevedono che la crescita della domanda sarà prevalentemente

concentrata nei settori terziario e residenziale e, pertanto, andrà ad interessare in modo significativo il sistema di distribuzione a media e bassa tensione. Dal punto di vista della produzione, sempre la IEA prevede in Europa una crescita considerevole della produzione da fonti rinnovabili; la percentuale di produzione da fonti rinnovabili dovrebbe in pratica raddoppiare entro il 2030, passando dall'attuale 13 % al 26 %. Per quanto concerne l'ammontare degli investimenti, la IEA prevede che il settore energetico richiederà nel mondo circa 16.000 miliardi di dollari americani; a tal proposito si stima che la sola Europa richiederà investimenti per oltre 500 miliardi di Euro al fine di ammodernare e rafforzare il sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. In Fig. 3-9 sono indicati le principali motivazioni al cambiamento.



Figura 3.9 - Fattori che spingono all'innovazione del sistema elettrico

Il mercato liberalizzato dell'energia dovrà permettere efficienza ed economia. L'affidabilità e la sicurezza della fornitura insieme con il miglioramento della qualità sono aspetti essenziali: dovrà pertanto essere affrontato il problema della disponibilità delle fonti energetiche e dell'inevitabile invecchiamento di molti elementi chiave del sistema elettrico.

Per quanto riguarda le sempre più attuali e preoccupanti problematiche ambientali si dovranno ridurre le emissioni di CO₂, SO₂, NO_x e di tutti gli altri inquinanti associati alla combustione di combustibili fossili in modo da evitare i tanto temuti cambiamenti climatici. La ricerca di soluzioni innovative che permettano il miglior rapporto costi benefici sarà uno dei temi centrali della ricerca nel prossimo ventennio. Le reti di trasmissione e distribuzione dell'energia ed il mercato costituiscono il cuore del sistema energetico europeo e devono pertanto evolversi per garantire una fornitura affidabile e sicura in modo economicamente sostenibile, sfruttando al pieno le potenzialità del parco di produzione centralizzato e delle risorse energetiche distribuite (Generazione Distribuita, GD).

Certamente l'infrastruttura elettrica, già investita dal processo di "deregulation" e chiamata a soddisfare una domanda sempre crescente con elevati standard di qualità e affidabilità, è in uno stato di notevole sollecitazione e dovrà affrontare prossimamente sfide di notevole portata quali:

- L'insufficiente capacità di trasmissione (per la trasmissione è prevista nei prossimi anni una crescita dei flussi di energia attorno al 22-25% mentre per la rete si attende verosimilmente uno sviluppo inferiore al 4%);
- La ridefinizione della pianificazione e della gestione del sistema in un'era di competitività;
- Il coordinamento di controlli centralizzati e decentralizzati.

Concludendo, da queste considerazioni si evince che se da una parte si aprono nuovi mercati e importanti prospettive di sviluppo, dall'altra è necessario uno sforzo imponente di integrazione e coordinamento, affinché vi sia una concreta possibilità di successo, pena un fallimento degli obiettivi di sistema ed il rischio di un arretramento rispetto ai livelli attualmente raggiunti.

CAPITOLO 4

4. LE RETI DI DISTRIBUZIONE INNOVATIVE

4. 1. Generalità

Come noto, gli operatori del sistema elettrico si trovano attualmente costretti a fronteggiare un crescente numero di problemi, correlati in buona sostanza all'aumento dei carichi, alle nuove politiche ambientali e alle pressioni economiche del mercato. La diffusione in larga scala della generazione distribuita, potenzialmente in grado di alleggerire il sistema di trasmissione e di risolvere in parte tali problemi, è rallentata dallo stato in cui si trova il sistema di distribuzione, che al momento non è in grado di accogliere una forte penetrazione di GD. I motivi sono diversi, ma derivano principalmente dal fatto che nel corso degli anni le reti di distribuzione non sono state concepite tenendo conto della possibilità di produrre in loco parte della potenza necessaria al sostentamento dei carichi.

Da queste considerazioni si intuisce l'esigenza di studiare nuove soluzioni di rete in grado di rispondere alle sopraccitate esigenze, ottimizzando i benefici e minimizzando gli inconvenienti eventualmente imputabili ad una massiccia presenza di GD nel sistema di distribuzione.

Tra le varie soluzioni innovative allo studio, si possono sicuramente citare le MicroGrid, le Smart Grid e le Virtual Utility, che vengono di seguito illustrate.

4. 2. La MicroGrid

Un possibile interessante sviluppo nell'impiego della GD è costituito dalla realizzazione delle MicroGrid, che consistono sostanzialmente in piccole reti che riproducono al loro interno la struttura del sistema di produzione e distribuzione dell'energia (Fig. 4.1).

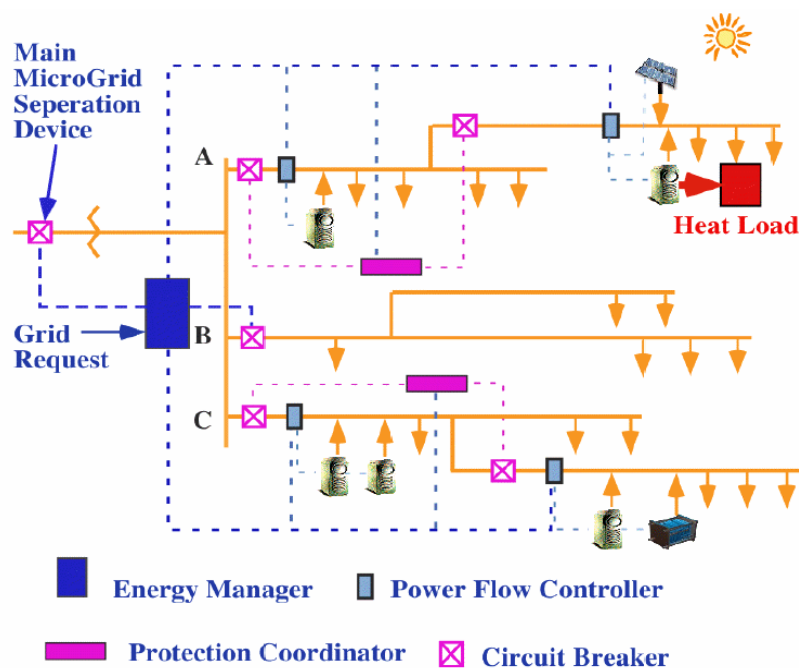


Figura 4.1 – Esempio di MicroGrid

Nonostante il concetto di MicroGrid sia ormai ricorrente in letteratura, attualmente non esiste una definizione precisa e universalmente accettata. Ad ogni modo una MicroGrid (Figg. 4.2 e 4.3) può essere definita come un insieme di generatori, carichi e sistemi di accumulo dell'energia connessi capaci di operare indipendentemente dalla rete elettrica [31]. Un'altra definizione viene fornita dal CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions), che definisce come MicroGrid un insieme di microsorgenti e carichi operanti come un singolo sistema che produce energia elettrica e calore.

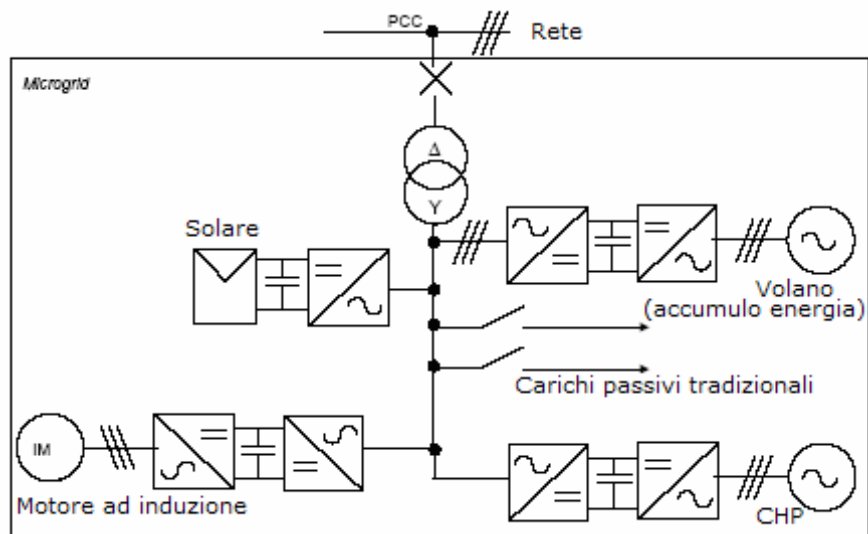


Figura 4.2 – Esempio di MicroGrid (schema elettrico)

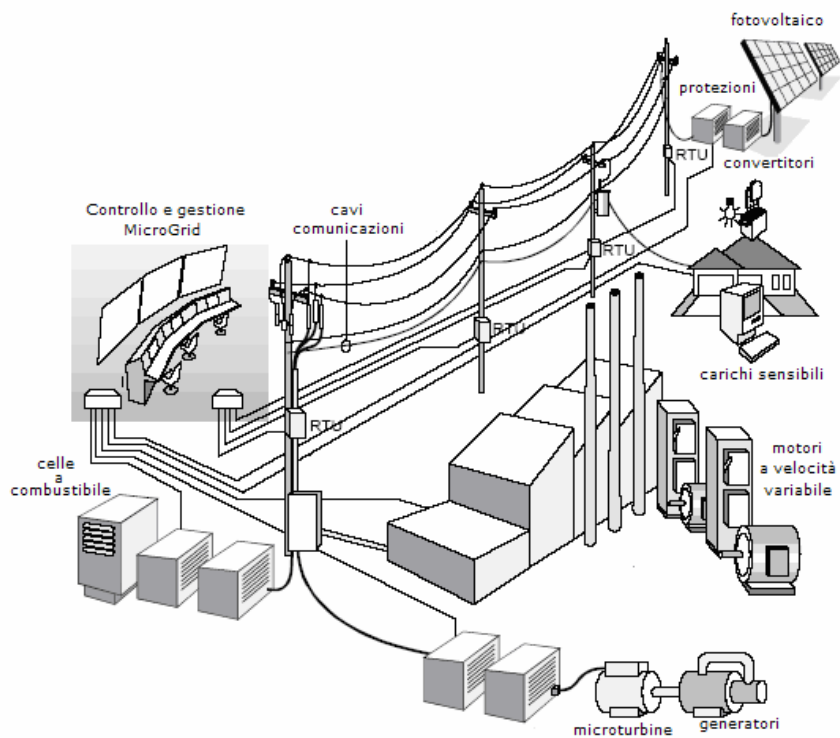


Figura 4.3 – Esempio di MicroGrid

Il concetto di MicroGrid, complementare alle reti attive, è sviluppato prevalentemente negli USA e come detto prevede la realizzazione di piccole porzioni di rete in cui vi sia sufficiente generazione per sostenere, almeno parzialmente, il carico presente [32]. Le MicroGrid possono essere assimilate alle celle delle reti attive in quanto dotate di un sistema di controllo locale che regola gli scambi di energia tra carichi, generazione e rete esterna; in occasione di disservizi nel sistema di alimentazione principale la MicroGrid può restare in isola intenzionale, fornendo energia ai carichi che abbiano maggiori necessità di continuità e disabilitando quelli che hanno accettato di far parte di un programma di "load curtailment".

Anche se non esiste una definizione univoca, si può comunque tranquillamente affermare che una MicroGrid è:

- Un gruppo di piccole sorgenti, sistemi di accumulo e carichi che sono visti dalla rete elettrica come un semplice carico passivo;
- Progettata, costruita e controllata dall'utente, secondo criteri tecnici ed economici definibili dall'utente stesso;
- Connessa alla rete elettrica classica (detta anche MacroGrid), anche se può lavorare anche in isola.

In Figura 4.4 viene riportata la possibile architettura di una MicroGrid di base. In questo caso il sistema elettrico è di tipo radiale con tre dorsali (A, B e C) e con le microsorgenti (microturbine o celle a combustibile) connesse al sistema attraverso convertitori statici; una sola unità di produzione realizza un ciclo combinato energia elettrica-calore (CHP). Sul lato primario del trasformatore è situato il Punto di Accoppiamento Comune (PCC), che definisce la separazione tra la MicroGrid ed il resto della rete.

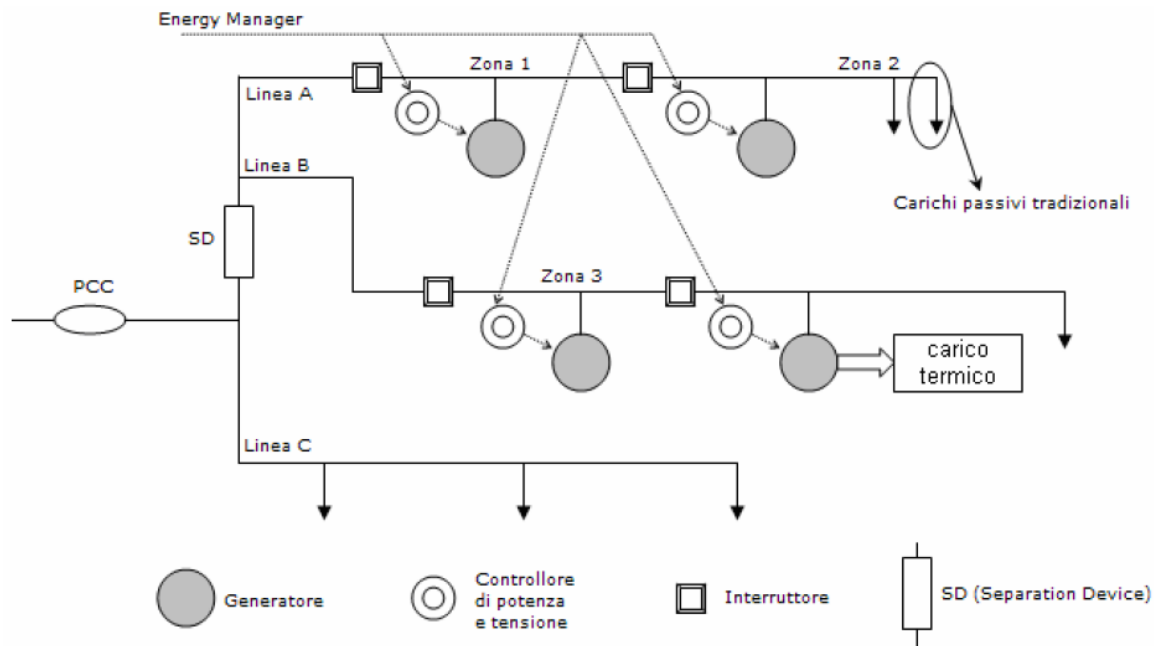


Figura 4.4 – Architettura di una MicroGrid

A seconda che la microrete sia o meno elettricamente isolata dal sistema di distribuzione, si possono inoltre distinguere le MicroGrid in autonome e non autonome.

Tra gli obiettivi principali perseguiti nella realizzazione di una MicroGrid possono sicuramente essere citati la semplicità costruttiva, la buona qualità del servizio e l'elasticità, intesa come la possibilità di ampliamenti in relazione agli aumenti di carico e di acquisizione di nuova utenza. Una MicroGrid presenta tre attività peculiari che rendono molto interessante questa architettura:

- Energy Management System (EMS). E' l'unità che provvede al dispatching, fissando i valori di riferimento di potenza e tensione per ogni controllore;
- Controllo distribuito delle microsorgenti. La regolazione di potenza e tensione viene eseguita su ogni singolo generatore per rispondere opportunamente alle variazioni di carico (Fig. 4-3);
- Protezione. I sistemi di protezione per MicroGrid richiedono, come si vedrà più avanti, particolari soluzioni.

Per quanto concerne le opportunità economiche, le microreti rappresentano una buona soluzione in svariati campi, tra cui si possono citare le piccole e medie imprese, la grande distribuzione, le catene alberghiere, gli edifici residenziali o civili, le cliniche e gli ospedali, i centri sportivi e gli istituti scolastici.

4.2.1 Elementi caratteristici delle MicroGrid

Come detto, nella sua forma più generale una MicroGrid è un insieme di sistemi di generazione, con le tecnologie di norma utilizzate nella GD, di impianti di cogenerazione e di sistemi di accumulo dell'energia.

Tutti gli elementi presenti sono controllati e gestiti dall'EMS, con varie strategie di controllo. Nella Tabella 4.1 [31] è riportato un confronto tra le varie tecnologie di generazione utilizzate, mentre nei paragrafi successivi vengono descritte alcune tecnologie per l'accumulo di energia ed i cicli combinati (CHP), ampiamente utilizzati nelle MicroGrid.

Tabella 4.1 - Confronto tra le varie tecnologie di generazione

Tipo	Potenze (kW)	Efficienza energetica	Costi
Microturbine	20-500	28-33%	1.000 €/kW circa
Celle a combustibile	2-3.000	30-55%	4.000 €/kW circa
Turbine eoliche	3-3.000	20-45%	2.000 €/kW circa
Pannelli solari	1-500	4,5-16%	13.000 €/kW circa

4.2.2 Tecnologie disponibili per l'accumulo di energia

In una MicroGrid, è di fondamentale importanza immagazzinare l'energia mediante un sistema di accumulo. Durante eventuali picchi di carico, infatti, la MicroGrid potrebbe non essere in grado di rispondere alle variazioni di carico senza un'immediata disponibilità di energia.

I sistemi di accumulo diventano poi addirittura indispensabili in tutti quei casi che vedono impiegate massicce quantità di produzione da fonti rinnovabili. Uno dei maggiori ostacoli alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili è, infatti, costituito dal fatto che spesso sono fonti discontinue, soprattutto per quanto riguarda il solare, l'eolico ed, in qualche misura, il mini ed il micro idroelettrico.

Per poter utilizzare appieno queste fonti primarie è necessario adottare dei sistemi di accumulo che abbiano un ciclo di carica-scarica con il rendimento energetico netto più elevato possibile. In tal senso, si consideri che l'accumulo di energia è interessante quando l'energia recuperata utile netta, detratta quindi anche dell'energia spesa per il funzionamento degli ausiliari (pompe, scambiatori, controlli, ecc), è maggiore del 70% dell'energia in entrata.

Nelle reti di potenza classiche, il più semplice sistema di accumulo dell'energia è legato all'inerzia dei generatori: quando si ha un incremento di carico in rete, il deficit iniziale di potenze è soddisfatto dall'inerzia del sistema, a discapito di una piccola riduzione della frequenza di rete. Nel caso di una MicroGrid, per mantenere tensione e frequenza all'interno dei limiti, è invece necessario poter disporre di forme di energia aventi una rapida risposta. Per questo motivo vengono principalmente utilizzati dei sistemi come batterie, volani e supercapacitori.

Le batterie sono le apparecchiature più tradizionali per l'accumulo di energia. In questo caso, dato che l'energia è sotto forma di corrente continua, è necessaria l'interfaccia con inverter. Il volano, invece, accumula energia ad alta velocità (fino a 100.000 rpm) ruotando accoppiato al motore/generatore. La

rotazione avviene ad una velocità elevata dal momento che l'energia accumulata è proporzionale proprio al quadrato della velocità. I supercapacitori, infine, sono capacitori elettrolitici ad elevata capacità che immagazzinano energia sotto forma di carica elettrostatica. Tali componenti presentano una notevole velocità di scarica: per questo motivo essi possono essere utilizzati per le rapide variazioni di carico nelle MicroGrid.

In Tabella 4.2.a viene riportato un confronto tra diverse caratteristiche dei principali accumulatori di energia [33], mentre in Tabella 4.2.b vengono confrontate alcune caratteristiche tipiche delle batterie e dei volani [31].

Tabella 4.2.a - Confronto tra tecnologie di accumulo

Metodo di accumulo	Volani bassa velocità	Volani alta velocità	Bacini idrici
Caratteristiche			
Costo capitale/MWh	\$ 300,000	\$ 25,000,000	\$ 7,000
Peso/MWh	7,500 kg	3,000 kg	3,000 kg
Efficienza	0.9	0.93	0.8
Costo manutenzione/MWh	\$ 3	\$ 4	\$ 4
Maturità	Commerciale	Neo Commerciale	Commerciale
Capacità	50 kWh	750 kWh	22,000 MWh
Durata	20 anni	20 anni	40 anni
Metodo di accumulo	Aria compressa	Superconduttori	Supercapacitori
Caratteristiche			
Costo capitale/MWh	\$ 2,000	\$ 10,000	\$ 28,000,000
Peso/MWh	2.5 kg	10 kg	10,000 kg
Efficienza	0.85	0.97	0.95
Costo manutenzione/MWh	\$ 3	\$ 1	\$ 5
Maturità	Commerciale	Commerciale	Commerciale
Capacità	2,400 MWh	0.8 kWh	0.5 kWh
Durata	30 anni	40 anni	40 anni

Tabella 4.2.b - Accumulo di energia: batterie e volani

Tipo	Applicazioni (kWh)	Efficienza energetica	Costi
Batterie	10-500	70-80%	500 €/kW circa
Volani Bassa Velocità	50	70-80%	300 €/kW
Volani Alta Velocità	750	70-80%	20.000 €/kW

4.2.3 Cicli combinati calore-energia elettrica (CHP)

Uno dei maggiori benefici apportati dalle MicroGrid è sicuramente la possibilità di ricorrere alla cogenerazione, sfruttando quindi in maniera opportuna il calore prodotto dal processo di conversione del combustibile primario in elettricità.

Come noto, la cogenerazione è un processo termodinamico atto alla produzione contemporanea di energia elettrica e termica nel medesimo impianto; questa tecnologia è considerata come una delle soluzioni più promettenti in termini di riduzione delle emissioni di inquinanti (riduzione di CO₂ del 30%) e di risparmio energetico. In questo modo l'energia viene utilizzata sicuramente in maniera più razionale e vengono raggiunti dei valori di rendimento più elevati, che spesso superano l'80%. Oltre a queste esigenze di risparmio e di tutela ambientale, l'affermazione della cogenerazione è anche spinta dalle esigenze di carattere pratico specialmente nei siti produttivi in cui c'è la necessità di disporre contemporaneamente di calore ed elettricità in rapporti variabili sia durante la giornata che durante l'anno. Per contro, in molte situazioni si può presentare un handicap significativo a causa della possibile non-coincidenza della domanda di elettricità e di calore.

4.2.4 Vantaggi e svantaggi delle MicroGrid

Come intuibile, i vantaggi associati alle MicroGrid sono molteplici; esse hanno, infatti, la potenzialità di alimentare un gruppo di utenti adattando la qualità e la natura della fornitura alle esigenze dei consumatori, riducendo potenzialmente i costi di acquisto dell'energia. Una rete autonoma può risultare conveniente in aree dove sia particolarmente carente la rete di trasmissione e/o di distribuzione o dove la sua costruzione sia decisamente antieconomica e, più in generale, in tutti quei casi in cui si avverta in modo particolare il peso del costo della trasmissione e della distribuzione. In tal senso si può anche

affermare che, in particolari condizioni, il ricorso a sistemi autonomi di produzione e distribuzione potrebbe consentire agli utenti di acquistare l'energia a costi più contenuti.

Per contro, questa potenziale riduzione di costi potrebbe essere completamente vanificata dalla necessità di fornire alla MicroGrid un livello di affidabilità comparabile con quello della rete pubblica, e comunque adatto alle esigenze degli utenti alimentati. Il ridotto numero di utenti connessi alla microrete, infatti, impedisce in generale che ci si possa avvantaggiare in modo significativo della naturale compensazione tra i vari carichi e che quindi potrebbe essere necessario operare un notevole sovradimensionamento degli impianti. Si può pertanto affermare che, per gestire in modo efficiente ed economico una rete isolata, è necessario che il numero di utenti presenti sia abbastanza alto da garantire una buona compensazione; d'altro canto, un numero troppo elevato di utenti rischierebbe di portare al livello delle microreti i tipici problemi delle grandi reti di distribuzione.

Per ottenere i prestabiliti livelli di affidabilità e far fronte alla domanda di energia, è inoltre necessario che anche le unità di generazione siano non solo molteplici ma anche differenziate come tipologia delle fonti di produzione (fuel cells, PV, eolico, CHP, etc.). Occorre tuttavia precisare che più è elevato il numero di risorse disponibili, evidentemente maggiori sono gli oneri per la gestione e la manutenzione della rete e per lo sviluppo di un sistema efficiente di controllo e di comunicazione. Questi maggiori oneri, derivanti da tali necessità, rischiano quindi di vanificare in tutto o in parte i vantaggi tecnici ed economici derivabili da una gestione autonoma della produzione e della distribuzione dell'energia. In particolare, nel caso delle MicroGrid autonome, il dispacciamento della potenza prodotta da risorse distribuite e le problematiche connesse alla regolazione delle frequenza e della potenza richiedono l'adozione di idonee tecniche di controllo, simili a quelle che dovranno essere impiegate per la gestione della GD nelle reti di distribuzione pubblica, e di adeguati sistemi di comunicazione.

Attualmente esistono differenti problematiche che costituiscono un freno allo sviluppo delle reti autonome di distribuzione dell'energia; in particolare occorre chiarire i seguenti punti chiave:

- Individuare chi ha il compito di gestire la rete e preoccuparsi di garantire la necessaria affidabilità del sistema;
- Individuare chi ha il compito di decidere quali unità possono stare in produzione e quali devono invece essere mantenute in riserva a causa della variabilità della domanda;
- Valutare in che modo le unità di produzione possano comunicare tra loro e partecipare alla regolazione della tensione e della frequenza.

Nonostante non esistano ancora risposte in merito, da più parti si pensa che le stesse società di distribuzione potranno fornire come servizio la gestione di un sistema isolato, aprendo conseguentemente un nuovo mercato nella progettazione, nella realizzazione e nella gestione delle MicroGrid. In tal senso risulta particolarmente critico il problema legato alla gestione dei guasti che, dal momento che non è pensabile prevedere il distacco di tutti i generatori in seguito ad un disservizio, richiede logiche di intervento in grado di disconnettere esclusivamente la porzione di MicroGrid interessata dal guasto. Appare comunque piuttosto improbabile che un siffatto sistema possa essere gestito dagli utenti del servizio elettrico o dai proprietari delle sorgenti di produzione, rendendo inevitabilmente necessarie, se non addirittura indispensabili, adeguate competenze specialistiche.

Come si evince da queste brevi considerazioni, nonostante le MicroGrid autonome diventino sempre più popolari e siano caratterizzate da potenziali vantaggi in termini di qualità del servizio e di costi dell'energia, incontrano, e incontreranno nel futuro, molti ostacoli alla loro diffusione.

Il discorso è invece differente per le MicroGrid non autonome che, anche se lasciano ai consumatori e ai produttori l'onere dello sviluppo, della realizzazione e del mantenimento della rete, presentano l'indubbio e grande vantaggio di poter utilizzare la rete di distribuzione in modo da avere fissate tensione e frequenza di riferimento, di poter fornire potenza agli utenti anche in caso di perdita di risorse distribuite e di consentire la vendita alla rete di eventuali esuberanti di produzione di energia. Un altro aspetto molto importante, infine, è che la microrete garantisce l'alimentazione degli utenti ad essa afferenti anche nell'eventualità in cui si abbiano guasti nella rete pubblica di distribuzione, sempre che la produzione possa far fronte al carico in quei momenti, aumentando quindi il livello di qualità del servizio.

Un fattore fondamentale per lo sviluppo delle microreti non autonome è che esse presentano delle potenzialità allettanti anche per i distributori di energia in quanto:

- Aprono nuovi mercati per la progettazione, lo sviluppo e la gestione;
- Permettono di controllare i flussi di potenza reattiva nel sistema, dal momento che la GD può contribuire a fornire la potenza reattiva necessaria ai carichi della microrete per una più efficace regolazione della tensione;
- Consentono la vendita di combustibile alle risorse distribuite.

A fronte di questi possibili vantaggi rimangono indubbiamente ancora delle questioni che dovrebbero essere chiarite in sede normativa; non è ben chiaro, ad esempio, se l'utility a cui la microrete è connessa debba essere comunque in grado di alimentare tutti gli utenti anche qualora si abbiano avarie e problemi alla GD tali da pregiudicare la capacità di soddisfare la domanda di energia totale. In tal caso si avrebbero evidentemente pochi vantaggi per il distributore, in quanto gli impianti dovrebbero essere in ogni caso dimensionati per far

fronte alla condizione più sfavorevole. Un altro aspetto essenziale è sicuramente quello legato al funzionamento in isola della MicroGrid a seguito di eventuali guasti nella rete di distribuzione che può consentire all'utility di migliorare il livello di continuità del servizio per gli utenti connessi. Affinché il sistema possa risultare efficiente è tuttavia necessario che la microrete possa passare dal funzionamento non autonomo a quello autonomo in breve tempo, garantendo livelli di qualità adeguati. A tal proposito sarà necessario che vi siano efficienti sistemi di comunicazione tra utility, sorgenti di produzione e utenti, in modo che si possa individuare rapidamente quale risorsa possa eventualmente operare da "centrale pilota" per controllare la produzione di potenza attiva e reattiva delle altre in modo efficiente, per la regolazione della tensione e della frequenza e attivare un opportuno programma di "load curtailment" (per quei clienti che vi partecipano) qualora la produzione non sia in grado di far fronte alla domanda di energia degli utenti. Nonostante si prevedano numerosi vantaggi nella diffusione della MicroGrid e molte delle tecnologie necessarie per una corretta implementazione siano oramai mature, è evidente che l'elevato ammontare degli investimenti limita fortemente lo sviluppo, anche se sempre più frequentemente si assiste ad esempi realizzati con successo. Oggigiorno esistono infatti esempi di microreti realizzate con sistema fotovoltaico e celle a combustibile gestite in cogenerazione: in queste è possibile alimentare gli utenti in modo affidabile e con costi di produzione ragionevoli, sfruttando in modo efficiente la variazione stagionale dei carichi (in estate produzione da fotovoltaico, in inverno cogenerazione da fuel cells). A dispetto di un ridotto numero di partecipanti al progetto, è comunque possibile gestire in maniera efficiente il sistema, garantendo affidabilità e qualità del servizio.

4.2.5 Sistemi di protezione

Lo scopo principale di un sistema di protezione è sostanzialmente quello di garantire la sicurezza della rete dai guasti tra le fasi, da quelli verso terra e dai sovraccarichi prolungati [34]. Gli schemi di protezione utilizzati nell'ambito dei sistemi di potenza sono realizzati allo scopo di isolare, nel più breve tempo possibile, una porzione di rete interessata dal guasto [35]. Il sistema di protezione è responsabile della rilevazione dei guasti e, qualora necessario deve, inviando opportuni segnali agli interruttori in rete, essere capace di isolare in modo selettivo la sola porzione di rete interessata dal guasto.

Come intuibile, il sistema di protezione per le microreti deve essere diverso da quello tradizionalmente progettato per sistemi di distribuzione classici, in quanto il numero di sorgenti del sistema aumenta significativamente e decade la condizione di connessione di soli carichi passivi. Un'altra differenza sostanziale tra microreti e le reti tradizionali è legata alla variazione della corrente di cortocircuito nel passaggio tra rete e funzionamento in isola. Occorre a tal proposito ricorrere a differenti criteri di scelta delle protezioni per le seguenti distinte condizioni:

- Funzionamento "normale": si ha quando si verifica un guasto su la micrgrid, quando questa è connessa alla rete;
- Guasto sulla MicroGrid funzionante in isola.

Per "funzionamento normale" s'intende la MicroGrid connessa alla rete (interruttore SD in Figura 4.4 chiuso). La risposta più adatta ad un guasto sulla rete varierà in base alle caratteristiche dei carichi connessi alla microrete; se ad esempio i carichi della MicroGrid sono legati alla vendita al dettaglio, l'obiettivo principale sarà quello di tenere le luci accese in modo tale da continuare a servire i clienti. Con riferimento alla Figura 4.4, i guasti che accadono sulle linee

A-B richiedono una risposta differente da quelli sulla linea C, in cui non si ha nessun tipo di generazione. Infatti, nel primo caso (guasto su linea A o B) si può isolare la sezione aprendo SD, con le zone rimanenti che rappresentano un sistema tradizionale senza generazione distribuita. Ad ogni modo, lo schema di protezione dovrà essere progettato per le caratteristiche della specifica interconnessione, in maniera tale da assicurare che la separazione della microrete avvenga nei tempi convenzionali.

Si consideri ora un guasto sul lato MicroGrid rispetto a SD (Fig. 4.4). Le linee A e B dovranno in questo caso disporre di una protezione tale da consentire l'isolamento del numero minimo di generatori. Ad esempio, per un guasto in zona 2, in cui sono presenti solamente carichi passivi, si dovrebbe attivare l'interruttore più vicino che isola il guasto col minimo disturbo al resto dei carichi. Per un guasto in zona 1, a monte della zona 2, tutti i carichi sulla linea A sono invece disalimentati, non essendo previsto un sistema che consenta di alimentare la zona 2 con i generatori presenti in zona 1. In modo del tutto analogo, i guasti in zona 3 eliminano tutta la linea B.

Da questi semplici esempi si intuisce che mentre una microrete isolata con un solo generatore può accettare uno schema di protezione simile a quello utilizzato da una rete di distribuzione, quelle più grandi richiederanno sistemi di protezione più sofisticati e complessi.

4.2.6 Comunicazione nelle MicroGrid

La nascita del nuovo mercato elettrico ha portato all'introduzione delle tecnologie innovative del mondo delle telecomunicazioni nella gestione dei sistemi di potenza, per la necessità dello scambio di informazioni tra i vari attori del mercato. Grazie soprattutto al notevole sviluppo dell'“Information and Communications Technology” (ICT), esiste la concreta possibilità di gestire la MicroGrid nel modo più opportuno, con il controllo operativo ed il sistema mercato integrati all'interno di una rete TCP/IP con il sistema di comunicazione

che, allo stesso tempo, diventa parte integrante della microrete. Tra le varie soluzioni possibili per le comunicazioni fra i sistemi che costituiscono una MicroGrid le più utilizzate sono sicuramente lo standard RS-485 ed Ethernet.

Nell'Aprile del 2003 è stato pubblicato lo standard IEC 61850. Tale documento di standardizzazione, nato per i sistemi automatici, può essere convenientemente utilizzato per le comunicazioni tra le apparecchiature nelle microreti; sfruttando lo IEC 61850 i futuri sistemi di potenza, ed in particolar modo le MicroGrid, saranno costituiti e controllati da apparecchi intelligenti (Intelligent Electronic Devices, IED) connessi fra loro per ottimizzare i transiti di potenza, dalla generazione fino agli utenti finali.

4. 3. La Smart Grid

Una Smart Grid è definibile come l'applicazione della tecnologia digitale alla distribuzione e consegna dell'energia ai clienti finali.

Il concetto di Smart Grid è nato per trasformare radicalmente il sistema elettrico mediante l'utilizzo di tecnologie di comunicazione avanzate, controlli automatici ed altre forme di ICT. In buona sostanza si tratta di integrare tutte le apparecchiature, le informazioni ed il mercato elettrico all'interno di un processo coordinato e collaborativo che consente all'energia di essere generata, distribuita e consumata in modo affidabile ed efficiente. Attraverso l'implementazione di una smart grid, la pianificazione e la gestione dei sistemi di generazione, distribuzione e trasmissione presentano i seguenti benefici:

- Comunicazioni in tempo reale e tempi di risposta istantanei;
- Incremento della produzione;
- Diminuzione dei costi operativi e di manutenzione;
- Miglioramento complessivo del servizio.

Non appena le nuove tecnologie saranno disponibili e integrate nel sistema, queste forniranno sicuramente un valore aggiunto al sistema esistente. L'avvento di tali tecnologie sarà del tipo "plug&play", con la definizione di nuovi sistemi di accumulo.

Nello scenario futuro più plausibile, i mercati in tempo reale influenzeranno sempre più il consumo dell'energia da parte degli utenti. Le piccole riduzioni nella domanda nei brevi periodi permetteranno di ridurre i prezzi di picco, contribuendo alla stabilizzazione dei prezzi nei periodi di bassa generazione.

Le principali caratteristiche di una "Smart Grid" sono:

- Self-healing, ossia la capacità di rilevare, analizzare e risolvere i problemi;
- Capacità di incorporare consumatori ed il loro comportamento nel progetto e nella gestione della rete;
- Capacità di mitigare gli attacchi fisici ed informatici alla rete;
- Capacità di fornire un livello di power quality idoneo alle attuali necessità di consumatori ed industrie;
- Consentire l'utilizzo di diverse tecnologie di generazione;
- Permettere un pieno sfruttamento delle opportunità del mercato elettrico;
- Permettere l'ottimizzazione dei capitali minimizzando i costi di gestione e manutenzione, mediante l'impiego di opportune tecniche di monitoraggio e/o ICT.

Il sistema potrebbe teoricamente trasformarsi in un insieme di Smart Grid che integrano un insieme di risorse di energia distribuita, utilizzando elettronica allo stato solido per gestire e distribuire l'energia e impiegando sistemi di controllo automatici. In un tale contesto, la rete risulterebbe interconnessa con

gli EMS che negli edifici "intelligenti" permettono agli utenti di gestire al meglio tutte le risorse energetiche e ridurre i costi complessivi.

In definitiva, le Smart Grid consentono di migliorare la sicurezza della rete, la qualità del servizio, l'integrazione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili nella rete e la gestione del carico, attraverso programmi di Demand Side Management (DSM) o Demand Side Response (DSR).

In una Smart Grid sono previsti dei sistemi di controllo sia centralizzato che localizzato, con i flussi di energia negoziati localmente in funzione delle indicazioni di mercato.

Il passaggio dalle attuali reti di distribuzione alle Smart Grid avverrà attraverso tre passi , durante i quali l'attenzione si sposterà dal valore dell'energia al valore dell'informazione:

- Reti attive: reti di media tensione con elevata percentuale di generazione distribuita direttamente controllata dal distributore in funzione del carico in rete;
- Microreti: reti di bassa tensione con generazione da fonte rinnovabile e sistemi di accumulo, esercibile in isola con alimentazione di emergenza dalla rete principale. Come visto in precedenza, dal punto di vista della rete una microrete può essere vista come un'entità controllata che opera come un carico aggregato o un generatore oppure, in condizioni economiche favorevoli, come una piccola sorgente di energia per i servizi ancillari;
- Virtual utility: estrapolano il concetto della rete internet; nelle virtual utility l'energia è localmente generata e negoziata tra vari generatori e carichi in funzione di segnali di prezzo.

4.3.1 Sistemi di comunicazione

Come detto, i sistemi di comunicazione rappresentano una parte fondamentale delle Smart Grid. Le tecnologie utilizzabili possono essere suddivisi nelle tre seguenti categorie:

- Sistemi power line, utilizzati principalmente per il controllo dei consumi e dei carichi, anche se lo sviluppo della tecnologia ha portato al suo utilizzo anche per i sistemi di controllo degli interruttori;
- Cavi telefonici e fibra ottica, per comunicazioni SCADA-RTU;
- Sistema Wireless, che costituisce una soluzione a basso costo in quanto permette di comunicare virtualmente da qualsiasi punto.

4.3.2 L'elettronica

I processi di automazione saranno accompagnati da una fase di integrazione nel quale i dispositivi e le informazioni dovranno essere consolidati ed integrati. L'integrazione di protezione, controllo e acquisizione dati in un numero minimo di piattaforme porterà a ridurre i costi di gestione, riducendo gli spazi per il controllo ed eliminando apparecchiature ridondanti e database.

Mediante l'utilizzo dell'elettronica sono inoltre ottenibili i seguenti vantaggi:

- Commutazione ad elevate velocità per migliorare la risposta ai disturbi e la riconfigurazione del sistema;
- Controllo continuo della tensione e della potenza reattiva, incluso il controllo della distorsione armonica;
- Miglioramento della power quality ed affidabilità per i clienti che richiedono un livello particolare di qualità del servizio.

Alcune importanti tecnologie che consentono tutto questo sono:

- Compensatori statici per il controllo di tensione e potenza reattiva;
- Compensatori serie per il controllo della tensione;
- Filtri attivi per il controllo delle armoniche;
- Sistemi di accumulo con elettronica di potenza per ottimizzare le presentazioni e l'interfaccia al sistema;
- Intelligent universal transformer (IUT) per la gestione completa dell'interfaccia cliente;
- Interruttori allo stato solido per la commutazione veloce ed il sistema di riconfigurazione.

Il futuro sistema di distribuzione sarà quindi caratterizzato da una transizione da una funzione singola (consegna energia) ad un sistema multifunzione (scambio di energia) al fine di raggiungere la "visione" ADA. Le funzionalità di controllo e automazione dovranno essere aumentate e la loro funzionalità sarà integrata con le risorse di energia distribuita. Lo sviluppo dello standard per i sistemi di comunicazione nelle reti elettriche è lo IEC 61850.

4. 4. La Virtual Utility

Le moderne tecnologie di comunicazione e controllo ottimizzeranno sicuramente lo sfruttamento della GD, per gestire anche a distanza sistemi dispersi sul territorio come un'unica singola centrale di generazione e/o co-tri generazione ed ottenere così il maggior vantaggio nel loro impiego.

Un concetto di questo tipo è noto come "Virtual Utility" o "Virtual Power Plant" [36 - 39] e richiede lo sviluppo di un sistema (Fig. 2.9) che, avendo a disposizione:

- Unità di generazione e/o co-generazione distribuite;
- Generatori di acqua calda o vapore;
- Unità di condizionamento;
- Configurazione del sistema installato;
- Sistemi di stoccaggio dell'energia (elettrica o termica);
- Stato delle diverse unità;
- Previsione delle richieste energetiche (elettricità, caldo, freddo);
- Previsione del costo del combustibile;
- Previsione del prezzo dell'elettricità (import/export verso la rete);
- Previsione delle richieste energetiche (elettricità, caldo, freddo);

sia in grado di prendere delle importanti decisioni, quali ad esempio:

- Quando e a quale carico far operare le unità di generazione e/o co-generazione distribuite installate;
- Quando ricaricare e quando scaricare le unità di accumulo;
- Quando acquistare e quando cedere energia alla rete;
- Quando trasferire energia da un sito ad un altro.

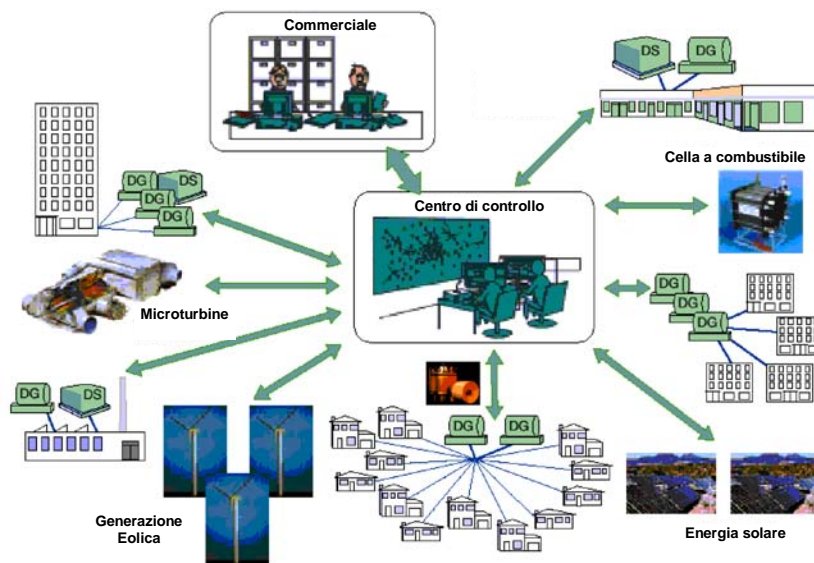


Figura 4.5 - Concetto di Virtual Utility

In tal senso, la gestione ottimizzata di un aggregato di risorse di generazione, distribuite sul territorio, è una delle frontiere degli attuali sistemi di comunicazione e controllo e può risultare l'applicazione trainante per i futuri sviluppi tecnologici.

In linea di principio, le problematiche connesse all'installazione ed alla gestione di un network di generatori distribuiti e di unità di accumulo non sono molto differenti da quelle tipiche di un sistema di centrali elettriche tradizionale. La necessità di combinare tecnologie di generazione già affermate (quali ad esempio le unità turbogas ed i motori a combustione interna) ed emergenti (fuel cells, microturbine, motori stirling) con i più disparati carichi elettrici e termici, e di soddisfare i diversi modelli di business garantendo ovviamente il rispetto dei vincoli legislativi, suggeriscono tuttavia di utilizzare un approccio più flessibile ed economico nel progetto e nell'implementazione del software necessario al monitoraggio e all'ottimizzazione dei sistemi distribuiti. Tali strumenti devono pertanto essere in grado di supportare l'elevato numero di gradi di libertà presenti in un complesso di piccole e medie unità di generazione distribuita al fine di permettere sia l'operatività "day-to-day" sia la pianificazione e l'ottimizzazione sulla base di adeguate analisi tecnico-economiche.

La questione principale da risolvere è sostanzialmente legata a quale tipo di funzionalità sia richiesta a questi innovativi sistemi dai maggiori attori nel campo della generazione distribuita (utility e utenti finali). In generale le principali funzionalità sono identificate nella capacità di:

- Consentire alle diverse risorse distribuite sul territorio di comunicare direttamente l'una con l'altra;
- Indirizzare comandi di "start/stop/operational level" localmente e a distanza;

- Monitorare i profili di carico e il funzionamento delle risorse distribuite (diagnostica e controllo) localmente e a distanza;
- Monitorare e memorizzare i consumi energetici e la power quality al fine di ottenere un archivio storico;
- Acquisire da altri sistemi o al limite prevedere dati relativi alle condizioni atmosferiche, ai prezzi dei combustibili, ai prezzi dell'elettricità (sia acquistata che ceduta alla rete) e ai costi di manutenzione al fine di massimizzare, nel rispetto dei vincoli di esercizio, i benefici in termini economici;
- Modellare le prestazioni delle risorse distribuite, mediante le curve di prestazione;
- Scambiare offerte con un operatore o con una utility per la fornitura del servizio energetico sia da una singola unità che da un aggregato di unità;
- Comunicare con altri sistemi di controllo (power system control, building management control, energy management system) o sistemi di supervisione e acquisizione dati (SCADA);
- Fornire un sistema di monitoraggio, controllo e verifica delle risorse aggregate in tempo reale;
- Fornire un sistema di allarme o di fermo automatico in caso di malfunzionamento di una o più unità.

Tanto più ci si allontana dal semplice monitoraggio e controllo locale delle singole unità tanto più si complica la problematica e diminuisce il numero di soluzioni possibili. Ci si allontana, infatti, da soluzioni tecnologiche ormai mature (LAN o serial communication), sviluppate ormai da diversi anni, sino ad arrivare a soluzioni più innovative basate su Internet, che sono attualmente in fase di sviluppo o stanno per essere messi in commercio.

Nell'ambito del controllo e monitoraggio dei sistemi distribuiti, i prodotti più innovativi sono quelli che, mediante l'accesso ed il monitoraggio in tempo reale dei prezzi di mercato dell'energia, dello stato e del costo di esercizio, presentano le informazioni necessarie per prendere una determinata decisione (Automatic Economic Dispatch Products). Negli attuali sistemi, le decisioni sono prese da operatori, mentre i sistemi in grado di operare in modo automatico sono in un stato di sviluppo tutt'altro che avanzato.

È importante evidenziare la necessità di passare da un dispacciamento centralizzato, in larga misura inattuabile nei sistemi distribuiti, a quello che in letteratura viene definito come un dispacciamento semplicemente coordinato a livello centrale. L'idea è quella di trasferire il "decision making" dal controllo centrale verso "agenti autonomi", che hanno una competenza locale del proprio impianto. La gran parte delle azioni di controllo è svolta a livello locale, mentre soltanto le informazioni fortemente semplificate vengono inviate al coordinatore centrale, che verifica lo stato complessivo del sistema e svolge un'azione di coordinamento globale.

Un tale coordinamento decentralizzato consente il raggiungimento del duplice obiettivo di coordinare la produzione in modo ottimale e di minimizzare il flusso di informazioni tra il gestore del sistema e i produttori. Ogni singola unità (generatore o carico) potrà in pratica essere dotata di un software che riconosca istante per istante lo stato delle risorse e sia in grado di prevederne l'evoluzione nel breve periodo. Queste informazioni saranno quindi regolarmente pubblicate e rese disponibili mediante un'interfaccia standard. Si potranno rendere disponibili, ad esempio, offerte di produzione e domande di carico per il giorno successivo in modo che possa essere stabilito il prezzo orario dell'energia e determinare quindi quali produttori possano di conseguenza partecipare al mercato.

Nonostante la ricerca in questo settore sia ancora alle fasi iniziali si ritiene che questo tipo di approccio, basato sulla decentralizzazione del controllo e su semplici azioni di coordinamento da parte del gestore del sistema, sia il modo migliore per gestire sistemi fortemente dispersi ma sia anche utile per il dispacciamento delle risorse. La soluzione classica del dispacciamento centralizzato, resa difficile dalla molteplicità e dalla dispersione dei produttori, può addirittura risultare antieconomica o compromettere l'affidabilità del sistema. Il coordinamento decentralizzato della produzione permette inoltre la realizzazione di un sistema di controllo di tipo gerarchico in cui il coordinatore centralizzato, che coordina la produzione in una determinata area, può a sua volta essere considerato un agente autonomo nell'ambito di un sistema di dimensioni maggiori. In questo modo determinate aree particolarmente estese, e nelle quali la GD raggiunga livelli di penetrazione non marginali, possono essere inserite in un sistema di controllo senza particolari appesantimenti nei mezzi di calcolo e nei sistemi di comunicazione. Con tutta probabilità, nello scenario ad oggi più plausibile, il dispacciamento della potenza attiva ed il mercato dei servizi ancillari costituiranno solamente una piccola parte dei servizi che saranno associati ad una produzione e ad un controllo decentralizzato e di cui trarranno benefici non soltanto i gestori del sistema o i produttori ma anche gli utenti finali. A tal proposito è molto importante che anche gli utenti finali possano essere dotati di sistemi capaci di prendere alcune decisioni in modo autonomo, variando la loro domanda in funzione dei prezzi attuali o previsti: in questo modo si andrà verso la implementazione di un sistema integrato caratterizzato da una maggiore affidabilità e da prezzi stabili.

Attualmente esistono già esempi di programmi di "load response" che prevedono il taglio di carichi, o di aggregazioni di carichi (con potenze dell'ordine di 100-5000 kW), in funzione dell'andamento in tempo reale dei prezzi. Deve inoltre essere evidenziato che iniziative di questo genere

hanno come immediata ricaduta una forte riduzione della quantità di riserva necessaria e una possibile ulteriore riduzione dei costi. In conclusione, si può sicuramente affermare che tutti i soggetti partecipanti al mercato elettrico saranno sempre più coinvolti nella gestione del sistema e, conseguentemente, sarà sempre crescente la necessità di sistemi per il controllo ed il monitoraggio della potenza, della riserva, dei costi e dei pagamenti.

In modo particolare si possono evidenziare il diverso ruolo e le particolari esigenze dei vari attori presenti:

- I gestori del sistema (ISO) e gli stessi produttori devono essere in grado di controllare e comandare da remoto i diversi parchi di generazione e di gestire la domanda nel rispetto dei requisiti di sicurezza ed economicità;
- I distributori hanno la necessità di gestire la domanda, di poter effettuare aggregazioni di carico, di comprare energia all'ingrosso o di fornire servizi di generazione distribuita a quegli utenti che hanno necessità di una elevata qualità del servizio;
- Gli utenti finali hanno infine la necessità di poter conoscere in tempo reale le esigenze del proprio impianto, per valutare la convenienza alla partecipazione a programmi della gestione della domanda.

I sistemi di controllo remoto attraverso Internet di più unità distribuite sul territorio (multi-site system) sono sicuramente più maturi, in quanto si tratta di prodotti commerciali già disponibili, e meno sofisticati. Attualmente questi sistemi sono in fase di sperimentazione con l'obiettivo di dimostrare come un'integrazione efficace di generatori distribuiti con la gestione ottimizzata dei carichi energetici ed obiettivi di prestazione,

comporti dei benefici sia per le utility che per gli utenti finali. La "virtual utility", infatti, è in grado di fornire una risorsa di energia che può supportare le utility nella programmazione del breve/medio periodo dei servizi energetici.

4. 5. La rete in corrente continua

Negli anni scorsi la distribuzione in corrente continua ha suscitato molto interesse nella comunità scientifica. A tal proposito si osservi che gli utilizzatori in corrente continua sono sempre più diffusi e che l'utilizzo della distribuzione in corrente continua consente un abbattimento della caduta di tensione ed un maggiore sfruttamento dei conduttori. Questa soluzione trova indubbiamente molti ostacoli di natura economica, ma al giorno d'oggi lo sviluppo dell'elettronica di potenza ha comunque reso disponibili convertitori di potenze sempre maggiori, di elevata efficienza, con costi che vanno sempre più diminuendo. Dal canto suo, la GD potrà apportare un notevole sviluppo alle reti in corrente continua dal momento che molte delle sorgenti normalmente impiegate (fotovoltaico, solare, celle a combustibile) producono direttamente in DC o presentano uno stadio di conversione AC-DC-AC. E' quindi possibile pensare a microreti operanti in corrente continua ed alimentate attraverso sorgenti che producono sempre in corrente continua, che potrebbero passare senza particolari complicazioni, tipiche invece delle reti in corrente alternata, da un funzionamento in parallelo con la rete di distribuzione ad un funzionamento in isola intenzionale. Una distribuzione in corrente continua permetterebbe inoltre un controllo molto preciso della qualità della fornitura, alla quale gli utenti sono sempre più sensibili.

Concludendo, si ritiene che al giorno d'oggi il passaggio ad una distribuzione in corrente continua non sia facilmente prevedibile, ma è

comunque possibile pensare ad una applicazione localizzata in tutti quei casi in cui gruppi di utenti e produttori possono consociarsi a formare una MicroGrid, desiderando avere il controllo sull'energia prodotta e consumata e sul livello di qualità di fornitura.

4. 6. Conclusioni

Nello scenario futuro più verosimile, le reti di distribuzione dovranno abbandonare l'attuale struttura, per raggiungerne una nuova in grado di distribuire connettività in luogo di potenza, consentendo a tutti i consumatori la possibilità di ricevere l'energia dai produttori partecipanti al mercato; la rete quindi non sarà più vista come un semplice sistema di alimentazione delle utenze, ma come un'autostrada attraverso la quale si ottiene la connessione dei carichi con i generatori.

Relativamente al punto di consegna, la rete non potrà più essere considerata "a potenza infinita"; in altre parole non sarà più possibile pensare che la rete del futuro possa non rimanere influenzata dalla generazione e dal carico connesso: avere la rete "a potenza infinita" al punto di connessione non sarà più un diritto, ma un requisito aggiuntivo alla fornitura per il quale sarà necessario corrispondere denaro.

Con tutta probabilità l'evoluzione della rete porterà a strutture fortemente interconnesse e suddivise in sotto-aree (celle), controllate a livello locale, nelle quali i servizi di sistema costituiranno uno specifico requisito del punto di connessione. La suddivisione in sotto-aree controllate in modo autonomo potrà essere ottenuta mediante un uso massiccio dell'automazione e dei FACTS. In questo modo la rete del futuro finirà con assomigliare ad Internet nella struttura e nella logica di controllo distribuito, permetterà di avere sempre molteplici percorsi per l'energia, di

gestire in modo attivo le "congestioni" ed infine ridurrà, grazie al massiccio utilizzo dell'automazione, l'area di influenza dei malfunzionamenti.

Se il passaggio alle reti attive costituisce già un profondo mutamento della distribuzione, certamente la suddivisione della rete in "celle" controllate in modo autonomo a livello locale realizzerà una modifica rivoluzionaria. Questa suddivisione non influenzerà in modo immediato e diretto la struttura della rete, che nel breve termine si può pensare rimarrà inalterata, quanto piuttosto la gerarchia del controllo. A tal proposito giova ricordare che vi sono nei sistemi elettrici tre diversi livelli nel controllo: il livello più basso è quello delle protezioni e degli interblocchi che agiscono in modo autonomo ed estremamente veloce, con l'obiettivo di limitare l'estensione dei malfunzionamenti; il secondo è quello del controllo automatico delle grandezze fisiche (in pratica si tratta di relè di tensione che agiscono sui variatori sotto carico dei trasformatori); il terzo è quello che comporta una riconfigurazione della rete mediante automatismi o, più frequentemente, con comandi a distanza azionati dagli operatori. Nel nuovo assetto della rete, all'interno della singola cella verranno eseguiti il controllo e la regolazione della tensione e della potenza reattiva e negoziati gli scambi di energia con le celle adiacenti. La gestione dei guasti interni alla cella avrà come obiettivo quello di non far propagare il guasto alle altre; in taluni casi è possibile prevedere un funzionamento in isola intenzionale della cella con dispositivi automatici in grado di bilanciare l'offerta e la domanda di energia agendo sui carichi, sui generatori e sulla potenza eventualmente acquisibile dall'esterno. Secondo questo schema, ogni singola cella avrà un proprio centro di controllo della potenza per la gestione dei flussi provenienti dall'esterno; il centro di controllo si avvarrà di diversi attuatori per ottenere gli obiettivi prefissati (controllo della tensione e del reattivo, FACTS e UPFC per il controllo attivo dei flussi di potenza, telecontrollo dei punti di sezionamento, controllo a distanza di generatori e carichi). In un futuro più lontano, i controllori delle celle

adiacenti scambieranno informazioni per l'ottimizzazione in tempo reale dei flussi di potenza. Evidentemente, il concetto di cella è strettamente legato alla possibilità che essa possa autosostenersi, magari con l'eliminazione di quei carichi che partecipano ad un programma di "load curtailment", nell'eventualità che non si possa ottenere energia dalla rete o dalle celle adiacenti: celle e funzionamento della rete in isola intenzionale sono quindi fortemente collegati.

Da un punto di vista ingegneristico, queste modifiche lasciano aperte alcune questioni di fondamentale importanza relativamente all'aumento delle correnti di guasto (frutto dell'interconnessione e della generazione), all'effettivo miglioramento dell'affidabilità grazie a sistemi di riconfigurazione rapida ed automatica della rete ed alla riduzione del numero di interruzioni brevi patite da ciascun cliente.

Il dibattito sulla convenienza di investire ingenti capitali nel sistema di distribuzione, per passare a nuovi approcci che richiedono ancora una fase di sviluppo, e conseguentemente forti investimenti, è ancora aperto. Tuttavia non si può non notare, in uno scenario caratterizzato da una molteplicità di offerte di generazione privata, da un forte grado di incertezza e da esigenze spesso tra loro contrastanti, la fondamentale necessità di ridisegnare l'intero sistema di distribuzione affinché possa rivelarsi adatto a fronteggiare le evoluzioni che il futuro presenterà.

CAPITOLO 5

5. ALGORITMI PER LA RICONFIGURAZIONE IN TEMPO REALE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

5. 1. Introduzione

Nel corso degli anni, il sistema di distribuzione dell'energia elettrica è stato progettato considerando un flusso di potenza unidirezionale, secondo gli schemi più classici della trasmissione dell'energia. Tale sistema, caratterizzato da una topologia prevalentemente radiale, non è stato quindi concepito per supportare la Generazione Distribuita e pertanto non è adatto alla sua diffusione, se non in minima quantità. Nello scenario futuro più plausibile, il sistema di distribuzione sarà invece sempre più contraddistinto da porzioni di rete localmente magliate e da flussi bi-direzionali di potenza. Risulta quindi evidente come la presenza di GD nel sistema di distribuzione possa introdurre problemi di carattere gestionale, influenzando le procedure operative classiche. Una di queste procedure operative è la riconfigurazione della rete, definita come un'alterazione della struttura topologica della rete di distribuzione per mezzo di manovre (apertura – chiusura) sui dispositivi di sezionamento e interruzione.

Gli obiettivi principali perseguiti da una corretta riconfigurazione del sistema consistono nella riduzione delle perdite, nel bilanciamento dei carichi e nella conseguente riduzione delle situazioni di sovraccarico, nel miglioramento del profilo di tensione e nell'incremento dell'affidabilità.

Tali obiettivi, in passato [1-4], sono stati perseguiti mediante analisi offline a causa sia dell'elevato onere computazionale (imputabile principalmente alle grandi dimensioni dei sistemi e alle molteplici combinazioni di configurazioni possibili) sia della staticità delle condizioni di esercizio dell'intero sistema di

distribuzione, i cui cambiamenti erano associabili soltanto alla variazione dei carichi e alle possibili contingenze (fuori servizio e manutenzioni delle linee). Attualmente, con l'avvento della GD nei sistemi di distribuzione e l'introduzione del concetto di Demand Side Management (o Demand Side Response) si assiste ad un notevole incremento delle possibili variazioni delle condizioni operative nel sistema di distribuzione (variazione dei carichi, aleatorietà della generazione da fonti rinnovabili, variazione del costo dell'energia, aumento delle possibili contingenze), tale da richiedere degli strumenti decisionali in grado di operare in tempo reale (on-line) e di consentire un controllo attivo della rete. D'altra parte, le nuove opportunità offerte dalle moderne tecniche di automazione e comunicazione rendono teoricamente possibile una gestione innovativa della rete di distribuzione [5] che prevede, unitamente alla continua riconfigurazione ottima, eventuali azioni di DSM e di Generation Curtailment al variare delle condizioni operative del sistema.

A tal proposito la ricerca ha avuto l'obiettivo di realizzare uno strumento per la gestione attiva dei sistemi di distribuzione in presenza di GD, in grado di effettuare la riconfigurazione ottima delle reti e di ottimizzare eventuali strategie di DSR conseguenti a condizioni di sovraccarico e di Generation Curtailment conseguenti a condizioni di massima generazione e minimo carico. Sulla base dei dati relativi alla previsione del carico e della generazione ed alla eventuale indisponibilità di linee causata da guasti o da manutenzioni programmate, è stata realizzata una filosofia di gestione attiva che consente di individuare di volta in volta l'assetto ottimo della rete.

Grazie all'elevata velocità di elaborazione consentita dal metodo di ottimizzazione utilizzata, questa strategia di gestione innovativa può essere utilizzata in maniera opportuna anche in fase di pianificazione, come sarà illustrato in seguito.

5. 2. Scenari di applicazione nelle reti di distribuzione

La diffusione della GD e la liberalizzazione del mercato dell'energia stanno sicuramente facendo crescere l'attenzione nei confronti delle reti attive di distribuzione. Come descritto in precedenza, tra le funzioni di cui potrà dotarsi la futura rete di distribuzione vi è senza dubbio la gestione attiva della rete con l'obiettivo di fornire a tutto il sistema i requisiti necessari di continuità del servizio, flessibilità, affidabilità ed economicità. Questa nuova funzionalità sarà senza dubbio agevolata se il futuro sistema di distribuzione farà un maggiore uso di punti automazione e comando, sarà fortemente interconnesso e farà magari uso di dispositivi FACTS per il controllo ed il reindirizzamento dei flussi di potenza.

La gestione attiva automatica della rete può trovare importante applicazione nell'ipotesi di un sistema di distribuzione in cui, come avviene attualmente, il distributore abbia il compito di vendere l'energia ai clienti finali. In questa ipotesi il distributore può acquistare energia dalla GD o perché economicamente conveniente o perché obbligato da un sistema di premi e penali volto a favorire l'utilizzo delle energie rinnovabili. In queste ipotesi la gestione attiva della rete (da eseguirsi su base oraria o anche inferiore) potrà essere utile per sfruttare maggiormente le risorse di generazione eventualmente presenti, ridurre le perdite di rete e, potenzialmente, differire gli investimenti per l'adeguamento della rete. In questo caso la riconfigurazione della rete potrà anche essere coadiuvata da azioni di controllo della produzione chiedendo ai produttori ed anche al carico di poter contribuire all'ottimizzazione nell'uso della rete.

Altra importante linea di evoluzione per la distribuzione è l'ipotesi, attualmente in via di applicazione in Gran Bretagna, che prevede il cosiddetto unbundling ovvero la separazione dei ruoli di gestore della rete di distribuzione, venditore di energia e, ovviamente, cliente. In questo caso la riconfigurazione

della rete è ancora più importante, dovendo il gestore della rete assicurare il corretto esercizio garantendo contemporaneamente i giusti criteri di economicità. I produttori dovranno pagare un canone per il funzionamento della rete attiva ma potranno ricevere dal gestore del sistema un riconoscimento economico per i servizi forniti al gestore, in analogia a quanto avviene in AT con il Gestore Sistema Elettrico (GSE).

Il modello proposto nell'ambito della presente ricerca prevede quindi che il distributore possa controllare, entro prefissati limiti e a seguito di un'adeguata remunerazione stabilita da specifici contratti, la potenza generata da alcune unità GD e la richiesta di potenza di alcuni carichi, al fine di ridurre le perdite e bilanciare il sistema. Il valore di potenza per ciascuna unità di generazione controllabile sarà compreso tra un valore massimo, legato alla taglia delle macchine, e un valore minimo, che dovrà comunque essere garantito dagli accordi contrattuali. In effetti, ai fini di una gestione ottima del sistema, la soluzione ideale potrebbe essere quella in cui il distributore sia contemporaneamente il proprietario delle unità di generazione, in modo da poter controllare in maniera totale sia la corretta allocazione in fase di pianificazione, sia il dispacciamento ideale in fase di esercizio. Tale condizione è tuttavia in contrasto con lo scenario attuale, in cui i distributori non possono possedere unità GD. L'ipotesi che i distributori possano controllare (sebbene entro certi limiti) alcuni generatori, rappresenta quindi una possibile situazione di compromesso tra la condizione ottima attualmente non consentita del controllo totale dei generatori e la situazione attuale che potrebbe anche portare, in un futuro caratterizzato dall'incremento sconsiderato di unità GD nel sistema, all'ingovernabilità dell'intero sistema di distribuzione o di alcune sue porzioni.

Come ulteriore ipotesi è stata studiata la possibilità di distaccare alcuni carichi, facendo ricorso a strategie di Load curtailment, in modo da alleggerire, mediante opportuni distacchi, eventuali onerose condizioni di sovraccarico delle reti di distribuzione. È stata quindi ipotizzata l'esistenza di specifici contratti tra

il distributore ed alcuni clienti abilitati a tale servizio che consentono, grazie ad una opportuna remunerazione, di distaccare parte del carico in caso di necessità. In effetti si potrebbero facilmente implementare azioni più complesse di controllo del carico (DSM o DSR), considerando quest'ultimo a tutti gli effetti una risorsa essenziale del sistema elettrico. Tramite strategie di DSR, si potrebbero infatti alleviare determinate situazioni particolarmente critiche, quali ad esempio le condizioni di minima generazione e massimo carico o di minimo carico e massima generazione.

Tutte queste ipotesi si basano su condizioni ad oggi non consentite, ma che probabilmente si renderanno indispensabili qualora l'incremento della percentuale di GD nelle reti di distribuzione arrivasse a dei valori rilevanti. In tal caso, infatti, sarebbe auspicabile una supervisione in grado di coordinare il sistema, massimizzando i potenziali benefici della GD e minimizzando i risaputi svantaggi che deriverebbero da uno sviluppo sregolato e incontrollato di unità GD in rete.

5. 3. Metodologia proposta per la gestione attiva

Nell'ambito della ricerca, è stato quindi sviluppato un programma per la Gestione Attiva on-line, con il chiaro intento di realizzare un controllo attivo della rete per massimizzare i potenziali benefici della GD, riducendo allo stesso tempo i possibili inconvenienti riconducibili ad una gestione non ottima delle risorse disponibili.

Per una migliore comprensione della metodologia proposta, si riassumono brevemente le principali funzioni che possono essere svolte in tempo reale dall'algoritmo implementato:

- Riconfigurazione topologica della rete per l'ottimizzazione dei flussi di potenza (e quindi, seppur indirettamente, per la riduzione delle perdite);

- Generation Curtailment, attualmente attraverso un controllo di tipo economico e, in futuro, estendibile a vincoli sulle tensioni;
- Controllo dei carichi mediante azioni DSR, eventualmente attivate dal raggiungimento di particolari condizioni di sovraccarico.

Grazie a queste funzionalità, in base a tutti i dati acquisiti sul funzionamento dell'intero sistema (assorbimento dei carichi, disponibilità e costi della generazione, eventuali guasti e/o manutenzioni, ecc.), gli algoritmi sviluppati consentono di ottimizzare continuamente:

- La topologia della rete;
- I transiti di potenza;
- Le perdite;
- Le cadute di tensione;
- Le condizioni di sovraccarico;
- Il bilanciamento dei carichi;
- Le azioni DSR;
- Il generation curtailment.

L'ottimizzazione viene condotta al variare sia delle condizioni operative del sistema (variazione dei carichi, variazione della generazione disponibile, variazione del costo dell'Energia) sia delle eventuali contingenze (fuori servizio, manutenzioni programmate).

Attraverso la riconfigurazione della struttura topologica della rete è possibile perseguire i seguenti obiettivi:

- Ottimizzazione dei transiti di potenza;
- Minimizzazione delle perdite;
- Riduzione condizioni di sovraccarico;
- Bilanciamento dei carichi;
- Miglioramento del profilo di tensione.

mentre tra i vantaggi derivanti dalle azioni di DSM e Generation Curtailment si possono sicuramente citare:

- Utilizzo della "risorsa" carico;
- Attenuazione delle condizioni estreme;
- Esaltazione dei potenziali benefici della GD;
- Incremento della penetrazione della GD;
- Differimento degli investimenti.

Il programma sviluppato è quindi un valido strumento decisionale in grado di fornire, in tempo reale, utili indicazioni al riguardo la gestione attiva ottima delle reti di distribuzione e si riferisce pertanto ad aspetti tipicamente gestionali del sistema. Tuttavia, una parte del lavoro si è concentrata nell'introduzione di questi modelli di calcolo, relativi comunque alla gestione delle reti, negli strumenti specificatamente impiegati nella pianificazione delle reti. È infatti opinione piuttosto diffusa in letteratura [8-10] che una corretta pianificazione delle future reti di distribuzione, soprattutto in presenza di GD in quantità non marginale, debba inevitabilmente tener conto della loro gestione.

Nei seguenti paragrafi viene illustrata la teoria alla base degli algoritmi utilizzati e vengono forniti alcuni esempi riguardo la gestione attiva delle reti di distribuzione. Nel prossimo capitolo verranno invece evidenziati i vantaggi dell'introduzione degli algoritmi implementati nella pianificazione.

5. 4. Funzione Obiettivo

Allo scopo di chiarire la comprensione della funzione obiettivo utilizzata, si riporta inizialmente la trattazione del solo problema della riconfigurazione in assenza di GD [6, 40]. In questo caso, il concetto fondamentale è quello di ottimizzare i transiti di potenza penalizzando i flussi sui rami aventi elevata resistenza e favorendo i transiti nei rami con resistenza minore.

Con il chiaro intento di ottenere dei tempi di elaborazione ridotti, indispensabili per le analisi on-line, la formulazione del problema è stata semplificata, approssimando le perdite e trascurando i vincoli sulle tensioni. Sebbene questa semplificazione appaia in contrasto con l'obiettivo di ridurre le stesse perdite, è importante notare che ottimizzando semplicemente i percorsi dei transiti di potenza (preferendo ovviamente i transiti lungo i rami aventi resistenza minore), si riducono automaticamente le perdite. Nonostante questa semplificazione, comunque accettata in letteratura [40], si può notare come le differenti soluzioni ottime (ottenute approssimando o meno le perdite) hanno ovviamente valori leggermente diversi ma conducono comunque, nella stragrande maggioranza dei casi, alla medesima configurazione ottima di rete. Inoltre, malgrado i vincoli di tensione vengano ignorati, l'ottimizzazione dei transiti di potenza si traduce necessariamente in un miglioramento del profilo di tensione del sistema. Conseguentemente, la funzione obiettivo è costituita da una somma pesata dei valori assoluti delle potenze transitanti in ciascun ramo, in cui i pesi corrispondono alle resistenze dei singoli rami.

Il problema della riconfigurazione può quindi essere ricondotto ad un problema di minimizzazione vincolata, in cui i vincoli tecnici sono rappresentati dalle equazioni di bilancio ai nodi e dai limiti di portata delle linee, e risolto mediante l'ausilio della tecnica della Programmazione Lineare (PL). La Programmazione Lineare è infatti un'efficace tecnica utilizzata per la massimizzazione o la minimizzazione di una determinata funzione lineare

soggetta a vincoli, anch'essi lineari. In particolare, i problemi di PL sono caratterizzati da una data funzione obiettivo, da massimizzare o minimizzare, lineare nelle variabili decisionali, da vincoli descritti da disequazioni o da equazioni comunque lineari e da condizioni di non negatività delle variabili. In altri termini la PL può anche essere definita come il metodo matematico per l'analisi ed il calcolo delle decisioni di ottimalità che non violino le limitazioni imposte dalle condizioni ausiliarie di eguaglianza o disuguaglianza. Il procedimento di calcolo per la risoluzione è di solito iterativo ed è caratterizzato da una rapida convergenza. Una descrizione dettagliata della tecnica della Programmazione Lineare è riportata in appendice.

Indicando con F_i il flusso attraverso il ramo i -esimo, si può quindi formulare la minimizzazione della seguente funzione obiettivo $J(F)$:

$$\min J = \sum_{i=1}^{N_L} r_i \cdot |F_i| \quad (1)$$

soggetta a:

$$[A] \cdot [F] = [P] \quad (2)$$

$$[|F| + S] = [P^u] \quad (3)$$

dove r_i è la resistenza del ramo i -esimo, N_L è il numero dei rami, $[A]$ è la matrice derivante dal sistema di equazioni ai nodi, $[P]$ è il vettore contenente le potenze iniettate ai nodi, $[P^u]$ è il vettore contenente le portate limite dei rami e $[S]$ è il vettore delle variabili di saldo, contenente la potenza residua dei rami rispetto alla loro portata limite ($S_i = P_i^u - |F_i|$).

Al fine di poter comprendere meglio questa formulazione matriciale, si riporta il seguente esempio. La Figura (5.1) mostra una rete a 7 nodi e 9 rami.

Il nodo zero è quello di saldo mentre il verso ipotizzato delle correnti è quello indicato dalle frecce.

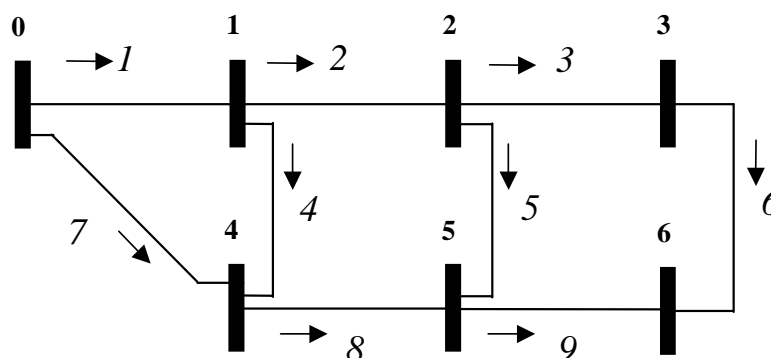


Figura 5.1 – Esempio: rete con 7 nodi e 9 rami

Supponendo di associare a tale rete il sistema di equazioni in forma matriciale (2), di seguito si riporta la descrizione dettagliata delle matrici e dei vettori conseguenti. La matrice A è composta in questo caso da 6 righe (pari al numero di nodi escluso il nodo di saldo) e da 9 colonne (pari al numero di rami della rete). Il generico elemento $A(i, j)$ della matrice di incidenza ridotta nodi-rami può quindi valere:

- se la corrente del ramo j è uscente dal nodo i ;
- -1 se la corrente del ramo j è entrante nel nodo i ;
- se il nodo i non è collegato al ramo j .

Escludendo il nodo di saldo 0, gli elementi della matrice A assumono in questo esempio i seguente valori:

$$A = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (4)$$

Il vettore F è quello relativo ai flussi di potenza nelle linee, che rappresentano le incognite del sistema di equazioni:

$$F = [F_1 \ F_2 \ F_3 \ F_4 \ F_5 \ F_6 \ F_7 \ F_8 \ F_9] \quad (5)$$

P è invece il vettore dei termini noti, che comprende le potenze assorbite nei nodi di carico:

$$P = \begin{bmatrix} -P_1 \\ -P_2 \\ -P_3 \\ -P_4 \\ -P_5 \\ -P_6 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Il sistema di equazioni derivato dall'espressione matriciale (2) è il seguente:

$$\begin{cases} F_1 - F_2 - F_4 = P_1 \\ F_2 - F_3 - F_5 = P_2 \\ F_3 - F_6 = P_3 \\ F_4 + F_7 - F_8 = P_4 \\ F_5 + F_8 - F_9 = P_5 \\ F_6 + F_9 = P_6 \end{cases} \quad (7)$$

Ponendo ora $F_i = X_i - Y_i$, dove X_i e Y_i sono due variabili non negative, opportunamente vincolate a non assumere contemporaneamente valori diversi da zero, è possibile riscrivere le eq. (1) e risolvere il problema avvalendosi della tecnica di Programmazione Lineare:

$$\min J = \sum_{i=1}^{N_L} r_i \cdot (X_i + Y_i) \quad (8)$$

soggetta a :

$$\begin{bmatrix} A & -A & 0 \\ I & I & I \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X \\ Y \\ S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ P^u \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$[X], [Y], [S] \geq 0 \quad (10)$$

dove con I viene indicata la matrice identità. Con questo passaggio si sta affermando che la minimizzazione della funzione obiettivo descritta nell'equazione (1):

$$\min J = \sum_{i=1}^{N_L} r_i \cdot |F_i| \Rightarrow \min J = \sum_{i=1}^{N_L} r_i \cdot |X_i - Y_i|$$

equivale alla minimizzazione della funzione obiettivo descritta nell'equazione (8):

$$\min J = \sum_{i=1}^{N_L} r_i \cdot (X_i + Y_i) \text{ con } \begin{cases} \text{se } X_i > 0 \Rightarrow Y_i = 0 \\ \text{se } Y_i > 0 \Rightarrow X_i = 0 \end{cases}$$

Nell'equazione (1), il flusso F_i è preso in valore assoluto in quanto le perdite sono proporzionali alla potenza che transita in una linea ma sono ovviamente indipendenti dal verso del flusso stesso.

La soluzione fornisce i flussi, ottenuti con il calcolo semplificato, in tutti i rami della rete. Più precisamente, se nella soluzione il verso dei flussi è uguale a quello associato in Figura 5.1, la soluzione riporterà un flusso $F_i = X_i$ e un flusso Y_i nullo. Viceversa, se nella soluzione il verso dei flussi è contrario a

quello associato in Figura 5.1, la soluzione riporterà un flusso $F_i = Y_i$ e un flusso X_i nullo. Grazie all'individuazione dei rami aventi un flusso nullo ($F_i = X_i = Y_i = 0$), è piuttosto semplice individuare i rami da tenere convenientemente aperti durante l'esercizio della rete.

La principale difficoltà di questa formulazione è quella di assicurare una soluzione avente una struttura radiale della rete. Tale difficoltà, tanto più forte all'avvicinarsi dei flussi alla portata limite delle linee, è stata superata in [40], mediante un opportuno vincolo di radialità. In accordo con la propensione delle reti ad assumere nel futuro configurazioni con porzioni magliate, gli algoritmi sono stati invece realizzati senza il suddetto vincolo di radialità, lasciando tuttavia all'operatore la possibilità di avvalersi di tale opzione.

Procedendo gradualmente alla descrizione della funzione obiettivo utilizzata, si consideri ora il caso in cui siano presenti in rete unità GD. Come già detto si è supposto che, al fine di gestire nel miglior modo la rete, il distributore possa controllare la potenza prodotta da alcuni generatori tra un prefissato valore minimo, stabilito da un contratto, e il valore massimo generabile da ciascuna unità GD. Sotto queste ipotesi, per tener conto della presenza delle unità di GD, la funzione obiettivo da minimizzare descritta in (8) diventa:

$$C_{DG} = \sum_{j=1}^{N_{gen}} c_j^{DG} \cdot \Delta t \cdot (P_{gj} - P_{gj}^{\min}) = \sum_{j=1}^{N_{gen}} (c_j^{DG} \cdot \Delta t) \cdot P_{gj} - \sum_{j=1}^{N_{gen}} c_j^{DG} \cdot \Delta t \cdot P_{gj}^{\min} \quad (11)$$

dove c_j^{DG} è il costo di 1 kWh acquistato dalla j -esima unità GD, Δt è l'intervallo di tempo compreso tra due successive elaborazioni, N_{gen} è il numero di generatori controllabili nella rete, P_{gj} e P_{gj}^{\min} sono rispettivamente la potenza prodotta e la potenza minima producibile (fissata dal contratto) dal j -esimo generatore controllabile. Ovviamente è possibile considerare la presenza di generatori non controllabili (ad esempio eolici o fotovoltaici) considerando una potenza prodotta corrispondente a quella realmente misurata e pertanto non modificabile intenzionalmente. In altri termini, le unità GD non controllabili

vengono trattate come dei "carichi negativi" e la loro produzione viene semplicemente inserita, senza alcuna possibilità di controllo, nelle equazioni di bilancio ai nodi (9).

Nella funzione obiettivo da minimizzare, il costo CDG deve essere sommato al costo delle perdite. Per stimare il costo delle perdite, rendendolo confrontabile con il costo della generazione, e conservare la linearità del sistema di equazioni, viene calcolato il valore medio della potenza transitante nei rami (F_{avg}). Questo valore viene moltiplicato per l'effettivo flusso derivato dalla (2), in modo da ottenere il costo delle perdite semplificato [6]:

$$C_{loss} = \sum_{i=1}^{N_L} \left(\frac{c_i \cdot \Delta t \cdot r_i \cdot F_{avg}}{3 \cdot V_n^2} \right) \cdot |F_i| \quad (12)$$

in cui c_i è il costo unitario dell'energia persa e V_n è la tensione nominale (concatenata) del sistema. Il secondo addendo dell'equazione (11) è un termine costante e può quindi essere tranquillamente trascurato nella minimizzazione. Indicando con α_i il termine entro parentesi nell'equazione (12) e con β_j il primo termine dell'equazione (11), il problema descritto dalle equazioni (8), (9) e (10) può dunque essere riscritto come segue:

$$\min J = \sum_{i=1}^{N_L} \alpha_i \cdot (X_i + Y_i) + \sum_{j=1}^{N_{gen}} \beta_j \cdot P_{gj} \quad (13)$$

soggetta a:

$$\begin{bmatrix} A & -A & 0 & B_g & 0 \\ I & I & I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & B_{cg1} & B_{cg2} \\ 0 & 0 & 0 & B_{cg3} & B_{cg4} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X \\ Y \\ S \\ P_g \\ S_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ P^u \\ P_g^{\max} \\ P_g^{\min} \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$[X], [Y], [S], [P_g], [S_g] \geq 0 \quad (15)$$

dove $[S_g]$ è il vettore delle variabili di saldo dei generatori, contenente i residui rispetto alla massima potenza generabile, $[P_g^{\max}]$ e $[P_g^{\min}]$ sono i vettori contenenti i limiti di generazione massima e minima per ciascuna unità GD, $[B_g]$ è una matrice binaria introdotta per tener conto della potenza generata dalle unità GD nelle equazioni del bilancio di potenza ai nodi e $[B_{cg1}]$, $[B_{cg2}]$, $[B_{cg3}]$, $[B_{cg4}]$ sono opportune matrici binarie, conseguenti all'utilizzo delle variabili di saldo, introdotte per tener conto delle seguenti equazioni:

$$\begin{aligned} P_{gj} + S_{gj}^{\max} &= P_{gj}^{\max} \\ P_{gj} - S_{gj}^{\min} &= P_{gj}^{\min} \end{aligned} \quad (16)$$

In questo caso la soluzione fornisce la migliore configurazione di rete, sempre in termini di rami aperti, in grado di minimizzare le perdite e ottimizzare contemporaneamente l'erogazione di energia delle unità GD.

Per completare la descrizione della funzione obiettivo utilizzata, occorre infine introdurre le equazioni concernenti le azioni di DSR. In determinati casi, identificabili da specifiche variabili di controllo, è stata infatti studiata la possibilità di distaccare alcuni carichi, ovviamente abilitati a tale servizio, alleviando in questo modo onerose condizioni di sovraccarico delle reti di distribuzione. Questo aspetto è di particolare importanza soprattutto nelle ore di punta, in cui è massima la richiesta di carico. In quest'ottica il carico viene quindi considerato a tutti gli effetti come una risorsa importante per l'intero sistema elettrico. Come già ribadito, è stata supposta l'esistenza di specifici contratti tra il distributore ed alcuni clienti abilitati a tale servizio che consentono, grazie ovviamente ad una appropriata remunerazione, di distaccare parte del carico in caso di necessità. In questo caso, una volta identificata una particolare condizione di sovraccarico, le equazioni (13), (14), e (15) possono essere modificate nel modo seguente:

$$\min J = \sum_{i=1}^{N_L} \alpha_i \cdot (X_i + Y_i) + \sum_{j=1}^{N_{gen}} \beta_j \cdot P_{gj} + \sum_{k=1}^{N_{ls}} \gamma_k \cdot P_k^{ls} \quad (17)$$

soggetta a:

$$\begin{bmatrix} A & -A & 0 & B_g & 0 & B_{ls} & 0 \\ I & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & B_{cg1} & B_{cg2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & B_{cg3} & B_{cg4} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & I \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & B_{cls} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X \\ Y \\ S \\ P_g \\ S_g \\ P_{ls} \\ S_{ls} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ P^u \\ P_g^{max} \\ P_g^{min} \\ P_{ls}^{max} \\ P_{ls}^{Tot} \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$[X], [Y], [S], [P_g], [S_g], [P_{ls}], [S_{ls}] \geq 0 \quad (19)$$

in cui γ_k è il costo dell'energia non fornita al carico k , N_{ls} è il numero di nodi abilitati al servizio distacco del carico, P_{ls} è il vettore delle potenze distaccate e S_{ls} è il vettore delle variabili di saldo degli N_{ls} nodi, contenente le potenze residue rispetto alla massima potenza distaccabile. Il vettore P_{ls}^{max} contiene le massime potenze distaccabili da ciascun nodo abilitato (a tal proposito si tenga conto che il termine duale P_{ls}^{min} non è necessario in quanto la minima potenza distaccabile è ovviamente nulla), P_{ls}^{Tot} è un'opportuna variabile introdotta per non distaccare più carico del necessario e B_{ls} è una matrice binaria inserita per mettere in conto il distacco dei carichi nel sistema di equazioni. Le due matrici identità, inoltre, vengono introdotte per il rispetto delle seguenti equazioni:

$$P_k^{ls} + S_k^{ls} = P_{ls}^{max} \quad (20)$$

Il blocco B_{cls} , infine, è un vettore binario introdotto per limitare il distacco del carico al valore strettamente necessario P_{ls}^{Tot} , secondo la seguente relazione:

$$\sum_{k=1}^{N_{ls}} P_k^{ls} = P_{ls}^{Tot} \quad (21)$$

In questo caso la soluzione fornisce la migliore configurazione di rete, sempre in termini di rami aperti, in grado di minimizzare le perdite e ottimizzare contemporaneamente l'energia prodotta dalle unità GD e le azioni di distacco dei carichi. Nel caso sia necessario ricorrere al DSR, il programma è quindi in grado di individuare i carichi più vantaggiosi da distaccare unitamente alla ripartizione ottima delle potenze da tagliare ai vari carichi, riconfigurando la rete a seconda della scelte effettuate.

Per una migliore comprensione delle potenzialità del programma si riportano di seguito alcuni esempi relativi a diverse possibili condizioni operative.

5. 5. Esempi di gestione attiva su rete test

A titolo d'esempio si riportano alcuni risultati ottenuti attraverso delle simulazioni effettuate su di una rete test avente 16 nodi e 21 rami, mostrata in Figura 5.2 [6, 40]. In questo caso è stata ipotizzata la presenza di dispositivi automatici su tutti i nodi della rete. Una tale ipotesi, comprensibilmente impraticabile su reti di dimensioni reali, è stata tuttavia presa in considerazione con il chiaro intento di offrire tutti le configurazioni possibili per la rete in esame ed evidenziare le potenzialità dell'algoritmo. Ad ogni modo l'algoritmo è in grado di funzionare su reti non completamente automatizzate, agendo in questo caso soltanto sui nodi automatizzati e scegliendo la configurazione ottima tra quelle disponibili. I dati relativi alle caratteristiche dei rami sono riportati in Tabella 5.1

mentre i dati contenenti le potenze assorbite dai carichi sono riportati in Tabella 5.2. La tensione nominale è di 20 kV.

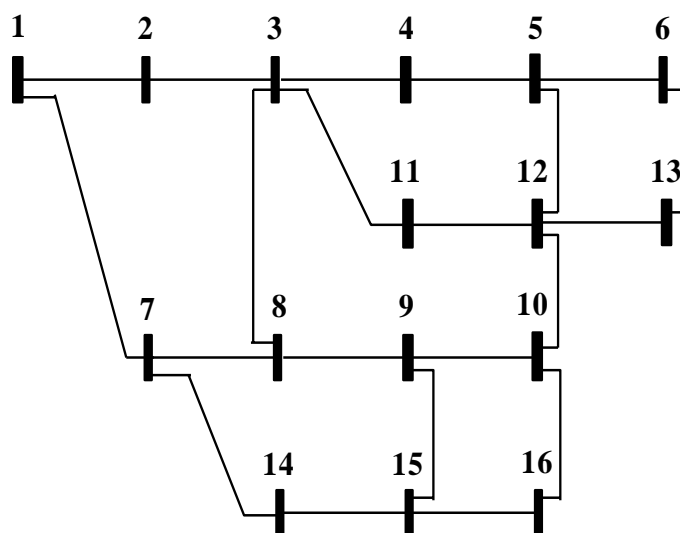


Figura 5.2 – Rete test

Tabella 5.1 - Resistenze delle linee

Ramo n°	Estremi Nodi	Sezione [mm ²]	R[Ω]	Portata [A]
1	1-2	35	0.4368	190
2	2-3	35	0.5148	190
3	3-4	35	0.0624	190
4	4-5	35	0.13	190
5	5-6	35	0.156	190
6	1-7	150	0.1058	350
7	7-8	70	0.2052	280
8	8-9	35	0.52	190
9	9-10	35	0.3588	190
10	9-15	35	0.3068	190
11	7-14	70	0.2511	280
12	14-15	35	0.4264	190
13	15-16	35	0.1664	190
14	3-11	35	0.364	190
15	11-12	35	0.4108	190
16	12-13	35	0.286	190
17	5-12	35	0.1976	190
18	6-13	35	0.3276	190
9	10-16	35	0.0104	190
20	10-12	35	0.3744	190
21	3-8	70	0.1269	280

Tabella 5.2 - Dati dei carichi

Nodo n°	P[kW]	Nodo n°	P[kW]	Nodo n°	P[kW]	Nodo n°	P[kW]
1	Saldo	5	260	9	420	13	360
2	660	6	100	10	100	14	210
3	820	7	800	11	500	15	440
4	400	8	1000	12	1540	16	860

Gli esempi partono da una configurazione iniziale (non ottima) di riferimento, con i carichi indicati in Tabella 5.2 e inizialmente priva di unità GD (Figura 5.3.a), dove i rami eserciti aperti sono indicati con il tratteggio ed in rosso. Sotto tale ipotesi, a seguito di una riconfigurazione ottima la rete si troverebbe ad operare nelle condizioni riportate in Tabella 5.3, in cui sono indicati i rami aperti (Figura 5.3.b). Una volta individuata la configurazione ottima, è possibile eseguire un calcolo rigoroso di Load Flow per poter confrontare i risultati dell'ottimizzazione riguardo il risparmio, in termini di perdite, e sul miglioramento del profilo di tensione.

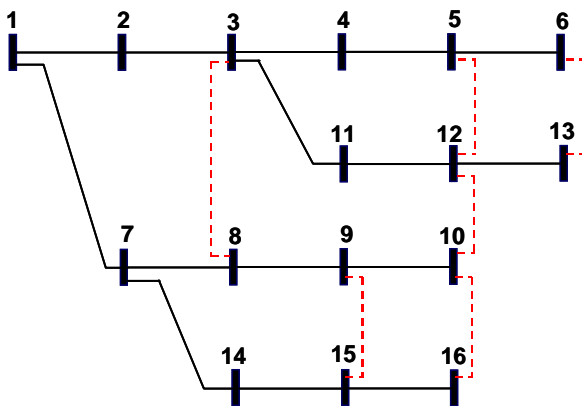


Figura 5.3.a - Configurazione iniziale

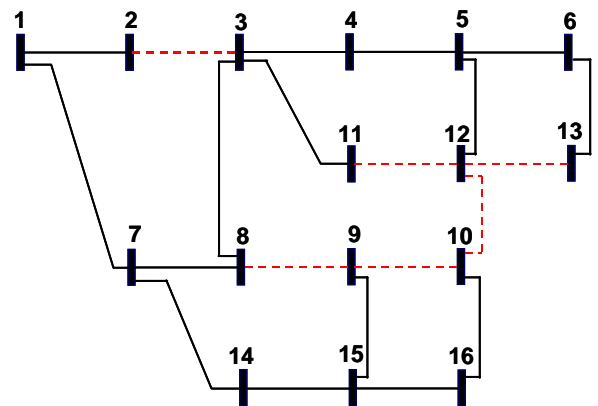


Figura 5.3.b - Configurazione ottima

Tabella 5.3 - Casi Studio 1 e 2

	1: Caso Base	2: Configurazione Ottima
Rami aperti	21, 17, 18, 10, 19, 20	2, 8, 9, 15, 16, 20
Perdite [kW]	144.17	103.19
Nodo a tensione minima [p.u.]	0.962 (nodo n° 13)	0.976 (nodo n° 12)
Ramo più caricato [%]	107.6% (ramo n° 1)	97.1% (ramo n° 6)
Riduzione delle perdite [%]		28.42%.

Come si nota dalla Tabella 5.3, in questo caso l'ottimizzazione consente una riduzione delle perdite del 28.42%. Inoltre, nonostante i vincoli di tensione non sono presenti in modo diretta nella funzione obiettivo, la configurazione ottima conduce ad un miglioramento del profilo di tensione. A tal proposito, in Tabella 5.3 è riportato il nodo avente il minimo valore di tensione prima e dopo l'ottimizzazione. Allo stesso modo si può osservare il netto miglioramento della situazione di sovraccarico.

Considerando ora 2 unità GD inserite nei nodi 9 e 13, i cui valori relativi ai limiti controllabili di generazione e al costo d'acquisto dell'energia sono riportati in Tabella 5.4, la rete test viene modificata come indicato nella Figura 5.4.

Tabella 5.4 - Dati dei generatori

	P_g^{max} [kW]	P_g^{min} [kW]	C^{DG} [€/kWh]
G9	450	400	0.05
G13	630	350	0.05

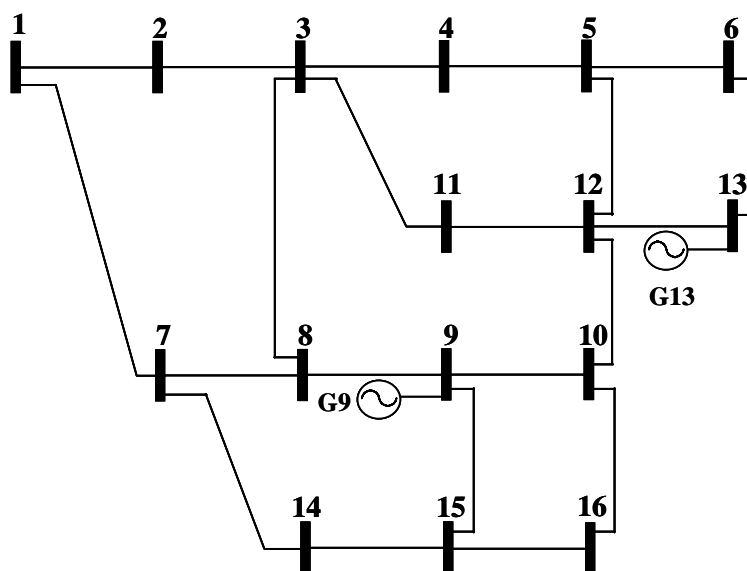


Figura 5.4 - Rete test con 2 unità GD

La Tabella 5.5 mostra il confronto tra la configurazione base di riferimento (Figura 5.5.a), considerata la presenza delle 2 unità GD e a parità di potenze assorbite dai carichi del caso precedente, e la configurazione ottima trovata in questa nuova condizione operativa (Figura 5.5.b).

Tabella 5.5 - Casi studio 3 e 4

	3: Caso Base con DG	4: ConFig. Ottima con DG
Rami aperti	21, 17, 18, 10, 19, 20	2, 8, 10,15, 18, 20
Perdite [kW]	107,54	81,39
Nodo con tensione minima [p.u.]	0.969 (nodo n° 12)	0.979 (nodo n° 12)
Ramo più caricato [%]	94.31% (ramo n° 1)	87.27% (ramo n° 6)
Potenza erogata dal Generatore G ₉ [kW]	450	450
Potenza erogata dal Generatore G13 [kW]	630	630
Riduzione delle perdite [%]	24.35%.	

È importante notare come in questo caso le perdite nella configurazione di riferimento con GD (Caso 3 - 107,54 kW), nonostante nella rete siano appunto presenti 2 generatori, siano maggiori della configurazione ottima trovata in precedenza in assenza di GD (Caso 2 - 103.19 kW). Risulta quindi evidente, analizzando anche i rimanenti dati della Tabella 5.5, come una corretta riconfigurazione sia in grado di esaltare i potenziali benefici della GD.

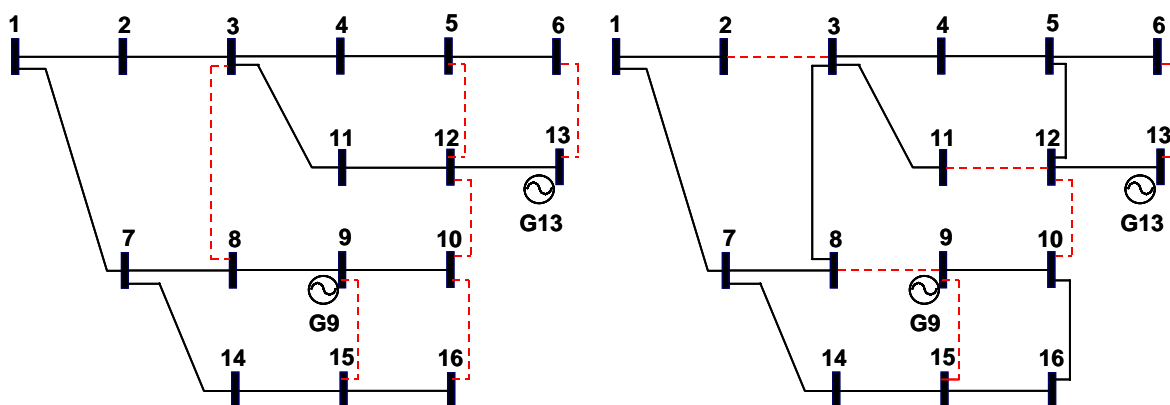


Figura 5.5.a - Configurazione di riferimento con GD

Figura 5.5.b - Configurazione ottima con GD

In Tabella 5.6 sono invece riportati i risultati di altri 2 esempi relativi alla situazione di fuori servizio delle unità di generazione G9 (Caso 5) e G13 (Caso 6). Il fuori servizio potrebbe essere associato ad un guasto o, ad esempio, nel caso di generazione eolica, alla momentanea assenza di vento. Anche in questo caso il programma ottimizza la rete rendendola adatta alle nuove contingenze. In questo caso la riduzione delle perdite è intesa rispetto alla configurazione di rete base sotto le medesime condizioni (unità di generazione fuori servizio).

Tabella 5.6 - Casi studio 5 e 6

	5: Ottima con G9 out	6: Ottima con G13 out
Rami aperti	2, 9, 10, 15, 18, 20	2, 8, 10, 15, 16, 20
Perdite [kW]	84.74	99.04
Nodo con tensione minima [p.u.]	0.978 (nodo n° 12)	0.976 (nodo n° 12)
Ramo più caricato [%]	90.06% (ramo n° 6)	94.2% (ramo n° 6)
Potenza erogata dal Generatore G9 [kW]	0	450
Potenza erogata dal Generatore G13 [kW]	630	0
Riduzione delle perdite [%]	22.34%.	30.51%.

Nelle Figure 5.6.a e 5.6.b sono illustrate le configurazioni ottime individuate dall'algoritmo in relazione ai casi 5 e 6.

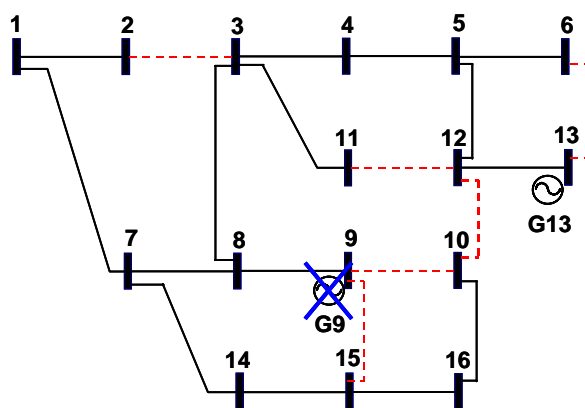


Fig. 5.6.a - Configurazione Ottima con G9 Out

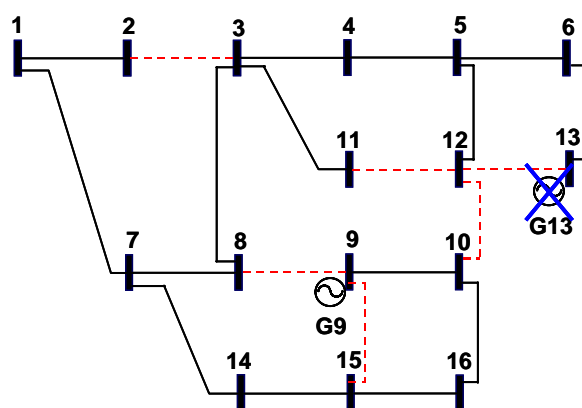


Fig. 5.6.b - Configurazione ottima con G13 Out

In Tabella 5.7 sono invece riportati i seguenti due esempi: il caso 7 è il risultato dell'ottimizzazione condotta ipotizzando che il costo d'acquisto dell'energia dalle unità G9 e G13 sia di 0.09 €/kWh (il programma può comunque ricevere in input differenti costi associati a ciascuna unità GD), che mostra come non sia conveniente acquistare a questo prezzo tutta l'energia del generatore G13. Il caso 8 è invece relativo alla situazione che vede la linea n°11 (connessa ai nodi 7 e 14) fuori servizio.

Tabella 5.7 - Casi studio 7 e 8

	7: Ottima con $C^{DG} = 0.09$ €/kWh	8: Ottima con L_{11} out
Rami aperti	2, 8, 10, 15, 18, 20	2, 11, 13, 15, 18, 20
Perdite [kW]	88.65	104.55
Nodo con tensione minima [p.u.]	0.978 (nodo n° 13)	0.975 (nodo n° 16)
Ramo più caricato [%]	90.12% (ramo n° 6)	97.34% (ramo n° 7)
Potenza erogata da G9 [kW]	450	450
Potenza erogata da G13 [kW]	360	630
Riduzione delle perdite [%]	26.7%	2.78%

Questo esempio richiama l'attenzione su come l'algoritmo si adatti alla nuova contingenza, trovando anche in questo la migliore configurazione possibile. In questo caso il risparmio non è elevato in quanto il fatto di avere il fuori servizio nella linea 11 (che nelle precedenti ottimizzazioni veniva sempre lasciata chiusa) non offre molti percorsi alternativi (nel rispetto dei limiti di portata dei conduttori) più economici. Si precisa comunque che tutti questi casi (1-8) sono sotto le prefissate condizioni di carico riportate in Tabella 5.2. Le Figure 5.7.a e 5.7.b riportano le configurazioni ottime relative alle condizioni descritte.

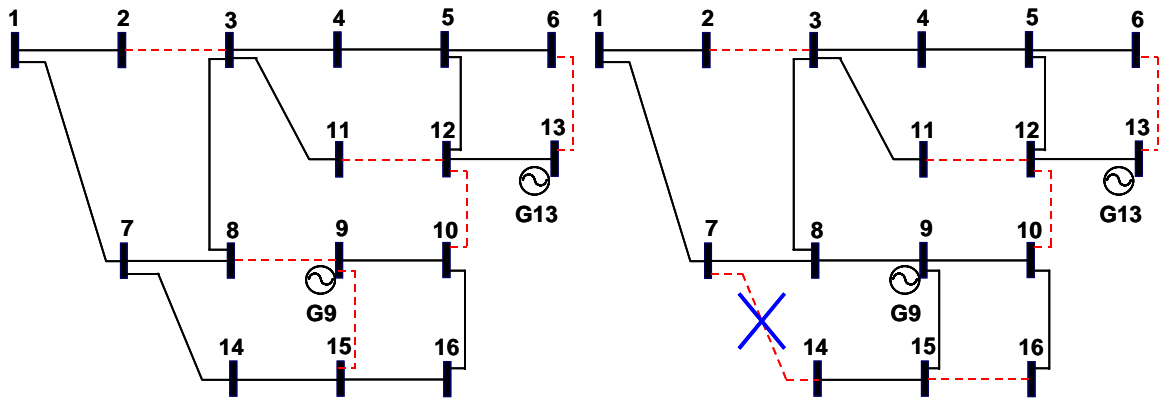


Fig. 5.7.a - Configurazione ottima con $C^{DG} = 0.09 \text{ €/kWh}$ Fig. 5-7b - Configurazione ottima con L_{11} out

Gli ultimi due esempi sono relativi al caso in cui è stato necessario ricorrere al distacco volontario dei carichi. I carichi abilitati al DSR sono situati nei nodi 6, 8 e 16 mentre la massima potenza distaccabile da questi carichi è rispettivamente di 100, 500 e 400 kW. Il primo esempio (LS1 - Caso 9) è relativo alla diversa richiesta dei carichi riportata in Tabella 5.8, mentre il secondo (LS2 - Caso 10) è caratterizzato da una crescita del 15% su tutti i nodi di carico rispetto ai valori riportati nella Tabella 5.2 e da un contemporaneo fuori servizio dell'unità di generazione G9.

Tabella 5.8 - Carichi relativi al caso 9

Nodo n°	P[kW]	Nodo n°	P[kW]	Nodo n°	P[kW]	Nodo n°	P[kW]
1	Saldo	5	500	9	420	13	360
2	660	6	100	10	200	14	210
3	820	7	1000	11	800	15	440
4	550	8	1200	12	1540	16	1000

In entrambi i casi l'algoritmo di gestione attiva è stato capace di riconfigurare in maniera ottima la rete eliminando al tempo stesso le condizioni più critiche di sovraccarico. I risultati delle 2 ottimizzazioni sono riportati nella Tabella 5.9 mentre le configurazioni ottime relative alle condizioni descritte sono illustrate nelle Figure 5.8.a e 5.8.b. Il programma è quindi in grado di valutare, a seconda delle varie esigenze e delle zone sovraccaricate, quali

sono i carichi più vantaggiosi da distaccare, riconfigurando in maniera ottima la rete a seconda delle scelte effettuate.

Tabella 5.9 - Casi studio 9 e 10

	9: ConFig. Ottima LS1	10: ConFig. Ottima LS2
Rami Aperti	2, 8, 10, 15, 18, 20	2, 9, 10, 15, 18, 20
Perdite [kW]	104.76	99.78
Nodo con Tensione Minima [p.u.]	0.975 (nodo n° 12)	0.976 (nodo n° 12)
Ramo più caricato [%]	99.5% (ramo n° 6)	96.81% (ramo n° 6)
Potenza erogata da G9 [kW]	450	0
Potenza erogata da G13 [kW]	630	630
Potenza distaccata dal Nodo 6 [kW]	0	100
Potenza distaccata dal Nodo 8 [kW]	0	136.5
Potenza distaccata dal Nodo 16 [kW]	336	400

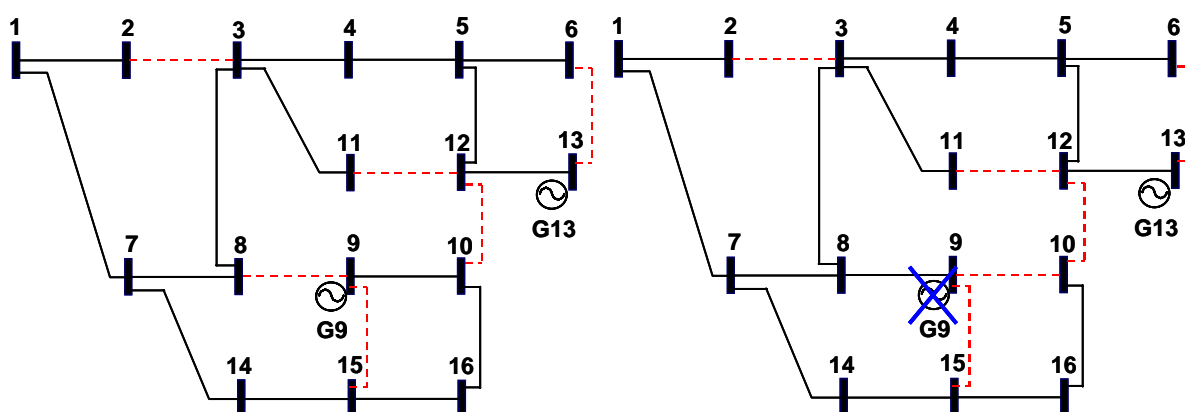


Figura 5.8.a: Configurazione ottima caso LS1

Figura 5.8.b: Configurazione ottima caso LS2

In questi semplici esempi sono state brevemente presentate le potenzialità di una corretta gestione On-Line del sistema. In buona sostanza in questo caso il programma realizzato, denominato ACTIVNET, in base a tutti i dati acquisiti sul funzionamento dell'intero sistema (assorbimento dei carichi, disponibilità e costi della generazione, eventuali guasti e/o manutenzioni, ecc.) e nel rispetto dei già menzionati vincoli tecnici, consente di individuare l'assetto ottimo della rete per una particolare condizione operativa temporanea. Le simulazioni On-

Line, in un'ipotetica gestione innovativa del sistema, potrebbero di fatto essere richiamate ad intervalli di tempo regolari (per esempio ogni ora), in modo da aggiornare automaticamente la configurazione della rete di distribuzione unitamente al punto di funzionamento delle risorse controllabili (carichi e generatori). Per questo motivo, le procedure di riconfigurazione on-line potrebbero essere implementate all'interno di un DMS per la gestione attiva delle reti di distribuzione.

Ad ogni modo, queste operazioni rivestono un ruolo esclusivamente di carattere gestionale e influenzano soltanto marginalmente le scelte del pianificatore. Relativamente agli aspetti del planning, in ambito internazionale si sta manifestando l'interesse ad introdurre nella pianificazione gli aspetti tipici della gestione [8, 9, 10], in modo da valutare correttamente e completamente l'impatto di una possibile gestione attiva della rete di distribuzione. A tal proposito, nel prossimo capitolo verrà illustrato come la gestione attiva possa essere utilizzata per agevolare le scelte del pianificatore, soprattutto negli attuali scenari caratterizzati da una forte incertezza.

CAPITOLO 6

6. LA GESTIONE ATTIVA NELLA PIANIFICAZIONE

6. 1. Gli strumenti di pianificazione tradizionali

Nel processo di pianificazione classico delle reti di distribuzione possono essere individuate tre fasi ben distinte (Fig. 6.1): la previsione del carico, la allocazione e la scelta della potenza delle sottostazioni e, infine, la definizione della struttura della rete di distribuzione.

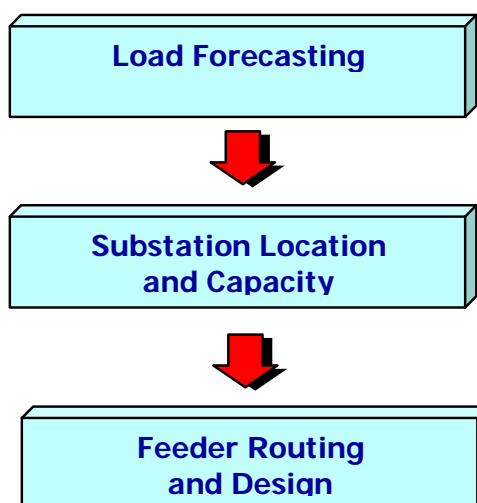


Figura 6.1 - Approccio classico alla pianificazione della distribuzione

Le rivisitazioni delle tecnologie e dei modelli disponibili per la pianificazione hanno mostrato la discontinuità negli approcci sviluppati negli ultimi decenni: appare chiara una forte dicotomia tra gli strumenti utilizzati nella pratica e quelli sviluppati dalla ricerca condotta in ambito accademico e industriale. Da recenti confronti tra le compagnie di distribuzione è infatti emerso l'utilizzo piuttosto scarso che viene fatto delle più sofisticate e moderne tecniche di pianificazione disponibili [41].

Un quesito fondamentale che ci si pone è il motivo per cui certe sofisticate metodologie per la pianificazione della distribuzione, sviluppate nei centri di ricerca sia accademici che industriali, non trovino un largo impiego da parte dei distributori. Le motivazioni potrebbero essere ricercate nella scarsa conoscenza reciproca tra le parti in gioco, nel rigore scientifico a volte eccessivo rispetto alle esigenze dei distributori, nel fatto che i problemi dei distributori cambiano sempre più velocemente (a volte addirittura prima che sia possibile applicare i risultati delle ricerche condotte) o, infine, nella rapida obsolescenza degli strumenti sviluppati.

In letteratura sono già presenti numerose ricerche che evidenziano i difetti degli strumenti di pianificazione tradizionali [41]. Tra le inefficienze più rilevanti riscontrate nei sistemi di pianificazione utilizzati dai distributori si possono citare:

- L'individuazione di un unico piano di sviluppo a costo minimo in scenari futuri che diventano sempre più incerti: questo comporta una scarsa qualità della soluzione e la tendenza a suddividere il problema iniziale in sottoproblemi, perdendo di vista il problema globale;
- Inabilità a trattare adeguatamente gli effetti della ristrutturazione del mercato dell'elettricità: la liberalizzazione ha di fatto ridotto il ruolo della pianificazione centrale e aumentato la necessità di coordinamento;
- Scarsa considerazione delle esternalità: il minimo costo in senso strettamente economico-finanziario non coincide con il minimo assoluto se si considerano in modo adeguato le mutate esigenze dei consumatori e le esternalità ambientali;
- Inadeguatezza a considerare produttori privati di energia: l'incremento della diffusione della GD sta rendendo più critica l'efficienza della pianificazione del sistema di distribuzione.

I recenti cambiamenti nella struttura del sistema elettrico, tra i quali la significativa affermazione della GD, hanno reso il settore più dinamico, definendo un ampio range di nuove opportunità. L'obiettivo è dunque sviluppare nuove metodologie di pianificazione che possano trattare adeguatamente tali trasformazioni e le nuove funzionalità derivanti dall'evoluzione del sistema elettrico.

6. 2. Pianificazione delle reti con GD

Nei precedenti capitoli si è evidenziato come la diffusione della GD nelle reti di distribuzione abbia ampie potenzialità per introdurre benefici tecnici ed economici nel sistema di distribuzione. La diffusione della GD in quantità non marginale nelle reti di distribuzione è pertanto un'alternativa che i pianificatori della distribuzione devono assolutamente prendere in considerazione nella loro ricerca della miglior configurazione di rete, così come esplicitamente richiesto dalla recente Direttiva Europea 2003/54/EC [5].

Ciò nonostante, la GD è accompagnata da molteplici incertezze e perplessità legate innanzitutto alle difficoltà implicitamente legate al suo inserimento in rete, alla sua possibile reale penetrazione, alla capacità di produzione, ai costi dei combustibili, ecc. Tali incertezze possono determinare forti errori in fase di pianificazione e portare a scelte inaffidabili o antieconomiche, qualora alcune ipotesi fatte in sede di pianificazione si discostino sensibilmente dalla realtà. Assumono perciò particolare utilità nuovi strumenti di calcolo automatico che, trattando contemporaneamente un gran numero di variabili, perseguono lo scopo di facilitare il lavoro del pianificatore nel raggiungimento del risultato più soddisfacente.

Il fatto che le reti non siano più passive ma attive rende inevitabilmente più incerti rispetto al passato sia la pianificazione che l'esercizio del sistema. Ci si trova infatti davanti ad uno scenario caratterizzato da una molteplicità di

offerte di generazione private, fra loro differenti per tipologia e dimensioni, da vincoli spesso tra loro contrastanti e da un forte grado di incertezza.

Nell'ambito della ricerca si sono già compiuti sforzi nel tentativo di fornire al pianificatore gli strumenti per risolvere in modo oggettivo il problema della pianificazione degli investimenti e per districarsi in un futuro ricco di offerte di energia; tra questi sviluppi, la sostanziale modifica delle tecniche di pianificazione, precedentemente basate su modelli deterministici, per più adatti modelli probabilistici che permettano di tenere nella giusta considerazione le incertezze nella stima della produzione e nella domanda di energia [42, 43].

Per quanto concerne ancora l'adeguamento dei metodi classici di pianificazione in previsione di un elevato grado di liberalizzazione (sia per l'aspetto commerciale sia per la generazione diffusa) si può ragionevolmente ipotizzare che gli impianti di produzione distribuita saranno inseriti in processi di produzione industriale; le reti di distribuzione vedranno così una maggiore variazione di potenza trasportata dagli impianti di produzione alle reti MT tra le ore piene e le ore vuote, determinando così la necessità di riesaminare le modalità sinora adottate per la regolazione della tensione.

Il continuo sviluppo delle tecnologie per la GD favorirà l'installazione degli automatismi necessari per consentire un miglior utilizzo della rete, controllando i flussi di energia attiva e reattiva, avendo presenti le esigenze di qualità del servizio. Alle tradizionali problematiche esistenti, come il coordinamento del potere di interruzione degli interruttori in rete e la continuità del servizio, verranno ad aggiungersi ulteriori esigenze, quali la regolazione e la protezione della generazione connessa ed il controllo della diffusione dei disturbi in rete.

Il tradizionale processo di pianificazione delle reti di distribuzione, presentato in Figura 6.1, deve essere pertanto modificato con la presenza della GD: in questo caso alla scelta della potenza delle sottostazioni si aggiunge infatti il problema di allocazione ottima delle unità GD (Fig. 6.2). Esso consiste nell'individuare i punti in cui è più conveniente connettere i nuovi generatori e

le taglie più idonee per gli stessi, compatibilmente con le problematiche tecniche descritte in precedenza.

In prima analisi, è infatti opportuno che il pianificatore valuti attentamente se esistono nella rete in esame i presupposti per considerare valida la "alternativa GD" tra i possibili piani di espansione: questo comporta una valutazione dei costi, oltre ad uno studio di fattibilità ed alla verifica della disponibilità di eventuali siti dove allocare la GD [44].

La complessità del problema cresce in modo notevole con il numero di generatori presenti e con la necessità di considerare diversi assetti di rete [45].

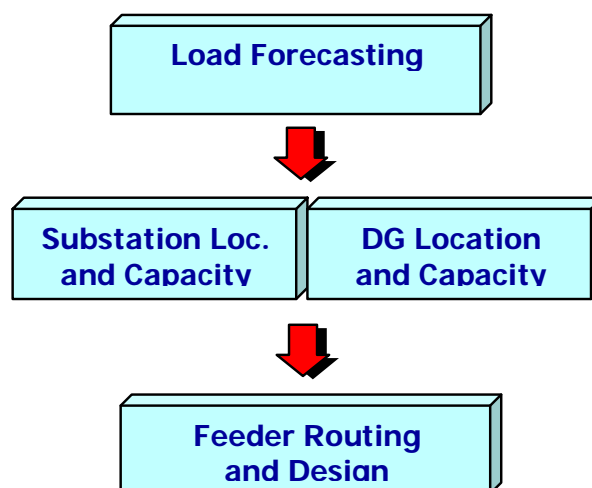


Figura 6.2 – Processo di pianificazione con GD

In relazione allo sviluppo di algoritmi di ottimizzazione per questo tipo di problematiche, risultati soddisfacenti sono stati ottenuti mediante il ricorso ad algoritmi genetici, la cui principale caratteristica è quella di non richiedere una formulazione analitica del problema e di consentire una semplice implementazione degli usuali vincoli tecnici [46, 47]. Gli algoritmi genetici (GA) sono algoritmi di ottimizzazione che hanno elevate caratteristiche di robustezza; essi si ispirano ai metodi di selezione naturale e sono guidati, nella ricerca della soluzione, da scelte casuali. Questi algoritmi lavorano con una popolazione di

punti (soluzioni) e utilizzano operatori di selezione e ricombinazione per generare nuovi punti campione in uno spazio di ricerca.

L'applicazione dei GA al problema della pianificazione delle reti elettriche consiste nell'implementazione di procedure costituite da differenti fasi. Nella prima fase viene creata una popolazione iniziale di reti elettriche mentre nella seconda, attraverso una ripetizione iterativa del processo di riproduzione, si fa evolvere tale popolazione verso soluzioni migliori. Negli algoritmi genetici esistono un insieme di parametri di controllo che guidano intelligentemente la ricerca mantenendo una visione globale dell'intero spazio delle possibili soluzioni; questa strategia consente di ridurre il rischio di terminare la ricerca su soluzioni che costituiscono minimi relativi.

6. 3. Nuove strategie di pianificazione

In precedenza si è già evidenziato come alcuni dei parametri che giocano un ruolo fondamentale nella pianificazione di un sistema elettrico siano affetti da incertezza; ad es. il costo del combustibile potrà variare nel tempo secondo circostanze che possono essere più o meno prevedibili, la capacità di produzione della GD può variare fortemente in base a molteplici fattori (disponibilità della fonte energetica, prezzo dell'energia, incentivazioni legislative, ecc.). Più in generale, si può affermare che il risultato di uno studio di pianificazione è influenzato da un certo numero di parametri il cui andamento nel tempo è legato ad eventi futuri non completamente prevedibili.

In uno scenario così incerto risulta fondamentale che il pianificatore possa disporre di metodi e tecniche in grado di tener conto in modo oggettivo e quantitativo delle incertezze relative ai fattori più importanti: assumono perciò particolare utilità nuovi strumenti di calcolo automatico che, trattando contemporaneamente un gran numero di variabili, perseguono lo scopo di

facilitare il lavoro del pianificatore nel raggiungimento del risultato più soddisfacente.

Gli strumenti di ottimizzazione tendono a minimizzare (o a massimizzare) una determinata funzione obiettivo attraverso la scelta di adeguati valori assegnati ai parametri decisionali. Nonostante il fatto che negli ultimi anni siano stati fatti sostanziali progressi, i modelli di ottimizzazione si trovano ancora a dover sviluppare un'azione di compromesso tra l'ambizione di simulare con precisione il comportamento del sistema e la necessità di semplificare il problema al fine di rendere adatti gli strumenti di ottimizzazione attualmente disponibili. Inoltre è ormai noto che non è sufficiente l'identificazione di un sistema col criterio di minimizzare i costi sotto una particolare serie di vincoli, poiché il Decision Maker (DM) deve tener conto nelle proprie scelte anche di altri fattori (impatto ambientale, finanziario etc.) che possono avere pari rilevanza.

Molto più complesso è invece il discorso relativo alla pianificazione applicata alle reti totalmente attive: in questo caso sarà necessario sviluppare nuove tecniche di pianificazione, in grado di tenere conto della presenza del mercato dell'energia, del fatto che il controllo avverrà a livello di cella (logiche di controllo distribuite su più livelli gerarchici) e che sono necessari nuovi algoritmi di ottimizzazione in grado di individuare come eseguire in modo automatico la riconfigurazione della rete. In questo contesto, saranno particolarmente rilevanti le modifiche che dovranno essere apportate alle procedure di load-flow attualmente adottate, che si basano su alcune ipotesi (dipendenza lineare tra carichi e generatori, assenza di leggi controllo della produzione a livello centralizzato, nessun tipo di mercato, ecc.), che non saranno più valide nella distribuzione del futuro. Ancora una volta si dovranno riportare a livello della distribuzione strumenti che sono già stati messi a punto per la rete di trasmissione (optimal power flow considerando il mercato, la gestione delle congestioni, ecc.)

Particolare attenzione dovrà inoltre essere prestata alla previsione di sviluppo dei carichi; questa attività richiederà infatti non solo il supporto diffuso dei sistemi esperti, basati sull'apprendimento del funzionamento del fenomeno attraverso la conoscenza del passato, ma anche l'analisi attenta delle presumibili variazioni introdotte dalla stessa liberalizzazione del mercato, ivi compresa la diffusione della GD.

Da queste brevi considerazioni si evince come una corretta pianificazione debba comunque tener conto degli aspetti tipicamente gestionali, soprattutto alla luce delle recenti potenzialità offerte da una corretta gestione attiva del sistema di distribuzione.

6. 4. La gestione attiva nella pianificazione

In una rete attiva l'adozione di un efficiente sistema di controllo e di automazione può permettere la coesistenza di carichi passivi, carichi controllabili e Generazione Distribuita, aiutando i gestori del sistema di distribuzione a differire investimenti per lo sviluppo della rete, migliorando l'efficienza complessiva del servizio di distribuzione. L'obiettivo finale è il raggiungimento di un sistema di distribuzione "self-healing" (che si ripara da solo), che permetta non solo di gestire elevate concentrazioni di risorse energetiche, ma anche di aumentare il livello di qualità del servizio. L'implementazione di una rete attiva non richiede necessariamente la costruzione di nuove linee e/o cabine primarie, anzi può essere vista in larga misura come una soluzione per postporre investimenti di difficile realizzazione. La gran parte degli investimenti sarà, infatti, concentrata sulle protezioni, sui sistemi di controllo, automazione e comunicazione e sulla modifica delle procedure operative impiegate.

I principali benefici legati all'implementazione della gestione attiva nella pianificazione delle reti di distribuzione sono:

- Differimento degli investimenti causati da crescita della domanda;
- Miglioramento dell'efficienza energetica;
- Incremento della continuità e qualità del servizio;
- Capacità di sopportare condizioni estreme;
- Incremento della Penetrazione della GD;
- Regolazione del Profilo di Tensione.

La gestione attiva delle reti di distribuzione, con la partecipazione attiva di generatori e carichi nella gestione del sistema, è la soluzione più promettente per favorire l'integrazione delle fonti di energia rinnovabile e per migliorare l'efficienza della fornitura di energia. Trascurare questi aspetti nella pianificazione ottima delle reti, oltre che portare a soluzioni non ottime, potrebbe addirittura causare problemi di power quality, di affidabilità, di efficienza energetica, di regolazione e controllo del sistema.

Qualora correttamente implementata nella pianificazione, la gestione attiva potrebbe migliorare l'affidabilità, favorire una buona regolazione della tensione e ridurre le perdite di energia. Essa potrebbe inoltre contribuire a fronte alla crescita della domanda di energia ad alta qualità, sfruttando l'assetto di rete esistente e differendo nel tempo gli investimenti, altrimenti inevitabili, per rinforzare il sistema.

Nella tesi è stata studiata una metodologia di pianificazione che considera esplicitamente alcune importanti funzioni della rete attiva come DSR, riconfigurazione della rete, controllo della generazione in modo che la gestione attiva del sistema risulti economicamente conveniente.

Inoltre, se la gestione attiva è coordinata con una più generale pianificazione della rete, come si dimostrerà in seguito, il controllo attivo della rete e della potenza ai nodi può essere ridotto a poche situazioni particolari.

L'esercizio delle reti innovative rende obsoleta la politica del "connect and forget", attuata per anni dai distributori che, una volta realizzata una data rete, si preoccupavano della sola manutenzione. Una tale politica, che tra l'altro ha

spesso rappresentato un ostacolo alla diffusione della DG sulla rete di distribuzione, implica che il dimensionamento del sistema di distribuzione venga effettuato sempre e comunque in modo da soddisfare i vincoli tecnici nelle condizioni più onerose, a prescindere dalla loro probabilità di occorrenza. Indubbiamente, questi cambiamenti non sono banali, ma andranno comunque visti come valide alternative di pianificazione da confrontare con quelle tradizionali [7].

6. 5. Inserimento di ACTIVNET nel Software SPREAD

Nell'attività di ricerca è stata quindi studiata la possibilità di ricorrere alla gestione attiva utilizzando le soluzioni fornite dal programma ACTIVNET, descritto nel precedente capitolo, durante gli studi di pianificazione condotti mediante un software esistente, allo scopo di analizzare l'impatto della rete attiva nella pianificazione a medio-lungo termine della rete di distribuzione.

Il software utilizzato, denominato SPREAD, è stato sviluppato negli ultimi anni dall'Università di Cagliari in collaborazione con il CESI e si occupa della pianificazione delle reti di distribuzione in presenza di GD e dell'individuazione dei siti in cui l'inserimento distribuito delle unità GD comporti i migliori risultati (valutazione costi/benefici) [48, 49].

Nella Figura 6.3 è riportato un riassunto schematico delle funzionalità offerte dal software SPREAD. Racchiusi dai rettangoli celesti, si notano i tre principali moduli relativi alle diverse tipologie di ottimizzazione eseguibili: il modulo PREDa, relativo all'ottimizzazione topologica della rete (NTO), il modulo PROLOCO, relativo all'allocazione ottima delle unità GD e, infine, il modulo TEODORA, relativo agli studi a scenari.

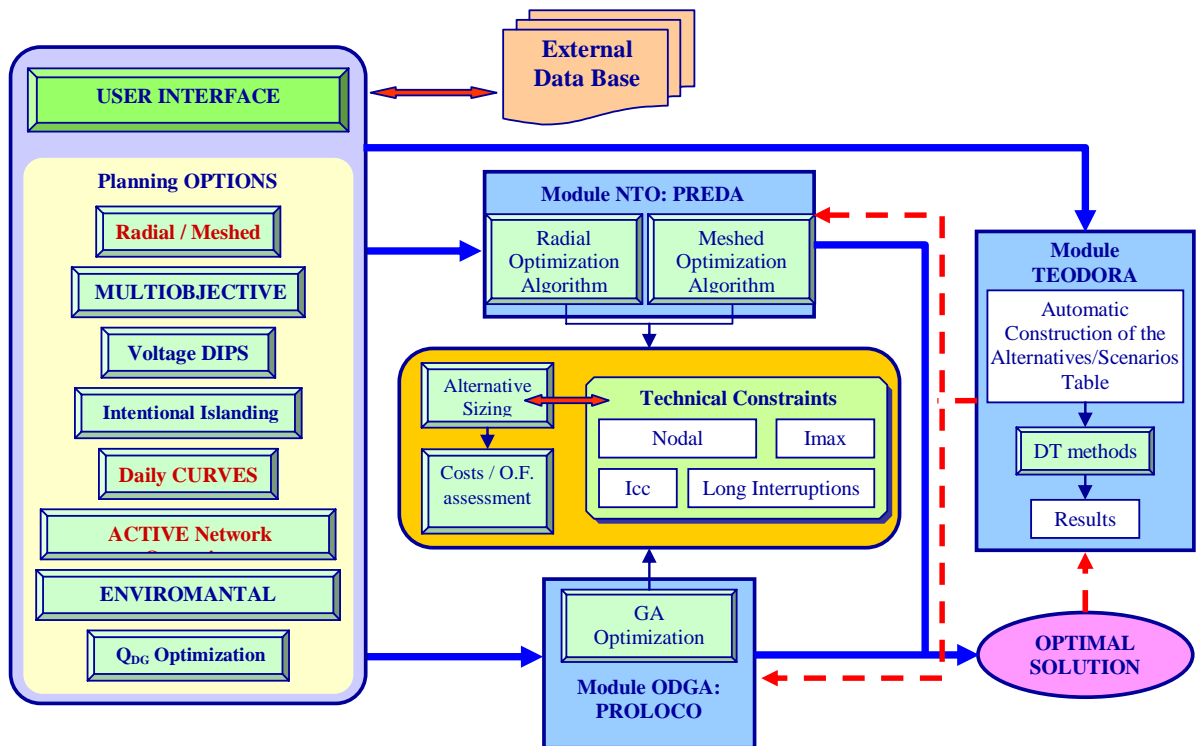


Figura 6.3 - Processo di pianificazione con GD

L'obiettivo del modulo PREDA (Pianificazione delle Reti di Distribuzione Attive) è quello di definire la topologia ottimale di una rete MT in presenza di GD durante un prefissato periodo di studio in un dato scenario, minimizzando il costo totale della rete e tenendo in considerazione i costi di costruzione di manutenzione e di adeguamento, il costo delle perdite ed il costo dei disservizi. PREDA permette di considerare, durante la pianificazione delle reti MT, la presenza di GD in quantità non trascurabile, fornendo utili indicazioni sull'influenza che la GD può portare alla pianificazione delle reti di distribuzione.

Assegnate le stazioni primarie destinate a servire una certa zona e nota la dislocazione e l'esigenza dell'utenza, la finalità del modulo di pianificazione PREDA consiste nella determinazione dell'evoluzione dinamica della rete di distribuzione con la migliore topologia (radiale, magliata o mista), che minimizzi i costi complessivi per il periodo di pianificazione considerato, nel rispetto dei vincoli tecnici assegnati. Tra le altre caratteristiche del programma, una di particolare rilevanza per il miglioramento della qualità del servizio è quella che

permette di stabilire il posizionamento ottimale dei dispositivi automatici di sezionamento del tronco guasto.

L'algoritmo di ottimizzazione si basa sull'adozione di modelli di calcolo dei flussi di potenza mutuati dal load flow probabilistico e adattati, mediante opportune ipotesi, alle reti di distribuzione. In tal modo è possibile tenere in considerazione in modo oggettivo le notevoli aleatorietà associate a generatori che impiegano fonti rinnovabili, considerando anche nella fase di pianificazione della rete, la presenza di tutte le possibili sorgenti di alimentazione. Il programma di calcolo, adatto a risolvere problemi di pianificazione di reti MT in cui sia i carichi che le unità della GD possano subire variazioni nel numero e nella potenza, utilizza una procedura euristica che, anche se non fornisce la certezza di condurre ad un minimo assoluto, permette l'individuazione di reti di basso costo rispondenti ai criteri di affidabilità e di qualità del servizio, con tempi di calcolo accettabili. Tale metodo è fondato su tecniche di esplorazione per separazione e valutazione successiva che permettono, per ogni iterazione, di prendere in esame sottoinsiemi ridotti di soluzioni possibili. A partire dalla configurazione iniziale, per ogni configurazione provata vengono scelte le sezioni più convenienti per i rami della rete, nonché il numero e la posizione dei dispositivi automatici. La configurazione della rete iniziale include tutti i lati esistenti presenti nella rete da ottimizzare, e un adeguato numero di lati nuovi, aggiunti per rendere la rete completamente connessa nel caso di qualche nodo nuovo o isolato per mancanza di dati nel file d'ingresso. Partendo dalla configurazione iniziale, generalmente magliata, mediante una procedura di ottimizzazione di tipo "branch and bound" viene applicato un set prestabilito di perturbazioni alla rete e viene effettuata una valutazione sistematica delle configurazioni trovate con l'accettazione delle configurazioni migliorative della soluzione di partenza. Questa procedura viene eseguita in modo sequenziale su tutti i nodi della rete e le perturbazioni vengono costruite in funzione dell'insieme dei collegamenti candidati, definiti preliminarmente per ogni nodo.

Per tener conto delle incertezze dovute alla aleatorietà nella produzione introdotta da GD da fonti rinnovabili in quantità non marginale, si ricorre ad un approccio probabilistico negli algoritmi di calcolo. Nello sviluppo del load flow probabilistico le grandezze elettriche considerate sono rappresentate da un valor medio statistico e da una varianza, che indica la dispersione dei valori assunti dalla grandezza considerata attorno al proprio valor medio. Di estrema importanza per la correttezza dei risultati è la definizione della correlazione esistente tra i gruppi di generazione, tra la generazione e il carico e infine tra i carichi stessi. Le correlazioni considerate sono di tipo lineare e vengono valutate con un indice numerico che caratterizza il gruppo di appartenenza.

La finalità del modulo PROLOCO (PROgramma per la LOCalizzazione Ottima della GD), è quella di individuare i siti ottimali per la connessione della GD alla rete MT di distribuzione esistente nonché la taglia ottimale dell'unità di generazione da allacciare a ciascun sito individuato. PROLOCO è in grado di considerare unità di generazione di tipologia differente, trattando opportunamente il diverso comportamento che ciascuno di essi presenta in relazione ai livelli delle correnti di cortocircuito ed al profilo delle tensioni, nel rispetto degli eventuali vincoli ambientali presenti nella rete.

Una volta fissata la struttura della rete e noti i carichi e la eventuale GD già presente, PROLOCO permette l'individuazione dei punti in cui è più vantaggioso connettere nuove unità GD al fine di, ad esempio, minimizzare le perdite in rete e/o i costi di gestione. Infatti, una non corretta allocazione della GD potrebbe anche comportare un peggioramento delle condizioni di esercizio della rete e, conseguentemente, un aumento dei costi da sostenere.

Allo scopo di massimizzare i benefici globali derivanti dalla presenza di GD in rete, la procedura non individua esclusivamente i punti migliori per la connessione alla rete della GD (siting problem), ma determina anche la taglia ottimale dei generatori da installare (sizing problem) e ogni soluzione è generata nel rispetto di tutti i vincoli ambientali e tecnici, tra i quali il profilo di tensione e il livello delle correnti di cortocircuito nei nodi della rete.

Per affrontare il problema in oggetto il modulo PROLOCO impiega gli Algoritmi Genetici (AG), per il fatto che le modalità di implementazione di queste tecniche di ottimizzazione si adattano facilmente al problema della localizzazione dei siti ottimi per la GD e possono consentire, con opportuni accorgimenti, di eseguire contestualmente anche la scelta della taglia ottima delle unità GD.

Il programma acquisisce inizialmente la struttura della rete esistente e fornisce, al termine dell'ottimizzazione, i siti in cui risulta ottimale il posizionamento della GD e la relativa taglia di ciascuna unità di generazione. Per sua natura il programma si presta ad essere utilizzato per la pianificazione a breve e medio termine, 2-5 anni, durante i quali è relativamente lecito considerare che la topologia della rete di distribuzione possa restare inalterata; questa modalità di impiego è di grande interesse per le scelte di pianificazione dei prossimi anni, nei quali si prevede che, a fronte di una crescente richiesta di allacciamento da parte di produttori privati, vi sia da parte delle società di distribuzione l'esigenza di massimizzare i profitti, limitando o differendo gli investimenti sulla rete.

Il programma PROLOCO implementa al suo interno una funzione obiettivo che tiene conto oltre che dei costi di investimento e delle perdite, anche dei costi relativi all'acquisto dell'energia elettrica per soddisfare la domanda, differenziati tra rete di trasmissione e generatori privati. Questo consente al programma di individuare automaticamente il livello ottimale di penetrazione della GD nella rete (espresso come percentuale del carico complessivo).

Infine, il modulo PROLOCO, così come il modulo PREDA, impiega al suo interno metodologie di calcolo e dimensionamento della rete probabilistiche, per gestire in maniera più corretta le notevoli aleatorietà introdotte dalla generazione.

Il modulo TEODORA (Teoria delle Decisioni per l'Ottimizzazione delle Reti Attive) consente di effettuare studi di pianificazione a scenario, mediante variazione di uno dei tanti parametri che influenzano la pianificazione (es. il

tasso di crescita dei carichi). TEODORA applica la Teoria delle Decisioni (TD) alle reti elettriche di distribuzione, considerando con metodologie adeguate le aleatorietà che caratterizzano i problemi di pianificazione soprattutto in presenza di GD da fonte rinnovabile. Utilizzando per lo sviluppo pluriennale a breve e medio termine della rete di distribuzione MT le procedure PREDA e PROLOCO, esso fornisce la migliore alternativa di pianificazione corrispondente ad un set ipotizzato di scenari futuri possibili con le relative probabilità di occorrenza. In modo particolare TEODORA consente di effettuare studi di pianificazione a scenario che applichino la minimizzazione dei costi attesi, l'analisi di rischio ed i criteri delle aree di stabilità. In sintesi la procedura di calcolo ha la funzione di eseguire più volte uno dei due moduli di ottimizzazione esistenti (PREDA e PROLOCO), in modo da ottenere il numero desiderato di alternative di pianificazione all'interno di molteplici scenari possibili individuati dall'operatore, e di elaborare i risultati ottenuti scegliendo la soluzione di miglior compromesso.

Come affermato in precedenza, a causa delle incertezze che caratterizzano gli studi sulla distribuzione in presenza di DG, nel software SPREAD viene adottato un approccio probabilistico. Il load flow probabilistico (PLF) implementato tiene conto della Probability Density Function (pdf) dei carichi e dei generatori, considerando anche la correlazione esistente tra unità DG, tra generatori e carichi e anche tra i carichi stessi. Ad ogni modo, per maggiori approfondimenti, una descrizione dettagliata del software SPREAD e delle sue principali funzionalità è disponibile in appendice.

Analizzando ancora la Figura 6.3 si possono notare, evidenziate in rosso, le aree di pertinenza della gestione attiva (e quindi del modulo ACTIVNET) all'interno del software di pianificazione. Come si può vedere nella parte centrale della figura, all'interno della procedura del dimensionamento sono previsti degli opportuni controlli sui vincoli tecnici, quali tensioni ai nodi, portata dei conduttori, correnti di cortocircuito e durata delle interruzioni a seguito di eventuali guasti.

Nel caso in cui uno dei sopraccitati vincoli non venga rispettato, la metodologia classica procede sistematicamente al ridimensionamento delle linee per ovviare a tali violazioni. Durante queste operazioni di verifica, nel presente lavoro si è invece pensato di ricorrere, soltanto in caso di violazione dei vincoli, alla gestione attiva delle reti per provare a risolvere le criticità mediante azioni mirate, dipendenti ovviamente dal tipo di violazione, in modo da tentare di evitare il ridimensionamento.

A titolo di esempio, si pensi al caso in cui con le procedure classiche ci si trovi costretti al ridimensionamento di certe sezioni in seguito a delle situazioni di forte sovraccarico e/o eccessive cadute di tensione, magari imputabili ad una condizione di emergenza in seguito ad un guasto, aventi però una probabilità molto ridotta di verificarsi. Un corretto management attivo gestirebbe, grazie ad azioni di DSR, queste situazioni con un momentaneo distacco di determinati carichi, evitando quindi il ridimensionamento. Per contro, ipotizzando invece delle situazioni estreme di massima generazione e minimo carico, una adeguata gestione attiva consentirebbe, grazie ad azioni di Generation Curtailment volte a diminuire temporaneamente la produzione da unità GD, il rispetto dei vincoli di tensione sulla rete.

Un altro aspetto importante della gestione attiva nella pianificazione riguarda la possibilità di incrementare il livello massimo di penetrazione di GD nelle reti di distribuzione. Durante l'ottimizzazione, infatti, un'adeguata gestione attiva consentirebbe, grazie ad azioni di Generation Curtailment volte a diminuire temporaneamente la produzione da unità GD, la possibilità di allocare generatori di taglia maggiore e/o di inserire più unità di generazione distribuita nel sistema.

Da questi semplici esempi si intuiscono le potenzialità e i vantaggi derivanti dall'inserimento della gestione attiva nella pianificazione; a tal proposito, nel prossimo capitolo verranno forniti in maniera più dettagliata alcuni risultati ottenuti nella presente ricerca [7].

Per poter meglio considerare l'impatto di un eventuale gestione attiva delle reti di distribuzione, è stato necessario ricorrere ad una rappresentazione più accurata dei carichi e dei generatori. A tal proposito sono state create delle procedure per tener conto delle curve giornaliere di carico (e generazione) valide per le diverse ore del giorno e per i diversi giorni dell'anno. All'interno del programma la nuova modellizzazione viene sempre adottata per il calcolo delle perdite e, come opzione, può essere abilitata anche per il calcolo di dimensionamento della rete (Fig. 6.4).

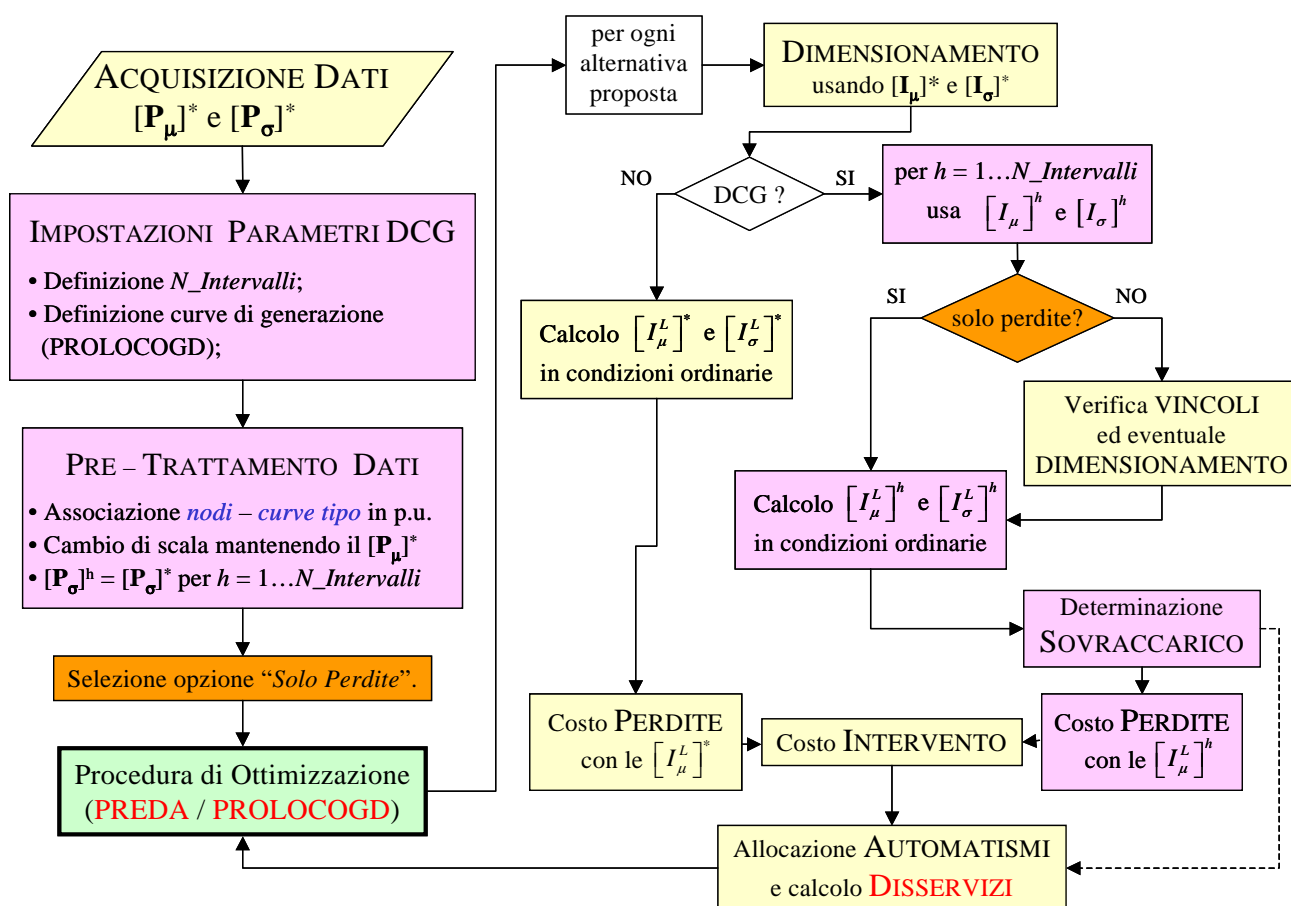


Figura 6.4 - Diagramma di flusso dell'inserimento dell'opzione "Curve Giornaliere"

Questa seconda possibilità risulta utile soprattutto quando si decide di pianificare tenendo conto della rete attiva. Infatti, le curve giornaliere consentono di evidenziare problemi di sovraccarico temporaneo e/o di forti

sovratensioni che la normale modellizzazione con valor medio unico costante non riuscirebbe ad individuare.

In queste situazioni, la possibilità di poter eseguire, a seconda dei casi, il Generation Curtailment o il Demand Side Management può consentire di evitare eventuali ridimensionamenti della rete.

Il primo passo verso l'impiego all'interno di SPREAD delle curve di variabilità giornaliere è rappresentato dall'aggiunta tra i dati d'ingresso delle informazioni necessarie a poter ricostruire tali curve. In fase di pianificazione è ammissibile approssimarle suddividendo la giornata in un numero prefissato di intervalli temporali, $n\Delta t$, all'interno dei quali ritenere costante l'andamento della potenza assorbita (o generata). La durata del singolo intervallo potrà essere 1h o più ore a seconda del livello di precisione che si voglia conseguire (Fig. 6.5).

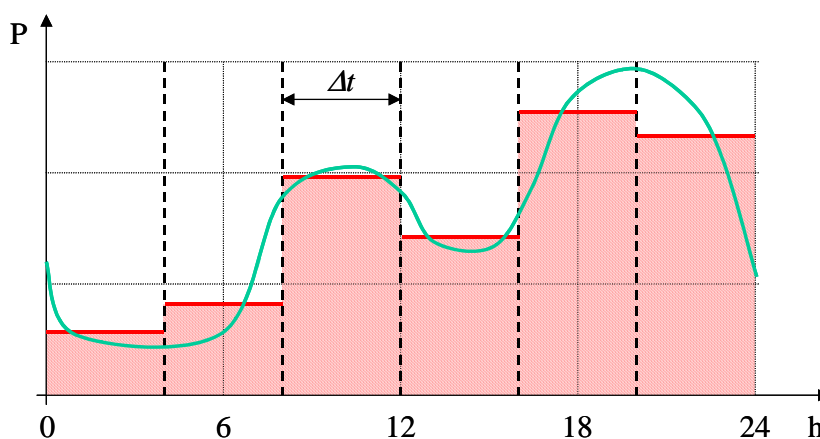


Figura 6.5 - Discretizzazione della curva di carico giornaliera in intervalli temporali

Per conservare la capacità di trattare le aleatorietà tipiche della pianificazione, nel programma è stato comunque mantenuto l'approccio probabilistico; pertanto, per ogni intervallo temporale in cui viene suddiviso il generico diagramma di variabilità giornaliero, la potenza assorbita dai carichi (o erogata dai generatori) viene rappresentata mediante una distribuzione di probabilità (pdf – "probability density function") di tipo gaussiana con un valor medio ed una deviazione standard, come indicato in Fig. 6.6 in cui è riportato, a

titolo di esempio, un diagramma relativo al fabbisogno energetico di un particolare carico durante le 24 ore.

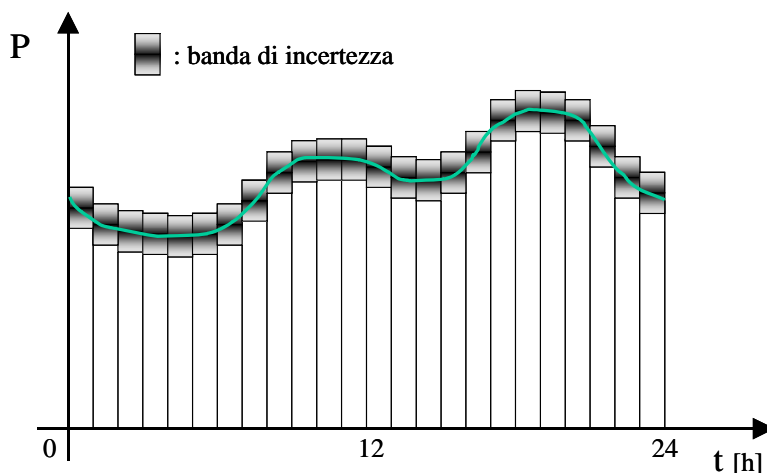


Figura 6.6 - Discretizzazione della curva di carico giornaliera, con relativa banda di incertezza, per ciascun intervallo temporale

Tale rappresentazione consente di valutare:

- La massima corrente di linea continua durante il picco di carico;
- La riduzione di tale corrente grazie alla presenza della DG;
- La possibile corrente di sovraccarico e/o sovratensione in caso di minimo carico e massima generazione.

In Figura 6.7 è riportato il diagramma di flusso dell'ottimizzazione topologica della rete effettuata tenendo conto della gestione attiva, che mostra come il modulo ACTIVNET viene inserito nel programma PREDa. A partire dal pre-dimensionamento, in cui vengono assunte le sezioni esistenti per i rami esistenti e le sezioni minime per i nuovi rami aggiunti, il PLF viene applicato iterativamente per tutti gli intervalli di discretizzazione al fine di scegliere la sezione corretta di ogni conduttore che verifichi tutti i vincoli tecnici.

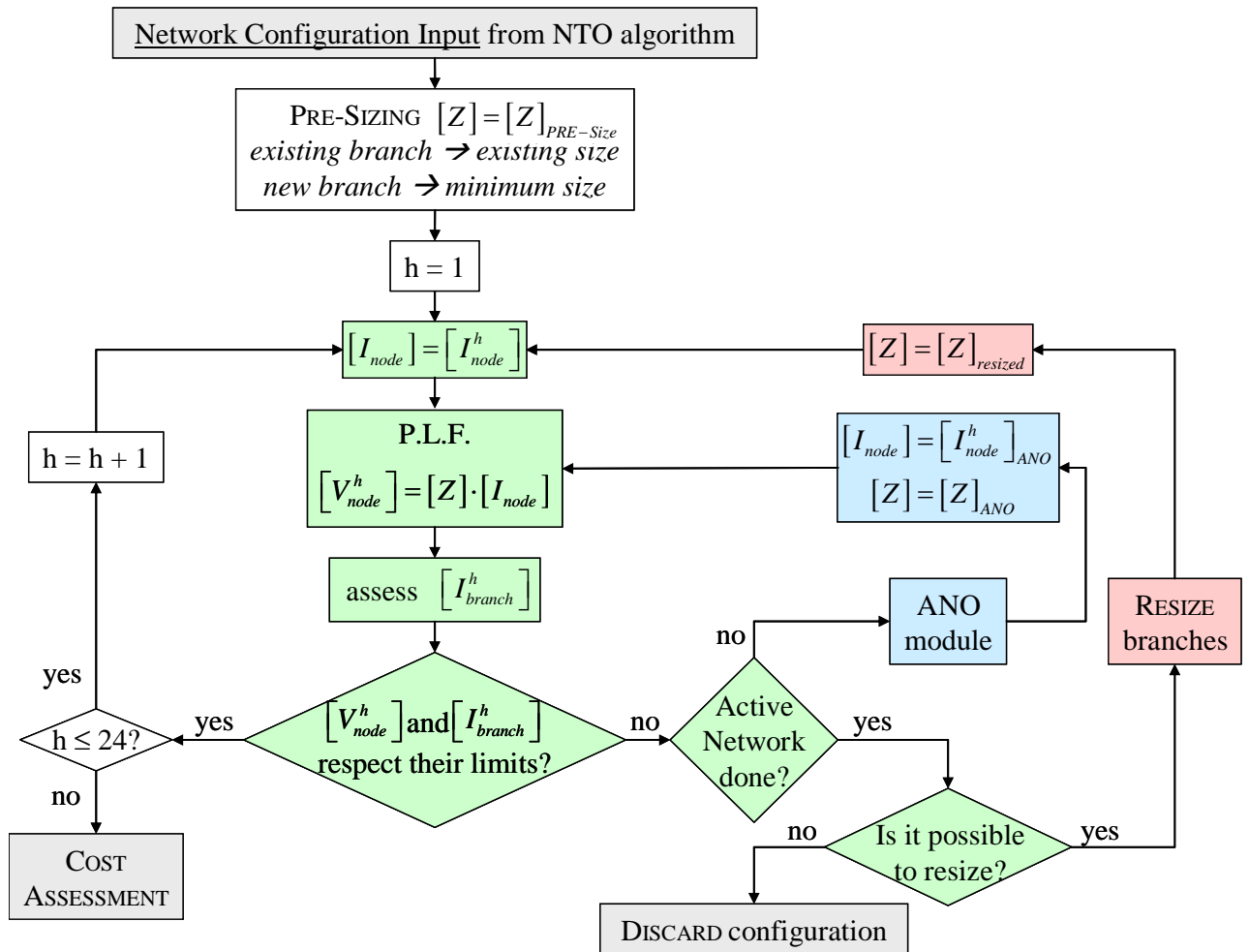


Figura 6.7 - Diagramma di flusso dell'ottimizzazione topologica (PREDA) con gestione attiva

A seguito dei calcoli effettuati viene verificato il rispetto dei vincoli tecnici (tensione ai nodi e portata dei conduttori); qualora uno o più vincoli non vengano rispettati, prima di valutare la possibilità di ridimensionare, viene fatto un tentativo al fine di risolvere le violazioni mediante il ricorso all'active management. Come si nota dalla Figura 6.8, a seconda del tipo di violazione vengono attivate o inibite, per mezzo di opportune variabili di controllo, le funzionalità del modulo ACTIVNET (Riconfigurazione topologica, DSR e Generation Curtailment) in modo da realizzare un intervento mirato alla particolare violazione manifestatasi.

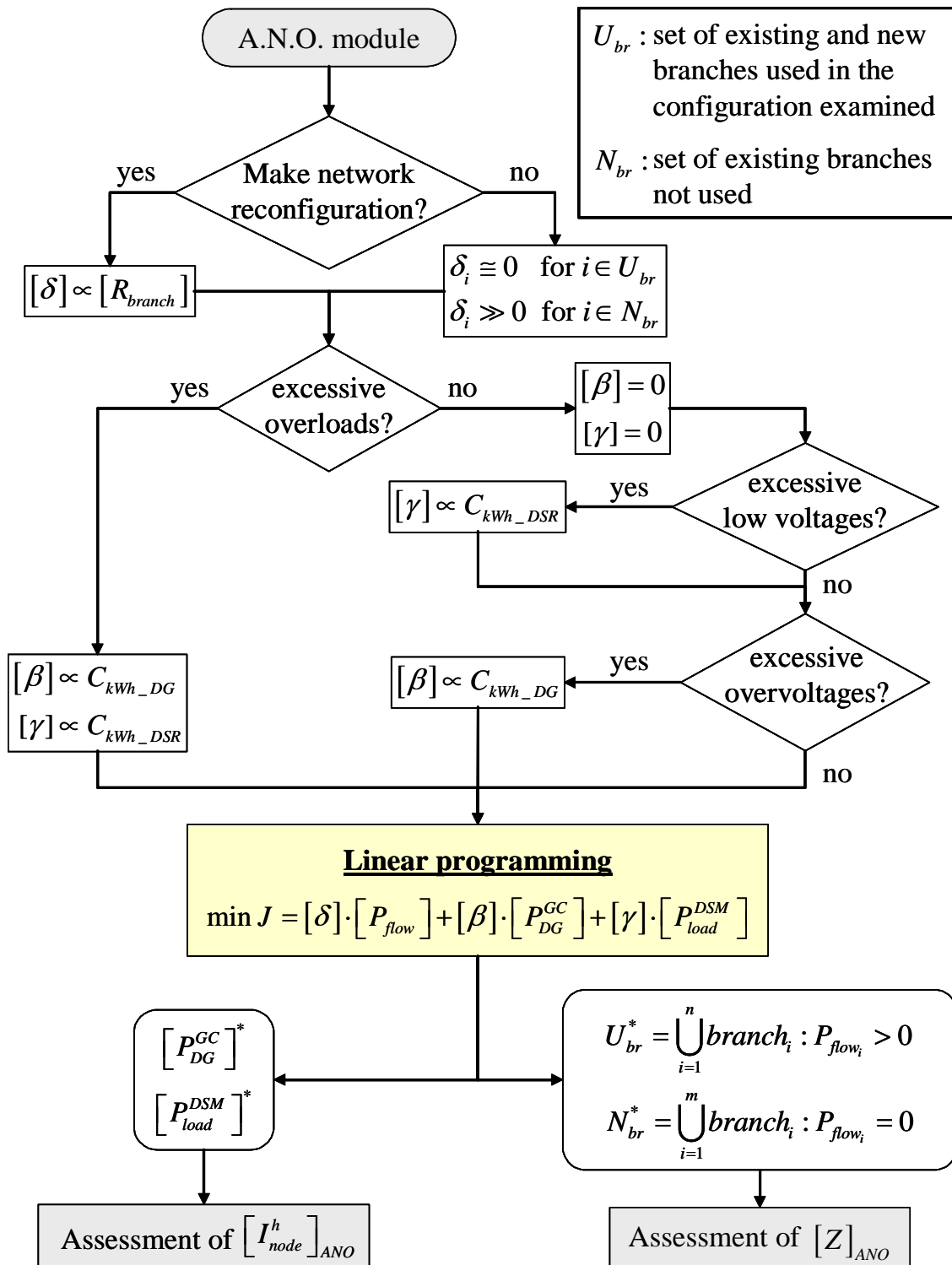


Figura 6.8 - Diagramma di flusso degli interventi possibili con la gestione attiva

Operando in questo modo è quindi possibile inibire le sopraccitate azioni semplicemente intervenendo sui coefficienti δ , β e γ della funzione obiettivo da minimizzare ($\min J = \sum_{i=1}^{N_{branch}} \delta_i \cdot (X_i + Y_i) + \sum_{j=1}^{N_{DG-gc}} \beta_j \cdot P_j^{gc} + \sum_{k=1}^{N_{ls}} \gamma_k \cdot P_k^{ls}$), descritta nel capitolo precedente. Ciò consente, ad esempio, di evitare il ricorso al Generation Curtailment in caso di eccessive cadute di tensione.

Se l'intervento della gestione attiva non è sufficiente, allora viene applicata la procedura classica che prevede il ridimensionamento, con il conseguente ricalcolo dei costi.

In Figura 6.9 è invece riportato il diagramma di flusso dell'allocazione ottima della DG effettuata tenendo conto della gestione attiva, che mostra come il modulo ACTIVNET viene inserito nel programma PROLOCO. Come si nota, il diagramma di flusso è analogo a quello riportato in Figura 6.7 per cui valgono sostanzialmente le stesse considerazioni.

Oltre ai già menzionati vantaggi un'adeguata gestione attiva consente in questo caso, grazie soprattutto ad azioni di Generation Curtailment, la possibilità di allocare generatori di taglia maggiore e/o di inserire più unità di generazione distribuita nel sistema, incrementando quindi il livello di penetrazione massimo di GD nella rete.

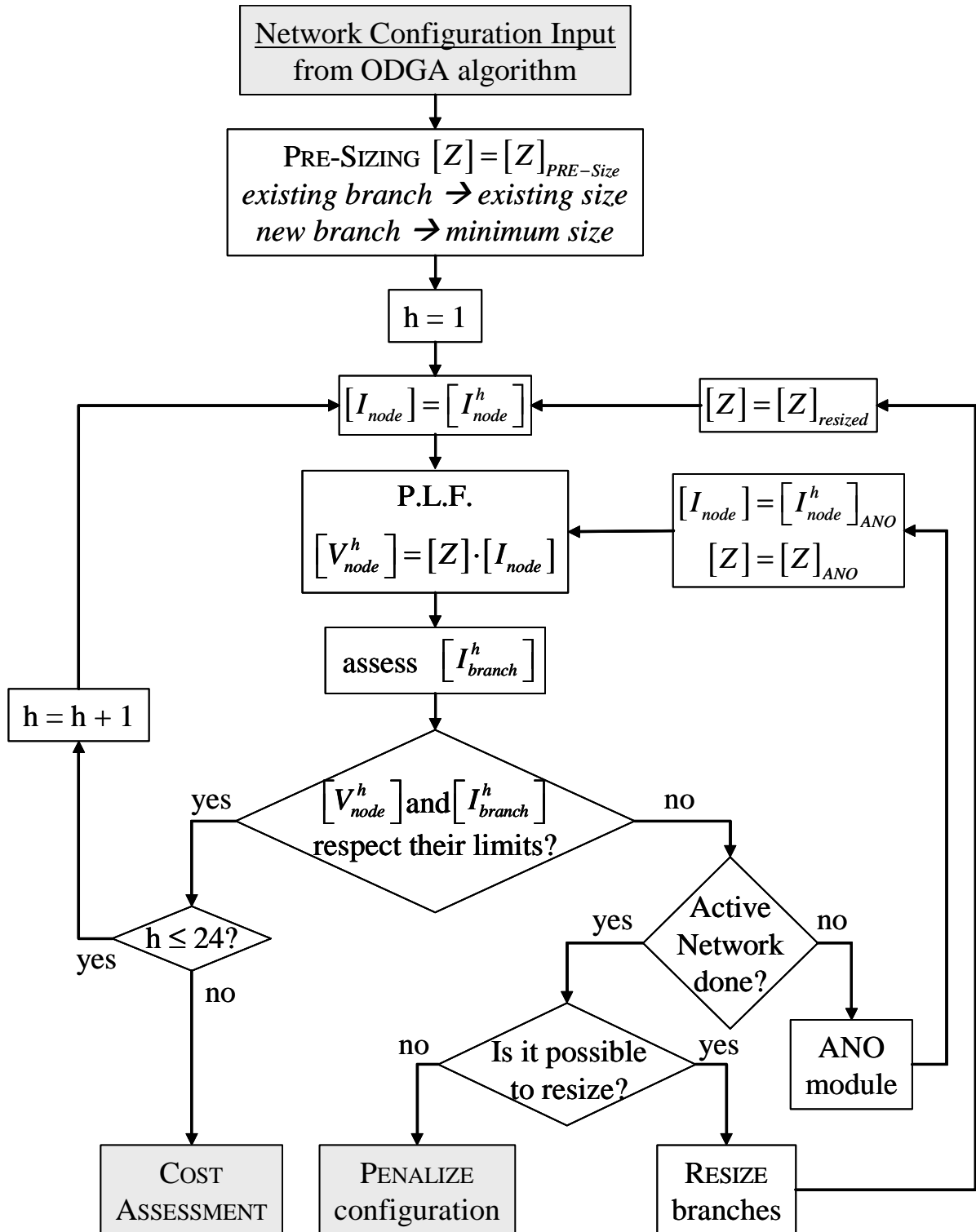


Figura 6.9 - Diagramma di flusso dell'allocazione ottima di GD (PROLOCO) con gestione attiva

6. 6. Le statistiche di intervento

I risultati ottenuti, riportati nel prossimo capitolo, mostrano chiaramente che la pianificazione della rete è più conveniente con l'active management; a questo punto è tuttavia importante sottolineare che, nell'ambito di una corretta pianificazione, la questione fondamentale diventa la probabilità di ricorrere ai controlli attivi.

Se infatti da una parte la gestione attiva, grazie al fatto che può in certi casi evitare il ridimensionamento, offre il vantaggio del differimento degli investimenti, dall'altra occorre valutare attentamente tutte le azioni che dovrebbero essere prese per perseguire tale obiettivo. Si immagini infatti, come esempio estremo, se per evitare di ridimensionare una dorsale di distribuzione in seguito ad un sovraccarico, debbano costantemente essere staccati (24 ore al giorno e 365 giorni all'anno) tutti i carichi abilitati al DSR afferenti alla dorsale stessa. Una tale ipotesi è ovviamente da scartare in via di pianificazione.

Per ovviare a tali problemi il software è dotato di opportune variabili statistiche di controllo che memorizzano sia tutti gli eventi critici, quali ad esempio sovraccarico e elevata caduta di tensione, manifestatisi durante l'ottimizzazione (distinguendo tra condizioni normali e in emergenza) sia tutte le azioni di controllo intraprese con successo dalla gestione attiva al fine di evitare il ridimensionamento, fornendo al pianificatore delle indicazioni sulla migliore strategia da adottare. Le variabili introdotte sono le seguenti:

- PNOI: Numero probabilistico totale di interventi (condizioni ordinarie);
- PDOI: Durata probabilistica totale di interventi (condizioni ordinarie);
- PNEI: Numero probabilistico totale di interventi (condizioni di emergenza);
- PDEI: Durata probabilistica totale di interventi (condizioni di emergenza).

Queste variabili vengono calcolate attraverso le seguenti formule:

$$PNOI = \sum_{i=1}^{NOI} Prob_Viol \quad [\text{interventi/anno}]$$

$$PDOI = \sum_{i=1}^{NOI} Prob_Viol \cdot \Delta h \quad [\text{ore/anno}]$$

$$PNEI = \sum_{i=1}^{NEI} Prob_Viol \cdot \frac{\lambda}{100} \quad [\text{interventi/anno}]$$

$$PDEI = \sum_{i=1}^{NEI} Prob_Viol \cdot L_i \cdot \frac{\lambda}{100} \cdot \Delta h \quad [\text{ore/anno}]$$

Dove Δh è l'ampiezza delle fasce orarie in cui è suddiviso l'intervallo di discretizzazione delle curve di carico e λ è il tasso di guasto [numero di guasti/anno•100km di linea], assunto pari a 15 per le linee aeree e a 10 per le linee in cavo. NOI e NEI indicano il numero totale (non probabilistico) di interventi annui di ACTIVNET, rispettivamente in condizioni ordinarie e in emergenza. Prob_Viol, infine, è la maggiore tra le seguenti probabilità:

- PROB_VIOL_TENS (probabilità di avere una violazione dei limiti di tensione, sia essa massima o minima)
- PROB_SOVRCORR_MAX (probabilità di avere una violazione dei limiti di portata su un ramo di dorsale)
- PROB_SOVRCORR_MAX_LAT (probabilità di avere una violazione dei limiti di portata su un ramo di laterale)

Le statistiche sulle variabili di intervento rappresentano in tal senso un utile strumento di supporto decisionale; la procedura di pianificazione proposta consente quindi al pianificatore di conoscere gli effetti dell'active management, unitamente alle statistiche relative agli interventi effettuati, e di scegliere tra l'approccio classico e quello più innovativo.

CAPITOLO 7

7. RISULTATI

7. 1. Introduzione

Con l'intento di analizzare l'impatto della gestione attiva nella pianificazione del sistema di distribuzione, è stata studiata la possibilità di avvalersi dell'active management durante gli studi di pianificazione (ottimizzazione della struttura topologica della rete e allocazione ottima della GD) condotte mediante il software SPREAD. Di seguito vengono illustrati due semplici esempi che mostrano i vantaggi apportati dalla gestione attiva nell'ottimizzazione topologica e nell'allocazione ottima della GD nelle reti di distribuzione.

7. 2. La gestione attiva nella pianificazione della rete

Al fine di testare l'efficacia degli algoritmi sviluppati nell'ottimizzazione topologica della rete, è stata considerata una piccola porzione di una rete di distribuzione esistente costituita da 37 nodi MT/BT (precisamente) e da 2 cabine primarie (Fig. 7.1). La rete in esame presenta 15 nodi di dorsale, alimentati da feeder ad anello aperto, e 22 nodi di laterale, alimentati attraverso un semplice schema radiale.

Il periodo preso in considerazione per lo studio di pianificazione è di 20 anni. All'inizio di questo periodo di studio, il pianificatore si trova a fronteggiare la naturale crescita dei carichi esistenti, nonché la comparsa di nuovi carichi, ricercando nuovi approvvigionamenti di energia e nuove possibili connessioni, progettando una soluzione tecnicamente accettabile ed economica.

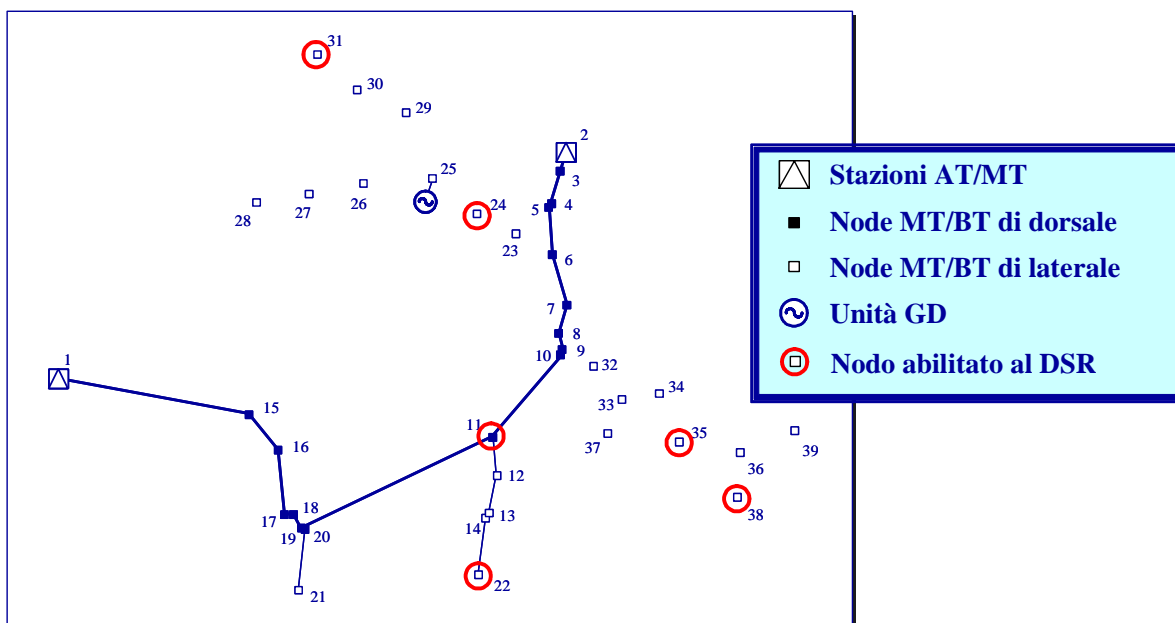


Figura 7.1 - Rete Test all'inizio del periodo di studio

Tutti i carichi sono modellizzati mediante lo stesso diagramma di carico giornaliero, costituito da 8 intervalli, ciascuno della durata di 3 ore. All'inizio del periodo di studio la potenza attiva media richiesta dai vari carichi è circa 4.3 MW. Per ogni nodo MT/BT viene stimata un tasso di crescita annuo dei carichi pari al 3%, mentre il costo delle perdite è stato considerato pari a 0.22 €/kWh

La topologia della rete è caratterizzata da una dorsale principale che collega le 2 cabine primarie, realizzata in linea aerea e gestita mediante un ramo di controalimentazione tenuto volutamente aperto durante il normale esercizio, e da 2 laterali, realizzate ancora in linea aerea e di lunghezza contenuta. Sempre all'inizio del periodo di studio non sono disponibili nuove connessioni per eventuali nuovi carichi.

Nella rete è presente un'unica unità GD, situata nel nodo 25, che può erogare potenza da un minimo di 600 kW fino ad un massimo di 1000 kW, a seconda delle indicazioni fornite in tal senso dal DSO. I carichi abilitati al servizio DSR, indicati anche come Responsive Loads (RL), sono ubicati nei nodi 11, 22, 24, 31, 35 e 38 e possono, come detto in precedenza, accettare

distacchi parziali o totali di fornitura durante particolari contingenze, quali sovraccarichi ed eccessive cadute di tensione. La Tabella 7.1 mostra la massima quantità di potenza distaccabile per ciascun carico.

Tabella 7.1 - Nodi di carico partecipanti al DSR

Nodo	Potenza richiesta	Massima potenza distaccabile
11	100 kW	60 kW
22	320 kW	250 kW
24	200 kW	80 kW
31	320 kW	250 kW
35	320 kW	320 kW
38	300 kW	250 kW

Allo scopo di evidenziare le potenzialità della gestione attiva nella pianificazione, sono state condotte due differenti strategie di ottimizzazione in relazione all'espansione ottima della rete nel periodo di studio. Nel primo caso, corrispondente all'approccio classico, sono state considerate solo le curve di carico, senza quindi prevedere la possibilità di ricorrere all'active management. In questo caso la rete di distribuzione viene ancora vista come un solo terminale passivo del sistema di trasmissione, senza la possibilità di effettuare alcuna azione di controllo sui carichi e le unità GD presenti; la rete viene quindi progettata per far fronte, sempre e comunque, alle condizioni peggiori, indipendentemente dalla loro probabilità di occorrenza. Nella seconda strategia di pianificazione, invece, il pianificatore può programmare lo sviluppo futuro della rete considerando non solo le azioni classiche, quali ad esempio l'adeguamento delle cabine primarie e la costruzione di nuove linee, ma anche le opportunità innovative che possono essere introdotte dalla gestione attiva delle reti di distribuzione. Come già evidenziato in precedenza, la gestione attiva consente infatti di differire nel tempo gli eventuali investimenti necessari all'adeguamento delle reti, grazie al massimo sfruttamento di tutte le risorse, siano essi generatori o carichi, presenti nell'assetto di rete esistente. In questo

caso l'algoritmo di ottimizzazione deve trovare la soluzione ottima, che limita gli investimenti da affrontare, mantenendo contemporaneamente i costi operativi (quali ad esempio il costo delle perdite ed il numero e la durata delle interruzioni) entro limiti accettabili.

I confronto tra i due differenti approcci non può tuttavia basarsi esclusivamente sui costi. Come già anticipato in precedenza, deve essere messa in conto anche la probabilità di fare ricorso alle azioni tipiche della gestione attiva, in modo da scongiurare un eccessivo ricorso al distacco dei carichi e al taglio della generazione delle unità GD, specialmente in quei casi in cui viene perseguita una cospicua integrazione di fonti energetiche rinnovabili (Renewable Energy Systems - RES). Infatti, se da una parte la gestione attiva consente di differire nel tempo gli investimenti necessari all'adeguamento del sistema, dall'altra occorre valutare attentamente tutte le azioni che dovrebbero essere prese per evitare l'adeguamento della rete.

In Figura 7.2 è riportato il risultato relativo al risultato della pianificazione secondo l'approccio classico, mentre in Figura 7.3 è riportato il risultato relativo al secondo caso, in cui il dimensionamento è stato eseguito considerando la possibilità di fare ricorso all'applicazione della gestione attiva, nella maniera descritta nel capitolo precedente.

Esaminando i risultati ottenuti mediante l'approccio classico, una porzione significativa di nodi non connessi viene alimentata direttamente alimentata dalla cabina primaria, dal momento che una connessione diretta con la dorsale principale richiederebbe interventi di adeguamento piuttosto importanti. Considerando invece l'active management, la possibilità di controllare, in condizioni critiche, i carichi RL e la generazione permette la connessione diretta di qualche nodo direttamente alla dorsale principale, consentendo quindi un risparmio sugli investimenti, dal momento che vengono ridimensionati solamente pochi rami e, complessivamente, piccole laterali.

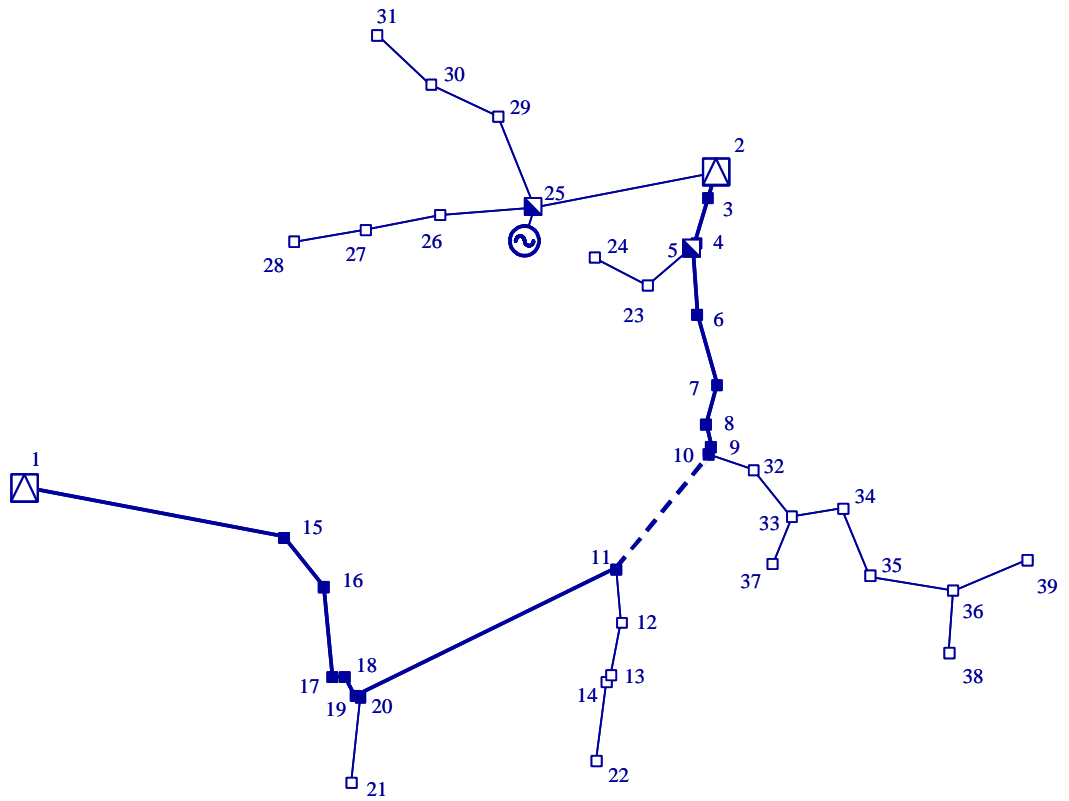


Figura 7.2 - Rete ottima senza gestione attiva

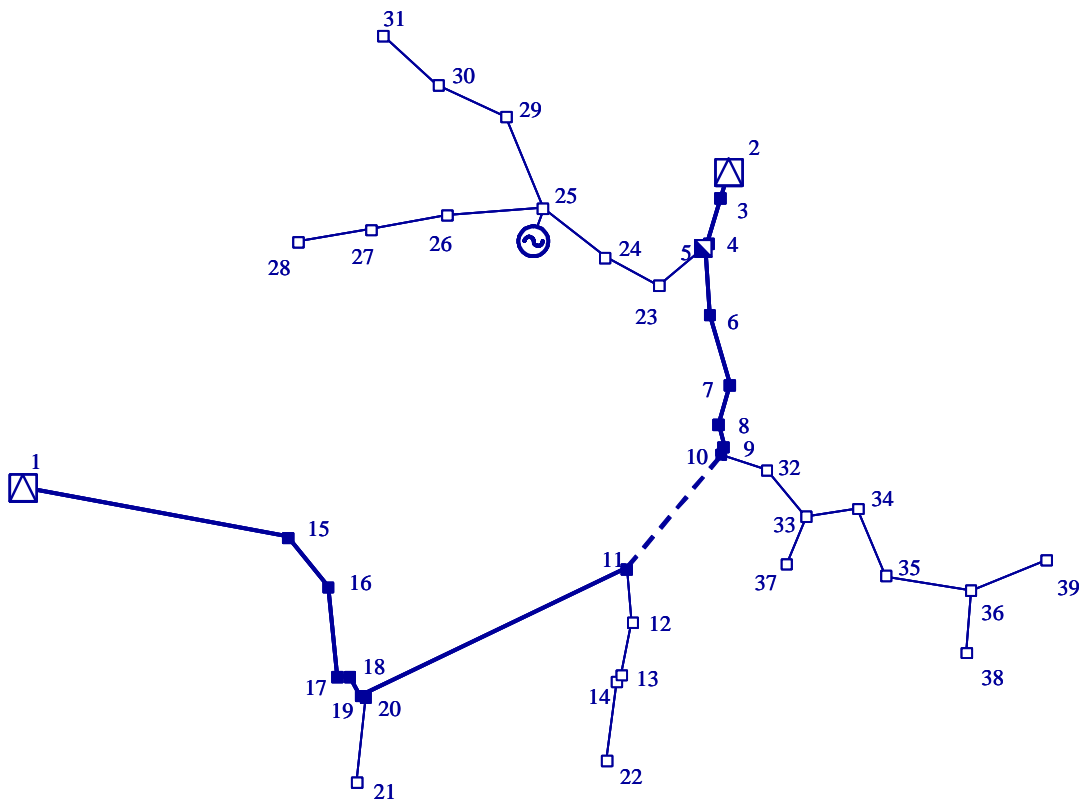


Figura 7.3 - Rete ottima con gestione attiva

La Tabella 7.2 riporta il confronto dei diversi costi della rete nei due casi in esame; in questa Tabella C_U indica il costo da sostenere per l'adeguamento della rete, C_L è il costo delle perdite, C_{EENS} è il costo relativo all'energia non fornita e C_T è infine il costo totale della rete.

Tabella 7.2 - Confronto tra costi e indici di affidabilità nelle 2 ottimizzazioni

Rete ottima senza gestione attiva					
C_U (k€)	C_L (k€)	C_{EENS} (k€)	C_T (k€)	$SAIDI$	$SAIFI$
2478.5	1002.0	544.0	4022.5	2.24 h	2.14
Rete ottima con gestione attiva					
C_U (k€)	C_L (k€)	C_{EENS} (k€)	C_T (k€)	$SAIDI$	$SAIFI$
2139.1	1276.6	535.3	3951.0	2.22 h	2.44

È importante sottolineare che la rete ottima ottenuta con la pianificazione classica presenta dei costi associati alle perdite inferiori rispetto alla rete ottima ottenuta considerando la gestione attiva. Questo risultato è comunque giustificabile in quanto, evitando il ridimensionamento in gran parte dei rami, la rete ottimizzata considerando l'active management si trova ad operare con sezioni inferiori che comportano ovviamente maggiori perdite durante il periodo di studio.

La Tabella 7.3 mostra le principali differenze tra le 2 ottimizzazioni; per una corretta interpretazione dei risultati si ricorda, in modo del tutto intuibile, che in generale i rami nuovi possono essere costruiti a partire dalle sezioni minime e che in linea di principio adeguare un ramo esistente risulta comunque più conveniente che costruire un ramo nuovo.

Tabella 7.3 - Impatto della gestione attiva nella pianificazione: differenze principali tra le due ottimizzazioni

Senza Active Management				Con Active Management			
From	To	U/N*	Sezione	From	To	U/N*	Sezione
1	15	U	70 mm ²	1	15	U	35 mm ²
32	9	N	70 mm ²	32	9	N	25 mm ²
33	32	N	70 mm ²	33	32	N	25 mm ²
34	33	N	35 mm ²	34	33	N	25 mm ²
35	34	N	70 mm ²	35	34	N	25 mm ²
36	35	N	35 mm ²	36	35	N	25 mm ²
39	36	N	35 mm ²	39	36	N	25 mm ²
4	5	U	35 mm ²	25	24	N	25 mm ²
3	4	U	35 mm ²	26	25	N	25 mm ²
3	2	N	35 mm ²	27	26	N	25 mm ²

* U= Adeguamento linea esistente, N= Nuova linea

Da questo piccolo esempio si nota come l'ottimizzazione condotta considerando la possibilità di ricorrere all'active management risulta senza dubbio più conveniente. Come detto, un aspetto molto importante, da valutare con attenzione, è la probabilità di ricorrere ai controlli attivi. Come affermato in precedenza, il software è dotato di opportune variabili statistiche di controllo che memorizzano sia tutti gli eventi critici manifestatisi durante l'ottimizzazione, distinguendo tra condizioni normali e in emergenza, sia tutte le azioni di controllo intraprese con successo dalla gestione attiva. In particolare sono state definite:

- PNOI: Numero probabilistico totale di interventi in condizioni ordinarie;
- PDOI: Durata probabilistica totale di interventi in condizioni ordinarie;
- PNEI: Numero probabilistico totale di interventi in condizioni di emergenza;
- PDEI: Durata probabilistica totale di interventi in condizioni di emergenza.

In questa specifica applicazione, l'utilizzo delle azioni di controllo è limitata a poche situazioni, tutte causate da particolari condizioni di guasto e aventi pertanto una ridotta probabilità di occorrenza. In particolare, come indicato dalle statistiche di intervento riportate in Figura 7.4, durante il periodo di studio

gli eventi critici registrati annualmente sono stati i seguenti: 11 eventi di sovraccarico, per una durata di 33 ore, e 7 eventi di eccessive cadute di tensione, per una durata complessiva di 21 ore. Tutti questi eventi si sono manifestati in condizioni di emergenza, e quindi in seguito a determinati guasti sulle linee, durante particolari combinazioni delle curve giornaliere di carico e generazione. Questi eventi hanno richiesto l'adozione di azioni di controllo per sole 14 volte, in quanto talvolta nella stessa fascia oraria si sono verificate contemporaneamente condizioni di sovraccarico e di eccessiva caduta di tensione. Con maggiore dettaglio, durante l'ottimizzazione è stato necessario ricorrere una sola volta (e quindi per una durata di sole 3 ore) al taglio della generazione dell'unità GD, precisamente del 30% rispetto alla sua capacità, e 14 volte al distacco dei carichi, per un totale di 42 ore di disagio. A tal proposito si noti che nel caso peggiore, verificatosi una sola volta, si è fatto ricorso al distacco del 25% del carico totale.

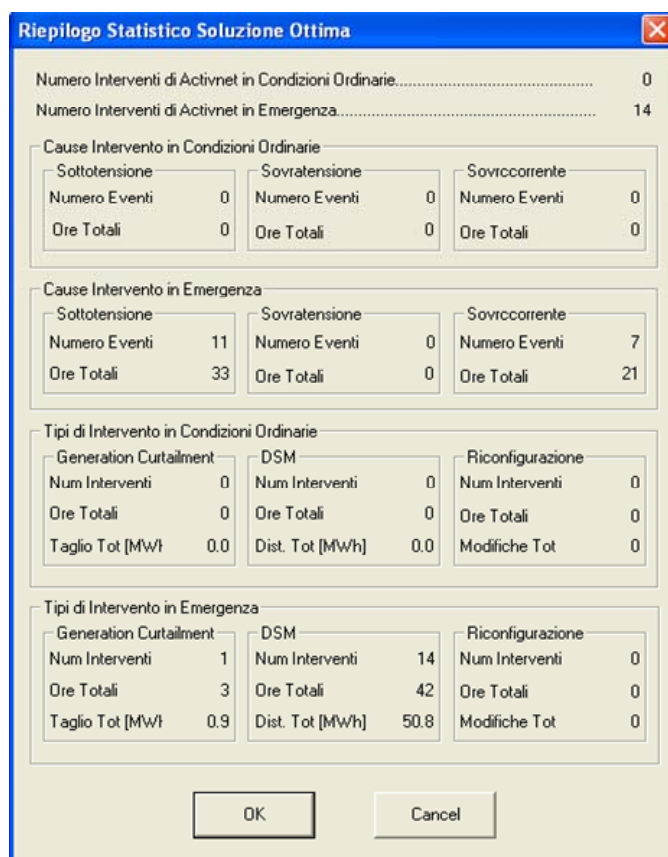


Figura 7.4 - Statistiche di intervento di ACTIVNET

Le azioni intraprese per mezzo delle opportunità consentite dalla gestione attiva risultano quindi in numero ridotto e, come già ribadito, tutti gli eventi di non rispetto dei vincoli si sono manifestati in condizioni di emergenza, e presentano di conseguenza una ridotta probabilità di occorrenza. Considerando a questo punto la probabilità di occorrenza dei guasti che hanno provocato gli eventi di violazione, supposta uguale a 15 guasti/anno per ogni chilometro di linea, simultaneamente con la combinazione critica di carico e generazione, il numero atteso annuo di distacchi di generazione o carico (PNEI) è pari a 1.75, mentre la durata complessiva degli interventi (PDEI) è pari a 5.25 ore all'anno. Ricapitolando, si hanno le seguenti statistiche di intervento:

- NOI = 0
- NEI = 11
- PNOI = 0.0
- PDOI = 0.0
- PNEI = 1.75
- PDEI = 5.25 ore/anno

Nel caso esaminato, l'ottimizzazione condotta considerando la possibilità di ricorrere alla gestione attiva risulta particolarmente conveniente in quanto i costi vengono sensibilmente ridotti e, soprattutto, risulta piuttosto bassa la probabilità di ricorrere alle azioni di controllo. Questo risultato è strettamente legato all'esempio esaminato; in altri casi i risparmi economici sono ottenibili, per mezzo della gestione attiva, mediante interventi molto più frequenti. Ad ogni modo questa innovativa strategia di pianificazione permette al pianificatore di conoscere, mediante le statistiche di intervento, gli effetti di un'eventuale gestione attiva del sistema e di operare delle valutazioni confrontando l'approccio classico, basato sulla verifica dei vincoli nel caso peggiore indipendentemente dalla sua probabilità di occorrenza, e quello più innovativo, basato sul controllo attivo delle risorse del sistema.

7.3. La gestione attiva nell'allocazione ottima della GD

Come descritto in precedenza, il software PROLOCO consente di individuare i siti ottimali per la connessione della GD alla rete di distribuzione esistente nonché la taglia ottimale dell'unità di generazione da allocare a ciascun sito individuato.

A partire dalla rete ottimizzata in precedenza indicata in Figura 7.3, ottenuta mediante il modulo PREDa e considerando gli effetti della gestione attiva, sono state eseguite delle simulazioni per poter valutare l'allocazione ottima delle unità GD, confrontando ancora una volta il metodo classico con il nuovo approccio, che prevede il ricorso all'active management. Tra i vari risultati relativi alle diverse simulazioni effettuate, si riporta un semplice esempio con l'intento di mostrare le grandi potenzialità offerte dalla gestione attiva riguardo l'incremento del livello di penetrazione della GD nel sistema di distribuzione. In questo caso infatti, le possibilità consentite dalla gestione attiva, in particolar modo quella controllare la potenza erogata dai generatori, permettono una maggiore presenza di unità GD in rete. A tal proposito, sono stati eseguiti degli studi in cui si è volutamente forzato il programma PROLOCO, mediante l'impostazione di costi di acquisto dell'energia da GD piuttosto convenienti, ad inserire nella rete il maggior numero di unità GD possibile. Per quanto riguarda il ricorso al Generation Curtailment, tutte le unità GD (sia quella esistente che quelle inserite da PROLOCO) possono arrivare a lavorare al 50% della propria potenza nominale.

Nelle figure 7.5 e 7.6 vengono riportate le schermate riassuntive dei risultati delle ottimizzazioni effettuate da PROLOCO considerando o meno la possibilità di ricorrere alla gestione attiva nel caso di non rispetto dei vincoli, con le modalità di intervento descritte nel capitolo precedente. Come si può facilmente notare, la percentuale di generazione di GD relativa alle soluzioni ottime è dell'85,17% nell'approccio classico e del 105,89% nell'approccio

innovativo. Come previsto, la possibilità di adottare le azioni tipiche dell'active management consente il raggiungimento di un livello di penetrazione imponente nella rete.

Anche in questo caso il costo delle perdite è più elevato nell'ottimizzazione eseguita considerando ACTIVNET; questo risultato è comunque intuibile in quanto la gestione attiva, dal momento che ha evitato il ridimensionamento di buona parte della rete, permette alla rete di operare con sezioni minori, aventi pertanto una maggiore resistenza.

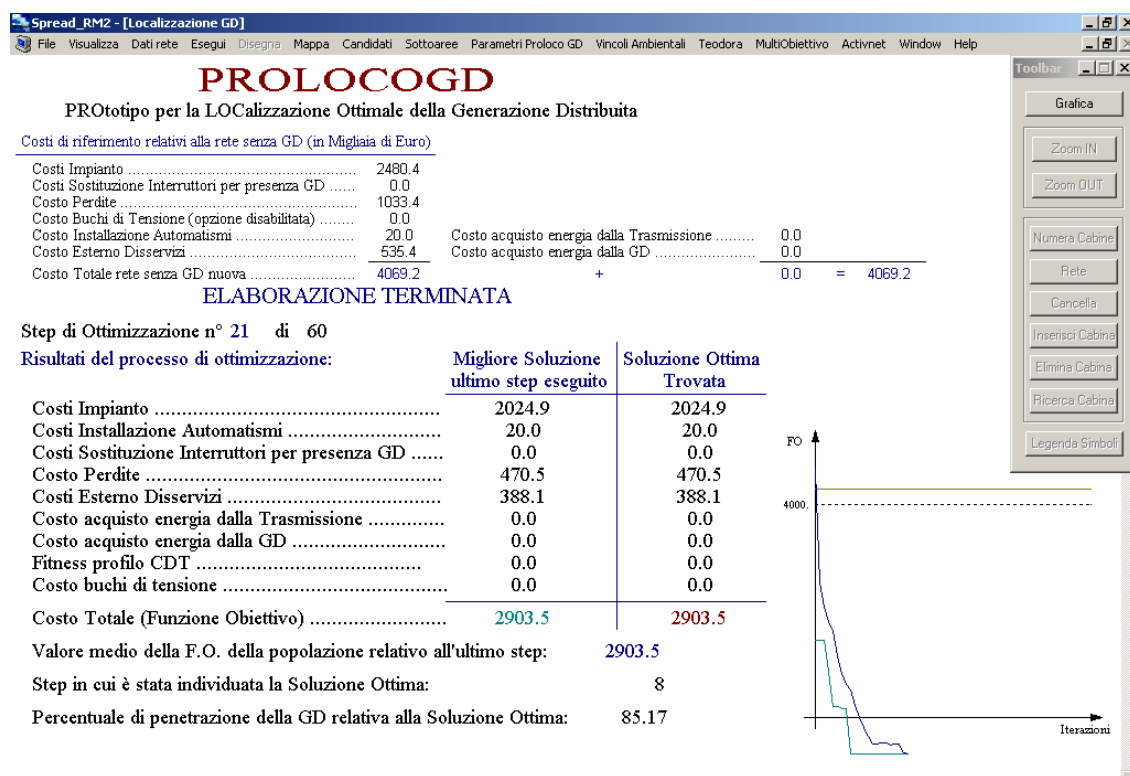


Figura 7.5 - Allocazione ottima di GD senza ACTIVNET: Risultati Ottimizzazione

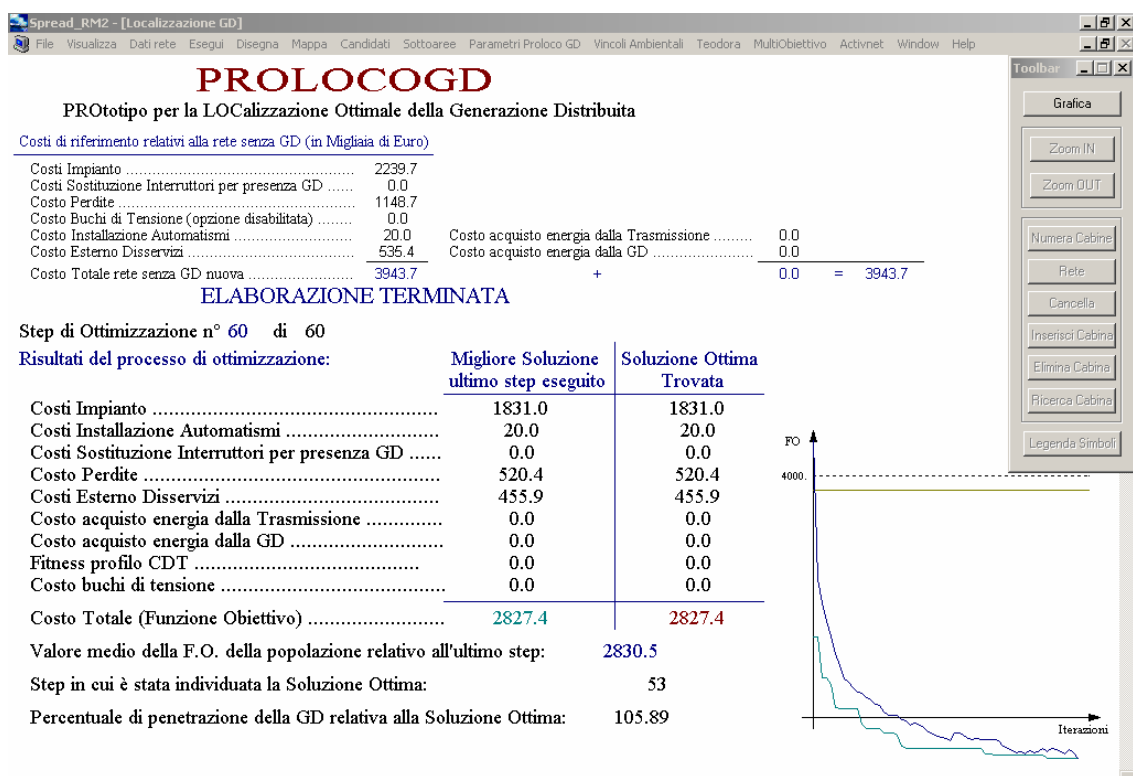


Figura 7.6 - Allocazione ottima di GD con ACTIVNET: Risultati Ottimizzazione

Il costo di intervento sulla rete è di 2024,9 k€ nell'ottimizzazione classica e di 1831 k€ nell'ottimizzazione condotta considerando ACTIVNET. Questo risultato è molto importante in quanto indica che attraverso l'implementazione di una rete attiva non solo è possibile inserire più unità di generazione distribuita nella rete, ma che ciò richiede minori interventi e quindi minori investimenti.

Anche per quanto riguarda i costi totali, è risultata più economica l'ottimizzazione condotta con l'ausilio di ACTIVNET (2827,4 k€) rispetto all'approccio classico (2903,5 k€). Questo dato conferma ulteriormente i vantaggi introdotti dalla metodologia proposta.

Nelle figure 7.7 e 7.8 vengono riportate le reti risultanti dalle due differenti ottimizzazioni.

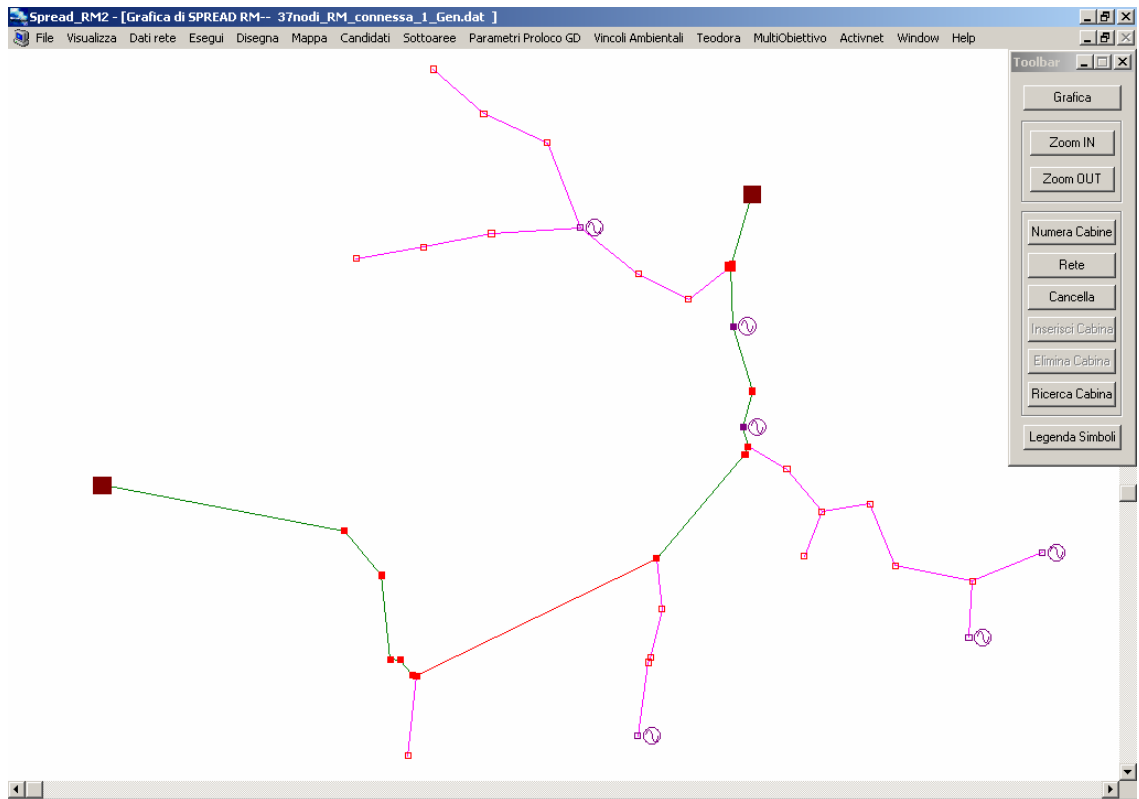


Figura 7.7 - Allocazione ottima di GD senza ACTIVNET: Rete Soluzione

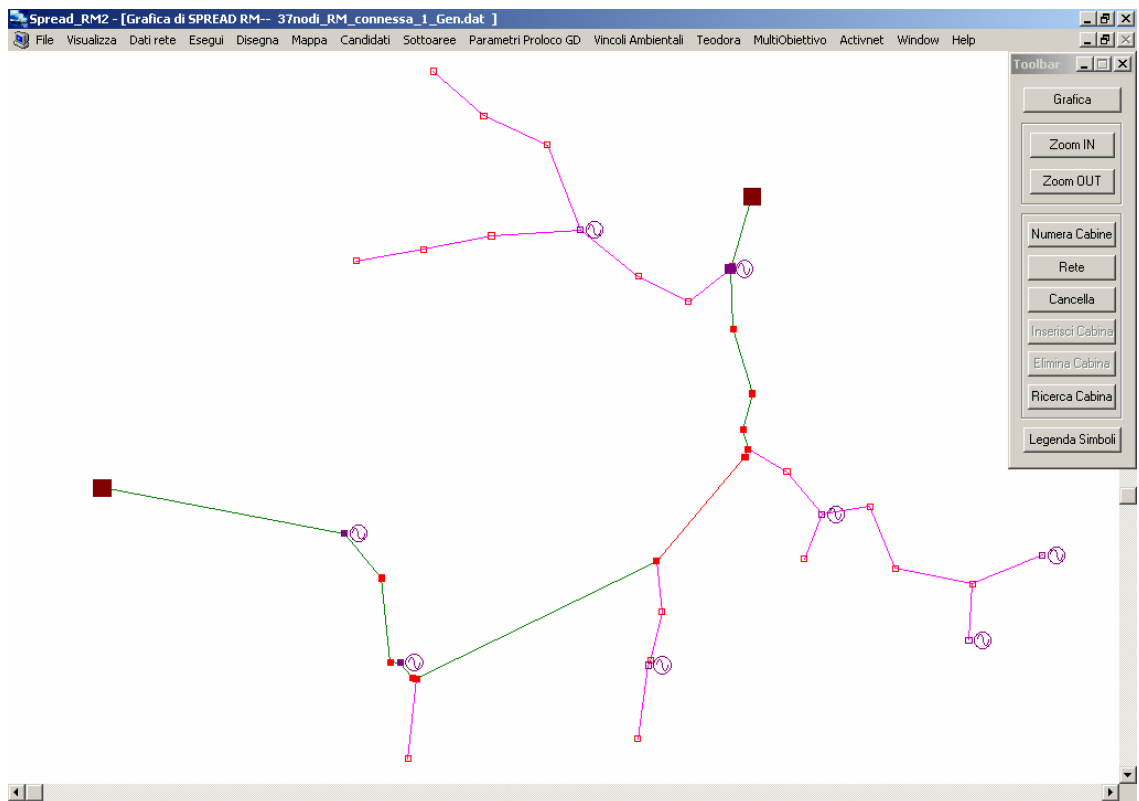


Figura 7.8 - Allocazione ottima di GD con ACTIVNET: Rete Soluzione

Anche in questo caso, l'utilizzo delle azioni di controllo è limitata a poche situazioni, tutte causate da particolari condizioni di guasto e aventi pertanto una ridotta probabilità di occorrenza. In particolare, durante il periodo di studio gli eventi critici registrati sono relativi soltanto a tre eventi di sovraccarico, per una durata di 9 ore, e appena due eventi con eccessive cadute di tensione, per una durata complessiva di 6 ore. Tutti questi eventi si sono manifestati in condizioni di emergenza, e quindi in seguito a determinati guasti sulle linee, durante particolari combinazioni delle curve giornaliere di carico e generazione. Questi eventi hanno richiesto l'adozione di azioni di controllo per sole 4 volte, in quanto talvolta nella stessa fascia oraria si sono verificate contemporaneamente condizioni di sovraccarico e di eccessiva caduta di tensione. Durante l'ottimizzazione è stato necessario ricorrere quattro volte sia al taglio della generazione dell'unità GD che al distacco dei carichi, per un totale di sole 12 ore di disagio.

Le azioni intraprese per mezzo delle opportunità consentite dalla gestione attiva risultano quindi in numero alquanto ridotto e, come già ribadito, anche in questo caso tutti gli eventi di non rispetto dei vincoli si sono manifestati in condizioni di emergenza, e presentano di conseguenza una ridotta probabilità di occorrenza. Per mezzo di considerazioni analoghe a quelle svolte in precedenza, combinando la probabilità di occorrenza dei guasti che hanno provocato i sopraccitati eventi di violazione, supposta uguale a 15 guasti/anno per ogni chilometro di linea, con la combinazione critica di carico e generazione, il numero atteso annuo di distacchi di generazione o carico (PNEI) è pari a 0.529, mentre la durata complessiva degli interventi (PDEI) è pari a 1.587 ore all'anno. Ricapitolando, si hanno le seguenti statistiche di intervento:

- NOI = 0
- NEI = 4
- PNOI = 0.0
- PDOI = 0.0

- PNEI = 0.529
- PDEI = 1. 587 ore/anno

Nel caso esaminato, l'allocazione ottima condotta considerando la possibilità di ricorrere alla gestione attiva risulta particolarmente conveniente in quanto i costi vengono sensibilmente ridotti, è possibile incrementare notevolmente il livello di penetrazione della GD e, soprattutto, risulta piuttosto ridotta la probabilità di ricorrere alle azioni di controllo della gestione attiva. Come nel caso precedente occorre ribadire che questo risultato è comunque legato all'esempio esaminato; in altri casi i risparmi economici sono ottenibili mediante interventi molto più frequenti delle azioni di controllo presentate. Questa strategia di pianificazione permette comunque al pianificatore di effettuare delle valutazioni, mediante le statistiche di intervento, confrontando anche in questo caso l'approccio classico, basato sulla verifica dei vincoli nel caso peggiore indipendentemente dalla sua probabilità di occorrenza, e quello più innovativo, basato sul controllo attivo delle risorse del sistema.

Questi semplici esempi mostrano come si possano ottenere dei risparmi veramente significativi, conoscendo in anticipo i rischi connessi all'adozione dell'active management nel sistema di distribuzione. I proprietari dei carichi interrompibili e i produttori privati possono infatti essere informati riguardo la probabilità (unitamente alla durata) prevista per le azioni "attive" correttive da intraprendere, in modo che possano accettare di partecipare a tale politica DSR, valutare la produzione ottima dei generatori e preparare il business plan economicamente conveniente.

CONCLUSIONI

Il futuro sistema di distribuzione non potrà ancora continuare ad essere considerato esclusivamente come un terminale passivo del sistema di trasmissione. Nello scenario futuro più plausibile, infatti, il sistema di distribuzione ospiterà inevitabilmente diverse unità GD e sarà sempre più contraddistinto da porzioni di rete localmente magliate e da flussi bi-direzionali di potenza. Risulta pertanto evidente come una massiccia diffusione della GD non potrà che comportare, nel lungo periodo, una profonda rivisitazione degli schemi delle reti di distribuzione e della filosofia di controllo e protezione, che renderà la rete di distribuzione del futuro simile alla attuale rete di trasmissione. In tal senso, l'implementazione di una gestione attiva delle reti di distribuzione, dal momento che non richiede importanti trasformazioni del sistema ma soltanto una maggiore integrazione dei sistemi avanzati di comunicazione e controllo, consente un migliore sfruttamento dell'assetto di rete esistente con la possibilità di ridurre, o in ogni caso differire nel tempo, gli investimenti necessari all'adeguamento delle reti.

La finalità della presente tesi è stata quella di fornire uno strumento per la gestione attiva dei sistemi di distribuzione in presenza di GD, in grado di effettuare la riconfigurazione ottima della struttura topologica delle reti e di ottimizzare eventuali strategie di DSR, conseguenti ad eventuali condizioni di sovraccarico e/o di eccessiva cadute di tensione, e di Generation Curtailment, conseguenti ad esempio ad eventuali condizioni di massima generazione e minimo carico. A tal fine è stato sviluppato un programma che, sulla base di dati relativi alla previsione del carico e della generazione ed alla eventuale indisponibilità di linee causata da guasti o da manutenzioni programmate, consente di individuare di volta in volta l'assetto ottimo della rete e di tutte le sue risorse (generatori e carichi controllabili).

I test effettuati hanno mostrato le grandi potenzialità di una corretta gestione On-Line del sistema. In buona sostanza il programma realizzato, in base a tutti i dati acquisiti sul funzionamento dell'intero sistema (assorbimento dei carichi, disponibilità e costi della generazione, eventuali guasti e/o manutenzioni, ecc.) e nel rispetto dei vincoli tecnici, consente di individuare l'assetto ottimo della rete per una particolare condizione operativa temporanea. In un'ipotetica gestione innovativa del sistema, il programma potrebbe di fatto essere richiamato ad intervalli di tempo regolari (per esempio ogni ora), in modo da aggiornare automaticamente la configurazione della rete di distribuzione unitamente al punto di funzionamento delle risorse controllabili presenti. Per questo motivo, le procedure di riconfigurazione on-line potrebbero essere implementate all'interno di un DMS per la gestione attiva delle reti di distribuzione.

Grazie all'elevata velocità di elaborazione il programma può inoltre essere utilizzato anche in fase di pianificazione a medio e lungo termine della rete di distribuzione. A tal proposito, nell'attività di ricerca è stata valutata la possibilità di pianificare le reti considerando l'eventualità di ricorrere alla gestione attiva, in particolar modo durante determinate condizioni critiche, allo scopo di analizzare l'impatto della rete attiva nella pianificazione. Infatti, così come riconosciuto in letteratura, una corretta pianificazione deve oramai tener conto degli aspetti tipicamente gestionali, al fine di poter programmare l'evoluzione futura della reti in modo da migliorare l'efficienza della fornitura di energia e favorire l'integrazione delle fonti di energia rinnovabile, evitando l'ottenimento di soluzioni antieconomiche.

Gli ulteriori studi, condotti con questo secondo intento, hanno evidenziato i benefici derivanti dal considerare la gestione attiva, con tutte le sue potenzialità, nella pianificazione delle le reti di distribuzione. I risultati ottenuti mostrano infatti come possono essere conseguiti dei risparmi significativi, soprattutto in termini di costi di investimento sulle reti, per mezzo delle azioni consentite dalla rete attiva.

Un aspetto molto importante è la probabilità di ricorrere all'active management. Per tale motivo sono state introdotte opportune variabili statistiche di controllo che memorizzano sia tutti gli eventi critici, quali ad esempio sovraccarico e elevata caduta di tensione, manifestatisi durante l'ottimizzazione (distinguendo tra condizioni normali e in emergenza) sia tutte le azioni di controllo intraprese con successo dalla gestione attiva al fine di evitare il ridimensionamento, fornendo al pianificatore delle indicazioni sulla migliore strategia da adottare. Grazie a queste variabili, i proprietari dei carichi interrompibili e i produttori privati possono infatti essere preventivamente informati riguardo la probabilità e la durata prevista delle azioni "attive", in modo che possano eventualmente accettare di partecipare ad una politica DSR, valutare la produzione ottima dei generatori e preparare il business plan economicamente conveniente. Le statistiche sulle variabili di intervento rappresentano in tal senso un utile strumento di supporto decisionale per il pianificatore, che in questo modo ha la possibilità di scegliere tra l'approccio classico e quello più innovativo.

APPENDICE A

Programmazione Lineare

La Programmazione Lineare (PL) è una tecnica utilizzata per la massimizzazione o la minimizzazione di una determinata funzione lineare soggetta a vincoli, anch'essi lineari. In particolare, i problemi di programmazione lineare sono caratterizzati da una data funzione obiettivo (da massimizzare o minimizzare) lineare nelle variabili decisionali, da vincoli descritti da disequazioni o da equazioni lineari e da condizioni di non negatività delle variabili. La programmazione lineare può anche essere definita come il metodo matematico per l'analisi ed il calcolo delle decisioni di ottimalità che non violino le limitazioni imposte dalle condizioni ausiliarie di eguaglianza o disuguaglianza. Il procedimento di calcolo per la risoluzione è di solito iterativo ed è caratterizzato da una rapida convergenza.

In modo più formale, un problema di programmazione lineare è un problema di ottimizzazione, associato alla ricerca di un massimo o di un minimo, definito su variabili (x) che assumono valori reali, caratterizzato dalle seguenti proprietà:

- La funzione obiettivo $c(x)$ è lineare, ossia vale la proprietà esprimibile mediante la nota relazione $c(\alpha x + \beta y) = \alpha c(x) + \beta c(y)$, dove α e β sono due coefficienti appartenenti al dominio dei numeri reali
- La regione ammissibile è definita da un insieme finito di vincoli lineari del tipo $h(x) = \gamma$, e/o $h(x) \leq \gamma$ e/o $h(x) \geq \gamma$, dove $h(x)$ è una funzione lineare e γ è un coefficiente appartenente al dominio dei numeri reali. Un punto appartenente all'insieme ammissibile viene chiamato soluzione ammissibile, mentre, con una certa improprietà di linguaggio, un punto esterno viene a volte indicato come soluzione non ammissibile.

Un problema di programmazione lineare può essere espresso in modo sintetico mediante la formulazione di cui in (1):

$$\begin{aligned}
 & \min_x c^T \cdot x \quad (\text{oppure} \quad \max_x c^T \cdot x) \\
 & \text{Soggetto a :} \\
 & a_i^T \cdot x = b_i \quad i = 1, \dots, m_1 \\
 & a_k^T \cdot x \geq b_k \quad k = 1, \dots, m_2 \\
 & x_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, n_1 \\
 & x \in R^n, n \in N, c \in R^n, a_i \in R^n
 \end{aligned} \tag{1}$$

In (1) compaiono m_1 relazioni di uguaglianza e m_2 relazioni di disuguaglianza cui devono sottostare le n_1 variabili decisionali. Volendo dare un'interpretazione geometrica nello spazio delle variabili, i vincoli individuano semispazi, nel caso di disuguaglianze, oppure iperpiani, nel caso di uguaglianze. Analogamente, le "curve di livello" della funzione obiettivo, ovvero i punti di caratterizzati da uguale valore, individuano degli iperpiani.

In effetti, un problema di PL è solitamente riportato ad una forma canonica che permette una più facile scrittura degli algoritmi di soluzione. La trasformazione dalla forma generale a quella canonica si ottiene trasformando i vincoli di disuguaglianza in vincoli di eguaglianza mediante l'aggiunta di opportune variabili di saldo, comunemente indicate come variabili slack. E' inoltre importante osservare che un qualunque problema di PL può essere sempre ricondotto alla forma canonica (2).

$$\min_x c^T \cdot x \quad (\text{oppure} \quad \max_x c^T \cdot x)$$

Soggetto a:

$$A \cdot x = b \tag{2}$$

$$x \geq 0$$

$$x \in R^n, c \in R^n, b \in R^m$$

In (2) A è una matrice reale $m \times n$, b è un vettore reale di dimensione m e x è il vettore delle variabili reali di dimensione n . In questo modo i vincoli di disuguaglianza $a^T \cdot x \geq b$ vengono trasformati in relazioni di uguaglianza mediante le variabili s_i (variabile di "surplus" o di eccedenza) non negativa, definita mediante la relazione $s_i = a^T \cdot x - b$. Attraverso le variabili s_i le relazioni di disuguaglianza possono essere riscritte nella forma $a^T \cdot x - s_i = b$, ovvero nella forma (3):

$$\begin{bmatrix} a^T & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x \\ s \end{bmatrix} = b \tag{3}$$

$$s \geq 0$$

Se i vincoli di disuguaglianza compaiono in forma matriciale, la (3) si trasforma in modo analogo a quanto fatto nel caso di una sola equazione. Si introduce una variabile di surplus per ogni vincolo e si trasforma la relazione $A \cdot x \geq b$ nella seguente forma (4):

$$A \cdot x - s = b \tag{4}$$

$$s \in R^m, s \geq 0$$

Una volta che il problema è formulato in modo canonico secondo la (2), si dice soluzione del sistema di equazioni un vettore x in grado di soddisfare la prima delle (2); se il vettore x soddisfa anche le relazioni di disuguaglianza della

(2) allora la soluzione è ammissibile. Una soluzione ammissibile è anche ottima quando è ulteriormente verificata la seguente relazione:

$$c^T \cdot x \leq c^T \cdot y, \quad \forall y \in R^n : A^* y = b, \quad y \geq 0 \quad (5)$$

In altre parole, nei problemi di minimizzazione, una soluzione è ottima se qualunque spostamento da essa comporta una crescita del valore della funzione obiettivo da minimizzare. Viceversa, nei problemi di massimizzazione, una soluzione è ottima se qualunque spostamento da essa comporta una diminuzione del valore della funzione obiettivo da massimizzare.

Un problema di programmazione lineare può ammettere diverse soluzioni possibili in relazione al numero di incognite n ed al numero m di vincoli da considerare. Se $m < n$ il sistema potrebbe essere privo di soluzioni o essere caratterizzato da un numero sovrabbondante di equazioni fra loro linearmente dipendenti. Se $m = n$ il sistema (2) potrebbe non avere soluzioni (A matrice singolare), oppure avere una soluzione unica, che sarebbe ottimale se le sue componenti fossero tutte non negative. Nel caso in cui alcune equazioni fossero ridondanti ed eliminabili, si avrebbero infinite soluzioni.

Per meglio comprendere la tipologia di soluzioni che si possono ottenere è necessario definire il concetto di matrice base AB necessaria per il teorema fondamentale della PL. Nella matrice A della (2) esistono sicuramente m colonne linearmente indipendenti; si supponga di avere ordinato la matrice in modo che esse siano le prime m . In tal caso la matrice A può essere decomposta come segue:

$$A = [A_B \quad A_N] \quad (6)$$

Nella quale A_B è la matrice di dimensioni $m \times m$ ed A_N è la matrice di dimensioni $m \times n - m$. La matrice AB si dice matrice base, ed è caratterizzata dal

fatto di possedere il determinante diverso da zero, pertanto il sistema di equazioni $A_B x = b$ possiede una ed una sola soluzione come indicato in (7).

$$x_B = A_B^{-1} \cdot b \quad (7)$$

Definendo $\bar{x} = \begin{bmatrix} x_B \\ 0 \end{bmatrix}$, si ottiene facilmente che una soluzione del problema

è senza dubbio fornita da \bar{x} in quanto $A \cdot \bar{x} = b$. Per questo motivo \bar{x} è una soluzione e viene detta soluzione di base; le componenti del vettore x_B si dicono variabili di base. Una soluzione di base possiede sempre almeno $n-m$ componenti nulle (corrispondenti alle variabili non di base). Se qualcuna delle variabili di base è nulla, la base si dice degenere. Le soluzioni di base sono in numero finito, mai maggiore del numero di combinazioni ottenibili dalle n variabili prese ad m ad m ($\binom{n}{m} = \frac{n!}{m! \cdot (n-m)!}$).

Definita la soluzione di base è quindi possibile enunciare il Teorema fondamentale della Programmazione Lineare secondo il quale, dato un problema di PL espresso in forma canonica, caratterizzato da una matrice dei vincoli A di dimensioni $m \times n$ e rango pari ad m si può affermare quanto segue:

- Esiste una soluzione ammissibile se e solo se esiste una ed una sola soluzione ammissibile di base;
- Esiste una soluzione ammissibile ottimale se e solo se esiste una soluzione ottimale che è anche di base.

Nella Programmazione Lineare i vertici e le facce, delimitate dagli iperpiani (vincoli) e dalle curve di livello isocosto, giocano un ruolo particolarmente importante. È, infatti, possibile dimostrare che in un problema di PL, se la soluzione ottima esiste finita, allora almeno una soluzione ottima si troverà in un vertice; inoltre, se un punto interno ad una faccia è soluzione ottima del

problema, allora tutti i punti della faccia sono soluzioni ottime. È pertanto intuibile come la risoluzione dei problemi di programmazione lineare venga molto spesso affidata al metodo del Simplex, che ricerca le soluzioni ottime nei vertici della regione delle soluzioni ammissibili. Questo metodo è composto essenzialmente da quattro fasi:

1. Individuazione di una soluzione base (un vertice qualsiasi della regione ammissibile);
2. Calcolo della funzione obiettivo (costo da minimizzare o profitto da massimizzare) alla soluzione di base individuata e agli angoli adiacenti;
3. Eventuale spostamento nei vertici che danno profitti più elevati (costi più bassi);
4. Ripetizione dei passaggi 2 e 3 per il nuovo punto trovato.

In questo modo il punto ottimo è individuato mediante successivi spostamenti, effettuati in base al confronto dei valori assunti dalla funzione obiettivo nei vertici analizzati.

Esempio

Nel caso di problemi espressi in forma canonica con due o tre variabili, è possibile ricorrere alla rappresentazione geometrica per illustrare con maggiore chiarezza le tecniche di ottimizzazione della PL e, in alcuni casi, fornire delle metodologie grafiche utili per la soluzione di problemi particolarmente semplici.

Nell'esempio proposto si illustra la risoluzione di un problema di programmazione lineare mediante la trasformazione in forma canonica e la conseguente rappresentazione geometrica.

Si consideri il seguente problema di PL.

$$\max \quad 3x_1 - x_2$$

soggetto a :

$$x_1 + x_2 \leq 4$$

$$-x_1 + x_2 \leq 5$$

$$-x_2 \leq 2$$

Mediante le trasformazioni dei vincoli, in particolare introducendo delle variabili di scarto, il problema può essere trasformato nella forma equivalente:

$$\max \quad 3x_1 - x_2$$

soggetto a :

$$x_1 + x_2 + s_1 = 4$$

$$-x_1 + x_2 + s_2 = 5$$

$$-x_2 + s_3 = 2$$

$$s_1, s_2, s_3 \geq 0$$

In Figura 1 è fornita la rappresentazione geometrica del problema. In particolare si osservi che le soluzioni ammissibili appartengono al poligono tratteggiato (regione ammissibile). Le variabili di scarto sono associate ai vincoli e definiscono la retta di supporto del lato del poligono ($s_i=0$) e il semipiano ammissibile corrispondente al vincolo ($s_i \geq 0$).

Nella Figura A.1 è indicato il gradiente della funzione obiettivo e la curva di livello isocosto della funzione obiettivo, ovvero l'insieme dei punti che rispettano l'equazione $3x_1 - x_2 = z$, essendo z un numero reale. La soluzione deve trovarsi su una curva della funzione obiettivo che passa per uno dei vertici della regione ammissibile; più precisamente, con riferimento all'esempio, relativo ad una massimizzazione di profitti, la soluzione sarà quella corrispondente alla curva di livello di valore maggiore che intercetta i vertici della regione ammissibile.

La soluzione ottima del problema è quindi dato dal vertice v in figura, cui corrispondono i valori: $x_1 = 6$, $x_2 = -2$, $s_1 = 0$, $s_2 = 13$ ed $s_3 = 0$.

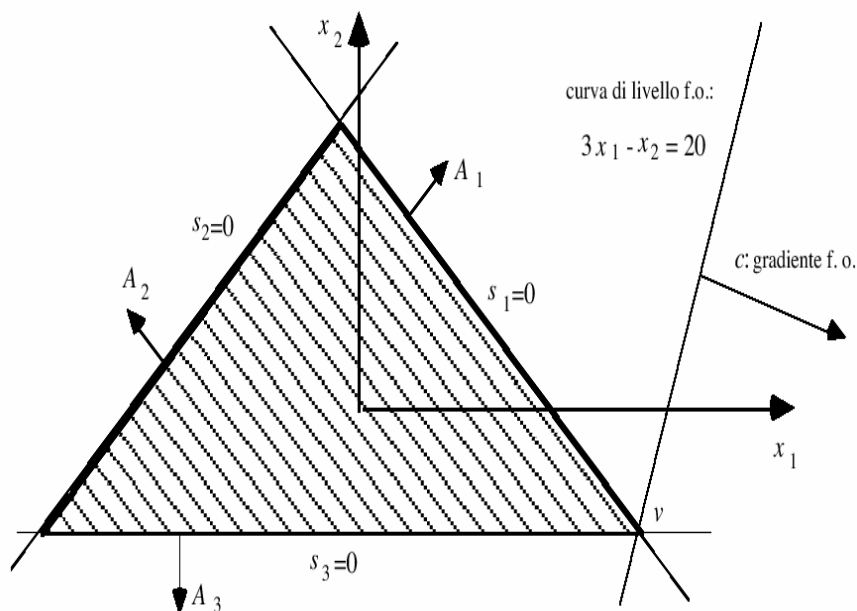


Figura A.1 - Rappresentazione geometrica di un problema di PL

Nel problema esaminato la regione ammissibile è limitata. In realtà esistono problemi in cui la regione ammissibile è, lungo alcune direzioni, non limitata. In questi casi, in relazione alla particolare funzione obiettivo adottata (cioè dalla direzione del suo gradiente), possono esistere direzioni lungo le quali è possibile spostarsi mantenendo l'ammissibilità e facendo crescere (in problemi di massimo) il valore della funzione obiettivo senza mai raggiungere un massimo. In casi di questo tipo si parla di problema illimitato, cioè esistono soluzioni ammissibili, ma non esiste massimo per la funzione obiettivo (esiste solamente un estremo superiore, cioè $+\infty$). Nelle applicazioni pratiche, una situazione di questo tipo indica generalmente che il modello costruito rappresenta in modo scorretto o incompleto la realtà oggetto dello studio.

Un caso in un certo senso opposto è quello in cui alcuni vincoli sono tra loro incompatibili, per cui l'insieme ammissibile risulta vuoto; in questo caso non esistono soluzioni e si parla di problema inammissibile.

APPENDICE B

SPREAD: Sistema Integrato per gli studi di pianificazione delle reti attive di distribuzione

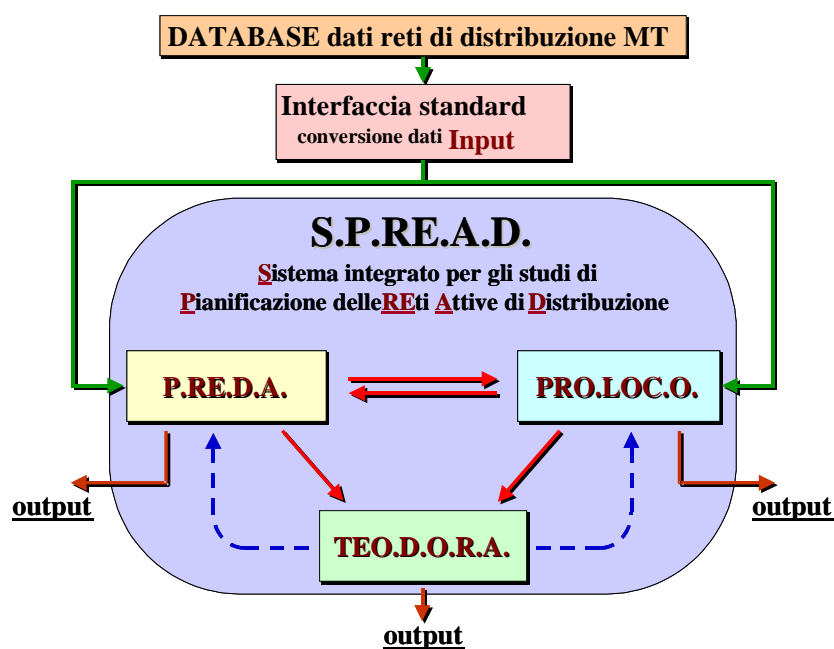


Figura B.1 – Descrizione software SPREAD

Il software SPREAD (*disponibile presso il CESI e sviluppato negli ultimi anni dall'Università di Cagliari in collaborazione con CESI, nell'ambito della Ricerca di Sistema*), si occupa della pianificazione delle reti attive di distribuzione e dell'individuazione dei siti in cui l'inserimento distribuito delle unità GD comporti i migliori risultati (valutazione costi / benefici) [48, 49].

Esso è costituito da tre moduli principali interagenti e funzionanti sotto un'unica interfaccia grafica (Fig. B.1):

- PRED.A (Pianificazione delle Reti di Distribuzione Attive) - Evoluzione ottimale della rete durante un prefissato periodo di studio in un dato scenario;

- PROLOCO (PROgramma per la LOCalizzazione Ottima della GD) - Individuazione ottimale del numero e della posizione dei generatori in una rete MT esistente;
- TEODORA (Teoria delle Decisioni per l'Ottimizzazione delle Reti Attive) - Studi di pianificazione a scenario, mediante variazione di uno dei parametri che influenzano la pianificazione (es. il tasso di crescita dei carichi).

Il programma SPREAD, oltre a consentire il funzionamento dei singoli moduli PREDA e PROLOCO_GD in maniera indipendente, offre la possibilità di effettuare in maniera duale studi incrociati che acquisiscano come ingresso di un modulo i file d'uscita dell'altro. A tal fine sono presenti quattro differenti tipologie di studio che guidano l'utente nella scelta dell'ottimizzazione che si vuole effettuare:

- 1) Caricamento di un precedente studio di PREDA su cui eseguire l'ottimizzazione di PROLOCO;
- 2) Caricamento di un precedente studio di PROLOCO su cui eseguire l'ottimizzazione di PREDA;
- 3) Esecuzione diretta di un nuovo studio di PREDA a partire dal file dati caricato;
- 4) Esecuzione diretta di un nuovo studio di PROLOCO a partire dal file dati caricato.

Come si nota dalla Figura B.2, il programma è dotato di un'interfaccia grafica operante in ambiente Windows 95/98/NT/2000/XP. Questo strumento consente all'operatore di gestire tutte le fasi della procedura: caricamento del file dati, scelta del programma di ottimizzazione, recupero dei dati di una rete precedentemente ottimizzata, visualizzazione della struttura di rete e dei costi, suddivisione in sottoaree.

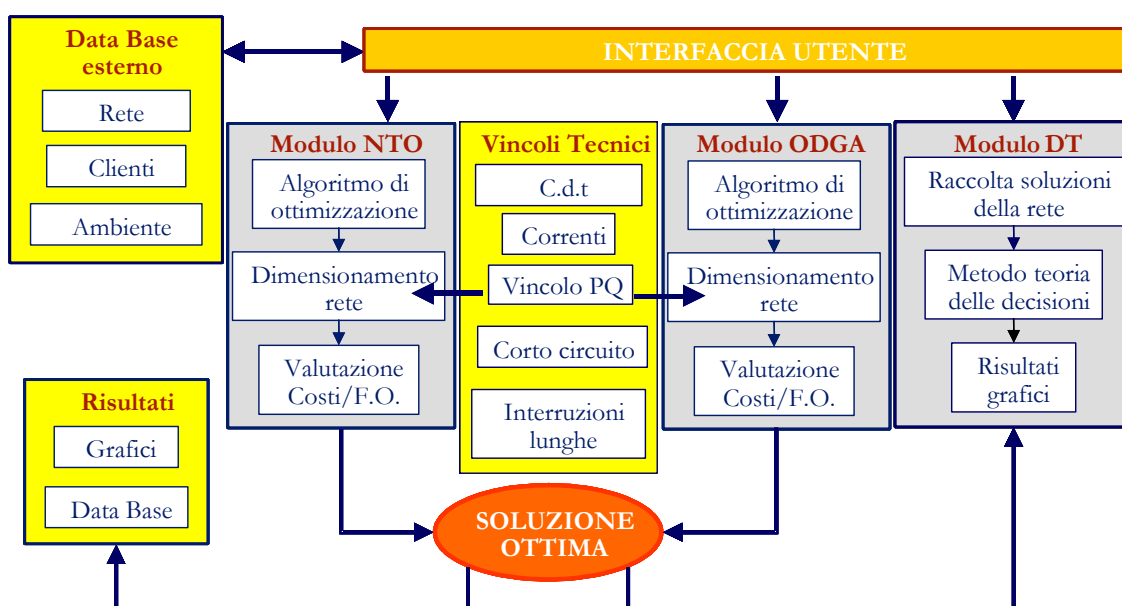


Figura B.2 - Schematizzazione del software SPREAD

Per illustrare le potenzialità del programma nelle differenti tipologie di studio si procede ad una descrizione dei moduli che lo costituiscono.

Modulo PREDA

Assegnate le stazioni primarie destinate a servire una certa zona e nota la dislocazione e l'esigenza dell'utenza, risulta molto importante poter stabilire quale rete di distribuzione assicuri il servizio nel modo migliore, tenuto conto delle evoluzioni temporali delle utenze, con possibile comparsa in anni futuri di nuovi centri di alimentazione (nuove cabine primarie), di generazione e di carico. La finalità del modulo di pianificazione PREDA consiste nella determinazione dell'evoluzione dinamica della rete di distribuzione con la migliore topologia, che minimizzi i costi complessivi per il periodo di pianificazione considerato, nel rispetto dei vincoli tecnici assegnati. Altre caratteristiche del programma, importanti per il miglioramento della qualità del servizio, sono quelle di poter stabilire il posizionamento ottimale dei dispositivi automatici di sezionamento del tronco guasto.

L'algoritmo di ottimizzazione si basa sull'adozione di modelli di calcolo dei flussi di potenza mutuati dal load flow probabilistico e adattati, mediante opportune ipotesi, alle reti di distribuzione. In tal modo è possibile tenere in considerazione in modo oggettivo le notevoli aleatorietà associate a generatori che impiegano fonti rinnovabili, considerando anche nella fase di pianificazione della rete la presenza di tutte le possibili sorgenti di alimentazione.

Il programma di calcolo, adatto a risolvere un problemi di pianificazione nel caso di reti MT in cui sia i carichi che le unità della GD possano subire variazioni nel numero e nella potenza, utilizza una procedura euristica che, anche se non fornisce la certezza di condurre ad un minimo assoluto, permette l'individuazione di reti di basso costo rispondenti ai criteri di affidabilità e di qualità del servizio, con tempi di calcolo accettabili. Tale metodo è fondato su tecniche di esplorazione per separazione e valutazione successiva che permettono, per ogni iterazione, di prendere in esame sottoinsiemi ridotti di soluzioni possibili. A partire dalla configurazione iniziale, per ogni configurazione provata vengono scelte le sezioni più convenienti per i rami della rete, nonché il numero e la posizione dei dispositivi automatici. Partendo dalla configurazione iniziale, generalmente magliata, mediante una procedura di ottimizzazione di tipo "branch and bound" viene applicato un set prestabilito di perturbazioni alla rete e viene effettuata una valutazione sistematica delle configurazioni trovate con l'accettazione delle configurazioni migliorative della soluzione di partenza.

Quando tutte le cabine primarie considerate nello studio di una determinata area sono presenti all'inizio del periodo di studio l'ottimizzazione effettuata è di tipo pseudo-dinamico. Non si tratta propriamente di una procedura dinamica in quanto viene determinata una sola configurazione ottima per la rete (alla fine del periodo di studio) considerando sia le porzioni esistenti sia quelle aggiunte. Nonostante ciò la procedura è in grado di trattare lo sviluppo dinamico della rete, dividendo l'intero periodo di pianificazione in sottoperiodi, ciascuno dei quali ha inizio quando uno o più carichi vengono aggiunti alla configurazione presente. Il risultato è una topologia ottimale che

individua anche la sequenza degli interventi da operare sulla rete, aggiungendo gradualmente nuovi collegamenti senza modificare o ridimensionare le porzioni di rete precedentemente realizzate.

Nel caso in cui sia invece prevista l'installazione di una o più cabine primarie (contemporanee) in un periodo successivo a quello iniziale è necessario individuare due strutture ottimali di rete: una per la fase precedente alla comparsa della nuova sottostazione (**fase A**) ed una per la fase successiva (**fase B**). In un primo tempo viene effettuata una ottimizzazione preliminare e provvisoria della configurazione di rete relativa all'anno orizzonte (fase B). Un secondo ciclo ha lo scopo di ottimizzare la rete della fase A, tenendo conto che può essere conveniente anticipare alcuni collegamenti previsti per la fase successiva piuttosto che costruirne di nuovi che rimarrebbero in seguito inutilizzati. Pertanto in questo ciclo ai collegamenti già impiegati nella ottimizzazione preliminare verrà attribuito un costo pari all'onere necessario per anticiparne la realizzazione. Infine viene ottimizzata definitivamente la fase B, considerando che tutti i rami già utilizzati nella fase precedente presentano un costo di installazione nullo. Al termine di questa procedura la configurazione complessiva delle due fasi viene riesaminata per valutarne il costo effettivo.

Il programma consente la pianificazione ottimale di una rete comprendente fino a 300 nodi classificati "TOP" (dorsali), quantità ritenuta sufficiente per studiare una porzione di rete adeguata. Qualora le dimensioni della rete siano superiori, deve essere (preferibilmente) effettuata una suddivisione della rete complessiva in più sottoaree, ciascuna di dimensioni tali da poter essere trattata integralmente con successive esecuzioni del programma PREDA. Al fine di ridurre gli errori dovuti alla ipotesi irrealistica che tra porzioni di rete adiacenti non vi siano possibilità di soccorso reciproco, il programma individua automaticamente le connessioni di emergenza tra diverse sottoaree contigue, memorizzandole in un opportuno file. In questo modo è possibile effettuare in modo più corretto la pianificazione locale.

Per tener conto delle incertezze dovute alla aleatorietà nella produzione introdotta da GD da fonti rinnovabili in quantità non marginale, si ricorre ad un approccio probabilistico negli algoritmi di calcolo. A tal proposito in PREDA vengono assegnate a ciascun generatore una curva di produzione tipica annuale espressa mediante curva di densità di probabilità. La curva di densità di probabilità (pdf – probability density function) può essere differenziata a seconda della tipologia di generazione considerata (ad es. i generatori eolici hanno una pdf di Rayleigh), ma, per velocizzare i calcoli di load flow, si è operata una semplificazione assumendo che sia i generatori che i carichi siano descrivibili mediante una distribuzione normale di probabilità. Nello sviluppo del load flow probabilistico le grandezze elettriche considerate risultano rappresentate da un valor medio statistico e da una varianza, che indica la dispersione dei valori assunti dalla grandezza considerata attorno al proprio valor medio. Quale parametro rappresentativo dell'incertezza il programma richiede come dato in ingresso la deviazione standard, ossia la radice quadrata della varianza stessa.

Di estrema importanza per la correttezza dei risultati è la definizione della correlazione esistente tra i gruppi di generazione, tra la generazione e il carico e infine tra i carichi stessi. Le correlazioni considerate sono di tipo lineare e vengono valutate con un indice numerico che caratterizza il gruppo di appartenenza.

Modulo PROLOCO GD

Uno degli aspetti legati ai problemi di pianificazione è rappresentato dalla individuazione dei siti ottimali per la connessione della Generazione Distribuita alla rete esistente. Una volta fissata la struttura della rete e noti i carichi e la eventuale GD già presente, l'individuazione dei punti in cui è più vantaggioso connettere nuove unità GD è di estremo interesse per il pianificatore. Allo scopo di massimizzare i benefici globali derivanti dalla presenza di GD in rete, la

procedura non individua esclusivamente i punti migliori per la connessione alla rete della GD (siting problem), ma determina anche la taglia ottimale dei generatori da installare (sizing problem). Questo comporta la necessità di eseguire contemporaneamente due diverse ottimizzazioni, aumentando considerevolmente il numero di possibili configurazioni che devono essere esaminate. Il modulo PROLOCO_GD impiega gli algoritmi genetici (AG), per il fatto che le modalità di implementazione di queste tecniche di ottimizzazione si adattano facilmente al problema della localizzazione dei siti ottimi per la GD e possono consentire, con opportuni accorgimenti, di eseguire contestualmente anche la scelta della taglia ottima delle unità GD.

Il programma PROLOCO_GD implementa al suo interno una funzione obiettivo che tiene conto oltre che dei costi di investimento e delle perdite, anche dei costi relativi all'acquisto dell'energia elettrica per soddisfare la domanda, differenziati tra rete di trasmissione e generatori privati. Questo consente al programma di individuare automaticamente il livello ottimale di penetrazione della GD nella rete (espresso come percentuale del carico complessivo). I vantaggi offerti da un corretto posizionamento della GD vengono a contrapporsi ad un maggior onere da sostenere per l'acquisto dell'energia elettrica da fonti private di generazione, consentendo di determinare il miglior compromesso costi – benefici.

Il modulo PROLOCO_GD è in grado di considerare unità di generazione di tipologia differente (generatori sincroni e asincroni direttamente allacciati alla rete, generatori collegati alla rete tramite inverter), trattando opportunamente il diverso comportamento che ciascuno di essi presenta in relazione ai livelli delle correnti di cortocircuito ed al profilo delle tensioni.

Il programma tiene conto dei costi di allacciamento di ciascuna unità di generazione, intesi come costo di costruzione e di gestione, se l'unità GD è di proprietà dell'azienda di distribuzione dell'energia elettrica, o come costo di acquisto dell'energia prodotta, se l'unità GD è di proprietà di un privato; in entrambi i casi il programma elabora anche il costo di acquisto dalla rete di

trasmissione dell'energia elettrica restante, necessaria per completare la domanda. Inoltre, PROLOCO_GD tiene conto anche dell'eventuale presenza di vincoli di natura ambientale, attraverso una variabile di tipo logico che per ogni nodo considerato contiene tale informazione (ad es. in un punto determinato non è consentito introdurre generazione).

Il modulo PROLOCO_GD, così come il modulo PREDA, impiega al suo interno metodologie di calcolo e dimensionamento della rete probabilistiche, per gestire in maniera più corretta le notevoli aleatorietà introdotte dalla generazione (in particolar modo alle fonti rinnovabili).

Modulo TEODORA

Nel modulo TEODORA è stata implementata una procedura di calcolo che permette di eseguire studi a scenario esaminando in modo rapido e oggettivo diverse alternative: utilizzando per lo sviluppo pluriennale a breve e medio termine della rete di distribuzione MT le procedure PREDA e PROLOCOGD, fornisce la migliore alternativa di pianificazione corrispondente ad un set ipotizzato di scenari futuri possibili con le relative probabilità di occorrenza. In modo particolare TEODORA consente di effettuare studi di pianificazione a scenario che applichino la minimizzazione dei costi attesi, l'analisi di rischio ed i criteri delle aree di stabilità. In sintesi TEODORA ha la funzione di eseguire più volte uno dei due moduli di ottimizzazione esistenti (PREDA e PROLOCO_GD), in modo da ottenere il numero desiderato di alternative di pianificazione all'interno di molteplici scenari possibili individuati dall'operatore, e di elaborare i risultati ottenuti scegliendo la soluzione che risulti essere di miglior compromesso, per mezzo delle tecniche di analisi della TD.

L'architettura del modulo TEODORA è illustrata nei due diagrammi di flusso riportati nelle Figg. B.2 e B.3. La procedura di applicazione della Teoria delle Decisioni alla pianificazione è suddivisa in 2 fasi principali:

1. Allestimento dello studio che si intende condurre, con definizione degli scenari possibili e generazione automatica delle alternative di pianificazione migliori per ciascuno scenario (Fig. B.3);
2. Analisi, attraverso l'applicazione di una delle possibili metodologie, dei risultati ottenuti nella prima fase (Fig. B.4).

Dai diagrammi di flusso riportati si individuano due possibili strade che possono essere seguite: quella principale (percorso contrassegnato con la lettera A) consente di eseguire uno studio nuovo, e quella alternativa (indicata con la lettera B) permette di caricare ottimizzazioni precedentemente eseguite ed elaborare direttamente i risultati.

Quest'ultima strategia risulta particolarmente utile anche per riprendere studi ed ottimizzazioni non strettamente legate alla pianificazione delle reti di distribuzione MT.

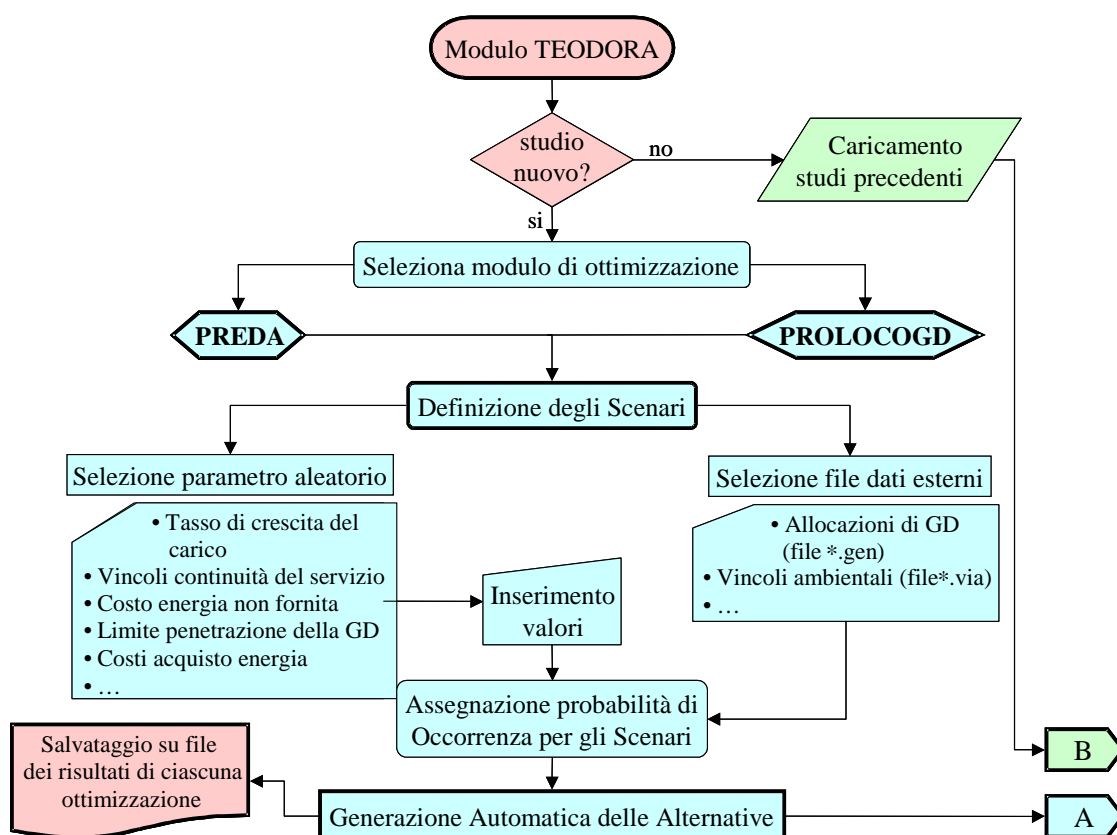


Figura B.3 - TEODORA: Definizione scenari e generazione alternative

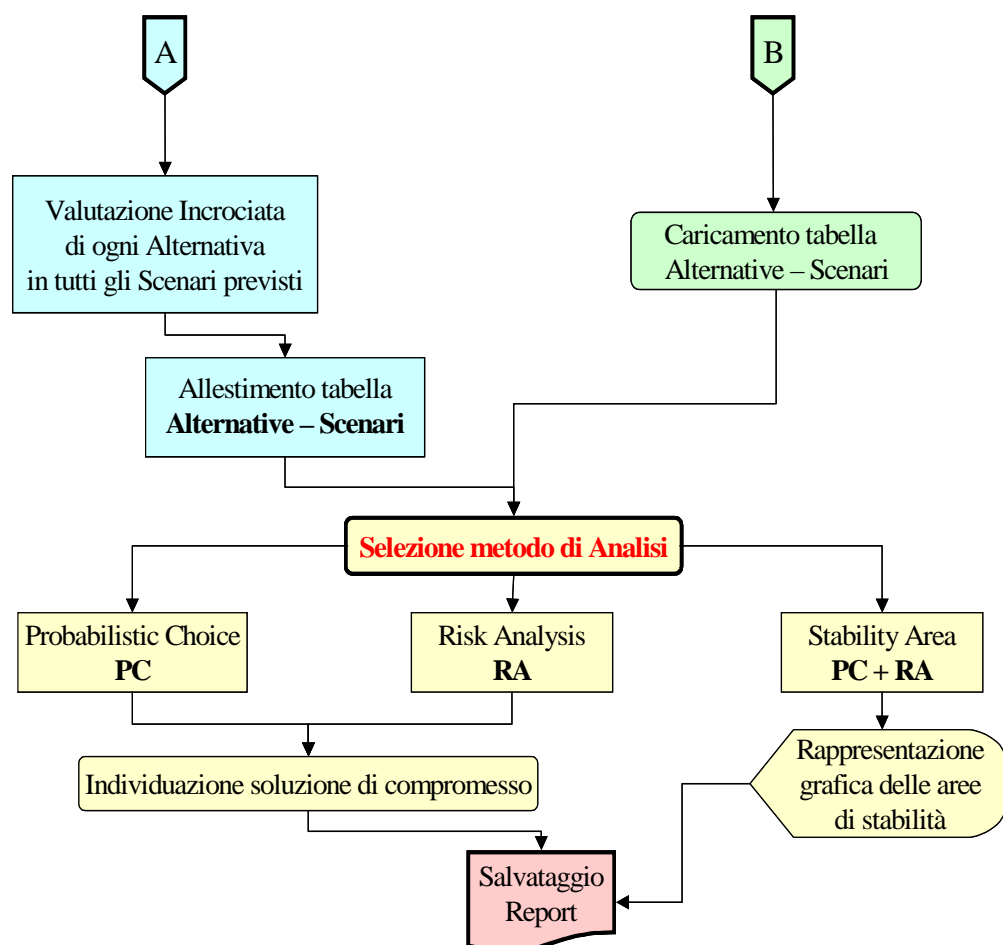


Figura B.4 – TEODORA: Allestimento tabella Alternative–Scenari e analisi dei risultati con tecniche della TD

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. L. Morelato, A. Ponticelli, "*Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration*", IEEE Trans. On Power Delivery, vol.4, 2235-2241, 1989
- [2] D. Shirmohammadi, "*Service Restoration in Distribution Networks via Network Reconfiguration*", IEEE Trans. On Power Delivery, vol.7,952-958, 1992
- [3] J.H. Choi, J.C. Kim, "*Network Reconfiguration at the Power Distribution System with Dispersed Generations for Loss Reduction*", Proceedings of Power Engineering Society Winter Meeting, 2363 – 2367, 2000
- [4] Y.C. Huang, "*Enhanced genetic algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration*", IEE Proceedings - Generation Transmission and Distribution, vol.149, 615-620, 2002
- [5] Direttiva 2003/54/EU (26/6/2003). Disponibile su: <http://europa.eu.int/eur-lex>
- [6] A. Abur, G. Celli, M. Loddo, F. Pilo, "*On-Line Network Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Networks With Distributed Generation*", C I R E D, 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005
- [7] G. Celli, M. Loddo, F. Pilo, "*Distribution Network Planning with Active Management*", Sixth International World Energy System Conference, Turin, July 2006
- [8] F. S. El Hage, N. Kagan, "*An Evolutionary Algorithm for the Optimisation of the Distributed Generation Dispatch*", C I R E D, 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005
- [9] D. Porter, G. Strbac, J. Mutale, "*Ancillary Service Provision from Distributed Generation*", CIRED, 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005
- [10] G. Celli, M. Loddo, E. Ghiani, F. Pilo, "*Voltage Profile Optimisation with Distributed Generation*", POWERTECH'2005 Conference, St.Petersburg, Russia, June 27-30, 2005
- [11] Autorità per l'energia elettrica e il gas, "*Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di Generazione Distribuita e di microgenerazione. Effetti della Generazione Distribuita sul sistema elettrico*", 20 Luglio 2006
- [12] Rapporto CESI - GENDIS 2000, "*Analisi delle tecnologie per la Generazione Distribuita ed individuazione dei settori di mercato più idonei*". Disponibile su: www.ricercadisistema.it
- [13] H.L. Willis, W. G. Scott, "*Distributed Power Generation-Planning and Evaluation*", Marcel Dekker Inc., New York, 2000
- [14] Autorità per l'energia elettrica e il gas, "*Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di Generazione Distribuita e di microgenerazione. Effetti della Generazione Distribuita sul sistema elettrico*", 20 Luglio 2006

- [15] V. Allegranza, G. Celli, R. Cicoria, A. Iaria, F. Pilo, G. Pisano; "*Meshed vs. Radial MV Distribution Network in presence of large amount of DG*", in Proc. of PSCE 2004, New York, September 10-13, 2004
- [16] S. N. Liew and G. Strbac, "*Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks*", IEE Proc. Gener. Transm. Dist., Vol. 149, No 3, May 2002
- [17] V. Roberts, A. Beddoes, A. Colinson, and F. van Overbeeke, "*Active networks for the accommodation of dispersed generation*", presented at the in Proc. Of CIRED Conf., Barcelona2003, May 12-15, 2003
- [18] SUSTELNET, "*Review of technical options and constraints for integration of Distributed Generation in electricity networks*", [Online]. Disponibile su: <http://www.sustelnet.net>
- [19] A. Creighton, "*Evaluation of the issues for distribution networks as they become more actively managed and the possibilities this creates for developing distribution ancillary services*", in Proc. 2002 IQPC Conf. on DG within Distribution Network
- [20] CIGRE, Study Committee C6 Colloquium on "*Electrification and dispersed generation*", October 24, 2005, Somerset West, South Africa
- [21] J. Mutale, G. Strbac, "*A case study of active management of distribution networks with distributed generation in the UK*", Deliverable 4.2 of the BUSMOD project, March 2004
- [22] M. Samotyj, B. Howe, "*Creating Tomorrow's Intelligent Electric Power Delivery System*", in Proc. of CIRED 2005, Torino, 6-9 Giugno 2005
- [23] A. Valenti, I. Bel, S. Lee, "*High Level Requirements of Fast Simulation and Modelling Suite of Tools for Future "Self-Healing" Distribution Power System*", in Proc. of CIRED 2005, Torino, 6-9 Giugno 2005.
- [24] G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, G. G. Soma, "*Optimal Participation of a Microgrid to the Energy Market with an Intelligent EMS*", in Proc. IPEC 2005, 7th International Power Engineering Conference, Singapore 29 novembre- 2 dicembre 2005.
- [25] AEEG, Delibera n. 281/05 "*Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi*", pubblicata sul sito www.autorita.energia.it in data 22 dicembre 2005
- [26] J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic and N. Jenkins, "*Allocation of losses in distribution systems with embedded generation*", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol 147, No. 1, Jan. 2000
- [27] SUSTELNET, "*Review of Technical Options and Constraints for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks*", www.sustelnet.net
- [28] A. Creighton; "*Evaluation of the issues for distribution networks as they become more actively managed and the possibilities this creates for developing distribution ancillary services*", IQPC Conference on Embedded Generation within Distribution Networks, London, January, 2002
- [29] ELTRA, "*System report 2003*", disponibile sul web <http://www.eltra.dk>

- [30] F. M. Gatta, F. Iliceto, S. Lauria, P. Masato, "Behaviour of Dispersed Generation in Distribution Networks During system Disturbances. Measures to Prevent Disconnection", CIRED 2003 – 17th International Conference on Electricity Distribution - Barcellona, 12-15 Maggio 2003
- [31] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A.S. Meliopoulos, R. Yinger, J. ETO, "Integration of Distributed Energy Resources: the CERTS MicroGrid concept", CERTS, 2002
- [32] C.E.R.T.S., White paper on Integration of Distributed Resources: "The CERTS MicroGrid Concept", LBNL-58029, Aprile 2002
- [33] M. Urbani, N. Corsi; "Confronto tra Diversi Sistemi di Accumulo di Energia", 6° Congresso Nazionale CIRIAF, Perugia 7-8 Aprile 2006
- [34] R.H. Lasseter, P. Piagi, "MicroGrid: a Conceptual Solution", PESC, 2004
- [35] J.D. Kueck, R.H. Staunton, S.D. Labinov, B.J. Kirby, "MicroGrid Energy Management System", CERTS, 2003
- [36] S. Awerbuch et al.; "The virtual utility: accounting, technology & competitive aspects of emerging industry", Kluwer Academic Publisher, 1997
- [37] T. Jones et al.; "Spreading the net – Distributed power generation and creating a "virtual utility" to manage it", ABB Review, 2000/3
- [38] J. Mariyappan et al.; "Advances in Distributed Energy Control and Communication Systems", First International Symposium on Distributed Generation: Power System and Market Aspects, June 11-13, 2001
- [39] R. Jonker, P. Dijak; "Enabling Distributed Generation and Demand Response with Enterprise Energy Management Systems", Maggio 2001, Power Mesuarments Ltd
- [40] A. Abur, "A Modified Linear Programming Method for Distribution System Reconfiguration", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 18 , pp. 469-474, 1996
- [41] G. W. Ault, C. E. T. Foote, J. R. McDonald; "Distribution System Planning in Focus", IEEE Power Engineering Review, pp. 60-62, Jan. 2002
- [42] R. C. Dugan, T. E. McDermott, G.J. Ball; "Planning for distributed generation", Industry Applications Magazine, IEEE , Volume: 7, Issue: 2, pp. 80-88, March-April 2001
- [43] G. Celli, R. Cicoria, S. Mocci, F. Pilo; "Probabilistic Optimisation of MV Distribution Network in presence of Distributed Generation", in Proc. of PSCC 2002, Seville, Spain, June 24-28, 2002
- [44] P. A. Daly, J. Morrison; "Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems", Rural Electric Power Conference, 2001, 29 April-1 May 2001
- [45] N. Hadisaid, J. F. Canard, F. Dumas; "Dispersed generation impact on distribution networks", IEEE Computer applications in Power vol. 12, No. 2, pp. 22-28, April 1999

- [46] G. Celli, F. Pilo; "*Applicazione degli algoritmi genetici all'ottimizzazione delle reti in MT*"; R. 96-56 DIEE, 1996
- [47] G. Celli, F. Pilo; "*Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks*"; in Proc. of 22nd PICA Conference, Sydney, Australia, May 20-24, 2001
- [48] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo, V. Allegranza, R. Cicoria; "*An Integrated Tool for Optimal Active Network Planning*"; in Proc. of CIRED 2003, Barcelona, Spain, May 12-15, 2003
- [49] Disponibile su: http://www.ricercadisistema.it/default_plug_ok.asp