



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CATANIA
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA, ELETTRONICA E INFORMATICA

DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA ELETTRICA

XXIV CICLO

NICOLOSI ROSARIO

VALUTAZIONE DI AFFIDABILITÀ E ADEGUATEZZA PER LA
PIANIFICAZIONE DI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE MULTI-MICRORETE.
DISPACCIAMENTO OTTIMO DELLE RISORSE NELL'ESERCIZIO DI
MICRORETI AUTONOME.

TESI DI DOTTORATO

Tutor:

Prof.ssa Ing. Stefania Conti

Coordinatore del Dottorato di Ricerca:

Prof. Ing. Salvatore Alfonzetti

Alla mia Famiglia

RINGRAZIAMENTI

Desidero innanzitutto ringraziare la prof.ssa Stefania Conti e tutto il Gruppo di “Sistemi Elettrici per l’Energia” di Catania per il valido supporto datomi durante lo svolgimento del corso di Dottorato di Ricerca ed, in particolar modo, l’ing. Santi Rizzo per il suo costante interesse impegno passione e disponibilità in tutte le fasi di lavoro e soprattutto per la sua amicizia .

Rosario Nicolosi

INDICE

INTRODUZIONE.....	1
-------------------	---

PIANIFICAZIONE DEI SISTEMI ELETTRICI DI POTENZA

1 AFFIDABILITÀ NEI SISTEMI ELETTRICI DI POTENZA

INTRODUZIONE.....	1-1
-------------------	-----

1.1 LIVELLI GERARCHICI HLI E HLII	1-4
---	-----

1.2 LIVELLO GERARCHICO HLIII	1-11
------------------------------------	------

1.3 CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E IMPATTO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA ATTRAVERSO IL FUNZIONAMENTO IN ISOLA	1-16
--	------

1.4 RELAZIONE TRA MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE-PENALIZZAZIONE E INDICI DI AFFIDABILITÀ.....	1-26
--	------

2 AFFIDABILITÀ NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE E OTTIMIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI ECONOMICI

INTRODUZIONE.....	2-1
-------------------	-----

2.1 VALUTAZIONE ANALITICA DELL’AFFIDABILITÀ DI UN SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CUI LA GD, OVE PRESENTE, NON FORNISCA ALCUN CONTRIBUTO ALL’INCREMENTO DELL’AFFIDABILITÀ.....	2-5
--	-----

2.2 POSIZIONAMENTO OTTIMO DI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE E MANOVRA IN UN SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN ASSENZA DI GENERAZIONE DISTRIBUITA	2-12
--	------

3 VALUTAZIONE DELL’AFFIDABILITÀ NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE MULTI- MICRORETE

INTRODUZIONE.....	3-1
-------------------	-----

3.1 VALUTAZIONE ANALITICA DELL’AFFIDABILITÀ DI UN SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CUI È CONSENTITO IL FUNZIONAMENTO IN ISOLA DELLA GD	3-4
--	-----

3.2 MODELLI ANNUALI PER I CARICHI E I GENERATORI	3-11
3.3 VALUTAZIONE ANALITICA DELL'ADEGUATEZZA DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA DURANTE IL FUNZIONAMENTO IN ISOLA	3-14
3.4 APPLICAZIONE DELL'INNOVATIVA FORMULAZIONE ANALITICA PER LA VALUTAZIONE DELL'AFFIDABILITÀ DELLA RETE BENCHMARK RBTS-BUS 6.....	3-17

ESERCIZIO DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE

4 DISPACCIAMENTO OTTIMO DELLE RISORSE IN MICRORETI AUTONOME

INTRODUZIONE.....	4-1
4.1 MINIMIZZAZIONE DEI COSTI E DELLE EMISSIONI INQUINANTI TRAMITE DISPACCIAMENTO OTTIMO DI UNITÀ DI GD DI TIPO RINNOVABILE E CONVENZIONALE IN MICRORETI AUTONOME.....	4-6
4.2 MINIMIZZAZIONE DEI COSTI E DELLE EMISSIONI INQUINANTI TRAMITE DISPACCIAMENTO OTTIMO DI SISTEMI DI ACCUMULO DISTRIBUITI E DI UNITÀ DI GD DI TIPO RINNOVABILE E CONVENZIONALE IN MICRORETI AUTONOME	4-16

APPENDICE 1 :CALCOLO DEGLI INDICI DI AFFIDABILITÀ NEI SISTEMI

DI DISTRIBUZIONE.....	APPENDICE 1 - 1
-----------------------	-----------------

APPENDICE 2 :TECNOLOGIE PER LA GD	APPENDICE 2 - 1
---	-----------------

APPENDICE 3 :MICRORETI	APPENDICE 3 - 1
------------------------------	-----------------

Introduzione

Accanto al protocollo di Kyoto, i recenti impegni fissati a livello europeo dal cosiddetto protocollo 20-20-20-2020 prevedono, appunto entro il 2020, la copertura del 20% del fabbisogno energetico primario tramite fonti rinnovabili, oltre che una riduzione del 20% dei consumi energetici e delle emissioni inquinanti. A tal fine si stanno adottando politiche finalizzate ad incentivare l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili ed a massimizzare l'efficienza energetica. Tali politiche, unite agli effetti della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, hanno causato una crescente pressione, in particolare, sul sistema di distribuzione dell'energia elettrica, il quale era pianificato e gestito secondo logiche che possono farsi risalire agli anni 60 ai fini dell'espletamento di un ruolo limitato al mero collegamento tra la rete di trasporto/trasmissione "a monte" e punti di carico "a valle". Già durante l'ultimo decennio si è assistito alla graduale trasformazione, tuttora in corso ed in fermento, del sistema di distribuzione da "passivo" in "attivo", ponendo i presupposti, anche in Italia, all'implementazione della Piattaforma Tecnologica Europea per le Reti Elettriche del Futuro Smart Energy Networks. Com'è noto, secondo tale innovativo paradigma, con particolare riferimento alla distribuzione, lo sfruttamento delle potenzialità introdotte dai sistemi di comunicazione, controllo e automazione è cruciale per minimizzare l'impatto, potenzialmente negativo, di un'ingente penetrazione della Generazione Distribuita (GD), in particolare quella basata su fonti energetiche rinnovabili, e per sfruttare al contempo le potenzialità offerte dai sistemi di accumulo dell'energia.

Nell'ambito del più ampio concetto delle *Smart Grids* è emerso quello promettente delle Microreti¹ autonome e non, nonché di una rete di distribuzione a struttura Multi-Microrete, concepita per favorire lo sviluppo di un sistema innovativo che permetta l'implementazione di un mercato dell'energia trasparente ed equo, lo sviluppo di

¹ Una microrete, concetto di cui si danno maggiori dettagli in *Appendice 3*, può essere qui definita come un aggregato di carichi e generatori connesso alla rete principale di distribuzione mediante un unico punto di interfaccia (generalmente detto Point of Common Coupling - PCC) che coincide solitamente con una cabina di trasformazione MT/BT o AT/MT, a seconda che si tratti di microrete in BT o in MT, rispettivamente. In assenza di univoca definizione del concetto di microrete, nella ricerca proposta si prenderà in considerazione una porzione di rete di distribuzione pubblica, il cui PCC può essere rappresentato sia da una cabina primaria, sia da un centro satellite della rete di distribuzione o anche da una cabina secondaria MT/BT.

soluzioni eco-compatibili, la realizzazione di un sistema di distribuzione in cui la presenza della GD non rappresenti più una mera fonte di problematiche tecniche, bensì una risorsa per il sistema stesso, specialmente dal punto di vista della continuità del servizio di fornitura dell'energia elettrica.

Nel presente lavoro di tesi di dottorato di ricerca viene, appunto, preso in considerazione l'aspetto relativo alla possibilità che la GD rappresenti una risorsa per il miglioramento della continuità del servizio nelle reti di distribuzione intelligenti del futuro, facendo ricorso al funzionamento in isola intenzionale di porzioni di rete pubblica, gestite secondo il paradigma del sistema multi-microrete, con microreti interconnesse tra loro, oltre che con il sistema di distribuzione principale (macrorete), ed in grado di funzionare in modo autonomo (appunto, in isola) ove richiesto dal gestore della distribuzione. Viene, altresì, studiata una modalità di dispacciamento ottimo delle risorse di produzione e di accumulo di una microrete energeticamente indipendente dalla macrorete.

Più specificamente, l'attività di ricerca svolta si articola in due filoni. Il primo è attinente allo sviluppo di strumenti innovativi di valutazione dell'affidabilità e dell'adeguatezza di reti di distribuzione multi-microrete utili nell'ambito della pianificazione di Smart Grids Multi-microrete (Capitoli 1, 2 e 3). Requisiti sempre più stringenti posti dagli enti regolatori nazionali sulla riduzione della durata e della frequenza delle interruzioni (già con la Delibera 333/07² dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas -AEEG- in Italia), accanto alla spinta verso l'implementazione di nuovi scenari complessi di gestione delle reti, pongono fortemente la necessità che la ricerca si orienti verso l'estensione delle metodologie tradizionali di calcolo analitico dell'affidabilità ai nuovi paradigmi della distribuzione con l'affinamento di nuovi e idonei strumenti di analisi.

Il secondo filone, attinente piuttosto al perseguimento di obiettivi di efficienza e limitazione delle emissioni inquinanti è relativo all'esercizio di microreti, in linea con le sopracitate politiche internazionali di gestione dei sistemi elettrici (Capitolo 4).

Per quanto concerne gli aspetti di pianificazione ed affidabilità delle reti di distribuzione del futuro, viene presentato un originale approccio sistematico di carattere generale e la correlata formulazione analitica, per il calcolo della reliability di un sistema di distribuzione in cui è permesso il funzionamento in isola di microreti per incrementare la continuità del servizio. Tale studio include una nuova formulazione analitica del calcolo dell'adequacy, delle microreti, in presenza di GD sia di tipo convenzionale che rinnovabile, tramite modelli probabilistici grazie all'utilizzo di nuove espressioni analitiche di carattere generale che tengano in considerazione politiche sia di disconnessione che di parzializzazione dei carichi per adeguare la produzione alla domanda locale.

Per quanto riguarda gli aspetti dello studio relativi al perseguimento di obiettivi di efficienza e limitazione delle emissioni inquinanti nell'esercizio delle reti di distribuzione attive, ci si è occupati dell'ottimizzazione del dispacciamento delle risorse di produzione ed accumulo presenti in una microrete. La procedura di ottimizzazione si basa

² “Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011”.

sull'utilizzo del SALHE-EA (acronimo di Self-Adaptive Low-High Evaluation Evolutionary Algorithm). In particolare, l'obiettivo è quello di individuare i set-point ottimali dei generatori programmabili e dei sistemi di accumulo al fine di minimizzare i costi di funzionamento e manutenzione dei generatori stessi, riducendo al contempo le emissioni inquinanti da questi prodotte ed assumendo che tutta la potenza disponibile dalle fonti di energia rinnovabile fosse iniettata nella Microrete o accumulata per essere in seguito fornita secondo un'apposita strategia di gestione delle unità di accumulo.

Pubblicazioni

IL CONTENUTO DEL PRESENTE LAVORO DI TESI È STATO OGGETTO DELLE SEGUENTI PUBBLICAZIONI.

RIVISTE INTERNAZIONALI

- [1] S. Conti, R. Nicolosi, S. A. Rizzo, “**Generalized Systematic Approach to Assess Distribution System Reliability with Renewable Distributed Generators and Micro-Grids**”, *IEEE Transactions on Power Delivery* (DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2172641), **In Press**.
- [2] S. Conti, R. Nicolosi, S. A. Rizzo, “**Optimal Dispatching of Distributed Generators and Storage Systems for MV Islanded Micro-Grids**”, *Under Review, submitted to IEEE Transactions on Power Delivery*.

CONVEGNI INTERNAZIONALI

- [3] S. Conti, R. Nicolosi, S.A. Rizzo, “**Optimal Investment Assessment for Distribution Reliability through a Multi-Objective Evolutionary Algorithm**”, *IEEE Int. Conf. on Clean Electrical Power (ICCEP 2011)*, 14-16 June 2011, Ischia, Italy.
- [4] S. Conti, R. Nicolosi, S.A. Rizzo, “**An Analytical Formulation to Assess Distribution System Reliability in Presence of Conventional and Renewable Distributed Generators**”, *CIGRE 2011, International Symposium The Electric Power System of the Future - Integrating Supergrids and Microgrids*, 13-15 Sept. 2011, Bologna (Italy).
- [5] S. Conti, R. Nicolosi, S.A. Rizzo, “**Optimal Dispatching of Distributed Generators in an MV Autonomous Micro-Grid to Minimize Operating Costs and Emissions**”, *IEEE Int. Symposium on Industrial Electronics (IEEE ISIE2010)*, Bari (Italy), 4-7 July 2010.

(la pubblicazione [5] è stata selezionata dal Comitato Tecnico del Convegno tra i lavori migliori da sottoporre ad ulteriore revisione per possibile pubblicazione su IEEE Transactions on Industrial Electronics).

Pianificazione dei Sistemi Elettrici di Potenza

AFFIDABILITÀ E CONTINUITÀ DEL SERVIZIO NEI SISTEMI ELETTRICI DI POTENZA

INTRODUZIONE

La valutazione dell'affidabilità di un sistema elettrico di potenza (tipicamente costituito da generazione, trasmissione e distribuzione) è un'attività alquanto complessa. Risulta quindi conveniente analizzare separatamente e con tecniche appropriate i vari sottosistemi che lo compongono 0. Calcolare l'affidabilità di un sistema elettrico considerandolo come unica entità, non soltanto risulterebbe complicato dal punto di vista computazionale, ma i risultati sarebbero di difficile interpretazione.

L'approccio più efficace consiste nel suddividere il sistema elettrico di potenza in gruppi funzionali introducendo il concetto di livello gerarchico (HL) 0, al fine di poter evidenziare l'influenza di ogni sottosistema sull'affidabilità del sistema complessivo.

In particolare possono essere individuati tre livelli gerarchici:

- *il sotto-sistema di Generazione,*
- *il sotto-sistema composto da Generazione e Trasmissione,*
- *il sistema composto dalla Generazione-Trasmissione-Distribuzione.*

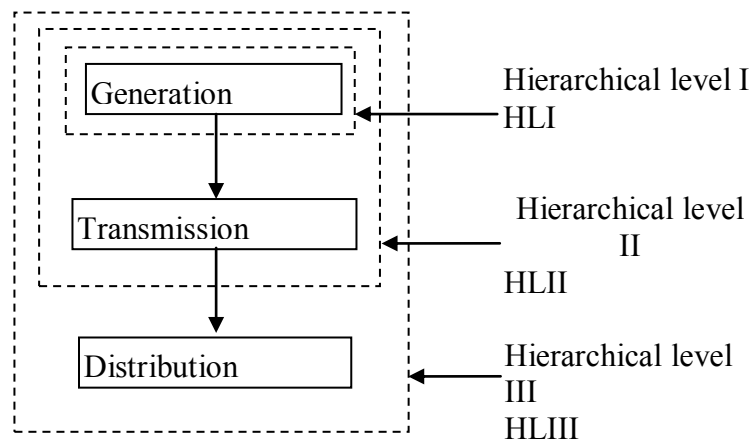


FIG. 1 - LIVELLI GERARCHICI

Nel modello gerarchico mostrato in

Fig. 1 il primo livello (HLI) rappresenta tutti i generatori del sistema elettrico connessi alla rete di trasmissione. Essi vengono visti come un'unica struttura in grado di soddisfare o meno la domanda di energia richiesta dai carichi. Il secondo livello (HLII) identifica il sotto-sistema composto dalla Generazione e dalla Trasmissione, rappresentando quindi la capacità, da parte di un tale sistema aggregato, non solo di produrre un'adeguata energia elettrica ma anche di renderla disponibile nei punti di connessione dei carichi della rete di trasmissione. Il terzo livello gerarchico (HLIII) identifica l'intero sistema che include oltre ai livelli di generazione e trasmissione anche il sistema di distribuzione inglobando quindi la capacità di soddisfare le richieste di energia di ogni singolo utente.

Sebbene valutare l'affidabilità del sistema elettrico a livello HLIII permette di considerare l'effetto combinato sui carichi della generazione, trasmissione e distribuzione, ciò è usualmente impraticabile, come detto in precedenza, a causa della vastità del problema. Invece una valutazione del solo sistema di distribuzione viene usualmente eseguita poiché tale sistema si interfaccia generalmente con quello di trasmissione tramite le cabine primarie, che possono essere considerate come carichi per il livello HLII, pertanto l'affidabilità del sistema HLII può essere considerato come un "ingresso" per la valutazione dell'affidabilità del sistema di distribuzione [2]. È, d'altra

parte, opportuno osservare che studi statistici rivelano come l'80%-95% delle interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti finali siano dovute a guasti nella rete di distribuzione [2].

Nel presente Capitolo vengono richiamati i concetti fondamentali su cui si basa la definizione e la valutazione dell'affabilità ai diversi livelli del sistema, utili allo sviluppo del presente lavoro di tesi, nonché i nuovi paradigmi di generazione e distribuzione ai quali si dovrà fare riferimento in un prossimo futuro, anche con riferimento alle tecniche per la valutazione dell'affidabilità delle reti di distribuzione.

1.1 LIVELLI GERARCHICI HLI E HLII

In fase di pianificazione di un sistema di potenza, è necessario definire la quantità di potenza da installare in relazione alla quantità di energia richiesta dai carichi, nonché la quantità di riserva di energia.

In letteratura in questo livello sono tipicamente considerate soltanto due entità: la generazione ed il carico. Quindi, non viene considerata la possibilità di poter trasmettere energia da un punto ad un altro della rete.

Il modello di generazione viene solitamente trattato indipendentemente dal modello di carico, per poi poter essere i due combinati tra loro e poter individuare un adeguato modello di rischio (vedi FIG. 2).

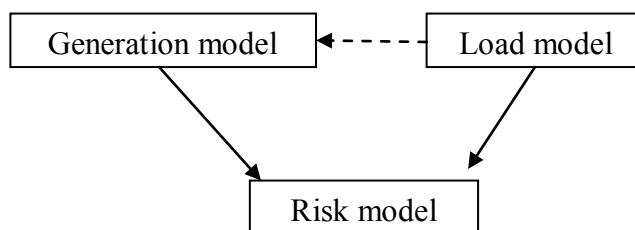


FIG. 2 -HLI

In tale contesto, si definisce *adequacy* la capacità da parte del sistema di generazione di soddisfare la domanda dei carichi.

I criteri di valutazione dell'*adequacy*, di un sistema di potenza, possono essere suddivisi in deterministici e probabilistici.

I *criteri deterministici* rappresentano una delle prime tecniche utilizzate per determinare la capacità di generazione necessaria in un sistema elettrico. Tali criteri sono semplici da implementare ma non possono prendere in esame la natura probabilistica del sistema, come le variazioni dei carichi o i guasti dei vari componenti 0.

I *criteri probabilistici*, tenendo conto della natura stocastica dei sistemi di potenza, permettono di poter considerare un gran numero di situazioni operative che consentono una valutazione più accurata dello stato di rischio del sistema.

Questi criteri permettono di valutare la natura casuale di alcune condizioni di sistema, quali ad esempio variazioni dei carichi o rotture di componenti.

Il modello di generazione è quindi ottenuto attribuendo, ad ogni generatore, una caratteristica, detta *availability*, che rappresenta la probabilità di una singola unità di generazione di funzionare correttamente e può essere definita come:

$$availability = 1 - FOR = \frac{T_f}{T_f + T_R} \quad (1)$$

dove:

$$FOR = \frac{T_R}{T_f + T_R} \quad (2)$$

- *Forced Outage Rate* (FOR) identifica la probabilità che l'unità in questione non funzioni correttamente;
- T_f identifica il *Mean-Time-To-Failure* (MTTF), cioè il tempo che l'unità di generazione impiega a guastarsi;
- T_R identifica il *Mean-Time-To-Repair* (MTTR), cioè il tempo necessario a riparare l'unità.

Valutati sul lungo periodo, i due tempi rappresentano dei valori medi e permettono di modellare il componente con due stati: UP a cui si associa il valore 1 e DOWN, a cui si associa il valore 0.

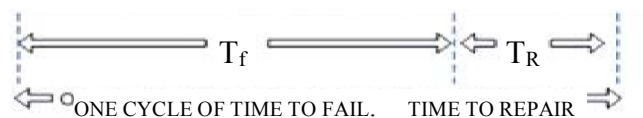


FIG. 3- MTTF, MTTR

Tipicamente i valori di T_f , sono dell'ordine di decine di migliaia di ore, mentre i valori di T_R sono dell'ordine di alcune ore [3].

Si definisce inoltre *Mean-Time-Between-Failures* (MTBF) il tempo che intercorre fra due guasti, solitamente indicato in letteratura con il simbolo T_{FR} .

Il modello di carico, invece, può essere ottenuto dalla curva di picco giornaliero di carico oppure dalla curva di picco oraria di carico. La prima tiene conto soltanto dei valori di picco che assume il carico nel periodo preso in considerazione. La seconda, invece, tiene conto delle variazioni orarie del carico in un certo intervallo di tempo e ci permette di definire il carico medio L_a come:

$$L_a = L_p \cdot f \quad (3)$$

dove:

- L_p il valore di potenza di picco del carico
- f è il fattore di carico

$$L_a = \frac{\text{Totale energia richiesta dal carico}}{\text{periodo d'interesse}} = \frac{E_d}{t} \quad (4)$$

Generalmente il periodo d'interesse è riferito ad un anno. Riportiamo nella seguente figura l'andamento di una curva di carico.

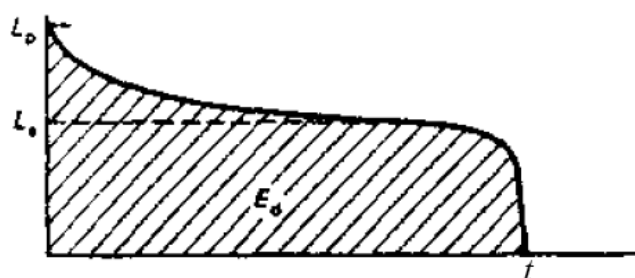


FIG. 4- ILLUSTRAZIONE L_p, L_a, E_d, E_t

Combinando assieme il modello di generazione con il modello di carico, possiamo definire il modello di rischio di tipo probabilistico per mezzo dei seguenti indici.

Loss Of Load Expectation - LOLE

È l'indice probabilistico più utilizzato per poter valutare la capacità di generazione di un sistema. È definito come il numero di giorni, in un determinato periodo di tempo, nei quali la potenza assorbita dai carichi eccede quella generata dai generatori. L'indice quindi fornisce il numero di giorni o di ore previste, in cui potrebbe verificarsi una carenza di potenza prodotta dalla generazione.

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i) \quad (5)$$

dove:

- n rappresenta il numero di giorni
- C_i rappresenta la potenza disponibile nel giorno i .
- L_i è il valore di picco di carico previsto per il giorno i .
- $P_i(C_i - L_i)$ rappresenta la probabilità di perdita di carico nel giorno i . Questo valore è ottenuto direttamente dalla tabella delle probabilità di capacità di interruzione cumulativa.

Loss Of Load Probability - LOLP

Tale indice rappresenta la probabilità che la potenza assorbita dai carichi sia maggiore della potenza prodotta dai generatori durante il periodo in esame.

Un punto debole di questo indice è che definisce la probabilità di poter riscontrare una carenza energetica ma non permette di stabilirne la sua gravità. Infatti, per un dato valore di LOLP non è possibile conoscere a quanto ammonta la differenza tra la potenza richiesta dai carichi e quella generata. Pertanto quest'indice non è in grado di definire la quantità di energia del sistema di generazione che non è in grado di produrre.

Loss Of Energy Expectation - LOEE

Può essere definita come la quantità di energia che si prevede non potrà essere fornita nel periodo in esame (es. MWh/anno). È possibile ottenere questo indice combinando tra loro la capacità installata del sistema di generazione con la potenza assorbita dai carichi, così come riportato in FIG. 5.

L'intera potenza installata può essere vista come l'insieme di quella necessaria a soddisfare l'intera richiesta del carico e una ulteriore quantità di riserva. Ogni fuori servizio nella generazione superiore alla riserva produce un conseguente distacco forzato di una parte del sistema di carico; la quantità di energia persa a seguito della riduzione di capacità può essere rappresentata dall'aerea tratteggiata in FIG. 5

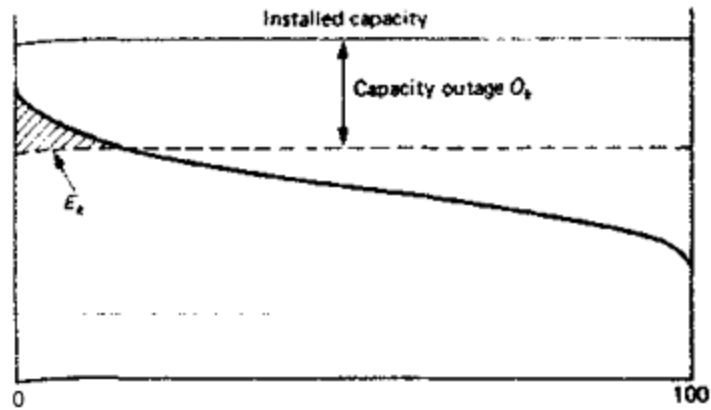


FIG. 5- ILLUSTRAZIONE $O_k E_k$

dove:

- O_k rappresenta la capacità fuori servizio.
- P_k rappresenta la probabilità associata ad O_k ;
- E_k rappresenta la quantità di energia persa a seguito della riduzione di capacità O_k ; tale quantità è rappresentata in FIG. 5 dalla zona tratteggiata.

Il prodotto di $E_k P_k$ rappresenta la quantità stimata di energia persa a seguito di una riduzione della quantità di generazione pari ad O_k . Il LOEE può quindi essere definito come:

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k P_k \quad (6)$$

Tale indice riassume in sé, sia la probabilità di riscontrare un problema, sia la capacità di poterne stabilire la gravità.

Nota la quantità di energia non fornita il LOEE può essere inoltre trasformato in un costo atteso del fuori servizio; tale valore è dato dal *Value of Lost Load* (VoLL).

Energy Index of Unreliability - EIU

Questo indice è direttamente legato al LOEE. E' ottenuto dividendo il LOEE per la quantità di energia totale richiesta dai carichi (E).

$$EIU = \frac{LOEE}{E} \quad (7)$$

Tale indice ci permette di poter confrontare sistemi di differenti dimensioni.

Energy Index of Reliability - EIR

Tale indice viene invece definito in funzione dell'indice EIU.

$$EIR = 1 - EIU \quad (8)$$

System Minutes - SM

Anche questo indice è legato al LOEE normalizzato dal picco di domanda. La sua debolezza è che introduce tra le sue unità dimensionali il tempo.

$$SM = 60 \frac{LOEE}{L_p} \quad (9)$$

Il secondo livello Gerarchico (HLII) può essere visto come un sistema composto dai sistemi di generazione e di trasmissione. Al fine di poterne valutare l'affidabilità, è opportuno valutare la capacità di produrre energia e di trasferirla. Pertanto, esso ingloba le questioni viste per il livello gerarchico HLI, a cui si aggiungono le problematiche che nascono dal rendere disponibile, nei punti di connessione dei carichi, l'energia generata.

La valutazione dell'affidabilità di questo livello è molto complessa in quanto deve considerare contemporaneamente gli effetti dei sistemi di generazione e trasmissione. Ulteriori modelli e tecniche di valutazione sono ancora in fase di sviluppo. A questo sotto-livello queste due entità non possono essere analizzate separatamente. Ciò non implica necessariamente che debbano essere di proprietà della stessa società; è, però, essenziale che vi sia un organismo che abbia il ruolo di coordinamento in fase di pianificazione e controllo.

La capacità di generare sufficiente energia per soddisfare la domanda dei carichi e di poterla trasportare senza violare le condizioni imposte dal sistema, può essere anche in questo caso misurata da uno o più indici di affidabilità.

I sistemi composti di generazione e di trasmissione non solo devono fornire una adeguata capacità di trasmissione per assicurare che la domanda sia soddisfatta e che i valori di tensione, frequenza e limiti termici siano mantenuti, ma deve anche essere in grado di mantenere la stabilità del sistema in caso di guasti o di altri disturbi transitori.

Il secondo livello gerarchico deve quindi soddisfare sia condizioni di tipo statico, come l'*adequacy*, sia condizioni di tipo dinamico come la *security*.

La *security* è, dunque, la capacità da parte del sistema di rispondere alle perturbazioni; quindi tiene conto di tutti quei disturbi, locali e diffusi, che determinano la perdita di generazione e trasmissione nelle principali strutture.

1.2 LIVELLO GERARCHICO HLIII

Il terzo livello gerarchico HLIII permette di poter valutare gli effetti della generazione, della trasmissione e della distribuzione su un singolo punto di carico (nel seguito detto PC) della rete di distribuzione, oltre che del sistema nel suo complesso.

Essendo le reti di distribuzione direttamente interfacciate con la trasmissione, gli indici di affidabilità associati al livello gerarchico HLII possono essere scelti come valori di *input* per calcolare l'affidabilità del sistema di distribuzione [2].

Molteplici fattori sono destinati ad influenzare in modo sostanziale i criteri di pianificazione delle reti di distribuzione e la fase fortemente evolutiva in cui ci si trova attualmente rende più difficile farne un rigoroso esame. Ai fini del presente lavoro, si cercherà, quindi, di mettere in luce gli elementi salienti che giustificano l'impegno nella ricerca di nuove soluzioni nel campo della pianificazione e della gestione delle reti di distribuzione, per il rispetto degli standard di qualità del servizio imposti dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. Inoltre, anche alla luce della nuova legislazione introdotta dalla liberalizzazione del mercato (Decreto legislativo 16/03/99, n.79, denominato decreto Bersani), risulta com'è noto fondamentale per il gestore del sistema di distribuzione poter contare su una rete elettrica quanto più affidabile possibile. In quest'ottica è, in genere, necessario investire nella manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione sia con l'obiettivo di selezionare gli schemi di funzionamento più adeguati, nonché di scegliere le migliori filosofie di gestione (per es. il telecontrollo e l'automazione).

In un tale contesto, nuovi criteri di pianificazione e nuove strategie di gestione delle reti di distribuzione stanno acquistando un'importanza preminente, come anche lo sviluppo di metodi avanzati per la valutazione dell'affidabilità in diversi scenari.

La funzione di un sistema di distribuzione, tradizionalmente, è stata quella di prelevare l'energia da grossi punti di approvvigionamento e di fornirla ai singoli carichi, mantenendo vincoli di qualità sulla tensione, al fine di mantenere quanto più bassi possibile il numero e la durata dei "fuori-servizio".

Il numero delle interruzioni e la durata delle stesse, dipendono dalla struttura delle reti e soprattutto da come queste sono gestite, dunque raggiungere buoni livelli di continuità del servizio, oltre che di qualità in senso lato, per il distributore significa poter disporre di un sistema di distribuzione affidabile.

È possibile stimare, in maniera preventiva, il grado di fidatezza di un sistema dall'analisi di indici che vengono determinati tenendo conto di vari scenari. Una tipica valutazione dell'affidabilità di un sistema di distribuzione si basa sulla probabilità che un componente di rete (linee, interruttore, sezionatori, trasformatori, ecc.) non funzioni o non operi correttamente.

La valutazione di opportuni indici di affidabilità consente la scelta delle configurazioni operative più appropriate tra le varie possibili, nonché la previsione del grado di affidabilità finale di sistemi esistenti sui quali si vuole operare una miglioria (scegliendo il miglior rapporto costo/benefici).

Prima dell'introduzione di tali indici, nella presente sezione vengono riportate alcune definizioni utili al fine della presentazione degli stessi. In particolare, in riferimento ad un sistema di distribuzione si definisce *punto di carico* (PC) l'insieme "equivalente" dei carichi di un sistema elettrico alimentato da un punto di consegna in MT; l'insieme "equivalente" dei carichi di un sistema elettrico alimentato dalle sbarre BT di un trasformatore MT/BT (ovvero da una cabina secondaria, CS, di trasformazione).

Ai fini del lavoro svolto, i parametri considerati per un PC sono il numero degli utenti BT alimentati, la potenza di picco e la potenza media (dalla quale si può ricavare l'energia media annua richiesta).

In letteratura gli *indici base* per la valutazione dell'affidabilità di un sistema di distribuzione sono:

- λ_i [interruzioni/anno]: frequenza annuale di interruzione nel PC i -esimo;
- U_i [ore/anno]: ore annuali di fuori servizio nel PC i -esimo;
- r_i [ore]: durata media del fuori servizio nel PC i -esimo.

$$\lambda_i = \sum_k \lambda_{i,k} \qquad U_i = \sum_k U_{i,k} \qquad (10)$$

dove:

- $\lambda_{i,k}$ frequenza di interruzione nel PC i -esimo dovuto ad un guasto sul k -esimo componente della rete.
- $U_{i,k}$ durata dell'interruzione nel PC i -esimo dovuto ad un guasto sul k -esimo componente della rete.

Esistono metodi che portano ad un'utile riduzione della complessità della rete.

Per il calcolo di tali indici è possibile sostituire elementi della rete in serie o in parallelo con elementi “equivalenti” [2].

Nell'**Appendice 1** è descritto il metodo tradizionalmente adottato per effettuare il calcolo di λ_i e U_i .

Per determinare gli indici di affidabilità di sistema, si utilizzano le relazioni definite nel paragrafo successivo. Si noti che per “sistema” si può intendere o l'intera rete o una parte di essa che alimenta un numero n di PC (per es. la parte di rete alimentata da una linea derivata dalla cabina primaria). Prima di calcolare gli indici di sistema occorre quindi calcolare quelli di base per i punti di carico appartenenti al sistema in oggetto.

Gli indici di affidabilità di un sistema di distribuzione sono utili, sia in fase di progettazione che di manutenzione, per valutare la capacità di un sistema elettrico di poter alimentare i carichi. Talvolta è praticamente impossibile caratterizzare un sistema tenendo conto di un solo indice ma, allo stesso tempo, il numero di indici da utilizzare in un'analisi deve essere quanto più contenuto possibile.

Gli indici più usati sono 0:

System Average Interruption Frequency Index: SAIFI

Questo indice definisce la frequenza media delle interruzioni per utente del sistema. E' dato dal rapporto tra il numero totale di interruzioni ed il numero totale di utenti.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot \lambda_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad \left[\frac{\text{interruzione}}{\text{utente} \cdot \text{anno}} \right] \quad (11)$$

dove:

N_i è il numero di utenti del PC i -esimo;

n rappresenta il numero di PC.

System Average Interruption Duration Index: SAIDI

Rappresenta la durata media delle interruzioni per utente del sistema. Tale indice è pari al rapporto tra la durata complessiva di tutte le interruzioni ed il numero di clienti totale.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot U_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \left[\frac{\text{ora}}{\text{utente} \cdot \text{anno}} \right] \quad (12)$$

Customer Average Interruption Duration Index: CAIDI

È dato dal rapporto tra la somma delle durate di tutte le interruzioni e la somma di tutte le interruzioni.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot U_i}{\sum_{i=1}^n N_i \cdot \lambda_i} \left[\frac{\text{ora}}{\text{interruzione} \cdot \text{utente}} \right] \quad (13)$$

Average Service Availability (Unavailability) Index: ASAI (ASUI)

È il rapporto tra le ore in cui l'utente è effettivamente alimentato e le ore totali di alimentazione richieste dallo stesso, che si suppone siano tutte le ore dell'anno.

$$ASAI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot 8760 - \sum_{i=1}^n N_i \cdot U_i}{\sum_{i=1}^n N_i \cdot 8760} \quad (14)$$

L'indice ASUI è il complementare dell'indice ASAI.

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (15)$$

Energy Not Supplied - ENS

Rappresenta l'energia non fornita dal sistema.

$$ENS = \sum_{i=1}^n La_i \cdot U_i \quad \left[\frac{\text{kWhr}}{\text{anno}} \right] \quad (16)$$

dove:

n è il numero dei PC presenti nel sistema;

La_i è la potenza media del carico connesso al PC i -esimo

U_i è il tempo di interruzione annuo.

Average Energy Not Supplied - AENS

Rappresenta l'energia media non fornita. Tale indice è dato dal rapporto tra l'energia totale non fornita e il numero totale di utenti serviti.

$$AENS = \frac{ENS}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad \left[\frac{\text{kWhr}}{\text{anno} \cdot \text{utente}} \right] \quad (17)$$

1.3 CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E IMPATTO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA ATTRAVERSO IL FUNZIONAMENTO IN ISOLA

L'attenzione delle società per la distribuzione dell'energia elettrica è attualmente indirizzata all'analisi dei vantaggi e degli svantaggi, dal punto di vista tecnico-economico, di un'implementazione diffusa della Generazione Distribuita³ (GD) nel proprio sistema. Maggiori dettagli sulle più tipiche tecnologie per la GD sono riportate nell'**Appendice 2**.

Un'ampia diffusione delle unità di GD nel sistema elettrico è perciò legata non solo al superamento degli ostacoli regolatori e sociali ma anche e soprattutto a vincoli di natura tecnica, che si oppongono a tale diffusione. Dal punto di vista strettamente

³ Com'è noto, il sistema di distribuzione dell'energia elettrica è stato concepito e realizzato negli anni considerando che lungo le linee di distribuzione il flusso di potenza fosse unidirezionale, dalla cabina primaria (CP) AT/MT verso i carichi, e che non vi fossero sistemi di generazione operanti in parallelo. In sostanza, si è avuto un controllo centralizzato, i cui i flussi di potenza sono unidirezionali e le reti "passive" (senza inversione di flusso in CP verso la rete AT). La liberalizzazione del mercato elettrico, l'adozione di obiettivi ambientali a livello internazionale (come le direttive sulle energie rinnovabili e il protocollo di Kyoto), il continuo sviluppo delle tecnologie di generazione, automazione e comunicazione, sono gli elementi che sostengono l'interesse per lo sviluppo sempre maggiore del paradigma di GD.

La GD è tipicamente connessa alle reti di distribuzione secondarie (MT e BT) e l'idea più comune prevede l'interfacciamento dei generatori con la rete al fine di fare fronte alla crescita del carico elettrico in determinate aree e di potere, inoltre, conseguire un risparmio energetico. Gli impianti di GD sono spesso localizzati in prossimità dell'utente finale, contribuendo così a ridurre la necessità di investimenti e di infrastrutture e consentendo, allo stesso tempo, la riduzione delle perdite di rete e dei costi di distribuzione. La GD si basa su tecnologie di generazione di vario genere che sfruttano fonti energetiche combustibili di origine fossile o fonti rinnovabili. Naturalmente, il successo di una singola tecnologia è fortemente legato alla sua convenienza economica e all'affidabilità; infatti, fattori come l'aleatorietà di alcune fonti energetiche rinnovabili, le tecnologie in alcuni casi ancora troppo costose e i lunghi iter autorizzativi influiscono pesantemente sugli investimenti e spesso diventano ostacolo alla diffusione della GD.

D'altra parte, aspetti quali l'impiego di fonti rinnovabili, la possibilità di cogenerazione in impianti civili e industriali, lo sfruttamento di materiali di recupero (es. rifiuti solidi urbani) e la possibilità di produrre energia in prossimità dei carichi rendono la diffusione della GD particolarmente attraente.

tecnico, infatti, l'integrazione della GD nei sistemi di distribuzione, in media ed in bassa tensione, può, com'è noto, rendere critico l'esercizio della rete stessa.

L'ingresso massiccio della GD nel sistema elettrico comporta la necessità di una maggiore flessibilità nel controllo e nella protezione della rete elettrica di distribuzione e pone chi esercisce tale rete di fronte a problematiche nuove.

I conflitti che nascono tra il sistema di protezione odierno e i generatori distribuiti maggiormente rilevanti ai fini della continuità del servizio sono essenzialmente dovuti all'inadeguatezza delle protezioni attualmente in uso nel far fronte alle necessità della rete di distribuzione in uno scenario caratterizzato da [5]:

- indeterminatezza dei flussi di energia nelle linee;
- aumento delle correnti di corto-circuito;
- mancanza di coordinamento nel sistema di protezione;
- possibile inefficacia dell'utilizzo di sistemi di richiusura automatica in seguito all'intervento degli interruttori a causa di un guasto;
- difficoltà nella rialimentazione delle linee in seguito a guasti, con conseguente diminuzione dell'affidabilità;
- creazione indesiderata di porzioni di rete funzionanti in "isola" e sgancio intempestivo delle protezioni d'interfaccia dei generatori.

Incremento delle correnti di corto circuito

Come è noto, la GD può avere effetti indesiderati sulle reti di distribuzione incrementando i valori di correnti di guasto rispetto alle specifiche di progetto della rete passiva. L'incremento apportato a tali correnti dipende dal tipo di GD installata.

Modificando alcuni parametri della rete, quali la capacità di generazione, la penetrazione, la tecnologia, l'interfaccia e il punto di connessione del GD, si possono generare delle correnti di guasto maggiori rispetto al valore tollerato dalle protezioni.

Dal punto di vista dell'efficacia delle protezioni, i problemi nascono nel momento in cui l'incremento delle correnti di corto circuito è tale da superare il potere di interruzione degli interruttori installati, il cui dimensionamento non prevedeva la

presenza della GD. Normalmente gli interruttori posti a protezione delle reti MT di ENEL Distribuzione hanno un potere d'interruzione di 12,5 kA.

Intervento indesiderato delle protezioni di una sezione di linea sana

La selettività delle protezioni nelle reti MT è ottenuta regolando i tempi di intervento delle protezioni in modo che in caso di guasto su un ramo della rete, solamente una parte ridotta del sistema rimanga disalimentata, mentre il resto del sistema continua ad operare normalmente.

Al fine del mantenimento di adeguati livelli di affidabilità e continuità del servizio è importante che il coordinamento delle protezioni non subisca alterazioni a causa della presenza della GD, anche se ciò non è sempre possibile. Infatti, in presenza di unità GD, se il ritardo della protezione di massima corrente posta nel ramo guasto è elevato, la corrente fornita dalla generazione locale potrebbe far scattare anche le protezioni del ramo, in cui si trova l'unità GD, non interessato dal guasto, creando così un fuori servizio dovuto ad un intervento indesiderato della protezione di una sezione di linea sana (FIG. 6).

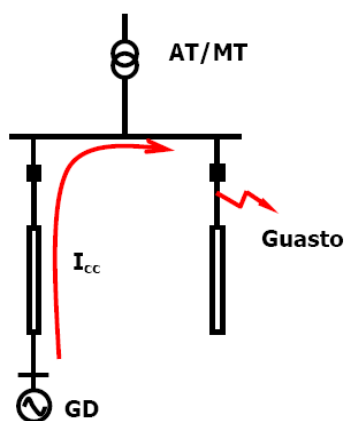


FIG. 6- FUORI SERVIZIO DI UNA LINEA DOVUTO AD UN INTERVENTO INDESIDERATO DELLA PROTEZIONE PER GUASTO SU UNA LINEA DIVERSA

Guasti multi-fase e coordinamento delle protezioni

Solitamente, le protezioni di un sistema di potenza sono progettate in modo tale da isolare solo la parte del sistema guasto. Tale processo è chiamato coordinamento delle protezioni, che può risentire negativamente della presenza di generazione distribuita.

Sappiamo infatti che i sistemi di protezione installati a valle dell'ultimo generatore non risentono del guasto quando questo si verifichi a monte del dispositivo stesso;

In caso di guasto a valle del dispositivo di protezione, non vi sarà alcun tipo di problema di coordinamento delle protezioni, a condizione che siano in grado di sopportare l'ulteriore incremento di corrente di cortocircuito dovuta alla presenza nella rete della GD.

Nel caso di guasto a monte del dispositivo di protezione esistono due possibilità:

- I dispositivi di protezione vedono la stessa corrente di guasto, quindi viene a mancare il coordinamento delle protezioni.
- I dispositivi di protezione vedono valori diversi di corrente di guasto, permettendo il coordinamento delle protezioni. Come conseguenza, dal punto di vista progettuale, possiamo dire che è preferibile avere dei generatori che forniscono un maggiore contributo alle correnti di guasto installato a monte rispetto a quelle con un contributo più basso.

Guasti temporanei ed affidabilità

Le reti MT infatti, sono costituite da un gran numero di linee aeree, le quali sono spesso interessate da guasti di tipo temporaneo. Un esempio tipico sono gli archi elettrici che si vengono a creare quando, a causa di forti venti, gli alberi vengono a contatto con le linee aeree.

Una soluzione adottata da ENEL Distribuzione, al fine di ridurre il più possibile il “fuori servizio” legato ai guasti temporanei, è l'utilizzo di dispositivi di richiusura automatica (DRA). In pratica, quando si verifica un guasto, esso si può auto estinguere senza alcun intervento esterno e l'alimentazione può essere ripristinata richiudendo il componente guasto (sezionatore o interruttore).

Dopo l'apertura di una linea, a seguito di un guasto, il sistema di richiusura automatico chiude l'interruttore (tipicamente si tratta di una richiusura veloce) ed attende un certo intervallo di tempo; quindi se il guasto è temporaneo, la richiusura ha successo, altrimenti l'interruttore si riapre nuovamente e il sistema di richiusura automatico inizia una nuova procedura di richiusura. Se dopo il terzo tentativo il guasto non si è ancora estinto, esso è considerato permanente e l'interruttore di linea si apre definitivamente.

Normalmente, in un sistema di tipo radiale in assenza di GD, per l'eliminazione del guasto basta l'apertura di un solo interruttore. Ciò è dovuto al fatto che l'energia può provenire da una sola direzione; nelle reti magliate sarebbe, invece, necessario l'intervento dei dispositivi posti all'inizio e alla fine del tratto di linea da aprire.

Quando sono presenti sistemi di GD, in generale, i guasti vengono alimentati da entrambi i lati, ed è per questo che la sola apertura di un interruttore, anche se il sistema è di tipo radiale, non garantisce l'eliminazione del guasto. In tali condizioni è pertanto necessario che tutti i generatori siano disconnessi al fine di assicurare la possibile estinzione del guasto.

È importante notare che l'operazione di disconnessione della GD deve essere conclusa prima che il DRA invii l'ordine di richiusura all'interruttore posto in CP.

Infatti, qualora, ciò non accadesse ci sarebbe il pericolo che anche guasti di tipo transitorio potrebbero trasformarsi in guasti permanenti in quanto rimarrebbero alimentati.

In generale, si può affermare che esiste la possibilità che la GD venga disconnessa dalle reti o troppo lentamente o troppo velocemente, causando in entrambi i casi una serie di ripercussioni negative sull'intero sistema.

Se i dispositivi di generazione restassero connessi durante il primo intervallo di tempo atteso dal DRA, potrebbero non essere in grado di mantenere gli standard di qualità dell'alimentazione richiesti (per es. con riferimento alla tensione ed alla frequenza).

Altro problema non trascurabile si verificherebbe al momento della richiusura dell'interruttore di CP.

Infatti, il caso peggiore può verificarsi se la richiusura del dispositivo di rete avviene quando la rete in isola si trova in opposizione di fase rispetto alla rete di alimentazione. Questa operazione può risultare molto dannosa sia per i sistemi di produzione che per tutti i componenti limitrofi del sistema.

Se il carico di rete aumenta a tal punto da necessitare l'intervento della GD per poterli alimentare, si possono riscontrare numerosi problemi al verificarsi di un guasto. Infatti, come precedentemente detto, la GD in caso di guasto deve essere disconnessa. Tuttavia, se la GD si disconnette in un tempo compreso tra la prima apertura e la sua richiusura, i carichi alimentati dalla GD saranno disconnessi e verranno rialimentati solo quando non si sarà verificato che la tensione si è stabilizzata (di solito alcuni minuti). Inoltre se la richiesta dei carichi è molto elevata, alcuni di essi dovranno attendere alcuni minuti prima di poter essere rialimentati.

Dalle considerazioni fatte, si conclude che l'affidabilità del sistema peggiora con la presenza della GD, se non vengono opportunamente riviste le politiche di protezione al fine di individuare ed isolare il guasto e di garantire una eventuale tempestiva disconnessione della GD.

Malfunzionamento delle protezioni di interfaccia: isole indesiderate ed intervento intempestivo per guasti su diversi tratti di linea.

Per funzionamento in isola (*islanding*) si intende l'alimentazione di una sezione della rete pubblica da parte di un sistema di GD in assenza di alimentazione dalla rete principale.

L'*islanding* può essere causato da una serie di eventi:

- un guasto sulla linea a monte del generatore;
- disconnessioni intenzionali per manutenzione della rete principale;
- errore umano o atto doloso;
- fenomeni naturali.

L'isola non è desiderata quando questa può costituire pericolo ai fini della gestione dei guasti, come visto nel precedente paragrafo, o anche ai fini della sicurezza, come ad esempio durante le operazioni di manutenzione della rete, oppure quando non vi sono

sistemi di controllo atti a garantire un'adeguata qualità della frequenza e della tensione di alimentazione agli utenti ivi connessi. Infatti, il distributore non può controllare la tensione e la frequenza nell'isola, creando la possibilità di danni alle attrezzature del cliente connesso alla rete per effetto delle escursioni di tensione e frequenza al di fuori del range di accettabilità.

Al fine di raggiungere un livello di affidabilità e di sicurezza adeguata nei sistemi di distribuzione, è quindi necessario prevenire il funzionamento indesiderato della GD in isola mediante le protezioni anti-isola.

Queste protezioni sono richieste dalle specifiche di connessione e dalle linee guida adottate in vari Paesi, che stabiliscono che la GD deve essere disconnessa dalla rete di distribuzione in caso di anomalie di tensione e frequenza e quando una o più fasi sono disconnesse dalla rete di alimentazione. Se è applicata la politica di autorichiusura dei dispositivi di protezione, le unità di generazione distribuita devono essere disconnesse prima della prima richiusura.

Le protezioni anti-isola non necessariamente devono trovarsi sull'unità di generazione distribuita. Quando una protezione anti-isola non è integrata all'unità GD, i metodi di disconnessione sono in genere o controllati dall'Utility o basati su una comunicazione tra l'unità GD e l'Utility stessa, al fine di disconnettere la GD se necessario.

Ci sono alcuni metodi sviluppati per le protezioni anti-isola, poiché la possibilità di avere una isola affidabile è determinata da varie circostanze.

Negli ultimi anni sono stati proposti diversi metodi di protezione per rilevare le perdite di rete. Tali metodi possono essere suddivisi in due categorie:

- metodi passivi
- metodi attivi.

I *metodi passivi* si limitano al controllo dell'andamento di una grandezza ai morsetti del generatore.

I metodi passivi maggiormente diffusi sono:

- massima e minima tensione (adottato da ENEL Distribuzione);
- massima e minima frequenza (adottato da ENEL Distribuzione);

- massima derivata di frequenza;
- massima variazione della fase di tensione.

Ognuno dei metodi annoverati presenta una serie di pregi e di difetti che variano con la tipologia dei generatori. Infatti per ognuno di essi è possibile individuare una cosiddetta “*non detection zone*”, che, in termini grafici, può essere descritta come un’area del diagramma riferito alle grandezze di interesse all’interno della quale non si ha il funzionamento delle protezioni stesse.

I *metodi attivi* hanno trovato larga diffusione in seguito all’incremento della presenza dei convertitori statici. Infatti, tali metodi si basano sull’immissione di disturbi in rete al fine di valutarne la risposta. In linea di principio l’uso di segnali di disturbo può influenzare in maniera negativa anche il funzionamento dei carichi passivi connessi alla rete.

I principali metodi attivi basano il loro funzionamento su:

- misura dell’impedenza di alimentazione;
- variazione della frequenza.

Il *metodo di misura dell’impedenza* di alimentazione si basa sulla misura della tensione di alimentazione prima e dopo l’inserzione dei carichi in modo da ricavare l’impedenza della sorgente.

Il *metodo di variazione della frequenza* si basa sull’iniezione in rete di forme d’onda di corrente leggermente distorte; tali onde, in caso di perdita di rete, fanno sì che la frequenza della tensione ai morsetti del generatore vari fino a far scattare le protezioni.

Malgrado diversi metodi di protezione siano stati studiati, è da osservare che nei casi in cui la potenza richiesta dai carichi differisca di poco da quella erogata dalle unità di GD nessuno dei metodi precedentemente elencati è efficace.

Per superare i problemi posti da metodi attivi e passivi è possibile utilizzare approcci basati sulla comunicazione diretta tra l’utility e la GD.

Una soluzione potrebbe essere l’utilizzo di sistemi nei quali la separazione del generatore dalla rete, in presenza di un guasto sulla linea a cui esso è connesso, avvenga mediante comunicazione diretta tra distributore e unità di generazione; la comunicazione tra le parti del sistema potrebbe avvenire mediante l’utilizzo di tecnologie quali:

- segnali prodotti dalla disconnessione
- supervisione ed acquisizione dati per mezzo di sistemi SCADA.
- Comunicazioni tramite power line carrier (PLC).

A tutt'oggi le regole di connessione sono dettate da Norme e Standard piuttosto restrittivi, che, se non vietano, nemmeno incoraggiano a perseguire il funzionamento in isola intenzionale di porzioni di rete pubblica.

In Italia la Norma CEI 0-16 detta le condizioni per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti di distribuzione in AT e in MT, mentre gli standard di continuità del servizio sono indicati principalmente dalla Delibera 333/07 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG).

La liberalizzazione del mercato dell'energia ha portato ad una sempre crescente attenzione al profitto, 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; ciò rende il sistema elettrico più vulnerabile ai malfunzionamenti ed alle congestioni dovute agli eccessi di carico. Generalmente si assiste però ad un potenziamento della capacità di automazione e controllo, soprattutto sulla rete di MT, da parte dei gestori, chiamati a rispondere dei livelli di continuità del servizio offerti.

In tale contesto, i sostenitori della GD, supportati da diversi risultati dell'attività di ricerca internazionale, ritengono che essa rappresenti tuttavia la strada percorribile 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 (nonché alla struttura della rete stessa) ed alla natura del carico da alimentare.

Nel presente lavoro di tesi l'attenzione sarà posta sulla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e sulla modalità di ottemperamento a delibere e regolamentazioni (come, in Italia, la Delibera AEEG n.333/07) che impongono, ormai,

non solo il contenimento della durata delle interruzioni presso gli utenti finali, ma anche della frequenze delle interruzioni stesse.

Si parlerà, quindi, dell'impatto che la GD ha sulla continuità del servizio nella rete di distribuzione, anche in relazione al potenziale funzionamento in isola intenzionale.

Il gestore della rete di distribuzione, si sta, in questi anni, trovando di fronte ad una trasformazione del contesto tecnico-economico in cui vengono esercite le proprie reti; deve, in pratica, essere in grado di gestire al contempo sia i flussi di energia prodotta dalle grandi centrali (provenienti dalla rete AT), sia quelli da produzione di media e piccola entità (GD connessa a reti MT e BT). Di conseguenza non sarà più sufficiente avere un controllo della produzione a carattere centralizzato, ma sarà necessario, monitorare, gestire ed integrare la distribuzione di energia prodotta in bassa e in media tensione anche a livello locale.

La rete elettrica del futuro non sarà più solo, un mezzo di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica dalle grandi centrali ai clienti finali, ma sarà una rete "intelligente", ovvero una *Smart Grid* [5][6], cioè un'unica infrastruttura in grado di fare interagire fra loro produttori e consumatori, di determinare in anticipo le richieste di consumo e di adattare con una certa flessibilità la produzione ed il consumo stesso di energia elettrica. Potrà anche essere vista, come un sistema multi-microrete[7], cioè un insieme di reti più piccole, come le *microreti* (vedasi **Appendice 3**), interconnesse tra loro e col sistema di distribuzione principale, eventualmente in grado di funzionare in "isola" autonomamente ed in grado di comunicare tra loro e con i centri di controllo ad un livello gerarchico superiore scambiando informazioni sui flussi di energia, gestendo con migliore efficienza le variazioni di carico ed evitando interruzioni del servizio.

1.4 RELAZIONE TRA MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE-PENALIZZAZIONE E INDICI DI AFFIDABILITÀ

Dopo aver valutato l'affidabilità di un sistema utilizzando gli indici che tengono conto solo delle prestazioni del sistema, quali ad esempio il SAIDI e il SAIFI, si può utilizzare, al fine di avere una valutazione economica, una PBR (Performance Based Regulation) [4].

La PBR è un meccanismo di determinazione delle tariffe che attribuisce premi al raggiungimento di risultati o obiettivi desiderati, o di penali in caso contrario.

Vengono fissate delle tariffe da attribuire in ogni istante alle prestazioni del sistema, tenendo conto di opportuni indici esterni che ne caratterizzano il comportamento, quali il SAIDI o il SAIFI.

Un esempio tipico di struttura PBR può essere riportata su di un grafico in cui si identificano sull'asse delle ascisse l'indice di affidabilità del sistema scelto e sulle ordinate in p.u. i valori di penalità o di premio da attribuire.

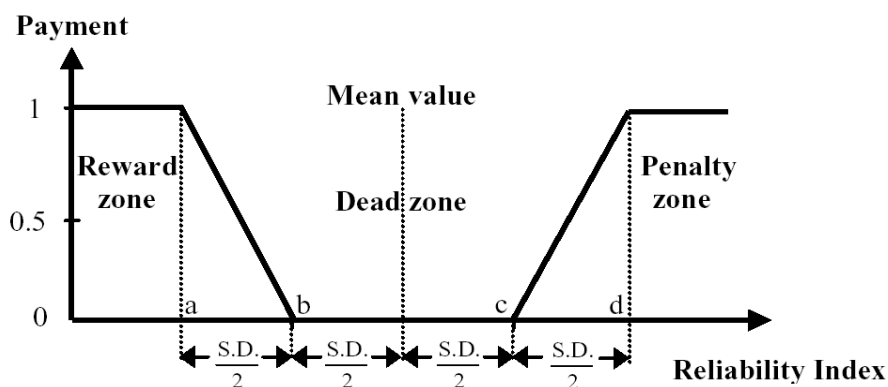


FIG. 7 - PBR

Si possono in generale identificare su di esso tre zone: una zona premio (Reward zone), una neutrale (Dead zone) e una di penalità (Penalty zone).

Si rientra in una *zona di penalità* se gli indici che caratterizzano il sistema decrescono al punto di non assicurare più un adeguato funzionamento del sistema stesso; necessita quindi attribuire una penalità di tipo economico a tale stato. La pendenza della retta relativa alle penalità aumenta al diminuire delle performance del sistema fino a

quando non si arriva ad un valore limite al di sopra del quale viene applicato sempre lo stesso valore di penale.

Analoghe considerazioni fatte per la zona di penalità possono essere fatte per poter definire la *zona dei premi*.

Si rientra invece in una *zona neutrale* se l'affidabilità del sistema si trova all'interno di un *range* di valori tali da non dover essere né premiati né costretti a pagare una penalità. L'intervallo di queste tre zone è del tutto arbitraria.

Il modello matematico della struttura premi/penalità RPS (Reward/Penalty Payment Structure) è formulato come nell'equazione seguente:

$$RPS = \begin{cases} 1 & SAIFI < a \\ (SAIFI - b) \times pendenza_{ab} & a < SAIFI < b \\ -(SAIFI - c) \times pendenza_{cd} & c < SAIFI < d \\ -1 & SAIFI > d \end{cases} \quad (18)$$

Possiamo quindi definire l'indice *Expected Reward/Penalty* (EPR), ad esempio, in funzione del SAIFI come:

$$EPR = \sum (RP_i \times P_i) \quad (19)$$

dove:

RP rappresenta la penalità/premio espressa in p.u.

P_i rappresenta la probabilità di avere quel determinato valore di SAIFI.

Tale tipo di regolazione fornisce degli incentivi alla riduzione dei costi, piuttosto che la regolazione del costo del servizio. Nello sviluppo degli standard per una regolazione delle prestazioni, un gestore di un servizio di pubblica utilità deve:

- comprendere l'andamento storico della prestazione dell'impresa al fine di realizzare una base di riferimento adeguata;
- determinare i settori in cui si possono effettuare risparmi sui costi in presenza di una qualità minima accettabile;
- cominciare a raccogliere informazioni sulla qualità dei servizi e a sviluppare misure da utilizzare per un'analisi comparativa delle prestazioni effettuate (*benchmarking*).

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] R. Billinton, R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems” Second Edition, Premium Press, New York and London, 1996.
- [2] R. Allan, R. Billinton, “Probabilistic Assessment of Power Systems”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, February 2000
- [3] M. Al-Muhaini, G.T. Heydt, A.Huynh “The Reliability of Power Distribution Systems as Calculated Using System Theoretic Concept”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, July 25-29, 2010
- [4] R. Billinton, W. Wangdee, “Utilizing bulk electric system reliability performance Index Probability Distributions in a Performance Based Regulation Framework” *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH*, Stockholm, Sweden, June 11-15, 2006
- [5] S. Conti, “Analysis of Distribution Network Protection Issues in presence of Dispersed Generation”, *Electric Power Systems Research Journal*, Vol. 79, Issue 1, January 2009, pp. 49–56 (ISSN: 0378-7796, Publisher: *ELSEVIER Science*).
- [6] www.smartgrids.eu
- [7] N.J. Gil, J.A. Peças Lopes, “Hierarchical Frequency Control Scheme for Islanded Multi-Microgrids Operation”, in *Proc. 2007 IEEE PowerTech*, pp. 473 – 478.

AFFIDABILITÀ NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE E OTTIMIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI ECONOMICI

INTRODUZIONE

L'affidabilità dei sistemi distribuzione sta diventando una questione sempre più importante, non solo dal punto di vista tecnico, ma anche da quello economico, soprattutto per gli operatori di rete di distribuzione a causa della legislazione tipicamente basata sulle prestazioni affidabilistiche del sistema, introdotta dalle Autorità di vari paesi (in Italia l'A.E.E.G.). Queste, infatti, in molti paesi stanno introducendo regolamentazioni sempre più stringenti al fine di mantenere un equilibrio accettabile tra la qualità del servizio e i costi. Quindi, è importante utilizzare in fase pianificazione strumenti specifici e adeguati per il calcolo degli indici di affidabilità. in grado di orientare le scelte dei gestori e dei pianificatori.

Questo capitolo presenta un innovativo approccio sistematico e generalizzato, con la relativa formulazione analitica, per valutare l'affidabilità del sistema di distribuzione,

nonché uno strumento in grado di permettere il miglioramento dell'affidabilità della rete di distribuzione valutando il numero ottimale dei dispositivi di protezione e manovra da installare, nonché la loro tipologia e la localizzazione per diverse entità di investimento.

Per evidenziare il contributo scientifico del lavoro presentato in questa sezione, è necessario sottolineare che, usualmente, in letteratura il calcolo della frequenza annuale di interruzione nel PC i -esimo, λ_i , e delle ore annuali di fuori servizio nel PC i -esimo, U_i , è trattato per mezzo di esempi pratici derivanti solo da reti specifiche, senza presentare espressioni analitiche di validità generale [1]-[9]. Invece, l'approccio proposto cerca di superare queste limitazioni e di fornire, innanzitutto, una classificazione generalizzata e accurata di casi possibili, insieme con le relative espressioni analitiche che consentono di valutare λ_i e U_i .

Già in precedenza è stata sottolineata l'importanza per il gestore della rete di distribuzione (DNO) di poter migliorare la continuità del servizio tenendo conto sia di vincoli economici che tecnici.

L'installazione di dispositivi di protezione lungo la rete (quindi non soltanto in cabina primaria) è un metodo che permette di migliorare l'affidabilità dei sistemi di distribuzione in termini di riduzione sia del numero di interruzioni che della loro durata (in ottemperanza alle più recenti Direttive dell'Autorità), ma ovviamente questo comporta maggiori costi a causa degli investimenti necessari. Tuttavia, il costo sopportato dal DNO per l'installazione di nuovi dispositivi, soprattutto tele-controllati e/o automatizzati, può essere controbilanciato dalla riduzione dei mancati guadagni, derivanti dall'energia non consegnata durante un'interruzione, e soprattutto dall'evitare le sanzioni economiche che il DNO deve subire da parte dell'A.E.E.G. a causa di un livello troppo basso di affidabilità. D'altra parte, il DNO può anche beneficiare degli incentivi erogati dall'A.E.E.G. se superano i livelli di affidabilità stabiliti dall'Autorità per il periodo di regolazione.

In un tale contesto, il DNO necessita di strumenti adeguati per effettuare la valutazione economica dei benefici derivanti dal miglioramento dell'affidabilità nella rete di distribuzione. Un approccio è quello di calcolare l'investimento necessario per conseguire un determinato livello di affidabilità, ovvero anche quello di calcolare il

numero ottimale di interruttori e sezionatori, nonché il loro posizionamento ottimo in un sistema di distribuzione, per un determinato investimento economico. Dal punto di vista matematico, questo può essere raggiunto attraverso la soluzione di un problema di ottimizzazione multi-obiettivo. Di solito, questo tipo di problema di ottimizzazione ha un elevato costo computazionale e presenta anche lo svantaggio di esibire più ottimi locali (il superamento di questo ostacolo richiede l'utilizzo di metodi di ricerca globale, come gli algoritmi basati su "popolazioni" di soluzioni, per fornire ai progettisti buoni risultati) [10].

Negli ultimi anni alcuni lavori hanno già considerato nel processo di ottimizzazione sia la collocazione di interruttori e sezionatori, invece di considerare solo l'inserimento di sezionatori. In [10], un nuovo approccio a tre stati ispirato dalla versione discreta del *Particle Swarm Optimization* (PSO) è stato sviluppato per determinare il numero ottimale e le posizioni dei due tipi di dispositivi nei sistemi di distribuzione radiale. In [11], il numero e la posizione di installazione di dispositivi automatici e manuali sono stati determinati dopo aver risolto il problema di ottimizzazione tramite un *Artificial Immune System* (AIS). In [12], il problema di identificazione del tipo e del posizionamento sia dei dispositivi di protezione che di quelli di sezionamento è modellato come un problema di programmazione lineare di tipo intera-binario ed è risolto mediante un algoritmo di *Branch-and-Bound* (BB).

Tali articoli utilizzano indici economici, come il *Customer Interruption Cost* (CIC) o l'*Expected Outage Cost* (ECOST), per valutare l'affidabilità della rete di distribuzione e nello stesso tempo tener conto del costo di investimento per l'installazione dei dispositivi. La scelta degli indici economici di affidabilità permette di ottenere una singola funzione obiettivo attraverso l'integrazione di questi con il costo di investimento. Il vantaggio di questo approccio è di trasformare un problema di ottimizzazione multi-obiettivo in uno singolo-obiettivo. Tuttavia, l'ottimo (globale) può richiedere un investimento maggiore rispetto a quello che si è disposti a sostenere e, inoltre, non fornisce alcuna informazione sulla variazione reciproca del **rapporto affidabilità/costo**. È quindi necessario utilizzare uno strumento in grado di valutare il numero ottimale dei dispositivi, la tipologia e la localizzazione per diverse entità di investimento.

Pertanto, parte dell'attività svolta ha avuto come ulteriore finalità l'implementazione di uno strumento per il conseguimento di tale obiettivo. Il problema di ottimizzazione è stato risolto mediante un algoritmo evolutivo multi-obiettivo in grado di fornire il minimo costo di investimento richiesto per ottenere una data affidabilità della rete, nonché la massima affidabilità che può essere raggiunta dato un determinato investimento economico. Il processo di ottimizzazione proposto è formulato con riferimento all'attuale modalità di gestione delle reti di distribuzione italiane in cui la GD, con penetrazione di moderata entità, ove presente, non fornisca alcun contributo all'incremento dell'affidabilità.

2.1 VALUTAZIONE ANALITICA DELL’AFFIDABILITÀ DI UN SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CUI LA GD, OVE PRESENTE, NON FORNISCA ALCUN CONTRIBUTO ALL’INCREMENTO DELL’AFFIDABILITÀ

In questa sezione viene presentato un innovativo approccio sistematico di carattere generale e la correlata formulazione analitica per il calcolo dell’affidabilità di un sistema di distribuzione in assenza di generazione distribuita [14]. La formulazione proposta è effettuata ipotizzando quanto segue.

1. La rete di distribuzione è gestita radialmente.
2. Un interruttore(CB) si trova sempre presso la cabina primaria (CP).
3. Un sezionatore è sempre installato dove è posto un CB (in seguito un CB e il sezionatore associato nel suo complesso è chiamato CBS). Vale la pena notare che quando un CB è menzionato, ci riferiamo al CB del CBS.
4. Un guasto è riparato prima del verificarsi di un guasto successivo [20];.
5. I dispositivi di protezione e sezionamento sono solamente gli interruttori e i sezionatori[2][4][8][21] .
6. I CB e i sezionatori sono completamente affidabili[4][6][8][21][22];
7. I CB più vicini al guasto intervengono prima [3][5][20];
8. I sezionatori più vicini al guasto operano per prima.
9. Un carico è detto “connesso a valle” rispetto un dispositivo di manovra se il carico non può essere alimentato dalla CP quando tale dispositivo è aperto, altrimenti si dice “connesso a monte” dal dispositivo.

Nel seguito, un nodo rappresenta un punto della rete MT, dove gli utenti e/o generatori sono connessi o una sottostazione di commutazione. Un ramo rappresenta le apparecchiature elettriche che collegano due nodi. Ovviamente, un nodo a cui sono connessi gli utenti è un PC.

Considerando in questa fase, come detto in precedenza, l’assenza della GD, un guasto in un ramo può influenzare un PC in cinque modi diversi (casi 1 a 5) che dipendono dalla posizione reciproca del carico, del tratto di linea guasta, dal tipo di dispositivi presenti nella rete e dalla loro posizione. Si definiscono:

- tempo di sezionamento del sezionatore j ($t_{s,j}$), il tempo necessario alla ricerca del tronco guasto più il tempo di apertura del sezionatore;
- tempo di riparazione ($t_{R,k}$), il tempo necessario alla riparazione o sostituzione del componente guasto k .

Al fine di rendere più comprensibile la formulazione analitica, si consideri come rete esempio il seguente sistema di distribuzione composto da 66 nodi, riportato in

FIG. 8

Nella valutazione dei vari casi si prenderà come PC di riferimento il PC 6.

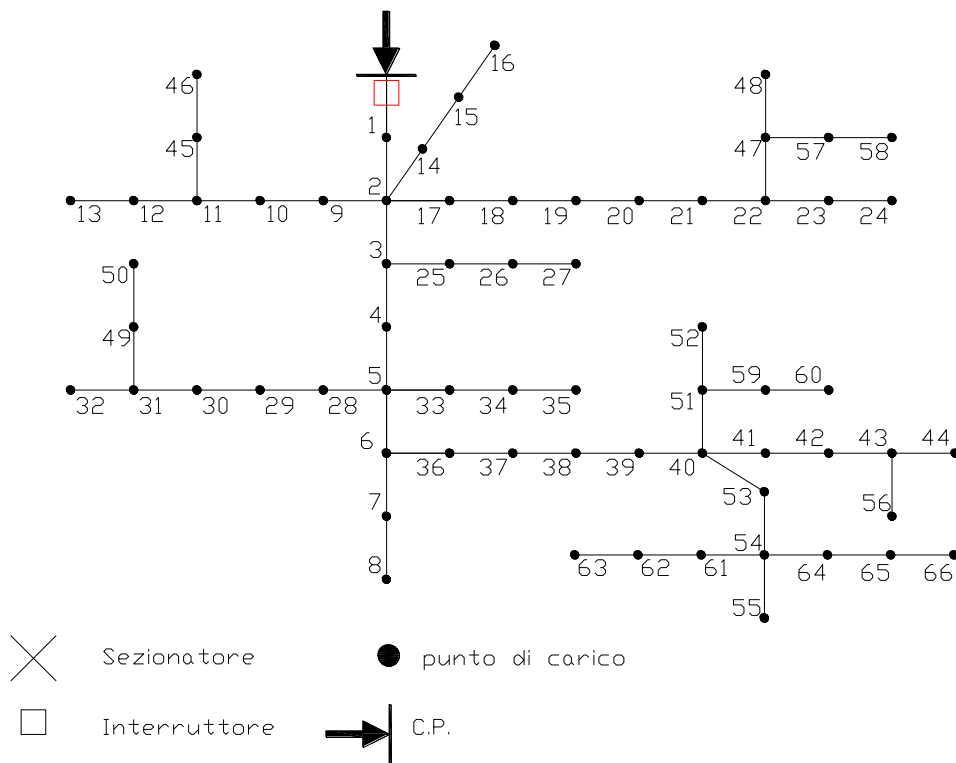


FIG. 8- RETE A 66 NODI SENZA GD.

Caso 1

Non vi è alcun dispositivo di protezione inserito nel sistema di distribuzione tra un guasto sul ramo k ed un PC i .

Il carico sarà disalimentato per un tempo pari a $t_{R,k}$ (tempo di riparazione del ramo k) [3][5][23]. In questo caso, la frequenza di interruzione per il PC i dovuta a un guasto sul ramo k è pari alla frequenza di fuori servizio del ramo stesso; la durata annuale dell'interruzione per il PC i è data dal prodotto della frequenza di guasto per il tempo di riparazione del ramo. Quindi:

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= f_k \\ U_{i,k} &= f_k t_{R,k}\end{aligned}\quad (1)$$

dove f_k è il tasso di guasto del ramo k .

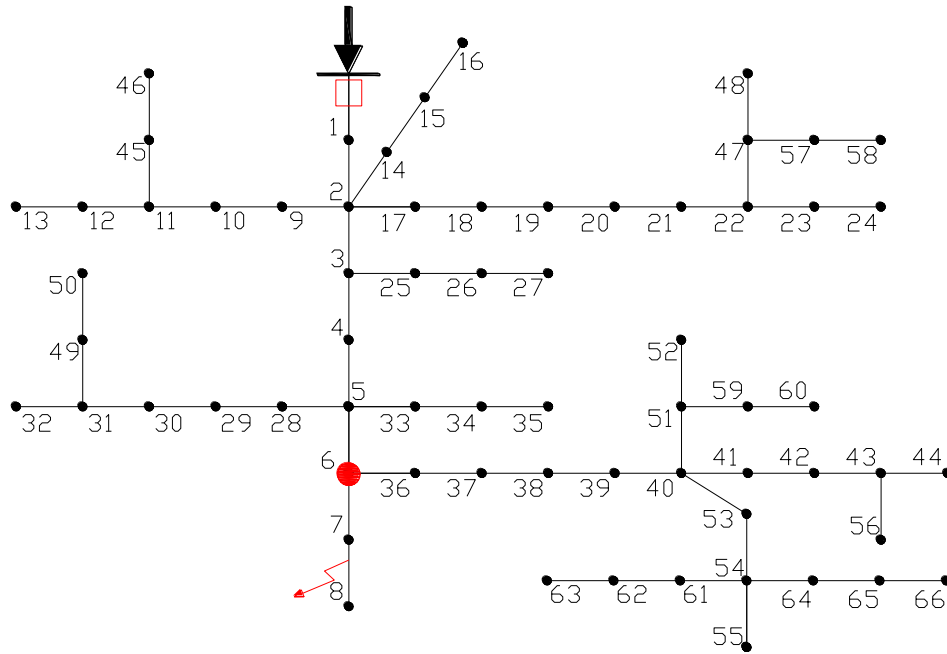


FIG. 9- CASO 1

Nella rete raffigurata, supponendo che il guasto avvenga sul ramo 8, per il PC 6 si ha:

$$\begin{aligned}\lambda_{6,8} &= f_8 \\ U_{6,8} &= f_8 t_{R,8}\end{aligned}\quad (2)$$

Caso 2

Se almeno un CBS j è installato tra il guasto k e PC i , ma non è posto tra la CP e il PC, il guasto non pregiudica la continuità di alimentazione per il PC considerato. Quindi,

sia la frequenza di guasto, che la durata dell'interruzione, per il PC i saranno pari a 0.
Quindi:

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= 0 \\ U_{i,k} &= 0\end{aligned}\tag{3}$$

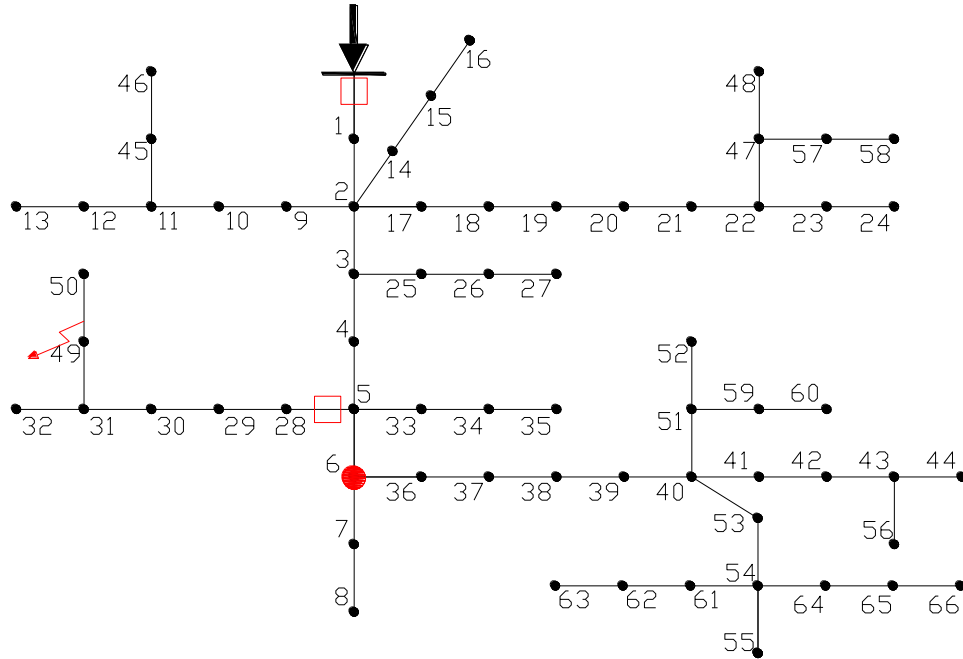


FIG. 10: CASO 2

Nella rete raffigurata, supponendo che il guasto avvenga sul ramo 50 e l'interruttore è posto sul ramo 28, per il PC 6 si ha:

$$\begin{aligned}\lambda_{6,50} &= 0 \\ U_{6,50} &= 0\end{aligned}\tag{4}$$

Caso 3

Se uno o più CBS sono posti tra il guasto k e PC i , e si trovano tutti tra la CP e il PC i , allora il PC i è lasciato disalimentato per un tempo pari a $t_{R,k}$. Quindi:

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= f_k \\ U_{i,k} &= f_k t_{R,k}\end{aligned}\tag{5}$$

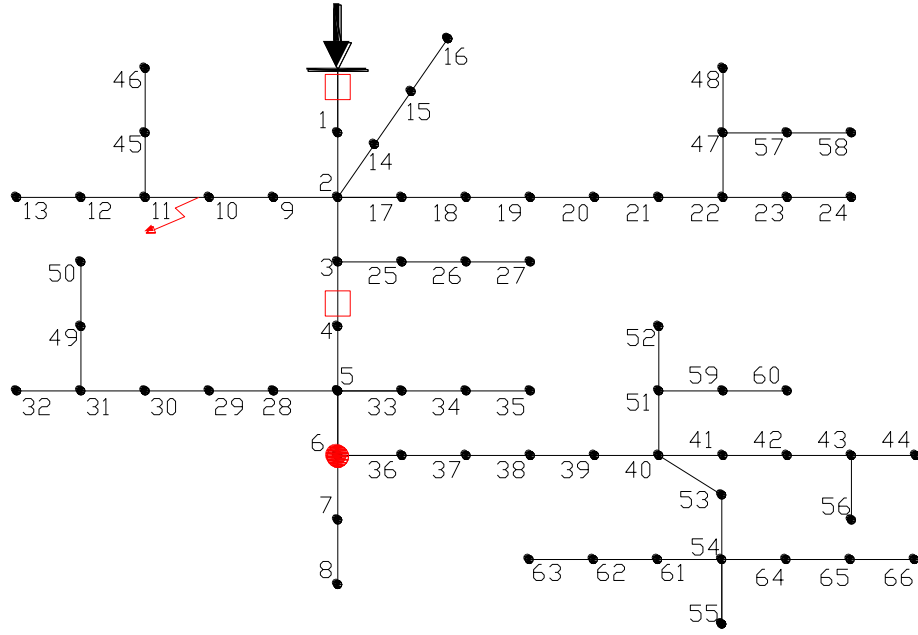


FIG. 11: CASO 3

Nella rete raffigurata, supponendo che il guasto avvenga sul ramo 11, per il PC 6 si ha:

$$\begin{aligned}\lambda_{6,11} &= f_{11} \\ U_{6,11} &= f_{11} t_{R,11}\end{aligned}\tag{6}$$

Chiamato j il più vicino CBS al guasto tra quelli di cui sopra, l'equazione (5) può essere applicata quando: nessun sezionatore è posto tra CBS j e il guasto; i sezionatori posti tra CBS j e il guasto sono tutti collocati solamente tra lo stesso CBS e la CP (sotto-caso 3.1. Altrimenti, cioè se almeno un sezionatore tra quelli posti tra la CBS e il guasto non è installato tra CBS j e CP (Sotto-caso 3.2,) le equazioni (7) devono essere applicate.

Caso 4

Se nessun CBS è posto tra il guasto k e PC i , ma in quella posizione abbiamo almeno un sezionatore j , non inserito tra la CP e PC i , allora il PC i è lasciato disalimentato per un tempo pari a $t_{S,j}$, che è il tempo di sezionamento del sezionatore j :

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= f_k \\ U_{i,k} &= f_k t_{S,j}\end{aligned}\tag{7}$$

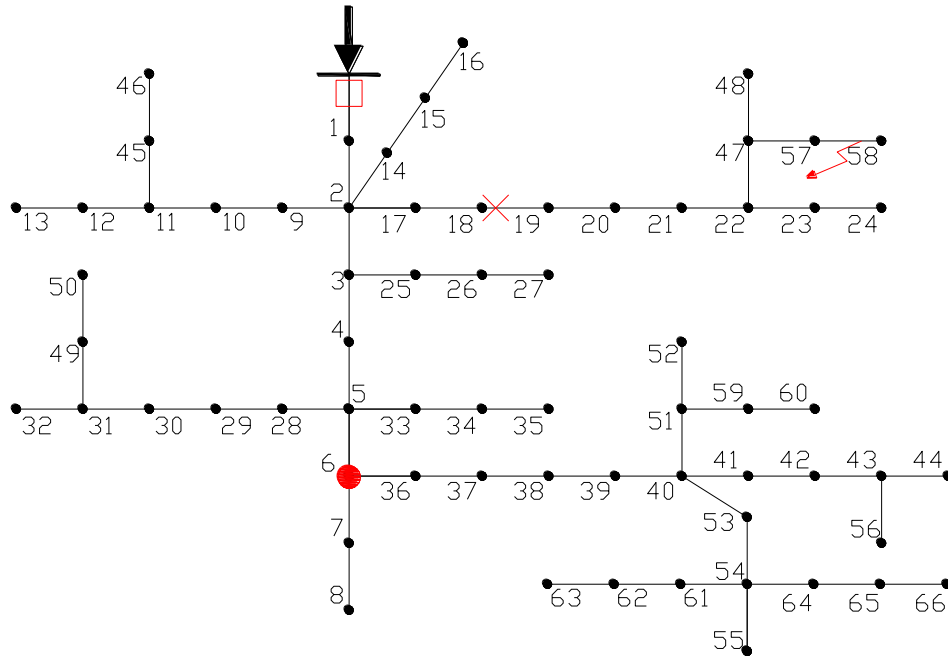


FIG. 12: CASO 4

Nella rete raffigurata, supponendo che il guasto avvenga sul ramo 58, considerando la presenza del sezionatore sul ramo 8, per il PC 6 si ha:

$$\begin{aligned}\lambda_{6,58} &= f_{58} \\ U_{6,58} &= f_{58} t_{S,19}\end{aligned}\tag{8}$$

Caso 5

Se nessun CBS è posto tra il guasto k e il PC i , ma in quella posizione sono installati uno o più sezionatori, e sono tutti posti tra la CP e PC i , PC i è lasciato disalimentato per un tempo pari a $t_{R,k}$:

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= f_k \\ U_{i,k} &= f_k t_{R,k}\end{aligned}\tag{9}$$

Si vuole sottolineare che l'approccio presentato ha permesso di evidenziare un errore nell'espressione (1) dell'articolo [19]. In particolare, tale espressione fornisce risultati errati nel Caso 3, poiché, sia se gli interruttori e i fusibili posti tra il PC e il

guasto operano con successo o meno, il PC è disalimentato a causa del guasto, come mostrato in (5).

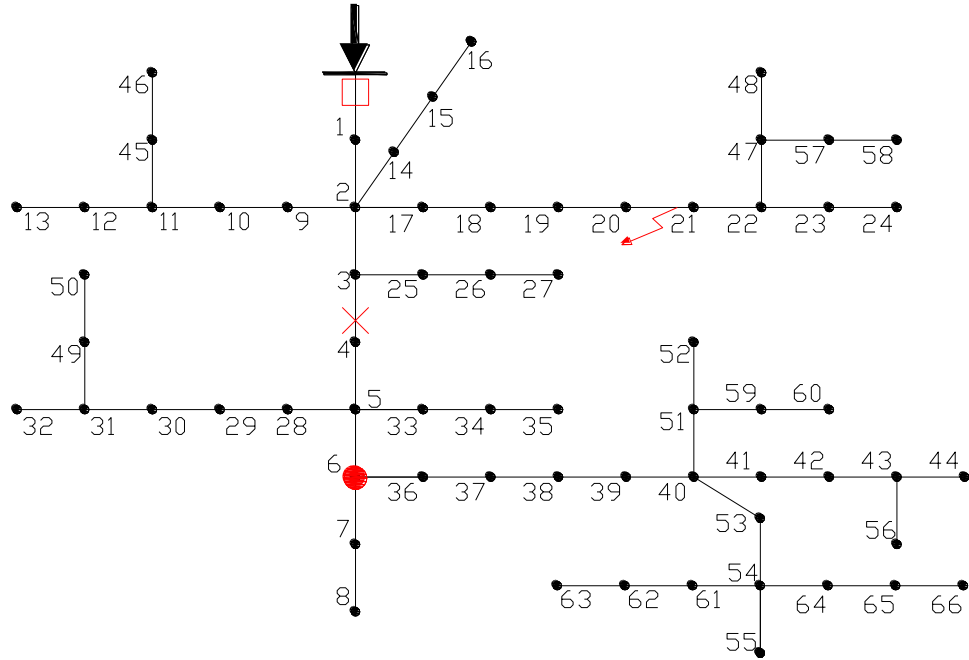


FIG. 13: CASO 5.

Nella rete raffigurata, supponendo che il guasto avvenga sul ramo 21, per il PC 6 si ha:

$$\begin{aligned}\lambda_{6,21} &= f_{21} \\ U_{6,21} &= f_{21} t_{R,21}\end{aligned}\tag{10}$$

2.2 POSIZIONAMENTO OTTIMO DI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE E MANOVRA IN UN SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN ASSENZA DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

Il seguente lavoro si prefigge di ottenere uno strumento per valutare il minimo costo di investimento richiesto per ottenere un determinato valore di affidabilità per la rete di distribuzione, così come la massima affidabilità che può essere conseguita per un dato investimento economico. Ciò è ottenuto tramite la scelta ottimale del numero, del tipo e della posizione degli interruttori e dei sezionatori nel sistema di distribuzione, tenendo conto del loro costo. E' noto, infatti, che l'impatto degli interruttori e sezionatori sull'affidabilità è differente a causa della loro diversa funzione. In particolare, l'aggiunta del primo permette di ridurre la frequenza media di interruzione e, di conseguenza, la durata media, mentre l'uso di questi ultimi può ridurre solo la durata media di interruzione. D'altra parte, il costo da sostenere per un interruttore è superiore a quello per un sezionatore [13].

Nel seguito, si assume che un sezionatore è sempre posto dove è installato un interruttore. Quindi, il costo relativo ad un interruttore include il costo del sezionatore ad esso associato.

Le funzioni obiettivo considerate per il problema di ottimizzazione sono gli indici di sistema SAIFI e SAIDI[14], e una funzione rappresentante i costi di investimento. Tutte le funzioni obiettivo devono essere minimizzate.

La funzione obiettivo costi viene calcolata come:

$$\text{Costs} = N_{CB}C_{CB} + N_SC_S \quad (11)$$

con:

N_{CB} numero di interruttori;

C_{CB} costo relativo ad un interruttore;

N_S numero di sezionatori;

C_S costo relativo ad un sezionatore.

Si noti che il costo associato ai dispositivi è dato da un valore approssimativo che comprende: il costo del capitale, i costi di installazione e i costi di manutenzione.

Le funzioni obiettivo SAIFI e SAIDI sono calcolate ipotizzando che:

- 1) un guasto viene riparato prima che un altro si verifichi;
- 2) l'interruttore più vicino al guasto interviene prima;
- 3) la rete è gestita radialmente;
- 4) un interruttore si trova sempre presso la cabina primaria (CP).
- 5) la CP si presume essere pienamente affidabile, in modo che per ogni sottosistema costituito dalla CP e dalla rete a valle, gli indici di affidabilità di tale sottosistema possono essere calcolati indipendentemente dagli altri sottosistemi.

Per quanto riguarda la descrizione topologica del sistema di distribuzione, si consideri un sistema simmetrico a tre fasi, rete radiale con n nodi e n rami, dove si definisce come “nodi” i punti di collegamento del carico o delle cabine di commutazione, e come “rami” l'insieme degli elementi in serie che collegano due nodi contigui. I nodi possono essere numerati secondo la seguente regola [15]: “l'origine” della rete, in genere una cabina primaria AT/MT, è indicata dal numero 0. Gli altri nodi sono numerati in sequenza imponendo che un nodo “ricevente” ha un numero superiore al nodo “inoltrante” più vicino ad esso.

Come detto prima un interruttore (e quindi un sezionatore) è sempre posto nella parte finale del ramo 1, mentre, gli altri rami possono non avere, né sezionatore o interruttore. Un parametro di ottimizzazione è associato ad ogni ramo e il suo valore (0, 1 o 2) rappresenta rispettivamente l'assenza di alcun dispositivo, la presenza di un sezionatore, la presenza di un interruttore. Quindi la dimensione del problema è 3^{n-1} , dove n è il numero di rami.

Il criterio dell'ottimalità di Pareto può essere utilizzato efficacemente per conoscere il livello di massima affidabilità che può essere raggiunto ottimizzando i costi. In mancanza di ulteriori informazioni, nessuna soluzione ottima di Pareto può considerarsi migliore delle altre. NSGA II [16] è uno dei più diffusi algoritmi di ottimizzazione multi-obiettivo in grado di trovare molteplici soluzioni di Pareto.

Esso si differenzia da un semplice GA nel modo in cui viene utilizzato l'operatore di selezione. Sono necessari due passaggi per la selezione: in primo luogo, la

popolazione è classificata (divisione per *rank*) nel modo proposto da *Goldberg* [17], quindi una tecnica di distanza che valuta il “grado di affollamento” viene applicata per assegnare la fitness di ogni individuo. Per stimare la densità delle soluzioni vicine ad una in particolare, i , la distanza media è calcolata tra due punti ($i-1$ e $i+1$ in

FIG. 1) su entrambi i lati di i lungo ciascuno degli obiettivi,

FIG. 1 mostra la distanza di affollamento della soluzione i -esima per mezzo di un riquadro tratteggiato.

Ogni individuo i nella popolazione ha due attributi: un rank i_r e una distanza di affollamento, i_{cd} . Tra due soluzioni con rank diversi, è preferito quello con il più basso valore (il migliore). Altrimenti, se entrambe le soluzioni hanno lo stesso rank, è preferita la soluzione che si trova in una zona meno affollata, cioè con un maggiore valore di i_{cd} .

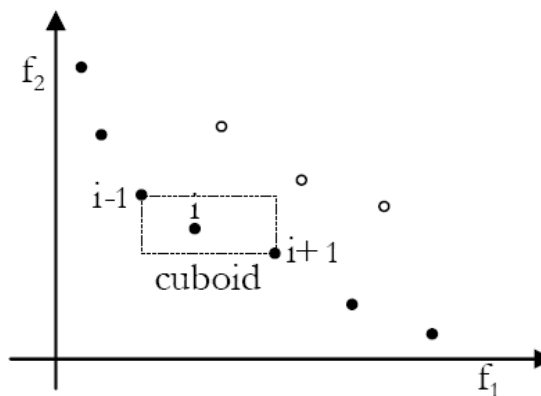


FIG. 14: RAPPRESENTAZIONE DELLA DISTANZA DI AFFOLLAMENTO .

La scelta ottimale del numero e del posizionamento di interruttori e sezionatori nei sistemi di distribuzione può essere trattata come un problema di ottimizzazione intera (il fenotipo è intero). Gli algoritmi evolutivi in grado di lavorare su interi (il genotipo è intero) o su valori binari (il genotipo è binario). Il primo approccio sembra essere il migliore quando il numero dei possibili valori del parametro di ottimizzazione non è un multiplo di due. Infatti, considerando che, come detto prima, ogni parametro di ottimizzazione può assumere tre valori (0, 1 o 2), la rappresentazione binaria del parametro comporterebbe la presenza di un valore binario che non corrisponde ad un valore del parametro di ottimizzazione.

Ad ogni ramo si associa un parametro di ottimizzazione rappresentato da un gene di un cromosoma la cui lunghezza è $n-1$, come mostrato in FIG. 15.

	0	0	1	0	2	1	2	0				2	0
ramo	2	3	4	5	6	7	8	9				n-1	n

FIG. 15: RAPPRESENTAZIONE DEL CROMOSOMA.

Un operatore di *scambio* è specificamente definito per questa applicazione e utilizzato in aggiunta al tradizionale crossover e all'operatore di mutazione. L'operatore di *scambio* applicato a un cromosoma scambia due geni, come mostrato in FIG. 16.

(a)	0	0	1	0	2	1	2	0				2	0
ramo	2	3	4	5	6	7	8	9				n-1	n
(b)	0	2	1	0	0	1	2	0				2	0

FIG. 16: . EFFETTO DELL'OPERATORE DI SCAMBIO:

(a) PRIMA DELLA OPERAZIONE DI SCAMBIO, (b) DOPO L'OPERAZIONE DI SCAMBIO.

(b)

NSGA II è stato applicato a una rete test, mostrata in FIG. 17, per comprovare l'efficacia del metodo proposto attraverso alcuni risultati numerici. Per l'esecuzione dell'algoritmo si è scelto di fissare a 100 la dimensione della popolazione e a 1.000 il numero di generazioni ,utilizzando in tal modo 100.000 valutazioni delle funzioni obiettivo. Inoltre, sono utilizzati una probabilità di crossover $p_c = 10/n$, una probabilità di *scambio* $p_s = 0.5$, e una probabilità di mutazione $p_m = 1/n$.

Una ipotetica valuta di riferimento è associata al costo dei dispositivi. In dettaglio, il costo dei sezionatori è posto ad uno e quello degli interruttori (più sezionatore) è fissato a quattro.

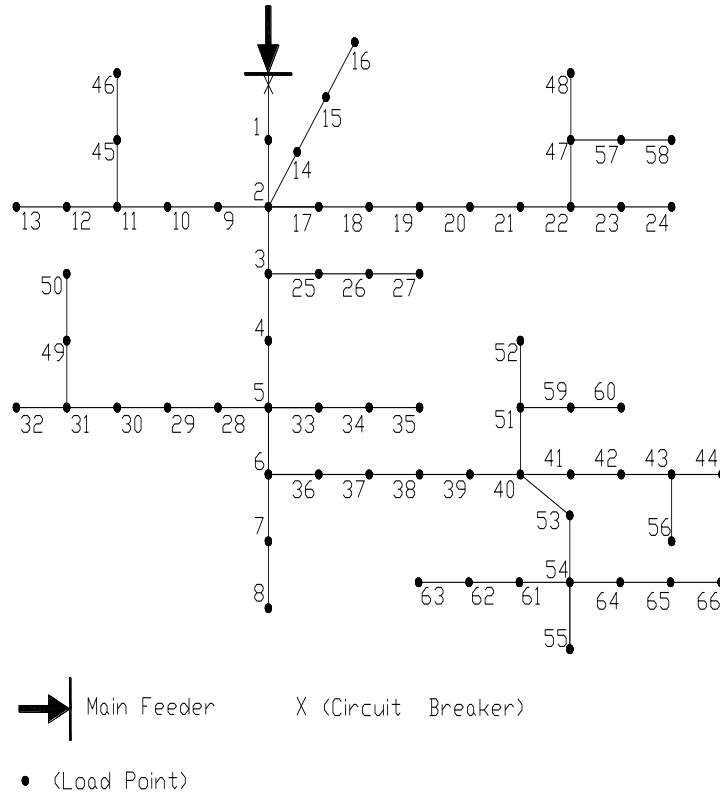


FIG. 17: SISTEMA TEST.

I risultati forniti da NSGA II per il sistema test sono mostrati in FIG. 18 e FIG. 19.

FIG. 18 mostra il *disegno del percorso dei valori* [18]. L'asse orizzontale identifica le funzioni obiettivo invece, l'asse verticale indica il valore normalizzato delle funzione. Una soluzione è rappresentata da tre punti interconnessi (uno per ogni funzione obiettivo).

Le funzioni obiettivo normalizzate sono calcolate come segue:

$$f_{i,normalized} = \frac{f_i - f_{\min}}{f_{\max} - f_{\min}} \quad (12)$$

Il valore minimo della funzione obiettivo costo ($f_{\min}$) si ottiene quando è installato solo l'interruttore nel ramo 1. Il valore massimo dei costi ($f_{\max}$) si ottiene quando un interruttore è installato in ciascun ramo. Nel primo caso i valori di SAIDI e SAIFI sono massimi ($f_{\max}$), mentre nel secondo caso SAIDI e SAIFI sono minimi ($f_{\min}$). In TABELLA I sono riportati i valori minimi e massimi di ogni funzione obiettivo.

I. TABELLA I

VALORI MINIMO E MASSIMO DI OGNI FUNZIONE OBIETTIVO

	COSTI	SAIDI	SAIFI
$f_{\min}$	4	3.21	0.586
$f_{\max}$	264	28.325	4.98

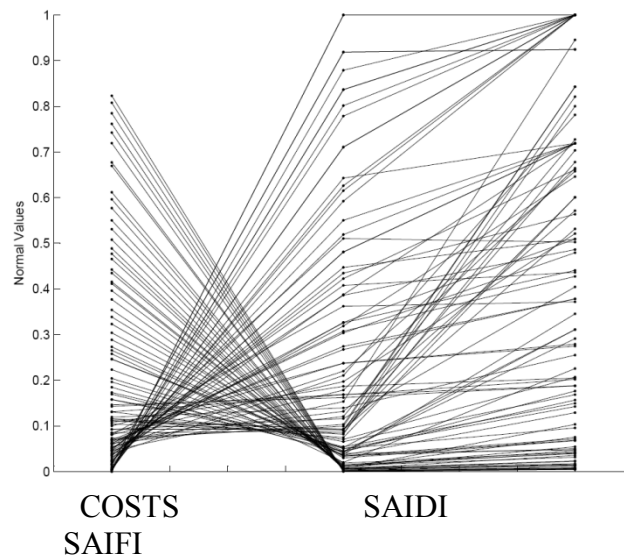


FIG. 18: DISEGNO DEL PERCORSO DEI VALORI.

FIG. 19 mostra il *diagramma a dispersione della matrice* [18]. Ogni grafico mostra la relazione tra due funzioni obiettivo per ogni soluzione. Com'era prevedibile, migliore (cioè inferiore) è l'indice di affidabilità, maggiore è il costo dell'investimento richiesto. In effetti, nella FIG. 18 e FIG. 19 i punti più bassi di SAIDI e SAIFI negli assi verticali sono collegati a punti con costi maggiori.

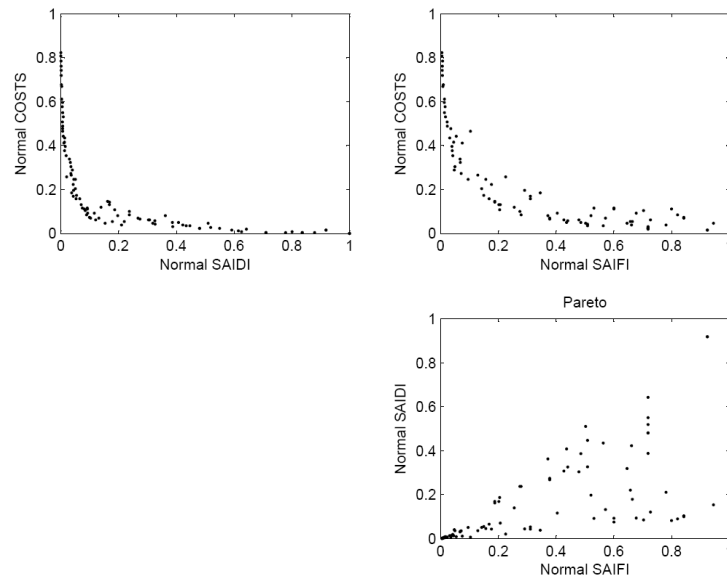


FIG. 19: DIAGRAMMA A DISPERSIONE DELLA MATRICE.

I risultati mostrano che NSGA II è in grado di fornire soluzioni distribuite in modo uniforme nel fronte di Pareto. Quindi, per un dato investimento economico si ha la possibilità di identificare il miglior numero, tipo e posizionamento degli interruttori che permette di ottenere il miglior livello di affidabilità nel sistema di distribuzione. Si noti che un investimento di circa l'80% di quello massimo, permette di raggiungere valori di SAIDI e SAIFI molto vicini a quelli migliori, come dimostra la FIG. 18.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] R. Billinton, R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Second Edition, Premium Press, New York and London, 1996.
- [2] Z. Wang, F. Shokooh, J. Qiu, "An Efficient Algorithm for Assessing Reliability Indexes of General Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, August 2002, pp. 608-614.
- [3] K. Xie, J. Zhou, R. Billinton, "Fast algorithm for the reliability evaluation of large-scale electrical distribution networks using the section technique", *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 2, Issue 5, September 2008, pp. 701 - 707.
- [4] H. Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam, "Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis", in *Proc. of International Conference on Computer as a Tool* (2005), pp. 1465 - 1468.
- [5] M. Fotuhi-Firuzabad, A. Rajabi-Ghahnavie, "An Analytical Method to Consider DG Impacts on Distribution System Reliability", *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific* (2005).
- [6] W.S. Andrade, C.L.T. Borges, D.M. Falcao, "Integrated Reliability Evaluation of Distribution and Sub-Transmission Systems Incorporating Distributed Generation", *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009.
- [7] I. Waseem, M. Pipattanasomporn, S. Rahman, "Reliability Benefits of Distributed Generation as a Backup Source", *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [8] K. Zou, W.W.L. Keerthipala, S. Perera, "SAIDI Minimization of a Remote Distribution Feeder", *Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2007.
- [9] M. Al-Muhaini, G.T. Heydt, A. Huynh, "The Reliability of Power Distribution Systems as Calculated Using System Theoretic Concepts", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010.

- [10] A. Moradi and M. F. Firuzabad, "Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm", *IEEE Transactions Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 271–279, 2008.
- [11] C. Chen, C. Lin, H. Chuang, C. Li, M. Huang, C. Huang, "Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm", *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 21, no. 3, pp 1209-1217, 2006.
- [12] J. M. Sohn, S. R. Nam and J. K. Park, "Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization", *IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 21, no. 2, pp 941-947, 2006.
- [13] R. Billinton and S. Jonnavithula, "Optimal switching device placement in radial distribution systems", *IEEE Transactions Power Delivery*, vol. 11, no. 3, pp. 1646–1651, 1996.
- [14] *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices* (IEEE Std 1366-2003). The IEEE Inc., USA.
- [15] M. Papadopoulos, N.D. Hatziaargyriou, M.E. Papadakis, "Graphics Aided Interactive Analysis of Radial Distribution Networks", *IEEE Transactions Power Delivery*, Vol. 2, No. 4, October 1987.
- [16] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal and T. Meyarivan, "Value A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm": NSGA-II, *IEEE Transactions Evolutionary Computation*, vol. 6, no. 2, 2002.
- [17] Goldberg D. E., "Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning", *Addison-Wesley, Reading*, Massachusetts, 1989.
- [18] Deb K., "Optimization Using Evolutionary Algorithms", Chichester, U.K.: Wiley, 2001.
- [19] R. Billinton, P. Wang, "Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques", *IEEE Transactions. on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, November 1998, pp. 1245-1250.
- [20] C. Singh. Y. Kim, "An efficient technique for reliability analysis of power systems including time dependent sources", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, Issue 3, 1988, pp.1090- 1096., 1988

- [21] A. Pregelj, M. Begovic, A. Rohatgi, "Recloser Allocation for Improved Reliability of DG Enhanced Distribution Networks", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007.
- [22] J. Antikainen, S. Repo, P. Verho, P. Järventausta, "Possibilities to Improve Reliability of Distribution Network by Intended Island Operation", *International Journal of Innovations in Energy Systems and Power*, Vol. 4, No. 1, April 2009.
- [23] H. Falaghi, M.-R. Haghifam, C. Singh, "Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multi-Objective Approach", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 24, Issue 1, 2009, pp. 268-276.

VALUTAZIONE DELL’AFFIDABILITÀ NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE MULTI-MICRORETE

INTRODUZIONE

Come si è precedentemente introdotto, le tecniche in grado di valutare l’affidabilità delle reti di distribuzione devono essere adattate opportunamente ai nuovi paradigmi della distribuzione noti come *Active Networks* e in più ampia prospettiva, *Smart Grids*, che dovrebbero diventare scenari reali nel prossimo futuro. La possibilità per la GD di essere una risorsa di supporto anziché un ostacolo per l’affidabilità delle future reti di distribuzione dipende da molti fattori, come ad esempio, i sistemi di protezione moderni, le procedure di automazione, infrastrutture di comunicazione, la topologia della rete la riconfigurabilità e la tecnologia che influenza l’adeguatezza e la programmabilità. Oltre a questi fattori, devono anche essere prese in considerazione l’evoluzione delle norme tecniche (come IEC 61727 [1] (in Europa), IEEE std. 929 [2] ed IEEE std. 1547 [3] negli Stati Uniti che prevedono per la GD che deve connettersi alla rete di distribuzione

protezioni anti-islanding [4],[5]), gli aspetti regolatori e il quadro economico (funzionamento del mercato elettrico, gli accordi contrattuali tra operatori di rete e utenti/produttori, ecc).

Nel presente capitolo viene presentata un'evoluzione dell'approccio sistematico presentato nel precedente, di carattere generale, e la correlata formulazione analitica, per il calcolo dell'affidabilità di un sistema di distribuzione in cui è permesso il funzionamento in isola di porzioni di rete pubblica di distribuzione, in cui, cioè la GD può fornire un contributo alla continuità del servizio, anche in termini di riduzione della frequenza delle interruzioni. In particolare, l'approccio seguito permette di valutare l'affidabilità in un contesto di Smart Grid Multi-microrete [7], permette di migliorare l'affidabilità locale e dell'intero sistema di distribuzione [6] [7].

Tale risultato è conseguito inserendo la formulazione analitica del calcolo dell'*adequacy*, in presenza di generazione distribuita di tipo convenzionale e rinnovabile, tramite modelli probabilistici. Tale formulazione è ottenuta mediante nuove espressioni analitiche di validità generale che tengono in considerazione politiche sia di disconnessione che di parzializzazione dei carichi in caso di disponibilità di potenza insufficiente da parte dei generatori locali.

Quest'ultimo aspetto è un ulteriore contributo innovativo poiché non esiste allo stato attuale una formulazione che tenga conto della possibilità di parzializzare il carico locale.

L'approccio proposto, anche in questo caso, è innovativo giacché in letteratura il calcolo del numero di interruzioni e della loro durata, in corrispondenza dei PC di una rete in cui il funzionamento in isola della GD sia consentito, è illustrato per mezzo di esempi pratici derivati da reti specifiche senza formulazioni analitiche sistematiche e generali 0 - [17].

Espressioni generali di tipo analitico sono fornite in [18], ma la GD non è considerata nella formulazione proposta. Inoltre, come detto in precedenza, l'adeguatezza della GD locale che alimenta una microrete autonoma è solitamente calcolata senza tener conto della parzializzazione del carico e considerando solo il distacco totale dello stesso [19].

NOMENCLATURA DEI SIMBOLI UTILIZZATI

i	indice che identifica un PC
k	indice che identifica un ramo
j	indice che identifica un dispositivo, è pari al numero di ramo in cui esso è installato (j indica anche l'isola creata dopo l'apertura del dispositivo j)
d	indice che identifica una unità di GD
f_k	tasso di guasto del ramo k (numero di guasti/anno)
$\lambda_{i,k}$	tasso di fuori servizio annuale del PC i dovuto a guasti sul ramo k
$U_{i,k}$	durata dei fuori servizi annuali sul PC i dovuto a guasti sul ramo k
$t_{S,j}$	tempo di sezionamento del sezionatore j
$t_{R,k}$	tempo di riparazione del guasto nel ramo k
$t_{AV,j}$	tempo per essere disponibile per i generatori distribuiti appartenenti all'isola (tempo necessario per connettere o riconnettere i generatori)
$\rho_{A,j}$	probabilità di adeguatezza (PoA) dei generatori distribuiti locali appartenenti all'isola j
$\rho_{AV,d}$	probabilità di disponibilità hardware del generatore d
$\rho_{i,l}^L$	probabilità associata al livello di potenza l del modello annuale del carico connesso nel PC i
$\rho_{d,l}^R$	probabilità associata al livello di potenza l del modello annuale del generatore rinnovabile d
$\rho_{d,l}^C$	probabilità associata al livello di potenza l del modello annuale del generatore convenzionale d
$\rho_{d,l}^G$	probabilità associata al livello di potenza l del generatore d (essa è ottenuta combinando la probabilità di disponibilità e il modello annuale del generatore)
$\rho_{j,m}$	probabilità associata alla m -esima combinazione ($m \in [1, N_j]$) rappresentante un punto di lavoro dell'isola j
N_j	numero di punti di lavoro in cui l'isola j può operare

NL_j	numero di PC appartenenti all'isola j
NG_j	numero di generatori distribuiti appartenenti all'isola j
$nl_{L,i}$	numero di livelli per il PC i
$nl_{G,d}$	numero di livelli per il generatore distribuito d
$P_{j,m}^L$	potenza totale richiesta dai carichi dell'isola j , considerando la m -esima combinazione
$P_{j,m}^G$	potenza totale disponibile nell'isola j , considerando la m -esima combinazione
$P_{i,l}^L$	potenza richiesta dal PC i corrispondente al livello l del suo modello di carico annuale
$P_{d,l}^G$	potenza generata dal generatore distribuito d corrispondente al livello l del suo modello annuale
$P_{GN,d}$	potenza di uscita nominale del generatore distribuito d
MTTF	tempo medio per guastarsi
MTTR	tempo medio di riparazione
MTBF	tempo medio tra due guasti

3.1 VALUTAZIONE ANALITICA DELL'AFFIDABILITÀ DI UN SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CUI È CONSENTITO IL FUNZIONAMENTO IN ISOLA DELLA GD

In questa sezione viene descritta un'evoluzione dell'approccio sistematico presentato nel precedente capitolo, che tiene conto della presenza di unità di GD e del possibile funzionamento in isola di porzioni della rete di distribuzione (approccio Multi-Microrete) al fine di migliorare l'affidabilità dei sistemi di distribuzione.

Come detto nel capitolo 1° l'affidabilità dei sistemi di distribuzione viene valutata mediante opportuni indici [20], ottenuti dal tasso di fuori servizio annuale (λ_i) e dalla durata di fuori servizio annuale (U_i) per ogni punto di carico i (PC i), della rete di distribuzione.

La formulazione proposta adopera le stesse ipotesi di lavoro utilizzate nello scenario in cui era assente la GD, di seguito riportate per completezza.

10. La rete di distribuzione è gestita radialmente.
11. Un interruttore (CB) si trova sempre presso la cabina primaria (CP).
12. Un sezionatore è sempre installato dove è posto un CB (in seguito un CB e il sezionatore associato nel suo complesso è chiamato CBS). Vale la pena notare che quando un CB è menzionato, ci riferiamo al CB del CBS.
13. Un guasto è riparato prima del verificarsi di un guasto successivo [22];.
14. I dispositivi di protezione e sezionamento sono solamente gli interruttori e i sezionatori [10],[12],[16],[23].
15. I CB e i sezionatori sono completamente affidabili [12],[14],[16],[23],[24];
16. I CB più vicini al guasto intervengono prima [11],[13],[22];
17. I sezionatori più vicini al guasto operano per prima.
18. Un carico è detto “connesso a valle” rispetto un dispositivo di manovra se il carico non può essere alimentato dalla CP quando tale dispositivo è aperto, altrimenti si dice “connesso a monte” dal dispositivo.

Considerando un sistema di distribuzione in cui porzioni dello stesso possono operare in isola, un guasto su ramo può influenzare l'alimentazione di un PC in base alla potenza da esso richiesta e alla sua posizione, dalla posizione del ramo guasto, dal tipo di dispositivi di manovra e dal loro punto di installazione in rete, dai tipi di unità di GD come anche dalla loro capacità e posizione.

Si noti che la presenza di unità di GD non influenza il tasso annuo di fuori servizio e la sua durata nei casi 1, 2 e 4. Nei restanti casi, il miglioramento dell'affidabilità del sistema di distribuzione dipende dalla capacità e dalla disponibilità della GD.

Nel caso 3 (uno o più CBS sono posti tra il guasto k e PC i , e si trovano tutti tra la CP e il PC i), CB j interviene (esso è il più vicino al guasto tra quelli installati tra il guasto k e il PC i , secondo l'ipotesi al punto 7 delle ipotesi di lavoro), quindi, la probabilità che il guasto influenzi la continuità dell'alimentazione nel PC i dipende dall'adeguatezza delle unità di GD che si trovano a valle di j .

Quando si verifica un guasto sul ramo k , CB j interviene formando l'isola j ; quindi la GD locale alimenta il PC i con una probabilità pari alla sua probabilità di adeguatezza

(PoA), denominata $\rho_{A,j}$. Si noti che $\rho_{A,j}$, può anche essere considerata come la frazione media degli utenti connessi al PC i che non viene disalimentata a causa del guasto k . Inoltre $\rho_{A,j}$, è proporzionale al numero di volte in cui un utente connesso al PC i rimane alimentato in seguito al guasto k .

Quindi, la formulazione analitica che tiene conto di queste considerazioni è:

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= f_k (1 - \rho_{A,j}) \\ U_{i,k} &= f_k (1 - \rho_{A,j}) t_{R,k}\end{aligned}\tag{20}$$

La

FIG. 8 mostra il miglioramento medio annuo del tasso e della durata di fuori servizio per il PC i grazie alla presenza della GD. L'asse orizzontale rappresenta il tempo di riparazione per il guasto k ($t_{R,k}$) e l'asse verticale rappresenta il tasso annuo di fuori servizio ($\lambda_{i,k}$); pertanto, l'area indica la durata del fuori servizio annuale ($U_{i,k}$). Infine, la freccia rappresenta il miglioramento in termini di tasso annuo di fuori servizio mentre l'area punteggiata rappresenta il miglioramento in termini di durata annuale del fuori servizio.

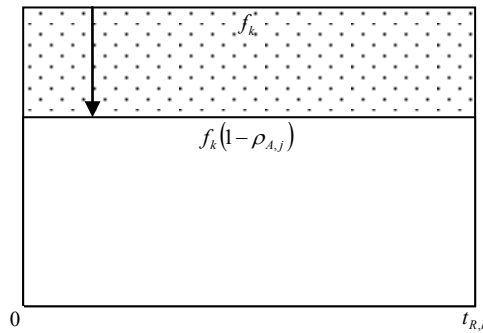


FIG. 20. MIGLIORAMENTO DEL TASSO DI FUORI SERVIZIO ANNUALE E DELLA SUA DURATA PER IL PC i GRAZIE ALLA PRESENZA DELLA GD, NEL CASO 3.

Le espressioni (1) possono essere applicate solo se nessun sezionatore è posto tra il guasto e il CBS j . In caso contrario, quando uno o più sezionatori sono installati in questa posizione devono essere considerati due sotto-casi.

Nel sottocaso 3.1, tali sezionatori sono posti tra il CBS j e la CP. Prima interviene CB j , formando un'isola chiamata j ; quindi le unità di GD locale alimenteranno il PC i con una probabilità pari alla loro PoA (come detto nel Caso 3 in presenza di GD). Dopo aver aperto il sezionatore più vicino (sc) al guasto e riconnesso le unità di GD installate tra tale sezionatore e il CBS j , quest'ultimo chiude istantaneamente. Pertanto, si viene a creare una nuova isola sc (dal nome del sezionatore sc che la genera). Quindi, questa isola è formata dopo un tempo pari a $(t_{S,sc} + t_{AV,sc})$ da quando il guasto si è verificato.

L'isola sc comprende i PC e le unità di GD installate tra il sezionatore sc e il CBS j , i PC e le unità di GD appartenenti all'isola j . Quindi, prima che il CBS chiuda, il PC i appartiene all'isola j , mentre, dopo la chiusura del CBS, il PC i appartiene all'isola sc .

La probabilità con cui un guasto sul ramo k influenza il PC i dipende dalla PoA delle due isole. Nel dettaglio, prima della chiusura del CBS, cioè nell'intervallo di tempo $[0; t_{S,sc} + t_{AV,sc}]$, il numero di volte in cui un utente connesso al PC i è disalimentato è proporzionale a $(1 - \rho_{A,j})$, mentre, ovviamente, rimane alimentato per un numero di volte proporzionale a $\rho_{A,j}$. Dopo la chiusura del CBS, cioè nell'intervallo di tempo $[t_{S,sc} + t_{AV,sc}; t_R]$, alcuni degli anzidetti utenti che erano rimasti alimentati potrebbero essere disconnessi, ciò accade un numero di volte proporzionale a $(1 - \rho_{A,sc})$. D'altra parte, alcuni utenti scollegati durante l'intervallo di tempo precedente potrebbero essere rialimentati nel successivo. Durante il secondo intervallo di tempo il miglioramento in termini di durata di fuori servizio annuale è pari a $\rho_{A,sc}(t_{R,k} - t_{S,sc} - t_{AV,sc})$. La FIG. 21 consente una migliore comprensione di ciò che accade nel sottocaso 3.1.

È evidente che le espressioni (5) non sono adatte in questo sottocaso. Le seguenti equazioni devono essere utilizzate per calcolare il tasso e la durata annuale di fuori servizio:

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= f_k [(1 - \rho_{A,j}) + \rho_{A,j}(1 - \rho_{A,sc})] \\ U_{i,k} &= f_k [(1 - \rho_{A,j})(t_{S,sc} + t_{AV,sc}) + (1 - \rho_{A,sc})(t_{R,k} - t_{S,sc} - t_{AV,sc})]\end{aligned}\tag{21}$$

dove:

- $t_{S,sc}$ è il tempo di commutazione del sezionatore più vicino al guasto (indicato dal pedice sc).
- $\rho_{A,sc}$ è il PoA per la GD installata a valle del sezionatore sc .

La FIG. 21 mostra il miglioramento del tasso e la durata annuale di fuori servizio del e PC i grazie alla presenza della GD.

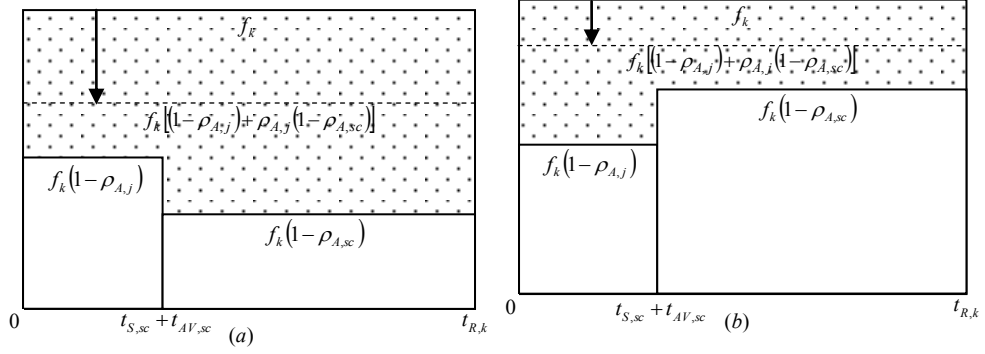


FIG. 21. MIGLIORAMENTO DEL TASSO ANNUALE E DELLA DURATA DI FUORI SERVIZIO PER IL PC i NEL SOTTOCASO 3.1 GRAZIE ALLA PRESENZA DELLA GD QUANDO

(a) $\rho_{A,sc} > \rho_{A,j}$ E (b) $\rho_{A,sc} < \rho_{A,j}$.

La freccia rappresenta il miglioramento in termini di tasso di fuori servizio annuale ($\lambda_{i,k}$), la zona punteggiata rappresenta il miglioramento in termini di durata del fuori servizio annuale ($U_{i,k}$).

Si noti che le espressioni (2) devono essere applicate per i PC a valle del CBS j , invece le espressioni (4) devono essere applicate solamente per i PC situati tra CBS j e il sezionatore sc .

Nel sotto-caso 3.2, almeno uno sezionatore, tra quelli posti tra il guasto e il CBS j , non è installato tra tale CBS e la CP. Si noti che tra i sezionatori installati tra il guasto e il CBS j , quelli non installati tra tale CBS e la CP sono, ovviamente, più vicini al guasto di quelli installati tra il CBS e la CP.

La sequenza temporale delle operazioni di rete prevede che prima intervenga il CB j formando l'isola j , quindi le unità di GD locale alimentano i PC i con una probabilità pari alla loro PoA (come spiegato nel Caso 3 in presenza di GD). Dopo aver aperto il sezionatore più vicino (sc) al guasto, il carico è trasferito alla CP. Per quanto detto in

precedenza, il sezionatore sc è quello più vicino al guasto k fra quelli non collocati tra il CBS e la CP. Quindi, le espressioni (1) non sono adatte in questo sotto-caso. Le seguenti equazioni devono essere utilizzate per calcolare il tasso di fuori servizio e la durata:

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= f_k (1 - \rho_{A,j}) \\ U_{i,k} &= f_k (1 - \rho_{A,j}) t_{S,sc}\end{aligned}\quad (22)$$

Nella Caso 5 (nessun CBS è posto tra il guasto k e il PC i , ma in quella posizione è installato uno o più sezionatori e sono tutti posti tra la CP e il PC i), il guasto provoca sempre un fuori servizio nel PC i di una rete con, o senza, GD. La durata del fuori servizio annuale dipende dall'adeguatezza della GD a valle del sezionatore j . Nel dettaglio, dopo che il guasto viene eliminato il sezionatore si apre formando l'isola j . Il PC sarà rialimentato dalla CP dopo un tempo pari a $t_{R,k}$ (si veda FIG. 22).

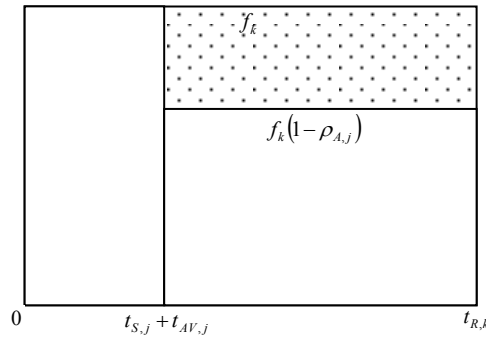


FIG. 22. MIGLIORAMENTO DELLA DURATA ANNUALE DEL FUORI SERVIZIO PER I PC I GRAZIE ALLA PRESENZA DELLA GD, NEL CASO5.

Le conseguenti espressioni analitiche sono:

$$\begin{aligned}\lambda_{i,k} &= f_k \\ U_{i,k} &= f_k [t_{S,j} + t_{AV,j} + (1 - \rho_{A,j})(t_{R,k} - t_{S,j} - t_{AV,j})]\end{aligned}\quad (23)$$

La formulazione presentata finora tiene conto di come un guasto su un singolo ramo può influenzare uno specifico PC. In effetti, è possibile dimostrare che un insieme di rami (SOB) incidono nella stessa maniera su un PC e, quindi, possono essere considerati come uno equivalente. In particolare, i rami situati tra un dispositivo di manovra j e gli altri dispositivi posti a valle di j costituiscono il SOB j . Essi influenzeranno allo stesso modo qualunque PC della rete.

Il tasso di guasto ($f_{EQ,j}$) e il tempo di riparazione ($t_{REQ,j}$) equivalente per il SOB j deve essere calcolato come descritto in [11] e riportato di seguito per completezza:

$$f_{EQ,j} = \sum_{k=1}^{n_j} f_k \quad (24)$$

$$t_{REQ,j} = \frac{\sum_{k=1}^{n_j} f_k t_{R,k}}{f_{EQ,j}} \quad (25)$$

dove n_j è il numero di rami appartenenti al SOB j .

Analogamente SON j può essere definito come l'insieme dei nodi situati tra il dispositivo j e gli interruttori posti a valle di j . Un SOB influenza ogni PC (nodo) appartenente a un SON nello stesso modo, cioè tutti i PC all'interno della stessa zona di affidabilità hanno lo stesso tasso e durata annuale di fuori servizio [23].

Di seguito è riportato uno pseudo-codice che può essere utilizzato al fine di implementare la metodologia descritta.

```

Creare i SON e i SOB
Calcolare la PoA relativa ad ogni potenziale isola usando l'equazione (10)
do  $i := 1, \dots$ , numero di SON
  do  $k := 1, \dots$ , numero di SOB
    Identificare il caso in base alla posizione del SON  $i$ , SOB  $k$  e dei dispositivi
    if Caso = 3 or Caso = 3.1 or Caso = 3.2 or Caso = 5
      Identificare l'isola ( $j$ ) alla quale il SON  $i$  appartiene
    end if
    Applicare le equazioni relative al Caso identificato, al fine di calcolare il tasso e la
      durata annuale di fuori servizio per il SON  $i$  dovuto ad un guasto nel SOB  $k$ 
    end do
    Calcolare il tasso e la durata di fuori servizio annuale per il SON  $i$ , usando,
      rispettivamente, le equazioni (1) presentate nel "Appendice 1"
    end do
  Calcolare gli indici di affidabilità desiderati

```

FIG. 23. PSEUDO CODICE USATO AL FINE DI IMPLEMENTARE LA METODOLOGIA DESCRITTA.

3.2 MODELLI ANNUALI PER I CARICHI E I GENERATORI

Un generico PC i può essere rappresentato tramite un modello di carico annuale che presenta diversi livelli di assorbimento e, per ognuno di essi, la probabilità ($\rho_{i,l}^L$) che il carico assorba tale potenza. Questi modelli possono essere ottenuti utilizzando la tecnica del clustering, basata sul *central centroid sorting* sviluppato in [25],[26].

La TABELLA I mostra un esempio di modello di carico annuale con cinque livelli di potenza:

TABELLA I
ESEMPIO DI MODELLO DI CARICO ANNUALE

LIVELLO, l	POTENZA RICHIESTA (kW)	$\rho_{i,l}^L$
1	160	0.17
2	320	0.22
3	480	0.26
4	640	0.24
5	800	0.11

La prima colonna contiene il numero identificativo di ogni livello, la seconda colonna indica la potenza assorbita e l'ultima colonna indica la probabilità relativa a ciascun livello.

La GD convenzionale, cioè non basata su fonti energetiche rinnovabili, può essere modellata in modo simile alle fonti di generazione connessi alle reti di trasmissione, dal momento che il loro contributo dipende solo dalla necessità e dalla disponibilità hardware delle stesse unità di generazione [27]. In questo caso, il parametro di base utilizzato nella valutazione della capacità di una unità di produzione è la probabilità di trovare, nel tempo, l'unità fuori servizio 0. Questa probabilità è legata all'indisponibilità dell'unità e, storicamente, nelle applicazioni dei sistemi di potenza è conosciuta come *Forced Outage Rate* (FOR), cioè è il tasso di fuori servizio 0. Esso è calcolato come il

rapporto tra il *Mean Time To Repair* (MTTR) e il *Mean Time Between Failure* (MTBF) 0. Un generatore convenzionale, ad esempio GD d , può essere quindi descritto in termini di potenza nominale e di probabilità di disponibilità hardware ($\rho_{AV,d}$). Tale probabilità è definita come 0:

$$\rho_{AV,d} = 1 - FOR = \frac{MTTF}{MTBF} \quad (26)$$

Le unità di GD rinnovabili sono molto più difficili da modellare, perché il loro contributo non dipende solo dalla necessità e disponibilità delle unità stesse, come avviene per le convenzionali. Infatti, quando una unità di GD rinnovabile è disponibile, la sua potenza d'uscita dipende anche dalla sua fonte primaria di energia (per esempio sole o vento). Quindi una unità di GD rinnovabile (d) può essere descritta in termini di probabilità di essere disponibile ($\rho_{AV,d}$) come uno convenzionale, ma la sua potenza d'uscita è descritta in modo simile al modello di carico annuale.

La (28)

mostra un esempio di modello di generazione annuale per una unità di GD rinnovabile [28], dove ad ogni livello di potenza in uscita è associata una data probabilità ($\rho_{d,l}^R$). Si noti che, in questa tabella, la potenza di uscita pari a zero indica che l'unità di GD rinnovabile è disponibile, ma manca la sua fonte di energia primaria. Inoltre, combinando la probabilità collegata al livello l ($\rho_{d,l}^R$) con la probabilità di disponibilità della GD ($\rho_{AV,d}$), la probabilità che l'unità di GD d sia in grado di fornire una potenza pari a livello l è la seguente:

$$\rho_{d,l}^G = \begin{cases} \rho_{d,l}^R \rho_{AV,d} + (1 - \rho_{AV,d}) & \text{se } l = 1 \\ \rho_{d,l}^R \rho_{AV,d} & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (27)$$

L'equazione (8) implica che c'è una potenza di uscita pari a zero quando:

- l'unità è disponibile ma manca la sua fonte di energia primaria (il termine $\rho_{d,1}^R \rho_{AV,d}$ tiene conto di questo aspetto);
- l'unità non è disponibile (il termine $1 - \rho_{AV,d}$ tiene conto di questo aspetto).

Negli altri casi la probabilità che una unità di GD rinnovabile offra una potenza corrispondente a quella del livello l è ridotta se non è sempre disponibile (questo è espresso dal termine $\rho_{d,l}^R \rho_{AV,d}$).

Ogni unità di GD convenzionale può essere trattata come una rinnovabile con $\rho_{d,2}^C = 1$, cioè si ha una potenza erogata uguale a zero solo se l'unità non è disponibile; altrimenti si ha una potenza d'uscita pari a quella nominale ($P_{GN,d}$) quando è disponibile, come mostrato nella

Tabella III. Quindi:

$$\rho_{d,l}^G = \begin{cases} (1 - \rho_{AV,d}) & \text{se } l = 1 \\ \rho_{AV,d} & \text{se } l = 2 \end{cases} \quad (28)$$

TABELLA II

ESEMPIO DI MODELLO ANNUALE DI GENERAZIONE PER UNA UNITÀ DI GD RINNOVABILE

LIVELLO, l	POTENZA (kW)	$\rho_{d,l}^R$
1	0	0.25
2	250	0.26
3	500	0.22
4	750	0.17
5	1000	0.10

TABELLA III

ESEMPIO DI MODELLO DI GENERAZIONE ANNUALE PER UNA UNITÀ DI GD CONVENZIONALE

LIVELLO, l	POTENZA (kW)	$\rho_{d,l}^C$
1	0	0
2	$P_{GN,d}$	1

3.3 VALUTAZIONE ANALITICA DELL'ADEGUATEZZA DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA DURANTE IL FUNZIONAMENTO IN ISOLA

Quando si verifica un guasto in un sistema di distribuzione, se un dispositivo di manovra j è posto tra il guasto e alcune unità di GD, la sezione di rete a valle del dispositivo può operare in isola. La probabilità che, in questa sezione di rete, la GD locale può effettivamente soddisfare le richieste dei carichi dell'isola dipende dall'adeguatezza della DG stessa. A livello HLI, gli indici di adeguatezza più utilizzati sono:

- *Loss of Load Expectation* (LOLE);
- *Loss of Load Probability* (LOLP);
- *Loss of Energy Expectation* (LOEE).

In [27] viene espressamente detto che tali indici possono essere utilizzati anche a livello HLIII per il calcolo dell'adeguatezza delle unità di GD di un'isola, poiché l'unica differenza sono solo le potenze in gioco. Tali indici possono essere calcolati utilizzando sia metodi analitici che simulazioni di Monte Carlo, ma non prendono in considerazione l'opzione della parzializzazione del carico [19].

Il metodo proposto tiene in considerazione il paradigma delle multi-microreti [7]. Infatti, esso si basa su un approccio sistematico e generalizzato, di cui è fornita la relativa formulazione analitica, per valutare l'adeguatezza della GD in ogni parte della rete (microrete) che operi in isola, tenendo conto sia il distacco che la parzializzazione del carico.

Nel dettaglio, esso si basa sui modelli annuali dei carichi e dei generatori presentati in precedenza, considerando tutte le possibili condizioni operative (la combinazione di livelli) sia per i PC che per le unità della GD, con le relative probabilità ($\rho_{i,l}^L$ e $\rho_{d,l}^G$ rispettivamente). La PoA della GD locale appartenente all'isola j è calcolato come:

$$\rho_{A,j} = \sum_{m=1}^{N_j} \frac{\min(P_{j,m}^L, P_{j,m}^G)}{P_{j,m}^L} \rho_{j,m} \quad (29)$$

dove:

$$N_j = \prod_{i=1}^{NL_j} nl_{L,i} \prod_{d=1}^{NG_j} nl_{G,d}$$

numero di condizioni operative in cui l'isola j può trovarsi, cioè il numero di combinazioni considerando tutti i livelli sia per i carichi che per le unità di GD locali

$$nl_{L,i}$$

numero di livelli del modello annuale per il PC i

$$nl_{G,d}$$

numero di livelli del modello annuale per la unità di GD d

$$NL_j$$

numero di PC appartenenti all'isola j

$$NG_j$$

numero di GD appartenenti all'isola j

$$m$$

una condizione operativa (combinazione), con $m \in [1, N_j]$

$$P_{j,m}^L = P_{1,l}^L + P_{2,l}^L + \dots + P_{NL_j,l}^L$$

assorbimento totale dei carichi dell'isola j considerando la m -esima combinazione (ad esempio: $P_{1,4}^L + P_{2,7}^L + \dots + P_{NL_j,3}^L$)

$$P_{j,m}^G = P_{1,l}^G + P_{2,l}^G + \dots + P_{NG_j,l}^G$$

potenza totale disponibile nell'isola j considerando la m -esima combinazione (ad esempio: $P_{1,6}^G + P_{2,8}^G + \dots + P_{NG_j,5}^G$)

$$\rho_{j,m} = \rho_{1,l}^L \rho_{2,l}^L \dots \rho_{NL_j,l}^L \rho_{1,l}^G \rho_{2,l}^G \dots \rho_{NG_j,l}^G$$

probabilità che si presenti la m -esima condizione operativa (ad esempio: $\rho_{j,m} = \rho_{1,4}^L \rho_{2,7}^L \dots \rho_{NL_j,3}^L \rho_{1,6}^G \rho_{2,8}^G \dots \rho_{NG_j,5}^G$)

Ovviamente:

$$\sum_{m=1}^{N_j} \rho_{j,m} = 1 \quad (30)$$

Considerando una condizione operativa m , se la potenza totale disponibile è:

- uguale o superiore alla potenza totale richiesta, cioè la GD locale è in grado di alimentare tutti i PC locali, si ha: $\min(P_{j,m}^L; P_{j,m}^G) = P_{j,m}^L$;
- inferiore alla potenza totale richiesta, cioè la GD locale può alimentare solamente alcuni PC, si ha: $\min(P_{j,m}^L; P_{j,m}^G) = P_{j,m}^G$ (in questo caso alcuni utenti sono lasciati disalimentati).

Quando per tutte le combinazioni (condizioni operative) la potenza totale disponibile è sempre pari o superiore al fabbisogno energetico totale, la PoA è uguale a uno ($\rho_{A,j} = 1$). Viceversa, se non ci sono unità di GD nell'isola, la PoA è pari a zero ($\rho_{A,j} = 0$). In quest'ultimo caso CB j , poiché non ci sono generatori a valle di esso che alimentano il guasto, non interviene in quanto nessuna corrente di guasto fluisce su di esso e, pertanto, non si forma l'isola.

Infine, la formulazione proposta può anche tener conto della eventuale presenza di interruttori normalmente aperti (NOS). In particolare, quando un NOS è installato a valle di j la formulazione proposta può essere applicata considerando $\rho_{A,j} = 1$, a prescindere dalla presenza e dall'adeguatezza dei generatori locali. Infatti, la disponibilità di un percorso alternativo di energia (ritenuto a potenza infinita), che è in grado di trasferire completamente il carico grazie la chiusura del NOS, permette una tale assunzione. Ovviamente, queste procedure possono essere attuate solo in presenza di adeguate infrastrutture di automazione e comunicazione.

3.4 APPLICAZIONE DELL'INNOVATIVA FORMULAZIONE ANALITICA PER LA VALUTAZIONE DELL'AFFIDABILITÀ DELLA RETE BENCHMARK RBTS-BUS 6

La formulazione analitica presentata in precedenza è stata applicata alla rete benchmark RBTS-BUS6 [29] mostrata in FIG. 24, alla quale sono stati aggiunti delle unità GD convenzionali e rinnovabili.

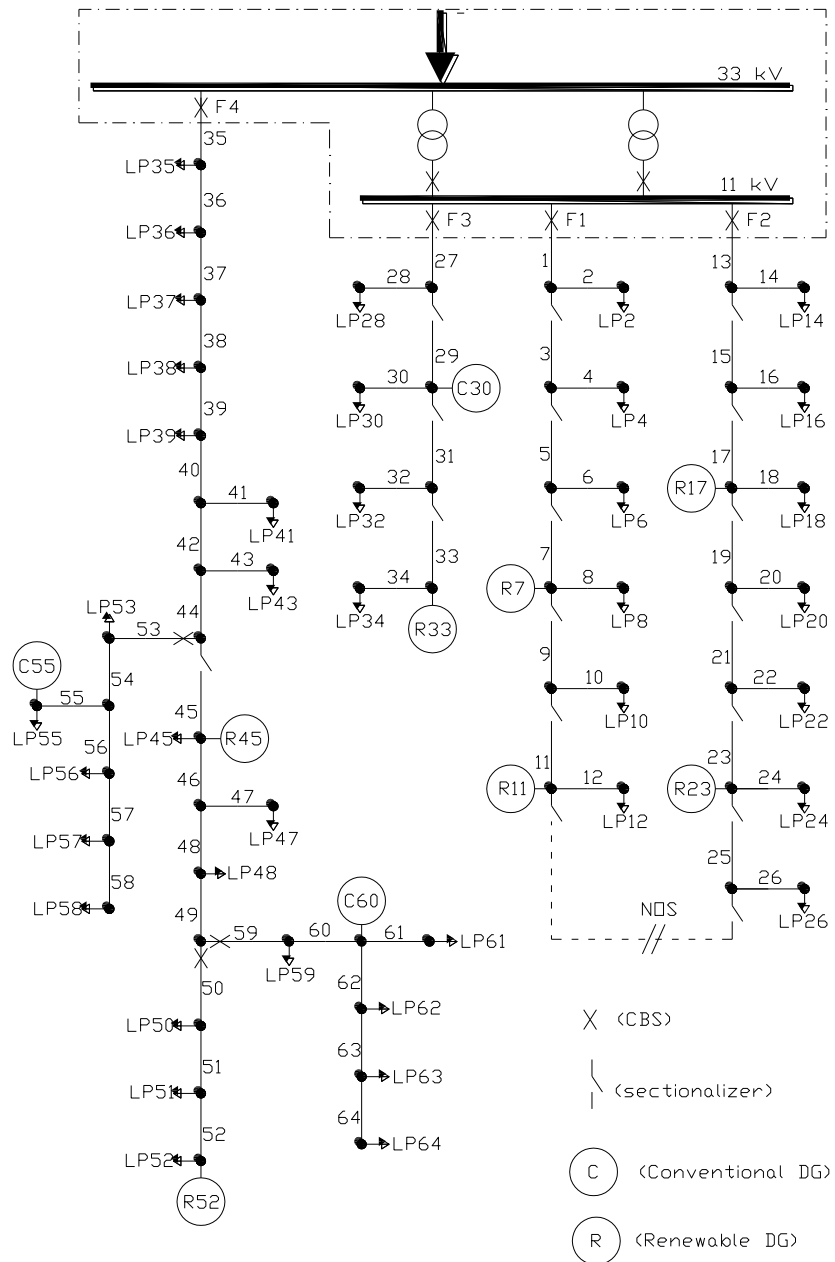


FIG. 24. RBTS-BUS6

Nella figura gli elementi racchiusi dalla linea tratteggiata sono considerati completamente affidabili e i nodi sono numerati come descritto nel capitolo precedente. La Tabella IV mostra i dati relativi ai PC [29] e la loro numerazione secondo questo criterio.

TABELLA IV : DATI DEI PC

PC (<i>i</i>)	POTENZA DI PICCO DEI PC [KW]	POTENZA MEDIA DEI CARICHI [KW]	NUMERO DI UTENTI
2-6-18	317.1	177.5	138
4-8-22-36	322.9	180.8	126
10-12	386.4	216.3	118
14-16-20-35-41	296.4	165.9	147
24-26-39	369.8	207.0	132
45-50-53-59	277.6	155.4	79
48-51-56-63	283.1	158.5	76
28-34	850.0	469.7	10
30	1967.0	1639.1	1
32	1083.0	902.5	1
55-61	502.5	192.9	1
37-52-57	651.7	250.1	1
38-58	686.0	263.3	1
43-64	796.5	305.7	1
47-62	773.5	283.1	1

La TABELLA V mostra il tasso di guasto e i tempi di riparazione dei rami, riportati in [30].

TABELLA V: DATI DEI RAMI

RAMO (K)	KM	TASSO DI GUASTO (f_k)	TEMPO DI RIPARAZIONE ($t_{R,k}$)
1-5-6-7-10-14-15-22-23-26-27-30-33	0.75	0.049	5
2-3-8-9-12-13-17-19-20-24-25-28-31-34	0.60	0.039	5
4-11-16-18-21-29-32	0.80	0.052	5
35-46-50-56-59-64	2.80	0.129	8
36-40-52-57-60	2.50	0.115	8
37-39-42-49-54-62	1.60	0.074	8
38-44	0.90	0.041	8
41-47	0.60	0.028	8
43-61	0.75	0.035	8
45-51-53-58-63	3.20	0.147	8
48	3.50	0.161	8
55	0.80	0.037	8

Da TABELLA VI a TABELLA IX sono riportati i modelli di carico annuale, in cui i valori $\rho_{i,l}^L$ sono stati scelti in modo da essere congruenti con la potenza media e di picco dei PC riportati in TABELLA IV. In queste tabelle, diversamente dal modello di carico annuale della TABELLA I, l'assorbimento è rappresentato come percentuale della potenza di picco al fine di consentire una rappresentazione compatta dei dati.

TABELLA VI

MODELLO ANNUALE DEL CARICO PER I PC:

2,4,6,8,10,12,14,16,18,20,22,24,26,35,36,39,41,45,48,50,51,53,56,59,63

LIVELLO	% DELLA POTENZA DI PICCO DEL PC	$\rho_{i,l}^L$
1	20	0.2011
2	40	0.2167
3	60	0.2441
4	80	0.2582
5	100	0.0799

TABELLA VII

MODELLO ANNUALE DEL CARICO PER I PC:28,34

LIVELLO	% DELLA POTENZA DI PICCO DEL PC	$\rho_{i,l}^L$
1	20	0.2018
2	40	0.2229
3	60	0.2573
4	80	0.2465
5	100	0.0715

TABELLA VIII

MODELLO ANNUALE DEL CARICO PER I PC:30,32

LIVELLO	% DELLA POTENZA DI PICCO DEL PC	$\rho_{i,l}^L$
1	20	0.0175
2	40	0.0465
3	60	0.1060
4	80	0.4120
5	100	0.4180

TABELLA IX

MODELLO ANNUALE DEL CARICO PER I PC:37,38,43,47,52,55,57,58,61,62,64

LIVELLO	% DELLA POTENZA DI PICCO DEL PC	$\rho_{i,l}^L$
1	20	0.3775
2	40	0.3863
3	60	0.1845
4	80	0.0430
5	100	0.0087

TABELLA X e TABELLA XI mostrano il modello annuale di generazione per le unità di GD rinnovabile, mentre TABELLA XII e TABELLA XIII mostrano il modello di generazione annuale per le unità di GD convenzionale. La probabilità di disponibilità hardware è pari a $\rho_{AV,d} = 0.98$ e il tempo di disponibilità è considerato per il GD pari a $t_{AV,j} = 0.08h$. Infine per il sezionatore posto nel ramo 45 è stato considerato, un tempo di commutazione $t_s = 2h$, mentre per gli altri è stato considerato $t_s = 1h$ [30].

TABELLA X
MODELLO ANNUALE DEI GENERATORI RINNOVABILI: 11,17,52

LIVELLO	POTENZA (kW)	$\rho_{d,l}^R$
1	0	0.25
2	125	0.26
3	250	0.22
4	375	0.17
5	500	0.10

TABELLA XI
MODELLO ANNUALE DEI GENERATORI RINNOVABILI: 7,23,33,45

LIVELLO	POTENZA (kW)	$\rho_{d,l}^R$
1	0	0.17
2	250	0.22
3	500	0.24
4	750	0.28
5	1000	0.09

TABELLA XII
MODELLO ANNUALE DEI GENERATORI CONVENZIONALI: 30,55

LIVELLO	POTENZA (kW)	$\rho_{d,l}^C$
1	0	0
2	2000	1

TABELLA XIII
MODELLO ANNUALE DEL GENERATORE CONVENZIONALE: 60

LIVELLO	POTENZA (kW)	$\rho_{d,l}^c$
1	0	0
2	3000	1

La TABELLA XIV mostra i rami appartenenti a ciascun SOB. La TABELLA XV mostra i nodi appartenenti a ciascun SON, evidenziando per ognuno di essi i PC e le unità di GD.

TABELLA XIV:SOB

SOB (<i>J</i>)	RAMI
1	1-2
3	3-4
5	5-6
7	7-8
9	9-10
11	11-12
13	13-14
15	15-16
17	17-18
19	19-20
21	21-22
23	23-24
25	25-26
27	27-28
29	29-30
31	31-32
33	33-34
35	35-36-37-38-39-40-41-42-43-44
45	45-46-47-48-49
50	50-51-52
53	53-54-55-56-57-58
59	59-60-61-62-63-64

TABELLA XV: SON

SON(<i>J</i>)	PC	GD	NODI SENZA PC E/O UNITÀ DI GD
1	2	-	1
3	4	-	3
5	6	-	5
7	8	7	-
9	10	-	9
11	12	11	-
13	14	-	13
15	16	-	15
17	18	17	-
19	20	-	19
21	22	-	21
23	24	23	-
25	26	-	25
27	28	-	27
29	30	29	-
31	32	-	31
33	34	33	-
35	35-36-37- 38-39-41- 43	-	40-42-44
45	45-47-48	45	46-49
50	50-51-52	52	-
53	53-55-56- 57-58	55	54
59	59-61-62- 63-64	60	-

La PoA relativa alla GD locale di ogni isola è riportata nella TABELLA XVI. Si noti che la PoA di isole appartenenti alle dorsali 1 e 2 (F1 e F2) è assunto pari ad uno, poiché quando si verifica un guasto, ad esempio in F1, dopo che il CB1 interviene, il sezionatore più vicino al guasto viene aperto e la porzione di rete a valle di questo può essere immediatamente rialimentata per mezzo di un percorso alternativo, grazie alla chiusura immediata del NOS (FIG. 24).

TABELLA XVI
PoA RELATIVE AI DG LOCALI PER OGNI ISOLA

$\rho_{A,3} - \rho_{A,5} - \rho_{A,7} - \rho_{A,9} - \rho_{A,11} - \rho_{A,15}$ $\rho_{A,17} - \rho_{A,19} - \rho_{A,21} - \rho_{A,23} - \rho_{A,25}$	1
$\rho_{A,29}$	0.801365
$\rho_{A,31}$	0.354646
$\rho_{A,33}$	0.702144
$\rho_{A,45}$	0.985946
$\rho_{A,50}$	0.365876
$\rho_{A,53}$	0.979999
$\rho_{A,59}$	0.980000

Un guasto in una dorsale non può incidere sui PC alimentati da un'altra. Pertanto, al fine di evidenziare il modo in cui un guasto può interessare un PC nella rete RBTS-BUS6, l'analisi dei casi è eseguita per ogni dorsale, considerando solamente la posizione dei SOB e SON appartenenti alla stessa dorsale. Nel dettaglio, dalla TABELLA XVII alla TABELLA XX si riportano la rappresentazione dei casi per le dorsali 1, 2, 3 e 4, rispettivamente, mentre dalla TABELLA XXI alla TABELLA XXIV si riportano il tasso annuo e la durata annua di fuori servizio per ogni PC in tali dorsali.

TABELLA XVII
RAPPRESENTAZIONE DEI CASI CONSIDERANDO I SOB E SON – IN F1

SON \ SOB	1	3	5	7	9	11
1	1	4	4	4	4	4
3	5	1	4	4	4	4
5	5	5	1	4	4	4
7	5	5	5	1	4	4
9	5	5	5	5	1	4
11	5	5	5	5	5	1

TABELLA XVIII
RAPPRESENTAZIONE DEI CASI CONSIDERANDO I SOB E SON – IN F2

SON \ SOB	13	15	17	19	21	23	25
13	1	4	4	4	4	4	4
15	5	1	4	4	4	4	4
17	5	5	1	4	4	4	4
19	5	5	5	1	4	4	4
21	5	5	5	5	1	4	4
23	5	5	5	5	5	1	4
25	5	5	5	5	5	5	1

TABELLA XIX
RAPPRESENTAZIONE DEI CASI CONSIDERANDO I SOB E SON – IN F3

SON \ SOB	27	29	31	33
27	1	4	4	4
29	5	1	4	4
31	5	5	1	4
33	5	5	5	1

TABELLA XX
RAPPRESENTAZIONE DEI CASI CONSIDERANDO I SOB E SON – IN F4

SON \ SOB	35	45	50	53	59
35	1	4	2	2	2
45	5	1	2	2	2
50	3.1	3	1	2	2
53	3	3	2	1	2
59	3.1	3	2	2	1

TABELLA XXI
TASSO DI INTERRUZIONE ANNUALE E DURATA DI FUORI SERVIZIO ANNUALE PER I PC IN F1
QUANDO LE OPERAZIONI IN ISOLA DELLA DG SONO PERMESSE

SON \ SOB		1	3	5	7	9	11		
1	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.091	0.098	0.088	0.088	0.091	λ_i	0.543
	$U_{i,k}$	0.439	0.091	0.098	0.088	0.088	0.091	U_i	0.894
3	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.091	0.098	0.088	0.088	0.091	λ_i	0.543
	$U_{i,k}$	0.095	0.455	0.098	0.088	0.088	0.091	U_i	0.914
5	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.091	0.098	0.088	0.088	0.091	λ_i	0.543
	$U_{i,k}$	0.095	0.099	0.488	0.088	0.088	0.091	U_i	0.948
7	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.091	0.098	0.088	0.088	0.091	λ_i	0.543
	$U_{i,k}$	0.095	0.099	0.106	0.439	0.088	0.091	U_i	0.917
9	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.091	0.098	0.088	0.088	0.091	λ_i	0.543
	$U_{i,k}$	0.095	0.099	0.106	0.095	0.439	0.091	U_i	0.924
11	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.091	0.098	0.088	0.088	0.091	λ_i	0.543
	$U_{i,k}$	0.095	0.099	0.106	0.095	0.095	0.455	U_i	0.944

TABELLA XXII
TASSO DI INTERRUZIONE ANNUALE E DURATA DI FUORI SERVIZIO ANNUALE PER I PC IN F2
QUANDO LE OPERAZIONI IN ISOLA DELLA DG SONO PERMESSE

SON \ SOB		13	15	17	19	21	23	25		
13	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	λ_i	0.634
	$U_{i,k}$	0.439	0.101	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	U_i	0.985
15	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	λ_i	0.634
	$U_{i,k}$	0.095	0.504	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	U_i	1.044
17	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	λ_i	0.634
	$U_{i,k}$	0.095	0.109	0.455	0.078	0.101	0.088	0.088	U_i	1.013
19	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	λ_i	0.634
	$U_{i,k}$	0.095	0.109	0.099	0.390	0.101	0.088	0.088	U_i	0.969
21	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	λ_i	0.634
	$U_{i,k}$	0.095	0.109	0.099	0.085	0.504	0.088	0.088	U_i	1.067
23	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	λ_i	0.634
	$U_{i,k}$	0.095	0.109	0.099	0.085	0.109	0.439	0.088	U_i	1.023
25	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.078	0.101	0.088	0.088	λ_i	0.634
	$U_{i,k}$	0.095	0.109	0.099	0.085	0.109	0.095	0.439	U_i	1.030

TABELLA XXIII
TASSO DI INTERRUZIONE ANNUALE E DURATA DI FUORI SERVIZIO ANNUALE PER I PC IN F3
QUANDO LE OPERAZIONI IN ISOLA DELLA DG SONO PERMESSE

SON \ SOB		27	29	31	33		
27	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.088	λ_i	0.367
	$U_{i,k}$	0.439	0.101	0.091	0.088	U_i	0.718
29	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.088	λ_i	0.367
	$U_{i,k}$	0.163	0.504	0.091	0.088	U_i	0.846
31	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.088	λ_i	0.367
	$U_{i,k}$	0.163	0.364	0.455	0.088	U_i	1.070
33	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.088	λ_i	0.367
	$U_{i,k}$	0.163	0.364	0.205	0.439	U_i	1.171

L'affidabilità della la rete RBTS-BUS6 è stata valutata sia quando il funzionamento in isola non è consentito, ammettendo però che il carico possa essere trasferito tramite un percorso alternativo, quando è presente, attraverso la chiusura di un NOS. Ovviamente, il tasso di interruzione e la durata annuale per i PC nelle linee 1 e 2 non cambiano rispetto al caso in cui è consentita l'isola, diversamente che per i PC presenti nelle dorsali 3 e 4.

TABELLA XXIV
TASSO DI INTERRUZIONE ANNUALE E DURATA DI FUORI SERVIZIO ANNUALE PER I PC IN F4
QUANDO LE OPERAZIONI IN ISOLA DELLA DG SONO PERMESSE

SON \ SOB		35	45	50	53	59		
35	$\lambda_{i,k}$	0.725	0.538	0.000	0.000	0.000	λ_i	1.263
	$U_{i,k}$	5.796	1.076	0.000	0.000	0.000	U_i	6.872
45	$\lambda_{i,k}$	0.725	0.538	0.000	0.000	0.000	λ_i	1.263
	$U_{i,k}$	1.570	4.306	0.000	0.000	0.000	U_i	5.875
50	$\lambda_{i,k}$	0.463	0.341	0.391	0.000	0.000	λ_i	1.195
	$U_{i,k}$	1.017	2.730	3.128	0.000	0.000	U_i	6.876
53	$\lambda_{i,k}$	0.014	0.011	0.000	0.649	0.000	λ_i	0.674
	$U_{i,k}$	0.116	0.086	0.000	5.189	0.000	U_i	5.391
59	$\lambda_{i,k}$	0.024	0.011	0.000	0.000	0.628	λ_i	0.663
	$U_{i,k}$	0.090	0.086	0.000	0.000	5.023	U_i	5.200

Nella TABELLA XXV e nella TABELLA XXVI sono inseriti il tasso annuo e la durata di interruzione per ciascun PC in tali dorsali.

TABELLA XXV
TASSO DI INTERRUZIONE ANNUALE E DURATA DI FUORI SERVIZIO ANNUALE PER I PC IN F3
QUANDO LE OPERAZIONI IN ISOLA DELLA DG NON SONO PERMESSE

SON \ SOB		27	29	31	33		
27	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.088	λ_i	0.367
	$U_{i,k}$	0.439	0.101	0.091	0.088	U_i	0.718
29	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.088	λ_i	0.367
	$U_{i,k}$	0.439	0.504	0.091	0.088	U_i	1.121
31	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.088	λ_i	0.367
	$U_{i,k}$	0.439	0.504	0.455	0.088	U_i	1.485
33	$\lambda_{i,k}$	0.088	0.101	0.091	0.088	λ_i	0.367
	$U_{i,k}$	0.439	0.504	0.455	0.439	U_i	1.836

TABELLA XXVI
TASSO DI INTERRUZIONE ANNUALE E DURATA DI FUORI SERVIZIO ANNUALE PER I PC IN F4
QUANDO LE OPERAZIONI IN ISOLA DELLA DG NON SONO PERMESSE

SON \ SOB		35	45	50	53	59		
35	$\lambda_{i,k}$	0.725	0.538	0.000	0.000	0.000	λ_i	1.263
	$U_{i,k}$	5.796	1.076	0.000	0.000	0.000	U_i	6.872
45	$\lambda_{i,k}$	0.725	0.538	0.000	0.000	0.000	λ_i	1.263
	$U_{i,k}$	5.796	4.306	0.000	0.000	0.000	U_i	10.102
50	$\lambda_{i,k}$	0.725	0.538	0.391	0.000	0.000	λ_i	1.654
	$U_{i,k}$	5.796	4.306	3.128	0.000	0.000	U_i	13.230
53	$\lambda_{i,k}$	0.725	0.538	0.000	0.649	0.000	λ_i	1.911
	$U_{i,k}$	5.796	4.306	0.000	5.189	0.000	U_i	15.290
59	$\lambda_{i,k}$	0.725	0.538	0.000	0.000	0.628	λ_i	1.891
	$U_{i,k}$	5.796	4.306	0.000	0.000	5.023	U_i	15.125

SAIFI e SAIDI sono stati calcolati in entrambi gli scenari, cioè con e senza funzionamento in isola, per ogni linea per ottenere l'affidabilità della rete RBTS-BUS6 nel suo complesso. La TABELLA XXVII mostra il valore ottenuto per tali indici di sistema, da cui si evince il miglioramento che è possibile ottenere quando il funzionamento in isola è permesso.

TABELLA XXVII
CALCOLO DEL SAIFI E DEL SAIDI PER OGNI LINEA DELLA RETE RBTS-BUS6

NETWORK	SAIFI		SAIDI	
	PERMESSO	NON PERMESSO	PERMESSO	NON PERMESSO
F1	0.543	0.543	0.923	0.923
F2	0.634	0.634	1.017	1.017
F3	0.367	0.367	0.946	1.280
F4	1.095	1.485	6.320	10.363
RBTS-BUS6	0.794	0.951	3.128	4.758

Infine, si vuole sottolineare che la procedura proposta si basa sul presupposto che è disponibile un sistema di automazione avanzata insieme ad uno schema di protezione opportuno, al fine di evitare, per esempio, i conflitti tra le protezioni d'interfaccia della unità di GD e le protezioni di rete, nonché di consentire che gli interruttori più vicini al guasto intervengano per prima. Questo può essere possibile solo grazie ad una infrastruttura di comunicazione adeguata tra i centri di controllo e i dispositivi, in linea con le attuali tendenze internazionali di sviluppo delle Smart Grids.

Si noti che, lo studio eseguito, e la conseguente formulazione proposta, non tiene in considerazione gli aspetti dinamici del funzionamento in isola e la valutazione della stabilità. Infatti, il calcolo dell'*adequacy* è eseguito in condizioni di stazionarietà, cioè è trascurato il comportamento dei generatori e dei carichi in transitorio. Pertanto, i valori calcolati per gli indici di affidabilità, quando il funzionamento in isola è permesso, sono “ottimistici” e ottenuti assumendo che per ogni microrete le operazioni di formazione dell'isola (microrete autonoma) e riconnessione della stessa alle rete di distribuzione (microrete non autonoma) avvengano sempre con successo.

Futuri sviluppi del lavoro presentato, oltre al considerare gli aspetti dinamici, dovrebbero permettere l'estensione delle procedure di calcolo dell'affidabilità nel caso in cui i dispositivi di manovra non siano pienamente affidabili. Inoltre, per quanto riguarda il calcolo dell'adeguatezza della GD (PoA), una formulazione più accurata dovrebbe considerare le correlazioni tra la variazione di potenza di carichi e generatori rinnovabili.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] Photovoltaic (PV) Systems – “Characteristics of the Utility Interface”, *IEC Standard 61727*, Dec. 2004.
- [2] IEEE “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”, 929-2000, April 2000.
- [3] “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, *IEEE Standard 1547-2003*, July 2003.
- [4] W. Bower, M.E. Ropp, “Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive Power systems”, Task V, Rep. IEA-PVPS T5-09, March 2002.
- [5] R. Bründlinger, C. Mayr, A. Causebrook, J. Dahmani, D. Nestle, R. Belhomme, C. Duvaucelle, D. Lefebvre, “State of the art solutions and new concepts for islanding protection”, *DISPOWER Project*, Deliverable 2.2, February 2006.
- [6] C.L. Smallwood, “Distributed Generation in Autonomous and Non-Autonomous Micro Grids”, *Proc. of 2002 IEEE Rural Electric Power Conference*, Colorado Springs (Colorado).
- [7] S. Conti, S. Raiti, U. Vagliasindi, “Reliability Assessment in Active MV Distribution Networks with Possibility of Autonomous Microgrids”, in *Proc. of the 2008 International World Energy System Conference*, Iasi, Romania, June 30-July 2, 2008.
- [8] N.J. Gil, J.A. Peças Lopes, “Hierarchical Frequency Control Scheme for Islanded Multi-Microgrids Operation”, in *Proc. 2007 IEEE PowerTech*, pp. 473 – 478.
- [9] R. Billinton, R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Second Edition, Premium Press, New York and London, 1996.
- [10] Z. Wang, F. Shokooh, J. Qiu, “An Efficient Algorithm for Assessing Reliability Indexes of General Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, August 2002, pp. 608-614.

- [11] K. Xie, J. Zhou, R. Billinton, "Fast algorithm for the reliability evaluation of large-scale electrical distribution networks using the section technique", *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 2, Issue 5, September 2008, pp. 701 - 707.
- [12] H. Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam, "Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis", in *Proc. of International Conference on Computer as a Tool* (2005), pp. 1465 - 1468.
- [13] M. Fotuhi-Firuzabad, A. Rajabi-Ghahnavie, "An Analytical Method to Consider DG Impacts on Distribution System Reliability", *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific* (2005).
- [14] W.S. Andrade, C.L.T. Borges, D.M. Falcao, "Integrated Reliability Evaluation of Distribution and Sub-Transmission Systems Incorporating Distributed Generation", *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009.
- [15] I. Waseem, M. Pipattanasomporn, S. Rahman, "Reliability Benefits of Distributed Generation as a Backup Source", *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [16] K. Zou, W.W.L. Keerthipala, S. Perera, "SAIDI Minimization of a Remote Distribution Feeder", *Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2007.
- [17] M. Al-Muhaini, G.T. Heydt, A. Huynh, "The Reliability of Power Distribution Systems as Calculated Using System Theoretic Concepts", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010.
- [18] R. Billinton, P. Wang, "Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques", *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, November 1998, pp. 1245-1250.
- [19] R. Billinton, Bagen, "Generating capacity adequacy evaluation of small stand-alone Power systems containing solar energy", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 91 (2006), pp. 438-443.
- [20] *IEEE "Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices"*, *IEEE Standard 1366-2003*, May 2004.

- [21] H. Falaghi, M.-R. Haghifam, "Distributed Generation Impacts on Electric Distribution Systems Reliability: Sensitivity Analysis", in *Proc. 2005 IEEE Eurocon*, pp.1465-1468.
- [22] C. Singh, Y. Kim, "An efficient technique for reliability analysis of Power systems including time dependent sources", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, Issue 3, 1988, pp.1090-1096.
- [23] A. Pregelj, M. Begovic, A. Rohatgi, "Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007.
- [24] J. Antikainen, S. Repo, P. Verho, P. Järventausta, "Possibilities to Improve Reliability of Distribution Network by Intended Island Operation", *International Journal of Innovations in Energy Systems and Power*, Vol. 4, No. 1, April 2009.
- [25] C. Singh, Y. Kim, "Efficient technique for reliability analysis of Power systems including time dependent sources", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, pp. 1090-1096, 1988.
- [26] C. Singh, A. Lago-Gonzalez, "Improved algorithms for multi-area reliability evaluation using the decomposition-simulation approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, pp. 321-328, 1989.
- [27] R. Allan, R. Billinton, "Probabilistic assessment of Power systems", *Proc. of the IEEE*, Vol. 88, Issue 2, 2000, pp. 140 - 162.
- [28] R. Karki, P. Hu, R. Billinton, "A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 21, No. 2, June 2006.
- [29] R. Billinton, S. Jonnavithula, "A test system for teaching overall Power system reliability assessment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, pp. 1670 - 1676, 1996.
- [30] R. N. Allan, R. Billinton, L. Goel, I. Sjarrief, K. S. So, "A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 813-820, 1991.

*Esercizio dei
Sistemi di
Distribuzione*

DISPACCIAMENTO OTTIMO DELLE RISORSE IN MICRORETI AUTONOME

INTRODUZIONE

Qualora gli operatori del sistema elettrico di distribuzione, avessero effettivamente la possibilità di gestire i flussi di energia elettrica utilizzando una topologia di rete flessibile e riconfigurabile come la Multi-microrete, il ruolo delle risorse distribuite diverrebbe, come si è detto, anche quello di supporto per il sistema di distribuzione. Il loro apporto effettivo dipenderebbe, naturalmente, da un idoneo contesto normativo ed economico in cui vengano riconosciute e remunerate adeguatamente le diverse funzioni svolte da produttori, consumatori e *prosumers* [1]. Le diverse modalità di funzionamento (autonomo e non [2]) di una microrete richiedono, d'altra parte, differenti metodi di controllo per i generatori locali. Durante il funzionamento non autonomo è possibile dispacciare le potenze attive e reattive dei generatori in base a criteri economici; il controllo della tensione e della frequenza è effettuata a livello del sistema principale (macrorete) a cui è collegata anche la microrete. Invece, durante il funzionamento autonomo, cioè in isola, è necessario controllare i generatori locali al fine di garantire la

stabilità della tensione e della frequenza. Il controllo primario e secondario, utilizzato normalmente nelle reti di trasporto/trasmissione, può essere proposto in un tale contesto, cioè viene emulato il comportamento fisico dei sistemi di generazione e controllo connessi alla rete in AAT/AT che rendono il sistema stabile [26]. Entrambi i controlli possono essere implementati in una microrete autonoma grazie a misure locali di tensione e frequenza, riducendo così la necessità di una comunicazione tra produttori e il sistema di controllo centrale, al fine di accelerare la risposta del sistema alle perturbazioni, e mantenendo tensione e frequenza entro i valori consentiti dalla norma [3]. Sistemi di controllo adeguati per i generatori locali della microrete sono necessari al fine di consentire una gestione corretta durante l'esercizio autonomo (transitorio o meno) delle microreti. In generale, gli schemi di controllo sono progettati per consentire ad ogni tipo di generatore di operare sia in modalità grid-connected (non autonomo) e islanded (autonomo). In particolare, la modalità di funzionamento connessa alla rete permette un controllo P/Q su i generatori, così è possibile il dispacciamento della potenza attiva e reattiva, senza controllo locale di tensione e frequenza, che è garantito come si è detto dalla rete principale. D'altra parte, quando la microrete è scollegata dal resto della rete, è necessario passare a una diversa modalità di controllo dei generatori, vale a dire un controllo di V/f, che deve garantire la stabilità della tensione e della frequenza della rete in isola [8]. Le unità di generazione sono dotate di controllori locali in grado di regolare la potenza attiva e reattiva generata in base a caratteristiche a statismo (*droop characteristics*) come quelle riportate in FIG. 25 e FIG. 26.

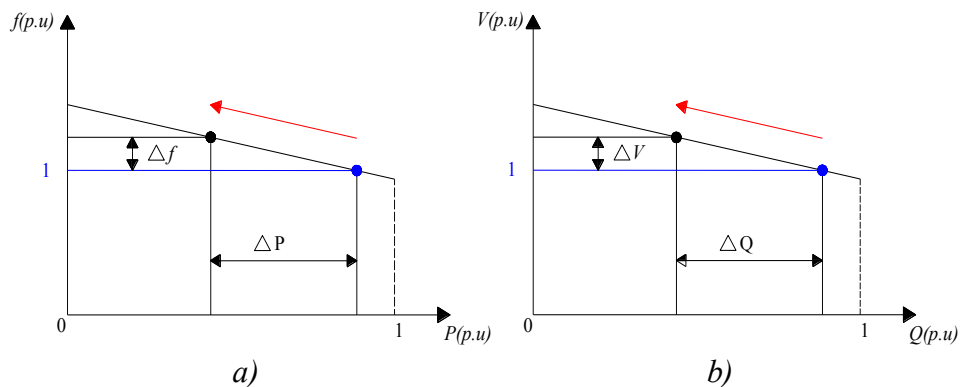


FIG. 25.: CARATTERISTICHE F-P AND V-Q. EFFETTO DEL CONTROLLO PRIMARIO.

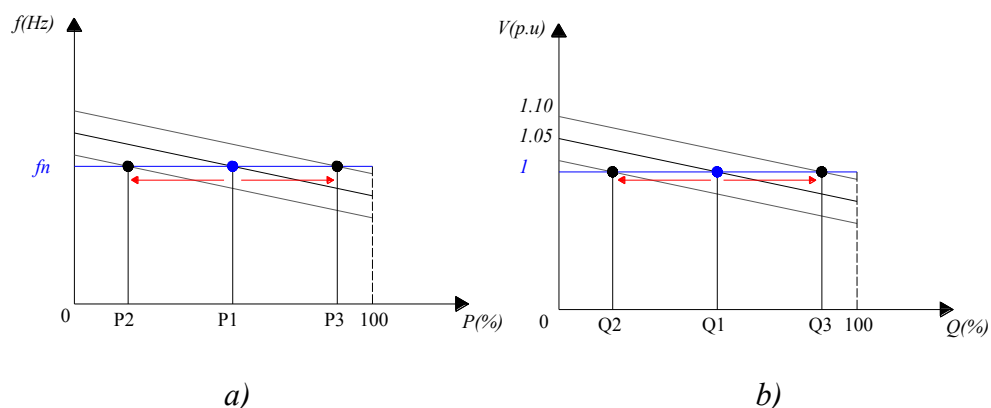


FIG. 26.: CARATTERISTICHE F-P AND V-Q. EFFETTO DEL CONTROLLO SECONDARIO.

In particolare, la regolazione primaria sposta il punto di lavoro lungo le caratteristiche, secondo le variazioni delle condizioni di carico, causando errori a regime nel valore di frequenza e di tensione (rispettivamente, mostrati nella FIG. 25, a e b).

Al fine di mantenere adeguati livelli di qualità di potenza, in termini di mantenimento della tensione e della frequenza a valori nominali, sui generatori è richiesto un controllo secondario. Questa azione di controllo può essere ottenuta traslando le caratteristiche a statismo, similmente a quando viene effettuato nelle regolazioni dei gruppi di generazione a livello della trasmissione, come mostrato in FIG. 26, a e b.

Tuttavia, al fine di ottenere un funzionamento ottimale anche dal punto di vista economico (o secondo ulteriori criteri) è necessario un **sistema di controllo gerarchico**⁴,

⁴ Partendo dall'analisi di alcuni lavori presenti in letteratura riguardanti lo studio di strategie di controllo per microreti autonome, può essere proposta una classificazione generale tenendo conto delle architetture centralizzate [9] [12] [13], distribuite [14]-[19] e gerarchiche [20]-[23], [28].

Controllo centralizzato – Le funzioni di controllo esercitate su generatori e carichi vengono eseguite da un singolo controllore, che riceve tutte le misure delle grandezze elettriche necessarie e invia i segnali di comando per tutte le unità controllate della microrete, ad esempio, i valori di riferimento per il dispacciamento della potenza attiva e reattiva. I vantaggi sono la visione globale e il controllo sullo stato della rete, grazie ad una infrastruttura di comunicazione bi-direzionale, che permette di eseguire un dispacciamento ottimale dei generatori. D'altra parte, gli aspetti critici sono legati a problemi di affidabilità, come la presenza di un singolo controllore e la necessità di un sistema di comunicazione efficace.

Controllo distribuito – Le funzioni di controllo vengono effettuate dai controllori locali su ciascun generatore senza necessità di scambio di informazioni tra loro o con un sistema centrale. Secondo questo

che preveda, al livello superiore, anche un controllo coordinato di tipo centralizzato al fine di poter dispacciare in modo ottimale i generatori “dopo” che hanno avuto luogo le regolazioni primaria e secondaria, in grado di conseguire, implicitamente, solo un’ottimizzazione dal punto di vista tecnico nello sfruttamento delle risorse.

È stato quindi preso in esame un controllo gerarchico basato su due livelli:

- Il controllo di basso livello che è decentrato ed è svolto localmente sulle unità di GD programmabili. I controllori locali dei generatori programmabili sono responsabili del mantenimento degli adeguati livelli di tensione e frequenza nella microrete autonoma.

Dopo che le azioni di controllo locale di frequenza e tensione si sono svolte al fine di mantenere stabile il funzionamento della microrete, un ulteriore cambiamento del punto di lavoro nei generatori è possibile per trovare le potenze d’uscita ottimali che riducano i costi di produzione e le emissioni inquinanti dei generatori programmabili. Questo viene effettuato dal controllo di alto livello.

- Il controllo di alto livello è chiamato a svolgere a livello centrale una ottimizzazione economica del funzionamento della microrete nel suo complesso, riducendo al tempo stesso le emissioni inquinanti.

È da notare che il controllo di basso livello può garantire la stabilità della rete senza alcun supporto da parte del controllo di alto livello.

Il MGCC (Microgrid Central Controller) acquisisce le misure delle potenze assorbite dai carichi, generate da fonti energetiche rinnovabili (RES) ed eventualmente immagazzinate dai sistemi di accumulo. Poi, la CCU (Central

concetto, è possibile realizzare il controllo di tensione e frequenza, primaria e secondaria, in base a misure locali. Per generatori di diverse tecnologie, anche per i generatori interfacciati mediante inverter, è possibile implementare caratteristiche simili a quelle dei generatori sincroni. I vantaggi sono una maggiore affidabilità del sistema di controllo e di comunicazione, mentre lo svantaggio principale è la perdita della visione generale e la mancata possibilità di eseguire l’ottimizzazione economica.

Controllo gerarchico – Rappresenta una soluzione di controllo in grado di coniugare i vantaggi dei precedenti dal punto di vista dell’affidabilità ed efficacia. Un controllore centrale dispaccia la potenza attiva e reattiva delle DR in modo ottimale e azioni di controllo possono essere intraprese a livello locale (controllo distribuito) per prevenire problemi di affidabilità.

Control Unit) trova i punti di funzionamento ottimali dei generatori programmabili in base alle condizioni del carico.

Successivamente, il MGCC invia i set-point ottimali ai controllori locali al fine di ottenere la potenza di uscita dei generatori desiderata.

La procedura centralizzata è basata sulla presenza di un elenco di un data base e di un sistema di monitoraggio.

L'insieme dei dati richiesti contiene le seguenti informazioni relative alle caratteristiche geometriche, topologiche ed elettriche della microrete, cioè tensione di rete nominale, matrice di incidenza [24], impedenze dei rami, portate delle linee, le curve di *capability* dei generatori programmabili, i costi di generazione, che comprendono i costi dei combustibili e i costi di esercizio e manutenzione (OMC) in funzione della potenza attiva di uscita, le emissioni inquinanti in funzione della potenza attiva d'uscita, fattori di ponderazione (pesi) che quantificano la rilevanza attribuita a ciascuna funzione obiettivo.

Il sistema di monitoraggio acquisisce e trasmette al MGCC le seguenti informazioni: le potenze attive e reattive assorbite dai carichi, le potenze attive e reattive generate da generatori non programmabili, le potenze fornite dai sistemi di accumulo, le potenze attive e reattive generate da generatori programmabili mediante il controllo di basso livello.

4.1 MINIMIZZAZIONE DEI COSTI E DELLE EMISSIONI INQUINANTI TRAMITE DISPACCIAMENTO OTTIMO DI UNITÀ DI GD DI TIPO RINNOVABILE E CONVENZIONALE IN MICRORETI AUTONOME

Nel presente paragrafo è proposta una strategia di controllo ottimale, dei generatori di una microrete, al fine di minimizzare i costi di produzione di energia a carico del gestore di tali generatori in microreti autonome. Inoltre, un altro obiettivo che si vuole raggiungere è la minimizzazione delle emissioni inquinanti dei generatori convenzionali assumendo che tutta la potenza messa a disposizione dalle fonti di energia rinnovabili (quali i sistemi fotovoltaici ed eolici) e dai sistemi di accumulo è iniettata nelle microreti. Ovviamente se la produzione di energia rinnovabile è superiore alla richiesta dei carichi, il surplus di energia è immagazzinata nei sistemi di accumulo, se possibile, oppure viene eseguita una regolazione della potenza erogata da tali generatori simile a quella presentata in precedenza per le unità convenzionali.

Ci sono diversi approcci per affrontare questo tipo di problema di ottimizzazione multi-obiettivo non-lineare vincolato, come trovare molteplici soluzioni ottimali di Pareto [4] o l'ottimizzazione di una singola funzione multi-obiettivo ottenuta da una somma pesata degli obiettivi [5]. In quest'ultimo caso, al fine di normalizzare i due obiettivi diversi, i valori minimi e massimi per ciascuna di esse sono calcolati a priori. I due obiettivi sono poi normalizzati e combinati in una funzione scalare obiettivo da minimizzare. Tale approccio è stato utilizzato in questo lavoro; supponendo che la procedura di ottimizzazione sia eseguita da una unità di controllo centrale (CCU), che è parte di un controllore centrale della microrete (MGCC), che ha il compito di dispacciare i generatori distribuiti che alimentano la microrete. La rete è assunta essere alimentata sia da generatori programmabili (convenzionali) che non (rinnovabili). Acquisite le misure dei carichi della microrete, le potenze generate dalle unità di generazione non programmabili e le potenze provenienti dai sistemi di accumulo, vengono fornite come input al CCU, che calcola i valori di riferimento ottimale per i generatori programmabili in termini di richiesta di potenza attiva e reattiva che permettono di alimentare i carichi, mantenendo allo stesso tempo le tensioni nodali (cioè sui PC) all'interno dell'intervallo specificato dalla norma EN 50160 [3].

Poiché i problemi di ottimizzazione reali spesso mostrano ottimi multipli, vale a dire la funzione obiettivo è multimodale, l'algoritmo utilizzato per la soluzione del problema di ottimizzazione proposto è SALHE-EA [6], poiché è in grado di identificare correttamente l'ottimo globale, così come diversi ottimi locali. Inoltre, fornisce anche il raggio di nicchia di ciascun ottimo, che può essere considerato come una misura della variazione della funzione obiettivo nelle vicinanze dell'ottimo. Le caratteristiche suddette consentono di superare le prestazioni degli algoritmi di solito utilizzati per effettuare l'*Optimal Power Flow* (OPF) [10][11].

Come detto in precedenza è stata eseguita l'ottimizzazione di una singola funzione multi-obiettivo ottenuta da una somma pesata degli obiettivi. Al fine di normalizzare i due obiettivi diversi, i loro valori massimi sono stati calcolati per ciascuna unità di GD programmabile. Pertanto, la funzione obiettivo, gestione di costo orario, è:

$$f_1 = 1 - \frac{\sum_{k=1}^{NDG} C_k(P_k) \cdot P_k}{C_{\max}} \quad (13)$$

dove:

NDG numero delle unità di GD programmabili;

P_k potenza attiva (kW) generata dalla k -esima unità di GD programmabile;

$C_k(P_k)$ costo (€ / kWh) della potenza attiva della k -esima unità di GD programmabile in funzione della potenza attiva d'uscita;

$C_{\max}$ massimo costo di gestione (€) ottenuto quando tutti i generatori programmabili producono la loro potenza massima;

La funzione obiettivo per le emissioni inquinanti è:

$$f_2 = 1 - \frac{\sum_{k=1}^{NDG} E_k(P_k)}{E_{\max}} \quad (14)$$

dove:

$E_k(P_k)$ emissioni inquinanti (ton/h) della k -esima unità di GD programmabile in funzione della potenza attiva;

E_{max} emissione massima di sostanze inquinanti (ton/h) ottenuta quando tutti i generatori programmabili producono la loro massima potenza.

Quindi, f_1 e f_2 possono essere massimizzate minimizzando, rispettivamente i costi operativi e le emissioni inquinanti. Le due funzioni obiettivo normalizzate vengono poi combinate in una singola funzione da massimizzare:

$$f = \lambda_1 f_1 + \lambda_2 f_2 \quad (15)$$

dove λ_1 e λ_2 sono i pesi (posti pari a 0,5) che quantificano la rilevanza attribuita a ciascun obiettivo dal gestore dei generatori.

Il problema di ottimizzazione è soggetto ai seguenti vincoli:

- le curve di capacità dei generatori sincroni che stabilisce i limiti della potenza attiva e reattiva per ogni generatore (FIG. 1);
- il bilancio energetico tra la generazione, il carico e le perdite di potenza;
- i limiti inferiori e superiori sulle variazioni di tensione in un nodo ($1.1 \cdot V_{nom}$ and $0.9 \cdot V_{nom}$), stabilite dalla norma EN 50160;
- i limiti termici delle linee in termini di portata.

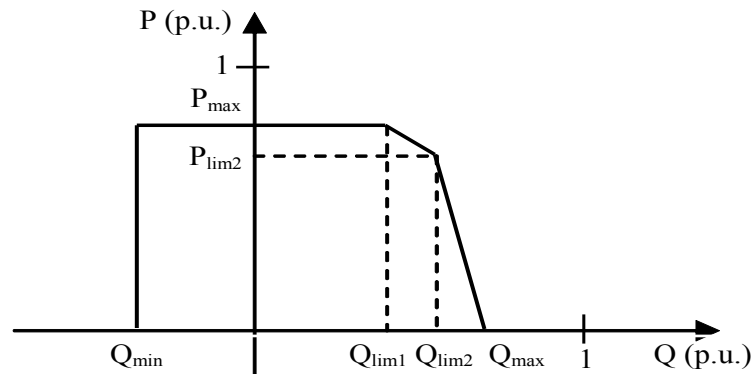


FIG. 27: RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA DELLA CURVA DI CAPACITÀ DI UN GENERATORE SINCRONO.

La FIG. 28 mostra la microrete in media tensione (MT) utilizzata per testare la procedura di ottimizzazione proposta. Le caratteristiche delle linee in cavo (conduttore di

sezione $3 \times 95 \text{ mm}^2$) sono riportate nella Tabella I, che mostra i dati relativi alla lunghezza, resistenza e reattanza per ogni ramo.

La potenza nominale dei carichi è di 800 kVA ($\cos\phi = 0.9$, ritardo). Le unità di produzione programmabili sono di tipo diesel (*PG0* e *PG7*) e gas naturale (*PG10*). Le loro potenze nominale (A_{nom}) sono, rispettivamente, 3.75 MVA, 3.125 MVA e 5.625 MVA. I limiti di potenza riferiti delle loro curve di capacità (

FIG. 1) sono riportati in Tabella II.

La Tabella III mostra i costi della potenza attiva dei generatori programmabili (€/kWh) in funzione delle potenze erogate. La Tabella IV riporta le emissioni inquinanti dei generatori programmabili (ton/h) in funzione delle potenze erogate. Le informazioni fornite dalla Tabella III e Tabella IV sono state utilizzate per ottenere i costi e le emissioni in funzione della potenza d'uscita variabile tramite interpolazione lineare.

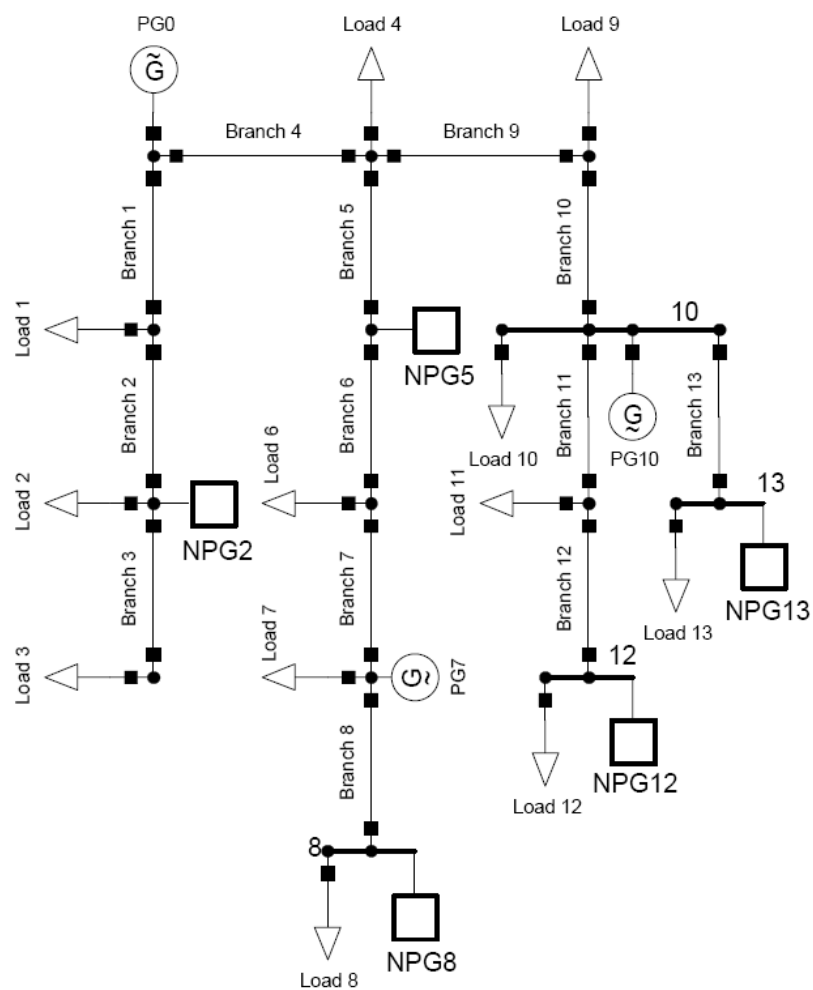


FIG. 28: MICRORETE TEST.

TABELLA XXVIII
DATI RELATIVI AI RAMI DELLA MICRORETE

RAMO	LUNGHEZZA (KM)	R (Ω)	X (Ω)
B1	0.5	0.0965	0.054978
B2	0.5	0.0965	0.054978
B3	0.5	0.0965	0.054978
B4	3	0.579	0.329867
B5	1	0.193	0.109956
B6	1	0.193	0.109956
B7	3	0.579	0.329867
B8	0.5	0.0965	0.054978
B9	3	0.579	0.329867
B10	3	0.579	0.329867
B11	0.5	0.0965	0.054978

B12	0.5	0.0965	0.054978
B13	1	0.193	0.109956

TABELLA XXIX
P(kW) E Q(kVAR)-VALORI LIMITE DELLE CURVE DI CAPABILITY

GEN.	P _{MAX}	P _{LIM2}	Q _{MIN}	Q _{LIM1}	Q _{LIM2}	Q _{MAX}
PG0	3000	2700	-1200	1500	1950	2550
PG7	2500	2250	-1000	1250	1625	2125
PG10	4500	4050	-1800	2250	2925	3825

TABELLA XXX
COSTI DELLA POTENZA ATTIVA DEI GENERATORI PROGRAMMABILI

LOADING GEN.	50%	75%	85%	100%
PG0	0.264952	0.232153	0.241153	0.300584
PG7	0.303559	0.243382	0.264582	0.312598
PG10	0.257546	0.220376	0.235986	0.270390

TABELLA XXXI
EMISSIONI INQUINANTI DEI GENERATORI PROGRAMMABILI (TON/H)

GEN. \ LOADING	50%	75%	85%	100%
PG0	5.04	6.84	8.64	11.16
PG7	3.96	5.58	7.2	9.54
PG10	7.2	9.18	11.16	14.4

I generatori non programmabili nella microrete considerata sono cinque, collegati rispettivamente ai nodi 2, 5, 8, 12 e 13 (identificati come: NPG2, NPG5, NPG8, NPG12, NPG13). In particolare, ne rappresentano uno fotovoltaico e quattro eolici. I generatori non programmabili possono fornire una potenza complessiva di 1900 kW. Il generatore fotovoltaico ha una potenza di picco di 500 kWp. I quattro aerogeneratori hanno una potenza nominale di 350 kW ciascuno. Ai nodi in cui sono collegati i generatori eolici, sono anche installati sistemi di accumulo con una potenza complessiva di 600 kW. I sistemi di accumulo sono utilizzati principalmente per accumulare la potenza in eccesso prodotta dai generatori eolici durante le ore a basso carico ed immettere nella rete tutta la potenza disponibile durante le ore con carico elevato.

I casi analizzati, denominati A, B e C, sono tutti caratterizzati dal massimo assorbimento, ma da diverse potenze di uscita per i generatori non programmabili e i sistemi di accumulo che vengono assunte pari a 0, 250 e 500 kW, rispettivamente per ogni caso.

I risultati della procedura di ottimizzazione sono riassunti in Tabella V, VI e VII. Esse riportano il valore dei costi e delle emissioni, mediati su dieci ottimizzazioni, ottenuti per la soluzione ottimale (ottimo) trovata dalla CCU, e una possibile soluzione non ottimale (chiamata NOS), che potrebbe essere ottenuta dal controllo di *basso livello* della microrete.

In particolare, è stata scelta come NOS la soluzione ammissibile con minore fitness tra tutte quelle valutate dal SALHE-EA durante l'ottimizzazione. Il numero delle valutazioni di funzione obiettivo nella sezione stocastica di SALHE-EA è impostato a 1000.

In ogni caso considerato (A, B e C), il confronto tra l'ottimo e la NOS, è effettuata considerando le differenze percentuali sia sui costi (ΔC) che le emissioni (ΔE), applicando le seguenti espressioni:

$$\Delta C = \frac{C_{NOS} - C_{OPT}}{C_{OPT}} 100 \quad \text{e} \quad \Delta E = \frac{E_{NOS} - E_{OPT}}{E_{OPT}} 100 \quad (16)$$

dove:

C_{NOS} costo (€) per la NOS;

C_{OPT} costo (€) per l'ottimo;

E_{NOS} emissione di inquinanti (ton) per la NOS;

E_{OPT} emissione di inquinanti (ton) per l'ottimo.

TABELLA XXXII
COSTI MEDI ED EMISSIONI DELLA SOLUZIONE OTTIMA E NON- CASO A

	OTTIMO	NOS	MIGLIORAMENTO
COSTI (€/H)	2152.879	2439.192	13.30%
EMISSIONI (TON/H)	27.303	29.082	6.52%

TABELLA XXXIII
COSTI MEDI ED EMISSIONI DELLA SOLUZIONE OTTIMA E NON- CASO B

	OTTIMO	NOS	MIGLIORAMENTO
COSTI (€/H)	1708.062	2115.523	23.86%
EMISSIONI (TON/H)	21.350	26.391	23.61%

TABELLA XXXIV
COSTI MEDI ED EMISSIONI DELLA SOLUZIONE OTTIMA E NON- CASO C

	OTTIMO	NOS	MIGLIORAMENTO
COSTI (€/H)	1491.221	1763.547	18.26%
EMISSIONI (TON/H)	18.041	21.171	17.35%

L'obiettivo del confronto è di evidenziare i vantaggi medi raggiunti grazie all'ottimizzazione nei confronti della NOS sia in termini di abbattimento dei costi che delle emissioni inquinanti.

La Tabella V mostra i risultati nel caso A. Il confronto tra l'ottimo fornito dal SALHE-EA e la NOS evidenzia che l'ottimizzazione consente di ridurre i costi (ΔC) del 13.3% e un abbattimento delle emissioni inquinanti (ΔE) del 6.52%.

I risultati ottenuti nel caso B sono riportati in Tabella VI. L'ottimo, trovato determina un significativo vantaggio per entrambi gli obiettivi. In particolare, consente una forte riduzione dei costi (ΔC) del 23.86% e l'abbattimento delle emissioni inquinanti (ΔE) del 23.61%.

La Tabella VII mostra i risultati nel caso C. Ancora una volta l'ottimo supera notevolmente la NOS, ma, a differenza dei due casi precedenti, l'ottimo permette una riduzione delle emissioni inquinanti superiore a quella dei costi. In particolare, la riduzione dei costi è del 18,26% e l'abbattimento delle emissioni inquinanti è del 17,35%.

I miglioramenti conseguiti dal SALHE-EA nei diversi casi, evidenzia che l'efficacia e i vantaggi della ottimizzazione dipendono dalle condizioni di funzionamento dalla microrete nel momento in cui viene eseguita l'ottimizzazione.

Un esempio di valori ottimali di potenza per i generatori ottenuti dal SALHE-EA, per ogni caso, è mostrato in Tabella VIII, IX e X. Si noti che nella prima colonna delle tabelle, P_i e Q_i sono, rispettivamente, le potenze attive e reattive dell' i -esimo generatore programmabile.

TABELLA XXXV
DISPACCIAMENTO DEI GENERATORI, COSTI ED EMISSIONI
PER LA SOLUZIONE OTTIMA E NOS NEL CASO A

	OTTIMO	NOS
PG0	2549.371	2976.542
QG0	1391.589	527.6128
PG7	1908.52	1208.486
QG7	1049.115	1824.169
PG10	4189.597	4468.097
QG10	1749.163	1841.295
COSTI (€/H)	2151.21	2453.19
EMISSIONI (TON/H)	98.42	104.76
FITNESS	0.239594	0.16245

TABELLA XXXVI
DISPACCIAMENTO DEI GENERATORI, COSTI ED EMISSIONI
PER LA SOLUZIONE OTTIMA E NOS NEL CASO B

	OTTIMO	NOS
PG0	2146.648	2970.64
QG0	1373.894	1106.706
PG7	1874.518	2445.912
QG7	1079.03	57.59532
PG10	3374.226	1990.195
QG10	1735.748	3030.839
COSTI (€/H)	1708.05	2141.62
EMISSIONI (TON/H)	76.86	95.65
FITNESS	0.401387	0.252312

TABELLA XXXVII
DISPACCIAMENTO DEI GENERATORI, COSTI ED EMISSIONI
PER LA SOLUZIONE OTTIMA E NOS NEL CASO C

	OTTIMO	NOS
PG0	1200.593	1422.45
QG0	1391.142	1813.037
PG7	1652.739	2490.905
QG7	1051.229	369.7062
PG10	3293.82	2235.751
QG10	1747.304	2008.044
COSTI (€/H)	1490.43	1728.44
EMISSIONI (TON/H)	65.09	77.11
FITNESS	0.485551	0.396907

Il confronto tra l'ottimo del Caso A e la NOS del Caso B evidenzia la capacità del SALHE-EA di ottenere risultati (fitness = 0.239594) comparabili al miglioramento in termini di costi e di emissioni grazie all'uso delle fonti rinnovabili e sistemi di accumulo (fitness = 0.252312), nel caso B senza ottimizzazione. Analoghe considerazioni possono essere fatte con riferimento al confronto tra l'ottimo del caso B e la NOS del caso C.

Pertanto dall'analisi dei risultati si evince che la procedura di ottimizzazione effettuata su una microrete test ha dimostrato che il sistema di controllo proposto consente un coordinamento ottimale delle diverse fonti di alimentazione programmabili in base alle variabili condizioni dei carichi, dei generatori rinnovabili e dei sistemi di accumulo presenti nella microrete.

Sebbene l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e sistemi di accumulo è di per sé un mezzo per ridurre i costi operativi e le emissioni inquinanti, con tale procedura di ottimizzazione in una microrete con generatori rinnovabili si aggiungono altri vantaggi. Inoltre, è stato evidenziato come la procedura di ottimizzazione basata su SALHE-EA, applicata ad una microrete senza RES, ha permesso di ottenere risultati comparabili a quelli ottenuti, sia in termini di costi che di emissioni, con l'uso di fonti energetiche rinnovabili e di accumulo.

4.2 MINIMIZZAZIONE DEI COSTI E DELLE EMISSIONI INQUINANTI TRAMITE DISPACCIAMENTO OTTIMO DI SISTEMI DI ACCUMULO DISTRIBUITI E DI UNITÀ DI GD DI TIPO RINNOVABILE E CONVENZIONALE IN MICRORETI AUTONOME

Questa sezione presenta una innovativa procedura di ottimizzazione che permette il dispacciamento ottimo di generatori e sistemi di accumulo distribuiti in una microrete operante in isola in media tensione (MT). La rete si suppone alimentata sia da generatori programmabili e non (ad esempio, tra questi ultimi, è possibile considerare alcuni tipi di generatori la cui fonte energetica è di tipo rinnovabile). L'obiettivo dell'ottimizzazione è ridurre al minimo sia i costi che le emissioni inquinanti dei generatori programmabili, partendo dal presupposto che tutta la potenza messa a disposizione dai generatori la cui fonte energetica è di tipo rinnovabile (es. impianti fotovoltaici ed eolici) è direttamente immessa nella rete o accumulata per essere in seguito fornita secondo una strategia di gestione delle unità di accumulo spiegata in seguito. Infatti, i sistemi di accumulo sono trattati come fonti di energia perché si presume di sapere quanta energia sono in grado di fornire al momento dell'ottimizzazione fino alla successiva ottimizzazione.

Come detto nell'introduzione, viene considerato un controllo gerarchico basato su due livelli, in particolare, l'alto livello si occupa dell'ottimizzazione delle risorse. La procedura di ottimizzazione è eseguita da una unità di controllo centrale (CCU) che è parte di un controllore centrale della microrete (MGCC) per dispatchare i generatori distribuiti che alimentano la microrete. La misura delle potenze dei carichi e della potenza generata dalle unità di produzione non programmabili della microrete sono gli input forniti al CCU della microrete. Questo calcola, mediante l'algoritmo proposto, le potenze ottimali che devono essere erogate dai generatori programmabili e dai sistemi di accumulo in funzione degli obiettivi suddetti.

I problemi di ottimizzazione reali spesso presentano ottimi multipli. Questo è evidente quando il problema di ottimizzazione deve soddisfare molteplici obiettivi tra loro in conflitto, e chiede all'algoritmo di ottimizzazione di trovare un set di soluzioni di compromesso ottimale noti come soluzioni ottimali di Pareto [4]. D'altro canto, ottimi multipli (ottimo globale e ottimo locale) sono presenti quando la funzione obiettivo di

problemi di ottimizzazione a singolo obiettivo o multi-obiettivo (in quest'ultimo caso, una funzione obiettivo è ottenuta dalla somma pesata degli obiettivi [5] è multimodale. In questo caso è utile, per ottenere ulteriori informazioni sulla validità dell'ottimo globale e quello locale, conoscere anche la variazione della funzione obiettivo nelle vicinanze dell'ottimo. In realtà, se la funzione obiettivo varia rapidamente nelle vicinanze dell'ottimo globale, che viene scelto come la soluzione del problema di ottimizzazione, il risultato ottenuto, con l'attuazione di questa soluzione, può essere peggiore rispetto a quello calcolato a causa di inevitabili tolleranze dei parametri. In tal caso, la scelta migliore è un ottimo diverso (ossia locale), nelle cui vicinanze la funzione obiettivo varia lentamente (pertanto l'implementazione di questa soluzione produrrà risultati, in termini di performance, simili a quelli previsti).

Si noti che in problemi di ottimizzazione multi-obiettivo, dove la funzione obiettivo si ottiene attraverso la somma pesata degli obiettivi, un ottimo locale può diventare quello globale se cambiano i pesi. In questo caso, fornire informazioni sugli ottimi locali permette di evitare di risolvere nuovamente il problema di ottimizzazione, con notevole risparmio di tempo.

Il problema OPF multi-obiettivo potrebbe essere risolto mediante un algoritmo di ottimizzazione in grado di trovare le soluzioni ottimali di Pareto, ciascuna corrispondente a diverse importanze date agli obiettivi. Tuttavia, nel caso considerato, l'approccio di Pareto è inutile, perché è necessario scegliere (a posteriori) solo una soluzione tra quelle ottimali di Pareto. Infatti, la procedura di ottimizzazione, è finalizzata a trovare il punto di funzionamento ottimale dei generatori programmabili e dei sistemi di accumulo in base a una data importanza data agli obiettivi.

L'approccio della somma pesata sembra la più adatta per affrontare il problema in esame, dato che le informazioni circa l'importanza di ciascun obiettivo è inserito (a priori) nei pesi utilizzati per ottenere la funzione obiettivo. Quindi, l'ottimo globale, fornito dall'algoritmo di ottimizzazione può essere direttamente trattato come l'uscita del CCU.

Ovviamente, come accennato precedentemente, la soluzione più adeguata dal punto di vista pratico può essere diversa dall'ottimo globale (ottimo assoluto) e può essere scelta se l'algoritmo di ottimizzazione adottato fornisce anche alcune informazioni sia

sugli ottimi locali che sulla variazione della funzione obiettivo nelle loro vicinanze (come anche nelle vicinanze dell'ottimo assoluto). Per questi motivi la formulazione del problema di ottimizzazione viene affrontato con un approccio di somma pesata.

Ci sono diverse tecniche per risolvere il problema di ottimizzazione. Le tecniche più usate per effettuare tale operazione, conosciuta in letteratura come Optimal Power Flow (OPF), sono il metodo di Lagrange-Newton [10] e la programmazione quadratica sequenziale (SQP) [11]. Negli ultimi anni i metodi di ottimizzazione stocastica sono stati applicati al problema dell'OPF. In [25] è presentato un approccio per risolvere un problema a singolo obiettivo (ridurre al minimo il costo totale in un sistema elettrico) per mezzo di un *Particle Swarm Optimization Algorithm*. In [27] il problema OPF multi-obiettivo (economico ed emissioni) è stato risolto utilizzando un algoritmo di evoluzione differenziale.

Le tecniche più utilizzate, cioè gli algoritmi deterministi, hanno come svantaggio principale che possono convergere in ottimi locali. Perciò, essi non sono appropriati per risolvere i problemi multimodali [29]. I metodi di ottimizzazione stocastici hanno lo stesso inconveniente, ma, negli ultimi decenni, le tecniche di conservazione della diversità, come il *niching*, sono state introdotte per superare questo limite [5].

Nel presente lavoro, il problema multi-obiettivo OPF è risolto mediante un *Niching Evolutionary Algorithm* (NEA) [7], chiamato *Self-Adaptive Low-High Evaluation - Evolutionary Algorithm* (SALHE-EA) [6], perché è in grado di identificare correttamente sia l'ottimo globale, e nello stesso tempo differenti ottimi locali. Inoltre, esso fornisce il "raggio di nicchia" di ciascun ottimo superando le prestazioni dei suddetti metodi. Il raggio di nicchia può essere considerato come una misura della variazione della funzione obiettivo nelle vicinanze della soluzione ottima: un raggio di nicchia basso significa che la funzione obiettivo decresce rapidamente all'interno della nicchia, cioè nelle vicinanze dell'ottimo. L'ottimo globale fornito da SALHE-EA è scelto come uscita del CCU, se presenta un adeguato raggio di nicchia.

Come detto in precedenza, l'obiettivo dell'ottimizzazione è realizzare un dispacciamento ottimo dei generatori distribuiti in una microrete MT operante in modo autonomo per ridurre al minimo i costi di esercizio e le emissioni. Inoltre, al fine di raggiungere questo obiettivo, tutta la potenza messa a disposizione dai RES viene

iniettata nella microrete ed inoltre è adottata una gestione ottimale della potenza dei sistemi di accumulo.

L'obiettivo della strategia di gestione dei sistemi di accumulo è quello di iniettare nella microrete la quantità di potenza che permette ai generatori programmabili di lavorare nel loro punto di lavoro ottimale, e se possibile, evitare di avviare i generatori programmabili spenti.

La procedura viene eseguita risolvendo un problema di ottimizzazione multi-obiettivo non lineare le cui soluzioni sono le potenze ottimali di uscita dei generatori programmabili e dei sistemi di accumulo.

Al fine di normalizzare i tre obiettivi sono stati utilizzati i loro valori massimi.

La funzione obiettivo, gestione di costo, è:

$$f_1 = 1 - \frac{T \sum_{k=1}^{NDG} C_k(P_k) \cdot P_k + \sum_{k=1}^{NDG} C_{ON,k} [1 - I_k^{t-T}] I_k^t}{C_{\max}} \quad (17)$$

dove:

NDG numero delle unità di GD programmabili;

T periodo di tempo (h) tra due ottimizzazioni successive;

P_k potenza attiva (kW) generata dalla k -esima unità di GD programmabile;

$C_k(P_k)$ costo (€/kWh) della potenza attiva della k -esima unità di GD programmabile in funzione della potenza attiva d'uscita;

$C_{ON,k}$ costo di avviamento del k -esimo generatore programmabile;

$C_{\max}$ massimo costo di gestione (€) ottenuto quando tutti i generatori programmabili vengono accesi e producono la potenza massima;

I_k^{t-T} stato (1 = ON, 0 = OFF) del generatore programmabile k -esimo al tempo $t-T$ (in cui l'ottimizzazione precedente è stata effettuata, o stato imposto dal controllo di basso livello);

I_k^t stato (1 = ON, 0 = OFF) del generatore programmabile k -esimo al tempo t (in cui viene eseguita l'ottimizzazione).

La funzione obiettivo riferita alle emissioni inquinanti è:

$$f_2 = 1 - \frac{T \sum_{k=1}^{NDG} E_k(P_k)}{E_{\max}} \quad (18)$$

dove:

$E_k(P_k)$ emissioni inquinanti (ton/h) della k -esima unità di GD programmabile in funzione della potenza attiva;

$E_{\max}$ emissione massima di sostanze inquinanti (ton) ottenuta quando tutti i generatori programmabili producono la massima potenza.

Infine, la funzione obiettivo connessa alla gestione dei sistemi di accumulo è:

$$f_3 = 1 - \frac{\sum_{k=1}^{NS} P_k}{P_{\max}} \quad (19)$$

dove:

P_k è la potenza attiva (kW) generata dal sistema di accumulo k -esimo;

$P_{\max}$ è la somma della potenza massima attiva di tutti i sistemi di accumulo.

Pertanto, f_1, f_2 ed f_3 devono essere massimizzate per ridurre, rispettivamente, i costi operativi, le emissioni inquinanti e l'uso dell'energia immagazzinata nei sistemi di accumulo.

Le tre funzioni obiettivo normalizzate, di cui sopra, vengono poi combinate in una singola funzione da massimizzare:

$$f = \lambda_1 f_1 + \lambda_2 f_2 + \lambda_3 f_3 \quad (20)$$

Dove λ_1, λ_2 e λ_3 sono i pesi che quantificano la rilevanza attribuita a ciascun obiettivo dal gestore della microrete MGO (ovviamente la somma dei pesi è 1).

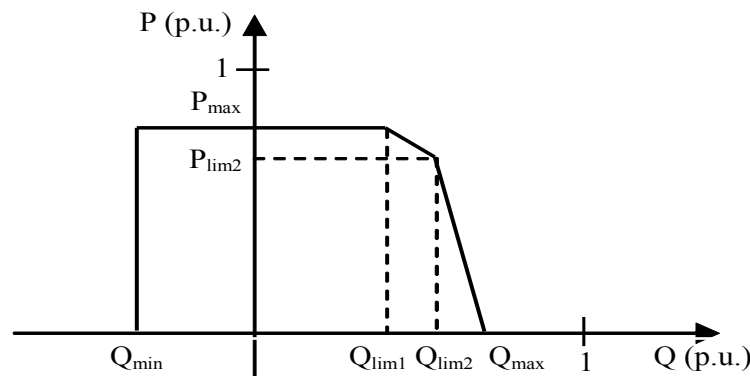


FIG. 29: RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA DELLA CAPABILITY DI UN SINCRONO.

Il problema di ottimizzazione è soggetto alle seguenti restrizioni:

- le curve di capacità dei generatori sincroni in termini di limiti della potenza attiva e reattiva (
- FIG. 1);
- Deve essere garantito il bilancio tra il carico, la generazione e le perdite di potenza;
- norma EN 50160 stabilisce i limiti inferiori e superiori sulle variazioni di tensione in un nodo ($1.1 \cdot V_{nom}$ and $0.9 \cdot V_{nom}$);
- I limiti termici delle linee in termini di portata delle linee.

La

FIG. 30 mostra la microrete in MT utilizzata per sperimentare la procedura di ottimizzazione proposta. Le caratteristiche delle linee in cavo (conduttore di sezione $3 \times 95 \text{ mm}^2$) sono riportate nella TABELLA XXXVIII, che mostra i dati relativi alla lunghezza, resistenza e reattanza per ogni ramo (B1, ..., B37). La TABELLA XXXIX mostra la posizione e la potenza nominale dei carichi (L1, ..., L26). La TABELLA XL mostra la posizione e la potenza nominale dei RES, che sono i generatori non programmabili (NPG). La TABELLA XLI mostra la posizione dei sistemi di accumulo e la potenza massima attiva. La TABELLA XLII mostra la posizione, la potenza nominale e i limiti di potenza (riferite alle curve di capacità in FIG. 27: RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA DELLA CURVA DI CAPACITÀ DI UN GENERATORE SINCRONO.) delle unità di GD programmabili (chiamate PG). Vale la pena notare che i generatori programmabili hanno capacità tale da soddisfare interamente

il carico massimo, se necessario. La TABELLA XLIII mostra i costi di avviamento (€) dei PG. La TABELLA XLIV mostra il costo orario della potenza attiva dei PG in funzione delle potenze di uscita dei PG (€ / kWh). La TABELLA XLV mostra le emissioni inquinanti orarie (ton/h) dei PG in funzione delle potenze di uscita degli stessi. Le informazioni fornite dalla TABELLA XLIV e TABELLA XLV sono state utilizzate per ottenere i costi e le emissioni come funzione della variabile potenza di uscita tramite interpolazione lineare.

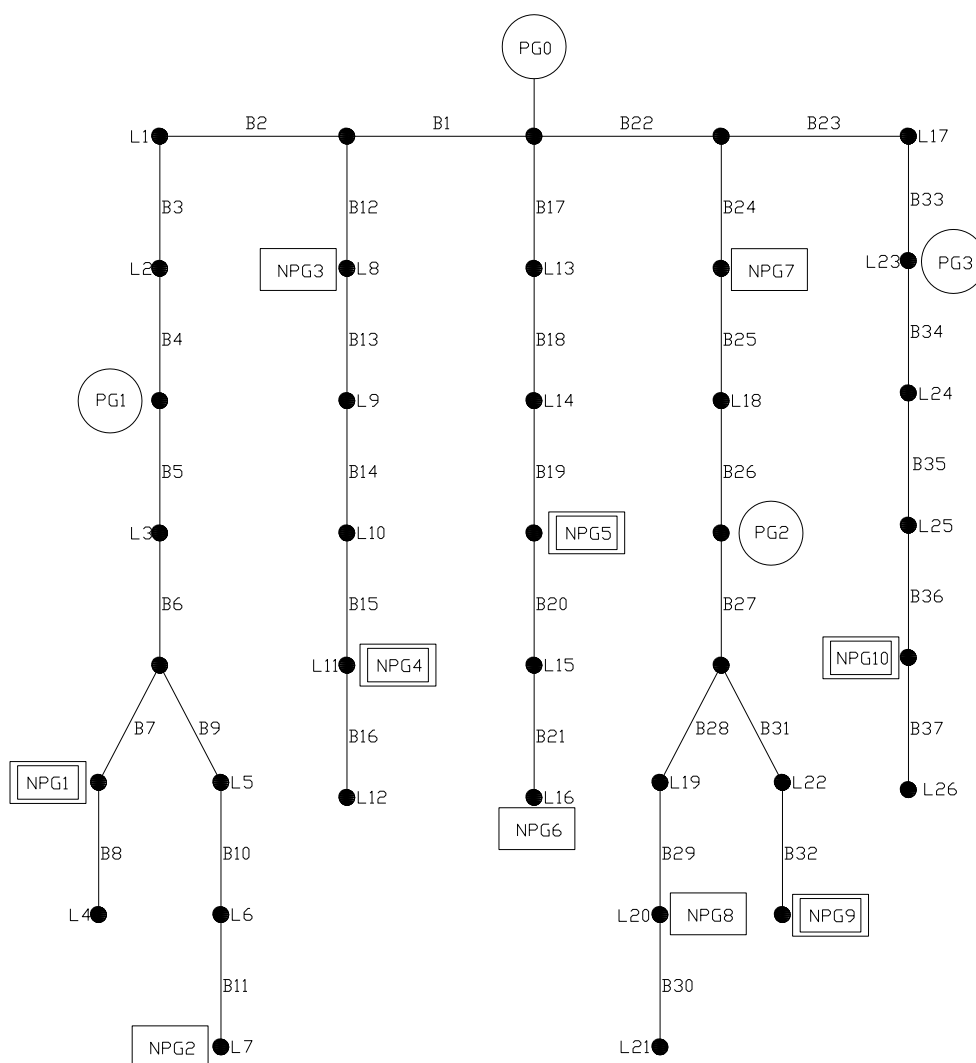


FIG. 30: MICRORETE TEST.

TABELLA XXXVIII
DATI RELATIVI AI RAMI MICRORETE

RAMO	LUNGHEZZA (KM)	R (Ω)	X (Ω)
B1	3	0.579000	0.329867
B2	3	0.579000	0.329867
B3	1	0.193000	0.109956
B4	1	0.193000	0.109956
B5	1	0.193000	0.109956
B6	1	0.193000	0.109956
B7	1	0.193000	0.109956
B8	0.5	0.096500	0.054978
B9	0.5	0.096500	0.054978
B10	0.5	0.096500	0.054978
B11	1.5	0.289500	0.164934
B12	1.5	0.289500	0.164934
B13	1.5	0.289500	0.164934
B14	0.5	0.096500	0.054978
B15	0.5	0.096500	0.054978
B16	0.5	0.096500	0.054978
B17	1	0.193000	0.109956
B18	1	0.193000	0.109956
B19	0.5	0.096500	0.054978
B20	0.5	0.096500	0.054978
B21	0.5	0.096500	0.054978
B22	3	0.579000	0.329867
B23	2	0.386000	0.219911
B24	1	0.193000	0.109956
B25	1	0.193000	0.109956
B26	0.5	0.096500	0.054978
B27	0.5	0.096500	0.054978
B28	0.5	0.096500	0.054978
B29	0.5	0.096500	0.054978
B30	0.5	0.096500	0.054978
B31	0.5	0.096500	0.054978
B32	0.5	0.096500	0.054978
B33	1.5	0.289500	0.164934
B34	1	0.193000	0.109956
B35	0.5	0.096500	0.054978
B36	0.5	0.096500	0.054978
B37	0.5	0.096500	0.054978

TABELLA XXXIX
DATI CARICHI DELLA MICRORETE

CARICO	NODO	S (kVA)	cosφ
L1	2	800.000	0.9
L2	3	800.000	0.9
L3	5	800.000	0.9
L4	8	800.000	0.9
L5	9	600.000	0.9
L6	10	600.000	0.9
L7	11	800.000	0.9
L8	12	600.000	0.9
L9	13	600.000	0.9
L10	14	800.000	0.9
L11	15	800.000	0.9
L12	16	800.000	0.9
L13	17	600.000	0.9
L14	18	800.000	0.9
L15	20	400.000	0.9
L16	21	400.000	0.9
L17	23	800.000	0.9
L18	25	600.000	0.9
L19	28	800.000	0.9
L20	29	400.000	0.9
L21	30	400.000	0.9
L22	31	800.000	0.9
L23	33	600.000	0.9
L24	34	600.000	0.9
L25	35	800.000	0.9
L26	37	800.000	0.9

TABELLA XL
DATI GENERATORI NON PROGRAMMABILI DELLA MICRORETE

GEN.	NODO	S (kVA)
NPG1	7	600.000
NPG2	11	400.000
NPG3	12	400.000
NPG4	15	600.000
NPG5	19	600.000
NPG6	21	400.000
NPG7	24	400.000
NPG8	29	400.000
NPG9	32	600.000
NPG10	36	600.000

TABELLA XLI
DATI DEI SISTEMI DI ACCUMULO PRESENTI NELLA MICRORETE

STORAGE	NODO	P (kW)
S1	7	600.0
S2	15	600.0
S3	19	600.0
S4	32	600.0
S5	36	600.0

TABELLA XLII
VALORE DELLE POTENZE LIMITI DALLA CURVE DI CAPABILITY DEI PG

GEN.	NODO	S (kVA)	P _{MAX} (kW)	P _{LIM2} (kW)	Q _{MIN} (kVAR)	Q _{LIM1} (kVAR)	Q _{LIM2} (kVAR)	Q _{MAX} (kVAR)
PG0	0	6250	5000	4500	-2000	2500	3250	4250
PG1	4	5000	4000	3600	-1600	2000	2600	3400
PG2	26	3750	3000	2700	-1200	1500	1950	2550
PG3	33	4375	3500	3150	-1400	1750	2275	2975

TABELLA XLIII
COSTO DI AVVIO DEI PG

GEN.	€
PG0	26.62
PG1	23.00
PG2	20.23
PG3	22.43

TABELLA XLIV
COSTO ORARIO DELLA POTENZA ATTIVA DEI PG (€/kWh)

CARICO GEN.	25%	50%	75%	85%	100%
PG0	0.212983	0.197222	0.173578	0.182611	0.190897
PG1	0.230023	0.228866	0.207815	0.205895	0.210156
PG2	0.269726	0.252007	0.227461	0.239612	0.244268
PG3	0.256398	0.239991	0.220034	0.223677	0.234987

TABELLA XLV
EMISSIONI INQUINANTI ORARIE DEI PG (TON/H)

CARICO GEN.	25%	50%	75%	85%	100%
PG0	9.78	15.49	21.78	24.55	29.99
PG1	7.57	12.17	17.00	18.55	23.23
PG2	5.01	8.11	11.22	12.99	15.96
PG3	6.12	10.11	13.67	15.83	19.90

La procedura di ottimizzazione proposta è stata applicata in diverse condizioni operative. Gli scenari analizzati sono riportati nella TABELLA XLVI. I pesi λ_1 , λ_2 e λ_3 , scelti per effettuare i calcoli sono riportati nella TABELLA XLVII.

Nel seguito è chiamata NOS, una soluzione possibile ma non ottima, che potrebbe essere imposta dal controllo a basso livello della microrete.

Queste analisi vogliono evidenziare il vantaggio medio che può essere raggiunto grazie alla procedura di ottimizzazione, in termini di minori costi ed emissioni inquinanti,

rispetto al controllo di basso livello. Le differenze percentuali dei costi e delle emissioni tra l'ottimo e una NOS sono state calcolate come:

$$\Delta C = \frac{100 \sum_{i=1}^{nt} \frac{C_{NOS,i} - C_{OPT,i}}{C_{OPT,i}}}{nt} \quad (21)$$

$$\Delta E = \frac{100 \sum_{i=1}^{nt} \frac{E_{NOS,i} - E_{OPT,i}}{E_{OPT,i}}}{nt} \quad (22)$$

dove:

n_t numero di prove;

C_{NOS} costo (€) per la NOS;

C_{OPT} costo (€) per l'ottimo;

E_{NOS} emissione di inquinanti (ton) per la NOS;

E_{OPT} emissione di inquinanti (ton) per l'ottimo.

In particolare, i risultati sono elaborati scegliendo come NOS la soluzione ammissibile con la più bassa fitness tra quelle valutate dal SALHE-EA durante la procedura di ottimizzazione. Il parametro T utilizzato in (5) e (6) è impostato a 20 min. I parametri del SALHE-EA (ad esempio, dimensioni della popolazione, la probabilità di mutazione, ecc.) sono impostati come riportato in [30]. Il numero di valutazioni delle funzione obiettivo nella sezione stocastica di SALHE-EA è impostato a 5000.

La TABELLA XLVIII mostra i risultati in media di 10 ottimizzazioni per ogni scenario. I risultati evidenziano la capacità del SALHE-EA di ridurre sempre i costi e le emissioni inquinanti rispetto al NOS. Inoltre, diversi miglioramenti in vari scenari, evidenziano che l'efficacia e il vantaggio della ottimizzazione dipendono dalle condizioni di funzionamento della microrrete nel momento in cui viene eseguita l'ottimizzazione. Infine, i risultati mostrano che maggiore è il carico da alimentare, attraverso i PG e i sistemi di accumulo, minore sono i miglioramenti dell'ottimo rispetto al NOS.

La TABELLA XLIX, riporta i risultati ottenuti nello Scenario 1 per una singola ottimizzazione, usando $\lambda_1 = 0.567$, $\lambda_2 = 0.283$ e $\lambda_3 = 0,15$. Si noti che nella prima colonna P_{PGi} e Q_{PGi} sono, rispettivamente, le potenza attiva e reattiva dell' i -esimo generatore programmabile.

I risultati evidenziano la capacità del SALHE-EA di fornire una soluzione migliore rispetto alla NOS sia in termini di costi ed emissioni inquinanti. Inoltre, si può vedere che SALHE-EA è in grado di raggiungere l'obiettivo della strategia di gestione dei sistemi di accumulo adottati. Infatti, la potenza dei PG relativi all'ottimo sono vicine al loro punti di lavoro ottimale (in questo caso il 75% di P_{max} come indicato nella TABELLA XLIV. Inoltre, l'Ottimo evita di avviare i PG che erano spenti ($PG2$ in questo esempio). Si noti che l'Ottimo raggiunge questo obiettivo, impiegando la stessa potenza complessiva richiesta dalla NOS ai sistemi di accumulo. D'altra parte, le potenze d'uscita dei PG relative alla NOS sono lontane dai punti del migliore funzionamento dei generatori. In dettaglio, la potenza del $PG0$, $PG1$, $PG2$ e $PG3$ è il 25%,10%, 91%,45%, 97%,67% e 48,80% di ciascuna P_{max} , rispettivamente. Un ulteriore svantaggio della NOS rispetto al valore ottimale è l'avvio del $PG2$.

TABELLA XLVI: CASO STUDIO

SCENARIO	RICHIESTA DEL CARICO %	NPGs POTENZA D'USCITA %	SATO DEL GENERATORE PROGRAMMABILE			
			PG0	PG1	PG2	PG3
1	100	100	ON	ON	OFF	ON
2	100	100	ON	OFF	OFF	ON
3	100	100	ON	OFF	ON	ON
4	100	50	ON	ON	OFF	ON
5	100	50	ON	OFF	OFF	ON
6	100	50	ON	OFF	ON	ON
7	70	50	ON	ON	OFF	ON
8	70	50	ON	OFF	OFF	ON
9	70	50	ON	OFF	ON	ON

TABELLA XLVII: COMBINAZIONE DEI PESI

λ_1	λ_2	λ_3
0.475	0.475	0.05
0.633	0.317	0.05
0.317	0.633	0.05
0.45	0.45	0.1
0.6	0.3	0.1
0.3	0.3	0.1
0.425	0.425	0.15
0.567	0.283	0.15
0.283	0.567	0.15

TABELLA XLVIII
DIFFERENZE PERCENTUALI DEI COSTI E DELLE EMISSIONI
TRA L' OTTIMO E UNA NOS IN VARI SCENARI

SCENARIO	0.475 - 0.475 - 0.05		0.633 - 0.317 - 0.05		0.317 - 0.633 - 0.05	
	ΔC	ΔE	ΔC	ΔE	ΔC	ΔE
1	40.68%	26.91%	42.02%	26.45%	35.40%	30.77%
2	37.83%	25.67%	40.10%	27.14%	34.65%	32.43%
3	37.67%	28.06%	39.69%	30.02%	30.25%	32.21%
4	25.73%	23.89%	26.90%	24.76%	23.73%	28.01%
5	25.92%	25.50%	27.34%	25.81%	23.55%	26.96%
6	26.49%	24.90%	26.76%	25.28%	24.27%	28.41%
7	61.25%	39.59%	61.72%	38.98%	49.94%	43.47%
8	65.43%	43.13%	66.26%	39.37%	53.79%	45.65%
9	61.75%	45.00%	59.85%	38.53%	49.42%	44.88%
SCENARIO	0.45 - 0.45 - 0.1		0.6 - 0.3 - 0.1		0.3 - 0.6 - 0.1	
	ΔC	ΔE	ΔC	ΔE	ΔC	ΔE
1	34.70%	21.57%	35.23%	20.29%	38.15%	27.07%
2	38.41%	25.15%	34.78%	20.92%	33.69%	26.59%
3	32.11%	23.91%	34.31%	22.53%	30.97%	28.57%
4	24.94%	22.92%	25.90%	24.95%	21.68%	26.33%
5	23.83%	24.06%	22.98%	21.03%	21.32%	26.80%
6	24.82%	23.12%	26.09%	22.87%	23.51%	25.16%
7	61.03%	37.67%	54.50%	32.37%	53.77%	40.13%
8	56.09%	37.32%	56.04%	34.20%	49.35%	36.23%
9	57.08%	35.63%	50.06%	32.83%	49.77%	39.56%
SCENARIO	0.425 - 0.425 - 0.15		0.567 - 0.283 - 0.15		0.283 - 0.567 - 0.15	
	ΔC	ΔE	ΔC	ΔE	ΔC	ΔE
1	21.21%	8.46%	17.93%	5.79%	11.28%	3.22%
2	16.09%	5.11%	15.08%	5.44%	12.72%	4.25%
3	9.73%	2.16%	17.65%	8.12%	7.92%	2.96%
4	8.33%	6.98%	8.12%	4.92%	9.50%	9.97%
5	9.55%	8.93%	9.70%	6.97%	7.78%	7.89%
6	10.72%	9.39%	10.39%	8.59%	9.18%	8.90%
7	24.86%	8.49%	24.08%	6.98%	8.59%	4.43%
8	11.96%	5.29%	23.84%	10.57%	6.42%	2.22%
9	16.77%	7.71%	24.93%	13.77%	7.06%	2.39%

TABELLA XLIX
DISPACCIAMENTO DEI GENERATORI, COSTI ED EMISSIONI PER LA SOLUZIONE OTTIMA
E PER LE NOS NELLO SCENARIO 1

	OTTIMO	NOS
P_{PG0} (KW)	3749.9	1254.6
Q_{PG0} (KVAR)	2871.6	3747.7
P_{PG1} (KW)	3022.1	3658.6
Q_{PG1} (KVAR)	3460.1	2876.8
P_{PG2} (KW)	0.0	2930.1
Q_{PG2} (KVAR)	0.0	1600.6
P_{PG3} (KW)	2623.6	1707.7
Q_{PG3} (KVAR)	2797.5	2039.9
P_{S1} (KW)	280.1	369.7
P_{S2} (KW)	198.3	78.4
P_{S3} (KW)	371.6	204.8
P_{S4} (KW)	341.1	103.7
P_{S5} (KW)	292.1	572.2
COSTI (€)	464.00	558.22
EMISSIONI (TON)	13.13	13.95
FITNESS	0.444779	0.389284
RAGGIO DI NICCHIA	0.17	-

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] CIGRE C6.11 Working Group: Development and operation of active distribution networks.
- [2] C.L. Smallwood, "Distributed Generation in Autonomous and Non- Autonomous Micro Grids", Proc. of 2002 *IEEE Rural Electric Power Conference*, Colorado Springs, Colorado.
- [3] Norma CEI EN 50160 ed. II, "Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica, e successive modifiche".
- [4] A. Ghosh, S. Dehuri, "Evolutionary Algorithms for Multi-Criterion Optimization: A Survey", *International Journal of Computing & Information Sciences*, Vol. 2, No .1, pp. 38-57, 2004.
- [5] E. Dilettoso, N. Salerno, "A Self-Adaptive Niching Genetic Algorithm for Multimodal Optimization of Electromagnetic Devices", *IEEE Transactions on Magnetics*, Vol. 42, No. 4, April 2006, pp. 1203-1206.
- [6] E. Dilettoso, S.A. Rizzo, N. Salerno, "SALHE-EA: a New Evolutionary Algorithm for Multi-Objective Optimization of Electromagnetic Devices", *Intelligent Computer Techniques in Applied Electromagnetics*, Sławomir Wiak, Andrzej Krawczyk and Ivo Dolezel (Eds.), Springer-Verlag, Vol. 119, Berlin Heidelberg (Germany), 2008, pp. 37-45.
- [7] B. Sareni, L. Krahenbuhl, "Fitness sharing and niching method revisited,"*IEEE Transactions Evol. Comput.*, vol. 2, no. 3, pp. 97–106, Jun. 1998.
- [8] S. Conti, A.M. Greco, N. Messina, U. Vagliasindi, "Generators Control Systems in Intentionally Islanded MV Microgrids", *Proc. of SPEEDAM'08*, pp. 399-405.
- [9] C.A. Hernandez - Aramburo, T.C. Green, N. Mugniot, "Fuel consumption minimization of a microgrid", *IEEE Transaction on Industry Applications*, Vol. 41, No.3, May/June 2005.
- [10] D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, and W. F. Tinney, "Optimal power

- flow by Newton approach,” *IEEE Transactions Power Applications. System*, vol. PAS-103, pp. 2864–2880, Oct. 1984.
- [11] R. C. Burchett, H. H. Happ, and D. R. Vierath, “Quadratically convergent optimal power flow,” *IEEE Transactions Power Applications. Systems*, vol. PAS-103, pp. 3267–3275, Nov. 1984.
 - [12] E. Barklund, N. Pogaku, M. Prodanovic, C. Hernandez-Aramburo, T.C. Green, “Energy Management Systems with Stability Constraints for Stand-Alone Autonomous Microgrid”, Proc. of *IEEE International Conference on Systems of Systems Engineering*, April 2007.
 - [13] F.A. Mohamed, H.N. Koivo, “System modeling and online optimal management of microgrid using multiobjective optimization”, Proc. Of *ICCEP’07*, July 2007.
 - [14] R. Caldon, F. Rossetto, R. Turri, “Temporary islanded operation of dispersed generation on distribution networks”, Proc. of 39th *UPEC*, September 2004, vol. 2.
 - [15] S. Barsali, M. Ceraolo, P. Pelacchi, D. Poli, “Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply”, Proc. of *IEEE PES Winter Meeting*, January 2002, Vol. 2.
 - [16] N. Jayawarna, X. Wu, V. Zhang, N. Jenkins, M. Barnes, “Stability of a Microgrid”, Proc. of 3rd *IET Int. Conf. on Power Electronics, Machines and Drives*, April 2006.
 - [17] P. Piagi, R.H. Lasseter, “Autonomous Control of Microgrids”, Proc. Of the *IEEE PES General Meeting*, 2006.
 - [18] F. Katiraei, M.R. Iravani, “Power Management Strategies for a MicroGrid with Multiple Distributed Generation Units”, *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 21, No. 4, November 2006.
 - [19] K. De Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, R. Belmans, “Control of Microgrids”, Proc. of *IEEE PES General Meeting*, June 2007.
 - [20] J.A. Peças Lopes, C.L. Moreira, A.G. Madureira, “Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, May 2006.
 - [21] J.A. Peças Lopes, C.L. Moreira, “Microgrids Dynamic Security Assessment”,

Proc. of *ICCEP'07*, July 2007.

- [22] A.L. Dias, N.D. Hatziargyriou, “Agent based control for Microgrids”, Proc. of *Int. Conf. ISAP 2007*, November 2007.
- [23] J.A. Peças Lopes, N.J. Gil, “Hierarchical Frequency Control Scheme for Islanded Multi-Microgrids Operation”, *Proc. of IEEE Power Tech*, July 2007.
- [24] S. Conti, S. Raiti, G. Vagliasindi, “Voltage Sensitivity Analysis in Radial MV Distribution Networks using Constant Current Models”, *IEEE Int. Symposium on Industrial Electronics (IEEE ISIE2010)*, Bari (Italy), 4-7 July 2010.
- [25] P.E. Oñate Yumbla, J.M. Ramirez, C.A. Coello Coello, “Optimal Power Flow Subject to Security Constraints Solved With a Particle Swarm Optimizer”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 1, February 2008, pp. 33-40.
- [26] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, *EPRI*.
- [27] M. Varadarajan K.S. Swarup, “Solving multi-objective optimal power flow using differential evolution”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2008, Vol. 2, No. 5, pp. 720–730.
- [28] J.M. Guerrero, J.C. Vasquez, R. Teodorescu, “Hierarchical Control of Droop-Controlled DC and AC Microgrids – A General approach towards Standardization”, 35th Annual Conference of *IEEE Industrial Electronics (IECON'09)*.
- [29] K. Deb, “Multi-objective Optimization using Evolutionary Algorithms”, Wiley, Chichester (2001).
- [30] E. Dilettoso, S. A. Rizzo, N. Salerno, “Application of Screening Analysis for an optimal choice of SALHEA-EA parameters”, *International Workshop on Optimisation and Inverse Problems in Elettromagnetism, Ilmenau (Germany)*, September 14–17, 2008.

APPENDICE 1

CALCOLO DEGLI INDICI DI AFFIDABILITÀ NEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE

In letteratura gli *indici base* per la valutazione dell'affidabilità di un sistema di distribuzione più comunemente usati sono:

- λ_i [interruzioni/anno]: frequenza annuale di interruzione nel punto di carico (PC) i -esimo;
- U_i [ore/anno]: ore annuali di fuori servizio nel PC i -esimo;
- r_i [ore]: durata media del fuori servizio nel PC i -esimo.

$$\lambda_i = \sum_k \lambda_{i,k} \quad U_i = \sum_k U_{i,k} \quad (31)$$

dove:

- $\lambda_{i,k}$ frequenza di interruzione nel PC i -esimo dovuto ad un guasto sul k -esimo componente della rete;
- $U_{i,k}$ durata dell'interruzione nel PC i -esimo dovuto ad un guasto sul k -esimo componente della rete.

Esistono dei metodi che portano ad un'utile riduzione della complessità topologica della rete ai fini del calcolo dell'affidabilità. Infatti, per il calcolo di tali indici è possibile sostituire elementi della rete in serie o in parallelo con elementi “equivalenti” dal punto di vista affidabilistico.

Per illustrare sinteticamente come si esegue il calcolo degli indici di affidabilità, sono presentati di seguito alcuni esempi. In particolare, data la rete radiale mostrata in

FIG. 8, il calcolo di tali indici è effettuato per il PC2.

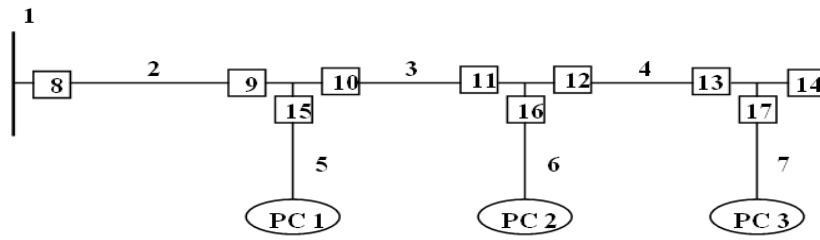


FIG. 31- SCHEMA DI UNA SEMPLICE RETE RADIALE

Calcolo della frequenza media di guasto nel PC 2: λ_2

In generale si può dire che il valore di λ per un PC è dato dalla somma dei tassi di guasto f , di tutti quei componenti della rete che con un loro eventuale guasto, possono determinare il fuori servizio del PC in esame. In base a quanto detto prima per il PC 2 valgono le espressioni seguenti:

$$\lambda_2 = \sum_{k=1}^{17} f_k \text{ se l'unica protezione si trova solo nella CP.}$$

$\lambda_2 = \sum_{k=1}^4 f_k + f_6 + \sum_{k=8}^{17} f_k$ se gli elementi 15 e 17 sono delle protezioni in grado di isolare i possibili guasti degli elementi 5 e 7.

$\lambda_2 = \sum_{k=1}^4 f_k + (1 - P_{15}) \cdot f_5 + f_6 + (1 - P_{17}) \cdot f_7 + \sum_{k=8}^{17} f_k$ se gli elementi 15 e 17 sono delle protezioni in grado di isolare i possibili guasti degli elementi 5 e 7 con una probabilità rispettivamente pari a P_{15} e a P_{17} .

Calcolo della durata totale delle interruzione nel PC 2: U_2

La durata media delle interruzioni per un PC, in generale, si ottiene dalla somma dei prodotti ottenuti moltiplicando il valore del tasso di guasto f di ogni elemento che contribuisce alla formazione del λ , per la durata del fuori servizio causato al PC con un suo possibile guasto. Le espressioni per la determinazione di U_2 , alla luce di quanto anticipato, diventano le seguenti:

$$U_2 = \sum_{k=1}^{17} f_k \cdot t_{Rk}$$

se l'unica protezione si trova solo nella CP, sia nel caso che gli elementi 12, 13, 15 e 17 non siano dei dispositivi in grado di poter sezionare il tratto di rete a valle di PC 2, che nel caso in cui non sia possibile ri-alimentare da fine linea tramite il componente 14.

Nella formula t_{Rk} è il tempo richiesto per la riparazione del componente k .

$$U_2 = \sum_{k=1}^4 f_k \cdot t_{Rk} + f_5 \cdot t_{S15} + f_6 \cdot t_{R6} + f_7 \cdot t_{S17} + \sum_{k=8}^{17} f_k \cdot t_{Rk}$$

se l'unica protezione si trova solo nella CP e i componenti 15 e 17 sono dei dispositivi di sezionamento e non è possibile rialimentare la rete tramite il componente 14. Nella formula con t_{Sk} (*tempo di switching*) si indica il tempo necessario per le operazioni volte a isolare l'elemento guasto (il 5 e il 7 nell'esempio) ed a rialimentare il PC dalla CP considerando di poter sezionare la rete tramite il componente k .

$$U_2 = \sum_{k=1}^4 f_k \cdot t_{Rk} + f_5 \cdot t_{S15} + f_6 \cdot t_{R6} + \sum_{k=8}^{13} f_k \cdot t_{Rk} + (f_7 + f_{14} + f_{17}) \cdot t_{S13} + \sum_{k=15}^{16} f_k \cdot t_{Rk}$$

se l'unica protezione si trova solo nella CP e i componenti 15 e 13 sono dei dispositivi di sezionamento e non è possibile rialimentare la rete tramite il componente 14.

$$U_2 = \sum_{k=1}^3 f_k \cdot t_{Rk} + f_6 \cdot t_{R6} + \sum_{k=8}^{12} f_k \cdot t_{Rk} + f_5 \cdot t_{S15} + (f_4 + f_7 + f_{13} + f_{14} + f_{17}) \cdot t_{S12} + \sum_{k=15}^{16} f_k \cdot t_{Rk}$$

se l'unica protezione si trova solo nella CP e i componenti 15 e 12 sono dei dispositivi di sezionamento e non è possibile rialimentare la rete tramite il componente 14;

Calcolo della durata media delle interruzione r_2

La durata media delle interruzioni si determina quindi come il rapporto tra U_2 e λ_2 :

$$r_2 = \frac{U_2}{\lambda_2} \quad (32)$$

APPENDICE 2

TECNOLOGIE PER LA GD

Nell'ambito della produzione di energia elettrica, la generazione distribuita (GD) può essere classificata in GD di tipo “non rinnovabile”, essenzialmente quella che sfrutta come combustibile quello di tipo fossile tradizionale (petrolio, carbone, gas naturale) e nucleare (uranio), e in GD “rinnovabile” (idroelettrico, fuel cells, eolico e solare). La GD può essere inoltre classificata in GD “programmabile” e GD “non programmabile”, a seconda che possa essere dispacciata o meno [1].

Generatori non Rinnovabili

Si darà in seguito una breve descrizione delle più diffuse tecnologie di tipo “non rinnovabile”, tra le quali troviamo i motori a combustione interna, le turbine a gas, le microturbine.

Motori a Combustione Interna

I motori a combustione interna sono il mezzo più tradizionale e più usato per la produzione di energia elettrica. I motori a combustione interna sono di solito classificati in base al ciclo operativo, cioè alla successione delle fasi che il fluido attivo compie nel cilindro e ripete con legge periodica.

I generatori con motori a combustione interna si trovano in un campo di potenze compreso fra 1 kW e qualche decina di MW. I combustibili più comunemente impiegati sono il gasolio ed il gas.

Si può effettuare una distinzione in funzione delle velocità di rotazione:

- 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).

Il maggiore vantaggio di questa tecnologia è il basso costo di produzione e di manutenzione, mentre il principale svantaggio è il livello di emissioni nocive. Questo è fortemente variabile a seconda della tipologia e della taglia. Altro svantaggio sono i bassi

valori di rendimento (tra il 24 e il 37% per i generatori a gas e tra il 27 e il 41% per i generatori diesel).

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.

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.

L'impiego di turbine a gas nella GD è sostenuto da diversi fattori, tra i quali:

- compattezza;
- leggerezza;
- facilità di installazione;
- basse emissioni;
- vibrazioni e rumorosità contenute (con opportuni accorgimenti);
- rapidità di avviamento;
- semplicità di controllo a distanza;
- possibilità di cogenerazione;
- bassa emissione di agenti inquinanti.

Tra gli svantaggi si annoverano le basse efficienze e la necessità di operare con combustibili pregiati.

Le taglie da 1 a 30 MW risultano d'interesse per applicazioni di GD.

Tra le varie tecnologie disponibili per la GD, 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.

Microturbine

Le microturbine (con potenza nominale compresa nel campo tra 25 e 500 kW), pur basandosi sullo stesso principio delle turbine a gas tradizionali, sono caratterizzate da elevati rendimenti a basso carico elettrico, ma da un peggiore rendimento a carico nominale. Le microturbine, purtroppo, conservano molti dei problemi delle turbine di taglia superiore, ma hanno il pregio di poter essere usate in applicazioni residenziali e terziarie grazie alle dimensioni ed al peso contenuti e alla ridotta manutenzione di cui necessitano.

Il generatore elettrico usato nelle microturbine genera una tensione alternata ad elevata frequenza (una microturbina ruota a 70.000-120.000 giri/min) convertita alla frequenza di rete mediante un sistema di conversione elettronico.

Le microturbine sono particolarmente adatte per applicazioni di cogenerazione in quanto rendono disponibili grandi quantità di calore ad alta temperatura che possono essere vantaggiosamente impiegate per riscaldamento e/o condizionamento di edifici.

Le microturbine sono caratterizzate da bassi livelli di emissione di inquinanti, in quanto, tutte le macchine attualmente in commercio utilizzano tecnologie avanzate di combustione per ottenere basse temperature di fiamma [2].

Le microturbine si suddividono in funzione del ciclo di configurazione in [2]:

Turbine a gas a ciclo semplice, turbine a gas a recupero, turbine a ciclo combinato.

I principali vantaggi delle microturbine possono essere così individuati:

- avviamento semplice e veloce;
- buone caratteristiche di inseguimento dei carichi;
- limitata manutenzione;
- installazione in loco.

La nuova interfaccia di alimentazione elettronica tra la linea in media tensione (MT) e i carichi o la rete, permette di incrementare la sua flessibilità e di essere controllata in maniera più efficiente.

Le microturbine possono essere impiegate nei seguenti ambiti:

- Sorgente primaria: offrendo energia elettrica di alta qualità con un elevato livello di affidabilità.
- 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, essiccatoi etc.
- 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 come 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.

Generatori Rinnovabili

Come precedentemente detto la GD di tipo Rinnovabile si suddivide in GD programmabile e GD non programmabile.[1]

Secondo la definizione data dal Gestore dei Servizi Elettrici - GSE, nel primo gruppo rientrano anche gli “impianti idroelettrici a serbatoio e bacino, rifiuti solidi urbani, biomasse, impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili, combustibili di processo o residui”, mentre nel secondo gruppo rientrano gli “impianti di produzione idroelettrici fluenti, eolici, geotermici, fotovoltaici, a biogas” [1].

Fuel Cells (*GD Programmabile*)

Le celle a combustibile sono dispositivi in grado di realizzare la combustione dell'idrogeno per via elettrochimica.

In una cella a combustibile, idrogeno e ossigeno si legano a formare acqua rendendo disponibile energia sotto forma di calore e di energia elettrica. Il principio fisico sul quale si basano le celle a combustibile è noto da oltre duecento anni, ma il loro sviluppo è stato a lungo ostacolato da problemi tecnologici e dalla necessità di trovare materiali adatti per il catalizzatore che ha il compito di provocare l'ossidazione dell'idrogeno.

Come le batterie, anche le celle sono costituite da due elettrodi separati da un elettrolita; la principale differenza è che la cella converte direttamente idrogeno in energia elettrica e funziona senza esaurirsi fino a che viene mantenuto il flusso di combustibile e comburente agli elettrodi.

In alcuni casi la cella può essere alimentata direttamente con idrocarburi che subiscono all'interno della macchina una trasformazione che permette di separare ed eliminare il carbonio sotto forma di CO_2 in modo che solo l'idrogeno vada a contatto con gli elettrodi (*reforming*).

I principali tipi di celle sono le alcaline, quelle ad acido fosforico, quelle a membrana polimerica, quelle a carbonato fuso e quelle ad ossidi fusi. Le celle a combustibile producono direttamente in corrente continua e necessitano perciò di convertitori per la connessione alle reti distribuzione; in tal modo si ottiene un'agevole regolazione di tensione, potenza e frequenza.

La temperatura di lavoro della cella varia tra 80 °C e 1.000 °C: sono quindi possibili impieghi in cogenerazione con alte efficienze complessive (circa 70%) e basse emissioni di inquinanti.

Impianti Fotovoltaici (*GD non programmabile*)

L'energia solare è una risorsa pulita e rinnovabile, indispensabile per la vita sulla terra. La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni nei materiali semiconduttori, denominato effetto fotovoltaico.

L'oggetto fisico in cui tale fenomeno avviene è la cella solare, la quale, altro non è che un diodo con la caratteristica essenziale di avere una superficie molto estesa (alcune decine di cm²).

Per la realizzazione delle celle, il materiale attualmente più utilizzato è lo stesso silicio adoperato dall'industria elettronica, il cui processo di fabbricazione presenta costi molto alti, non giustificati dal grado di purezza richiesto dal fotovoltaico, che è inferiore a quello necessario in elettronica.

Altri materiali per la realizzazione delle celle solari sono:

- Silicio Mono-cristallino con resa energetica fino 15- 17 %
- Silicio Poli-cristallino con resa energetica fino 12 - 14 %
- Silicio Amorfo con resa energetica meno del 10 %
- Altri materiali: Arseniuro di gallio, diseleniuro di indio e rame, telliuro di cadmio.

Il silicio mono-cristallino presenta prestazioni e durata nel tempo superiori a qualunque altro materiale usato per lo stesso scopo.

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica: forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori, sono estremamente fragili, elettricamente non isolate e prive di un supporto meccanico. Esse vengono quindi assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico.

L'insieme dei moduli fotovoltaici vengono opportunamente collegati in serie ed in parallelo in modo da realizzare le condizioni operative desiderate.

Più moduli assemblati meccanicamente tra loro formano il pannello, mentre più pannelli collegati elettricamente in serie formano la stringa. Infine il collegamento elettrico in parallelo di più stringhe costituisce il generatore fotovoltaico.

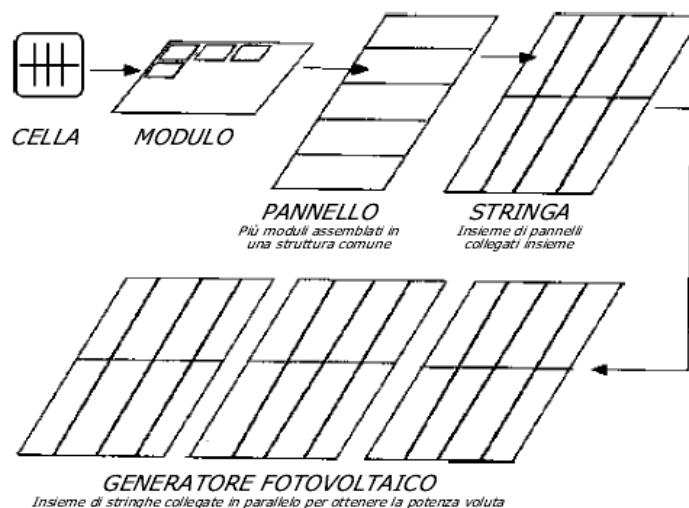


FIG. 32 - DALLA CELLA AL GENERATORE FOTOVOLTAICO

La quantità di energia prodotta da un generatore fotovoltaico varia nel corso dell'anno in funzione dell'irraggiamento solare, della latitudine e di fattori locali come ad esempio l'ombreggiamento presente.

Tali sistemi, indipendentemente dal loro utilizzo e dalla taglia di potenza, possono essere divisi in due categorie:

- isolati (stand alone)
- connessi in rete (grid connected)

I sistemi isolati proprio per il fatto di non essere collegati alla rete elettrica, sono in genere dotati di sistemi di accumulo dell'energia prodotta. L'accumulo è reso necessario dal fatto che il campo fotovoltaico può fornire energia solo nelle ore diurne, mentre spesso la richiesta maggiore da parte dell'utenza è concentrata nelle ore pomeridiane e notturne. Durante la fase di insolazione è pertanto necessario prevedere un accumulo dell'energia non immediatamente utilizzata, che viene fornita al carico quando quella disponibile è ridotta o addirittura nulla.

Una configurazione di questo tipo comporta che il campo fotovoltaico venga dimensionato in modo tale da permettere, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico che la ricarica delle batterie di accumulo.

Il sistema connesso in rete, invece, in genere non è provvisto di sistemi di accumulo in quanto l'energia prodotta durante le ore di insolazione viene immessa nella rete elettrica. Viceversa durante le ore di insolazione scarsa o nulla, il carico viene alimentato dalla rete. Un sistema di questo tipo, dal punto di vista della continuità di servizio, risulta più affidabile di uno stand alone che in caso di guasto non ha possibilità di alimentazione alternativa.

Sistemi ad elevata affidabilità, in questo caso, si possono ottenere integrando il sistema isolato con una fonte tradizionale, ad esempio diesel (sistema ibrido diesel-elettrico).

I principali componenti che costituiscono un impianto fotovoltaico connesso in rete sono:

- Moduli fotovoltaici
- Inverter per la connessione in rete
- Eventuali dispositivi di accumulo
- Dispositivi di interfaccia con la rete elettrica
- Contatore di energia bidirezionale

L'inverter è un apparato elettronico in grado di convertire la corrente continua in uscita dal generatore fotovoltaico in corrente alternata. Inoltre grazie all'impiego di particolari sistemi di controllo software e hardware dell'inverter, è possibile estrarre dal generatore fotovoltaico la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione meteorologica.

I principali vantaggi sono:

- La generazione solare ha il più alto valore di densità di potenza tra le energie rinnovabili.
- L'energia solare non inquina. La produzione finale dei rifiuti sono gestibili utilizzando i normali controlli dell'inquinamento esistenti. Sono in fase di sviluppo

varie tecnologie per il riciclaggio dei componenti.

- Gli impianti fotovoltaici con la normativa attuale beneficiano di incentivi statali sull'energia elettrica prodotta e durante la loro vita necessitano di poca manutenzione.
- La generazione fotovoltaica è particolarmente conveniente laddove vi sono difficoltà di connessione alla rete elettrica o di trasporto di combustibili. Numerosi esempi includono satelliti, comunità isolate, località remote.
- La tecnologia grid-connected può essere utilizzata per ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione dell'energia.
- I principali svantaggi sono:
 - Elevati costi di installazione
 - L'energia solare non è disponibile la notte; inoltre il rendimento dei pannelli si riduce in condizioni di nuvolosità.
 - Alla bassa efficienza dei pannelli si aggiungono le perdite di energia che si hanno nell'impianto dovute a vari fattori, quali l'accoppiamento tra i vari moduli FV, i collegamenti con i convertitori, le perdite nei quadri, nei conduttori.

Dalle considerazioni fatte, possiamo concludere che il costo dell'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico non è competitivo e per questo motivo nei principali paesi dell'Unione Europea si ricorre ad opportune forme di incentivazione per promuoverne l'utilizzo e lo sviluppo tecnologico.

Impianti Eolici (*GD non programmabile*)

Il funzionamento di un aerogeneratore (o generatore eolico o turbina eolica) è legato alla presenza di masse d'aria in movimento che fanno girare le pale di un elica; queste sono collegate ad un generatore che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. Le pale del generatore eolico sono fissate su un elemento meccanico chiamato mozzo, assieme al quale vanno a formare l'elemento dell'aerogeneratore denominato rotore.

A seconda della posizione dell'asse attorno a cui ruota questo meccanismo, si distinguono:

- Turbine ad asse orizzontale
- Turbine ad asse verticale

La più diffusa è quella ad asse orizzontale, il cui schema è mostrato qui di seguito:

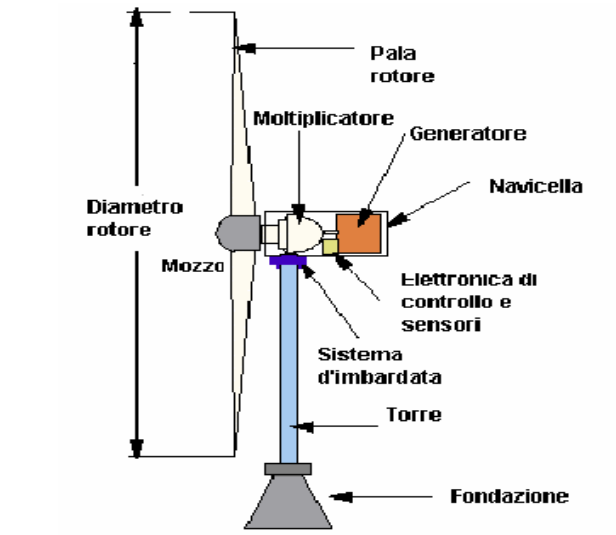


FIG. 33 - GENERATORE EOLICO AD ASSE ORIZZONTALE

La turbina eolica è 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.

Le turbine eoliche presentano una potenza nominale compresa in un range che va da 500÷750 kW fino a 3÷4 MW, con diametri del rotore fino a 70 m.

La conversione dell'energia da meccanica ad elettrica avviene tramite un generatore rotante che può essere sincrono o asincrono, accoppiati direttamente alla rete oppure disaccoppiati tramite convertitori.

L'impatto ambientale delle centrali eoliche (*wind farm*) e la tutela del patrimonio naturalistico è ancora oggi il maggiore ostacolo alla diffusione di questa tecnologia in Italia, nonostante la tecnologia eolica sia ormai giunta ad un elevato livello di maturità e di piena competitività con le fonti primarie.

Dal punto di vista operativo la fonte eolica è caratterizzata purtroppo da una marcata aleatorietà ed intermittenza. Il vento, infatti, può essere utilizzato per la produzione di elettricità solo quando la sua velocità è compresa tra 2 e 25 m/s, al di sopra della quale la macchina viene posta fuori servizio per preservarne l'integrità. In regime di vento forte, le turbine devono essere dotate di un sistema di posizionamento passivo del rotore che ne disallinei l'asse rispetto a quello di rotazione della pala. La maggior parte delle turbine si ripiega su di una cerniera in modo che il rotore ruoti verso il timone direzionale: alcune in verticale, altre in orizzontale; la velocità del vento a cui avviene il disallineamento e la maniera in cui si verifica dipendono dalla cerniera posta tra timone direzionale e navicella.

Gli impianti eolici raggiungono un rendimento di conversione teorico del 59%, che si riduce nella pratica a valori molto più bassi.

Vengono definiti micro generatori eolici gli impianti con potenza inferiore a 20 kW mentre gli impianti di potenza compresa fra i 20 kW e i 60 kW vengono definiti mini generatori eolici.

La stragrande maggioranza dei micro-generatori si presenta ad asse orizzontale, con il rotore sopravento rispetto alla torre (il vento incontra prima le pale e successivamente il sostegno) ed a conicità nulla (il piano di rotazione delle pale forma una linea parallela ideale con l'orizzontale).

Le dimensioni ridotte delle turbine microeoliche non consentono l'alloggio di motori di imbardata o altre componenti metalliche di cui sono dotate le turbine di taglia media, per questo motivo, quasi tutte le microturbine montano timoni direzionali per orientare il rotore in direzione del vento.

Con riferimento al tipo di generatori, la maggior parte delle turbine eoliche impiega alternatori a magneti permanenti: si tratta della configurazione più semplice e robusta.

In ogni caso, é doveroso sottolineare che, per la peculiarità delle esigenze a cui devono rispondere, le applicazioni di micro-eolico costituiscono un settore tecnologicamente distinto da quello delle macchine di media e grande taglia, e non necessariamente a questo correlato. La grande potenzialità del micro-eolico deriva dalla disponibilità diffusa della risorsa vento, anche se con diverse potenzialità in termini geografici e/o stagionali. I luoghi in Italia in cui sono installabili microimpianti eolici sono svariati, ed in numero maggiore rispetto ai siti adatti per applicazioni di taglia medio grande: anche se alcuni modelli di aerogeneratori richiedono caratteristiche di vento analoghe a quelle dei grandi impianti, questi si installano con molte meno difficoltà di quelli grandi. L'impatto ambientale del micro-eolico ha elementi in comune con quello dei grandi impianti (notevole occupazione di suolo, impatto visivo, rumore, interferenze sulle telecomunicazioni, effetti negativi su fauna e vegetazione, effetti elettromagnetici), poiché interferisce con i medesimi elementi naturali, pur determinando risultati percettivi diversi.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] DL 16 marzo 1999, n.79, art. 2,15 GSE-GRTN: "Normativa di riferimento",
elenco norme di riferimento.
- [2] M. Suter, "Active filter for a microturbine", *in Proc. of the 23rd Int. Conf. on
Telecommunications Energy*, INTELEC 2001.

APPENDICE 3

MICRORETI

Le microreti, possono essere definite come delle *piccole reti che riproducono al loro interno la struttura del sistema di produzione e distribuzione dell'energia elettrica* 0. Il CERTS (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*) definisce una microrete (sia autonoma che non) come un *insieme di microsorgenti e carichi operanti come un singolo sistema che produce energia elettrica e calore* [2].

Nella Microrete non sono previsti scambi di energia con l'“esterno” se non attraverso l'unico punto di connessione alla rete di distribuzione (detto PCC, dall'inglese Point of Common Coupling) [3]

Nonostante il concetto di microrete sia oramai ricorrente in letteratura, sia con riferimento alla MT che alla BT, attualmente non esiste una definizione precisa e universalmente accettata.

Ad ogni modo una microrete autonoma può essere definita come un *insieme di generatori, carichi ed eventualmente sistemi di accumulo dell'energia interconnessi tra loro e capaci di operare in maniera indipendente dalla rete elettrica*.

Si può affermare quindi che una microrete è:

- un gruppo di piccole sorgenti, sistemi di accumulo e carichi che sono visti dalla rete elettrica come un semplice "carico" o "generatore" equivalente;
- progettata secondo criteri tecnici ed economici definibili dal gestore;
- normalmente connessa alla rete elettrica "tradizionale" (detta anche macrorete), pur potendo lavorare anche in isola.

Dal punto di vista della macrorete, 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 sorgente di energia per i servizi ancillari al sistema di distribuzione principale.

Il concetto di microrete è stato sviluppato prevalentemente negli Stati Uniti e, come detto, prevede la realizzazione di piccole porzioni di rete in cui vi sia sufficiente generazione per sostenere, almeno parzialmente, il carico presente.

Le microreti sono 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, inoltre, la microrete può restare in isola intenzionalmente, fornendo energia ai carichi che abbiano maggiori necessità di continuità e disabilitando quelli che hanno minore priorità.

Tra gli obiettivi principali perseguiti nella realizzazione di una microrete possono sicuramente essere citati semplicità costruttiva, buona qualità del servizio ed elasticità, intesa come la possibilità di ampliamenti in relazione agli aumenti di carico e di acquisizione di nuova utenza.

Una microrete presenta tre funzioni peculiari:

- Energy Management System (EMS): è l'unità che provvede al dispacciamento, 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;
- Protezione: i sistemi di protezione per microreti richiedono specifiche soluzioni.

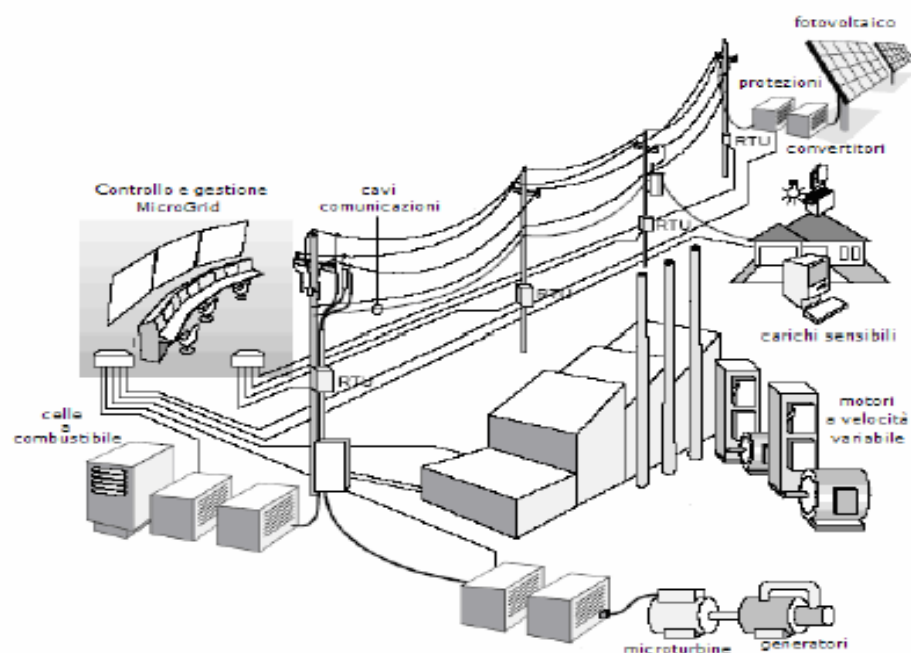
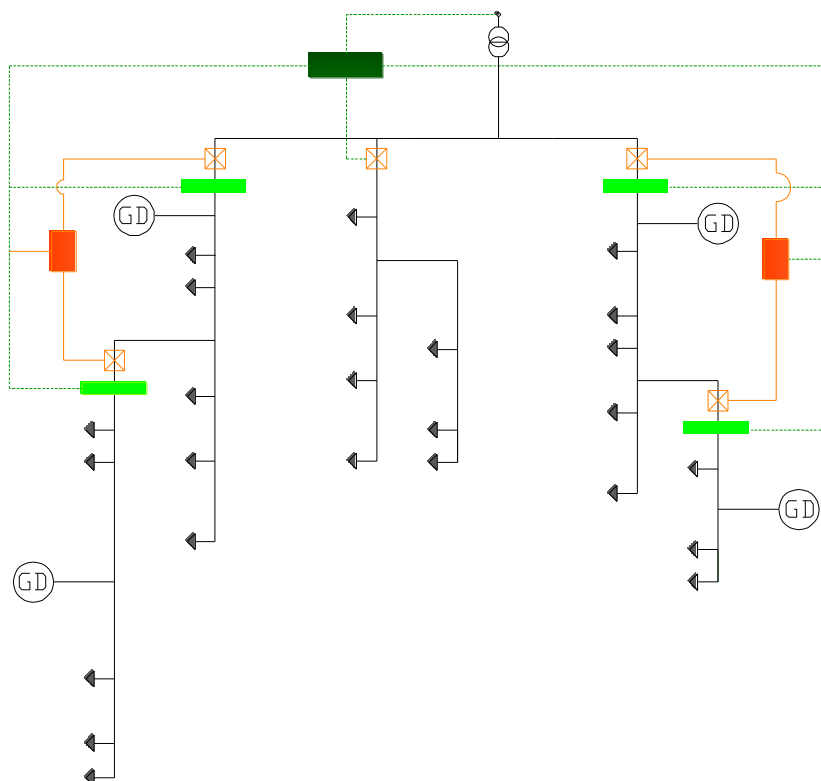


FIG. 34 - ESEMPIO DI MICRORETE

In FIG. 2 è mostrata una possibile struttura di base di una Microrete. Altri esempi sono riportati in [4], [5]. Quello riportato in [6] considera un sistema elettrico radiale che viene connesso al sistema di distribuzione principale attraverso un dispositivo di interruzione e sezionamento tipicamente di natura statica posto in corrispondenza del *PCC*.



LEGENDA	
• Punto di accoppiamento comune	■ Coordinatore della protezione
⊗ Trasformatore	← Carico
■ Unità di Controllo Centralizzata	— Coordinatore del flusso di potenza
⊗ Interruttore	⊗ Unità di Generazione Distribuita

FIG. 35 - STRUTTURA DI UNA GENERICA MICRORETE

Ogni *feeder* della Microrete può presentare interruttori di linea e controllori di flusso di potenza. Tali controllori hanno lo scopo di regolare il flusso di potenza ad un dato livello che viene stabilito da una Unità di Controllo Centralizzata (UCC). Tale sistema può stabilire il livello di produzione della GD presente nella Microrete, la convenienza di vendere o acquistare energia dalla rete principale, il grado di controllo dei carichi della Microrete e, se è il caso, la disconnessione della Microrete (*isola intenzionale*) in occasione di guasti a monte del PCC o di prezzi dell'energia eccessivamente alti.

In una microrete può essere necessario immagazzinare l'energia mediante un sistema di accumulo. Durante eventuali picchi di carico, infatti, le microreti potrebbero 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

Una *microrete autonoma* può risultare conveniente in aree dove sia particolarmente carente la rete di trasmissione e/o di distribuzione, oppure dove la costruzione di queste siano decisamente antieconomiche e, più in generale, in tutti quei casi in cui si avverta in modo particolare il peso del costo della trasmissione e della distribuzione. Anche da tale motivo deriva il possibile vantaggio economico nell'adozione delle microreti, nelle quali di solito si ottiene energia elettrica e termica a costi minori rispetto a quelli tradizionali. Pertanto, il funzionamento in isola, può non essere visto solo come una fonte di problemi per il distributore, in quanto le potenzialità che un sistema in grado di funzionare correttamente in isola possiede sono non trascurabili dal punto di vista del miglioramento dell'affidabilità della rete. Basti pensare per esempio, in caso di black-out, alla possibilità di continuare ad alimentare porzioni di rete in maniera del tutto autonoma, o alla possibilità di distaccare una porzione di rete e renderla indipendente qualora questa, per la natura dei suoi carichi, sia fonte di disturbi, o ancora per motivi di natura economica.

D'altra parte qualora la modalità di funzionamento in isola intenzionale diventasse possibile sia dal punto di vista tecnico che regolatorio, potremmo andare incontro alla formazione di microreti all'interno del sistema di distribuzione.

Al contrario, è bene sottolineare come questa potenziale riduzione di costi potrebbe essere completamente vanificata dalla necessità di fornire alla microrete 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 quindi potrebbe essere necessario operare un notevole sovradimensionamento degli impianti.

Si può pertanto affermare che, per gestire in modo efficiente ed economico una microrete isolata, è necessario che il numero di utenti presenti sia abbastanza alto da garantire una buona compensazione; d'altro canto, è importante osservare come 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.

Come si evince da queste brevi considerazioni, il concetto di microrete autonoma diventa sempre più popolare ed è caratterizzato da potenziali vantaggi in termini di qualità del servizio e di costi dell'energia.

Per le *microreti non autonome* si può pensare a carico dei “proprietari” (consumatori e/o produttori) l'onere dello sviluppo, della realizzazione e del mantenimento della rete. In questo caso, essi hanno il vantaggio di poter utilizzare la rete di distribuzione in modo da avere i riferimenti di tensione e frequenza per poter fornire energia agli utenti anche in caso di perdita di risorse distribuite, consentendo la vendita alla rete di eventuali esuberanti di produzione di energia. Un altro aspetto molto importante 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 locale 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 problemi dal punto di vista normativo. Ad esempio, non è ben chiaro, se debba essere il distributore ad 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 nella microrete. In tal caso, infatti, 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, ma che necessita ancora di ulteriori sforzi relativi all'attività di ricerca, è sicuramente quello legato al funzionamento in isola della microrete, a seguito di eventuali guasti nella rete di distribuzione, al fine 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.

Nonostante si prevedano numerosi vantaggi nella diffusione della microreti e molte delle tecnologie necessarie per una corretta implementazione siano oramai mature, è evidente che l'elevato ammontare degli investimenti ed una certa complessità di gestione ha finora limitato lo sviluppo, anche se sempre più frequentemente si assiste ad esempi realizzati con successo che aprono la strada agli sviluppi futuri.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] R.H. Lasseter, "MicroGrids", in Proc. of the 2002 *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 1, Jan. 2002.
- [2] M. Samotyj, B. Howe, "Creating Tomorrow's Intelligent Electric Power Delivery System", in *Proc. of CIRED 2005*.
- [3] V. Allegranza, R. Cicoria, "Descrizione di possibili nuove strutture di reti future con GD e relativi criteri di esercizio e pianificazione", *Rapporto CESI A3/009246*, www.ricercadisistema.it.
- [4] C.L. Smallwood, "Distributed Generation in Autonomous and Non-Autonomous Micro Grids", *IEEE Rural Electric Power Conference*, 2002, pp.: D1-1-6.
- [5] Y. Zoka, H. Sasaki, N. Yorino, K. Kawahara, C. C. Liu, "An Interaction Problem of Distributed Generators Installed in a Microgrid", *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, April 2004, Hong Kong, vol. 2, pp. 795-799.
- [6] R. Caldon, G. Celli, R. Cicoria, B. Colombo, A. Invernizzi, F. Pilo, G. Pisano, S. Pugliese, M. Venturino, "Le reti di distribuzione attive e la loro applicabilità nello scenario italiano", *Atti della giornata studio AEIT: "IL ruolo attivo della distribuzione per la sicurezza del sistema elettrico"*, 25 Maggio 2005, Milano, pp. 27-46.