



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



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

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

Report 2 Applicazioni in reti di distribuzione

*E. Riva Sanseverino, M. G. Ippolito, M. L. Di Silvestre, G. Zizzo, Nguyen Ngoc Trung,
DAM Khanh-Linh, G. Graditi, I. Bertini*



ARCHITETTURE E LOGICHE DI CONTROLLO OTTIMALE DI MICRORETI PER LA
RAZIONALIZZAZIONE ENERGETICA
REPORT 2 - APPLICAZIONI IN RETI DI DISTRIBUZIONE

G. Graditi, I. Bertini (ENEA)

E. Riva Sanseverino, M. G. Ippolito, M. L. Di Silvestre, G. Zizzo, Nguyen Ngoc Trung, DAM
Khanh-Linh (DIEET-Università di Palermo)

Settembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia

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

Responsabile Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



DIEET - DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA,
ELETTRONICA E DELLE TELECOMUNICAZIONI

Università degli Studi di Palermo

Accordo di Programma MSE-ENEA

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

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

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

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

Report 2 – Applicazioni in reti di distribuzione

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni

Viale delle Scienze - Parco d'Orleans,

90128 - PALERMO

Cod. Fisc. 80023730825

INDICE DEI CONTENUTI

Premessa	pag. 5
----------------	--------

II. SECONDA FASE DELLE ATTIVITA'

II.1. Definizione delle formulazioni delle logiche di controllo ottimale per la razionalizzazione energetica di microreti.....	pag. 6
---	---------------

- II.1.1. La traduzione della logica controllo ottimale in un codice eseguibile da un sistema automatico
 - II.1.1.1. Livelli di controllo
 - II.1.1.2. Strumenti per la ottimizzazione
 - II.1.1.3. Definizione di algoritmi per l'ottimizzazione multi-obiettivo
- II.1.2. Formulazione analitica dei problemi di ottimizzazione per le microreti
 - II.1.2.1. Variabili e parametri della ottimizzazione
 - II.1.2.2. Funzioni obiettivo e Vincoli
 - II.1.2.3. Scelta dell'algoritmo da utilizzare. Descrizione dell'NSGA-II
 - II.1.2.3. La razionalizzazione energetica delle reti a servizio dei distretti energetici
 - II.1.2.4. Incertezza

II.2 Implementazione dell'algoritmo scelto per la gestione ottimizzata del sistema di distribuzione.....	pag. 18
---	----------------

II.3. Implementazione e validazione dei risultati.....	pag. 21
---	----------------

- II.3.1. Caratterizzazione della rete A
- II.3.2. Studio di scenari per la razionalizzazione energetica della rete A
 - II.3.2.1. Dimensionamento dei sistemi di accumulo per l'area della Casaccia
- II.3.3. Caratterizzazione della rete B
- II.3.4. Studio di scenari per la razionalizzazione energetica della rete B
- II.3.5. Tempi di calcolo ed analisi di robustezza dell'algoritmo
- II.3.6. L'approccio percezione-pianificazione-azione per la gestione dell'incertezza
- II.3.7. Validazione dei risultati con Neplan e con altri algoritmi di Load flow
- II.3.8. Analisi costi benefici

II.4. Individuazione dei componenti più adeguati alla implementazione della strategia di gestione e controllo.....	pag. 48
---	----------------

- II.4.1. Architetture ed Apparati per il controllo;
- II.4.2. Soluzione progettuale per il sistema di controllo e trasmissione dati per la rete A
- II.4.3. Soluzione progettuale per il sistema di controllo e trasmissione dati per la rete B

II.5. Conclusioni.....	pag. 53
-------------------------------	----------------

Bibliografia	pag 54
---------------------	---------------

Premessa

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

Il presente Rapporto riporta le implementazioni della logica di controllo con una particolare attenzione al software che sovrintende alla gestione energeticamente efficiente dei sistemi individuati. Le implementazioni sono sviluppate in un ambiente di programmazione ad oggetti con una grafica di interfaccia che consente di selezionare le diverse caratteristiche dell'esecuzione, con riferimento tanto agli obiettivi che si vogliono conseguire quanto alle condizioni vincolari.

Dopo una rassegna che riporta lo stato dell'arte più rilevante sull'argomento della gestione energeticamente efficiente delle microreti, sono rappresentati gli obiettivi che si vogliono conseguire e le variabili sulle quali si può intervenire. Successivamente, viene dato ampio spazio alla rappresentazione della tecnica di soluzione individuata. La scelta della metodologia di soluzione viene motivata e si tiene conto del problema della incertezza legato alla previsione tanto dei prelievi da parte degli utenti quanto delle grandezze metereologiche sull'orizzonte temporale considerato.

II. SECONDA FASE DELLE ATTIVITA'

Nella seconda fase delle attività, sono state sviluppate ed implementate logiche di controllo ottimizzato allo scopo di ottenere una razionalizzazione dell'impiego dell'energia su due sistemi elettrici test. I due sistemi elettrici sono la rete di distribuzione dell'area denominata "La Capanna" del Centro Ricerca ENEA di Casaccia (Roma) e il sistema di alimentazione della Test Facility di Generazione Distribuita di CESI RICERCA (Milano). Il primo è parte in media tensione e parte in bassa tensione ed alimenta diversi edifici destinati prevalentemente ad uffici, sale conferenza, laboratori; il secondo è interamente in bassa tensione ed è un sistema test costruito appositamente per svolgere simulazioni ed analisi sul tema della generazione distribuita e delle micro-reti.

II.1 Definizione delle formulazioni delle logiche di controllo ottimale per la razionalizzazione energetica di microreti

In questa sezione, si esporranno le modalità secondo le quali si è proceduto alla formulazione dei diversi problemi connessi alla razionalizzazione energetica, in relazione allo scenario di riferimento.

II.1.1. La traduzione della logica controllo ottimale in un codice eseguibile da un sistema automatico

La traduzione di una logica di controllo in un codice eseguibile da un sistema automatico richiede sempre la identificazione delle caratteristiche del sistema da controllare, delle variabili di controllo, degli obiettivi da conseguire, dei vincoli operativi e dei tempi in cui si esplica l'azione di controllo.

II.1.1.1. Livelli di controllo

E' noto che i livelli di controllo in una microrete o smart grid che alimenta un distretto energetico sono diversi. La razionalizzazione energetica si consegue tipicamente riferendosi ad un livello di controllo che si esplica a scala giornaliera attraverso interventi che consistono nella variazione dei set point delle unità di generazione interfacciate alla rete attraverso un inverter e che hanno una possibilità di dispacciamento (microturbine o sorgenti di energia basate su fonti rinnovabili e sistemi di accumulo di energia). Il sistema di controllo a cui ci riferiamo in questo rapporto esplica la sua azione ogni intervallo di tempo elementare, che va da 15 minuti ad 1 ora, attraverso l'aggiustamento dei set point delle risorse energetiche controllabili. Esso può essere costituito da due oppure da un livello di ottimizzazione. Nel primo caso un livello si riferisce ad azioni che si esplicano nell'arco della giornata successiva, l'altro ad azioni che si esplicano nell'arco dell'intervallo di tempo elementare successivo [1]. In questo caso, il sistema di controllo al livello del controllore centrale (MGCC, MicroGrid Central Controller) descritto ha quindi una architettura del tipo illustrato in figura 1.

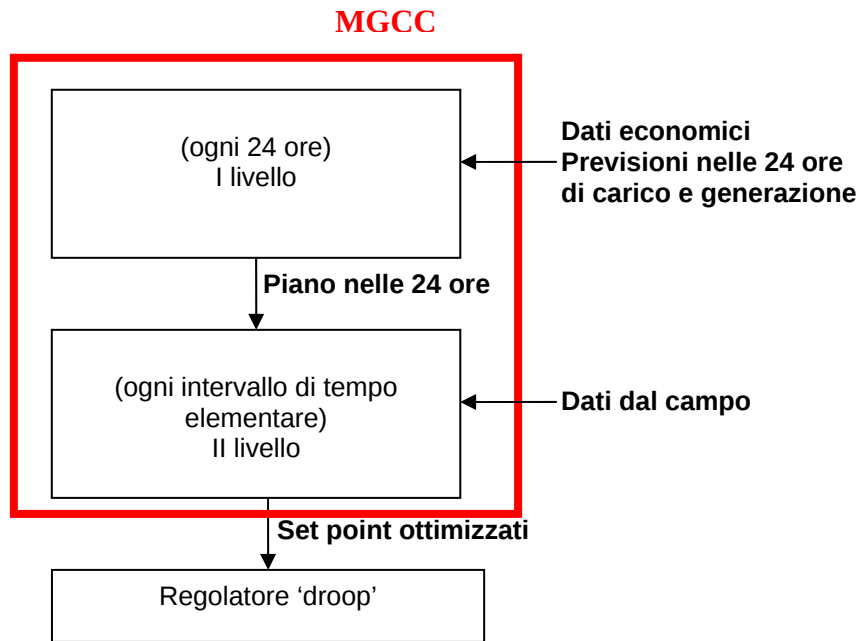


Figura 1 – Sistema di controllo su due livelli

L'architettura illustrata prevede quindi un ottimizzatore economico che agisce su una scala temporale giornaliera, eseguendo il dispacciamento delle risorse energetiche sulla base di un criterio soltanto economico. L'algoritmo di ottimizzazione utilizzato in questo caso è un algoritmo di programmazione lineare che consente di risolvere il problema del dispacciamento delle fonti di energia a minimo costo formulandolo senza tenere conto della presenza della rete. La semplicità della formulazione del problema fa in modo che si possa rapidamente pervenire ad una soluzione utilizzando l'ottimizzatore lineare di Matlab. Il secondo livello della regolazione centrale utilizza una interlocuzione con EMTP-RV per la risoluzione dei flussi di potenza e per la linearizzazione della relazione fra scostamenti di tensione e potenze iniettate presso le risorse di energia. In tal modo, è possibile aggiustare i set point in relazione alle effettive condizioni operative che hanno subito con certezza una modifica a seguito di variazione delle condizioni atmosferiche/dei carichi. A valle di questo sistema a due livelli, interverranno localmente i regolatori primari ('droop') di frequenza e tensione. Altri approcci in letteratura presentano una struttura simile, ma abbandonano la struttura a due livelli per il supervisore centrale. Il motivo è legato al fatto che altri autori:

- 1) Non ritengono necessaria la risoluzione del problema in un arco temporale di 24 ore e dunque la risoluzione del problema viene eseguita ogni intervallo di tempo elementare;
- 2) Ritengono necessaria la formulazione considerando un intervallo temporale di 24 ore ed utilizzano un approccio multi-obiettivo.

Il lavoro proposto in [2], ad esempio, propone al livello del supervisore centrale un unico livello per la ottimizzazione che a valle ha solamente un sistema di regolazione 'droop'. Il supervisore centrale esplica l'aggiustamento dei set point ogni intervallo di tempo elementare massimizzando l'efficienza delle unità che funzionano utilizzando fonti non rinnovabili. Anche il lavoro proposto in [3] utilizza una architettura simile, impiegando una ottimizzazione multiobiettivo.

Non vi è comunque in generale accordo su quali siano gli obiettivi da perseguire quando si implementa una logica di controllo per la razionalizzazione energetica di una microrete. Né in letteratura ci si pone il problema di fare fronte alle modificazioni

anche consistenti di un piano di dispacciamento sviluppato ore prima che questo effettivamente venga messo in opera.

D'altra parte, la necessità di considerare un orizzonte temporale di diverse ore nasce dalla presenza di sistemi di accumulo dell'energia. Per essi, nell'ottica della razionalizzazione energetica, occorre immaginare una strategia di accumulo e rilascio di energia che sia compatibile con il vincolo integrale di capacità limitata delle stesse batterie e che apporti l'atteso beneficio economico/ambientale quando gli stessi sistemi di accumulo supportano il funzionamento di sorgenti rinnovabili o non rinnovabili.

Per tale motivo, in questo rapporto si immaginerà di formulare e risolvere diversi problemi in relazione a diverse possibili formulazioni con una architettura di tipo gerarchico. Si continuerà ad immaginare un supervisore centrale (MicroGrid Central Controller) che sviluppa un piano di dispacciamento per le ore successive in presenza di sistemi di accumulo dell'energia ed in presenza di possibili modificazioni delle condizioni atmosferiche/prelievo da parte del carico rispetto alle previsioni.

Per fare fronte alle possibili variazioni rispetto alle previsioni di producibilità delle sorgenti di energia rinnovabile e di prelievo da parte dei carichi, è stato ipotizzato di ripetere il monitoraggio e l'esecuzione del programma di dispacciamento ogni intervallo di tempo elementare, procedendo poi alla implementazione della prima azione del piano generato. In tal modo, il piano si aggiusta in relazione alle mutate condizioni atmosferiche o di prelievo e richiede un intervento decisamente meno consistente da parte dei regolatori primari, garantendo la gestione ottimizzata dal punto di vista energetico della microrete.

Ovviamente, quanto detto è possibile solo se si dispone di algoritmi di ottimizzazione che siano in grado di fornire un risultato efficiente nell'arco di pochi minuti. Questo è possibile utilizzando algoritmi di ottimizzazione di tipo euristico progettati appositamente per affrontare questo tipo di problemi.

In tal modo, non è necessario un approccio su più livelli. L'algoritmo fornisce in uscita il piano ottimo secondo criteri tecnico/economico/ambientali per le 24 ore successive avendo come punto di partenza le condizioni rilevate istantaneamente dal campo.

L'approccio seguito prende il nome di ciclo di percezione-pianificazione-azione [4][5], ben noto in robotica. In ciò che segue l'approccio verrà descritto in maggiore dettaglio.

II.1.1.2. Strumenti per la ottimizzazione

A questo punto, è interessante fare una breve rassegna degli strumenti a disposizione per la risoluzione dei problemi di ottimizzazione in questo ambito.

Gli algoritmi per la ottimizzazione lineare richiedono normalmente una notevole semplificazione della funzione obiettivo e dei vincoli che devono appunto presentare natura lineare. Non è quindi possibile tenere conto delle non linearità

- 1) nelle funzioni che rappresentano i costi di produzione e le emissioni (efficienza energetica) nella produzione di energia da fonti non rinnovabili;
- 2) nelle funzioni che rappresentano le perdite per effetto Joule del sistema elettrico che distribuisce l'energia.

Gli algoritmi per la ottimizzazione non lineare presentano una certa onerosità computazionale, soprattutto laddove occorra affrontare problemi vincolati e con variabili miste intere. Allo scopo di risolvere i problemi di dispacciamento ottimale in modo efficiente, è possibile allora ricorrere ad algoritmi di ottimizzazione di tipo euristico che consentono di conseguire soluzioni sub-ottimali in tempi compatibili con l'ampiezza dell'intervallo di tempo elementare considerato.

Tali algoritmi consentono in generale una formulazione non semplificata dei problemi, con condizioni vincolari e variabili miste intere. Inoltre, la possibilità di considerare contemporaneamente più obiettivi fa in modo da identificare soluzioni operative che

oltre a rispettare le condizioni vincolari, comportano il conseguimento di più obiettivi. La natura 'population based' di molti approcci euristici a disposizione in letteratura è quindi particolarmente adeguata alla risoluzione di problemi multiobiettivo per i quali si cercano 'insiemi di soluzioni', fra le quali sarà poi possibile selezionare 'la' soluzione operativa. In questo rapporto, si farà riferimento a tecniche di ottimizzazione 'population based' di tipo euristico.

Il problema della razionalizzazione energetica delle reti di distribuzione a servizio di distretti energetici come si è visto è di natura multi-obiettivo. Per sua natura, ha funzioni obiettivo che dipendono in modo non lineare dalle variabili e, nel caso in cui si considerino carichi differibili o distaccabili è anche di tipo misto-intero. Il problema presenta anche vincoli di disequaglianza e può presentare variabili e parametri con componenti di aleatorietà. Tutte le caratteristiche elencate, nell'ipotesi in cui non si vogliano fare semplificazioni del problema, portano a considerare strumenti per la ottimizzazione di tipo euristico e diretto. Algoritmi cioè che non richiedano il calcolo della derivata delle funzioni obiettivo. Nei paragrafi che seguono, si fornirà una breve trattazione sul problema della ottimizzazione multiobiettivo e si motiveranno le scelte metodologiche adottate nell'ambito del presente rapporto.

II.1.1.3. Definizione di algoritmi per l'ottimizzazione multi-obiettivo

Gli algoritmi per la soluzione di problemi multi-obiettivo si basano generalmente su metodi mono-obiettivo, o su loro varianti, eventualmente iterati più volte. Spesso, invece di fornire un'unica soluzione, devono fornirne molte. Infatti, laddove siano presenti più obiettivi fra loro non commensurabili, si definisce una nozione di equivalenza fra soluzioni basata sul concetto di 'non dominanza'.

Per descrivere in maggiore dettaglio i concetti esposti, occorre dare una definizione formale di problema di ottimizzazione multi-obiettivo [6]. Come accade nella ottimizzazione a singolo obiettivo, il problema può inoltre essere soggetto ad uno o più vincoli di uguaglianza/disuguaglianza.

La seguente espressione si riferisce alla rappresentazione formale di un problema di minimizzazione multi-obiettivo:

$$\min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) \quad (1)$$

Soggetto a

$$g_h(\mathbf{x}) \leq 0, \quad h = 1, 2, \dots, p,$$

$$h_k(\mathbf{x}) = 0, \quad k = 1, 2, \dots, r,$$

$$x_i^L \leq x_i \leq x_i^U$$

In questa espressione, $f(\mathbf{x})$ denota un vettore di funzioni composta da m funzioni obiettivo locali $f_j(\mathbf{x})$, $j=1,2,\dots,m$ da minimizzare, $\mathbf{x}$ è un vettore di n variabili decisionali, i.e. $\mathbf{x}=[x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n]^T$. Ciascuna variabile ha un intervallo di variazione compreso fra i limiti inferiore e superiore, rispettivamente x_i^L x_i^U . I range di variazione ed i vincoli di eguaglianza e disequaglianza forniti dalle funzioni g_h e h_k determinano nello spazio n -dimensionale lo spazio delle variabili decisionali D .

Un problema di ricerca del massimo può essere formulato in maniera analoga. L'insieme di soluzioni ottime nello spazio decisionale D è in generale denotato con il termine *insieme di Pareto* $P \subseteq D$, e la sua immagine nello spazio degli obiettivi prende il nome di *fronte di Pareto*. In molti problemi di ottimizzazione multi-obiettivo aiuta il decisore ad identificare la migliore soluzione di compromesso. Vi sono molti modi per affrontare un problema di ottimizzazione multiobiettivo, ad esempio, gli obiettivi

possono essere aggregati in uno solo, anche se gran parte del lavoro nell'area della ottimizzazione multiobiettivo si concentra sulla approssimazione dell'insieme di Pareto attraverso metodi euristici basati sulla popolazione. Gli algoritmi evolutivi e meta-euristici sono adatti allo scopo, giacché molti di questi metodi procedono attraverso la modifica di insiemi di soluzioni (algoritmi basati sulla popolazione, population-based algorithms). Concordemente, l'uscita di un algoritmo di ottimizzazione multiobiettivo è un insieme di soluzioni che non si dominano ed è una approssimazione dell'insieme di Pareto.

Il concetto di non dominanza è uno dei concetti alla base della ottimizzazione multi-obiettivo. Per un problema che ha più di una funzione obiettivo da minimizzare (ad esempio, f_j , $j=1, \dots, m$ ed $m>1$) ciascuna coppia di soluzioni multidimensionali $x[a]$ ed $x[b]$ possono avere due possibilità: una domina l'altra o nessuna delle due domina l'altra. Una soluzione $x[a]$ si dice che domina l'altra soluzione $x[b]$, se entrambe le condizioni sono vere:

- a) La soluzione $x[a]$ è non peggiore di $x[b]$ per tutti gli obiettivi, $f_j(x[a]) \leq f_j(x[b])$, per ogni $j=1 \dots m$.
- b) La soluzione $x[a]$ è strettamente migliore di $x[b]$ in almeno un obiettivo, ossia $f_j^*(x[a]) < f_j^*(x[b])$ per almeno un $j^* \in \{1 \dots m\}$.

Se una delle suddette condizioni non è rispettata, la soluzione $x[a]$ *non domina la soluzione* $x[b]$. Se $x[a]$ domina la soluzione $x[b]$, è anche possibile dire che $x[b]$ è *dominata da* $x[a]$, oppure $x[a]$ *non è dominata da* $x[b]$, o, semplicemente, fra due soluzioni, $x[a]$ è la soluzione *non dominata*.

E' ancora una volta importante sottolineare che il concetto di ottimalità, in senso multi-obiettivo, è correlato ad un insieme di soluzioni invece che ad una sola. Insiemi di soluzioni possono fra loro essere equivalenti, se si mira ad ottimizzare più di un obiettivo. Si veda in proposito la figura 2 che rappresenta la situazione di non dominanza di due soluzioni per le quali si cerca il minimo di entrambe le funzioni obiettivo.

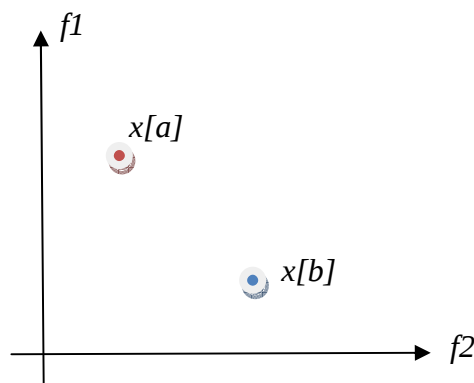


Figura 2 – $x[a]$ e $x[b]$ non si dominano

Da quanto detto, emerge che una ottimizzazione multi-obiettivo ha prioritariamente due scopi:

1. guidare la ricerca verso la regione di Pareto ottimalità;
2. mantenere la diversità della popolazione all'interno del fronte di Pareto (evitando il fenomeno dell'affollamento o *crowding*).

Nelle sezioni seguenti, viene brevemente descritto l'algoritmo evolutivo scelto per le applicazioni e le sue caratteristiche in relazione all'ottimizzazione che si vuole condurre con riferimento alla razionalizzazione energetica.

II.1.1.4. Scelta della algoritmo da utilizzare. Descrizione dell'NSGA-II

La ottimizzazione che si vuole condurre in questo rapporto si riferisce ad un problema di variabili miste intere, con diverse funzioni obiettivo non lineari e vincolato. L'algoritmo Non dominated Sorting Genetic Algorithm II, è un algoritmo genetico nel quale le soluzioni si evolvono attraverso operatori di ricombinazione come mutazione ed incrocio. Come il Non Dominated Sorting Genetic Algorithm [6] da cui trae origine, l'NSGA II [7] divide la popolazione in fronti di soluzioni non dominate in modo che la ricerca possa orientarsi in aree interessanti dello spazio di ricerca, dove fronte di Pareto è presumibilmente collocato. Sia nell'NSGA che nell'NSGAI, le soluzioni sono premiate sulla base del loro livello di non dominanza ('ranking' delle soluzioni), tale ordinamento viene però svolto con un algoritmo che ha complessità $O(mN_p^2)$ invece che $O(mN_p^3)$, come accade nell'NSGA, dove m è il numero di obiettivi ed N_p è la dimensione della popolazione (Ordinamento rapido di non dominanza). L'algoritmo previene la perdita di soluzioni buone quando queste vengono identificate (elitismo) e non necessita di specificazione di parametri oltre ai quattro parametri tipici degli algoritmi genetici (dimensione della popolazione, numero di iterazioni, probabilità di incrocio e mutazione). La scelta delle soluzioni che partecipano alle successive generazioni viene svolta attraverso un operatore di selezione binaria a torneo (Binary Tournament Selection) mentre incrocio e mutazione rimangono quelli usualmente implementati negli algoritmi genetici.

Nei paragrafi che seguono vengono riportate le routine di maggiore interesse assieme ad una descrizione globale dell'algoritmo.

Prima che venga applicata la selezione, le soluzioni della generazione corrente vengono ordinate sulla base del criterio di non dominanza (*ranking*) e per consentire la diversificazione delle soluzioni, viene calcolato un fattore di affollamento per ciascuna soluzione (*crowding factor*).

Selezione a torneo binaria (Binary Tournament Selection o BTS)

La selezione a torneo binaria consiste nella selezione di una fra due soluzioni identificate casualmente nella popolazione sulla base dell'operatore di Constrained Crowded comparison che verrà descritto nel seguito. Tale operatore utilizza tre indici per confrontare due soluzioni: la eventuale violazione di vincoli, il 'ranking' di non dominanza, l'affollamento (Crowding factor).

Stima del fattore di affollamento (Crowding factor)

Per ottenere una stima dell'affollamento delle soluzioni nell'intorno di una particolare soluzione della popolazione, si considera la somma della media delle distanze lungo le n direzioni dello spazio degli obiettivi. Nell'applicazione qui considerata, tale distanza è stata anche normalizzata tenendo conto della distanza dei punti estremi del fronte delle soluzioni. Considerando la i -esima soluzione $x[i]$, questa quantità $x[i] \cdot \text{distance}$ fornisce una stima del più ampio cuboide che racchiude il punto i -esimo ed i suoi immediati vicini sullo stesso fronte (crowding distance). Nella figura 3, è rappresentata la soluzione i , le soluzioni vicine sullo stesso fronte ($i-1$, $i+1$) ed in tratteggio due lati del cuboide in una proiezione bidimensionale nello spazio degli obiettivi.

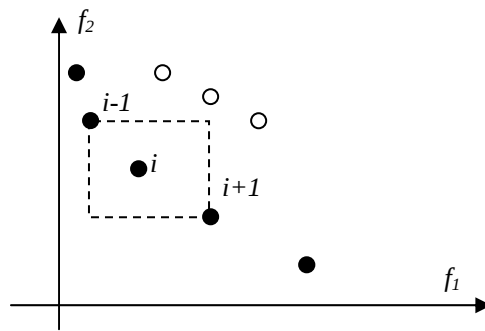


Figura 3 – Fattore di affollamento: Crowding factor

Lo pseudo-codice per la implementazione e del suddetto operatore è riportato di sotto.

Crowding-distance-assignment (solutions of front I)

```

Set  $l$  to the size of the set  $I$  to be ordered
for each  $\mathbf{x} \in I$ ,
    set  $\mathbf{x}[i].distance=0$ 
for each objective  $j$ 
     $I$  is sorted by each objective  $j$ 
    Set
         $\mathbf{x}[1].distance = m$  (number of objectives)
    and
         $\mathbf{x}[l].distance = m$  (number of objectives)
for each objective  $j$ 
    Set  $max\_dist[j]=f_j(\mathbf{x}[l]) - f_j(\mathbf{x}[1])$ 
    If  $max\_dist[j] \neq 0$  then
        For  $i=2$  to  $l-1$  do
             $\mathbf{x}[i].distance := \mathbf{x}[i].distance + (f_j(\mathbf{x}[i+1]) - f_j(\mathbf{x}[i-1])) / (max\_dist[j])$ 

```

Dove $f_j(\mathbf{x}[i])$ è il j -esimo obiettivo dell' i -esimo vettore soluzione nell'insieme I . Occorre osservare che gli addendi del fattore di affollamento sono normalizzati lungo ciascuna direzione dello spazio degli obiettivi utilizzando la massima distanza fra punti del fronte non dominato lungo la direzione j , $max_dist[j]$.

Operatore di comparazione fra soluzioni in presenza di vincoli (Constrained Crowded Comparison Operator)

L'operatore di comparazione fra soluzioni stabilisce una relazione di ordinamento parziale ($\succeq_n$) fra soluzioni e serve ad identificare una soluzione fra due scelte casualmente attraverso la selezione a torneo già presentata sopra. Per ciascuna soluzione della popolazione vengono calcolati diversi attributi:

- 1) coefficiente che misura la violazione dei vincoli $\mathbf{x}.violation$;
- 2) rango di non dominanza, $\mathbf{x}.rank$
- 3) fattore di affollamento, $\mathbf{x}.distance$.

Si valuta dunque in prima istanza se una delle soluzioni viola i vincoli. In tal caso, si sceglie quella che non viola i vincoli. Se invece entrambe le soluzioni violano o non violano i vincoli, si procede come segue. Nel primo caso, si sceglie la soluzione che ha un coefficiente di violazione dei vincoli più basso; nel secondo caso, invece si valutano gli altri due attributi. Si sceglie in prima istanza la soluzione con un ranking più basso (più vicina agli assi, nel caso di minimizzazione degli obiettivi) e solo nel caso in cui entrambe le soluzioni si trovano sullo stesso fronte, si sceglie la soluzione meno affollata (con un fattore di affollamento più elevato).

La procedura principale

Inizialmente, la popolazione di soluzioni P_0 viene generata in modo casuale. La popolazione viene ordinata sulla base del criterio di non dominanza. A ciascuna soluzione viene attribuita una fitness uguale al suo livello di non dominanza (rank 1 è il migliore). Quindi si immagina di affrontare un problema di minimizzazione. Si utilizzano la BTS e la ricombinazione (costituita da incrocio e mutazione) per creare una popolazione di soluzioni 'figlie' Q_0 di dimensione N . Dalla prima generazione in poi, la procedura è diversa. La procedura per $t \geq 1$ può essere descritta come segue:

```
Rt = Pt U Qt    //combine parent and children population
fast-nondominated-sort(Rt)-> Fi //generation of non dominated fronts
until |Pt+1|<N // till the parent population is filled
    crowding-distance-assignment(Fi) //calculate crowding distance
    Pt+1= Pt+1 U Fi
Sort(Pt+1) using Crowded comparison operator
Choose the first N elements of Pt+1
Qt+1= Make-new-pop(Pt+1) //use selection,crossover and mutation to create
Qt+1
```

Viene creata una popolazione costituita da $2N$ elementi, R_t . Questa popolazione viene quindi ordinata utilizzando il criterio di non dominanza. La nuova popolazione di genitori viene costituita scegliendo i primi fronti dalla popolazione ordinata R_t , laddove si raggiunga la dimensione N con parte di un fronte, si sceglieranno le soluzioni sulla base del fattore di affollamento. Poi la popolazione di soluzioni 'figlie', Q_{t+1} , verrà generata attraverso gli operatori di incrocio e mutazione.

Nella Figura 4 sotto riportata, è descritto un ciclo dell'algoritmo NSGA-II. P_t e P_{t+1} sono le popolazioni di soluzioni all'iterazione t e $t+1$, mentre P'_t è un insieme di soluzioni parzialmente ordinato ($\geq_n$).

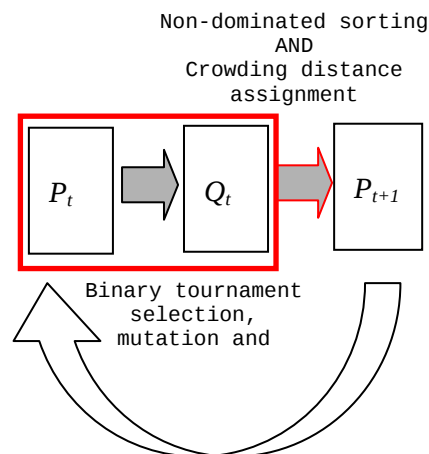


Figura 4 –L'algoritmo NSGA-II

II.1.2. Formulazione analitica dei problemi di ottimizzazione per le microreti

Nelle sezioni seguenti si rappresenteranno le variabili in gioco e la loro codifica. Verranno poi rappresentate le funzioni obiettivo e le espressioni vincolari.

II.1.2.1. Variabili e parametri della ottimizzazione

Facendo riferimento a quanto già esposto nella sezione I.2.4. del rapporto che descrive la parte prima delle attività, nel problema del dispacciamento ottimale delle risorse energetiche allo scopo di conseguire una razionalizzazione energetica dell'esercizio, le variabili sono:

- 1) potenza iniettata da nodi di generazione di tipo dispacciabile;
- 2) potenza reattiva assorbita da banchi di condensatori controllabili;
- 3) potenza iniettata/prelevata da nodi di carico/generazione di tipo attivo.

Quest'ultima tipologia di nodi può ancora essere suddivisa in

- a) nodi di generazione dispacciabili con accumulo;
- b) nodi di carico interrompibili;
- c) nodi di carico differibili.

I parametri sono i fattori di carico dei nodi di carico di tipo passivo ed i fattori di producibilità dei nodi di generazione di energia da fonte rinnovabile non controllabili. Le variabili indipendenti sono quelle di tipo 1), 3a), 3b) e 3c).

Le variabili di tipo 1) sono state rappresentate attraverso variabili reali che assumono valori all'interno del range operativo previsto.

Le variabili di tipo 3a) sono state rappresentate attraverso variabili reali che assumono valori all'interno del range operativo previsto. Anche se la presenza dei sistemi di accumulo fa in modo che tali nodi abbiano intervalli di variazione variabili in relazione all'istante a cui ci si riferisce. In tal modo, ricalcolando cioè gli intervalli di variazione delle variabili, nodo per nodo ed istante per istante, non si incorre nella violazione del vincolo integrale di bilancio energetico sulle batterie.

Le variabili di tipo 3b) sono rappresentate con variabili booleane. Quelle di tipo 3c) infine sono rappresentabili con un numero intero che rappresenta il numero di ore di cui viene differito il diagramma di carico relativo al nodo considerato.

Una rappresentazione della generica variabile considerata è la seguente:

$$x = [P_{11}, P_{21}, \dots, P_{ND1}, P_{12}, P_{22}, \dots, P_{ND2}, \dots, P_{1T}, P_{2T}, \dots, P_{NPT}] [delay_1, delay_2, \dots, delay_{ND}] [b_1, b_2, \dots, b_{Noff}1,$$

dove P_{ij} è la iniezione di potenza attiva dell' i -esimo nodo PV, $delay_j$ è la variabile che rappresenta il ritardo imposto alla attivazione del carico e b_j è la variabile vbooleana che rappresenta lo stato di inserito/disinserito del carico.

II.1.2.2. Funzioni obiettivo e Vincoli

Le funzioni obiettivo dipendono dal tipo di azioni che si devono conseguire in relazione allo scenario di riferimento.

Gli obiettivi comunque maggiormente considerati per la razionalizzazione energetica sono:

- il costo di produzione dell'energia da ciascun nodo della rete;
- le perdite per effetto Joule;

- le emissioni di inquinanti in atmosfera;
- il bilanciamento del carico in uscita dal nodo di alimentazione principale.

I vincoli invece si riferiscono normalmente a:

- o limitazione delle cadute di tensione
- o limitazione della potenza attiva/reattiva che fluisce sui rami ed in uscita dai nodi di generazione entro la capacità prefissata
- o vincolo integrale sulle batterie di accumulo dell'energia.

Costo di produzione dell'energia

Il costo di produzione dell'energia da fonti rinnovabili può essere assunto pari a zero, così come si può assumere come nullo il costo di produzione da sistemi di accumulo dell'energia se si immagina di trascurare gli ammortamenti ed i costi di manutenzione. Per quanto riguarda la produzione di energia da fonti non rinnovabili, ad esempio microturbine, la funzione costo di produzione può esprimersi così:

$$CF_i = \sum_{h=1}^T C_i(P_h^i) \Delta P_h^i \Delta h \quad (1)$$

In questa espressione, il costo di produzione dipende dalla efficienza della macchina in termini di tasso di consumo di carburante al regime considerato. L'andamento immaginato per il costo di produzione è quindi una retta come rappresentato in figura 5.

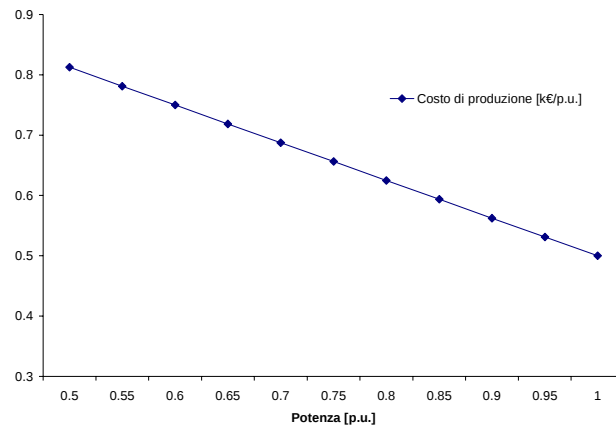


Figura 5 – Costo di produzione unitario espresso in [k€/p.u.]

Figura 6 – Costo di produzione espresso in [k€]

Le perdite per effetto joule

Come è noto, la risoluzione delle equazioni di load-flow consente di valutare per ciascuna configurazione considerata, il valore delle perdite per effetto Joule come differenza fra la potenza generata e quella consumata dal carico in ciascun intervallo di tempo considerato. Poiché nella formulazione del problema, ci si riferisce ad un orizzonte temporale di diverse ore, occorre considerare la seguente espressione:

$$E_j = \sum_{h=1}^T (P_{gT} - P_{LT}) \Delta h \quad (2)$$

La risoluzione delle equazioni del Load flow può risultare molto onerosa, quando il numero di nodi della rete diventa di diverse decine. In tali casi, è consigliabile utilizzare algoritmi di load flow di complessità lineare come i metodi 'backward-forward' [8] che hanno una precisione ormai confrontabile con il noto metodo di Newton-Raphson. Quest'ultimo, richiedendo la inversione di matrice, ha una complessità di ordine superiore.

Le emissioni

Le emissioni delle sorgenti alimentate da fonti non rinnovabili, come le microturbine, possono essere rappresentate con una funzione non lineare che tiene conto della diversa efficienza della macchina ai vari regimi. L'espressione si riferisce alle emissioni di NO_x ed è tratta da [9] e da [10] e ha la seguente forma:

$$Em_i = \sum_{h=1}^T 10^{-2} [\alpha_i + \beta_i P_h^i + \gamma_i (P_h^i)^2] + \zeta_i e^{\lambda_i P_h^i} \quad (3)$$

Dove i coefficienti α_i β_i γ_i ζ_i hanno valori non negativi che variano da macchina a macchina in base alle caratteristiche di emissione.

Nella figura 6 sotto riportata si evidenziano a titolo di esempio due andamenti della espressione (3) al variare della potenza della macchina in p.u..

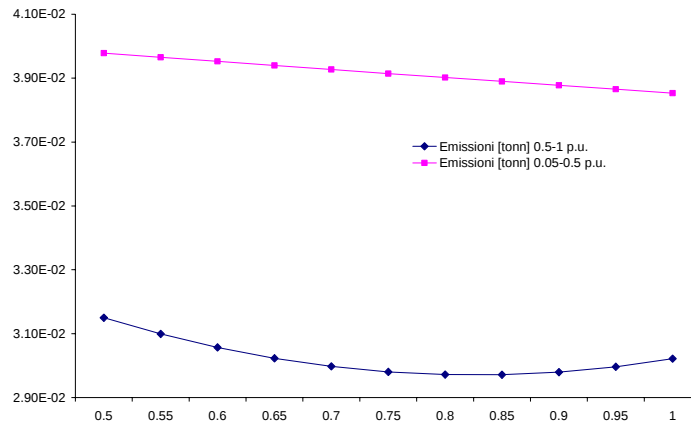


Figura 6 – Emissioni espresse in [tonn]

Cadute di tensione

L' indicatore che si riferisce alla valutazione della massima caduta di tensione può esprimersi in vari modi. In questo rapporto si è scelto di utilizzare il massimo scostamento fra le tensioni dei nodi e la tensione nominale nell'arco delle 24 ore. Esso può quindi esprimersi come:

$$cdt = \max_{\substack{h=1,T \\ i=1,nnodi}} (V_n - V_{i,h}) \quad (4)$$

Dove V_n è la tensione nominale, mentre $V_{i,h}$ è la tensione al nodo i all'ora h , mentre $nnodi$ è il numero di nodi del sistema considerato.

Bilanciamento del carico in uscita dal nodo di alimentazione principale

Tale obiettivo affronta problematiche che si presentano tanto in micro-reti isolate quanto in micro-reti connesse alla rete principale. E' infatti noto che in entrambi i casi,

per massimizzare la efficienza energetica dei sistemi di alimentazione, la potenza in uscita dal nodo di connessione con essi deve essere mantenuta ad un valore costante. Se, inoltre, esistono vincoli contrattuali o se esistono vincoli tecnici di efficienza energetica si può anche aggiungere un vincolo sulla potenza in transito dallo stesso nodo.

Nella formulazione qui proposta l'obiettivo si traduce analiticamente con la seguente espressione:

$$S = \max_{h=1, \dots, 24} (P_{\max h} - P_{\min h}) \quad (5)$$

Dove h è l'ora che può variare da 1 a 24, $P_{\max h}$ e $P_{\min h}$ sono i valori massimo e minimo della potenza in transito dal nodo di alimentazione principale. S è dunque il massimo scostamento che può verificarsi nell'arco di 24 ore.

Vincoli di massima capacità

La potenza che fluisce nei rami e che viene erogata dai nodi deve essere limitata dalla massima capacità dei relativi elementi di rete. Ad esempio, nel caso di una microturbina, la massima capacità è la potenza di targa della macchina, mentre per una batteria è la massima potenza che può transitare attraverso l'inverter.

Per quanto attiene alla potenza reattiva, i limiti superiori sono imposti dall'inverter nei nodi interfacciati da inverter e dalle curve di capability per i nodi nei quali è installata una microturbina. L'algoritmo di load flow utilizzato, allorché si verifica una violazione del vincolo sulla potenza reattiva, fa in modo che i nodi da PV si trasformino in PQ con valore di potenza reattiva fissato e pari al massimo.

Vincoli integrali di bilancio energetico delle batterie

Si immagina che le batterie di accumulo dell'energia debbano compiere un intero ciclo di carica e scarica, al fine di riportare a zero il bilancio energetico fra l'ora iniziale e l'ora finale considerata.

11.1.2.3. La razionalizzazione energetica delle reti a servizio dei distretti energetici

Come già detto, la razionalizzazione dell'esercizio può essere condotta in diversi modi sulla base delle funzioni obiettivo che vengono considerate volta per volta. Nelle applicazioni che riporteremo verranno considerati tre scenari di riferimento: Energy, Peak Shaving e Island.

Scenario Energy

In questo scenario, occorre produrre una razionalizzazione delle risorse energetiche. Si potrà quindi minimizzare

- il costo di produzione dell'energia comprensivo di eventuali acquisti e vendite dalla rete;
- le perdite per effetto Joule.

A questi obiettivi potrà aggiungersi la minimizzazione delle

- emissioni di CO_2 .

I vincoli sono sulle massime cadute di tensione, sulla massima corrente nei rami e nei componenti, sui limiti superiore ed inferiore di producibilità delle fonti di energia attiva e reattiva.

Le variabili sulle quali si può intervenire sono dei tipi 1), 2), 3a) e 3c).

Scenario Peak shaving

In questo scenario, occorre ridurre il picco del carico. Si dovrà quindi minimizzare

- lo scostamento fra la potenza massima e minima in uscita dalle microturbine e generatori diesel;

A questo obiettivo potranno aggiungersi la minimizzazione di:

- le perdite per effetto Joule;
- emissioni di CO₂.

I vincoli sono sulle massime cadute di tensione, sulla massima corrente nei rami e nei componenti, sui limiti superiore ed inferiore di producibilità delle fonti di energia attiva e reattiva. Le variabili sulle quali si può intervenire sono dei tipi 1), 2), 3a) e 3c).

Scenario Island

In questo scenario, occorre mantenere il bilancio fra domanda di carico e produzione. Si potrà quindi prioritariamente soddisfare il suddetto vincolo agendo sulle variabili del tipo 3b) e successivamente sviluppare un dispacciamento minimizzando

- le perdite per effetto Joule;
- le emissioni di CO₂.

I vincoli sono sulle massime cadute di tensione, sulla massima corrente nei rami e nei componenti, sui limiti superiore ed inferiore di producibilità delle fonti di energia attiva e reattiva. Le variabili sulle quali si può intervenire sono dei tipi 1), 2), 3a) e 3c).

11.1.2.4. Incertezza

La gestione dell'incertezza è cruciale quando si ha a che fare con ambienti non stazionari e stocastici come quelli nei quali agisce un MGCC. L'aleatorietà dell'errore nelle previsioni del tempo e del carico quando l'orizzonte temporale si prolunga oltre un'ora diventa tale da richiedere un aggiustamento dei set point in modo non solo da garantire il rispetto dei vincoli tecnici ma anche da garantire il rispetto dell'ottimalità.

In questo rapporto, viene sviluppato un approccio per compensare problematiche legate all'incertezza delle previsioni basate sul metodo percezione-pianificazione-azione [4],[5] che viene applicato in ambienti non deterministici e non stazionari.

11.2 Implementazione dell'algoritmo scelto per la gestione ottimizzata della microrete

Come è noto, in intelligenza artificiale, la rappresentazione della conoscenza è uno dei temi cruciali per il conseguimento degli obiettivi che ci si prefigge attraverso l'astrazione di un comportamento intelligente e la sua implementazione all'interno di un sistema artificiale. La codifica delle variabili e la definizione degli operatori che su di esse intervengono sono infatti modi di rappresentare la conoscenza euristica dell'esperto e sono profondamente interconnessi fra loro. Nei paragrafi che seguono, si illustreranno i modi attraverso cui si è immaginato di rappresentare le variabili ed operatori di perturbazione in gioco al fine di minimizzare l'impatto delle condizioni vincolari.

Operatori

Gli operatori di perturbazione considerati sono l'incrocio e la mutazione. Entrambi sono stati pensati per non violare il vincolo del bilancio energetico di accumulo di energia nelle batterie. L'operatore di mutazione infatti seleziona casualmente l'id di un nodo e perturba il piano lungo tutto l'intervallo di tempo considerato. L'incrocio viene eseguito fra le sottostringhe in modo da mantenere intatta la 'storia' dei nodi nei quali

sono presenti le batterie. La figura 7 sotto riportata mostra come agiscono i due operatori.

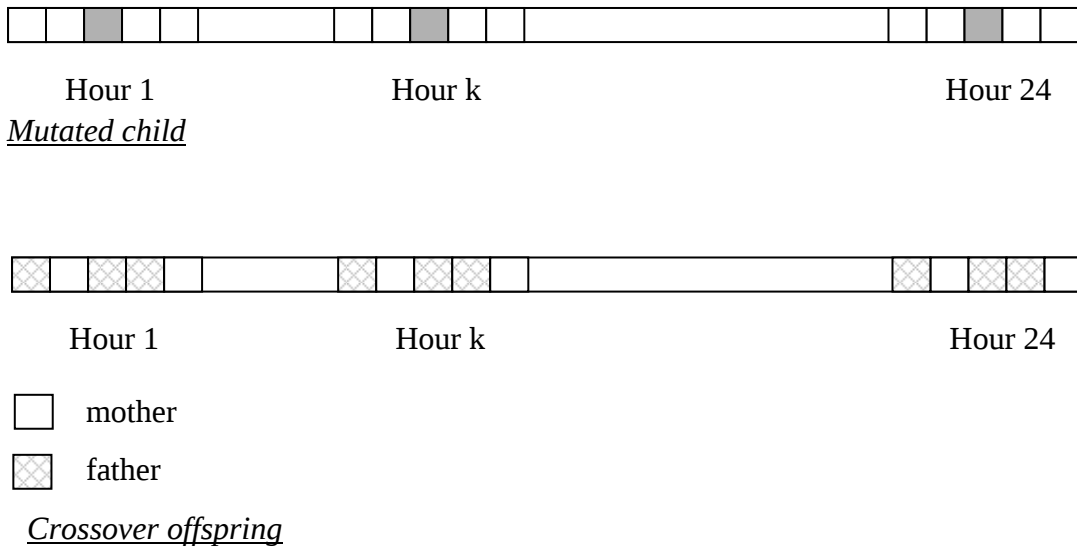


Figura 7 – Operatori di incrocio e mutazione

Per quanto attiene l'ampiezza delle perturbazioni applicate alla potenza attiva in ciascun nodo PV, laddove sia presente una batteria ed una sorgente di energia da fonte rinnovabile, la potenza può essere variata nel seguente intervallo:

$$\begin{aligned} \text{minimum}(h,j) &= P_{ren}(h,j) - \Delta E(h,j) / t \\ \text{maximum}(h,j) &= P_{ren}(h,j) + E(h-1,j) / t \end{aligned}$$

dove $\text{minimum}(h,j)$ e $\text{maximum}(h,j)$ sono riferiti alla minima ed alla massima potenza iniettabile nel nodo j all'ora h ; $P_{ren}(h,j)$ è la potenza prodotta dalla fonte rinnovabile all'ora h e nel nodo j , $\Delta E(h,j)$ è la differenza fra la capacità della batteria ed il livello corrente di energia accumulata nella batteria; mentre $E(h-1,j)$ è la carica disponibile e t è l'intervallo di tempo elementare per il controllo. L'iniezione di potenza è stata quindi variata concordemente in questo range ma con un fattore di distorsione che promuoveva la carica in un certo intervallo di tempo (i.e. di notte) e la scarica durante il restante periodo di tempo (i.e. di giorno).

Certamente la potenza da iniettare viene scelta casualmente ma con una probabilità non uniforme. Quindi ad esempio, nella generazione iniziale presso i nodi PV si può utilizzare la seguente espressione:

$$P(h,j) = \text{minimum}(h,j) + \sigma * (\text{maximum}(h,j) - \text{minimum}(h,j))$$

Ovviamente, valori più elevati del parametro σ incoraggiano la scarica, mentre valori più bassi incoraggiano la carica. Il parametro σ è una funzione sigmoide il cui centro dipende dagli intervalli di carica e scarica desiderati e la cui pendenza produce effetti più o meno severi sul comportamento delle batterie.

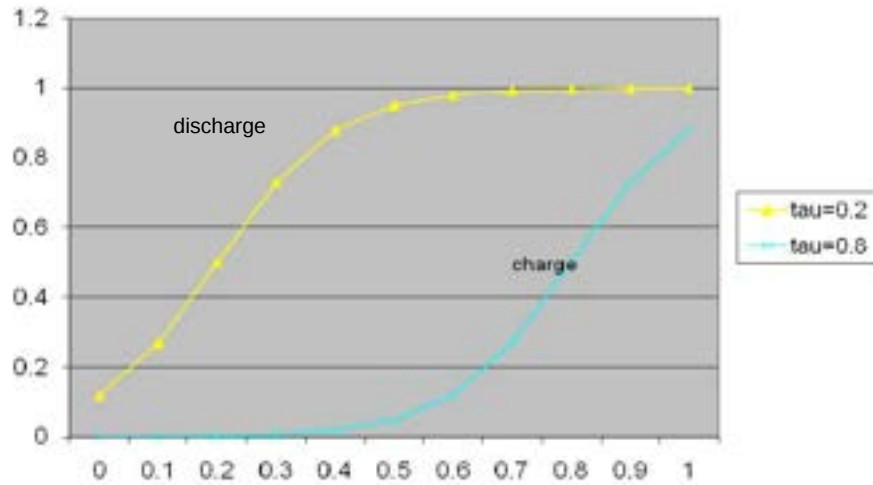


Figura 8 – Operatore σ per $k=10$

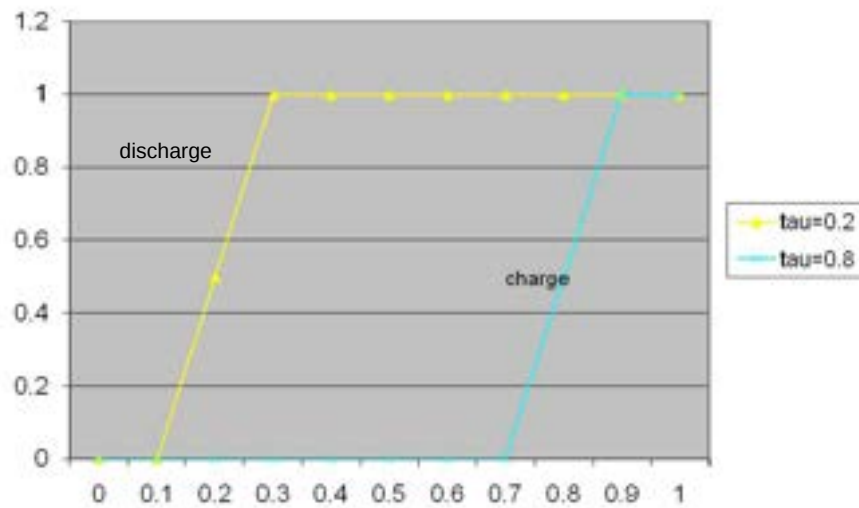


Figura 9 – Operatore σ per $k=100$

L'espressione di σ è la seguente:

$$\sigma = 1/[1+\exp(-k*(\text{random}-\tau))]$$

La figura 8 riporta i valori di σ per $k=10$ e mettendo in ascissa la funzione random che restituisce con probabilità uniforme un valore compreso fra 0 e 1. La figura 9 rappresenta valori di σ per $k=100$.

In tal modo, anche il bilancio energetico viene soddisfatto in modo più facile e le perturbazioni dovute alla mutazione sono state implementate seguendo lo schema descritto.

11.3. Implementazione e validazione dei risultati

Nelle sezioni che seguono verranno illustrate alcune esecuzioni dell'algoritmo implementato. I due sistemi elettrici oggetto delle applicazioni sono la rete di distribuzione dell'area denominata "La Capanna" del Centro Ricerca ENEA di Casaccia (Roma), nel seguito intesa rete A, e il sistema di alimentazione della Test Facility di Generazione Distribuita di CESI RICERCA (Milano), nel seguito intesa rete B.

L'implementazione è stata interamente sviluppata in Delphi Pascal, che è un linguaggio di programmazione ad oggetti. La validazione dei risultati in termini di correttezza degli indicatori tecnici calcolati attraverso la implementazione è stata invece sviluppata in ambiente Neplan. Il programma sviluppato ha tre file di ingresso: uno per la rappresentazione della rete; uno per la individuazione dei parametri delle risorse (carichi e generatori) non controllabili di energia ed uno che contiene informazioni sulle risorse (carichi e generatori) controllabili.

Le opzioni di funzionamento consentite dall'algoritmo possono essere riassunte come segue:

- a) possibilità di spegnimento e riaccensione delle microturbine;
- b) presenza di carichi termici e sorgenti alternative di calore (caldaie);
- c) possibilità di variazione dei prezzi di acquisto e vendita dell'energia verso la rete in base a fasce orarie;
- d) possibilità di effettuare load shedding;
- e) possibilità di limitare il transito della energia nel nodo di saldo.

Le ipotesi alla base delle esecuzioni che vengono fatte sono:

1. che l'intervallo di tempo elementare considerato nelle applicazioni è di 60 minuti;
2. che le microturbine possano essere spente;
3. che i sistemi di accumulo, se presenti, debbano tornare allo stato di carica iniziale;
4. che il sistema a monte, se considerato, produca un inquinamento equivalente di NOx in atmosfera pari a 0.001 ton/MWh [17];
5. che il costo di vendita di energia alla rete sia in AT pari a 424 €/MWh e alla rete in MT sia pari a 100€/MWh;
6. che il costo di acquisto di energia dalla rete in AT sia pari a 424€/MWh e dalla rete in MT sia pari a 136€/MWh; 89.3; €/MWh; 63€/MWh rispettivamente nelle fasce F1, F2 ed F3¹
7. che la violazione del vincolo della tensione si evidenzi oltre il 5%.

11.3.1. Caratterizzazione della rete A

La rete A è quella che alimenta l'area di intervento "La Capanna". Essa è situata nella zona F del centro ENEA di Casaccia che occupa un'area di 214.380 m² circa. Nell'area sono presenti diversi edifici (destinati prevalentemente ad uffici, sale conferenza e laboratori); ciascuno di essi è identificato dalla sigla F seguita da due cifre. Una descrizione dettagliata della rete di distribuzione che alimenta l'area oggetto di studio è riportata nel rapporto [11]. La rete, la cui struttura è riportata nelle figure 10 e 11,

¹ F1: ore piene dalle 8 alle 17; F2: ore dalle 7 alle 8 e dalle 17 alle 18; F3: tutte le altre.

ha le caratteristiche tecniche riportate nella Tabella 1. La rete presenta due livelli di tensione, uno a 8.4 kV (in rosso in figura 11) ed uno a 380 V (in blu in figura).

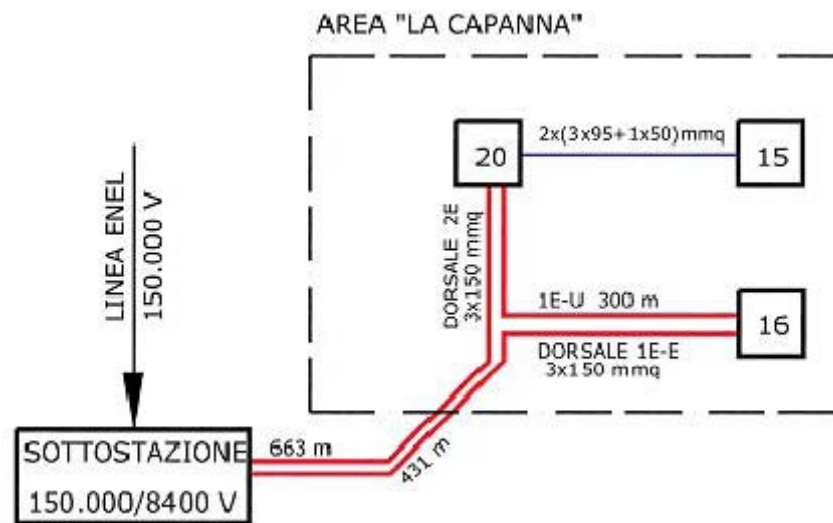


Figura 10 – Schema a blocchi della rete della Casaccia

Per rendere i calcoli omogenei si sono riportate resistenze e reattanze ad un unico livello di tensione attraverso il rapporto di trasformazione 380/8400 kV/kV, che in tabella è indicato con la lettera k.

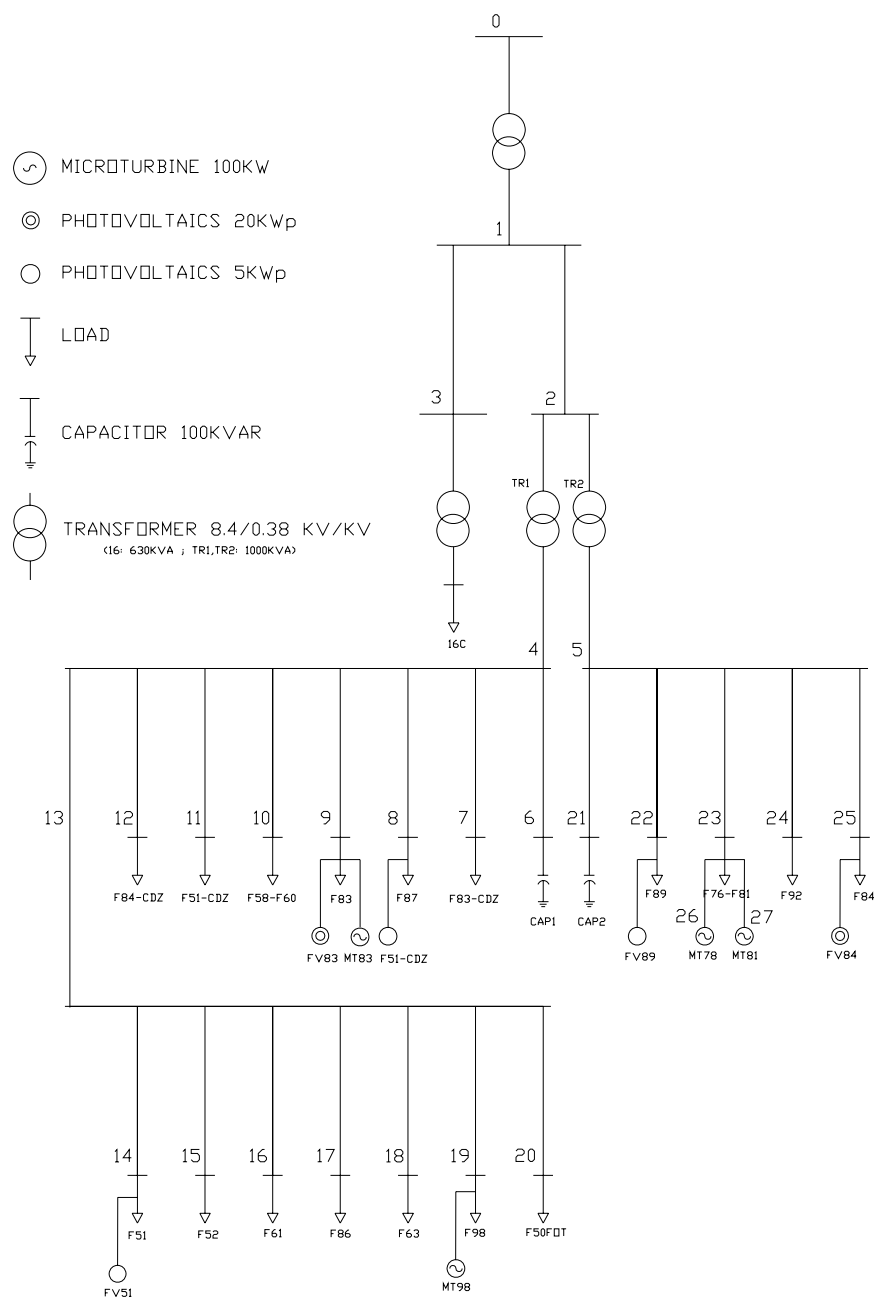


Figura 11. Rete di distribuzione dell'Area della Capanna in una delle configurazioni attive utilizzate nelle applicazioni

Tab. 1 - Caratteristiche elettriche della rete di distribuzione dell'area della Capanna

ramo	SB	EB	R[ohm]	X[ohm]	k	P _L [MW]	Q _L [MVAR]
1	0	1	0.032457	0.56314	1	0	0
2	1	2	0.000106	6.43E-05	1	0	0
3	1	3	6.9E-05	4.18E-05	1	0	0
4	2	4	4.60E-03	6.90E-03	4.50E-02	0	0
5	2	5	4.60E-03	6.90E-03	4.50E-02	0	0
6	4	6	0.00554	0.00101	4.50E-02	0	0
7	4	7	0.00129	0.000928	4.50E-02	0.124708	0.060399
8	4	8	0.08533	0.03922	4.50E-02	0.099766	0.048319
9	4	9	0.004005	0.00376	4.50E-02	0.249415	0.120797
10	4	10	0.12545	0.025318	4.50E-02	0.019953	0.009664
11	4	11	0.0516	0.0298	4.50E-02	0.124708	0.060399
12	4	12	0.000106	9.08E-05	4.50E-02	0.249415	0.120797
13	4	13	0.02369	0.011213	4.50E-02	0	0
14	5	21	0.00554	0.00101	4.50E-02	0	0
15	5	22	0.003225	0.002318	4.50E-02	0.392829	0.190256
16	5	23	0.01378	0.009646	4.50E-02	0.155885	0.075498
17	5	24	0.0721	0.02667	4.50E-02	0.031177	0.0151
18	5	25	0.0004	0.00045	4.50E-02	0.249415	0.120797
19	13	14	0.00408	0.001163	4.50E-02	0.124708	0.060399
20	13	15	0.003808	0.010514	4.50E-02	0.124708	0.060399
21	13	16	0.195	0.020325	4.50E-02	0.049883	0.024159
22	13	17	0.4598	0.031046	4.50E-02	0.049883	0.024159
23	13	18	0.0351	0.003659	4.50E-02	0.049883	0.024159
24	13	19	0.0847	0.005712	4.50E-02	0.077942	0.37749
25	13	20	0.11966	0.024149	4.50E-02	0.049883	0.024159
26	23	26	0.000001	0.000001	4.50E-02	0	0
27	23	27	0.000001	0.000001	4.50E-02	0	0
1	0	1	0.032457	0.56314	1	0	0
2	1	2	0.000106	6.43E-05	1	0	0
3	1	3	6.9E-05	4.18E-05	1	0	0
4	2	4	4.60E-03	6.90E-03	4.50E-02	0	0
5	2	5	4.60E-03	6.90E-03	4.50E-02	0	0
6	4	6	0.00554	0.00101	4.50E-02	0	0
7	4	7	0.00129	0.000928	4.50E-02	0.124708	0.060399
8	4	8	0.08533	0.03922	4.50E-02	0.099766	0.048319
9	4	9	0.004005	0.00376	4.50E-02	0.249415	0.120797
10	4	10	0.12545	0.025318	4.50E-02	0.019953	0.009664
11	4	11	0.0516	0.0298	4.50E-02	0.124708	0.060399
12	4	12	0.000106	9.08E-05	4.50E-02	0.249415	0.120797
13	4	13	0.02369	0.011213	4.50E-02	0	0
14	5	21	0.00554	0.00101	4.50E-02	0	0
15	5	22	0.003225	0.002318	4.50E-02	0.392829	0.190256
16	5	23	0.01378	0.009646	4.50E-02	0.155885	0.075498
17	5	24	0.0721	0.02667	4.50E-02	0.031177	0.0151
18	5	25	0.0004	0.00045	4.50E-02	0.249415	0.120797
19	13	14	0.00408	0.001163	4.50E-02	0.124708	0.060399
20	13	15	0.003808	0.010514	4.50E-02	0.124708	0.060399
21	13	16	0.195	0.020325	4.50E-02	0.049883	0.024159
22	13	17	0.4598	0.031046	4.50E-02	0.049883	0.024159
23	13	18	0.0351	0.003659	4.50E-02	0.049883	0.024159
24	13	19	0.0847	0.005712	4.50E-02	0.077942	0.37749
25	13	20	0.11966	0.024149	4.50E-02	0.049883	0.024159
26	23	26	0.000001	0.000001	4.50E-02	0	0
27	23	27	0.000001	0.000001	4.50E-02	0	0

Nella tabella 1, SB ed EB sono le sigle che indicano il nodo di partenza ed il nodo di arrivo del ramo considerato, R e X sono le resistenze e le reattanze longitudinali di ciascun ramo, mentre P_L e Q_L sono i carichi attivi e reattivi nominali alimentati dallo stesso ramo. In corrispondenza dei nodi 4 e 5 (a valle delle cabine MT/bT) sono installati due banchi di condensatori regolabili di potenza nominale pari a 100kVAR. Essi vengono inseriti a gradini al fine di mantenere pari a 0.9 il fattore di potenza del carico. Nel rapporto [12] vengono anche descritte alcune misure per inserire sorgenti di energia di tipo distribuito e per sviluppare una gestione automatizzata del sistema elettrico. Le misure individuate si riferiscono a spazi attualmente disponibili e ad

interventi assolutamente compatibili con la struttura esistente. Queste possono essere riassunte nella tabella 2 che segue.

Tab. 2 - Risorse energetiche che possono essere installate e/o controllate secondo quanto suggerito nel rapporto [12].

Nodo	Tipo	Potenza
26,27	Microturbine	0.03 MW
2	Eolico	0.02 MW
9,25	Fotovoltaico	0.005 MW
14,22	Fotovoltaico	0.02 MW

Tuttavia la configurazione proposta in [12] non consente l'impiego di logiche di controllo di particolare impatto, giacché l'entità di potenza installata rappresenta solo il 5% circa della potenza nominale richiesta dal carico. Per tale motivo, si sono immaginate configurazioni diverse e più ricche di fonti energetiche per consentire di apprezzare in modo evidente i vantaggi che si possono conseguirsi con una gestione ottimizzata delle risorse energetiche.

11.3.2. Studio di scenari per la razionalizzazione energetica della rete A

Scenario Energy

Il primo caso considerato, A.1, è una fra le configurazioni ipotizzate in [12], non considerando l'apporto eolico. In questa circostanza, vi sono due microturbine di taglia pari a 30kW presso il nodo 26, nessun sistema di accumulo e un carico differibile che è l'elettropompa alimentata dal nodo 15. Ciascuna microturbina è in grado di produrre fino a 60 kW termici. Il caso A.2, invece, si riferisce ad una situazione nella quale sono presenti più risorse energetiche.

Le tabelle 3 e 4 sotto riportate descrivono i casi che verranno esaminati nelle successive esecuzioni dell'algoritmo di ottimizzazione.

Tab. 3 – Caso A.1

Tipo	Taglia nominale	Numero	Nodi
Microturbine	30 kW; cosfi 0.9	2	26,27
Fotovoltaico	5 kWp	2	9,25
Fotovoltaico	20 kWp	2	14,22
Carichi differibili	-	-	-

Tab. 4 – Caso A.2

Tipo	Taglia nominale	Numero	Nodi
Microturbine	50 kW; cosfi 0.9	4	26,27,9,19
Batterie	-	-	-
Fotovoltaico	5 kWp	2	9,25
Fotovoltaico	20 kWp	2	14,22
Carichi differibili	120 kW; 60 kVAR	2	14,15

Nel caso A.1. si è osservato quale sarebbe il valore degli obiettivi perdite per effetto Joule giornaliere, costo di produzione e valore delle emissioni in presenza di regolazione, ottimizzando i tre obiettivi. Si ottengono i valori riportati in tabella 5.

Tab. 5. Caso A1 – valore di obiettivi e vincoli in presenza di automazione (soluzione a minime perdite/ a minime emissioni/a minimo costo)

	Perdite Joule [MWh]	Costo produzione [k€]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo capacità
Soluzione a minime perdite	0.0483	1.482	1.0188	-	-
Soluzione a minime emission	0.0506	1.670	0.0433	-	-
Soluzione a minimo costo	0.0519	1.261	1.993	-	-

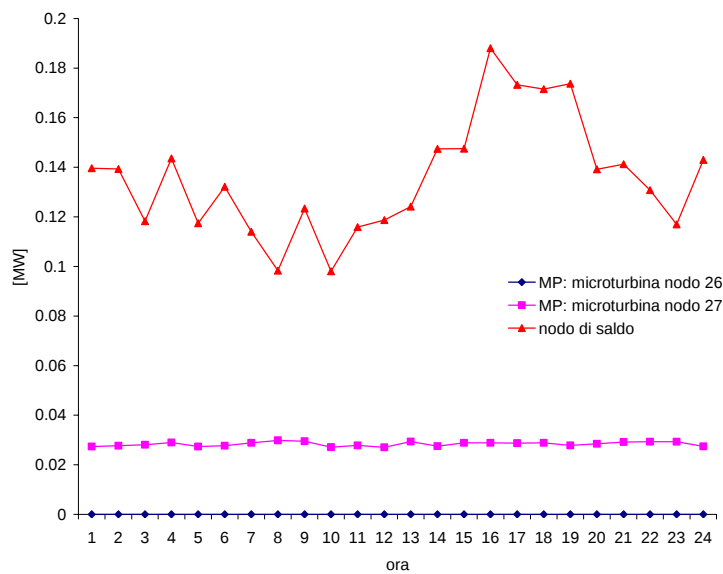


Figura 12. Caso A.1. – soluzione a minime perdite (MP): produzione delle microturbine e andamento della potenza attraverso il nodo di saldo

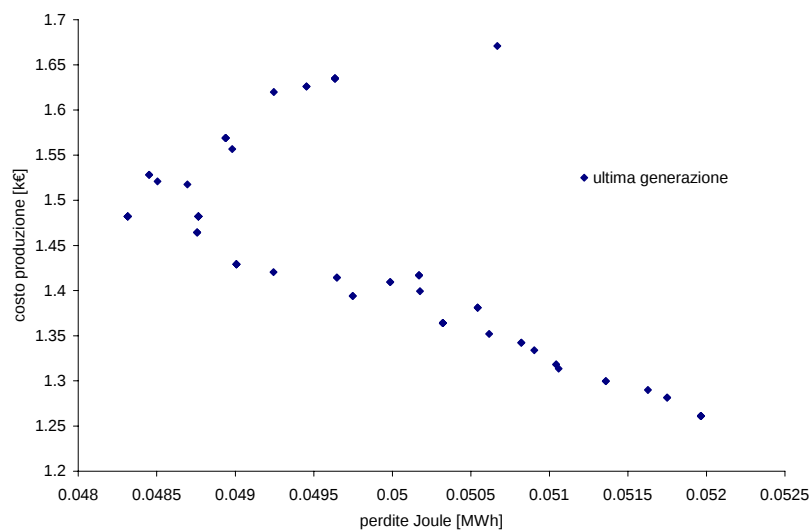


Figura 13. Caso A1. - Fronte di soluzioni non dominate sul piano (perdite Joule/costo produzione) in presenza di automazione

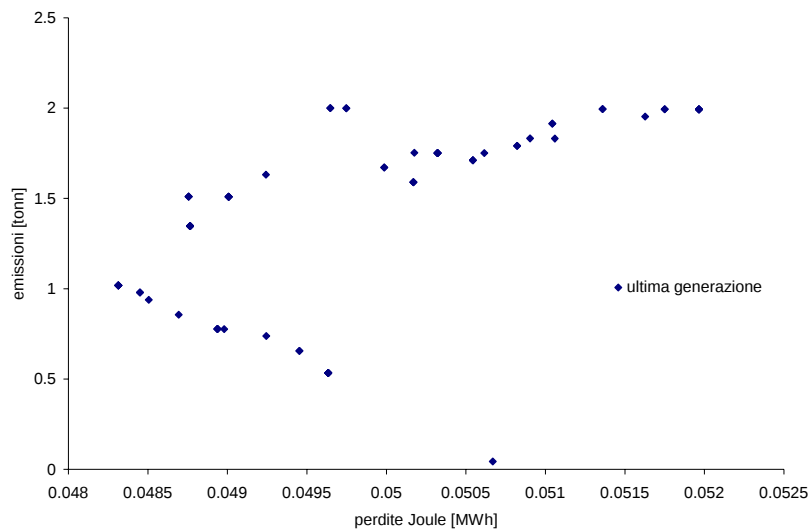


Figura 14. Caso A1 - Fronte di soluzioni non dominate sul piano (perdite Joule/Emissioni) in presenza di automazione

La figura 12 mostra lo stato di inserzione delle due microturbine nelle 24 ore nella soluzione a minime perdite. Come si può osservare, l'accensione della microturbina al nodo 27 comporta un aggravio di perdite. Le figure 13 e 14 mostrano i fronti di soluzioni non dominate proiettate sui piani perdite Joule, costo produzione e perdite joule, emissioni. Con i parametri scelti, la soluzione a minime emissioni, prevedendo la possibilità di spegnimento per le microturbine, è quella con le microturbine spente in tutte le ore considerate, mentre la soluzione a minimo costo prevede che le microturbine funzionino in tutto l'arco di tempo considerato. Con i parametri scelti per le emissioni della rete a monte e per i costi di acquisto dell'energia, tali risultati ottenuti per la configurazione a minime emissioni e minime perdite è prevedibile che si ripetano per tutte le configurazioni che verranno esaminate per la rete di Casaccia.

Considerare le emissioni del sistema a monte ha senso solo in una logica di proprietario unico del sistema di trasmissione e distribuzione e tale circostanza si verificherà sempre più di rado nella distribuzione del futuro.

Per tale ragione, l'obiettivo sulle minime emissioni non verrà più considerato. Esso, peraltro, acquisisce maggiore significato se le fonti energetiche hanno caratteristiche di emissione differenti.

Nel caso A2., si è immaginato di inserire quattro microturbine di maggiore potenza (50 kW) in nodi cui afferiscono rami di capacità adeguata. Si sono anche considerati 2 carichi differibili ai nodi 14 e 15.

In questo caso, la gestione delle risorse energetiche fornisce i risultati riportati in tabella 6 per le soluzioni a minime perdite ed a minimo costo.

Tab. 6. Caso A2 – valore di obiettivi e vincoli in presenza di automazione (soluzione a minime perdite/a minimo costo)

	Perdite Joule [MWh]	Costo produzione [k€]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo capacità
Soluzione a minime perdite	0.040	1.206	1.987	-	-
Soluzione a minimo costo	0.074	0.316	3.9208	-	-

La soluzione a minime perdite presenta produzione oraria delle microturbine rappresentata in figura 15.

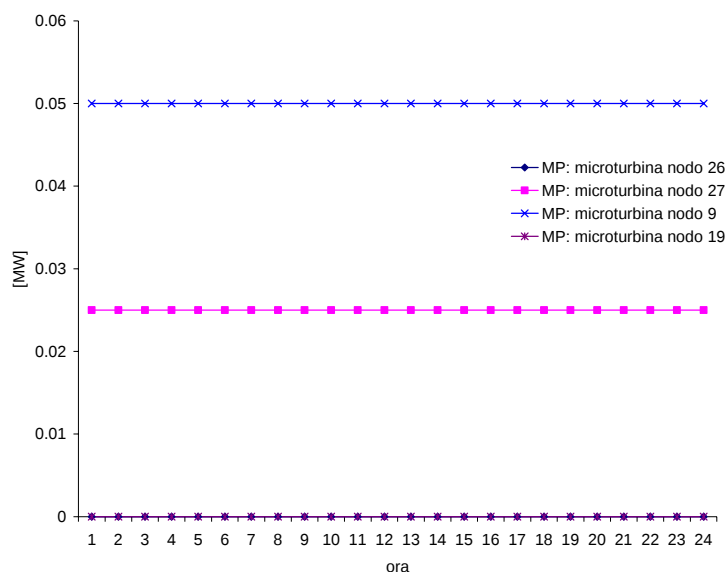


Figura 15 – Caso A2; soluzione a minime perdite (MP): produzione delle microturbine

Dalla figura 15, si evince che le minime perdite si conseguono impostando regimi diversi per le microturbine presenti, mentre il minimo costo si consegue, con i parametri scelti, lasciando le microturbine a lavorare alla loro massima potenza in tutte le ore.

Nella soluzione a minime perdite i due carichi nei nodi 14 e 15 vengono differiti entrambi di 6 ore. In questo modo, il diagramma di carico si riorganizza in modo da minimizzare le perdite di energia per effetto Joule.

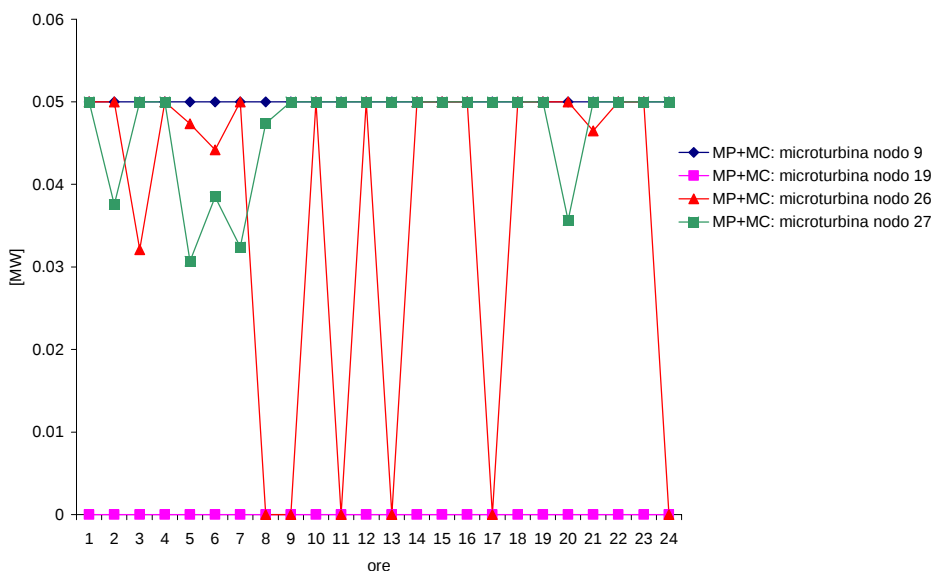


Figura 16 – Caso A2; soluzione a minime perdite (MP) e a minimo Costo (MP+MC): produzione delle microturbine

La figura 16 mostra una soluzione intermedia fra quella a minimo costo e quella a minime perdite che appartiene al primo fronte di soluzioni non dominate dell'ultima generazione.

L'effetto risulta ancora più evidente se si considera un numero più elevato di carichi differibili e si considera la configurazione rappresentata in tabella 7, caso A3.

Tab. 7 – Caso A.3

Tipo	Taglia nominale	Numero	Nodi
Microturbine	50 kW; cosfi 0.9	4	26,27,9,19
Batterie	-	-	-
Fotovoltaico	0.005 MW	2	9,25
Fotovoltaico	0.02 MW	2	14,22
Carichi differibili	120 kW; 60 kVAR	2	14,15
Carichi differibili	124 kW; 60 kVAR	1	7
Carichi differibili	249 kW; 120 kVAR	1	9
Carichi differibili	155 kW; 75 kVAR	1	23

In questo caso, i carichi differibili considerati costituiscono quasi il 50% del carico nominale globalmente presente nella rete situata nell'area della Casaccia.

Nella soluzione a minime perdite della configurazione A3 per il fronte di soluzioni che non si dominano ottimizzate si evidenzia un ritardo di 21, 2, 2, 21 e 12 ore nell'accensione dei cinque carichi differibili. Il diagramma di carico risultante si modifica come riportato in figura 17.

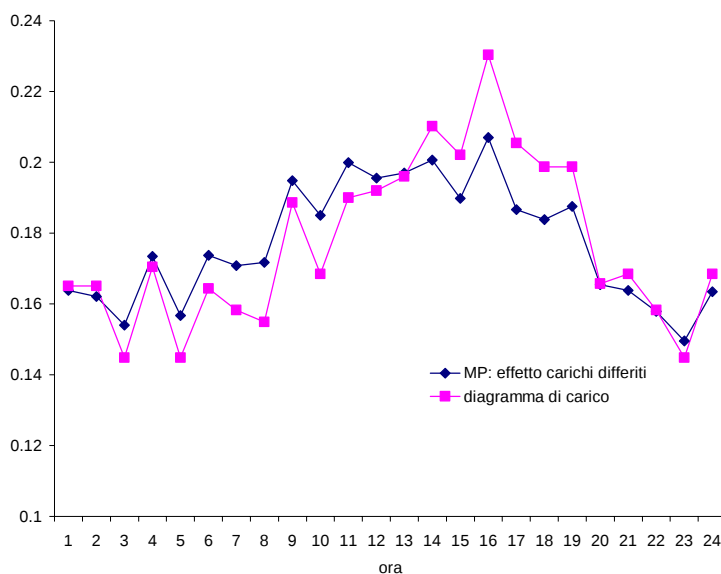


Figura 17 – Caso A3; MP: diagramma di carico in assenza di ottimizzazione ed in presenza di ottimizzazione (soluzione a minime perdite).

11.3.2.1. Dimensionamento dei sistemi di accumulo per l'area della Casaccia

Per sviluppare efficacemente una strategia per la razionalizzazione energetica della rete considerata potrebbe essere opportuno inserire dei sistemi di accumulo al fine di fornire qualche grado di libertà in più al sistema di controllo.

La taglia delle batterie inserite è stata dimensionata considerando la metodologia rappresentata in [13]. Si considera infatti il massimo fra le quantità:

$$E_{\min}^{\text{dis}}/\eta_d \text{ ed } E_{\min}^{\text{ch}}/\eta_c$$

Dove η_d è il coefficiente di scarica; η_c è il coefficiente di carica. Il valore di tali coefficienti è legato alle caratteristiche della batteria.

Le quantità $E_{\min}^{\text{dis}}$ ed $E_{\min}^{\text{ch}}$ possono invece essere ricavate dalle seguenti espressioni:

$$E_{\min}^{\text{dis}} = \sum_{i=1}^T (P_{\text{load}}^i - P_{\text{grid}}^{i,\max}) \Delta t \quad P_{\text{load}}^i \geq P_{\text{grid}}^{i,\max} \quad (6)$$

Dove P_{load}^i è il carico del sistema all'ora i , mentre $P_{\text{grid}}^{i,\max}$ è la massima potenza generata dalle fonti presenti nel sistema all'ora i .

$$E_{\min}^{\text{ch}} = \sum_{i=1}^T (P_{\text{grid}}^{i,\min} - P_{\text{load}}^i) \Delta t \quad P_{\text{grid}}^{i,\min} \geq P_{\text{load}}^i \quad (7)$$

Dove P_{load}^i è il carico del sistema all'ora i , mentre $P_{\text{grid}}^{i,\min}$ è la minima potenza generata dalle fonti presenti nel sistema all'ora i .

La quantità (7) risulta sempre nulla, quindi si considera per il dimensionamento la quantità (6). La figura 18 riporta le quantità $P_{\text{grid}}^{i,\max}$ e P_{load}^i al variare dell'ora i .

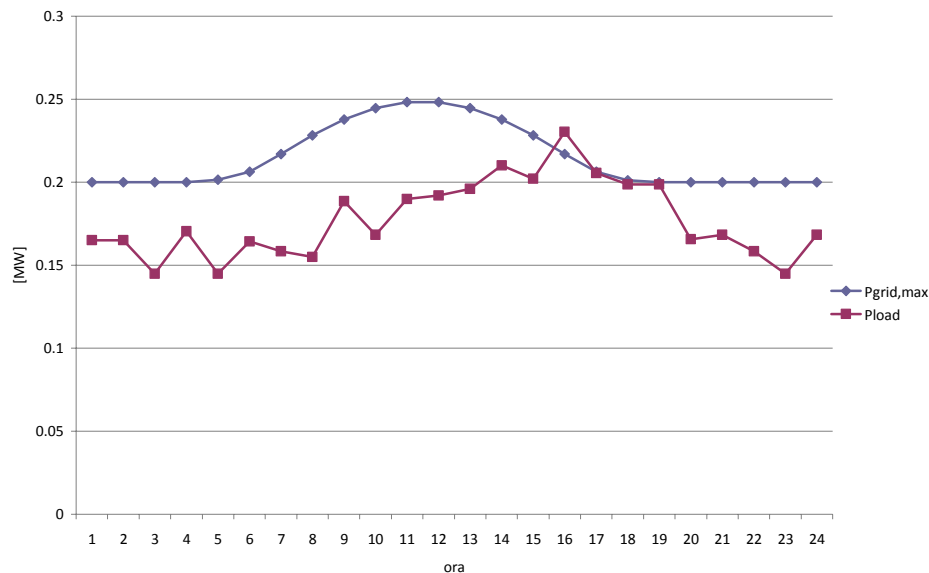


Figura 18 – Dimensionamento batterie rete Casaccia

I sistemi di accumulo da installare devono avere globalmente una capacità di circa 20 kWh considerando il coefficiente di carica e scarica. Si può quindi dislocare una unità di accumulo da 20 kWh presso il nodo 5. Si perviene così alla configurazione A4 riportata in tabella 8.

Tab. 8 – Caso A.4

Tipo	Taglia nominale	Numero	Nodi
Microturbine	50 kW; cosfi 0.9	4	26,27,9,19
Batterie	20 kWh	1	5
Fotovoltaico	0.005 MW	2	9,25
Fotovoltaico	0.02 MW	2	14,22
Carichi differibili	-	-	-

Si svolge adesso una esecuzione in assenza di carichi differibili e con la batteria di accumulo e si confrontano i risultati nello scenario Energy fra le due soluzioni a

minime perdite, tabella 9. La figura 19 mostra l'andamento dei set point in configurazione A4 nello scenario Energy per la soluzione a minime perdite.

Tab. 9. Caso A3/A4 – valore di obiettivi e vincoli soluzioni a minime perdite (Ottimizzazione Energy)

	Perdite Joule [MWh]	Costo produzione [k€]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo capacità
Soluzione a minime perdite A3	0.0439115	1.075975	2.4721083	-	-
Soluzione a minime perdite A4	0.0491268	0.9320473	2.7533026	-	-

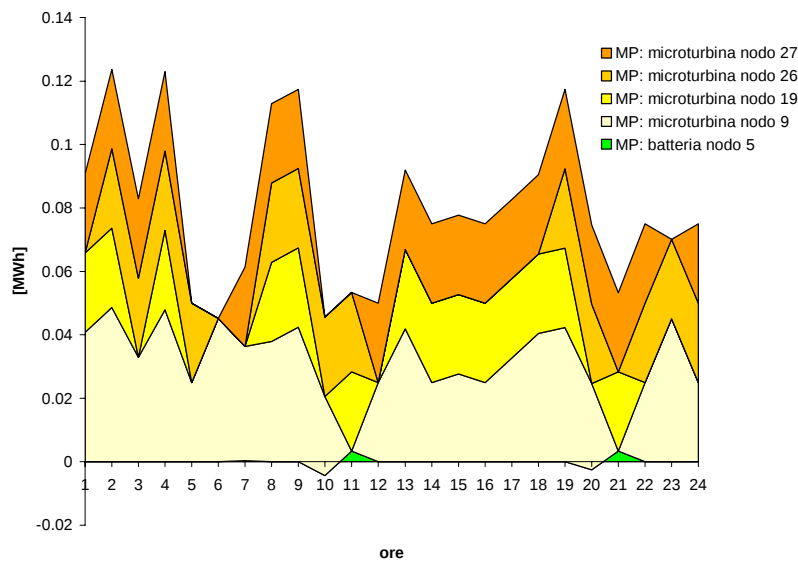
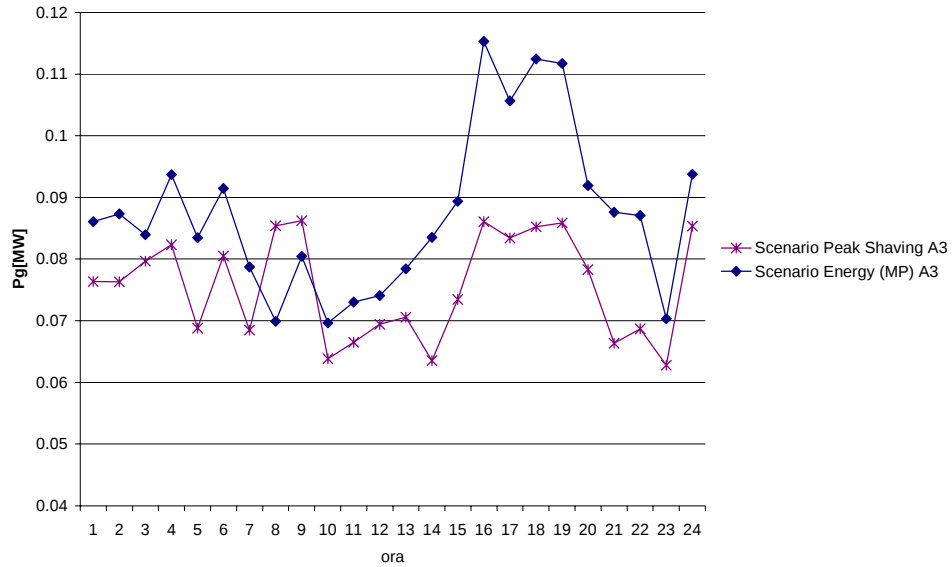


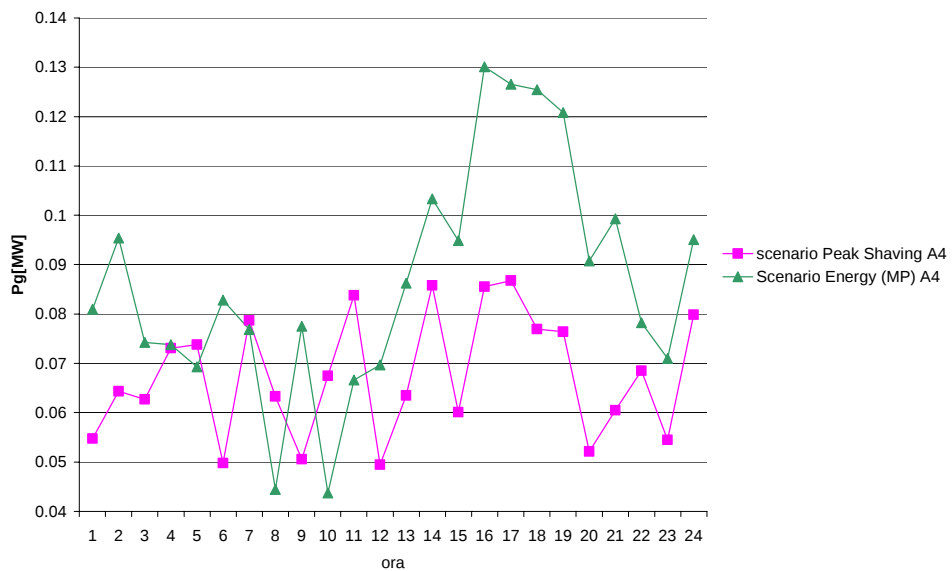
Figura 19 – Caso A4 - Scenario Energy: Set point delle microturbine nella soluzione a minime perdite

Scenario Peak Shaving

Lo scenario Peak Shaving viene caratterizzato con riferimento alle configurazioni A3 ed A4. Per esso, le esecuzioni sono state sviluppate minimizzando gli obiettivi perdite per effetto Joule e Bilanciamento del carico in uscita dal nodo di alimentazione principale. Inizialmente, si vuole apprezzare l'effetto dell'obiettivo di minimizzazione dello scostamento fra la massima potenza che transita attraverso il nodo di saldo e la minima potenza transitante dal nodo di saldo. La ottimizzazione in questo caso è stata fatta minimizzando scostamento e perdite per effetto Joule sia nella configurazione A3 che nella configurazione A4.



a)



b)

Figura 20 – a) A3 - b) A4: Potenza in transito dal nodo di saldo. Scenario Peak Shaving e soluzioni a minime perdite nello scenario Energy

In tal modo, si è valutato l'effetto dei carichi differibili e delle batterie sull'obiettivo del Peak Shaving, si veda in proposito la figura 20.

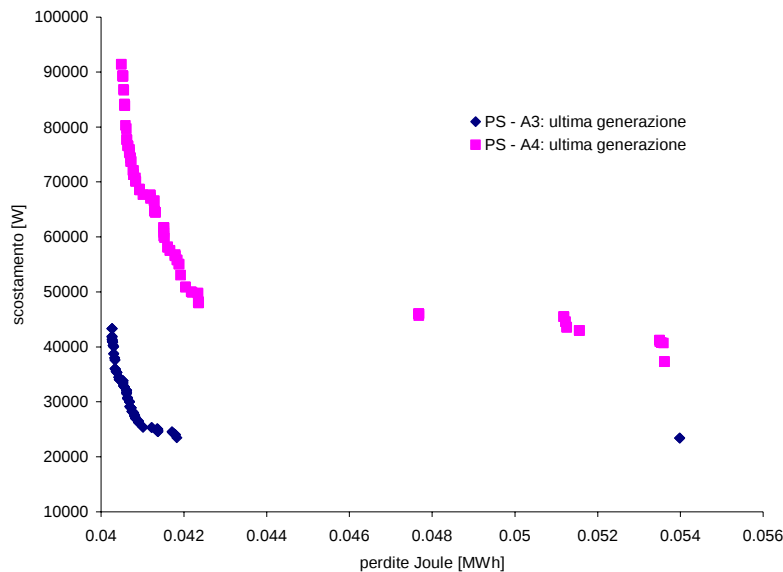


Figura 21 – A3 e A4 nello Scenario Peak Shaving: ultima generazione

Raffrontando i risultati che appaiono in figura 21 con quelli riportati in tabella 9 si osserva che la riduzione delle perdite per effetto Joule è sensibile quando si include anche l'obiettivo del Peak Shaving.

Inoltre, come si nota dalla figura 21, la presenza della batteria dà un minore beneficio in termini di perdite per effetto Joule ed un peggiore appiattimento del diagramma di carico con scostamenti più ampi nella soluzione a minimo scostamento (miglior bilanciamento dei carichi visto dal nodo di saldo).

Ciò è ascrivibile al fatto che la taglia della batteria, dimensionata unicamente per consentire un funzionamento in isola dal punto di vista energetico, è largamente inferiore rispetto all'energia che può essere 'spostata' attraverso la modifica dei diagrammi di carico dei carichi differibili nella configurazione A4.

Scenario Island

Lo scenario Island prevede la possibilità di avere dei distacchi di carico in relazione all'evento di disconnessione dalla rete principale. In tal modo, si prevede che la rete sia dotata di un sistema di generatori che possa coprire il fabbisogno della rete in tutte le ore. Si può pertanto immaginare di utilizzare la configurazione A4 e di porre a zero lo scambio di energia con la rete a monte.

Per la configurazione A4 si impone lo scambio di energia con la rete nullo. Il risultato che si consegue minimizzando l'obiettivo del bilanciamento del carico in uscita dal nodo di alimentazione principale ed imponendo che tale bilancio sia nullo è mostrato in figura 22. Nella figura, si osserva come avviene la copertura del diagramma di carico da parte delle 4 microturbine presenti nel sistema.

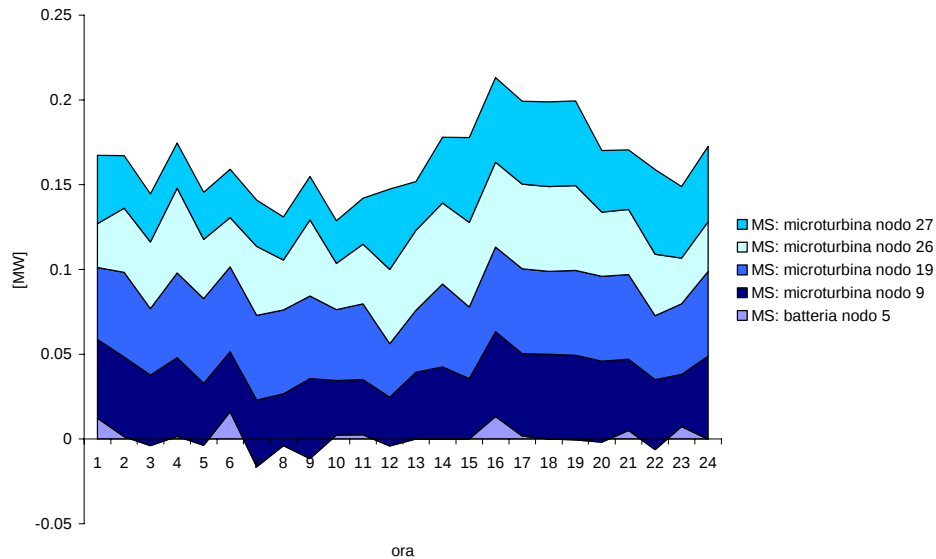


Figura 22 – Minimo scambio: A4 nello scenario Island con limitazione del transito di potenza attraverso il nodo di saldo.

11.3.3. Caratterizzazione della rete B

La rete Test Facility di GD di CESI RICERCA è situata a Milano presso il centro CESI Ricerca. Il suo Sistema di Supervisione e Controllo è adeguato per la sperimentazione di algoritmi di ottimizzazione tecnico-economica nella gestione delle risorse energetiche presenti nel rispetto dei vincoli sul profilo delle tensioni ai nodi.

La test facility, esercita in bassa tensione, contiene tutti gli elementi caratterizzanti l'esercizio delle micro-reti, compresi i carichi programmabili e diverse forme di accumulo di energia elettrica e termica. Una descrizione dettagliata della rete oggetto di studio è riportata in diversi rapporti elaborati nell'ambito della Ricerca di Sistema, anche se ci si riferisce qui alle configurazioni ed ai dati esposti nel rapporto [1].

La rete, la cui struttura è riportata in figura 23, ha le caratteristiche tecniche riportate nella Tabella 10. La rete presenta un unico livello di tensione a 380 V.

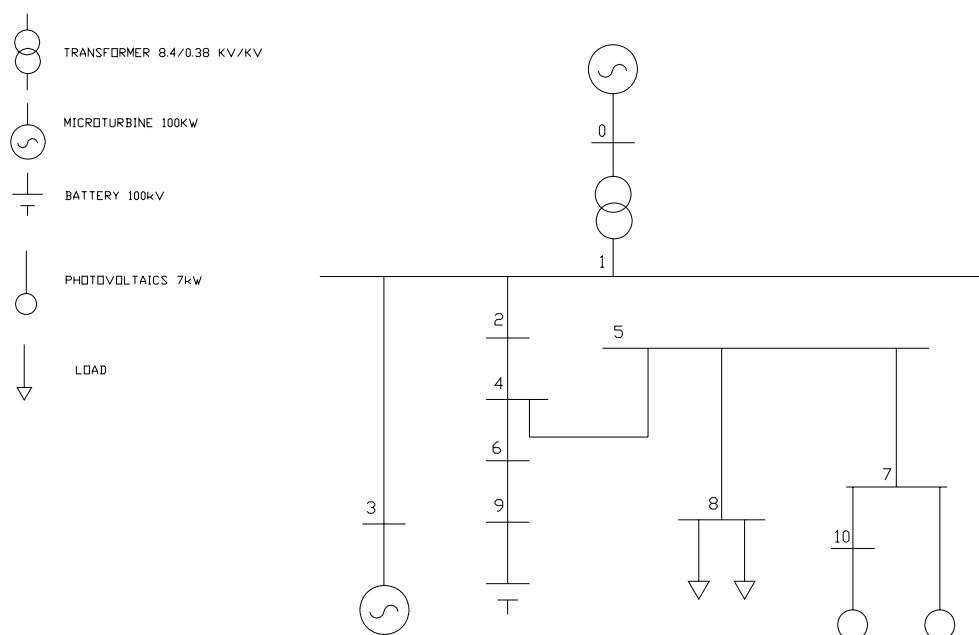


Figura 23. Rete di distribuzione della Test Facility di GD di CESI RICERCA nella configurazione studiata in [1]

Tab. 10 - Caratteristiche elettriche della Test Facility di GD di CESI RICERCA nella configurazione [1].

ramo	SB	EB	R[ohm]	X[ohm]	k	P _L [MW]	Q _L [MVAR]
1	0	1	0.001134	0.001106	1	0	0
2	1	2	0.034	0.01428	1	0	0
3	1	3	0.016	0.00672	1	0	0
4	2	4	0.024	0.01008	1	0	0
5	4	5	0.024	0.01008	1	0	0
6	4	6	0.004	0.00168	1	0	0
7	5	7	0.1875	0.027375	1	0	0
8	5	8	0.0013	0.00546	1	0.1	0.04843
9	6	9	0.0104	0.00546	1	0	0
10	7	10	0.132	0.0028	1	0	0

Anche in questo caso, per le esecuzioni dell'algoritmo si farà riferimento ad alcune configurazioni di riferimento. Si considereranno due configurazioni di base. La prima, nella quale vi sia una sola microturbina in assetto cogenerativo, siano installati due impianti fotovoltaici, non sia presente accumulo di energia elettrica e nella quale sia possibile acquistare e vendere energia alla rete MT. La seconda configurazione prevede la presenza di una batteria di accumulatori. Le caratteristiche delle due configurazioni sono mostrate in tab.11 e 12.

I costi di acquisto e vendita dell'energia sono variabili in relazione alla fascia oraria come suggerito in [1] ed i valori numerici sono tratti da [1].

Tab. 11 – Caso B.1

Tipo	Taglia nominale	Numero	Nodi
Microturbine	100 kW; cosfi 0.9	1	3
Fotovoltaico	7 kWp	2	7,10
Carichi differibili	-	-	-
Batterie	-	-	-

Tab. 12 – Caso B.2

Tipo	Taglia nominale	Numero	Nodi
Microturbine	100 kW; cosfi 0.9	1	3
Fotovoltaico	7 kWp	2	7,10
Carichi differibili	-	-	-
Batterie	100 kWh; 78 kW	1	9

Per il caso B.1 sono state svolte diverse esecuzioni, immaginando anche la presenza di un carico termico nel sito di installazione della microturbina ed anche la possibilità di coprirlo attraverso una caldaia, con un determinato costo di combustibile [1]. Per la microturbina è dunque possibile scegliere due modalità:

- 1) a inseguimento termico;
- 2) a carico variabile.

Dei due, nella configurazione B1, il secondo caso è l'unico interessante e per esso, in assenza di limitazioni, sono state svolte delle ottimizzazioni

- a) considerando gli obiettivi di minimizzazione dei costi di produzione e delle perdite per effetto Joule;
- b) considerando gli obiettivi di minimizzazione dei costi di produzione, delle perdite per effetto joule e delle emissioni di agenti inquinanti.

I vincoli sono sempre quelli della limitazione delle cadute di tensione e della potenza nei componenti considerati (rami, inverter, etc...).

L'andamento del fattore di carico nelle 24 ore è riportato in figura 24.

Mentre l'andamento del fattore di carico termico è riportato in figura 25.

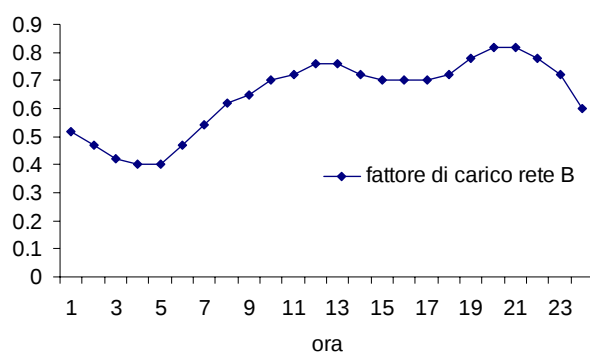


Figura 24 – Rete B; Diagramma di carico elettrico al nodo 8

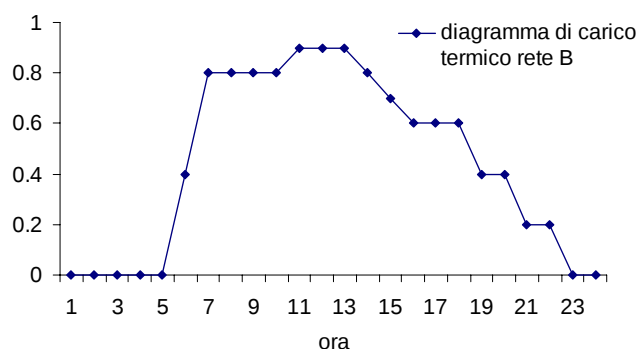


Figura 25 – Rete B; Diagramma di carico termico al nodo 3

11.3.4. Studio di scenari per la razionalizzazione energetica della rete B

Scenario Energy

Per lo scenario energy, si sono svolte delle ottimizzazioni con riferimento alle due configurazioni B1 e B2. Per la configurazione B1, i risultati ottenuti sono riassunti nel grafico di figura 26 e nella tabella 13, dove sono riportati i risultati per le soluzioni a minimo costo di produzione ed a minime perdite.

La posizione della microturbina nella rete è tale da produrre delle perdite per effetto Joule che ne scoraggiano l'impiego.

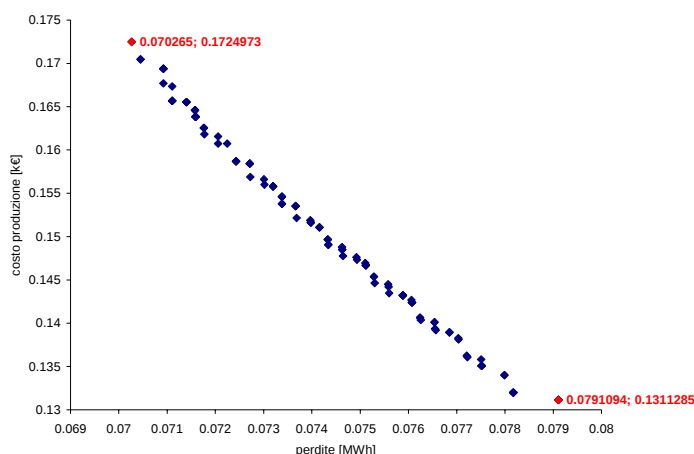


Figura 26 – Caso B1; minimizzazione Costo produzione/Perdite

Tab. 13. Caso B1 – valore di obiettivi e vincoli (soluzione a minime perdite/a minimo costo)

	Perdite Joule [MWh]	Costo produzione [k€]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo capacità
Soluzione a minime perdite	0.070	0.172	0.0542	0.0566	-
Soluzione a minimo costo	0.079	0.1311	0.514663	0.0566	-

Le iniezioni di potenza nella micro-rete sono rappresentate per la soluzione a minimo costo, MC, nel grafico 27 di sotto. La soluzione a minime perdite prevede un contributo marginale della microturbina.

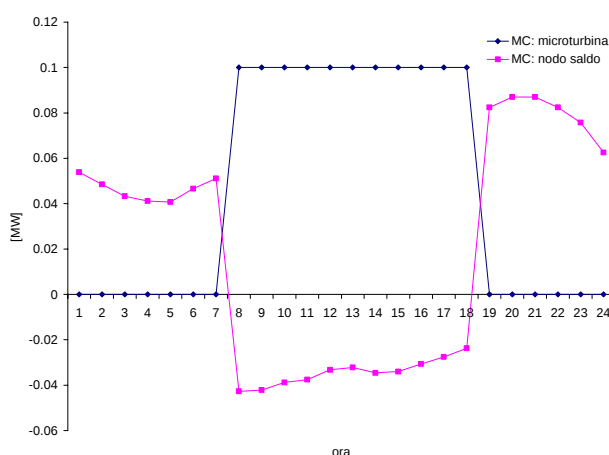


Figura 27 – Caso B1; MC minimizzazione Costo produzione/Perdite

Poiché il costo di vendita alla rete risulta vantaggioso in alcune ore in relazione alle fasce orarie considerate, la soluzione a minimo costo privilegia l'esportazione. Si ripetono adesso le stesse elaborazioni, ma in presenza di un sistema di accumulo. La figura 28 sotto riportata mostra il fronte delle soluzioni non dominate.

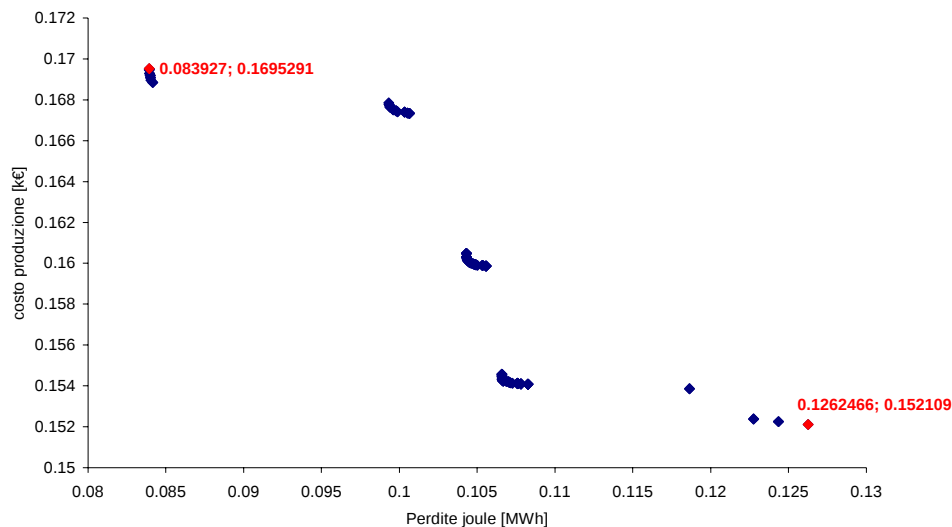


Figura 28 – Caso B2; Scenario Energy

Tab. 14. Caso B2 – Valore di obiettivi e vincoli (soluzione a minime perdite/a minimo costo)

	Perdite Joule [MWh]	Costo produzione [k€]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo capacità
Soluz a minime perdite	0.08	0.169	0.016	0.056	-
Soluz a minimo costo	0.1262	0.126	0.445	0.056	-

Come si può osservare, dalla tabella 14, il contributo della batteria si esplica principalmente nella riduzione dei costi di produzione, giacché essa partecipa agli scambi di energia all'interno della microrete, consentendo così di ridurre gli scambi con la rete in orari in cui risulta poco conveniente.

Scenario Island

Rispetto ai risultati ottenuti in figura 26, le cose cambiano sensibilmente se si impone un vincolo di esportazione nulla verso la rete. In questo caso, la soluzione che presenta la minima iniezione di potenza verso la rete presenta questo andamento per le iniezioni di potenza nel nodo di saldo e presso la microturbina.

Tab. 15. Caso B1 – Valore di obiettivi e vincoli (soluzione a minimo scambio con la rete)

	Perdite Joule [MWh]	Costo produzione [k€]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo scambio [kW]
Soluz a minimo scambio con la rete	0.0817	0.219	0.906	0.056	9

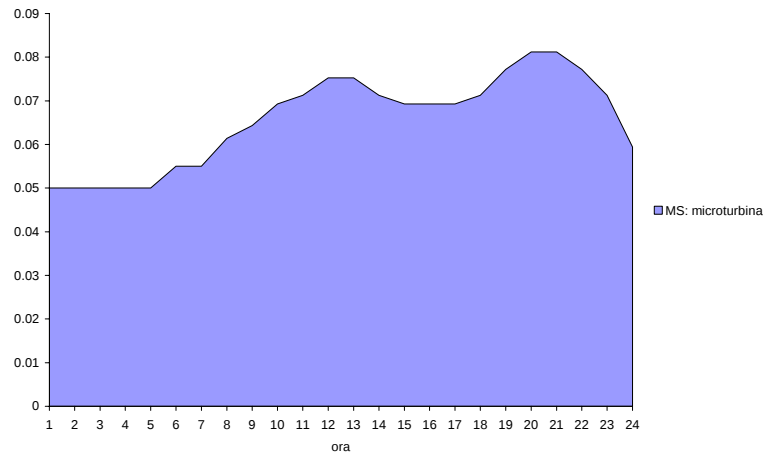


Figura 29 – Caso B1; MS minimo scambio con la rete

E' interessante notare che la condizione di isolamento energetico per la microrete è evidentemente particolarmente poco vantaggiosa, sia in termini di perdite per effetto Joule che in termini di costi di produzione ed emissioni. Questo è probabilmente dovuto sia alla scelta dei parametri di costo ed emissioni che alla dislocazione della microturbina nella rete rispetto al carico. La tabella 15 mette anche in evidenza che il modo in cui viene modellato il nodo di saldo fa in modo che vi sia comunque un transito seppur piccolo ma non nullo attraverso il nodo di connessione alla rete a monte. Per fare fronte a questo inconveniente ottenendo risultati più aderenti alla realtà, si può utilizzare la formulazione con il nodo di saldo variabile descritto in [14], che è al di fuori dalle tematiche affrontate nel presente rapporto.

Infine si è svolta una ottimizzazione con lo scenario Island nel caso B2, tabella 16.

Tab. 16 – Caso B2. Obiettivi e vincoli nella ottimizzazione a minimo scambio di energia con la rete

	Perdite Joule [MWh]	Costo produzione [k€]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo scambio [kW]
Soluz a minimo scambio con la rete	0.098	0.221	0.907	0.053	7.1

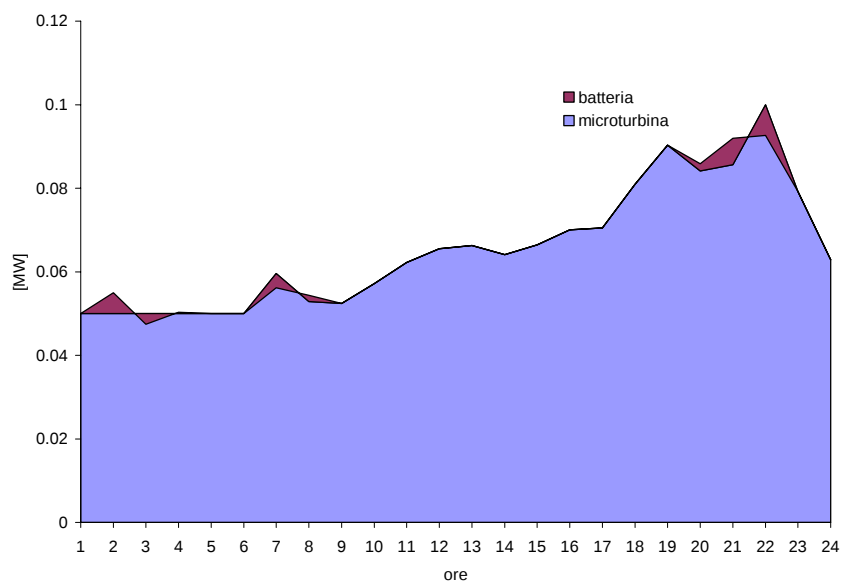


Figura 30 – Caso B2; iniezioni di potenza da batteria e microturbina nella soluzione MS minimo scambio con la rete

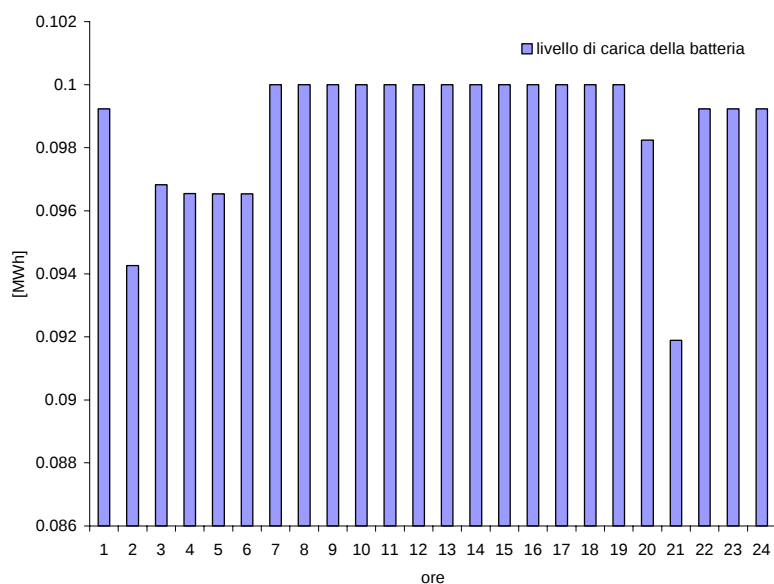


Figura 31 – Caso B2; livello di energia della batteria nella soluzione a MS minimo scambio con la rete

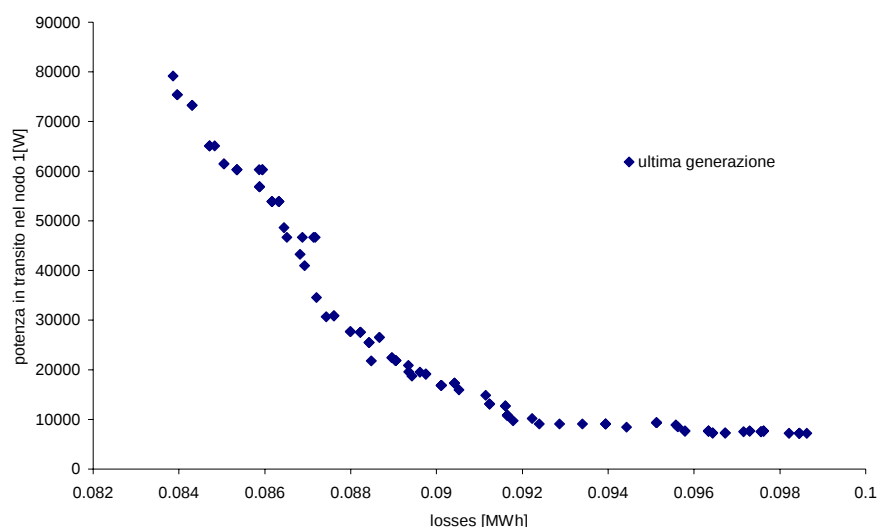


Figura 32 – Caso B2; fronte di soluzioni non dominate

11.3.5. Tempi di calcolo e Analisi di robustezza dell'algoritmo

Le esecuzioni sono state svolte con Personal Computer con processore Intel Core 2 Quad @2.4 GHz. Ovviamente i tempi di calcolo sono legati ai parametri scelti per la esecuzione dell'algoritmo genetico, oltre che dalla complessità dell'algoritmo di load flow, che nel caso considerato è lineare in funzione del numero di nodi, n , $O(n)$. I parametri scelti a loro volta dipendono dal numero di variabili da ottimizzare e quindi dal numero di nodi PV di cui si vuole identificare i set point e dal numero di intervalli temporali in cui si suddivide l'orizzonte considerato di 24 ore.

Si ritiene quindi di dovere impiegare per 5 nodi PV (120 variabili. caso peggiore esaminato) una popolazione di 150 o 200 individui ed esecuzioni di 100-200 iterazioni, con un tempo di calcolo che si aggira, con l'hardware indicato e con una rete di 26 nodi (Casaccia), attorno ai 10 minuti.

E' stata svolta anche una analisi di robustezza dell'algoritmo in relazione alle soluzioni trovate ad ogni esecuzione. Gli algoritmi euristici infatti possono produrre soluzioni diverse ogni volta che vengono eseguiti, giacché sono basati sull'utilizzo di operatori che utilizzano la generazione casuale di numeri.

E' quindi importante qualificare le soluzioni in termini probabilistici.

La qualificazione è stata svolta sulle configurazioni B1 e A1, eseguendo il codice 50 volte. I risultati in termini di media e deviazione standard sono riportati nella tabella 17. Le esecuzioni sono state svolte minimizzando perdite Joule e costo di produzione e valutando le soluzioni a minime perdite ed a minimo costo di produzione. I parametri dell'algoritmo sono:

B1

dimensione della popolazione = 50

numero generazioni = 200

probabilità di mutazione = 0.1

probabilità di incrocio = 0.7

Tab. 17 Caso B1– Valore medio e deviazione standard degli obiettivi nel caso B1 (Minimizzazione Perdite/Costo produzione)

	Valore medio	Dev standard
Soluz a minime perdite	0.072678 MWh (Perdite)	0.000965
Soluz a minimo costo	0.137036 k€ (costo produzione)	0.004983495

A1

dimensione della popolazione = 80

numero generazioni = 400

probabilità di mutazione = 0.1

probabilità di incrocio = 0.7

Tab. 18 Caso A1– Valore medio e deviazione standard degli obiettivi nel caso A1 (Minimizzazione Perdite/Costo produzione)

	Valore medio	Dev standard
ME: Soluz a minime perdite	0.0483 MWh (Perdite)	0.000446
MC: Soluz a minimo Costo	0.071212 k€ (costo)	0

La stessa robustezza è riscontrata nello spazio delle variabili, ove i set point dei generatori in corrispondenza delle soluzioni a minimo costo ed a minime perdite presentano una dispersione inferiore rispetto a quella osservata nello spazio degli obiettivi e riportata nelle tabelle 17 e 18. In figura è rappresentata una schermata del programma di calcolo.

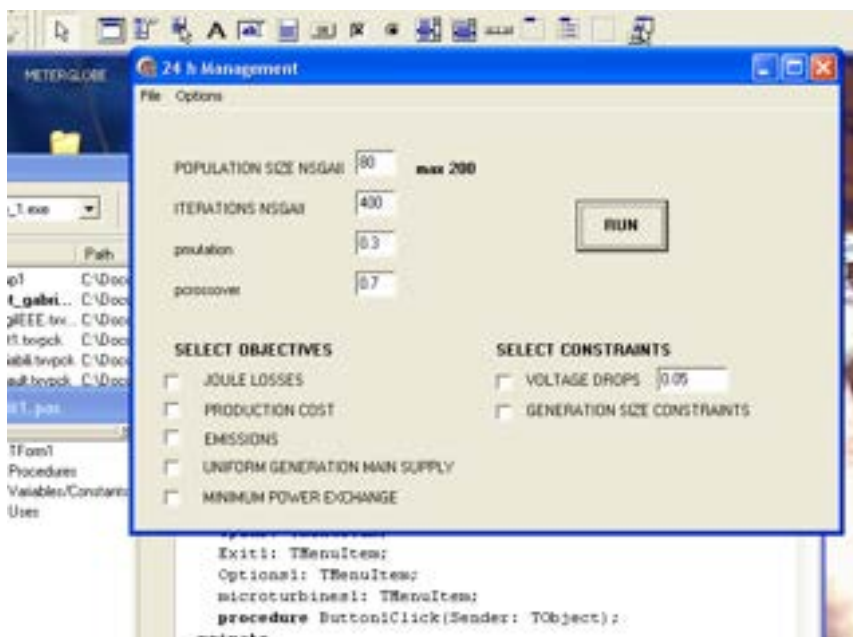


Figura 33 – Una esecuzione del programma di calcolo

11.3.6. L'approccio percezione-pianificazione-azione per la gestione della incertezza

Come si è detto, eseguire una ottimizzazione delle risorse energetiche con un orizzonte temporale di 24 ore comporta certamente un errore notevole nei dati che si riferiscono alle previsioni di producibilità delle sorgenti e del carico. Per fare fronte a questo inconveniente, si è pensato di utilizzare un approccio *percezione-pianificazione-azione* [4],[5], per il quale si è immaginato di avere un diagramma di carico e di producibilità dalle fonti fotovoltaiche affetti da un errore linearmente crescente nell'arco delle 24 ore.

Si sono raffrontati gli effetti simulati sulla valutazione degli obiettivi nel caso in cui si svolga la ottimizzazione ogni 24 ore e nel caso in cui la ottimizzazione si svolga ogni intervallo di tempo elementare (nella fattispecie 1 ora) con una proiezione di 24 ore. In questo ultimo caso, peraltro, i sistemi di accumulo avranno lo stato iniziale rilevato dal campo, si veda la figura 34.

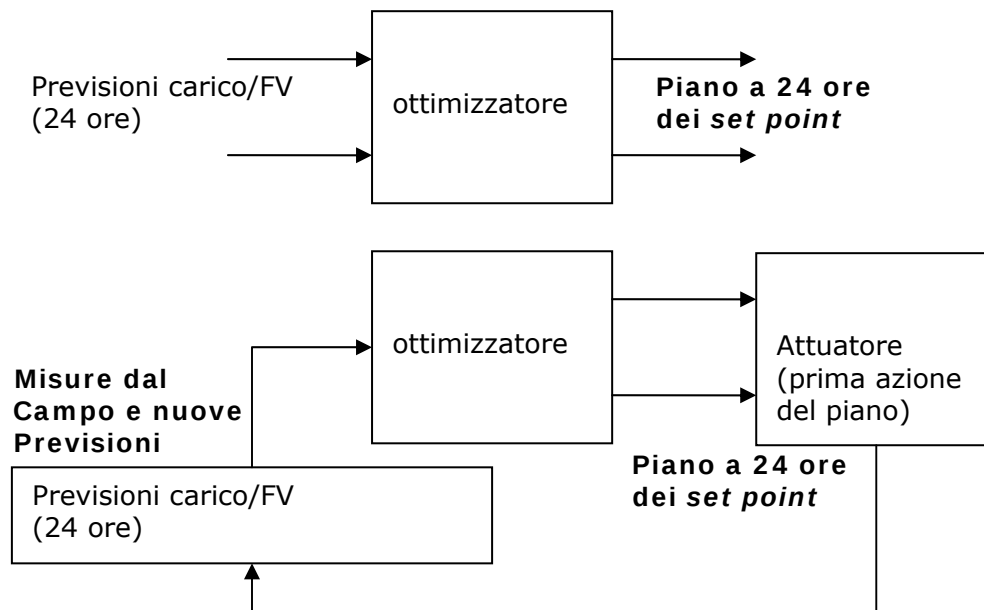


Figura 34 – Approccio reattivo per la correzione degli errori sulle previsioni

Il procedimento per verificare l'approccio è il seguente:

- Si identifica la soluzione di minime perdite
- Si valuta la soluzione operativa a minime perdite applicando un errore linearmente crescente (fino al +/- 10% per la producibilità dei pannelli fotovoltaici) ai fattori di carico ed alla producibilità dei pannelli fotovoltaici, figura 35;
- Si valutano gli obiettivi a 24 ore;
- Si valutano gli obiettivi ora per ora, applicando il disturbo con ora iniziale crescente.

L'approccio è stato applicato alla rete CESI che ha dimensioni più ridotte, per essa nella configurazione B2 si sono avuti i seguenti risultati. Le perdite sono risultate aumentate del 15% e le cadute di tensione sono cresciute fino al 20%.

Occorre qui mettere in evidenza che l'approccio suggerito non necessariamente comporta un peggioramento degli obiettivi in relazione alle caratteristiche elettriche del sistema, giacché l'errore previsionale viene applicato con segno positivo e negativo. Tuttavia mediamente si ravvisa un peggioramento degli obiettivi ed in ogni caso, la situazione che si presenta non è quella che ci si attende con un allontanamento fra i valori previsti per i flussi di potenza e quelli effettivi.

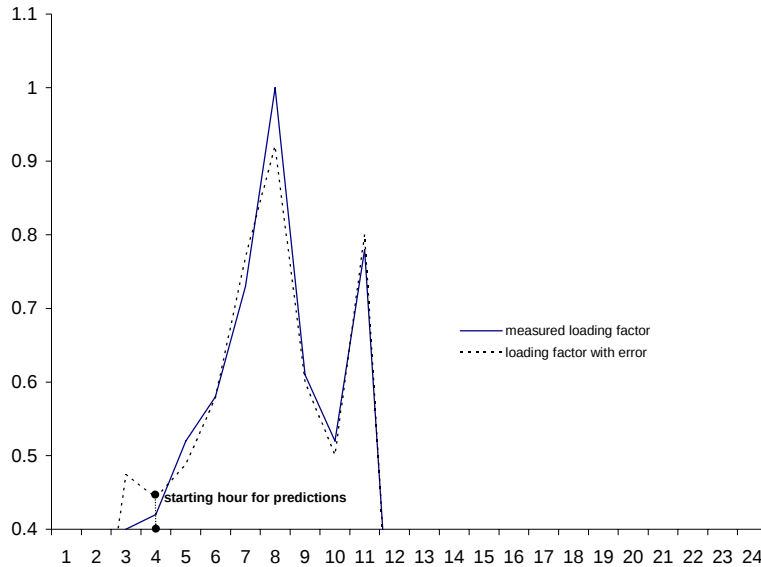


Figura 35 – Andamento della producibilità oraria delle fonti fotovoltaiche in assenza di errore (linea continua) ed in assenza di errore (linea tratteggiata)

11.3.7. Validazione dei risultati con Neplan e con altri algoritmi di Load Flow

Per validare i risultati identificati, si sono svolte delle simulazioni con il software Neplan, che al di là di errori di qualche punto percentuale hanno fornito risultati che confermano la validità dell'algoritmo utilizzato per sviluppare i calcoli di load flow. In figura 36, è riportata una schermata del software di simulazione Neplan.

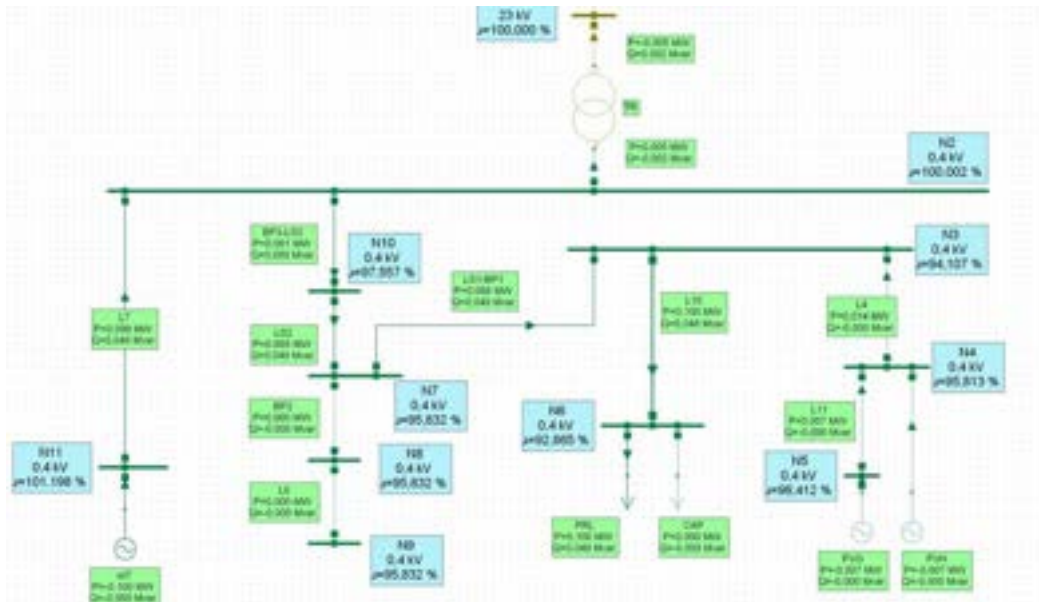


Figura 36 – Software Neplan – configurazione B1

In figura 37, è riportato l'andamento delle perdite per effetto joule nelle 24 ore per la rete B in configurazione B1. Il software di simulazione consente infatti di riprodurre un andamento con diagrammi di carico e producibilità delle risorse energetiche.

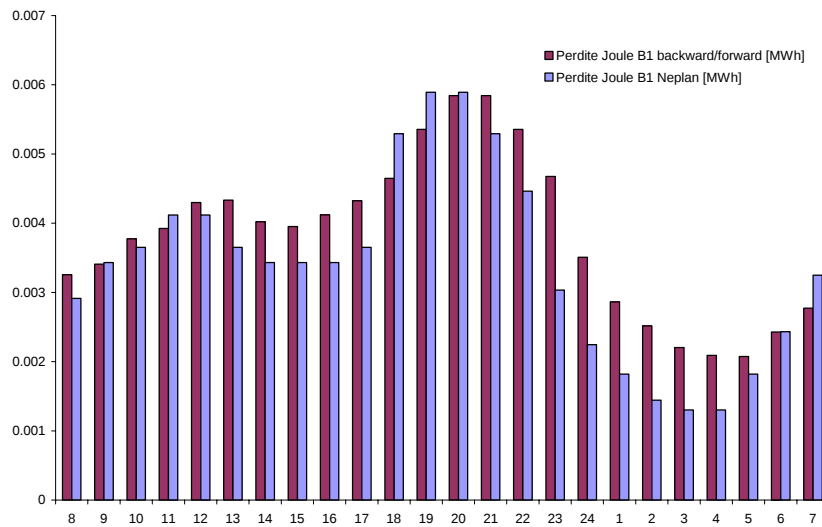


Figura 37 – Andamento delle perdite joule nelle 24 ore con il software Neplan con l’algoritmo per il calcolo del load flow backward/forward utilizzato per l’algoritmo di controllo.

Lo stesso algoritmo di ottimizzazione (NSGA II per l’ottimizzazione del dispacciamento delle risorse energetiche) è stato poi implementato utilizzando l’algoritmo di Load flow che utilizza il metodo di Newton Raphson, che avendo complessità di tipo quadratico è decisamente meno efficiente dal punto di vista computazione. I risultati sui profili delle tensioni sono riportati in figura 38 e gli scostamenti come si può osservare sono minimi.

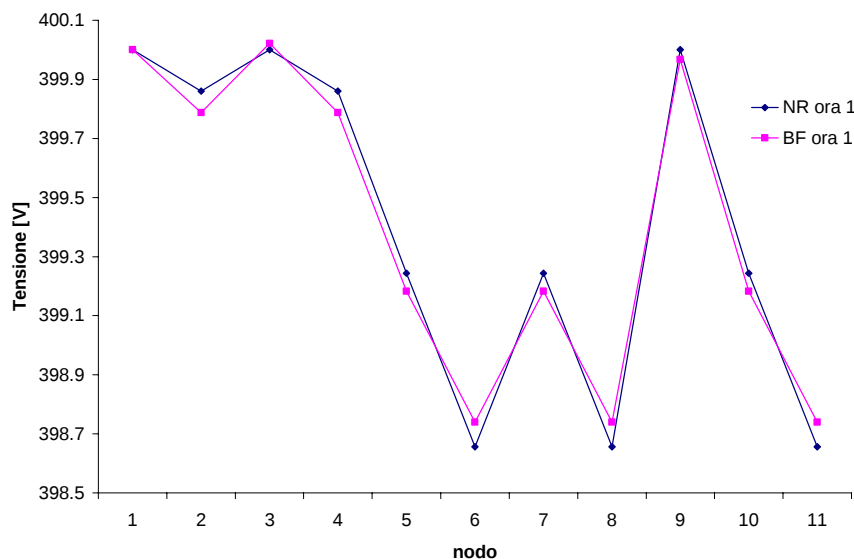


Figura 38 – Andamento della tensione nei nodi con la microturbina che inietta la potenza nominale alle ore 1 a.m. utilizzando i due algoritmi di Load Flow (Backward-Forward e Newton Raphson)

11.3.8. Analisi costi benefici

L'analisi costi benefici per gli scenari di razionalizzazione energetica considerati si riferiscono alla valutazione dell'impatto della strategia sui costi di gestione del sistema. In assenza di regolazione, tanto i costi quanto le emissioni quanto le perdite si attestano su valori non ottimali producendo un danno alla gestione economica del sistema. Tale danno, come si è visto nel report [12] è di difficile quantificazione giacché dipende dalla 'monetizzazione' degli obiettivi emissioni e perdite. Inoltre, negli scenari considerati, poiché l'obiettivo era quello di valutare l'efficacia dell'algoritmo di controllo, si è ritenuto utile mantenere un assetto dei parametri (coefficienti di costo ed emissioni) che dessero luogo a soluzioni facilmente identificabili (tutte le microturbine inserite/disinserite).

Si può quindi procedere alla valutazione assoluta della riduzione del costo di produzione o alla riduzione delle perdite per effetto Joule giacché questi benefici si aggiungono semplicemente a quelli già quantificati nel rapporto [12] e che non costituiscono oggetto del presente studio perché si riferiscono alla pianificazione dell'impianto.

Per quanto attiene la rete della Casaccia, tabella 19, con i parametri scelti nello scenario Energy, la soluzione di minimo costo coincide con quella che non utilizza l'automazione (le microturbine sono sempre inserite in ogni ora del giorno), possiamo quindi considerare la soluzione a minime perdite e valutare il beneficio che si ottiene in termini di perdite per effetto Joule.

Tab. 19. Caso A1 – valore di obiettivi e vincoli in assenza/in presenza di automazione

	Perdite Joule [MWh]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo capacità
Soluzione a minime perdite	0.0483 (a)	1.0188 (c)	-	-
Soluzione in assenza di automazione	0.0519 (oltre il 7% in più rispetto a (a))	1.993 (quasi 2 volte (c))	-	-

Nel caso B2, tabella 20, in assenza di automazione (microturbina sempre inserita al valore nominale e batteria non operativa) si riscontra un valore di perdite per effetto Joule di 0.242 MWh e un costo di produzione giornaliero di 168.8 €. In presenza di automazione, i due suddetti obiettivi si modificano nel modo riportato in tabella.

Tab. 20. Caso B2 – Valore di obiettivi e vincoli (soluzione a minime perdite/a minimo costo) in presenza ed in assenza di automazione

	Perdite Joule [MWh]	Costo produzione [k€]	Emissioni [ton]	Violazione vincolo tensione	Violazione vincolo capacità
Soluz a minime perdite	0.08 (a)	0.169	0.016	0.056	-
Soluz a minimo costo	0.1262	0.126 (b)	0.445	0.056	-
In assenza di automazione	0.242 (oltre il 200% in più rispetto a a))	0.169 (oltre il 34% in più rispetto a b))	0.87	0.056	-

Ciò che si può dire in conclusione è che il beneficio derivante dalla gestione ottimizzata delle risorse, per quanto attiene la minimizzazione dei costi di produzione,

dipende fortemente dai parametri che provengono dall'esterno e che costituiscono i parametri dell'algoritmo di ottimizzazione.

La ottimizzazione dei parametri tecnici (riduzione perdite joule, miglioramento profili di tensione) ed ambientali comporta invece sicuramente un beneficio. L'entità di questo ultimo con riferimento ai parametri ambientali dipende dal mix energetico utilizzato all'interno della microrete, oggetto di preventiva progettazione ottimizzata.

11.4 Individuazione dei componenti più adeguati alla implementazione della strategia di gestione e controllo

11.4.1. Architetture ed Apparati per il controllo

L'architettura del sistema di telecontrollo e del sistema di telecomunicazioni a servizio è stata determinata tenendo conto dei seguenti parametri:

- estensione dell'area;
- caratteristiche dei flussi di dati da trasmettere;
- presenza di architetture di comunicazione preesistenti;
- costo del sistema di telecomunicazioni.

L'architettura di controllo più adatta alla implementazione di strategie di razionalizzazione energetica in microreti al servizio di distretti energetici è quella di tipo **gerarchico** (Fig. 39) ove si ha una struttura ad albero con un controllore generale (GC) che sta alla radice, dei sub-controllori (M) a cui è demandato il controllo di una determinata porzione di rete o di una precisa funzione, e diversi sensori ed attuatori (S). Tale architettura, peraltro, si presta ad integrare nuove funzionalità ed anche moduli di intelligenza distribuita, che potrebbero implementare funzionalità di tipo diagnostico, di riconfigurazione o di controllo avanzato (regolazione secondaria).

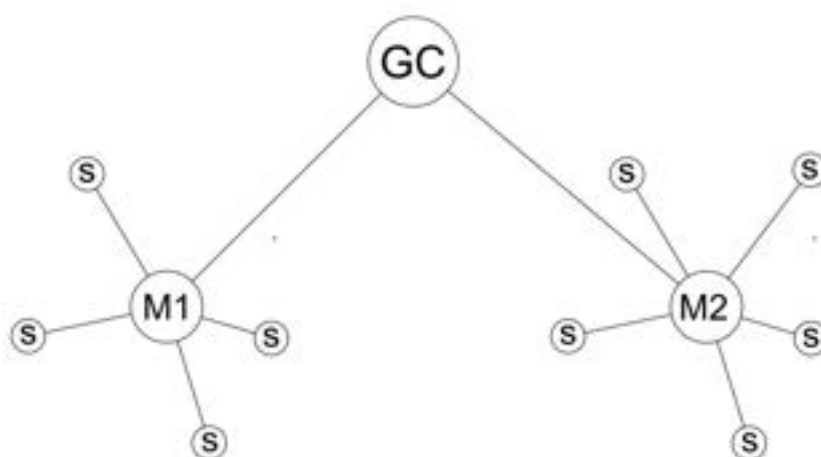


Figura 39 – Architettura di un sistema di controllo di tipo gerarchico.

Anche per il sistema di telecomunicazione si può utilizzare una architettura del tipo "ad albero", Fig. 40. In essa, gruppi di dispositivi sono interconnessi ad alcuni dispositivi concentratori e questi, a loro volta, sono connessi ad un punto centrale attraverso canali fisici anche diversi (cavi, IR, etc.).

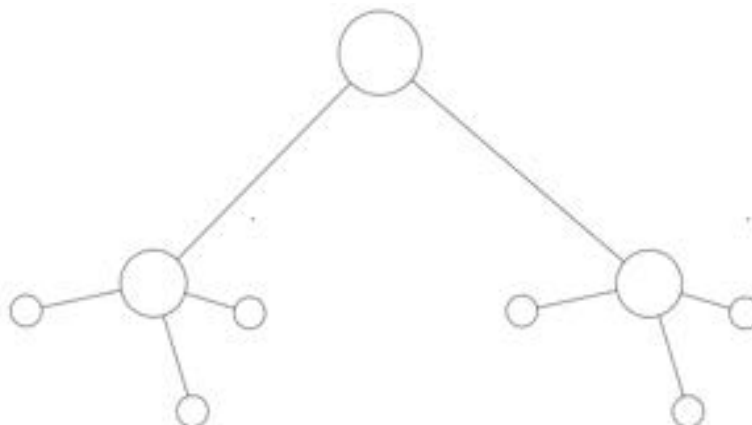


Fig. 40 – Collegamento ad albero del sistema di telecomunicazione.

11.4.2. Soluzione progettuale per il sistema di controllo e trasmissione dei dati per la rete A

Le configurazioni studiate della rete A si riferiscono all'area della Casaccia. Per tale rete sono state immaginate diversi assetti che comprendono:

- microturbine con possibilità di cogenerazione;
- impianti fotovoltaici;
- carichi differibili
- batterie di accumulo elettrico.

In particolare, il sistema di controllo viene progettato per il sistema A3, ove sono presenti tutte le tipologie di elementi sopra elencate salvo le batterie di accumulo.

A differenza di quanto prospettato nel rapporto [12], si mette in evidenza che la soluzione prospettata richiede la creazione di nuovi locali tecnici, giacché si riferisce ad una configurazione che presenta una maggiore penetrazione di risorse di generazione distribuita per consentire una più efficace gestione delle risorse energetiche.

Quanto ai carichi differibili, anche di questi occorre che venga concordato con le utenze la effettiva possibilità di differimento, tranne che per i carichi presso gli edifici F83, F84 ed il quadro 15, dedicati al controllo degli impianti di climatizzazione e dell'elettropompa.

Qualunque sia la configurazione scelta fra quelle prospettate (A1÷A4), il controllore centrale può essere installato all'interno di un locale attiguo alla cabina 20 (si veda la figura 33). Inoltre, tanto la logica del sistema di controllo, quanto la architettura dello stesso e la scelta delle tecnologie per la trasmissione dei dati rimangono invariate.

Per la rete dell'area "La Capanna" di Casaccia si prevede l'installazione di:

1. un controllore centrale (presso la cabina 20);
2. numerosi apparati per la misura delle potenze attive e reattive e delle tensioni in modulo e fase installati in tutte le cabine dell'area e in tutti gli edifici (per le utenze e per i generatori fotovoltaici non dispacciabili; le utenze considerate sono di bassa tensione, possono essere utilizzati appositi registratori o analizzatori di rete modulari da quadro).
3. diversi source controller per il controllo delle microturbine (presso F83, F98, F76-F81);
4. alcuni load controller;

5. un sistema di rilevazione dello stato e di telecontrollo dei sezionatori (installato presso la cabina 16 ed utilizzato per la contro alimentazione dalla stazione AT/MT);
6. un certo numero di apparati di controllo di compensatori statici da installare presso i generatori non dispacciabili, presso alcuni edifici ed in altri punti strategici della rete.

Si distinguono i seguenti nodi:

Nodi di misurazione

Le misure vengono fatte in bassa tensione ed in media tensione. Possono essere utilizzati appositi registratori o analizzatori di rete modulari da quadro per le utenze di bassa tensione.

Nodi di generazione

Si considerano soltanto i nodi ai quali sono collegati generatori dispacciabili. Nel caso specifico, gli unici nodi di generazione di tipo dispacciabile sono quelli relativi alla presenza di microturbine.

Nodi di sezionamento

Sono utilizzati per effettuare operazioni di riconfigurazione della rete. Il nodo di sezionamento è soltanto quello corrispondente alla cabina 16.

Nodi di controllo carichi

Contengono apparati dedicati al controllo degli impianti di climatizzazione ed all'elettropompa. I nodi di controllo carichi sono quindi: edificio F83, edificio F84, quadro 15.

In Fig. 41 sono indicate le posizioni dei diversi componenti.

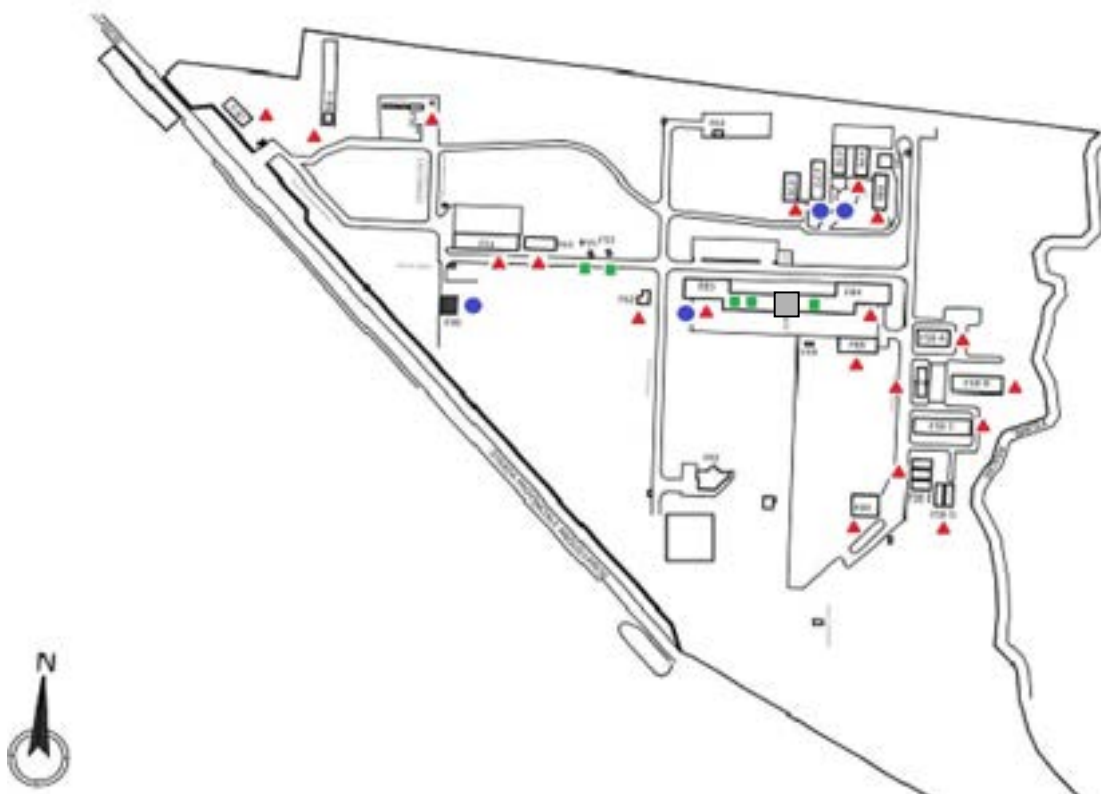


Fig. 41 – Configurazione del sistema di controllo per la rete A.

Il triangolo rosso indica un nodo di misurazione, il quadrato verde un nodo di controllo dei carichi riferito a carichi differibili, i cerchi blu infine sono nodi di generazione ed il network manager è indicato con un quadrato grigio.

Dato il ridotto numero di nodi da interconnettere e data l'esigua estensione dell'area, il sistema di comunicazione previsto per è un sistema con un canale principale che utilizza una rete Wi-Fi ed un canale secondario (di back-up) che utilizza la tecnologia DLC.

Il sistema Wi-Fi fa uso di antenne settoriali e omnidirezionali installate sui tetti degli edifici. Utilizzando dei collegamenti in cavo per gli edifici più vicini, è possibile limitare il numero di antenne da installare. Il protocollo più utilizzato è l'IEEE 802.11 a 2,4 GHz. Esso permette di trasmettere fino a 11Mbps e utilizza il Carrier Sense Multiple Access con Collision Avoidance (CSMA/CA) come metodo di trasmissione delle informazioni.

Ogni antenna Wi-Fi sarà collegata ad un access-point wire less oppure alla rete LAN preesistente dell'edificio.

La connessione tra gli edifici sarà del tipo punto-punto "bridge" in quanto gli edifici sono reciprocamente in vista ottica.

Con un access-point ed un'antenna omnidirezionale è possibile coprire un'area compresa tra i 100 ed i 300 m, in dipendenza dalla presenza di ostacoli di varia natura. Con un'antenna settoriale parabolica è possibile raggiungere distanze prossime al chilometro.

11.4.3. Soluzione progettuale per il sistema di controllo e trasmissione dei dati per la rete B

Il sistema di telecomunicazioni e controllo della Test Facility CESI (esistente), utilizza la LAN aziendale sulla quale i diversi elementi intercomunicanti entrano a far parte di una rete virtuale appositamente definita [14]-[15].

Le funzioni di supervisione e controllo sono svolte da alcuni PC installati nella cabina denominata "GD" sui quali sono installati appositi software.

I PC sono collegati alla rete LAN aziendale. Un altro PC ha il compito di gestire una struttura di comunicazione DLC in fase di sperimentazione.

In corrispondenza di ogni generatore e delle batterie di accumulo è installato un apposito switch che collega ogni generatore ed altre apparecchiature alla rete di telecomunicazioni in fibra ottica.

In fig. 42 è riportato lo schema funzionale del sistema di telecontrollo della test facility.

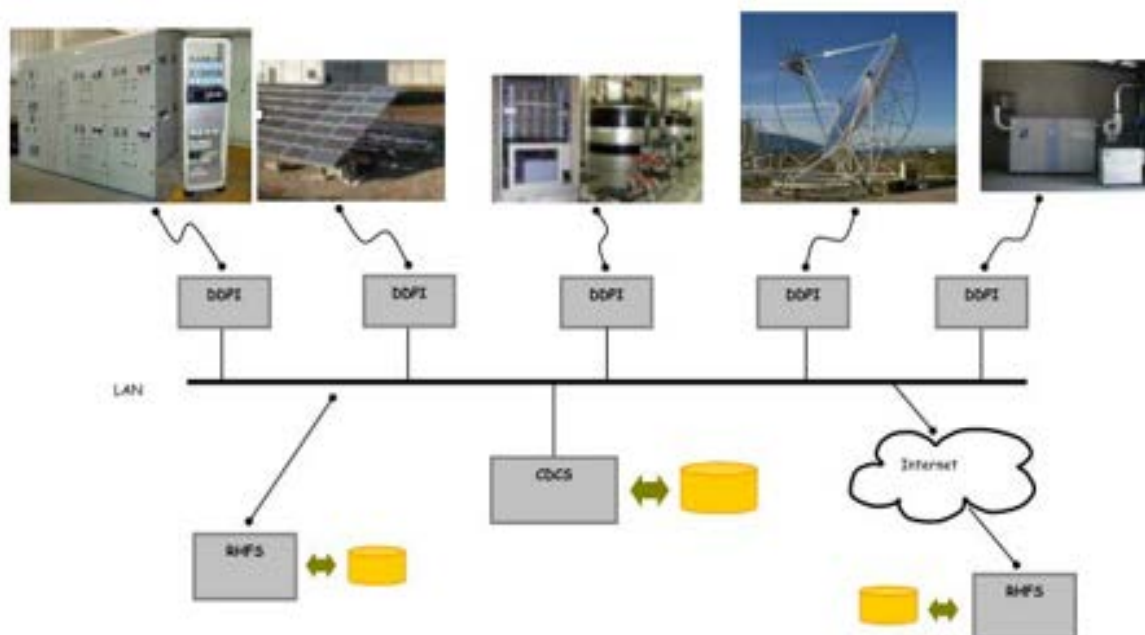


Fig. 42 – Schema funzionale del sistema di controllo della test facility.

In fig.43 è riportata una vista aerea della Test Facility.

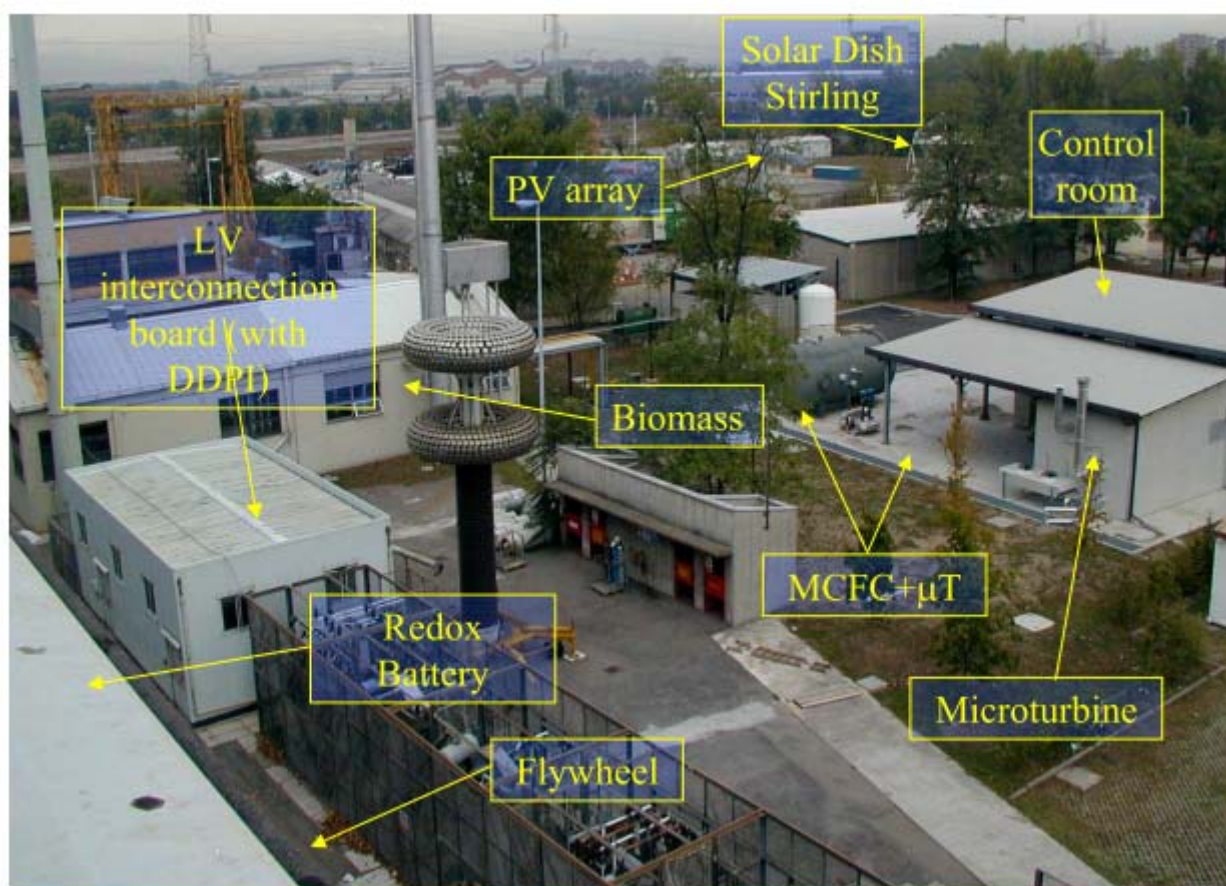


Fig. 43 – Vista aerea della test facility

Si ritiene che la rete così strutturata risulti adeguata allo scopo.

Le brevi distanze tra i singoli punti di generazione, misura e supervisione assicurano una buona qualità ed un'alta velocità della trasmissione, ridotte perdite di segnale e bassi livelli di interferenza.

Lo sviluppo della struttura di comunicazione DLC potrebbe garantire la presenza di un sistema in backup per la trasmissione dei dati o potrebbe, in futuro rendere indipendente la rete virtuale della test facility dalla rete LAN aziendale.

11.5. Conclusioni

Il lavoro svolto ha illustrato l'impiego di un algoritmo di controllo progettato per la ottimizzazione dei set point dei generatori all'interno di una microrete. Lo scopo della regolazione è in questo caso quello di identificare configurazioni di massima efficienza energetica. Gli obiettivi considerati sono più di uno, giacché nella nozione di efficienza energetica si possono inserire tanto le questioni legate al risultato economico del soggetto produttore di energia all'interno della microrete, quanto questioni legate alle emissioni ed alla efficienza delle macchine utilizzate per la produzione di energia.

Sono stati considerati diversi scenari operativi nei quali si evidenzia l'obiettivo della razionalizzazione energetica (energy), o quello della razionalizzazione dell'impiego delle infrastrutture esistenti (peak shaving) o ancora quello della condizione di isolamento dalla rete principale (island). Si sono confrontate configurazioni nelle quali è presente o assente l'accumulo elettrico e sono state anche implementate configurazioni nelle quali era possibile il differimento nell'inserimento di alcuni carichi.

Nelle applicazioni sviluppate, l'algoritmo si è dimostrato efficiente e può essere utilizzato, per le sue caratteristiche di robustezza, all'interno di micro-reti che alimentano distretti energetici. Grazie alla rapidità di convergenza, è stato anche immaginato un approccio per limitare gli effetti della incertezza sulle previsioni delle variabili meteorologiche. Tale approccio è basato sul ciclo percezione-pianificazione-azione ben noto in letteratura e consente l'aggiustamento 'continuo' dei set point delle risorse energetiche sulla base delle mutate condizioni operative. Sensibili miglioramenti in termini di stabilità dei risultati e rapidità di convergenza si potrebbero ottenere se si ricorresse ad una integrazione delle misure presentate in questo rapporto con alcune messe a punto nel rapporto [1], ove si immagina un aggiustamento dei set point dei generatori controllabili sulla base della linearizzazione del rapporto fra tensioni ai nodi e potenze iniettate. E' infatti dimostrato che la messa a punto di operatori euristici che integrino la conoscenza dell'esperto per la perturbazione delle soluzioni negli algoritmi genetici fornisce risultati eccellenti. Si potrebbe quindi immaginare di 'guidare' le soluzioni fornendo loro perturbazioni che probabilmente forniranno un beneficio agli obiettivi che ci si prefigge. Se il legame fra costo di produzione ed emissioni e potenze generate può infatti essere espresso in modo esplicito, tranne che per la quota di potenza riferita al nodo di saldo, quello fra perdite e cadute di tensione e potenze generate ai nodi è difficilmente esprimibile.

Altre direzioni di indagine sono quelle che riguardano il problema della caratterizzazione del nodo di saldo nei sistemi isolati. Esso, infatti, si configura sempre come il nodo presso il quale si fa il bilancio fra le potenze e dunque è 'per ruolo' chiamato a coprire le perdite per effetto Joule. Il vincolo sul transito nullo di energia dal nodo diventa dunque difficile da soddisfare anche in relazione all'algoritmo utilizzato per il load flow. In condizioni di isolamento della rete, imponendo cioè scambio nullo di energia con il sistema a monte, potrebbe risultare difficile identificare una soluzione che offra questa condizione. Allo scopo, gli algoritmi genetici offrono la possibilità di codificare la soluzione inserendo anche l'identificativo del nodo di saldo per i calcoli. Alcuni primi esperimenti sul tema sono stati condotti in [16].

Bibliografia

- [1] M. Marciandi, D. Moneta, S. Grillo, A. Morini, F. Silvestro, Gestione ottimizzata della test facility di Generazione Distribuita: algoritmi e prove (2009) CESI ricerca
- [2] A. Prasai, A. Paquette, Y. Du, R. Harley, D. Divan, Minimizing emissions in microgrids while meeting reliability and power quality objectives (2010) The 2010 Intl. Power Electronics Conference, IEEE
- [3] Faisal A. Mohammed, Heikki N. Koivo, Online management of microgrid with battery storage using multiobjective optimization (2007) Powereng 2007, IEEE.
- [4] Ambros-Ingerson, J., and Steel, S. 1988. Integrating planning, execution and monitoring. In *Proceedings of the Seventh National Conference on Artificial Intelligence (AAAI)*, 83–88.
- [5] E. Riva Sanseverino, M. L. Di Silvestre, M. G. Ippolito, A. De Paola, G. Lo Re, An execution, monitoring and replanning approach for optimal energy management in microgrids; *Energy*, Vol. 36, Issue 5, Maggio 2011, pp. 3429-3436
- [6] Deb K. (2001) Multi-objective Optimization using Evolutionary Algorithms. John Wiley and Sons Ltd..
- [7] Deb K., Agrawal S., Pratap A., Meyarivan T. A. (2000) Fast Elitist Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm for Multi-Objective Optimization: NSGA-II. In Springer (Ed.) *Parallel Problem Solving from Nature VI – Lecture Notes in Computer Science* (849-858) Paris, France.
- [8] A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, M.G. Ippolito, and E. Riva Sanseverino, A New Model of PV Nodes in Distribution Networks Backward/Forward Analysis, *European Power and Energy Systems* (2004)
- [9] M. A. Abido, environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms, *IEEE transactions on power systems* (2003)
- [10] Faisal A. Mohammed, Heikki N. Koivo System modeling and online management of microgrid using multiobjective optimization, *International Conference On Renewable Energies And Power Quality* (2007)
- [11] I. Bertini, V. Cosentino, S. Favuzza, G. Graditi, M.G. Ippolito, F. Massaro, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo, Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive. Report 1 – Caratterizzazione delle reti attuali e analisi di possibili scenari di sviluppo (2010)
- [12] I. Bertini, V. Cosentino, S. Favuzza, G. Graditi, M.G. Ippolito, F. Massaro, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo, Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive. Report II - Simulazioni e valutazioni di progetto per gli scenari selezionati (2010)
- [13] Chen S. X. , Gooi H. B., (2010) 'Sizing of Energy Storage Systems for Microgrid, *IEEE PMAPS 2010*, pp.6-11.
- [14] P. Mora, M. Marciandi, Struttura della rete di comunicazione della Test Facility di Generazione Distribuita, CESI Ricerca – Report Febbraio 2008
- [15] A. Bertani, C. Bossi, W. Prandoni, Test Facility per la sperimentazione di sistemi di Generazione Distribuita in reti BT, CESI Ricerca – ENERSIS 1-2 Aprile 2004
- [16] E. Riva Sanseverino, G. Pecoraro, A. Borghetti, M. Bosetti, M. Paolone, Optimal Operating Point Calculation for Medium Voltage Distribution Systems, in: H.B. PÜTTGEN, A. GERMOND, *Power Tech 2007 Proceedings CD, PISCATAWAY, IEEE, 2007*, pp. 1 - 7 (atti di: 2007 IEEE Lausanne Powertech, Lausanne, Switzerland, 1 - 5 July, 2007) [atti di convegno-relazione]
- [17] Gareth P. Harrison et al., Life cycle assessment of the transmission system in Great Britain, *Energy policy*, vol.38, issue 7, pp.3622-3631