

CONTROLLO PREDITTIVO PER LO SVILUPPO DI ENERGY COMMUNITY FLESSIBILI ED EFFICIENTI

Raffaele CARLI *, Graziana CAVONE *, Mariagrazia DOTOLI *,
Jan JANTZEN **, Michael KRISTENSEN **, Paolo SCARABAGGIO *

* Decision and Control Laboratory, Dipartimento di Ingegneria Elettrica e dell'Informazione, Politecnico di Bari, via Orabona 4, Bari, Italia,
{raffaele.carli, graziana.cavone, mariagrazia.dotoli, paolo.scarabaggio}@poliba.it

** Samsø Energy Academy, Strandengen 1, Samsø, Danimarca, {jj, mk}@energiakademiet.dk

SOMMARIO

In questo articolo viene proposto l'uso del controllo predittivo per la schedulazione energetica di una microgrid intelligente dotata di carichi non programmabili (CNP) -ovvero con profilo di potenza fisso- e carichi programmabili (CP) -ovvero con funzionamento flessibile e programmabile- nonché di fonti di energia rinnovabile (FER) ed un sistema di accumulo di energia a batterie (SAEB). La strategia di controllo definita mira simultaneamente alla pianificazione ottimale dei CP, delle risorse condivise (cioè, la carica/scarica del SAEB e l'utilizzo della FER) e dello scambio di energia con la rete. Lo schema di controllo predittivo, noto anche come model predictive control (MPC), si basa sulla risoluzione iterativa on-line di un problema di ottimizzazione su un orizzonte temporale finito, modellando la schedulazione energetica attraverso la programmazione lineare intera mista, al fine di massimizzare l'auto-provvigionamento mediante energia rinnovabile e/o minimizzare il costo dell'energia acquistata dalla rete elettrica in presenza di prezzo dell'energia dinamico. Ad ogni passo temporale il problema di ottimizzazione risultante viene risolto determinando nello specifico il funzionamento ottimale dei CP, la quantità ottimale di energia da acquistare/vendere dalla/alla rete ed il profilo ottimale di carica/scarica del SAEB.

L'approccio di schedulazione energetica proposto viene applicato alla gestione ottimale della domanda elettrica della marina di Ballen, Samsø (Danimarca), dove si sta attualmente implementando una microgrid intelligente nell'ambito dimostrativo del progetto di ricerca europeo Horizon2020 SMILE. Le simulazioni, che considerano il consumo elettrico della marina (340 prese per barca, un edificio di servizio dotato di sauna e stazione di pompaggio acque reflue e la struttura adibita a capitaneria di porto dotata di pompa di calore), la produzione da pannelli fotovoltaici (60kWp) e l'accumulo del SAEB (capacità 237kWh), sono effettuate su una serie temporale di dati reali avente estensione di un anno e risoluzione di un'ora. Le simulazioni indicano che l'approccio proposto consente lo sfruttamento del 90% della produzione della FER. Inoltre, i risultati vengono confrontati con quelli derivanti da un sistema di controllo di tipo naïve. La schedulazione energetica basata sul MPC migliora l'auto-provvigionamento dell'1,6% rispetto all'approccio naïve. Dal punto di vista economico il MPC porta invece ad un risparmio dell'8,2% del costo energetico annuale rispetto al controllo naïve.

LISTA DEGLI ACRONIMI

CP	Carichi programmabili
CNP	Carichi non programmabili
DSM	Demand side management
EMS	Energy management system
FER	Fonte di energia rinnovabile
MPC	Model predictive control
SAEB	Sistema di accumulo di energia a batterie

INTRODUZIONE

La crescente domanda di energia, con le relative sempre più preoccupanti questioni di sostenibilità ambientale, e la massiva penetrazione delle energie rinnovabili pongono diverse sfide agli operatori di rete; ciò ha di recente portato alla prorompente introduzione del concetto di smart grid [1]-[2]. Questa nozione fa riferimento al miglioramento dell'infrastruttura della rete elettrica tradizionale, soprattutto in termini di uso pervasivo delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione [3]. In particolare, le smart grid sono attraenti soprattutto dal punto di vista della gestione e del controllo, poiché risulta cruciale sviluppare azioni di decisione e controllo volte ad ottimizzare i flussi di potenza tra i componenti al fine di raggiungere la

sostenibilità sia economica che ambientale del loro funzionamento [5]. In particolare, la motivazione per far passare i sistemi energetici dal paradigma tradizionale di "generazione-insegue-carico" al nuovo paradigma di "carico-insegue-generazione" ha spinto l'affermazione delle cosiddette metodologie di *demand side management* (DSM) [6]. Queste metodologie svolgono un ruolo importante per lo sviluppo sostenibile sia del teleriscaldamento [7] che delle reti elettriche di distribuzione [8]. Il termine DSM è generalmente utilizzato per indicare un insieme di azioni volte a controllare e gestire in modo efficiente i consumi energetici di un sito, principalmente per diminuire i costi sostenuti per la fornitura di energia elettrica, inclusi gli oneri di rete e di sistema, e ridurre la necessità di investimenti per l'espansione della rete e/o la costruzione di nuove centrali elettriche per soddisfare i picchi di domanda [9]. Tali azioni di ottimizzazione sono finalizzate a modificare le caratteristiche del consumo energetico, in termini di entità complessiva e di profilo temporale, nonché di parametri di connessione alla rete, al fine di avvicinare il più possibile la domanda e l'offerta di energia ad un valore considerato ottimale [10].

Nelle implementazioni di base del DSM, l'analisi

approfondita dei consumi energetici di un sito (e.g., un edificio, una rete di edifici, un impianto, un quartiere, etc.) consente di determinare le sue peculiarità caratteristiche e capire se le abitudini di consumo possono essere ottimizzate senza l'uso di strumenti aggiuntivi [9]. In scenari più avanzati, invece, l'installazione in loco di fonti rinnovabili (e.g., pannelli fotovoltaici, turbine eoliche), impianti di cogenerazione e sistemi di accumulo di energia (e.g., accumulatori elettrolitici, termici), noti anche come generazione e accumulo distribuito, consente la raccolta di energia da molteplici fonti, portando quindi a minori impatti ambientali e migliorandone sicurezza ed affidabilità dell'approvvigionamento [11]. Tuttavia, tale varietà di piccoli dispositivi connessi alla rete di distribuzione implica la necessità di un *energy management system* (EMS), che consenta di monitorare la dinamica di tutti i componenti coinvolti (carichi, generatori e batterie), di ottimizzare in tempo reale le prestazioni dei sistemi di generazione ed accumulo e di fare leva sulle risorse impiegate per fornire alla rete elettrica servizi supplementari [12]-[13]. Infatti, tutti questi componenti devono cooperare in modo autonomo ed efficiente per poter fornire in modo ottimale la cosiddetta *demand response* degli utenti finali, ovvero permettere a carichi intelligenti, fonti di energia rinnovabile (FER), sistemi di accumulo di energia a batteria (SAEB) e veicoli elettrici un'interazione efficiente con la rete elettrica [14]-[15]. Di conseguenza, risulta evidente la necessità di definire e sviluppare algoritmi di controllo intelligenti per il DSM, che affronti in modo ed efficiente ed efficace tutti gli obiettivi sopra citati. Per far fronte a questa sfida, in questo articolo viene proposto l'uso del controllo predittivo per la schedulazione energetica di una microgrid dotata di carichi intelligenti, nonché di sistemi di generazione ed accumulo condivisi. La strategia di controllo definita mira simultaneamente alla pianificazione ottimale della curva di carico, dell'uso delle risorse condivise e dello scambio di energia con la rete. Lo schema di controllo predittivo, noto anche come *model predictive control* (MPC), si basa sulla risoluzione iterativa on-line di un problema di ottimizzazione su un orizzonte temporale finito, modellando la schedulazione energetica attraverso la programmazione lineare intera mista, al fine di massimizzare l'auto-approvvigionamento mediante energia rinnovabile e/o minimizzare il costo dell'energia acquistata dalla rete elettrica in presenza di prezzo dell'energia tempo-variante. L'efficacia e l'utilità dell'approccio proposto viene dimostrato attraverso uno studio sperimentale che ne prevede l'applicazione all'EMS della microgrid della marina di Ballen, Samsø (Danimarca).

STATO DELL'ARTE

Allo stato dell'arte sono disponibili diversi metodi per la schedulazione energetica di una microgrid, che possono essere principalmente classificati in due classi: l'approccio *offline* e l'approccio *on-line* (o in tempo reale) [16].

Nella configurazione offline, indipendentemente dall'ambito applicativo, viene effettuata l'ottimizzazione per tutto l'orizzonte temporale di interesse prima che l'intero sistema entri in funzionamento. Di conseguenza, in tal caso viene trascurata l'incertezza di cui sono affetti i parametri in gioco nel problema di schedulazione [17]-[18].

Per far fronte a questa limitazione, la seconda classe di metodi adotta strategie in tempo reale che tengono conto dell'incertezza sui dati previsionali per ottenere una schedulazione energetica più robusta ed efficace [19]- [20]. In particolare, come discusso in [21], numerosi lavori hanno recentemente proposto l'impiego del MPC, per la gestione ottimale delle microgrid residenziali. Tale approccio può essere utilizzato per controllare e ottimizzare il funzionamento dei sistemi elettrici residenziali che interagiscono con le smart grid a vari livelli, e comprendenti: apparecchiature elettriche domestiche [12], [22] singoli edifici (*smart building*) o insiemi di edifici (*smart district*) [13], [23] ed infine microgrid dotate in loco di FER e SAEB [17], [21]. In generale, il MPC viene con successo applicato in tutti i contesti in cui le risorse energetiche devono essere gestite in modo ottimale in accordo ad obiettivi e vincoli opportunamente definiti [24].

Coerentemente con gli approcci sopra discussi, anche l'applicazione di sistemi intelligenti di DSM a microgrid industriali ha subito un uno slancio rilevante nella ricerca scientifica e nell'industria [25]. Come riportato in dettaglio in [21], numerosi lavori si sono incentrati sull'impiego del MPC nelle microgrid industriali, dimostrando che, in accordo ad una tariffazione dinamica dell'elettricità nel corso della giornata, può essere altamente redditizio anche per tali utenti riprogrammare e traslare opportunamente la domanda di energia verso periodi caratterizzati da un basso costo di acquisto dell'energia dalla rete.

Dalla disamina dettagliata della letteratura si evince, sia teoricamente che attraverso esperimenti, la perfetta adeguatezza del MPC ad affrontare il DSM principalmente su edifici e su scala industriale [21]. Nonostante questa vasta area di applicazioni, la formulazione di algoritmi MPC per il DSM di strutture non residenziali e non industriali non è stata ancora studiata a fondo. Inoltre, in tutti i lavori basati sul MPC, le prestazioni degli algoritmi di

controllo proposti sono valutate su un periodo di tempo limitato: tipicamente l'analisi viene eseguita su un orizzonte di simulazione di un giorno. Da un lato, un orizzonte siffatto è sì sufficiente per dimostrare l'efficacia del controllo ottimale rispetto ad altre tecniche di schedulazione. D'altra parte, a causa della possibile variabilità dei consumi e delle curve di generazione, la valutazione approfondita delle potenzialità degli algoritmi di schedulazione necessita di essere estesa su una finestra temporale di analisi più ampia. Inoltre, comunemente vengono valutati soltanto i vantaggi economici delle strategie di controllo, mentre il potenziale delle strategie di controllo nell'ottica del fine ultimo del DSM di raggiungere una migliore corrispondenza tra domanda e offerta non è esplicitamente esaminato. Dal punto di vista teorico, questo articolo presenta una metodologia sistematica per risolvere il problema della schedulazione energetica ottimale di una microgrid equipaggiata con FER, SAEB e carichi intelligenti. Alla microgrid, che è collegata alla rete di distribuzione, è permesso di vendere il surplus di energia alla rete in accordo ad un prezzo lineare dinamico. Il modello proposto risulta flessibile e generalizzabile in quanto può essere applicato a diverse architetture di microgrid, considerando anche componenti di differente tipologia. Inoltre, nella formulazione del problema della schedulazione energetica si propongono definizioni alternative per la funzione obiettivo, corrispondenti agli obiettivi di solito perseguiti nelle microgrid: la minimizzazione del costo dell'energia e la massimizzazione dell'autosufficienza energetica.

Dal punto di vista pratico, in questo articolo si esamina l'efficacia e il potenziale dell'approccio proposto su una microgrid campione relativa alla marina di Ballen. Attraverso uno studio sperimentale che utilizza dati reali, viene valutato in modo tangibile il contributo delle strategie di controllo predittivo al miglioramento delle prestazioni della microgrid. In particolare, si dimostra che il MPC porta alla modulazione ottima della curva dei carichi ed alla strategia più conveniente di carica/scarica dell'accumulatore; inoltre, grazie all'approccio proposto e utilizzando previsioni di elevata accuratezza, è possibile ottenere una migliore corrispondenza tra domanda e fornitura di energia, aumentando l'efficienza energetica e migliorando l'affidabilità della rete in presenza di elevata penetrazione di risorse energetiche intermittenti. Infine, a conferma dell'efficacia del metodo di controllo proposto, viene fornito un confronto completo tra la schedulazione energetica basata su MPC ed un approccio alternativo di controllo naïve che non fa uso di alcun modello di previsione.

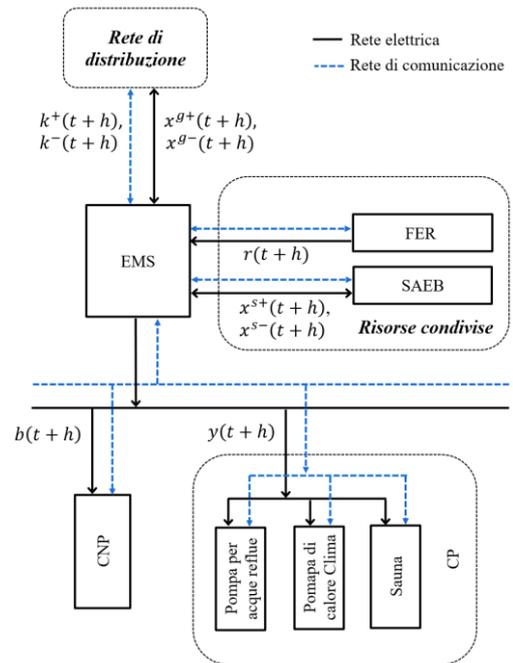


Fig. 1 - Microgrid della marina: schema delle connessioni tra componenti del sistema e rete di distribuzione.

MODELLO DEL SISTEMA

In questa sezione viene presentato il modello matematico relativo alla microgrid di una marina, con lo scopo di rappresentare la dinamica dei suoi componenti, inclusi i vincoli operativi ed il bilancio energetico tra domanda e fornitura, nel problema di schedulazione ottima del funzionamento dei carichi intelligenti e dell'uso delle risorse condivise.

Si considera la marina come una piccola area portuale comprensiva di strutture quali le banchine di attracco dotate di prese elettriche per le imbarcazioni, un edificio di servizio utilizzato dai diportisti ed una struttura ospitante gli uffici della capitaneria di porto. L'architettura del sistema elettrico della marina è illustrata in Fig. 1. Le attività della microgrid sono controllate dall'EMS, che si occupa anche di acquisire i segnali di prezzo dalla rete elettrica e di gestire le operazioni delle risorse condivise. L'infrastruttura di comunicazione digitale permette di collegare l'EMS a tutti i componenti della microgrid.

Le uscite di controllo sono le seguenti: il profilo dell'energia scambiata con la rete elettrica, la schedulazione dei carichi e la strategia di carica/scarica del SAEB. Ad ogni passo temporale t , si considera un orizzonte di previsione $\mathcal{H}(t) \triangleq \{t + 1, \dots, t + h, \dots, t + H\}$, composto da H passi temporali discreti di uguale ampiezza Δh .

La modellazione dei componenti di sistema è descritta nelle sezioni successive, in accordo alle equazioni della dinamica e dei vincoli riportate in Tab. 1.

Carichi Non Programmabili

Si assume innanzitutto che la microgrid sia dotata di carichi non programmabili (CNP), ovvero carichi inelastici il cui periodo di esercizio non può essere traslato nel tempo e il cui profilo di funzionamento non può essere modulato. Classici esempi di questa categoria sono gli apparecchi di illuminazione nell'edificio di servizio e nell'ufficio della capitaneria di porto, l'illuminazione stradale esterna delle infrastrutture della marina e le prese a servizio delle imbarcazioni ormeggiate. Ad ogni passo temporale il vettore H -dimensionale $\mathbf{b}(t) \triangleq [b(t+1); \dots; b(t+h); \dots; b(t+H)]$ definisce il profilo cumulativo di consumo dei CNP nella finestra temporale $\mathcal{H}(t)$. Tale vettore è reso disponibile da un modulo previsionale dell'EMS, costituito da un algoritmo di predizione basato su dati storici.

Carichi Programmabili

Si assume che la microgrid sia dotata anche di carichi programmabili (CP), ovvero carichi intelligenti con funzionamento flessibile e controllabile. Tali apparecchiature possono essere azionate in accordo ad una schedulazione ottimale. Infatti, grazie alla loro flessibilità, i carichi programmabili sono in grado di supportare l'EMS nella mitigazione di eventuali squilibri di potenza nel microgrid, apportando opportune variazioni alla curva della domanda (Fig. 2). I carichi programmabili sono comunemente catalogati in due classi differenti [16]:

- 1) CP in base all'energia richiesta - Questi apparecchi sono caratterizzati da un fabbisogno energetico predefinito (ad esempio, le pompe delle reti di approvvigionamento idrico, i veicoli elettrici, etc.), ovvero una certa quantità di energia deve essere consumata all'interno del periodo di tempo che intercorre tra i passi temporali di avviamento e di completamento imposti dall'utente.

- 2) CP in base al comfort prodotto - Questi dispositivi consumano energia al fine di regolare una variabile fisica che influenza il comfort di un ambiente imposto dall'utente (e.g., i sistemi di riscaldamento, ventilazione e condizionamento, i frigoriferi, etc.).

Senza perdere di generalità, si ipotizza che nella microgrid siano presenti tre CP: una stazione di pompaggio delle acque reflue dei servizi igienici e delle docce dell'edificio di servizio (CP della prima classe), una pompa di calore al servizio degli uffici della capitaneria di porto (CP della seconda classe), una sauna riscaldata elettricamente situata nell'edificio di servizio (CP della seconda classe).

Per schedulare il funzionamento dei CP all'interno dell'orizzonte di analisi, viene introdotto il vettore H -dimensionale $\mathbf{y}(t) \triangleq [y(t+1); \dots; y(t+h); \dots;$

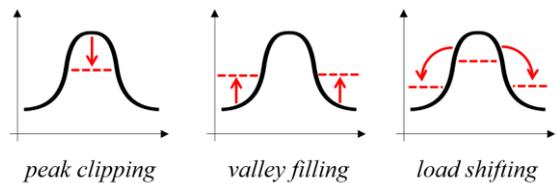


Fig. 2 – Alcuni esempi di sfruttamento della flessibilità dei CP nella rimodulazione della curva della domanda.

$y(t+H)]$ che rappresenta l'energia complessivamente richiesta da tutti i CP. In particolare si ha che $y(t+h) = y^w(t+h) + y^a(t+h) + y^s(t+h)$, $h \in \mathcal{H}(t)$ dove $y^w(t+h)$, $y^a(t+h)$ e $y^s(t+h)$ denotano, in riferimento al passo temporale $t+h$, l'energia richiesta rispettivamente dalla stazione di pompaggio, dalla pompa di calore dell'impianto di climatizzazione e dal riscaldatore della sauna. Segue ora per ciascuno di questi CP la descrizione del modello dettagliato. In effetti, questi modelli possono essere generalizzati in modo semplice per contemplare tante altre applicazioni differenti.

Stazione di pompaggio delle acque reflue – Le acque reflue provenienti dagli edifici di servizio fluiscono in un serbatoio sotterraneo di stazionamento. Da qui una pompa invia quindi i liquidi ad una cisterna di raccolta, collegata all'impianto di depurazione. Dato che le acque reflue sono immagazzinate nel serbatoio avente una capacità finita ben fissata, la pompa deve essere azionata secondo una schedulazione ottimale per poterlo svuotare opportunamente e rendere disponibile al bisogno. La dinamica del processo di riempimento/svuotamento del serbatoio a mezzo pompa può essere descritta con il modello nello spazio di stato di un sistema tempo-discreto del primo ordine [26], come indicato nell'eq. (1) di Tab. 1, dove $l(t+h)$, $w^+(t+h)$ e $w^-(t+h)$ denotano, rispettivamente, il livello del serbatoio, l'afflusso e il deflusso di acque reflue al passo temporale $t+h$. Il livello del serbatoio è mantenuto in un intervallo delimitato dai valori corrispondenti alle capacità minima \underline{L} e massima \bar{L} , come indicato nell'eq. (2). Inoltre, il deflusso dal serbatoio è limitato dalla portata nominale \underline{w} della pompa, come riportato nell'eq. (3). Infine, il consumo elettrico della pompa è calcolato proporzionalmente al flusso di acqua pompata, nota la potenza nominale ω della pompa, come indicato nell'eq. (4).

Impianto di riscaldamento a pompa di calore – I sistemi di climatizzazione possono essere regolati in modo da garantire un funzionamento efficiente dal punto di vista energetico, assicurando nel contempo che l'efficienza energetica non influisca negativamente sul benessere degli utilizzatori. La dinamica della temperatura in un ambiente

Tab. 1 – Modellazione matematica della dinamica e dei vincoli operativi dei componenti della microgrid.

Componente	Equazione
Stazione di pompaggio acque reflue	$l(t+h) = l(t+h-1) + w^+(t+h) - w^-(t+h), h \in \mathcal{H}(t)$ (1)
	$\underline{L} - l(t+h-1) \leq w^+(t+h) - w^-(t+h) \leq \bar{L} - l(t+h-1), h \in \mathcal{H}(t)$ (2)
	$0 \leq w^-(t+h) \leq \underline{w}, h \in \mathcal{H}(t)$ (3)
	$y^w(t+h) = \omega w^-(t+h), h \in \mathcal{H}(t)$ (4)
Pompa di calore per climatizzazione	$T_a(t+h) = e^{\Delta h/\tau_a} T_a(t+h-1) + (1 - e^{\Delta h/\tau_a})(T^{ext}(t+h) - \pi_a y^a(t+h)), h \in \mathcal{H}(t)$ (5)
	$T_a^{min}(t+h) \leq T_a(t+h) \leq T_a^{max}(t+h), h \in \mathcal{H}(t)$ (6)
	$0 \leq y^a(t+h) \leq \bar{E}_a, h \in \mathcal{H}(t)$ (7)
Riscaldatore sauna	$T_s(t+h) = e^{\Delta h/\tau_s} T_s(t+h-1) + (1 - e^{\Delta h/\tau_s})(T^{ext}(t+h) - \pi_s y^s(t+h)), h \in \mathcal{H}(t)$ (8)
	$T_s^{min}(t+h) \leq T_s(t+h) \leq T_s^{max}(t+h), h \in \mathcal{H}(t)$ (9)
	$0 \leq y^s(t+h) \leq \bar{E}_s, h \in \mathcal{H}(t)$ (10)
SAEB	$s(t+h) = s(t+h-1) + \eta^+ x^{s+}(t+h) - x^{s-}(t+h)/\eta^-, h \in \mathcal{H}(t)$ (11)
	$\underline{S} - s(t+h-1) \leq \eta^+ x^{s+}(t+h) - x^{s-}(t+h)/\eta^- \leq \bar{S} - s(t+h-1), h \in \mathcal{H}(t)$ (12)
	$0 \leq x^{s+}(t+h) \leq \delta^{s+}(t+h)\bar{s}, h \in \mathcal{H}(t)$ (13)
	$0 \leq x^{s-}(t+h) \leq \delta^{s-}(t+h)\underline{s}, h \in \mathcal{H}(t)$ (14)
	$\delta^{s+}(t+h) \in \{0,1\}, \delta^{s-}(t+h) \in \{0,1\}, h \in \mathcal{H}(t)$ (15)
Scambio con la rete	$\delta^{s+}(t+h) + \delta^{s-}(t+h) \leq 1, h \in \mathcal{H}(t)$. (16)
	$0 \leq x^{g+}(t+h) \leq \delta^{g+}(t+h)\bar{g}, h \in \mathcal{H}(t)$ (17)
	$0 \leq x^{g-}(t+h) \leq \delta^{g-}(t+h)\underline{g}, h \in \mathcal{H}(t)$ (18)
	$\delta^{g+}(t+h) \in \{0,1\}, \delta^{g-}(t+h) \in \{0,1\}, h \in \mathcal{H}(t)$ (19)
	$\delta^{g+}(t+h) + \delta^{g-}(t+h) \leq 1, h \in \mathcal{H}(t)$ (20)
	$b(t+h) + y(t+h) - r(t+h) + x^{s+}(t+h) - x^{s-}(t+h) = x^{g+}(t+h) - x^{g-}(t+h), h \in \mathcal{H}(t)$ (21)

climatizzato può essere rappresentata da un modello del primo ordine [24], come indicato nell’eq. (5) di Tab. 1, dove $T_a(t+h)$ e $T_{ext}(t+h)$ sono rispettivamente la temperatura interna ed esterna all’edificio al passo temporale $t+h$, τ_a è la costante di tempo termica dell’ambiente considerato e π_a è il guadagno di temperatura della pompa di calore. La temperatura interna dell’ambiente deve essere mantenuta nell’intervallo di comfort delimitato dai profili di temperatura minima $T_a^{min}(t+h)$ e massima $T_a^{max}(t+h)$ scelti dagli utilizzatori, come descritto nell’eq. (6). Infine, il consumo elettrico della pompa di calore è delimitato dalla sua potenza massima nominale \bar{E}_a , come indicato nell’eq. (7).

Sauna – La dinamica della sauna è descritta dalle eq. (8)-(10) di Tab. 1, dove: $T_s(t+h)$ è la temperatura della sauna, τ_s è la sua costante di tempo termica, π_s è il guadagno di temperatura del riscaldatore della sauna, \bar{E}_s è la sua potenza massima nominale, $T_s^{min}(t+h)$ e $T_s^{max}(t+h)$ sono i profili di temperatura minima e massima impostati per il comfort degli utilizzatori nella sauna. Dato che il riscaldatore della sauna ha una dinamica simile a quella della pompa di calore, si omettono, per brevità, ulteriori dettagli descrittivi.

Fonte di Energia Rinnovabile

Si assume che la microgrid sia equipaggiata con una FER condivisa (e.g., un impianto di pannelli fotovoltaici). Ad ogni passo temporale il vettore H -dimensionale $\mathbf{r}(t) \triangleq [r(t+1); \dots; r(t+h); \dots; r(t+H)]$ definisce il profilo di produzione della FER nella finestra temporale $\mathcal{H}(t)$. Tale vettore è reso disponibile da un modulo previsionale dell’EMS, costituito da un algoritmo di predizione basato sui dati meteorologici.

Sistema di accumulo di energia a batterie

Si assume che la microgrid sia equipaggiata con un SAEB condiviso, la cui funzione è quella di immagazzinare in modo ottimale l’energia dall’impianto fotovoltaico e dalla rete in anticipo e rilasciarla nelle fasce temporali in cui la domanda è elevata. Per il controllo del SAEB vengono introdotti i vettori H -dimensionali $\mathbf{x}^{s+}(t) \triangleq [x^{s+}(t+1); \dots; x^{s+}(t+h); \dots; x^{s+}(t+H)]$ e $\mathbf{x}^{s-}(t) \triangleq [x^{s-}(t+1); \dots; x^{s-}(t+h); \dots; x^{s-}(t+H)]$ rappresentanti rispettivamente i profili di energia caricata e scaricata nelle/dalle batterie nella finestra temporale $\mathcal{H}(t)$. La dinamica del processo di carica/scarica può essere descritta con il modello nello spazio di stato di un sistema tempo-discreto del primo ordine [15], come indicato nell’eq. (11) di Tab. 1, dove $s(t+h)$ è

il livello di carica accumulata, η^+ e η^- sono le efficienze dei processi di carica e scarica. Il livello di carica accumulata è limitato da un intervallo di valori corrispondenti alle capacità minima \underline{s} e massima \bar{s} delle batterie, come riportato nell'eq. (12). Inoltre, i tassi di carica e scarica sono limitati dalle portate massime di carica \bar{s} e scarica \underline{s} del SAEB, come riportato nelle eq. (13)-(14). Infine, l'utilizzo di variabili decisionali di supporto binarie ($\delta^{s^+}(t+h)$ e $\delta^{s^-}(t+h)$) impedisce ai profili distinti di carica e scarica di essere simultaneamente non nulli [10], come indicato nelle eq. (15)-(16).

Scambio di energia con la rete di distribuzione

Al fine di regolare lo scambio di energia con la rete di distribuzione vengono introdotti i vettori H -dimensionali $\mathbf{x}^{g^+}(t) \triangleq [x^{g^+}(t+1); \dots; x^{g^+}(t+H)]; \dots; \mathbf{x}^{g^+}(t+H)$ e $\mathbf{x}^{g^-}(t) \triangleq [x^{g^-}(t+1); \dots; x^{g^-}(t+H)]; \dots; \mathbf{x}^{g^-}(t+H)$ rappresentanti rispettivamente il profilo di energia acquistata e venduta dalla/alla rete di distribuzione nella finestra temporale $\mathcal{H}(t)$. La quantità di energia scambiata è limitata dai valori di energia massima acquistabili e vendibile, come riportato nell'eq. (17)-(18). Inoltre, grazie all'utilizzo di variabili decisionali di supporto binarie ($\delta^{g^+}(t+h)$ e $\delta^{g^-}(t+h)$) viene imposto che lo scambio di energia tra la microgrid e la rete di distribuzione avvenga in un'unica direzione ad ogni passo della fascia temporale [10] (ovvero, la rete elettrica non può contemporaneamente vendere/acquistare energia alla/dalla microgrid), come indicato nell'eq. (19)-(20). I prezzi di acquisto/vendita dell'energia dalla/alla rete elettrica sono modellati come lineari tempo-varianti [10]. Di conseguenza, il costo energetico sostenuto dalla microgrid per scambiare la quantità netta di energia $x^{g^+}(t+h) - x^{g^-}(t+h)$ con la rete elettrica nella fascia oraria $t+h$ è espresso come:

$$c(x^{g^+}(t+h), x^{g^-}(t+h)) = k^+(t+h)x^{g^+}(t+h) - k^-(t+h)x^{g^-}(t+h) \quad (22)$$

Infine, ad ogni passo temporale occorre imporre il bilanciamento tra l'energia entrante/uscente nella/dalla microgrid, come riportato nell'equazione di bilanciamento (21).

SCHEDULAZIONE ENERGETICA NAÏVE

Allo scopo di definire una strategia di riferimento, in questa sezione viene descritto un approccio naïve per determinare, per fascia oraria, la quantità di energia che deve essere consumata da ogni CP, la quantità di energia da caricare/scaricare nel/dal SAEB e la quantità di energia da acquistare/vendere dalla/alla rete di distribuzione.

La strategia di controllo naïve proposta è composta

da due fasi: la schedulazione naïve dei carichi programmabili e la schedulazione del SAEB e dello scambio di energia con la rete [21].

Controllo naïve dei CP

Per quanto riguarda la prima fase, la schedulazione dei CP comprende le seguenti attività: la schedulazione naïve della stazione di pompaggio delle acque reflue, della pompa di calore dell'impianto di climatizzazione e del riscaldatore della sauna.

La strategia di controllo naïve proposta della pompa per le acque reflue si basa sulla seguente logica. Fin quando il livello dell'acqua nel serbatoio di stazionamento è inferiore al livello massimo consentito, la pompa viene tenuta spenta. Non appena il livello dell'acqua supera il livello massimo consentito, la pompa viene accesa e viene mantenuta in tale stato fin quando il livello dell'acqua è superiore al livello minimo. Quando il livello dell'acqua scende al di sotto del livello minimo, la pompa viene spenta. Il flusso in uscita dal serbatoio viene pertanto determinato in base allo stato acceso/spento della pompa; di conseguenza ne viene calcolato il consumo energetico associato, nota la potenza nominale della pompa.

La strategia di controllo naïve proposta per la pompa di calore dell'impianto di riscaldamento si basa sulle seguenti due considerazioni. Innanzitutto, quando nessun occupante è nell'edificio (cioè al di fuori del periodo di utilizzo dell'edificio), la pompa di calore viene tenuta spenta per evitare sprechi di energia. In secondo luogo, per garantire un comfort adeguato agli occupanti, la pompa di calore viene utilizzata per pre-riscaldare l'edificio. In coerenza a ciò, la logica di controllo è di seguito descritta. Quando la fascia oraria corrente è al di fuori del periodo di preriscaldamento e di utilizzo dell'edificio, la pompa di calore viene mantenuta spenta. Non appena la fascia oraria corrente entra nel periodo di pre-riscaldamento, la pompa viene accesa. Successivamente, quando la fascia oraria corrente entra nel periodo di utilizzo, la pompa viene accesa/spenta, se la temperatura interna è inferiore/superiore alla temperatura di comfort (determinata come la mediana dell'intervallo di temperature desiderato). Il consumo energetico della pompa di calore è pertanto determinato in base allo stato di accensione/spegnimento della pompa di calore, nota la sua potenza nominale.

La strategia di controllo naïve del riscaldatore della sauna è uguale a quella della pompa di calore dell'impianto di climatizzazione, per cui per brevità non è qui dettagliata.

Controllo naïve del SAEB e dello scambio di energia con la rete

La strategia di controllo naïve del SAEB e dello scambio di energia con la rete, si basa sui seguenti due principi. In primo luogo, la microgrid dovrebbe vendere energia alla rete elettrica in ultima possibilità, poiché il prezzo di vendita è generalmente inferiore al prezzo di acquisto e lo sfruttamento dell'energia rinnovabile generata localmente contribuisce a massimizzare l'autoapprovvigionamento. In secondo luogo, la microgrid non può in assoluto evitare di acquistare energia dalla rete elettrica, poiché la produzione rinnovabile complessiva in generale non bilancia la domanda totale. In coerenza a ciò, la logica di controllo è di seguito descritta. In ciascuna fascia oraria la domanda è determinata come l'aggregazione della quantità di energia richiesta dai CNP e la quantità di energia determinata dalla schedulazione naïve dei CP. Da un lato, se l'energia rinnovabile disponibile è maggiore della domanda, il surplus viene utilizzato per caricare la batteria. Se questa è già piena o il surplus è maggiore del tasso di ricarica, l'energia in eccesso viene venduta alla rete. Se invece la domanda è maggiore dell'energia rinnovabile disponibile, la differenza viene fornita scaricando la batteria. Se il livello di carica del SAEB non è sufficiente, l'energia necessaria rimanente viene importata dalla rete. Infine, lo stato di carica effettivo del SAEB viene aggiornato di conseguenza.

SCHEDULAZIONE ENERGETICA MPC

Il MPC è diventato di recente particolarmente attrattivo per il controllo dei sistemi energetici intelligenti grazie alla sua capacità di fondere i principi del controllo a retroazione con l'ottimizzazione numerica [24]. In effetti, il MPC è in grado di prendere in conto sia previsioni di disturbi futuri (e.g., fluttuazioni della domanda, condizioni meteorologiche, etc.) sia determinati requisiti tecnici (e.g., intervalli temporali e di comfort), per anticipare il fabbisogno energetico del sistema e ottimizzarne il suo funzionamento sulla base di obiettivi ben definiti. In generale, questa tecnica si basa su tre elementi (Fig. 3): (1) un modello dinamico esplicito del sistema, che viene utilizzato per prevederne il suo comportamento in risposta ad azioni di controllo future; (2) un orizzonte temporale in cui il comportamento del sistema è previsto e controllato; (3) un passo temporale, in cui viene risolto il problema di ottimizzazione, basato sul modello dinamico del sistema, in modo da ottimizzarne le prestazioni sull'orizzonte di controllo prescelto. In ogni fase temporale, viene osservato il comportamento del sistema e le informazioni

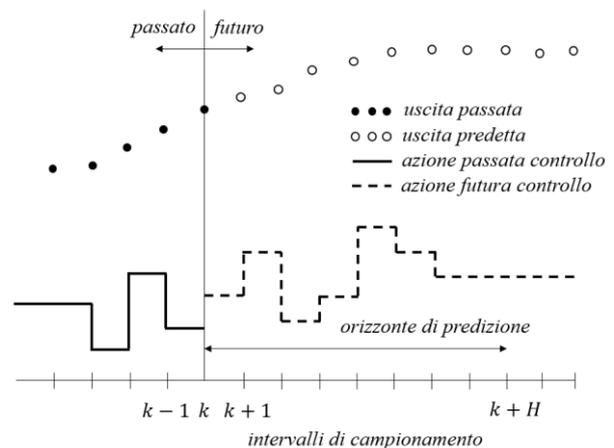


Fig. 3 – Schema di funzionamento del MPC.

relative al suo stato vengono raccolte e utilizzate per aggiornare il modello dinamico di conseguenza. Quindi il problema di ottimizzazione viene istanziato e risolto periodicamente nel corso del tempo e i risultati vengono applicati al sistema nella modalità a retroazione. I risultati dell'ottimizzazione consistono nello specifico in opportune azioni di controllo che vengono applicate al sistema solo nel passo temporale immediatamente successivo. La procedura viene quindi eseguita in modo iterativo per tutta la durata di interesse.

Di seguito viene presentata la formulazione matematica dello schema MPC per la microgrid della marina. A differenza del caso naïve, viene formulato dapprima il problema di ottimizzazione ad anello aperto per la schedulazione ottimale, su un orizzonte temporale finito, delle attività energetiche della microgrid coerentemente alle dinamiche ed i vincoli operativi precedentemente modellati per tutti i componenti del sistema. Successivamente, si risolve ad ogni passo temporale il problema di ottimizzazione secondo il cosiddetto principio del *receding horizon*.

Il motivo per applicare un algoritmo di controllo così avanzato risulta evidente quando sono presi in considerazione i seguenti esempi: 1) se la previsione per il giorno successivo prevede una bassa produzione da fotovoltaico, è sicuramente più conveniente caricare la batteria con energia acquistata dalla rete a basso prezzo durante la notte precedente; 2) anche se il serbatoio di stazionamento delle acque reflue non è completamente vuoto, è sicuramente più conveniente far funzionare la stazione di pompaggio durante la fascia di acquisto dell'energia a basso costo. Questi semplici esempi mostrano al tempo stesso che l'approccio MPC si basa sulla disponibilità di modelli adatti a rappresentare il sistema (e.g., il modello del SAEB avente come variabile di stato il livello di carica disponibile, il

modello della stazione di pompaggio delle acque reflue avente come variabile di stato il livello presente nel serbatoio) e di dati di previsione (e.g., la curva di produzione dei pannelli fotovoltaici, il profilo di afflusso delle acque reflue, la curva di prezzo dell'energia).

Problema di ottimizzazione on-line

Al fine di calcolare la strategia ottimale per il funzionamento dei CP, la carica/scarica del SAEB e il profilo di acquisto/vendita di energia dalla/alla rete elettrica, vengono formulati due problemi di ottimizzazione alternativi, basati sui due obiettivi della schedulazione delle microgrid tipicamente utilizzati: la minimizzazione dei costi dell'energia e la massimizzazione dell'autosufficienza energetica.

Nel primo caso, la schedulazione energetica più conveniente dal punto di vista economico viene formulata considerando come funzione obiettivo (da minimizzare) il costo sostenuto dalla microgrid per scambiare con la rete di distribuzione il flusso netto di energia $x^{g+}(t) - x^{g-}(t)$ nell'intero orizzonte temporale $\mathcal{H}(t)$:

$$C(x^{g+}(t), x^{g-}(t)) = \sum_{h=1}^H (k^+(t+h)x^{g+}(t+h) - k^-(t+h)x^{g-}(t+h)). \quad (23)$$

Nel secondo caso, la schedulazione energetica più conveniente dal punto dell'autosufficienza energetica viene formulata considerando come funzione obiettivo (da massimizzare) lo sfruttamento da parte della microgrid dell'energia prodotta dalla FER:

$$R(x^{g+}(t), x^{g-}(t)) = \sum_{h=1}^H |x^{g+}(t+h) - x^{g-}(t+h)| = \sum_{h=1}^H (x^{g+}(t+h) + x^{g-}(t+h)). \quad (24)$$

Il problema di schedulazione energetica della microgrid può essere pertanto riscritto in modo compatto come segue:

$$\begin{aligned} \text{opt} \quad & F(x^{g+}(t), x^{g-}(t)) \\ & y^w(t), w^-(t), y^a(t), T_a(t), y^s(t), T_s(t), \\ & x^{s+}(t), x^{s-}(t), x^{g+}(t), x^{g-}(t), \\ & \delta^{s+}(t), \delta^{s-}(t), \delta^{g+}(t), \delta^{g-}(t) \end{aligned} \quad (25)$$

s.t. (1)-(21).

L'equazione (25) costituisce un problema di programmazione lineare intera mista che consiste nel determinare 10 H variabili decisionali reali e 4 H binarie, soggette a 12 H vincoli di delimitazione, 7 H vincoli di disuguaglianza e 4 H vincoli di uguaglianza, minimizzando la funzione obiettivo lineare $C(\cdot)$ in (23) o massimizzando $R(\cdot)$ in (24).

Algoritmo MPC

L'algoritmo MPC risultante consiste nelle seguenti

Tab. 2 – Algoritmo MPC.

Algoritmo – Schedulazione energetica MPC

Input: $\{b(t)\}, \{r(t)\}, \{T^{ext}(t)\}, \{k^+(t)\}, \{k^-(t)\}, T_a(0), T_s(0), l(0), s(0)$

Procedura:

- 1 inizializza $t \leftarrow 0$
 - 2 **ripeti**
 - 3 collezione dati di previsione: $b(t), r(t), T^{ext}(t), k^+(t), k^-(t)$
 - 4 collezione preferenze degli utilizzatori: $T_a^{min}(t), T_a^{max}(t), T_s^{min}(t), T_s^{max}(t)$
 - 5 recupera condizioni iniziali: $T_a(t), T_s(t), l(t), s(t)$
 - 6 risolvi problema di ottimizzazione (25) utilizzando (23) oppure (24)
 - 7 applica unicamente $y^w(t+1), y^a(t+1), y^s(t+1), x^{s+}(t+1), x^{s-}(t+1), x^{g+}(t+1), x^{g-}(t+1)$
 - 8 aggiorna $t \leftarrow t+1$
 - 9 **fine**
- Output: $\{y^w(t)\}, \{y^a(t)\}, \{y^s(t)\}, \{x^{s+}(t)\}, \{x^{s-}(t)\}, \{x^{g+}(t)\}, \{x^{g-}(t)\}$

fasi, ripetute ad ogni intervallo di campionamento di tempo t , come descritto in Tab. 2. Innanzitutto, l'EMS riceve le previsioni aggiornate relative al consumo di CNP, alla produzione della FER, alla temperatura esterna ed alla tariffazione dell'energia acquistata/venduta dalla/alla rete, i profili aggiornati relativi alle preferenze di comfort termico degli impiegati della capitaneria di porto e degli utenti della sauna ed infine i valori delle variabili di stato per la temperatura interna dell'edificio e della sauna, il livello di carica del SAEB ed il livello del serbatoio di stazionamento delle acque reflue. In secondo luogo, viene risolto il problema di ottimizzazione on-line (25). Di conseguenza, dai risultati dell'ottimizzazione relativi all'intervallo temporale immediatamente successivo vengono estratte le relative variabili decisionali determinate: questi valori vengono poi applicati al sistema in modalità di controllo a retroazione.

CASO DI STUDIO

In questa sezione vengono mostrate le prestazioni dell'algoritmo MPC proposto in simulazione numerica. Nello specifico, è considerato un periodo di analisi di un anno (ovvero $\mathcal{T} = [0, 8.784]$) con un orizzonte di previsione di $H = 24$ ore (ovvero, $\mathcal{H}(t) = [t+1, t+24]$) e un passo di campionamento di 1 ora. I risultati ottenuti sono inoltre analizzati e confrontati con la strategia di controllo naïve precedentemente definita. In particolare, sono esaminati tre diversi casi (Tab. 3). Nel primo caso viene utilizzata la strategia di controllo naïve (scenario I). Invece, nel secondo e nel terzo caso

viene utilizzato l’approccio MPC finalizzato rispettivamente alla minimizzazione dei costi energetici (scenario II.a) e alla massimizzazione dell’autosufficienza energetica (scenario II.b).

I problemi di schedulazione riepilogati in Tab. 3 sono risolti in MATLAB R2018b utilizzando CPLEX 12.8 su un PC desktop dotato di un processore Intel i7 Core da 2,70 GHz e di memoria RAM da 16 GB. Il tempo di calcolo necessario in totale per la simulazione di un anno intero (ovvero per 8.784 istanze di ottimizzazione) è di circa 250 secondi. L’algoritmo MPC proposto impiega quindi meno di un secondo per definire le strategie ottimali da applicare ad un orizzonte di controllo di 24 ore.

Parametri e configurazione del sistema

Il caso di studio analizzato fa riferimento alla marina di Ballen, situata sull’isola di Samsø in Danimarca, dove è in corso il collaudo una microgrid intelligente nell’ambito dimostrativo del progetto di ricerca europeo Horizon2020 SMILE [27]. Samsø è stata denominata nel 1997 l’isola delle energie rinnovabili della Danimarca ed è sede di molte soluzioni innovative di efficientamento energetico, aventi come fine quello di portare l’isola ad essere indipendente dai combustibili fossili entro il 2030 [28]. Ad oggi, la domanda annuale di energia è bilanciata dalla fornitura annuale da FER (a volte l’isola produce più elettricità di quanta ne consuma grazie all’energia data da impianti eolici offshore e di teleriscaldamento a biomasse) ma l’isola non è ancora del tutto autosufficiente. Nell’ambito del progetto SMILE, l’obiettivo principale per Samsø è quello di fare un uso migliore dell’energia rinnovabile prodotta sull’isola, riducendo al minimo l’esportazione di elettricità prodotta in loco e l’importazione di elettricità dalla rete di distribuzione, attraverso l’introduzione di alcune delle tecnologie tipiche delle smart grid.

Nello specifico questo lavoro si concentra nella definizione e validazione di un sistema di controllo per la schedulazione energetica nella microgrid della marina di Ballen, in presenza di un sistema di tariffazione dinamica e quindi di prezzi di mercato dinamici. La microgrid della marina comprende principalmente un impianto fotovoltaico (60 kWp), un SAEB (237 kWh), la domanda inelastica associata alla struttura sede della capitaneria di porto, all’edificio di servizio ed alle barche in ormeggio (105.000 kWh/anno), nonché la domanda dei carichi programmabili costituiti dalla stazione di pompaggio delle acque reflue, dall’impianto di climatizzazione e dalla sauna. La microgrid è inoltre allacciata alla rete di distribuzione pubblica. La Fig. 4

Tab. 3 – Casi di analisi.

Scenario	Approccio di Schedulazione energetica
I	Naïve
II.a	MPC con minimizzazione dei costi dell’energia
II.b	MPC con massimizzazione dell’autosufficienza energetica



Fig. 4 - Panoramica della marina di Ballen (Danimarca) con illustrazione dei componenti della microgrid [27].

mostra tutti i componenti della microgrid all’interno di una foto panoramica della marina.

Le simulazioni si basano su una serie di dati reali, pubblicamente disponibili [29]. In particolare, i profili della domanda inelastica e della produzione fotovoltaica riguardano i dati rilevati nel 2016 (Fig. 3 e 4). La Fig. 5 mostra la presenza di un picco di consumo elevato nel periodo estivo, quando molte barche ormeggiano nel porto turistico; durante il resto dell’anno invece il carico è moderato. Come mostrato in Fig. 6, tale profilo è solo parzialmente controbilanciato dalla curva dei pannelli fotovoltaici, che raggiungono il livello di produzione massimo a maggio. In particolare, nei mesi di dicembre, gennaio e febbraio la produzione è circa un decimo della massima produzione disponibile. Comunque, il picco di domanda è talmente elevato che i pannelli fotovoltaici non sono in grado di soddisfare completamente la domanda; ciò implica la necessità di un ulteriore supplemento di energia proveniente dal sistema di accumulo e/o dalla rete principale.

I parametri del SAEB sono impostati come segue: i livelli di carica minima e massima consentita sono rispettivamente $\underline{s}=0$ e $\bar{s}=237$ kWh; i tassi di carica / scarica (\bar{s} e \underline{s}) sono limitati dall’inverter, la cui capacità in ingresso ed in uscita è di 49 kWh; le efficienze di carica e scarica (η^+ and η^-) sono entrambe pari al 97%. All’inizio del periodo di analisi si assume che il sistema di accumulo sia completamente scarico ($s(0)=0$).

Alla microgrid non è permesso di vendere energia direttamente dal SAEB alla rete, per cui il profilo di

massima energia vendibile è imposto pari a $(r(t) - b(t))$. Nessuna limitazione è invece imposta all’acquisto di energia dalla rete.

Il prezzo dell’elettricità segue il prezzo spot del mercato elettrico del Nord Pool. I costi unitari sono quelli orari del cosiddetto mercato DK1, che regola la parte occidentale della Danimarca [30]. Il prezzo di acquisto (cioè, $k^+(t)$) è approssimativamente il prezzo spot del Nord Pool con l’aggiunta di tasse e commissioni pari a 0,03 €/kWh (Fig. 7), mentre il prezzo di vendita (cioè, $k^-(t)$) è il prezzo spot.

La temperatura esterna rilevata nella località di Ballen (cioè, $T^{ext}(t)$) è importante per la stima del consumo di energia termica nella microgrid. Tale temperatura esterna è relativa ad una postazione meteorologica distante 10 km dalla marina e le misurazioni, riferite al 2016, sono effettuate come media oraria (Fig. 8).

Per quanto riguarda la stazione di pompaggio delle acque reflue, i parametri sono impostati come segue. Il volume del serbatoio è 4,5 m³. Il livello d’acqua massimo consentito è pari a $\bar{L}=3$ m³, mentre il serbatoio può essere completamente svuotato, cioè $\underline{L}=0$ m³. La potenza della pompa è di 3,4 kWh, mentre la sua portata è di 1.200 l/h. L’afflusso giornaliero di acque reflue è stimato ipotizzando in media 8-10 docce al giorno (10 l/minuto), che si verificano più frequentemente al mattino presto e nel tardo pomeriggio.

Per quanto riguarda la capitaneria di porto, gli uffici sono aperti dalle 7:00 alle 16:00 nei giorni feriali durante l’inverno e tutti i giorni nelle altre stagioni. Gli impiegati utilizzano il sistema di climatizzazione nella sola modalità di riscaldamento, impostando la temperatura desiderata nell’intervallo [19-22] °C. La costante termica dell’ufficio è stimata pari a 1,5 h, mentre il consumo elettrico orario della pompa di calore è di 9 kWh/h. La fase di pre-riscaldamento è impostata a 1 h nel caso della schedulazione energetica naïve.

Per quanto riguarda la sauna, questa viene utilizzata quattro giorni alla settimana durante l’inverno (una sessione di 1 h nel pomeriggio) e tutti i giorni della settimana durante l’estate (una sessione di 1 h al mattino presto e una nel pomeriggio). L’intervallo di temperatura desiderata è impostato su [58-62] °C. La costante termica della sauna è stimata in 0,5 h, mentre il consumo elettrico orario del riscaldatore è pari a 12 kWh/h.

Analisi e discussione dei risultati

Si analizza ora la schedulazione energetica della microgrid descritta precedentemente applicando le metodologie riportate in Tab. 3.

I risultati ottenuti sono presentati nelle Fig. 9-11. Nella Fig. 9 sono riportati i profili energetici



Fig. 5 – Profilo di consumo dei CNP.

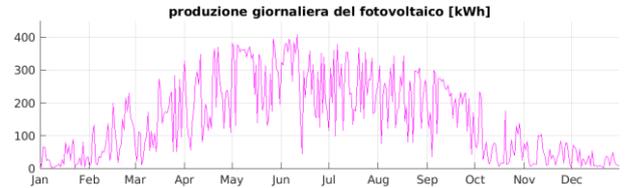


Fig. 6 – Profilo di produzione dei pannelli fotovoltaici.

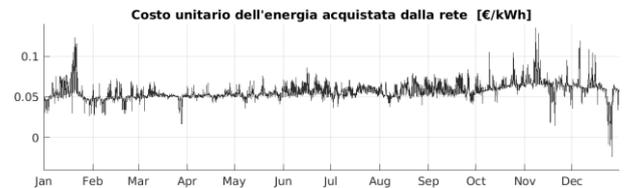


Fig. 7 – Profilo del prezzo di acquisto dell’elettricità.

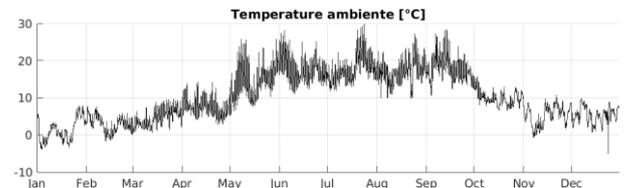


Fig. 8 – Profilo della temperatura ambiente della marina.

giornalieri aggregati programmati per i CP (cioè, il vettore y). Dalla Fig. 9 è evidente che in tutti i casi l’energia consumata dai CP è mediamente inferiore durante l’estate in quanto l’impianto di riscaldamento non è utilizzato. La Fig. 10 rappresenta la strategia di carica/scarica del SAEB (cioè, il vettore $x^{s+} - x^{s-}$). La quantità di energia caricata/scaricata nel/dal SAEB è maggiore nello scenario II.a in quanto qui si persegue la minimizzazione del costo energetico. Infine, la Fig. 11 mostra l’energia giornaliera acquistata/venduta dalla/alla rete di distribuzione (cioè, il vettore $x^{g+} - x^{g-}$). Dalla Fig. 11 è evidente che in tutti i casi l’energia venduta alla rete principale è mediamente più alta nei mesi di maggio-giugno e settembre-ottobre quando la produzione del fotovoltaico è abbastanza consistente rispetto alla domanda.

I vantaggi del metodo proposto vengono ora valutati in accordo a tre indicatori: 1) il costo totale dell’energia, 2) il cosiddetto fattore di auto-provvigionamento e 3) il fattore di indipendenza energetica, così definiti:

$$EC_T = \sum_{t=1}^T (k^+(t)x^{g+}(t) - k^-(t)x^{g-}(t)) \quad (26)$$

$$SS_T = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T x^{g-}(t)}{\sum_{t=1}^T r(t)} \quad (27)$$

$$EI_T = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T x^{g+}(t)}{\sum_{t=1}^T b(t) + y(t)} \quad (28)$$

Il primo indicatore (EC_T) incide sulla prospettiva economica (risparmio sui costi) e deve essere minimizzato. Il secondo (SS_T) e il terzo (EI_T), espressi in valori percentuali, misurano l'autosufficienza energetica della microgrid e devono essere massimizzati. Il fattore di auto-provvigionamento indica la percentuale di energia totalmente venduta alla rete principale rispetto all'energia totalmente prodotta nella microgrid, mentre il fattore di indipendenza energetica indica la percentuale di energia totalmente acquistata dalla rete principale rispetto all'energia totalmente consumata nella microgrid [31].

La Tab. 4 riassume le prestazioni ottenute dagli approcci naïve e MPC. Innanzitutto, la Tab. 4 riporta il costo complessivo dell'energia acquistata dalla microgrid nei casi di analisi considerati. Inoltre, la Tab. 4 mostra che in tutti i casi l'impianto fotovoltaico viene sfruttato per circa il 92-96% della sua produzione annua. La marina è indipendente dal punto di vista energetico per circa il 41-44% a causa del suo consumo elevato rispetto al dimensionamento del sistema fotovoltaico.

Il confronto tra gli scenari II.a e II-b e lo scenario I evidenzia i vantaggi nell'utilizzo dell'MPC proposto, che permette un miglioramento delle prestazioni della microgrid sia dal punto di vista economico che dell'autosufficienza. In particolare, il costo minimo dell'energia netta complessivamente acquistata è raggiunto dal MPC finalizzato alla minimizzazione dei costi (cioè utilizzando la funzione obiettivo in (23)), risparmiando l'8,2% rispetto all'approccio naïve, mentre il massimo auto-provvigionamento e la massima indipendenza energetica sono raggiunti dal MPC finalizzato alla massimizzazione dell'autosufficienza (cioè utilizzando la funzione obiettivo in (23)), guadagnando rispettivamente l'1,6% e lo 0,8% rispetto all'approccio naïve. Quindi, da un lato, si osserva che il costo dell'energia e l'autosufficienza sono criteri tra loro in competizione, ovvero abbassare i costi porta a peggiorare l'autosufficienza energetica. D'altra parte, nello scenario II.a - dove viene raggiunto il costo energetico minimo - l'auto-provvigionamento e l'indipendenza energetica sono comunque solo leggermente inferiori ai valori ottimali raggiunti nello scenario II.b. Infine è possibile osservare che, al fine di massimizzare ulteriormente l'uso di energia rinnovabile prodotta in loco e ridurre al minimo il costo dell'energia importata, ulteriori carichi potrebbero essere differiti nel corso della giornata. Ad esempio, l'impianto termico a pavimento installato nell'edificio di servizio

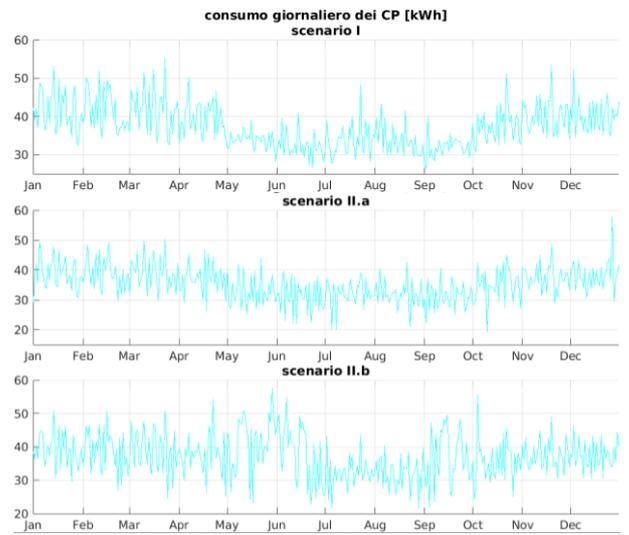


Fig. 9 – Profilo di consumo dei CP, per ogni scenario analizzato.

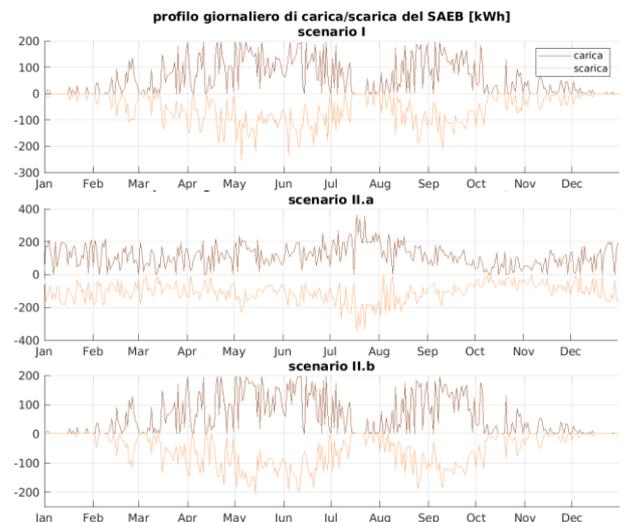


Fig. 10 – Strategie di carica/scarica del SAEB, per ogni scenario analizzato.

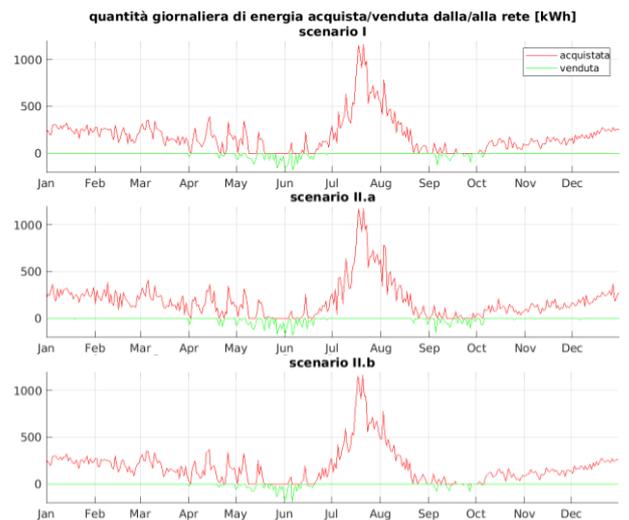


Fig. 11 – Profilo di scambio energetico con la rete, per ogni scenario analizzato.

potrebbe essere spento durante le ore di punta con un opportuno pre-riscaldamento; in modo simile, il picco di domanda delle imbarcazioni ormeggiate potrebbe essere attenuato attraverso una politica di

Tab. 4 – Confronto dei risultati ottenuti.

Indicatore		Scenario		
descrizione	simbolo	I	II.a	II.b
Energia rinnovabile complessiva prodotta [kWh]	$\sum_{t=1}^T r(t)$		56.000	
Energia complessiva consumata dai CNP [kWh]	$\sum_{t=1}^T b(t)$		104.773	
Energia complessiva consumata dai CP [kWh]	$\sum_{t=1}^T y(t)$	13.656	12.923	13.585
Energia complessiva acquistata dalla rete [kWh]	$\sum_{t=1}^T x^{g+}(t)$	67.011	68.359	66.046
Energia complessiva venduta alla rete [kWh]	$\sum_{t=1}^T x^{g-}(t)$	3.276	4,231	2.397
Costo complessivo dell'energia netta acquistata [€]	EC_T	3.632,10	3.334,80 (-8,2%)*	3.608,70
Fattore di auto-provvigionamento energetico	SS_T	94,1%	92,4%	95,7% (+1,6%)*
Fattore di indipendenza energetica	EI_T	43,4%	41,9%	44,2% (+0,8%)*

* rispetto allo Scenario I

tariffe ad incentivi per il consumo di energia sulle banchine di ormeggio.

CONCLUSIONI

I sistemi energetici intelligenti devono essere sviluppati in stretta correlazione ed interazione con le strategie di controllo avanzate per affrontare la sfida dell'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili, la cui fluttuazione rende non immediato il raggiungimento dell'equilibrio tra generazione e consumo. In questo processo svolgono un ruolo cruciale le microgrid caratterizzate da capacità di accumulo di energia e flessibilità nel funzionamento dei carichi. In tale contesto, questo lavoro propone l'impiego del controllo ottimo, noto anche come Model Predictive Control (MPC), alla schedulazione energetica di una microgrid dotata di apparecchiature elettriche non programmabili e programmabili, nonché di pannelli fotovoltaici e di un sistema di accumulo dell'energia a batterie. L'adeguatezza dell'approccio proposto per le problematiche di demand side management (DSM) viene dimostrata attraverso uno studio sperimentale basato su dati reali relativi alla marina di Ballen, Samsø (Danimarca). In primo luogo, i risultati ottenuti dimostrano che l'implementazione del MPC è efficace nella pianificazione ottimale dell'impiego delle risorse condivise (ovvero la carica/scarica del sistema di accumulo e lo sfruttamento dell'energia rinnovabile), del funzionamento dei carichi programmabili e dello scambio di energia con la rete elettrica. Allo stesso tempo, lo studio sperimentale mette in evidenza le potenzialità enormi che l'introduzione del DSM apporta alla

sostenibilità economica ed ambientale della microgrid della marina.

I lavori futuri saranno incentrati sui seguenti aspetti: migliorare il modello del sistema mediante l'integrazione di altri componenti, come carichi non interrompibili, veicoli elettrici e generatori distribuiti; valutare in che modo la lunghezza dell'orizzonte di predizione influisce sulle prestazioni del MPC proposto; analizzare come l'aumento della flessibilità del carico è in grado di attenuare ulteriormente la domanda e migliorare le prestazioni del sistema di schedulazione energetica. Inoltre, verrà esaminata l'introduzione di termini aggiuntivi nella funzione obiettivo (ad esempio, un termine di penalità per catturare il discomfort degli utenti, i costi operativi dei dispositivi) e il conseguimento di un compromesso tra vari criteri come la minimizzazione del costo energetico della microgrid e la massimizzazione del l'auto-provvigionamento con fonti energetiche rinnovabili in una prospettiva di ottimizzazione multi-obiettivo. Infine, potrà essere valutata l'implementazione di varianti robuste e stocastiche del MPC per affrontare in modo più efficace l'incertezza che influenza sia le misure che i modelli, e quindi contribuire all'ulteriore irrobustimento della risoluzione del problema di schedulazione energetica proposto.

RINGRAZIAMENTI

Il lavoro è stato parzialmente supportato dal programma di ricerca Horizon 2020 attraverso il progetto SMILE (Smart Island Energy systems), contratto di finanziamento n. 731249.

BIBLIOGRAFIA

- [1] X. Fang, S. Misra, G. Xue, & D. Yang (2012). Smart grid - the new and improved power grid: A survey. *IEEE Communications Surveys Tutorials*, 14(4):944–980.
- [2] Carli, R., Dotoli, M., & Pellegrino, R. (2017) A Hierarchical Decision-Making Strategy for the Energy Management of Smart Cities, *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 14, no. 2, pp. 505-523.
- [3] R. Ma, H.-H. Chen, Y.-R. Huang, & W. Meng (2013). Smart grid communication: Its challenges and opportunities, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 36–46.
- [4] Carli, R., Dotoli, M., & Pellegrino, R. (2018) Multi-criteria Decision-Making for Sustainable Metropolitan Cities Assessment, *Journal of Environmental Management*, vol. 226, pp. 46-61.
- [5] H. Lund, P. A. Østergaard, D. Connolly & B. V. Mathiesen (2017). Smart energy and smart energy systems. *Energy*, Vol 137, pp. 556-565.
- [6] P. Palensky & D. Dietrich (2011). Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381-388.
- [7] Guelpa, E., Marincioni, L., Deputato, S., Capone, M., Amelio, S., Pochettino, E., & Verda, V. (2019). Demand side management in district heating networks: A real application. *Energy*, 182, 433-442.
- [8] Leitner, B., Widl, E., Gawlik, W., & Hofmann, R. (2019). A method for technical assessment of power-to-heat use cases to couple local district heating and electrical distribution grids. *Energy*, 182, 729-738.
- [9] Gelazanskas, L. & Gamage, K. A. (2014). Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. *Sustainable Cities and Society*, 11, 22-30.
- [10] Carli, R. & Dotoli, M. (2019) Decentralized Control for Residential Energy Management of a Smart Users' Microgrid with Renewable Energy Exchange, *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 6, no. 3, pp. 641-656.
- [11] Kakran, S., & Chanana, S. (2018). Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 524-535.
- [12] Carli, R. & Dotoli, M. (2014) Energy scheduling of a smart home under nonlinear pricing, *Decision and Control, IEEE 53rd Conference on*, Los Angeles, CA, 15-17 Dec. 2014, pp. 5648-5653.
- [13] Carli, R. & Dotoli, M. (2015) A decentralized resource allocation approach for sharing renewable energy among interconnected smart homes, *Decision and Control, 54th IEEE Conference on*, Osaka, Japan, 15-18 Dec. 2015, pp. 5903-5908.
- [14] Scarabaggio, P.; Carli, R.; Cavone, G.; & Dotoli, M. (2020). Smart Control Strategies for Primary Frequency Regulation through Electric Vehicles: A Battery Degradation Perspective, *Energies*, 2020, 13, 4586.
- [15] Hosseini, S. M., Carli, R., & Dotoli, M. (2020). Robust Optimal Energy Management of a Residential Microgrid under Uncertainties on Demand and Renewable Power Generation, *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, in press.
- [16] Esther, B. P., & Kumar, K. S. (2016). A survey on residential demand side management architecture, approaches, optimization models and methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 342-351.
- [17] Carli, R.; Cavone, G.; Pippia, T.; De Schutter, B.; Dotoli, M. (2020). Robust MPC Energy Scheduling Strategy for Multi-Carrier Residential Microgrids, *Automation Science and Engineering, IEEE International Conference on*, Aug. 20-24, 2020, Hong Kong.
- [18] Hosseini, S. M.; Carli, R.; Parisio, A.; & Dotoli, M. (2020). Robust Decentralized Charge Control of Electric Vehicles under Uncertainty on Inelastic Demand and Energy Pricing, *Systems, Man, and Cybernetics, IEEE International Conference on*, Oct. 11-14, 2020, Toronto, Canada
- [19] Scarabaggio, P.; Carli, R.; & Dotoli, M. (2020). A game-theoretic control approach for the optimal energy storage under power flow constraints in distribution networks, *Automation Science and Engineering, IEEE International Conference on*, August 20-24, 2020, Hong Kong.
- [20] Scarabaggio P.; Grammatico S.; Carli, R.; & Dotoli, M. (2020). A Distributed, Rolling-Horizon Demand Side Management Algorithm under Wind Power Uncertainty, *IFAC World Congress, 2020*, July 11-17, Berlin, Germany.
- [21] Carli, R., Dotoli, M., Jantzen, J., Kristensen, M., & Othman, S. B. (2020). Energy scheduling of a smart microgrid with shared photovoltaic panels and storage: The case of the Ballen marina in Samsø. *Energy*, 198, 117188.
- [22] Carli, R.; Dotoli, M.; & Epicoco, N. (2018). Cost-Optimal Energy Scheduling of a Smart Home Under Uncertainty. *Control Technology and Applications, IEEE International Conference on*, August 21-24, 2018, Copenhagen, Denmark.
- [23] Carli, R. & Dotoli, M. (2017). Cooperative Distributed Control for the Energy Scheduling of Smart Homes with Shared Energy Storage and Renewable Energy Source, *IFAC World Congress 2017*, July 9-14, 2017, Toulouse, France.
- [24] Carli, R., Cavone, G., Othman, S. B., & Dotoli, M. (2020). IoT based architecture for Model Predictive Control of HVAC systems in Smart Buildings, *Sensors* 2020, 20, 5.
- [25] Zhang Q., & Grossmann I.E. (2016). Enterprise-wide optimization for industrial demand side management: Fundamentals, advances, and perspectives. *Chemical Engineering Research and Design*, 116:114-131.
- [26] Van Staden, A. J., Zhang, J., & Xia, X. (2011). A model predictive control strategy for load shifting in a water pumping scheme with maximum demand charges. *Applied Energy*, 88(12), 4785-4794.
- [27] Jantzen J. Requirements Specification: Deliverable D3.4 [Internet]. SMILE; 2019. Available from: <https://www.h2020smile.eu> (Accesso ad Agosto 2019).
- [28] J. Jantzen, M. Kristensen, & T.H. Christensen (2018). Sociotechnical transition to smart energy: the case of Samsø 1997-2030, *Energy*, 162, 20-34.
- [29] <http://arkiv.energiinstitutet.dk/643/> (Accesso ad Agosto 2019).
- [30] <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table> (Accesso ad Agosto 2019).
- [31] Kim, M., Parkt, S., Choi, J. K., & Lee, J. (2017). Energy independence of energy trading system in microgrid. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia*, pp. 1-4.