



Unione Europea



*Ministero dell'Istruzione,
dell'Università e della Ricerca*



UNIVERSITÀ DEGLI
STUDI DI SALERNO

FONDO SOCIALE EUROPEO

Programma Operativo Nazionale 2000/2006

“Ricerca Scientifica, Sviluppo Tecnologico, Alta Formazione”

Regioni dell'Obiettivo 1 – Misura III.4

“Formazione superiore ed universitaria”

Department of Industrial Engineering

*Ph.D. Course in Electrical Engineering
(XV Cycle-New Series, XXIX Cycle)*

Demand flexibility: the unlocked capacity in smart power systems

Supervisor

*Prof. Antonio Piccolo
Prof. Vincenzo Galdi*

Ph.D. Student

Patrizia Santoro

Scientific Referees

*Prof. Paola Verde
Prof. Alberto Borghetti*

Ph.D. Course Coordinator

Prof. Ernesto Reverchon

Abstract

La crescente penetrazione della generazione da fonti rinnovabili ha condotto a una progressiva difficoltà nella gestione dell'equilibrio tra domanda e generazione nel sistema elettrico. La forte aleatorietà di tali fonti, infatti, porta ad avere una richiesta di riserve energetiche elevato e quindi a un relativo incremento del prezzo dell'energia come accaduto in California nella seconda metà del primo decennio del 2000, e, più di recente, in Sicilia. Nei prossimi anni è previsto un incremento dei consumi di energia primaria ed elettrica, in particolar modo nel settore residenziale in quanto nuovi consumi saranno legati all'introduzione dei veicoli elettrici e all'utilizzo delle *heat pumps*. In aggiunta, in tale settore è previsto un forte aumento di produzione di energia elettrica da pannelli fotovoltaici, la quale sebbene sia un vantaggio per l'utente e aiuta il sistema ad essere più sostenibile, comporta un forte grado di aleatorietà nella determinazione del carico netto, specialmente nelle reti di distribuzione, da parte del gestore della rete. I rischi che il gestore della rete dovrà affrontare in condizione di una forte penetrazione di produzione da fonti rinnovabili sono riportati nella *duck curve* presentata dal gestore della rete californiano CAISO. Essa rappresenta il carico netto del sistema ed evidenzia due criticità: il rischio di *overgeneration*, ossia il carico netto è confrontabile con il *baseload*, e la presenza di rampe quando la produzione dai pannelli fotovoltaici diminuisce comportando l'aumento, in breve tempo, del carico netto del sistema. Lo scenario rappresentato comporta l'utilizzo da parte del gestore della rete di più unità generative da impiegare come riserve, con un conseguente aumento del prezzo dell'energia e un sistema elettrico poco sostenibile. Un'altra soluzione a tale problema è l'introduzione della flessibilità della domanda elettrica, ossia garantire l'equilibrio tra domanda e generazione non agendo sul lato della produzione ma sulla domanda. Al fine di raggiungere l'obiettivo di avere una domanda elettrica flessibile, sono state introdotte strategie di *demand side management* e *demand response*. Le prime prevedono un'azione volontaria dei singoli utenti i quali modificano il loro consumo elettrico in modo autonomo, ossia il gestore della rete fornisce degli incentivi o tariffe speciali in determinate fasce orarie in modo da pilotare i consumi elettrici, ma è l'utente finale a decidere come e quanto consumare. Le strategie di *demand response*, invece, sono assimilabili a delle vere e proprie riserve di energia in quanto gli attori inclusi in tali programmi, partecipano attivamente, direttamente o indirettamente, al mercato elettrico. Oltre ai programmi in cui viene ridotta la domanda energetica mediante spostamento o riduzione del carico elettrico durante la giornata, esistono anche strategie denominate *voltage led demand response*, in cui la domanda elettrica viene modificata agendo sulla tensione di alimentazione del carico elettrico, sfruttando la relazione tra tensione e potenza assorbita descritta dai modelli presenti in letteratura. Il presente lavoro di tesi si focalizza sull'analisi delle strategie di *demand response* in alta tensione, ossia in trasmissione, e sull'introduzione di una tecnica di controllo decentralizzata della domanda elettrica basato sul principio del *voltage led demand response* e da applicarsi agli utenti residenziali sulle reti di bassa tensione. Per quanto riguarda il primo punto, si è analizzato l'impatto sul mercato elettrico del giorno prima e sulla rete di trasmissione della *demand response* al variare della sua penetrazione. Ci si è soffermati sulle variazioni del prezzo dell'energia e sulla stabilità del sistema elettrico, analizzando parametri quali *expected unserved energy (EUE)* e *loss of load probability (LOLP)*. Lo scenario analizzato è caratterizzato dalla presenza di generazione

da fonti rinnovabili e di elementi di *storage* dell'energia elettrica (nello specifico, idroelettrico). L'analisi è stata eseguita in modo da evidenziare come con l'introduzione delle strategie di *demand response*, il sistema elettrico riesca a massimizzare l'impiego della generazione da fonti rinnovabili e a contenere il prezzo dell'energia durante il picco di domanda. In particolare, i risultati mostrano come i vantaggi legati all'introduzione delle risorse di *demand response* dipendano dal livello di penetrazione delle stesse. In particolare, per una penetrazione circa uguale al 20% del numero totale di nodi del sistema, i risultati in termini di *reliability*, prezzo dell'energia ed riduzione dell'emissione dei gas inquinanti sono positivi. Per livelli superiori di penetrazione, invece, i risultati relativi alla *reliability*, ossia *EUE* e *LOLP*, peggiorano, mentre gli altri effetti restano positivi. I programmi di *demand response* sono ben regolamentati nei mercati energetici, specialmente negli Stati Uniti, e quindi il loro effetto è ben valutabile nelle reti di trasmissione dell'energia elettrica. Per quanto riguarda la media e la bassa tensione, i programmi di *demand response* non sono ancora disponibili. Ciò è dovuto all'alta percentuale di utenti residenziali, il cui consumo elettrico è dettato dal comfort e dalle abitudini dei singoli utenti, la mancanza di aggregatori di domanda elettrica nel settore residenziale e la mancanza di *smart devices* in grado di monitorare i consumi elettrici degli utenti e di comunicare in *real time* con il gestore della rete. Nella tesi è stata introdotta una nuova tecnica di controllo per la gestione dei carichi residenziali, ossia un controllo decentralizzato della potenza attiva assorbita. Attualmente, la tecnica di controllo basata sul principio *voltage led demand response*, è analizzata sulle cabine primarie di distribuzione, mentre nel controllo decentralizzato proposto, il principio viene applicato puntualmente, ossia al punto di consegna della tensione all'utente finale. Il vantaggio di tale soluzione è che consente di ridurre i consumi in modo locale e di utilizzare tutto il margine di riduzione della tensione previsto dalla normativa CEI EN 50160, senza alcuna perdita della qualità del servizio da parte dell'utente finale. Il vantaggio di tale tecnica è la riduzione della potenza assorbita in cabina secondaria e la gestione delle criticità locali in modo puntuale da parte del gestore della rete. Il modello dei carichi utilizzato per condurre le simulazioni è il modello polinomiale chiamato *ZIP model*. Il controllo decentralizzato può essere eseguito su una singola residenza o su gruppi di utenze. Nella tesi vengono riportati due casi studio: un primo caso studio in cui viene mostrato il confronto tra la tecnica centralizzata eseguita nella cabina secondaria mediante trasformatore con variatore sotto carico e la tecnica decentralizzata, ossia la tensione di alimentazione viene modificata nel punto di consegna agli utenti finali. Le simulazioni sono state condotte su una rete di distribuzione di bassa tensione costituita da utenze residenziali e i risultati hanno mostrato che è possibile ottenere una riduzione di potenza attiva media al trasformatore MT/BT pari a 9% e 4% rispetto al caso base (senza regolazione), rispettivamente mediante il controllo decentralizzato e centralizzato. Il secondo caso studio riguarda l'analisi di una rete di distribuzione di bassa tensione caratterizzata da livelli di tensione minimi vicini alla soglia inferiore stabilita dalla norma CEI EN 50160. In questa rete, le simulazioni sono state condotte ponendo il rapporto di trasformazione in cabina secondaria pari a 1 p.u. e 1.05 p.u. ed è stato eseguito il controllo di tensione decentralizzato sulla rete. I risultati hanno evidenziato che la riduzione di potenza attiva al trasformatore raggiunge un valore medio di picco pari a 10% rispetto al caso base (caso senza regolazione). Per entrambi i casi presentati, le simulazioni sono state eseguite mediante un metodo stocastico, ossia il metodo Monte Carlo, per definire i profili dei carichi delle utenze residenziali e ove previsto, l'allocazione dei pannelli fotovoltaici. Il periodo di simulazione scelto è uguale ad un giorno e il passo di simulazione è pari a 10 minuti. Infine, nella tesi sono state delineate delle linee guida per la progettazione e realizzazione di un dispositivo elettronico (convertitore AC/AC) in grado di eseguire la riduzione della tensione nelle utenze residenziali previsto nel controllo decentralizzato proposto.