ENERGY-HOME.IT

Energy@home

IMPATTI DEL DYNAMIC PRICING APPLICATO AI CONSUMATORI ELETTRICI RESIDENZIALI

Copyright Associazione Energy@home

ANALISI DELLE BEST PRACTICES INTERNAZIONALI, DELLE BARRIERE POTENZIALI ALLA INTRODUZIONE IN ITALIA, E ANALISI QUANTITATIVA DELL'IMPATTO SULL'UTENTE FINALE E SUL SISTEMA ELETTRICO

Autori: Fabio Lanati, Alberto Gelmini - RSE
A cura di Fabio L. Bellifemine, Stefano Ginocchio - Associazione Energy@home

Copyright Associazione Energy@home

IMPATTI DEL DYNAMIC PRICING APPLICATO AI CONSUMATORI ELETTRICI RESIDENZIALI

Analisi delle best practices internazionali, delle barriere potenziali alla introduzione in Italia, e analisi quantitativa dell'impatto sull'utente finale e sul sistema elettrico

Gennaio 2016

Autori: Fabio Lanati, Alberto Gelmini - RSE
A cura di: Fabio L. Bellifemine, Stefano Ginocchio - Associazione Energy@home

Questo studio è stato realizzato da RSE

in collaborazione e per conto della
Associazione Energy@home

Copyright Associazione Energy@home

Copyright 2015, 2016 della Associazione Energy@home
www.energy-home.it

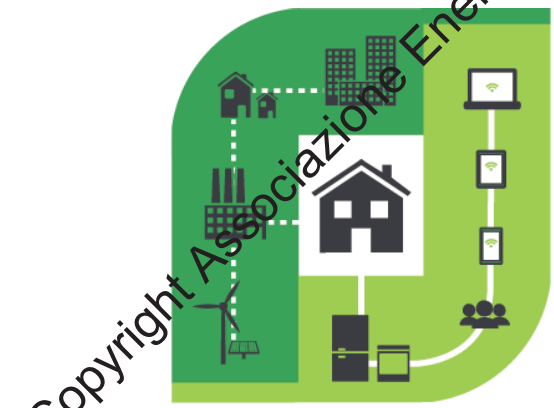
Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo. L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a Associazione Energy@home, Corso d'Italia 41, 00198 ROMA

Copyright Associazione Energy@home

Sembra sempre impossibile finché non viene realizzato.

(Nelson Mandela)

Copyright Associazione Energy@home



Copyright Associazione Energy@home

Premessa ...

Oggi i consumatori di energia elettrica possono non solo produrre parte della propria energia grazie alla generazione distribuita, in particolare al fotovoltaico, ma hanno anche a disposizione informazioni e strumenti sempre più efficaci per scegliere quando e come utilizzare l'energia prelevata dalla rete. Gli elettrodomestici stessi e tutti i sistemi della casa possono diventare capaci di comunicare e di prendere decisioni.
E' una nuova frontiera della domotica, potenziata dal fenomeno emergente della cosiddetta "internet of things".

Per creare un ecosistema tecnologico ricco e aperto, l'Associazione Energy@home ha adottato e promosso un approccio di "open innovation", accreditandosi come luogo privilegiato di incontro di idee ancora prima che di soluzioni. Più volte, questo patrimonio di idee è stato offerto all'esterno, attraverso le attività di standardizzazione internazionale, la partecipazione alle consultazioni pubbliche dell'Autorità per l'energia, l'organizzazione di seminari.

Lo studio oggetto di questa monografia è stato realizzato da RSE, curato, coordinato e finanziato da Energy@home. Esso vuole offrire un contributo alla riflessione su un tema specialistico, ma potenzialmente di grande impatto: le migliori pratiche per l'applicazione al settore residenziale di prezzi dinamici dell'energia elettrica, cioè di prezzi variabili in base all'ora e al giorno di utilizzo. Il lavoro analizza le migliori esperienze internazionali, individua le potenziali barriere e analizza i benefici di queste pratiche per gli utenti e il sistema elettrico italiani.

Ne emerge che la rapida diffusione degli smart meters ha creato in molti paesi la base necessaria per partire con la sperimentazione di nuove modalità di pricing, ma un'infrastruttura di misura avanzata non è sufficiente, tutti i principali attori del sistema elettrico devono essere coinvolti nel processo.

Con più stretto riferimento al contesto italiano sono state analizzate le potenziali barriere: le barriere tecniche (accessibilità delle misure), le barriere energetiche (disponibilità di carichi controllabili) e le barriere regolatorie (schemi di prezzo predefiniti). Lo studio mostra che i maggiori vincoli a un sistema di prezzi più dinamico sono costituiti dall'utilizzo di protocolli proprietari per la comunicazione dei contatori (che limita l'accesso locale ai dati di misura), dalla ridotta diffusione di tecnologie elettriche nel settore domestico (determinata in passato anche dalla progressività delle tariffe elettriche), dal meccanismo di formazione del prezzo unico nazionale (che non rispecchia le criticità locali della rete elettrica) e dal fatto che nell'attuale bolletta residenziale la componente legata direttamente al PUN rappresenta meno della metà della spesa totale.

La parte più estesa dello studio è stata poi dedicata all'analisi degli scenari che l'applicazione di prezzi dinamici nel settore residenziale produrrebbe sul mercato elettrico italiano. I risultati finali delle analisi e delle simulazioni evidenziano che:

- la flessibilità dei consumi residenziali, il 60% e anche di più se l'utenza è evoluto ed *elettrificato,* può essere messa a disposizione di diversi obiettivi, il più ovvio dei quali (non l'unico) è rispondere al segnale di prezzo della borsa elettrica;

- ottenere un vantaggio economico per l'utente finale non è tuttavia banale, infatti tutti i meccanismi di prezzo a "fasce", compatibili con una gestione "umana" e non automatica dei carichi producono risparmi modesti;

- per ottenere vantaggi sensibili è necessaria automazione (ad esempio elettrodomestici connessi e intelligenti) e una notevole variabilità del prezzo, che può portare a risparmi fino al 10-15%, ma l'attuale bolletta italiana, dove diverse componenti mascherano in gran parte il prezzo dell'energia, riduce le opportunità in tal senso;

- tra gli obiettivi perseguibili, non legati alla borsa elettrica ma al sistema elettrico in generale, ci sono una riduzione o contenimento del picco di potenza sulla rete elettrica grazie al contributo massivo del settore residenziale e un miglioramento della capacità di accogliere generazione distribuita rinnovabile: virtualmente si potrebbero introdurre un 15-20% di generazione rinnovabile o di consumi elettrici avanzati senza aggravio per le reti.

Copyright Associazione Energy@home

Copyright Associazione Energy@home

INDICE

cap.0

Gli Autori Pag 8
Executive Summary Pag 10
INTRODUZIONE Pag 14
OBIETTIVI DELLO STUDIO Pag15

cap.1

1. DYNAMIC PRICING E SMART METERING IN EUROPA E USA Pag 16
1.1 Tariffe dinamiche Pag 17
1.1.1 Tariffe Time-of-Use (TOU) Pag 17
1.1.2 Tariffe Critical-Peak-Pricing (CPP) Pag 18
1.1.3 Tariffe Real-Time-Pricing (RTP) Pag 18
1.1.4 Tariffe Peak-Time-Rebate (PTR) Pag 19
1.2 Diffusione degli smart meters in Europa Pag 19
1.3 Schede di dettaglio dei paesi europei oggetto dello studio Pag 23
1.3.1 Regno Unito Pag 23
1.3.2 Spagna Pag 26
1.3.3 Francia Pag 28
1.3.4 Germania Pag 31
1.3.5 Finlandia Pag 33
1.3.6 USA Pag 36
1.4 Best Practices per il dynamic pricing Pag 38

cap.2

2. ANALISI DELLE POTENZIALI BARRIERE PER IL DYNAMIC PRICING Pag 41
2.1 Analisi delle potenziali barriere tecniche Pag 41
2.2 Analisi delle potenziali barriere energetiche Pag 43
2.3 Analisi delle potenziali barriere regolatorie e di mercato Pag 46

cap.3

3. SCENARI DEL MERCATO ELETTRICO Pag 50
3.1 Analisi dei profili di consumo degli utenti residenziali Pag 50
3.2 Analisi dei profili di consumo delle tecnologie elettriche residenziali e valutazione del carichi controllabili Pag 53
3.3 Valutazione dell'impatto dei meccanismi di pricing sull'utente finale tipo TOU Pag 55
3.3.1 Impatto delle nuove opzioni TOU Pag 57
3.4 Valutazione dell'impatto dei meccanismi di pricing sull'utente finale tipo RTP Pag 64
3.4.1 Impatto delle nuove opzioni RTP Pag 66
3.5 Risparmio conseguibile con l'opzione accumulo elettrico Pag 68
3.6 Simulazioni del mercato elettrico e valutazione dell'impatto delle opzioni di pricing a livello di sistema elettrico Pag 69
3.6.1 Metodologia Pag 69
3.6.2 Risultati delle simulazioni Pag 71
3.7 Impatto sulla rete di distribuzione Pag 74
3.7.1 Riduzione dei picchi di carico sulla rete di distribuzione Pag 75
3.7.2 Riduzione dei picchi di carico per i singoli utenti Pag 75
3.7.3 Impatto sulla generazione distribuita installabile Pag 76
Conclusioni Pag 81
Bibliografia Pag 83

cap.4

Profilo di RSE Pag 86

cap.5

Profilo della Associazione Energy@home Pag 88

Copyright Associazione Energy@home

Copyright Associazione Energy@home

Fabio Lanati

Autore

Fabio Lanati laureato in Ingegneria Elettrica (Università degli Studi di Pavia), fa parte del gruppo Scenari del sistema elettrico del dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici di RSE.
Attualmente lavora nel campo della modellistica occupandosi di analisi di scenari energetici di lungo termine, simulazioni del sistema elettrico e gestione della domanda.

Alberto Gelmini

Autore

Alberto Gelmini laureato in Matematica (Università Cattolica Brescia), attualmente è responsabile per il dipartimento Sviluppo dei Sistemi Energetici di RSE, dei progetti di ricerca e sviluppo inerenti i mercati elettrici e gli scenari di sviluppo dei sistemi energetici.

BIOGRAFIE

Copyright Associazione Energy@home

Stefano Ginocchio

Curatore

Stefano Ginocchio si è laureato in ingegneria elettrica al Politecnico di Milano. Lavora in Edison dal 2001, presso la direzione Research, Development and Innovation.
Si è occupato di superconduttività, celle a combustibile e generazione elettrica a basso impatto ambientale, sistemi di qualità.
Oggi lavora allo sviluppo di servizi innovativi basati sulle misure, l'automazione e le nuove tecnologie di interazione con i clienti.

Fabio L. Bellifemine

Curatore

Fabio L. Bellifemine è responsabile in Telecom Italia della funzione Verticals & IoT Services Innovation nonché Direttore della Associazione Energy@home.
E' stato ricercatore presso il CNR dove si è occupato di algoritmi di codifica video e nel 1994 è passato in CSELT (poi TILAB, oggi Telecom Italia) dove si è occupato di tecnologie di agenti software sviluppando la piattaforma open source JADE e coordinando lo Architecture Board di FIPA, Foundation for Intelligent Physical Agents.

Executive Summary

00

Oggi i consumatori di energia elettrica possono non solo produrre parte della propria energia grazie alla generazione distribuita, in particolare al fotovoltaico, ma hanno anche a disposizione informazioni e strumenti sempre più efficaci per scegliere quando e come utilizzare l'energia prelevata dalla rete. Gli elettrodomestici stessi e tutti i sistemi della casa possono diventare capaci di comunicare e di prendere decisioni. E' una nuova frontiera della domotica, potenziata dal fenomeno emergente della cosiddetta "internet of things".

L'associazione Energy@home raccoglie al suo interno alcuni dei protagonisti più significativi dell'evoluzione del mondo dell'energia, dell'energia elettrica in particolare, non solo aziende del sistema elettrico, ma anche operatori di telecomunicazioni, costruttori di elettrodomestici e sistemi di riscaldamento, sviluppatori di hardware e software, aziende di impiantistica, assicurazioni. Per creare un ecosistema tecnologico ricco e aperto, l'associazione ha adottato e promosso un approccio di "open innovation", accreditandosi come luogo privilegiato di incontro di idee ancora prima che di soluzioni. Più volte questo patrimonio di idee è stato offerto all'esterno, attraverso le attività di standardizzazione internazionale, la partecipazione alle consultazioni pubbliche dell'Autorità per l'energia, l'organizzazione di seminari.

Lo studio oggetto di questa pubblicazione è stato realizzato da RSE, curato, coordinato e finanziato dall'Associazione Energy@home. Esso vuole offrire un contributo alla riflessione su un tema specialistico, ma potenzialmente di grande impatto: le migliori pratiche per l'applicazione al settore residenziale dei prezzi dinamici dell'energia elettrica, cioè di prezzi variabili in base all'ora e al giorno di utilizzo. Negli ultimi anni sono state infatti riportate numerose evidenze che la bioraria in Italia sia da superare in quanto fornisce un segnale di prezzo non più allineato al mercato, questo studio cerca di trattare la problematica in modo ampio analizzando le migliori esperienze internazionali, individuando le potenziali barriere e analizzando i benefici qualitativi e quantitativi di queste pratiche per gli utenti e il sistema elettrico italiani.

Sulla base della letteratura internazionale sono state illustrate diverse opzioni: time-of-use (TOU), critical-peak-pricing (CPP), real-time-pricing (RTP), peak-time-rebate (PTR) ed è stata esaminata la diffusione in Europa degli smart meters, fondamentale fattore abilitante. Sono poi state approfondite le esperienze più significative di "dynamic pricing". L'indagine si è focalizzata su Spagna, Francia, Finlandia, Germania e UK, pur senza limitarsi a questi paesi. Ne emerge che la rapida diffusione degli smart meters ha creato in molti paesi la base necessaria per partire con la sperimentazione di nuove modalità di pricing, ma un'infrastruttura di misura avanzata non è sufficiente, tutti i principali attori del sistema elettrico devono essere coinvolti nel processo.

Lo studio della letteratura ha evidenziato che l'introduzione di opzioni di prezzo dinamico permette in generale a certi profili di utente di conseguire risparmi non trascurabili sulla bolletta elettrica: 4% in UK, 7% in Francia, 10% in Germania, fino ad un massimo di 15% in Finlandia.

Copyright Associazione Energy@home

Inoltre l'utilizzo di tecnologie abilitanti, in grado di aiutare i clienti a gestire il consumo di energia elettrica in risposta a segnali di prezzo variabili, permette di raggiungere risultati anche migliori in termini di maggior risparmio per il cliente, riduzione del picco di potenza sulla rete elettrica ma soprattutto in termini di accettabilità dell'opzione di "dynamic pricing". Non è infatti da trascurare il fatto che, in generale, le opzioni che offrono maggiori potenziali di risparmio sono anche le più rischiose in quanto espongono maggiormente il cliente alla volatilità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. In quest'ottica è fondamentale il lavoro di Energy@home che ha specificato e realizzato una architettura in grado di gestire in modo armonico ed unificato un insieme di tecnologie abilitanti quali il dispositivo SmartInfo per acquisire in tempo reale direttamente dal contatore dati di consumo, produzione e potenza disponibile, le applicazioni in grado di fornire avvisi e suggerimenti personalizzati customizzati sul singolo utente, gli elettrodomestici in grado di adattare schedulazione e opzioni di funzionamento secondo i segnali di prezzo e i segnali di disponibilità di energia auto-prodotta, l'auto elettrica e i sistemi di accumulo residenziale in grado di adattare dinamicamente il proprio funzionamento secondo le migliori opzioni disponibili.

Se da un lato è evidente che le tecnologie abilitanti non sono ancora sufficientemente diffuse, ci si è domandati se – con più stretto riferimento al contesto italiano – ci fossero eventuali barriere in grado di limitare o addirittura ostacolare l'applicazione di schemi di prezzo dinamico. Sono così state analizzate queste potenziali barriere: le barriere tecniche (accessibilità delle misure), le barriere energetiche (disponibilità di carichi controllabili) e le barriere regolatorie (schemi di prezzo predefiniti).
Rispetto alle barriere tecniche, lo studio mostra l'importanza della disponibilità di dati freschi di misura in tempo quasi reale, sia verso i venditori di energia elettrica sia verso il cliente finale e il suo fornitore di servizi a valore aggiunto, evidenziando l'importanza di facilitare la diffusione di protocolli standardizzati per la comunicazione con i contatori.
La bassa elettrificazione del settore residenziale in Italia rappresenta poi una barriera energetica potenziale in quanto limita i margini su cui agire per adattare i carichi ai segnali di prezzo: in paesi come Francia e Finlandia la principale voce di consumi elettrici è rappresentata dalla climatizzazione (oltre il 52% dei consumi contro il 26% in Italia) con consumi per famiglia anche 4 volte superiori ai consumi italiani, è evidente che in questi contesti anche il solo utilizzo di un termostato intelligente permette di creare benefici economici significativi. Va detto che in Italia sono già state pianificate da parte della Autorità energetica una serie di azioni volte a ridurre lo svantaggio competitivo del vettore elettrico rispetto a quello gas soprattutto in ambiti di utilizzo "non obbligati" quali i trasporti e gli usi termici (si pensi ai veicoli elettrici, alle pompe di calore elettriche sia per riscaldamento sia per produzione di sola acqua calda sanitaria, alle piastre a induzione per cucinare).
Infine, sono state identificate due potenziali barriere regolatorie:

a) il fatto che il meccanismo di formazione del prezzo unico nazionale (PUN) non rispecchi le criticità locali della rete elettrica e, come tale, non possa essere utilizzato adeguatamente per superare le problematiche zonali con l'aiuto dei consumatori domestici;

b) il fatto che nell'attuale bolletta residenziale la componente legata direttamente al PUN rappresenti meno della metà della spesa totale e, pertanto, pur nell'ipotesi di poter adattare la totalità dei carichi controllabili alla variazione del prezzo dell'energia elettrica, gli sforzi dell'utente finale perdono di significatività quando vengono pesati sul totale della bolletta.

Copyright Associazione Energy@home

00

La parte più estesa dello studio è stata poi dedicata all'analisi degli scenari che produrrebbe sul mercato elettrico italiano l'applicazione di prezzi dinamici nel settore residenziale.
Sono stati analizzati i profili di consumo degli utenti residenziali e in particolare i profili di consumo delle tecnologie elettriche residenziali per valutare l'entità dei carichi controllabili. E' stato valutato l'impatto dei meccanismi di pricing sulle scelte dell'utente finale, a partire dagli schemi time-of-use già adottati. Sono state costruite e verificate differenti opzioni di time-of-use e real-time-pricing aderenti all'andamento del mercato elettrico italiano. Sono stati valutati i vantaggi conseguibili per l'utente finale in funzione della sua propensione a modificare le proprie abitudini e a dotarsi di sistemi di automazione ed eventualmente di accumulo.
Sono state effettuate simulazioni del mercato elettrico per valutare poi l'impatto delle opzioni di pricing a livello di sistema elettrico.
L'analisi è stata estesa ad alcuni casi esemplari di reti di distribuzione per valutare le opportunità di riduzione dei picchi di carico e di incremento della generazione distribuita installabile. I risultati finali delle analisi e delle simulazioni evidenziano che:

- la flessibilità dei consumi residenziali, il 60% e anche di più se l'utente è evoluto ed elettrificato, può essere messa a disposizione di diversi obiettivi, il più ovvio dei quali (non unico) è rispondere al segnale di prezzo della borsa elettrica;

- ottenere un vantaggio economico per l'utente finale non è tuttavia banale, infatti tutti i meccanismi di prezzo a "fasce", compatibili con una gestione "umana" e non automatica dei carichi producono risparmi modesti;

- per ottenere vantaggi sensibili è necessaria automazione (ad esempio elettrodomestici connessi e intelligenti) e una notevole variabilità del prezzo, che può portare a risparmi fino al 10-15%, ma l'attuale bolletta italiana nove diverse componenti mascherano in gran parte il prezzo dell'energia, riduce le opportunità in tal senso;

- tra gli obiettivi perseguibili, non legati alla borsa elettrica ma al sistema elettrico in generale, ci sono una riduzione o contenimento del picco di potenza sulla rete elettrica grazie al contributo massivo del settore residenziale e un miglioramento della capacità di accogliere generazione distribuita rinnovabile: virtualmente si potrebbero introdurre un 15-20% di generazione rinnovabile o di consumi elettrici avanzati senza aggravio per le reti.

Copyright Associazione Energy@home

Copyright Associazione Energy@home

01 Introduzione

Per la maggioranza dei consumatori di energia elettrica, la tecnologia di misurazione è rimasta sostanzialmente invariata nel corso degli ultimi 100 anni. Con l'eccezione dei più grandi impianti commerciali e industriali, la maggior parte dei consumatori erano dotati di semplici contatori elettromeccanici che devono essere letti manualmente.
Dato l'elevato costo di questo approccio manuale, i contatori erano tipicamente letti non più di una volta al mese. Questo agiva come un vincolo sui tipi di tariffe che un fornitore di energia elettrica è in grado di offrire ai propri clienti. Una tariffa di tipo "fisso" era essenzialmente l'unica opzione disponibile, insieme ad alcune possibili varianti alternative (ad esempio la possibilità di aumentare il prezzo con la crescita dei consumi).
La mancanza di granularità nella rilevazione dei dati di consumo di energia elettrica ha impedito quindi in passato la diffusione di nuove forme tariffarie. Tuttavia, la "rivoluzione digitale" degli ultimi decenni ha portato nuovi strumenti, detti contatori intelligenti **(smart meters)** che stanno cambiando completamente questo quadro.

Oggi, i contatori intelligenti sono impiegati sempre più in tutto il mondo. Tra i molti potenziali vantaggi offerti da questa nuova tecnologia c'è la capacità di fornire sistemi di tariffazione innovativi ai clienti al dettaglio dell'energia elettrica per promuovere la gestione della domanda da parte dei clienti. Mentre i tradizionali contatori elettromeccanici sono letti manualmente e in modo non frequente, i contatori intelligenti comunicano i dati di consumo dell'energia elettrica su intervalli frequenti (ad esempio ogni 15 minuti o ogni ora), consentendo in tal modo la fornitura di tariffe che variano in base all'ora del giorno. Queste nuove strategie di tariffazione, abilitate dai contatori intelligenti, sono definite collettivamente con il termine **"dynamic pricing".**

L'offerta di tariffe che variano nel tempo gioca un ruolo fondamentale anche nel giustificare gli investimenti in tecnologie di smart metering.
Alcuni investimenti possono essere giustificati esclusivamente sulla base di risparmi operativi per i soggetti che si occupano dell'attività di misura dell'energia elettrica, ma sempre più frequentemente sono richiesti benefici addizionali per dimostrare che gli investimenti in tecnologie innovative portino a un beneficio anche per i consumatori e il sistema elettrico.
Il raggiungimento di questi vantaggi, tuttavia, richiede un'attenta pianificazione, progettazione e una conoscenza approfondita delle questioni tecniche, economiche e regolatorie che stanno emergendo nel nuovo contesto internazionale.

Copyright Associazione Energy@home

Obiettivi Dello Studio

Lo scopo di questo studio è quello di fornire ai regolatori e legislatori nazionali evidenza delle migliori pratiche per l'implementazione di sistemi tariffari dinamici. Il rapporto parte da un'analisi delle esperienze internazionali di attuazione del dynamic pricing, passando in seguito all'individuazione delle potenziali barriere e infine all'analisi di scenario per l'applicabilità di queste strategie tariffarie nel sistema elettrico-energetico italiano.

LO STUDIO SI ARTICOLA IN TRE FASI:

1. La prima fase, affrontata nel ***Capitolo 1***, ha come obiettivo l'analisi della letteratura disponibile
sul tema *dynamic pricing*, allo scopo di individuare le modalità con cui esso è stato sperimentato / applicato su larga scala nelle esperienze internazionali e di valutare i risultati ottenuti dalla sperimentazione / applicazione su larga scala, al fine di individuare, in caso di risultati positivi, le best *practices* che ne hanno consentito l'ottenimento.
L'indagine si focalizza su Spagna, Francia, Finlandia, Germania e UK, senza tuttavia limitarsi a questi Paesi.

2. La fase 2, affrontata nel ***Capitolo 2***, valuta l'applicabilità al sistema elettrico italiano degli schemi di *dynamic pricing* di maggior successo individuati nella Fase 1, con particolare attenzione alla replicabilità nel contesto nazionale delle *best practices* individuate, alla luce del quadro regolatorio attuale e previsto a breve. L'obiettivo principale è individuare eventuali barriere che ostacolino l'applicazione del *dynamic pricing* nel sistema elettrico nazionale.

3. Nella fase 3, affrontata nel ***Capitolo 3***, si definiscono alcuni scenari di sviluppo del *dynamic pricing* nel sistema elettrico nazionale, in termini di impatto atteso sui profili di consumo delle categorie di utenti esposti a tale metodologia di definizione del prezzo dell'energia, e quindi di impatto sul profilo della domanda di energia elettrica complessiva. A partire da tali scenari, si effettuerà una valutazione dei benefici economici conseguibili dall'utente finale e dei benefici conseguibili a livello di sistema (in termini ad es. di riduzione dei prezzi dell'energia, delle congestioni di rete, delle emissioni di CO_2, dei consumi di combustibili fossili, ecc.). Infine, si riportano le analisi e le conclusioni relativamente all'impatto delle opzioni tariffarie dinamiche sulle reti di distribuzione.

Copyright Associazione Energy@home

Dynamic Pricing e Smart Metering In Europa e Usa

01

Il sistema più semplice per la tariffazione dell'energia elettrica è quello basato su un prezzo costante, indipendente dall'ora e giorno di consumo; ciò però non incoraggia i clienti a modificare le loro abitudini di consumo, in particolare riducendo i loro prelievi durante i momenti critici per la rete.

Un sistema basato su una tariffazione dinamica (legata al costo reale dell'energia elettrica), consente invece che il prezzo pagato dal cliente si basi sugli effettivi costi di fornitura nel momento in cui avviene il consumo, permettendo al segnale di prezzo di raggiungere il consumatore in maniera corretta.

Le tariffe dinamiche possono essere progettate in vari modi, a seconda degli obiettivi che si vogliono conseguire e della struttura del mercato elettrico. Le categorie più comuni di tariffe dinamiche sono quattro:

1. Time Of Use (TOU)
2. Critical Peak Pricing (CPP)
3. Peak Time Rebate (PTR)
4. Real Time Pricing (RTP)

Ognuna di queste quattro opzioni è descritta con una breve scheda nel paragrafo 1.1 indicando vantaggi e svantaggi di ciascuna.

L'implementazione di una tariffazione dinamica richiede però l'installazione di un'infrastruttura: una misura più complessa che permetta di contabilizzare in maniera separata i consumi nei vari intervalli di tempo. Il terzo pacchetto Energia introdotto con le direttive comunitarie per l'energia elettrica (Direttiva 2009/72/CE) e gas naturale (Direttiva 2009/73/CE), obbliga gli Stati membri a garantire l'attuazione di sistemi di misurazione intelligenti per assicurare vantaggi a lungo termine ai consumatori.

L'allegato I.2 della direttiva 2009/72/CE indica che tale attuazione poteva essere subordinata a una valutazione economica positiva dei costi e dei benefici a lungo termine (analisi costi-benefici - CBA) che doveva essere realizzata entro il 3 settembre 2012.

Per il settore dell'elettricità, l'obiettivo comunitario è di dotare di questi sistemi di misura entro il 2020 almeno l'80% dei consumatori europei valutati positivamente in termini di rapporto costi-benefici.

L'installazione di questi nuovi sistemi di misura ha seguito strade diverse nei paesi Europei e il paragrafo 1.2 mostra lo stato attuale di diffusione degli smart meters in Europa.

La prima fase dello studio ha come obiettivo l'analisi di alcuni paesi chiave in Europa per l'applicazione di tariffe dinamiche per individuare nel caso di esperienze positive le migliori pratiche che hanno portato al successo le nuove opzioni tariffarie. Il paragrafo 1.3 riporta quindi una serie di schede descrittive per i paesi, oggetto dello studio, con informazioni relative alla struttura del mercato elettrico, la diffusione degli smart meters e l'implementazione di tariffe dinamiche. Oltre ai paesi europei sono riportati come

Copyright Associazione Energy@home

esempio anche gli USA che sono il paese pioniere nella sperimentazione e applicazione di sistemi tariffari dinamici.
Infine il paragrafo 1.4 sintetizza le best practices individuate per le diverse opzioni tariffarie.

1.1 Tariffe dinamiche

1.1.1 Tariffe Time-of-Use (TOU)

Le tariffe TOU dividono il giorno in periodi di tempo (fasce orarie) indicando diversi valori tariffari per ciascun periodo. Il prezzo è più elevato durante i periodi di picco e inferiore durante le ore fuori picco, rispecchiando la variazione media dei costi di generazione. In alcuni casi, le tariffe TOU possono avere un periodo di semi-picco o anche due periodi di picco. Questo sistema basato su tariffe "a fascia oraria" permette di correlare la variabilità del prezzo pagato dal cliente a quella dei costi della fornitura ma, allo stesso tempo, rappresenta una forma di tutela per i consumatori che non sono in grado di modificare le proprie abitudini di consumo, perché i segnali di prezzo risultano tanto più smorzati quanto più ampia è la durata temporale degli intervalli.

Vantaggi
La sicurezza sulla variabilità nel tempo dei prezzi dell'energia elettrica permette al cliente di programmare con sufficiente anticipo i propri consumi di energia elettrica, spostandoli nei periodi di tempo in cui la domanda generale di elettricità (e quindi anche i prezzi) sono inferiori: ciò favorisce il livellamento della curva di domanda (il cosiddetto "peak-shaving") ed aumenta l'efficienza del sistema. Queste tariffe hanno un design semplice e sono di facile comprensione per i clienti finali. Inoltre hanno il vantaggio di incoraggiare l'adozione di tecnologie distribuite come i veicoli elettrici: le utility elettriche possono infatti definire fasce orarie dedicate alla ricarica in cui sono offerti prezzi più bassi. Infine non richiedono necessariamente l'implementazione di infrastrutture di misura avanzate, richiedendo comunque strumenti in grado di registrare i consumi nelle diverse fasce orarie.

Svantaggi
Le tariffe TOU non sono realmente «dinamiche», nel senso che non sono sensibili alle variazioni di prezzo effettive del mercato all'ingrosso. Esse sono quindi poco flessibili per gestire eventi problematici nella rete e integrare le fonti rinnovabili non programmabili. Le tariffe TOU non forniscono un forte incentivo alla riduzione del carico nei periodi di picco essendo questi in generale troppo lunghi.

Copyright Associazione Energy@home

1.1.2 Tariffe Critical-Peak-Pricing (CPP)

Con le tariffe CPP i clienti pagano una tariffa costante durante tutte le ore dell'anno tranne durante alcuni giorni «evento» in cui i prezzi all'ingrosso sono più alti o quando la rete elettrica è gravemente stressata. In questi giorni durante i periodi di picco (che possono essere fissi o variabili) il prezzo cresce molto mentre durante le altre ore fuori picco i clienti ricevono uno sconto sul prezzo standard della tariffa per mantenere costante il ricavo dei fornitori. I clienti sono in genere informati di un prossimo "evento critico" con un giorno di anticipo.

Vantaggi
Come le tariffe TOU, anche le CPP sono semplici da capire per i clienti. Esse danno un forte segnale di prezzo e forniscono l'incentivo per forti riduzioni del carico durante le ore di picco. Inoltre, espongono i clienti a prezzi più elevati durante solo un numero limitato di ore durante l'anno.

Svantaggi
L'accettazione di questa tipologia di tariffa è limitata a causa del prezzo relativamente elevato durante i giorni critici. Inoltre, gli utenti considerano le tariffe CPP più invadenti rispetto alle TOU perché sono contattati ogni volta che si presenta un evento critico.

Copyright Associazione Energy@home

1.1.3 Tariffe Real-Time-Pricing (RTP)

Le tariffe RTP sono legate al prezzo orario di mercato dell'energia elettrica e rappresentano quindi la tipologia di tariffa più flessibile per lo spostamento dei consumi da parte dell'utente. A seconda della classe di clienti, i partecipanti possono essere informati sull'andamento dei prezzi orari un'ora prima o il giorno prima. In generale sono principalmente clienti commerciali e industriali che utilizzano questa tipologia di tariffa. Tuttavia, alcune utility energetiche negli Stati Uniti e nell'Unione Europea (paesi nordici e Spagna) offrono tariffe RTP anche per i clienti residenziali.

Vantaggi
Il vantaggio principale delle tariffe RTP è che forniscono la maggiore granularità temporale nel trasmettere segnali di prezzo dinamici e accurati ai clienti che rispondono alle mutevoli condizioni di mercato.

Svantaggi
In generale, senza tecnologie automatizzate, è difficile per i clienti di rispondere ai prezzi su base oraria. La risposta tende infatti a un livello meno granulare.

1.1.4 Tariffe Peak-Time-Rebate (PTR)

Con le tariffe PTR gli utenti sono pagati per ridurre i propri consumi (rispetto a una previsione di baseline) durante alcuni eventi critici. Se i clienti decidono di non partecipare all'evento, semplicemente pagano la tariffa esistente.

Vantaggi
Offrono uno sconto durante gli eventi critici non aumentando le tariffe nelle altre ore, in questo modo la bolletta di un cliente può solo diminuire nel breve periodo. Di conseguenza, le tariffe PTR sono più accettate rispetto alle CPP. Il concetto è anche generalmente di facile comprensione per i clienti. Esse forniscono un incentivo significativo per ridurre la domanda nelle ore di picco, simile alle tariffe CPP.

Svantaggi
Le tariffe PTR richiedono il calcolo di un profilo di consumo baseline per ogni cliente, che è necessario per determinare i singoli sconti da applicare. Mentre nel breve periodo le tariffe PTR sono una proposta «senza perdite» per tutti i partecipanti, a lungo andare, è possibile che le tariffe dovranno aumentare per coprire il costo degli sconti.
Se la previsione del consumo di baseline non è accurata è infatti probabile che l'esborso per lo sconto ai clienti superi le aspettative e richieda un recupero nel lungo termine. Le opzioni tariffarie presentate possono essere offerte anche in combinazione tra loro per usufruire dei relativi vantaggi di ciascuna. Una combinazione che si incontra comunemente è quella TOU-CPP. La suddivisione in periodi di picco e fuori picco della tipologie TOU riflette in maniera adeguata la variazione dei costi dell'energia, mentre la component CPP riflette il costo della capacità durante i picchi stagionali più critici. Questa combinazione offre ai clienti potenzialità maggiori di risparmio, tuttavia la sua complessità richiede un livello di consapevolezza e attenzione supplementare nel cliente per essere efficace e non portare a insoddisfazione. Anche la differenziazione stagionale può essere facilmente integrata nelle diverse opzioni tariffarie.

Copyright Associazione Energy@home

1.2 Diffusione degli smart meters in Europa

L'attività della Commissione Europea per l'implementazione di quanto previsto dalle richiamate direttive europee in tema di smart metering è stata intensa negli ultimi anni. In particolare, nel 2012 la Commissione ha pubblicato delle proprie raccomandazioni "sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti" (Raccomandazione 2012/148/UE) e successivamente nel 2014 ha pubblicato un rapporto sullo stato di implementazione dello smart metering nell'Unione (Rapporto di Benchmarking 356/2014[1]), nel quale si analizzano le caratteristiche, i costi e benefici e le tempistiche di realizzazione dei diversi sistemi di smart metering, sia nei pochi Paesi europei (come in Italia) in cui questi sono

[1] *Commissione europea, Benchmarking report smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity,* COM(2014) 356 final

già in funzione, sia soprattutto nei Paesi europei in cui sono in via di realizzazione a seguito del risultato positivo dell'analisi costi/benefici prevista dall'Allegato 1 alla Direttiva 2009/72/CE.

Il documento della Commissione Europea offre una panoramica dei progressi sul roll-out di smart meters negli Stati membri dell'UE (UE-27) presentando un quadro generale della situazione nel luglio 2013.
Le informazioni specifiche per i paesi oggetto di questo studio sono poi presentate nelle rispettive schede di dettaglio del paragrafo 1.3. I dati presentati e discussi nel documento della Commissione provengono da analisi degli Stati membri in conformità a quanto richiesto dal Terzo Pacchetto Energia.

La Tabella 1.1 mostra l'esito dell'analisi costi-benefici (positivo o negativo) e dei piani di roll-out dei diversi Stati Membri. Per alcuni paesi (ad esempio la Germania), la CBA ha dato esito positivo solo per un gruppo specifico di consumatori comportando quindi un minore tasso di installazione degli smart meters entro il 2020, rispetto al numero totale di punti di misurazione disponibili.

Copyright Associazione Energy@home

Tabella 1.1
Esito CBA e roll-out smart meters nei paesi EU27
(Fonte: Commissione europea - Rapporto di Benchmarking 356/2014)

ELECTRICITY			
COUNTRY	Wide-scale roll-out (at least 80% of consumers by 2020)	CBA conducted	Outcome of the CBA for a wides scale roll-out (at least 80% of consumers by 2020)
Austria	Yes	Yes	Positive
Belgium	No	Yes	Negative/Inconclusive
Bulgaria	No decision yet	N.A	Not available
Cyprus	No decision yet	In progress	Not available
Czech Republic	No	Yes	Negative
Denmark	Yes	Yes	Positive
Estonia	Yes	Yes	Positive
Finland	Yes	Yes	Positive
France	Yes	Yes	Positive
Germany	Selective	Yes	Negative
Greece	Yes	Yes	Positive
Hungary	No decision yet	In progress	Not available
Ireland	Yes	Yes	Positive
Italy	Yes	N.A	Not available
Latvia	Selective	Yes	Negative
Lithuania	No	Yes	Negative
Luxemburourg	Yes	Yes	Positive
Malta	Yes	No	Not available
Netherlands	Yes	Yes	Positive
Poland	Yes - Official Decision Pending	Yes	Positive
Portugal	No	Yes	Inconclusive
Romania	Yes - Official Decision Pending	Yes	Positive
Slovak Republic	Selective	Yes	Negative
Slovenia	No decision yet	In progerss	Not available
Spain	Yes	No	Not available
Sweden	Yes	Yes	Positive
United Kingdom - GB	Yes	Yes	Positive

Dalla Tabella 1.1 si nota che sedici Stati Membri (Austria, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Spagna, Svezia e Regno Unito) hanno deciso a favore del roll-out su larga scala degli smart meters entro il 2020 o anche prima. La Tabella 1.2 riporta il tasso di diffusione atteso degli smart meters in questi sedici paesi mostrando anche la proiezione in termini di dispositivi installati.

Tabella 1.2
Paesi che hanno deciso a favore del roll-out su vasta scala degli smart meters entro il 2020 (Fonte: Commissione europea - Rapporto di Benchmarking 356/2014)

Large-scale roll-out (at least 80% of consumers by 2020)	Metering points in the Counttry by 2020	Expected Diffusion rate by 2020	Total Number of smart Metering Points to be installed up to 2020
Austria	5700000	95%	5415000
Denmark	3280000	100%	3280000
Estonia	709000	100%	709000
Finland	3300000	100%	3300000
France	35000000	95%	33250000
Greece	7000000	80%	5600000
Ireland	2200000	100%	2200000
Italy	36700000	99%	36333000
Luxembourg	260000	95%	247000
Malta	260000	100%	260000
Netherlands	7600000	100%	7600000
Poland	16500000	80%	13200000
Romania	9000000	80%	72000000
Spain	27768528	100%	27768528
Sweden	5200000	100%	5200000
United Kingdom - GB	3199200	99,5%	31832040
Total	**192469258**	**95,3%**	**183394298**

Copyright Associazione Energy@home

Alcuni paesi, come l'Italia, hanno deciso di andare avanti con il roll-out senza aspettare l'esito di una CBA ufficiale. In Italia il piano di roll-out è stato attuato volontariamente dal principale DSO italiano (ENEL Distribuzione), sulla base dei risultati di un'analisi interna, prima che l'Autorità Regolatoria Italiana (AEEGSI[2]) decidesse di mettere in atto ufficialmente il piano nel 2006 (il programma di roll-out Enel è iniziato nel 2001).
Dopo un'ampia consultazione pubblica, e un approfondito dialogo aperto con le società di distribuzione e produttori di smart meters, l'Autorità italiana ha emesso una decisione a fine 2006 che ha introdotto l'obbligo di adozione dei contatori intelligenti per tutti i DSO italiani entro il 2011[3].
Con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102/2014 (di seguito: decreto legislativo 102/2014) è stata recepita nell'ordinamento nazionale la Direttiva 27/2012/UE in tema di efficienza energetica.
Il decreto introduce anche il tema della sostituzione dei misuratori esistenti con una seconda generazione (2G). Il documento di consultazione 416/2015/R/EEL pubblicato dall'AEEGSI nel mese di Agosto 2015 contiene gli orientamenti per la determinazione delle specifiche funzionali minime per la seconda generazione di contatori. Per ulteriori dettagli tecnici si rimanda al successivo paragrafo 2.1.

[2] Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (AEEGSI)

[3] Piano di investimenti per la diffusione dei misuratori elettronici di prima generazione (1G) previsto dalla deliberazione del 18 dicembre 2006, 292/06 (deliberazione 292/06).

Per sette Stati membri (Belgio, Repubblica Ceca, Germania, Lettonia, Lituania, Portogallo, Slovacchia) l'analisi costi-benefici ha invece mostrato esiti negativi o inconcludenti per il roll-out su grande scala (almeno l'80% dei consumatori entro il 2020). Il Belgio, la Lituania e la Repubblica Ceca hanno deciso per il momento di non procedere con una vasta diffusione dei contatori intelligenti. Il Portogallo ha riferito che l'analisi costi-benefici è stata inconcludente e deve essere rivalutata in futuro. Per la Germania, la Lettonia e la Slovacchia, il risultato della CBA è stato negativo per un roll-out su vasta scala, ma economicamente giustificato per classi specifiche di utenti. La Tabella 1.3 riporta il tasso di diffusione atteso degli smart meters in questi sette paesi mostrando anche la proiezione in termini di dispositivi installati.

Tabella 1.3

Paesi che non hanno deciso a favore del roll-out su vasta scala degli smart meters entro il 2020 (Fonte: Commissione europea - Rapporto di Benchmarking 356/2014)

Large-scale roll-out (at least 80% of consumers by 2020)	Metering points in the Counttry by 2020	Expected diffusion rate by 2020 %	Total Number of smart Metering Points to be installed up to 2020
Beligium	5975000	NA	NA
Czech Republic	5700000	1.0%	57000
Germany	47900000	23.0%	11017000
Latvia	1086009	23.0%	250495
Lithuania	1000000	NA	NA
Portugal	6500000	NA	NA
Slovak Republic	2625000	23.0%	603750
Total	**71389109**	**16,7%**	**11928245**

I risultati della CBA dei rimanenti quattro paesi dell'UE-27 (Bulgaria, Cipro, Ungheria e Slovenia) non erano ancora disponibili al momento della pubblicazione del documento nel 2014.

Complessivamente, secondo le stime della Commissione Europea, il piano di roll-out europeo prevede l'installazione di circa 195 milioni di contatori intelligenti entro il 2020 per l'energia elettrica (circa il 72% dei consumatori europei considerando l'UE-27) e un investimento cumulato di € 35 miliardi di euro.

Copyright Associazione Energy@home

1.3 Schede di dettaglio dei paesi europei oggetto dello studio

1.3.1 Regno Unito

Modello di mercato e dati statistici

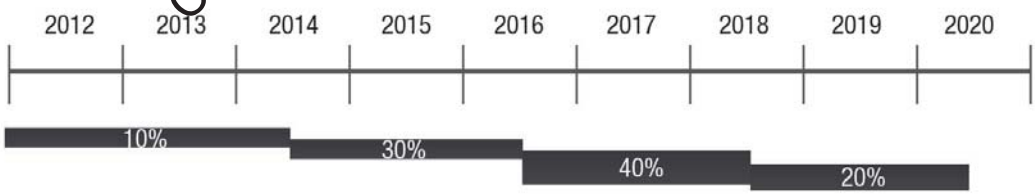
Il primo approccio alla liberalizzazione del mercato elettrico in Europa è stato il modello del Regno Unito. La riforma del mercato elettrico britannico è considerata come l'esempio che tutti i paesi europei dovrebbero seguire per raggiungere la piena liberalizzazione e questo modello è stato infatti l'ispirazione alla base delle direttive della Commissione Europea. Il mercato è stato aperto e ristrutturato con gli Energy Acts del 1983 e 1989, precedendo quindi la prima direttiva europea 96/92/CE del 1996. Il mercato retail dell'energia elettrica è stato completamente liberalizzato nel 1999. Secondo i dati di monitoraggio del 2010 di EURELECTRIC, nel Regno Unito ci sono 7 DSO che distribuiscono 326 TWh di energia elettrica.

Risultati della CBA,
piano di diffusione degli smart meters e attività di metering

La CBA condotta in Gran Bretagna ha dato esiti positivi relativi al piano di diffusione su vasta scala degli smart meters. La Figura 1.1 mostra il dettaglio temporale del piano di sostituzione dei tradizionali contatori con gli smart meters.

Copyright Associazione Energy@home

Figura 1.1
Piano temporale di installazione degli smart meters nel Regno Unito
(Fonte: Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014)



L'attività di misura nel Regno Unito è competitiva e il fornitore è il proprietario e responsabile per l'installazione degli smart meters. Il ruolo di responsabile per la concessione dell'accesso ai dati di misura è dato a un hub centrale. La DCC (Data Communications Company) è la società incaricata dal regolatore OFGEM di gestire i dati e le infrastrutture di comunicazione per supportare la diffusione dei contatori intelligenti dell'elettricità e del gas per abitazioni e piccole imprese nel Regno Unito.
La Tabella 1.4 riporta la sintesi del piano di roll-out degli smart meters nel Regno Unito e delle caratteristiche dell'attività di metering.

Tabella 1.4
Mercato metering UK-GB (Fonte: Commissione europea - Rapporto di Benchmarking 356/2014)

UK-GB	
Attività di meeting	Competitiva
Strategia di diffusione degli smart meters	Obbligatoria
Responsabile dell'installazione e gestione degli smart meters	Fornitore
Responsabile dell'accesso ai dati di misura	Central Hub
Spesa per il finanziamento dell'installazione degli smart meters	Sostenuta dai fornitori

Copyright Associazione Energy@home

Opzioni tariffarie dinamiche nel Regno Unito

La sperimentazione di tariffe varianti nel tempo nel Regno Unito è partita già dagli anni 70 con l'introduzione nel 1979 della tariffa "economy 7". Con questa tariffa l'energia elettrica che si usa durante sette ore notturne costa meno dell'energia elettrica che si utilizza durante il giorno.
Il periodo è di 7 ore per tutto il Regno Unito, cambia però l'ora di inizio e fine del periodo notturno in base alla posizione geografica.

Una variante alla tariffa "Economy 7" è la tariffa "Economy 10" creata nel 2004 con lo l'obiettivo di agevolare gli utenti che utilizzano sistemi di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria elettrici. Con questa opzione tariffaria oltre alle 7 ore notturne si aggiungono tre ore di tariffa scontata anche nel pomeriggio. Entrambe queste opzioni sono classiche TOU statiche come la tariffa bioraria attualmente in uso in Italia, più interessante invece è stata la sperimentazione nel 2013 nel Regno Unito di un'opzione tariffaria TOU dinamica

Il progetto guidato da Low Carbon London ha visto la sperimentazione di una tariffa TOU contenente tre diverse fasce di prezzo, volutamente scelte per avere un forte contrasto tra prezzi alti e bassi, progettando però la tariffa in modo che un consumatore medio non avrebbe avuto variazioni nel costo della propria bolletta, mantenendo il proprio profilo di consumo standard, rispetto alla tariffa «flat».

I valori delle bande di prezzo erano:
- Prezzo elevato: 67,20 pence / kWh
- Prezzo medio: 11,76 pence / kWh
- Prezzo basso: 3,99 pence / kWh

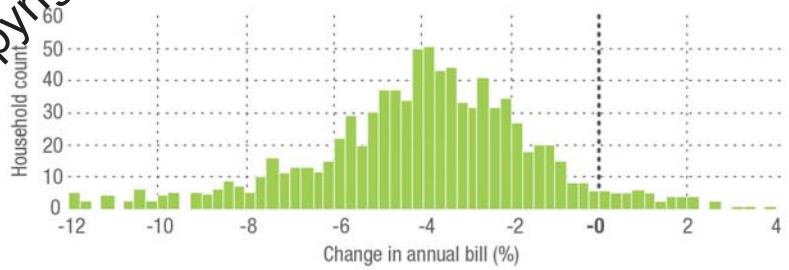
La tariffa standard del gruppo non TOU era 14,23 pence / kWh.
Il prezzo medio di circa 12 pence/kWh è stato utilizzato come una tariffa di base mentre i prezzi alto e basso sono stati utilizzati per generare eventi di prova di due tipi distinti, adattati a specifici casi d'uso:

• Constraint Management (CM): questi eventi sono mirati a misurare il potenziale di risposta dei consumatori per alleviare congestioni sulla rete, rinviando in tal modo l'espansione della rete e aumentando l'utilizzo delle risorse a disposizione. Al fine di incentivare la maggior riduzione possibile della domanda durante il periodo di picco, il prezzo elevato nelle ore di punta è stato combinato con un prezzo basso per la durata residua di quel giorno. Sono stati sperimentati sia giorni singoli che consecutivi fino a tre.

• Supply Following (SF): questi eventi sondano la risposta dei consumatori a semplici segnali di prezzo alti o bassi di durata variabile. L'obiettivo di questi eventi è stato quello di quantificare il potenziale di risposta per aiutare il bilanciamento tra offerta e domanda. In particolare avevano lo scopo di adattare la domanda alla generazione delle fonti rinnovabili intermittenti. Anche per questa tipologia sono stati sperimentati più eventi.
Risultati del sistema tariffario: in termini di risparmi in bolletta gli utenti appartenenti al gruppo con tariffa TOU hanno conseguito risparmi medi nell'ordine del 4% annuo come riportato in Figura 1.2.

Copyright Associazione Energy@home

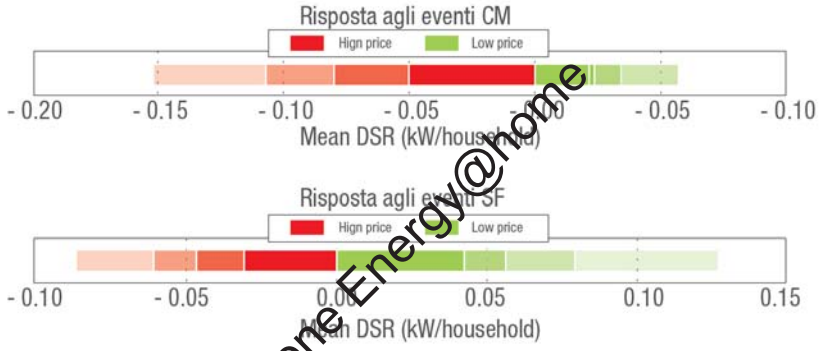
Figura 1.2
Risparmio economico conseguito dagli utenti (Fonte: Low Carbon London, Report A3 - "Residential consumer responsiveness to time varying pricing", 2014)



Actual saving	Min - Max	Mean	Median	% saving (mean)
Compared to standard variable flat tariff	£ 40.21 loss £ 147.70 saving	£ 21	£ 16	4.31%

In termini di gestione della domanda la Figura 1.3 mostra la risposta degli utenti agli eventi di Constraint Management e Supply Following.
Per la prima tipologia di eventi la risposta degli utenti è stata maggiore nel caso di un segnale di prezzo alto mentre per la seconda tipologia la risposta è stata maggiore rispetto ai segnali di prezzo basso.

Figura 1.4
Mercato metering UK-GB (Fonte: Commissione europea - Rapporto di Benchmarking 356/2014)



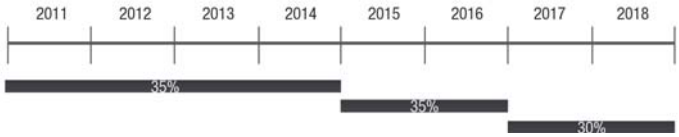
1.3.2 Spagna

Modello di mercato e dati statistici
La Spagna ha adottato un modello di mercato liberalizzato per l'energia elettrica e il gas dal 1° gennaio 2003. Secondo i dati di monitoraggio del 2010 di EURELECTRIC, In Spagna ci sono 349 DSO che distribuiscono 239 TWh di energia elettrica. Di questi, solo tre sono responsabili per oltre il 90% dell'energia distribuita e oltre l'80% delle forniture di vendita al dettaglio. Tuttavia, va sottolineato che la separazione giuridica e funzionale è pienamente attuata tra le attività di distribuzione e di fornitura.

Risultati della CBA, piano di diffusione degli smart meters e attività di metering
La Spagna non ha effettuato una CBA ufficiale come richiesto dalla Commissione Europea, tuttavia, il paese ha deciso di procedere con un completo roll-out degli smart meters con il Regio Decreto 1634/2006 che indicava che entro il 1° luglio 2007 il regolatore spagnolo avrebbe dovuto elaborare un piano di sostituzione per tutti i contatori domestici spagnoli con contratto di potenza inferiore a 15 kW. Nel 2008, il governo ha approvato il piano di sostituzione di tutti i contatori elettromeccanici residenziali (fino a 15 kW di potenza contrattuale) con i nuovi contatori elettronici intelligenti entro la fine del 2018. La Figura 1.4 mostra il dettaglio temporale del piano di sostituzione dei tradizionali contatori con gli smart meters.

Copyright Associazione Energy@home

Figura 1.4
Piano temporale di installazione degli smart meters in Spagna
(Fonte: Commissione europea - Rapporto di Benchmarking 356/2014)



L'attività di misura in Spagna è regolata e i distributori sono i proprietari e responsabili per l'installazione degli smart meters presso gli utenti finali. La Tabella 1.5 riporta la sintesi del piano di roll-out degli smart meters in Spagna e delle caratteristiche dell'attività di metering.

Tabella 1.5
Mercato metering in Spagna
(Fonte: Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014)

Spagna	
Attività di metering	Regolata
Strategia di diffussione	Obbligatoria
Responsabile dell'installazione e gestione degli smart meters	DSO
Responsabile dell'accesso ai dati di misura	DSO
Spesa per il finanziamento dell'installazione degli smart meters	Consumatori - bolletta elettrica

Copyright Associazione Energy@home

Opzioni tariffarie dinamiche in Spagna

In Spagna i clienti domestici hanno la possibilità di optare per tariffe regolamentate dall'autorità spagnola CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) o tariffe offerte sul mercato libero. La tariffa di ultima istanza o TUR (tarifa de último recurso) è una tariffa elettrica regolamentata destinata ai clienti con potenza contrattuale inferiore a 10 kW. Questa tariffa è imposta automaticamente per tutti i clienti che non hanno deciso di passare al mercato libero.

Sia per i clienti tutelati sia per quelli passati al mercato libero esiste la possibilità di scegliere una tariffazione di tipo flat o a discriminazione oraria. Quest'ultima è una classica TOU che divide il giorno in due periodi temporali distinguendo tra periodi di picco (10 ore) e periodi fuori picco (14 ore). Come già riportato nel paragrafo 1.1 una possibile complicazione delle tariffe TOU è la differenziazione stagionale. In Spagna, come mostrato in Figura 1.5, la lunghezza dei periodi è costante durante l'anno, cambiano però l'ora di inizio e fine di ogni periodo tra inverno ed estate.

Figura 1.5
Differenziazione stagionale dei periodi delle tariffe TOU in Spagna
(Fonte: http://tarifasgasluz.com)

Esiste inoltre un opzione tariffaria denominata “supervalle” che introduce un terzo periodo, nelle ore notturne dall’una alle sette del mattino, con un ulteriore sconto sul prezzo dell’energia elettrica per favorire la ricarica dei veicoli elettrici. Questa tariffa speciale è stata stabilita dal Decreto Reale no. 647/2011. Questo sconto nelle ore notturne è compensato da una crescita del costo dell’energia nelle ore immediatamente successive nella mattina.

La legge 24/2013 del settore energetico e il Regio Decreto 216/2014 hanno modificato il regime delle tariffe regolate introducendo il cosiddetto “prezzo volontario per i piccoli consumatori” (noto con l’acronimo in spagnolo: PVPC) per i consumatori sotto 10 kW. A partire dal 1 gennaio 2014, la tariffa di ultima istanza scompare. In base a questa nuova normativa, a partire dal 1 aprile 2014, le tariffe di ultima istanza restano disponibili solo per i seguenti tipi di consumatori:
• i consumatori cosiddetti “vulnerabili” per i quali esiste una tariffa regolata inferiore del 25% rispetto al PVPC;
• i consumatori che non hanno il diritto di essere forniti con il PVPC e che non hanno un contratto di fornitura del mercato libero in vigore. In questo caso, la tariffa è del 20% superiore al PVPC.

Con il nuovo sistema PVPC i consumatori ricevono una tariffazione RTP oraria in base ai risultati del mercato elettrico spagnolo. Il nuovo sistema è partito nel mese di Luglio 2015 introducendo l’obbligo per i distributori di elettricità di raccogliere giornalmente i dati orari relativi ai consumi di ciascun cliente. Si prevede che l’entrata a regime del nuovo sistema di fatturazione sia completata entro il 1 ottobre 2015 per tutti i piccoli consumatori. In Spagna questi sono ad oggi poco più di un terzo del totale, circa 10 milioni. Nelle previsioni ufficiali del governo spagnolo questo sistema potrà affermarsi in pieno solo a partire dal 2018, quando tutti i 28 milioni di clienti elettrici iberici con potenza contrattuale entro i 15 kW saranno dotati, nelle intenzioni del governo e dei gestori, degli smart meters.

Copyright Associazione Energy@home

1.3.3 Francia

Modello di mercato e dati statistici
Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico francese può essere considerato come l’opposto del modello britannico. La Francia è stata uno degli ultimi paesi europei ad avviare la riforma del settore elettrico, a partire dagli anni 2000, quando è stata approvata una legge per recepire la direttiva del ‘96. Di conseguenza, questa riforma non ha prodotto grandi cambiamenti nel mercato elettrico francese, da sempre caratterizzato inoltre da un forte intervento dello Stato, con una impresa con un potere di mercato enorme, EDF (Electricité de France), con oltre il 90% della quota di generazione. La Francia ha iniziato a privatizzare l’utility elettrica nazionale il 29 giugno 2004, incontrando una forte opposizione da parte della società EDF; l’obiettivo era quello di aprire a investitori privati una quota pari al 30% del mercato (il livello più basso previsto dalla direttiva).
Il processo di liberalizzazione gestito dall’autorità di regolamentazione in-

dipendente, CRE (Commission de Regulation de l'Electricite), comprendeva anche l'unbundling dei settori di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e la creazione di una piattaforma di mercato per l'energia elettrica (Powernext) entro la fine del 2001 e la possibilità per il consumatore di scegliere il rivenditore di energia elettrica. Tuttavia, il regime di unbundling approvato consiste solo in una forma di separazione contabile tra la trasmissione e la generazione, mantenendo essenzialmente l'integrazione verticale del settore elettrico. Nonostante tutti i piccoli cambiamenti introdotti, il livello di concentrazione del mercato è ancora molto alto, con un modello nazionale di energia tra cui un forte intervento dello Stato e delle tariffe regolati dallo Stato, rendendo la Francia la "pecora nera" del processo di liberalizzazione. Secondo i dati di monitoraggio del 2010 di EURELECTRIC, in Francia ci sono 158 DSO che distribuiscono 384 TWh di energia elettrica.

Risultati della CBA, piano di diffusione degli smart meters e attività di metering

In Francia è stata effettuata una CBA ufficiale per la definizione del piano di roll-out degli smart meters. Il regolatore francese ha considerato due scenari nella sua valutazione, con ipotesi diverse relative alle prospettive di crescita delle tariffe dell'energia elettrica:

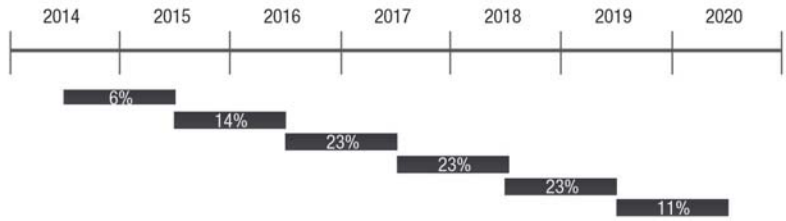
• Scenario 1: aumento medio annuo delle tariffe elettriche del 2,3% dal 2010 al 2020 e dell'1,1% dopo il 2020;

• Scenario 2: aumento medio annuo delle tariffe elettriche del 5,75% dal 2010 al 2020 e dell'1,8% dopo il 2020.

I risultati della CBA sono stati neutri per il primo scenario e positivi per il secondo. La valutazione economica del progetto si è concentrato sui costi e sui benefici per il distributore ERDF responsabile del roll-out. A seguito di questa valutazione il regolatore ha dato la sua raccomandazione di procedere con un esteso roll-out nazionale. La Figura 1.6 mostra il dettaglio temporale del piano di sostituzione dei tradizionali contatori con gli smart meters in Francia.

Copyright Associazione Energy@Home

Figura 1.6
Piano temporale di installazione degli smart meters in Francia
(Fonte: Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014)



L'attività di misura in Francia è regolata e i distributori sono i proprietari e responsabili per l'installazione degli smart meters presso gli utenti finali. La Tabella 1.6 riporta la sintesi del piano di roll-out degli smart meters in Francia e delle caratteristiche dell'attività di metering.

Tabella 1.6
Mercato metering in Francia
(Fonte: Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014)

Francia	
Attività di metering	Regolata
Strategia di diffussione	Obbligatoria
Responsabile dell'installazione e gestione degli smart meters	DSO
Responsabile dell'accesso ai dati di misura	DSO
Spesa per il finanziamento dell'installazione degli smart meters	N.D.

Opzioni tariffarie dinamiche in Francia

Il sistema elettrico francese è caratterizzato da picchi di consumo molto alti che sono continuamente aumentati negli ultimi 40 anni.
Questa situazione comporta ulteriori investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione e negli impianti di produzione. In questo contesto, la Francia ha istituito e sperimentato tariffe dinamiche che incoraggino i consumatori a ridurre il loro consumo durante i periodi di forte domanda già a partire dagli anni 80.

Le tariffe «Tempo» sono state testate dall'utility francese EDF a partire dal 1989 e poi offerte ai clienti residenziali dal 1995. Questa struttura è di tipo TOU accoppiato con una struttura di prezzi CPP.
Il sistema tariffario è composto da sei livelli di prezzo, che dividono l'anno in tre tipi di giorni e ogni giorno in due periodi. Il numero di giorni di ciascun tipo è noto in anticipo, ma il tipo di qualsiasi giorno è annunciato solo alla fine del giorno precedente.
Il prezzo/kWh dipende dalla tipologia di giorno dell'anno. Per ogni giorno è assegnato uno dei tre "colori" seguenti:

• Rosso: sono i giorni più costosi e meno comuni. Nel corso di un anno, 22 giorni saranno rossi, tutti compresi nel periodo da novembre a marzo. Solo i giorni feriali possono essere definiti come "rossi" - sabati, domeniche e giorni festivi non sono mai "rossi".
• Bianco: ci sono 43 giorni bianchi nel corso di un anno, soprattutto tra ottobre e maggio, con livelli di prezzo medi.
• Blu: sono i giorni meno costosi e più comuni. Ci sono 300 giorni "blu" ogni anno. Tutte le domeniche sono giorni blu.
Il colore di ogni giorno è annunciato la sera prima entro le 17:30. I clienti possono trovare il colore utilizzando diversi metodi: controllare il sito EDF, ricevere un e-mail o un messaggio di testo, o utilizzando un display speciale che può essere collegato a qualsiasi presa di corrente.

Copyright Associazione Energy@home

Risultati del sistema tariffario
Nei giorni «bianchi» i consumatori hanno realizzato mediamente una riduzione dei consumi del 15% rispetto ai giorni «blu».
Questo risparmio cresce al 45% nei giorni «rossi». La delibera del 25 Luglio 2013 dell'Autorità Francese (CRE) indica che il passaggio di un cliente dalla tariffa base all'opzione TEMPO porta a una riduzione dei costi della bolletta di circa il 7% per il passaggio da un tariffa di tipo flat all'opzione TOU-CPP, limitato al 5% per il passaggio da una opzione TOU all'opzione TOU-CPP.

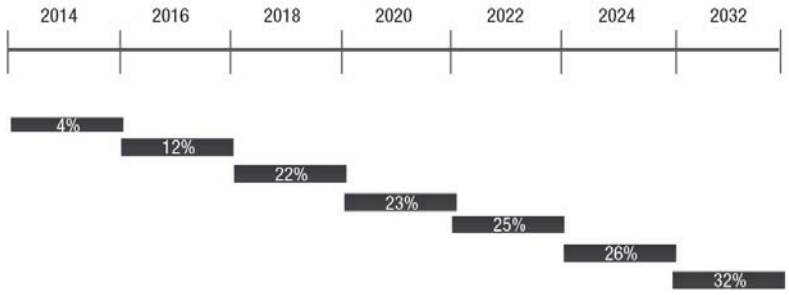
1.3.4 Germania

Copyright Associazione Energy@home

Modello di mercato e dati statistici
Il mercato elettrico nazionale della Germania è stato completamente liberalizzato nel 1998 (Energy Industry Act). Prima della liberalizzazione ogni area era servita da un unico fornitore (ad esempio, l'utility locale) che operava in condizioni di mercato quasi monopolistiche. Secondo i dati di monitoraggio del 2010 di EURELECTRIC, in Germania ci sono 896 DSO che distribuiscono 511 TWh di energia elettrica.

Risultati della CBA, piano di diffusione degli smart meters e attività di metering
I risultati dell'analisi costi-benefici (CBA) condotta in Germania hanno mostrato che nel caso di un'estesa diffusione degli smart meters (almeno l'80% di tutti i consumatori entro il 2020 come richiesto dalla UE) i costi dei sistemi di misurazione intelligenti per gli utenti finali con bassi livelli di consumo annuo sarebbero stati di gran lunga superiori al risparmio medio conseguibile. L'analisi incoraggia invece l'utilizzo di contatori intelligenti per consumatori con un consumo annuo di energia elettrica superiore ai 6000 kWh. Per questo motivo, in Germania, il piano di sostituzione dei tradizionali contatori con gli smart meters si limita a circa il 30% come mostrato in Figura 1.7.

Figura 1.7
Piano temporale di installazione degli smart meters in Germania
(Fonte: Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014)



L'attività di misura in Germania è competitiva, il distributore è il proprietario e responsabile per l'installazione degli smart meters, tuttavia, il consumatore ha diritto alla possibilità di scelta di un soggetto terzo come operatore di metering. La Tabella 1.7 riporta la sintesi del piano di roll-out degli smart meters in Germania e delle caratteristiche dell'attività di metering.

Tabella 1.7
Mercato metering in Germania
(Fonte: Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014)

Germania	
Attività di metering	Competitiva
Strategia di diffussione	N.D
Responsabile dell'installazione e gestione degli smart meters	Operatore metering (può essere il DSO)
Responsabile dell'accesso ai dati di misura	Operatore metering (può essere il DSO)
Spesa per il finanziamento dell'installazione degli smart meters	N.D

Opzioni tariffarie dinamiche in Germania

In Germania non esiste al momento un piano nazionale di diffusione degli smart meters in quanto l'analisi costi-benefici ha dato indicazioni negative per una diffusione su larga scala. L'installazione dei nuovi misuratori e la fornitura di regimi tariffari dinamici è quindi definita dalle singole utility energetiche. Si segnala come esempio la Stadtwerke Bielefeld che, come rivenditore locale di energia, offre una tariffa elettrica TOU costituita da quattro livelli di prezzo chiamata "EnerBest Strom Smart". Il target sono i clienti residenziali e le piccole imprese. Questo prodotto è strutturato come mostra la tabella 1.8.

I giorni feriali sono caratterizzati da quattro livelli di prezzo:
- Fascia notturna dalle 22:15 alle 06:15
- Fascia dalle 06:15 alle 11:30 e dalle 17:00 alle 19:00
- Singola ora di picco dalle 11:30 alle 12:30
- Fascia dalle 12:30 alle 17:00 e dalle 19:00 alle 22:15

Il sabato e i giorni festivi sono invece caratterizzati da due livelli di prezzo:
- Fascia notturna dalle 22:15 alle 06:15
- Fascia giornaliera dalle 06:15 alle 22:15

Secondo l'utility in condizioni favorevoli è possibile conseguire un risparmio annuo fino a 150 € all'anno adottando questo schema tariffario (un risparmio pari circa il 10% per un utente che consumi tra i 5000 e i 7000 kWh/anno).

Copyright Associazione Energy@home

Tabella 1.8
Valori della tariffa elettrica nelle quattro fasce per un utente domestico che consuma fino a 7000 kWh all'anno (valori a partire dal 1 gennaio 2015)
(Fonte: Stadtwerke Bielefeld https://www.stadtwerke-bielefeld.de/)

				brutto	netto
1.1	Grundpreis (inkl. Mess-und Werrechnungspreis)			140,37 € / Jahr	117,96 € / Jahr
1.2	Arbeitspreise				
		Werktag Mo - Fr	Wochenende Sa - So		
	Nt - Zeit (AP-1)	22:15 bis 06:15 Uhr	22:15 bis 06:15 Uhr	21,10 ct/kWh	17,73 ct/kWh
	Ht - Zeit (AP-2)	06:15 bis 11:30 Uhr - 17:00 bis 19:00 Uhr		28,31 ct/kWh	23,79 ct/kWh
	Ht - Zeit (AP-3)	11:30 bis 12:30 Uhr		32,00 ct/kWh	26,89 ct/kWh
	Ht - Zeit (AP-4)	12:30 bis 17:00 Uhr - 19:00 bis 22:15 Uh	06:15 bis 22:15 Uhr	25,45 ct/kWh	21,39 ct/kWh

1.3.5 Finlandia

Modello di mercato e dati statistici

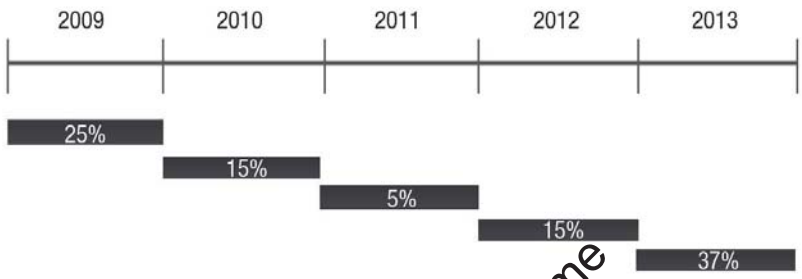
Il mercato elettrico della Finlandia è stato gradualmente aperto alla concorrenza, dopo l'approvazione della legge sul mercato dell'elettricità (386/1995) nel 1995. Dalla fine del 1998, tutti gli utenti di energia elettrica, compresi privati, sono stati in grado di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica preferito. Lo scopo della riforma del mercato elettrico è stato quello di aumentare l'efficienza delle operazioni e di integrare il mercato elettrico della Finlandia nel mercato nordico scandinavo. Secondo i dati di monitoraggio del 2010 di EURELECTRIC, in Finlandia ci sono 85 DSO che distribuiscono 60 TWh di energia elettrica.

Copyright Associazione Energy@home

Diffusione degli smart meters

Una analisi economica è stata condotta nel 2008 concentrandosi principalmente sul potenziale dell'elasticità della domanda, piuttosto che sulla valutazione dei costi e benefici economici del roll-out di contatori intelligenti. L'industria finlandese aveva volontariamente avviato una diffusa campagna di installazione di smart meters già nei primi anni del 2000. Il governo finlandese ha seguito le indicazioni europee e definito un programma obbligatorio di installazione degli smart meters per una copertura dell'80% entro il 2014. Alla fine del 2013 è stata raggiunta la quota del 97% di penetrazione degli smart meters come mostrato in Figura 1.8.

Figura 1.8
Piano temporale di installazione degli smart meters in Finlandia
(Fonte: Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014)



L'attività di misura in Finlandia è regolata dall'autorità competente e i distributori sono i proprietari e responsabili per l'installazione degli smart meters presso gli utenti. La Tabella 1.9 riporta la sintesi del piano di roll-out degli smart meters in Finlandia e delle caratteristiche dell'attività di metering.

Tabella 1.9
Mercato metering in Finlandia
(Fonte: Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014)

Finlandia	
Attività di metering	Regolata
Strategia di diffusione	Obbligatoria
Responsabile dell'installazione e gestione degli smart meters	DSO
Responsabile dell'accesso ai dati di misura	DSO
Spese per il finanziamento dell'installazione degli smart meters	Consumatori - Bolletta

Copyright Associazione Energy@home

Opzioni tariffarie dinamiche in Finlandia

In Finlandia i clienti residenziali possono scegliere tra tariffe TOU con prezzo variabile in base alla stagione o giorno e notte, tariffe a prezzo fisso e contratti RTP basati sui risultati del mercato elettrico. La diffusione delle tre tipologie di contratto è 80%, 16% e 4% rispettivamente. Fino alla decisione della Spagna di introdurre a partire da luglio 2015 una tariffazione di tipo RTP, i paesi nordici tra cui la Finlandia erano gli unici ad offrire ad utenti residenziali in Europa una tariffazione oraria.

A differenza della Spagna dove il sistema è ancora nelle fasi di avvio, in Finlandia il sistema tariffario è già abbastanza maturo e viene proposto da alcune utility accoppiato a soluzioni tecnologiche che automatizzano la risposta del cliente. Come già anticipato precedentemente, infatti, le soluzioni di tipo RTP sono più efficaci se accoppiate a tecnologie abilitanti, perché in caso contrario la risposta dell'utente non sarà mai in grado di seguire la granularità oraria. Come esempio interessante si riporta il caso della società energetica «Nordic Fortum» che ha lanciato sul mercato finlandese un sistema di gestione della domanda per i consumatori

nel mese di ottobre 2012. Il sistema consiste nel controllo automatico dell'impianto di riscaldamento elettrico per utilizzare le ore più convenienti del mercato spot dell'energia elettrica. Il pacchetto base è costituito da un sistema di controllo e di un contratto di energia elettrica RTP. Il sistema di controllo acquisisce automaticamente i prezzi del mercato NordPool correnti. Sulla base di questi dati e altri parametri specifici di area, il sistema calcola le ore ottimali e controlla il riscaldamento della caldaia di conseguenza. In linea di principio, il sistema non richiede nessuna interazione da parte dell'utente. Il sistema include anche un'interfaccia che consente il monitoraggio del consumo di elettricità e le notifiche di prezzo attraverso una connessione internet. La tariffa RTP è basata sulla tariffa oraria del mercato NordPool. La tariffa oraria comprende il prezzo all'ingrosso oltre a una commissione di 0,3 c€/kWh. Inoltre è previsto un contributo mensile di 4 €/mese. I prezzi sono comprensivi di IVA al 24%.

I vantaggi del servizio

Il sistema offre un modo semplicissimo per risparmiare sui costi energetici, ma anche la possibilità di monitorare il consumo di energia delle famiglie. Il sistema promette di conseguire risparmi nel range del 15% utilizzando l'energia nelle ore più convenienti. Inoltre, il sistema può portare risparmi energetici ottimizzando il riscaldamento della caldaia rispetto alla necessità di riscaldamento della casa e quindi evitando il surriscaldamento.

Risultati raggiunti.

I costi monetari e benefici del sistema possono essere stimati come segue. Il prezzo del sistema è di circa 500 €, l'installazione costa circa 200 € ed è previsto un canone mensile di 10 €. Se si assume un risparmio del 15%, il risparmio monetario annuo è nel range di 300-500 €, in una tipica casa unifamiliare con boiler elettrico, con conseguente **tempo di ritorno dell'investimento in circa 2 anni.**

Copyright Associazione Energy@home

1.3.6 USA

In questo studio il focus è Europeo ma gli USA sono il paese pioniere nella sperimentazione di tariffe dinamiche e già alla fine degli anni '70 e inizio '80 una prima ondata di esperimenti era stata approvata dalla Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Tali esperimenti erano focalizzati sul misurare la risposta dei clienti a semplici variazioni del prezzo all'interno del giorno e/o della stagione.

I risultati erano confortanti: i clienti rispondevano a prezzi più elevati durante il periodo di picco, riducendo l'utilizzo dell'energia e spostando i consumi nei periodi meno costosi. Tuttavia, nonostante gli incoraggianti risultati ottenuti, la sperimentazione di nuove tariffe dinamiche perse interesse nel tempo per tre ragioni principali.

1. in primo luogo, l'elevato costo dell'aumento della numerosità delle misure;
2. in secondo luogo, i periodi di punta che erano stati offerti in queste sperimentazioni erano ritenuti troppo ampi per essere accettati del cliente;
3. in terzo luogo, le utility non commercializzavano i programmi in modo efficace (la maggior parte dei clienti non sapeva nemmeno dell'esistenza di queste nuove tariffe).

La crisi energetica della California del 2000-2001 ha riacceso l'interesse nella sperimentazione delle tariffe variabili con diversi progetti pilota e successive commercializzazioni. Le esperienze del passato hanno permesso di progettare e promuovere in modo più efficace le sperimentazioni, inoltre l'avvento degli smart meters ha risolto il problema della numerosità delle misure per la raccolta dei dati permettendo invece di poter spingere verso granularità temporali e complessità maggiori.
Per le tariffe di tipo TOU, CPP e RTP sono stati già riportati esempi applicativi. Dagli USA si riporta invece l'applicazione di schemi tariffari di tipo PTR.

Caso di sperimentazione di una tariffa di tipo PTR
La città di Anaheim ha condotto un esperimento di prezzi dinamici per il settore residenziale tra giugno 2005 e ottobre 2005. Un totale di 123 clienti hanno partecipato alla sperimentazione: 52 nel gruppo di controllo e 71 nel gruppo di trattamento. Questo esperimento ha testato una tariffa con la quale si offriva uno sconto ai clienti per ridurre i propri consumi di energia (kWh) durante alcuni periodi critici. L'entità dello sconto era pari 0,35 $/kWh. Lo sconto era applicato se i consumatori riducevano l'utilizzo di energia rispetto a un consumo di baseline calcolato dall'utility.

Group	Charge	Applicable Period
Control	Standard increasing - block residential tariff: $ 0,0675/kWh if consumption <=240 Kwh per month $ 0,1102/kWh if consumption > 240 Kwh per month	All hours
Treatment	Standard increasing - block residential tariff	All hours except except peak hours (12 a.m. - 6 a.m.) on CPP days
Treatment	$ 0,35 rebate for each kWh reduction relative to their typical peak consuption on non-CPP days.	Peak hours (12 a.m. - 6 a.m.) on CPP days

Copyright Associazione Energy@home

I risultati della sperimentazione hanno mostrato che il gruppo di utenti ai quali era stato offerto lo sconto ha ridotto i propri consumi durante i giorni evento critici di circa il 12%.

Caso di applicazione commerciale di una tariffa di tipo PTR
L'Utility energetica *Baltimore Gas and Electricity (BGE)* offre ai suoi utenti la possibilità di aderire volontariamente a programmi di efficienza energetica, incentivandoli a ridurre i propri consumi di energia elettrica.
Gli utenti possono scegliere di aderire a due tipi di programma:

• **Manuale:** nei giorni evento definiti critici se un utente riduce i propri consumi rispetto alla baseline tra le 13 e le 19 riceve uno sconto pari a 1,25 $/kWh.

• **Automatico:** gli utenti utilizzano un impianto di condizionamento collegato a un sistema centrale scegliendo di aderire a tre diversi programmi di riduzione automatica dei consumi

A seconda del programma scelto ricevono un diverso sconto in bolletta. Gli utenti che scelgono il programma automatico possono comunque ridurre ulteriormente i propri consumi ricevendo in aggiunta lo sconto previsto dal programma manuale.

La Figura 1.9 mostra dettagli del programma nell'estate 2014 e i principali risultati in termini di numero di clienti coinvolti, grado di soddisfazione, sconti applicati ed effetti sul sistema (riduzione del picco di carico).

Copyright Associazione Energy@home

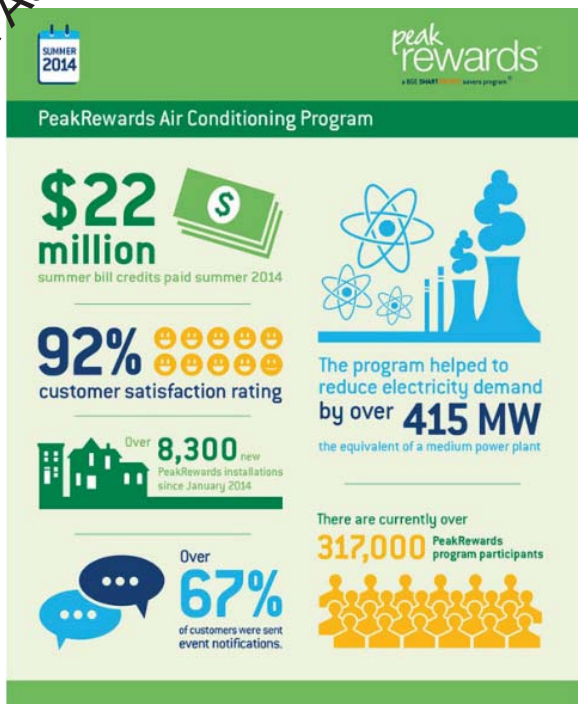


Figura 1.9
Dettagli programma automatico di riduzione dei consumi con tariffa RTP e principali risultati (Fonte: Baltimore Gas and Electricity (BGE) https://www.bge.com)

A/c Program Cycling Overview

50% Cycling

How Does Cycling Affect You?	Customer Benefit	What is the Right level for you?
Your central air conditioner or heat pump will produced cool air for half of its normal running time during an emergency event. **During non-emergency events and emergency events you will be cycled up to 50%**	You receive: • $ 50 in annual bill credits - $ 12.50 June - September • first year bonus bill credits totaling $ 50*	Good choice for those who: • are at home durign the day when most events occur • can safely tolerate a modest increase in household temperature

75% Cycling

How Does Cycling Affect You?	Customer Benefit	What is the Right level for you?
Your central air conditioner or heat pump will produced cool air for only 25% of its normal running time during an emergency event. **During non-emergency events you will be cycled up to 50%** **During emergency events you will be cycled up to 70%**	You receive: • $ 75 in annual bill credits - $ 18.75 each of the four summer months, june - September • first year bonus bill credits totaling $ 75*	Good choice for those who: • don't mind a temperature increase, but don't want the air conditioner shut off entirely during an event Not reccomended for those who: • have mediacl/health conditions • are elderly • have pets or children at home • stay at home much of the afternoon and early evening

100% Cycling

How Does Cycling Affect You?	Customer Benefit	What is the Right level for you?
Your central air conditioner or heat pump is off and no cool air will be produced for the duration of an emergency event, even if the events last for multiple hours. **During non-emergency events you will be cycled up to 50%** **During emergency events you will be cycled up to 100%**	You receive: • $ 100 in annual credits - $ 25 for each of the four summer months • first-year bonus bill credits totaling $ 100*	Good choice for those who: • are not home during the day when cycling will tipically occur • can their safely tolerate greater temperature impatcs, or can make other arrangements to not be home during an emergency event and plan to return once the home cools back to the desired temperaure. Not recommended for those who: • have medical/health conditions • are aderly • have pets or children at home • stay at home much of the day

Copyright Associazione Energy@home

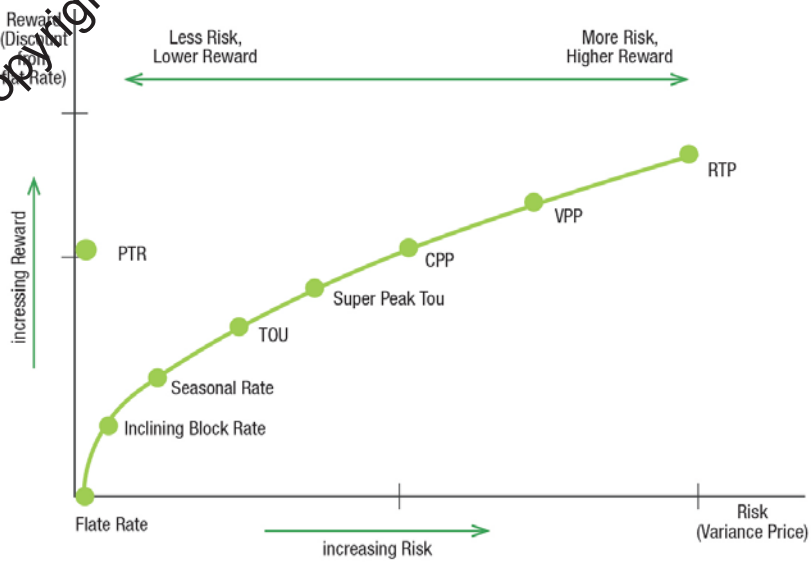
1.4 Best practices per il dynamic pricing

Il capitolo ha mostrato come le quattro opzioni principali di tariffe dinamiche possono essere progettate e offerte agli utenti finali in diversi modi. Il design delle tariffe dipende dai diversi contesti di mercato, dal grado di liberalizzazione e dalle abitudini e comportamenti degli utenti. I risultati delle sperimentazioni e applicazioni su larga scala di tariffe dinamiche hanno permesso di sintetizzare nella Figura 1.10 le migliori pratiche e suggerimenti individuati che dovrebbero essere seguiti prima di procedere con il roll-out su vasta scala di una nuova opzione tariffaria.

Figura 1.10
Best practices per il dynamic pricing (Fonte: Elaborazione RSE)

Dal punto di vista dell'utente finale, le opzioni tariffarie possono essere classificate secondo uno schema di rischi/benefici. In generale, le opzioni che offrono maggiori benefici (in termini di potenziale di risparmio), sono anche le più rischiosi (in termini di esporre il cliente alla volatilità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica). La scelta di un opzione da parte di un utente sarà determinata dalla sua propensione al rischio. Questo rapporto rischi/benefici è illustrato in Figura 1.11.

Figura 1.11
Rapporto Rischi/benefici delle diverse opzioni tariffarie (Fonte: Brattle Group)

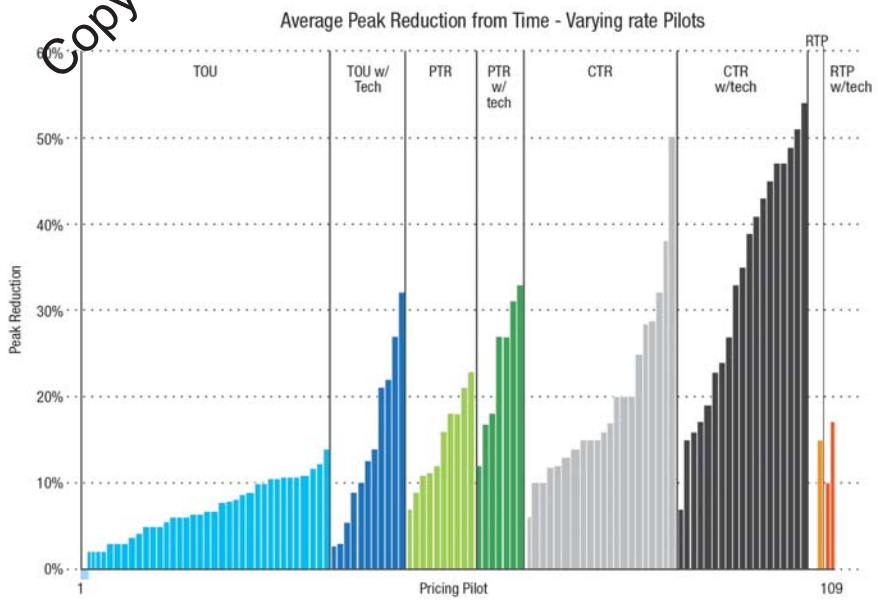


Copyright Associazione Energy@home

Un ulteriore aspetto da evidenziare è legato all'utilizzo di tecnologie che possono aiutare i clienti a gestire il loro consumo di energia elettrica in risposta a segnali di prezzo variabili. Queste sono in genere indicate con il termine "tecnologie abilitanti". Ad esempio, dispositivi come termostati che possono ricevere un segnale durante un evento di picco critico e automaticamente ridurre il consumo di aria condizionata a un livello che è specificato dal cliente. Questa capacità di "impostare e dimenticare" riduce la necessità di rispondere manualmente a eventi da parte dell'utente. Questo concetto potrebbe essere esteso per controllare altri dispositivi ed elettrodomestici consentendo ai clienti di automatizzare la riduzione dei consumi di energia elettrica. Le tecnologie abilitanti possono anche aiutare i clienti a gestire e monitorare il loro consumo di energia elettrica, ad esempio, con display che offrano ai clienti informazioni, come la quantità di energia elettricità che stanno utilizzando e il suo prezzo, oltre ad altri dati quali le emissioni di anidride carbonica e lo stato di raggiungimento di obiettivi di risparmio energetico. In generale, **i regimi tariffari supportati da tecnologie abilitanti che automatizzano la risposta dei clienti portano a maggiori riduzioni del carico.** Tuttavia, anche i soli programmi CPP permettono di realizzare significative riduzioni del carico. Programmi TOU senza tecnologie abilitanti permettono di ridurre il carico in modo meno significativo; Tuttavia, quando i programmi TOU sono supportati da tecnologie abilitanti i risultati migliorano.
La Figura 1.12 mostra come per una serie di progetti pilota sperimentati

Copyright Associazione Energy@home

Figura 1.12
Impatto delle tecnologie abilitanti sulla riduzione dei picchi di carico
(Fonte: Brattle Group)



Analisi Delle Potenziali Barriere Per Il Dynamic Pricing

02

principalmente negli USA l'utilizzo di tecnologie abilitanti permetta di raggiungere risultati migliori in termini di riduzione dei picchi di carico.
In generale le nuove tecnologie di smart metering possono essere percepite negativamente dai consumatori principalmente per due ragioni:

• I consumatori temono per la sicurezza e la riservatezza dei dati raccolti dai contatori intelligenti: soggetti non autorizzati potrebbero avere accesso ai dati privati.

• I consumatori temono che i costi per l'installazione e gestione di un'infrastruttura smart portino a costi energetici più elevati rispetto ai potenziali benefici.

La prima ragione è di grande rilevanza in quanto la quantità di dati raccolti può permettere di ottenere informazioni molto dettagliate sullo stile di vita e le abitudini quotidiane delle famiglie. La trasmissione in tempo reale di questi dati dal contatore del consumatore al centro dati crea qualche vulnerabilità che in precedenza con i tradizionali contatori non esisteva.

La seconda ragione sembra essere meno rilevante, ma i consumatori possono trarre benefici dai contatori intelligenti solo quando vengono date loro soluzioni efficaci per ridurre i costi energetici, individuando i potenziali di risparmio o regolando il loro consumo secondo nuovi schemi tariffari dinamici.

Per valutare l'applicabilità degli schemi di dynamic princing individuati in precedenza nel contesto italiano è necessario individuare le ***potenziali barriere che possono ostacolare la replicabilità*** degli schemi stessi.

L'analisi delle barriere è stata svolta all'interno di tre ambiti principali: il contesto tecnico (paragrafo 2.1), il contesto energetico (paragrafo 2.2) e quello regolatorio e di mercato (paragrafo 2.3).

Copyright Associazione Energy@home

2.1 Analisi delle potenziali barriere tecniche

L'Italia è il paese con più esperienza in Europa per quanto riguarda la diffusione su larga scala degli smart meters (oltre 35 milioni nel settore dell'energia elettrica) ed è in procinto di pianificare l'installazione di una seconda generazione di contatori intelligenti in grado di soddisfare i nuovi requisiti richiesti dalla Direttiva Europea sull'efficienza Energetica 2012/27/CE. Il documento di consultazione 416/2015/R/EEL pubblicato dall'AEEGSI nel mese di Agosto 2015 contiene le indicazioni sui requisiti funzionali minimi che dovrebbe avere la seconda generazione di smart meters installata in Italia.
L'architettura dei sistemi di smart metering attualmente presenti in Italia (Figura 2.1) è a due livelli, con un concentratore inserito tra il sistema centrale di telegestione e il contatore. Nel segmento contatore- concentratore, la tecnologia di comunicazione attualmente utilizzata è la trasmissione di dati sulle linee elettriche di bassa tensione, con la modalità conosciuta come comunicazione "power line carrier" (PLC) o "onde convogliate".

Sia l'architettura che la tecnologia sono state liberamente definite dalle imprese distributrici in quanto la deliberazione dell'Autorità 292/06 non contiene prescrizioni né sulla tecnologia di comunicazione, né sull'architettura di sistema.

Figura 2.1
Architettura del sistema di gestione dei contatori in Italia
(Fonte: Elaborazione RSE)

Il Rapporto di *Benchmarking* 356/2014, già citato precedentemente, evidenzia che il sistema di smart metering "di prima generazione", attualmente operante in Italia, soddisfa tutti i dieci requisiti funzionali minimi, definiti dalla Raccomandazione del 9 marzo 2012 sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti (2012/148/UE).

I requisiti funzionali di dettaglio per i contatori di prima generazione sono stati definiti dall'Autorità con la deliberazione 292/06 e successive modifiche e integrazioni. Da tenere presente che la successiva regolazione tecnico-economica ha differenziato le modalità concrete di utilizzo dei contatori telegestiti, in relazione alle caratteristiche dell'utenza: ad esempio, la rilevazione oraria dei prelievi di energia elettrica, indispensabile per una tariffazione di tipo RTP, è possibile su tutti i contatori, ma è effettivamente utilizzata, al momento, solo per i clienti con potenza disponibile superiore a 55 kW. Per gli altri clienti sarebbe necessaria quindi una riprogrammazione dei contatori.

Il tema della riprogrammazione è stato però uno degli aspetti meno soddisfacenti degli attuali sistemi di *smart metering* come verificato in occasione dell'aggiornamento del 2008-2009 con l'introduzione dei prezzi di maggiore tutela differenziati per fascia di consumo. Con la seconda generazione è auspicabile una riduzione dei tempi di riprogrammazione, ma soprattutto il sistema di smart metering dovrebbe essere progettato in modo da minimizzare il più possibile le occasioni di riprogrammazione per motivi applicativi. Un modo per ottenere questo obiettivo è la centralizzazione dei dati principali mantenendoli comunque sul contatore a scopo di trasparenza.
Un altro aspetto da tenere in considerazione per la sperimentazione di diverse tipologie tariffarie è l'eliminazione della necessità di ulteriori interventi in campo per aggiungere, modificare o sostituire singoli componenti hardware preferendo soluzioni che permettano evoluzioni funzionali tramite interventi di natura software senza dover intervenire su componenti *hardware.*

Copyright Associazione Energy@home

Il criterio di massima indipendenza possibile da componenti hardware aggiuntivi trova applicazione con riferimento esclusivo ai componenti dello smart meter e non ai dispositivi terzi per la messa a disposizione dei dati di consumo ai clienti finali. L'Autorità ritiene che, per le finalità perseguite dal decreto legislativo 102/2014, la varietà di tali dispositivi nella disponibilità dei clienti costituisca un valore per il sistema, in quanto consente di sviluppare applicazioni innovative delle funzionalità del sistema di smart metering di seconda generazione in grado di estrarre sempre maggior valore dalla infrastruttura. **La prima generazione di contatori è stata sviluppata utilizzando protocolli proprietari per la comunicazione tra contatore e concentratore: ciò ha finora fortemente limitato la diffusione di servizi accessori basati sull'accessibilità delle misure locali di consumo, che possano essere offerti da soggetti terzi rispetto al distributore, attraverso dispositivi nella disponibilità del cliente e in grado di dialogare con il contatore acquisendo i dati in tempo quasi reale.**

Copyright Associazione Energy@home

2.2 Analisi delle potenziali barriere energetiche

I consumi di energia elettrica del settore residenziale in Italia rappresentano circa il 22% dei consumi complessivi nazionali e come si può osservare dalla seguente Tabella 2.1 sono in riduzione in termini di valore assoluto negli ultimi tre anni.

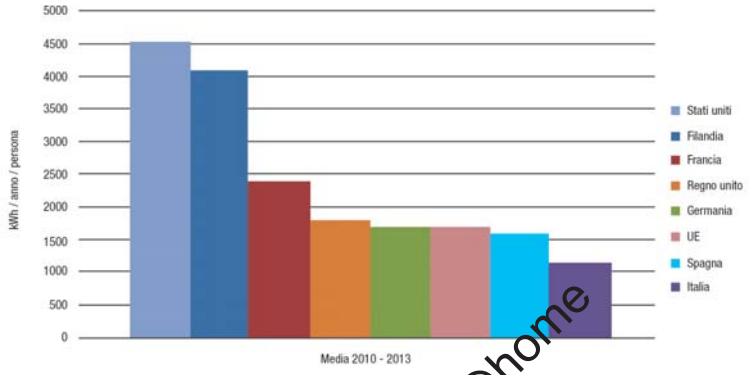
Tabella 2.1
Andamento dei consumi elettrici residenziali in Italia negli ultimi anni
(Fonte: elaborazione RSE su dati TERNA)

	2010	2011	2012	2013	2014
Consumi residenziali (TWh)	69,5	70,1	69,4	66,9	64,2
Consumi totali (TWh)	309,9	313,8	307,2	297,3	291,1
% Residenziale/Totale	22,4%	22,4%	22,6%	22,5%	22,1%

Per confrontare questi dati di consumo con gli altri paesi è necessario utilizzare alcuni indicatori specifici. Il primo indicatore che è stato considerato sono i **consumi di energia elettrica pro-capite,** con riferimento ai soli consumi del settore residenziale, riportati in Figura 2.2.

In Italia, nel periodo 2010-2013, il valore medio di consumo pro-capite è stato di 1100 kWh/persona, un valore inferiore rispetto alla media dell'Unione Europea (valore medio di 1566 kWh/persona nel periodo 2010-2013) e a quella degli altri paesi considerati in questo studio.

Figura 2.2
Consumi elettrici del settore residenziale pro-capite
(Fonte: Elaborazione RSE su dati EUROSTAT e EIA)

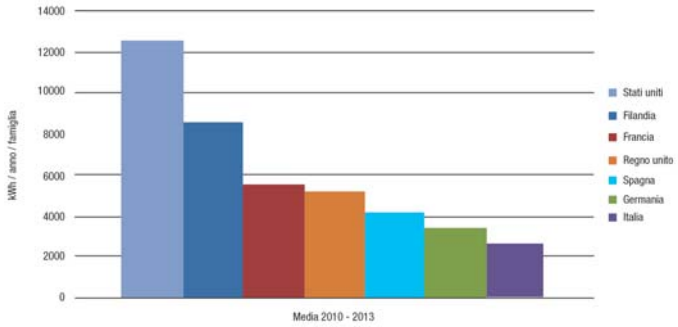


La stessa situazione si presenta confrontando i **consumi di energia elettrica per famiglia** in Italia rispetto alla media europea e ai paesi considerati in questo studio (Figura 2.3).

Limitando ancora l'analisi al solo settore residenziale e considerando i circa 25 milioni di famiglie italiane, il consumo specifico risulta pari a circa 2700 kWh/famiglia. Nel grafico si evidenziano gli alti consumi specifici della Finlandia in Europa (alta diffusione del riscaldamento elettrico) e soprattutto degli Stati Uniti.

Un terzo aspetto significativo è la **ripartizione dei consumi elettrici per uso** distinguendo tra usi elettrici per servizi termici (riscaldamento, cottura e ACS) e usi elettrici obbligati (elettrodomestici e illuminazione).
La principale voce di consumi elettrici è rappresentata dalla climatizzazione; in Italia il riscaldamento è prevalentemente soddisfatto dalla combustione di combustibili fossili (gas naturale e gasolio) e la diffusione di impianti di raffrescamento è ancora limitata sebbene in crescita. Si capisce quindi come **il margine su cui agire per ridurre i consumi elettrici sia limitato rispetto a paesi come Francia e Finlandia dove è ampia la diffusione del riscaldamento elettrico.**

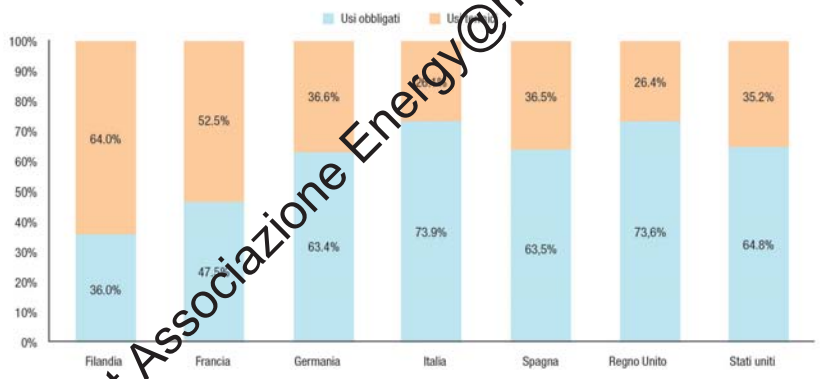
Figura 2.3
Consumi elettrici del settore residenziale per famiglia



Copyright Associazione Energy@home

Un terzo aspetto significativo è la **ripartizione dei consumi elettrici per uso** distinguendo tra usi elettrici per servizi termici (riscaldamento, cottura e ACS) e usi elettrici obbligati (elettrodomestici e illuminazione).
La principale voce di consumi elettrici è rappresentata dalla climatizzazione; in Italia il riscaldamento è prevalentemente soddisfatto dalla combustione di combustibili fossili (gas naturale e gasolio) e la diffusione di impianti di raffrescamento è ancora limitata sebbene in crescita.
Si capisce quindi come il margine su cui agire per ridurre i consumi elettrici sia limitato rispetto a paesi come Francia e Finlandia dove è ampia la diffusione del riscaldamento elettrico.

Figura 2.4
Ripartizione tra usi elettrici obbligati e termici nei vari paesi considerati
(Fonte: Elaborazione RSE su dati EUROSTAT e EIA)



Copyright Associazione Energy@home

I tre grafici mostrano bene la condizione di **bassa elettrificazione del settore residenziale** in Italia rispetto agli altri paesi considerati nell'analisi. Questo rappresenta una **potenziale barriera** all'applicazione di schemi tariffari dinamici in Italia perché **il margine su cui agire per ridurre i consumi elettrici è limitato**. Questa conclusione si riferisce all'utente "medio" italiano. Diverso è il discorso se si sposta l'attenzione verso categorie di utenti energivori con alti consumi elettrici.

Un altro aspetto critico del sistema tariffario italiano è la progressività delle tariffe elettriche. In Italia il costo per kWh aumenta al crescere dei consumi. Questa è un'anomalia del mercato italiano rispetto ai principali mercati europei dovuta a decisioni prese dopo la crisi energetica degli anni '70 per limitare i consumi. Questo ha indotto sicuramente ad un atteggiamento dei consumatori avverso agli sprechi, ma ha anche rallentato l'elettrificazione del settore residenziale e ha provocato una limitata diffusione di tecnologie elettriche per soddisfare i servizi termici (riscaldamento, cottura e produzione di acqua calda sanitaria). Recentemente l'AEEGSI ha annunciato la riforma delle tariffe elettriche con l'abbandono della progressività: uno spostamento dei consumi verso il vettore elettrico può quindi rendere più interessanti le opzioni tariffarie dinamiche.

2.3 Analisi delle potenziali barriere regolatorie e di mercato

In Italia, nonostante ci sia una diversificazione degli utenti finali per tipologia di consumo e di trattamento tariffario, tutti sono accomunati dalla stessa struttura di costo finale (o prezzo) del kWh consumato, che include le seguenti componenti:

1. Servizi di vendita
2. Servizi di rete
3. Oneri generali di sistema
4. Costi associati al regime fiscale (imposte)

La prima voce è relativa al costo di approvvigionamento del prodotto "energia elettrica" e include, oltre al costo della commodity (detto c**omponente energia - PE**), anche i costi di commercializzazione e vendita sostenuti dal fornitore di energia e i costi di dispacciamento.

La seconda voce include i costi connessi all' utilizzo delle infrastrutture (rete di trasmissione, distribuzione e misura) necessarie per portare l'energia elettrica dalle centrali di produzione ai consumatori e misurarne le quantità fornite. La terza voce include gli oneri di interesse generale, introdotti da norme di legge, fra le quali la più importante riguarda gli incentivi erogati per sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infine la componente fiscale è relativa alle aliquote di IVA, imposte erariali e accise.

Ad esclusione degli oneri fiscali, fissati per legge, le componenti di costo sopra identificate con 2 e 3 sono disciplinate dall'AEEGSI a garanzia dell'erogazione di un servizio pubblico con regole di accesso non discriminatorie al libero mercato.

Solo la componente PE segue le dinamiche delle offerte di acquisto/vendita nei mercati ed è quindi l'unica voce di costo sulla quale gli utenti possono risparmiare con le tariffe dinamiche.

I venditori che riforniscono gli utenti finali, indipendentemente dalla categoria a cui tali utenti appartengono, si approvvigionano dei volumi di energia necessari attraverso il mercato elettrico. In Italia la maggior parte delle transazioni commerciali per lo scambio di energia avvengono attraverso un meccanismo di aste giornaliere (Mercato del Giorno Prima, MGP) dove si commerciano le quantità di energia per il giorno successivo. Sul mercato MGP si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo. Gli operatori partecipano presentando offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. Tutte le offerte di vendita che sono accettate sul MGP vengono valorizzate al prezzo marginale di equilibrio della zona a cui appartengono. Tale prezzo è determinato, per ogni ora, dall'intersezione della curva di domanda e di offerta e si differenzia da zona a zona in presenza di limiti di transito saturati. Le offerte di acquisto accettate e riferite alle unità di consumo appartenenti alle zone geografiche italiane sono valorizzate invece al prezzo unico nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi

Copyright Associazione Energy@home

delle zone geografiche ponderata per le quantità acquistate in tali zone. **L'utilizzo del PUN rappresenta quindi una potenziale barriera perché il segnale di prezzo corretto che dovrebbe arrivare a un utente per spostare i propri consumi ed essere utile a risolvere problematiche sulla rete elettrica è, invece, quello zonale.**

La componente energia (PE), che pagano gli utenti è sostanzialmente diversa però dal PUN risultante dal mercato: una prima differenza è che la PE è maggiorata delle perdite di rete, circa il 10%.

La differenza sostanziale riguarda però il meccanismo di formazione dei due prezzi: il PUN è la media pesata dei prezzi sul mercato spot del giorno prima (MGP), la PE invece riflette il mix di acquisto dell'Acquirente Unico (AU), il "grossista pubblico" che compra l'energia per conto dei clienti del mercato tutelato. L'AU compra circa il 40% dell'energia sul mercato spot e il resto sul mercato a termine: e proprio qui sta il motivo della differenza tra PUN e PE. I contratti conclusi dall'Acquirente sui mercati a termine si stanno rivelando 'lunghi'. Ciò vuol dire che comprando l'energia in grande anticipo questa viene a costare di più.

Riguardo a questo aspetto il governo italiano ha deciso di abbandonare progressivamente il meccanismo del mercato tutelato per raggiungere nel 2018 la piena liberalizzazione del mercato elettrico al dettaglio.

I clienti che sono passati al mercato libero, invece, non dipendono dagli acquisti dell'AU, e loro potenziale risparmio è in funzione del portafoglio di approvvigionamento dell'energia del proprio venditore e delle diverse tariffe offerte.

Nel caso dell'offerta ai clienti di tariffe dinamiche di tipo TOU (come la bioraria attualmente in vigore in Italia) è importante valutare con attenzione la definizione delle diverse fasce di prezzo.

Per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della presentazione di offerte sui mercati anche in relazione a tali impianti, sta cambiando in modo sempre più rilevante il profilo di prezzo che si forma sul mercato del giorno prima. In particolare, mentre negli anni scorsi i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-22), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica, rispetto alle ore in cui tale produzione è presente.

La Figura 2.5 mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi sul Mercato MGP. Al fine di evidenziare i soli profili, e non anche il valore assoluto dei prezzi che dipende da molti altri fattori (primo fra tutti il prezzo del gas naturale utilizzato attualmente per la produzione della metà dell'energia elettrica complessivamente necessaria per soddisfare i fabbisogni), la medesima figura illustra, per ogni anno, lo scostamento del PUN medio orario rispetto al PUN medio annuo.

Copyright Associazione Energy@home

Le rinnovabili stanno facendo calare il prezzo dell'energia elettrica nelle ore centrali del giorno. Questo cambiamento del profilo mette in evidenza la necessità di aggiornare le attuali fasce della tariffa bioraria attualmente in vigore in Italia.

La Figura 2.6 mostra il confronto tra il profilo medio orario del PUN nel periodo Giugno 2014-Maggio 2015 (linea nera tratteggiata) con i valori della tariffa bioraria, definiti dall'AEEGSI per i clienti del mercato tutelato, per il terzo trimestre 2015 (linea continua verde). La linea continua rossa mostra invece il valore medio pesato del PUN nelle due fasce[4] della tariffa bioraria (come detto precedentemente PUN e PE non sono lo stesso valore).

La figura mostra chiaramente come **attualmente le fasce della tariffa bioraria non rispettino i risultati del mercato**:

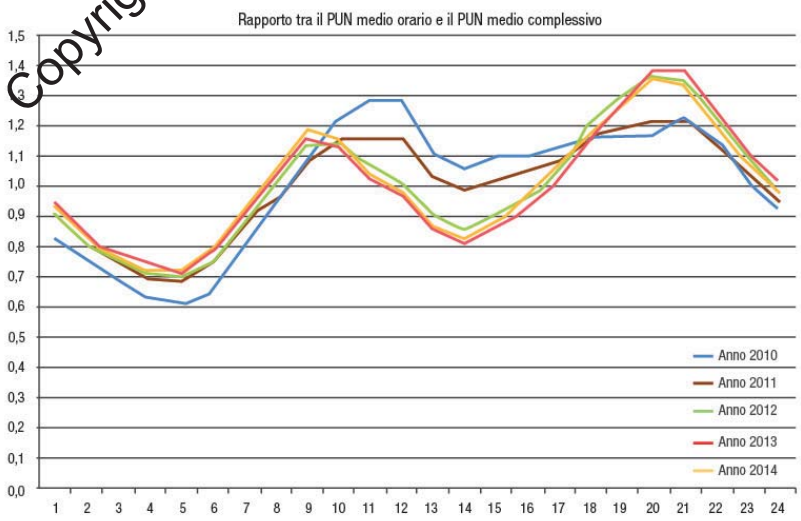
- Il prezzo è più alto nelle ore centrali quando in realtà si ha una forte riduzione del PUN mentre il prezzo è basso nelle ore serali quando il PUN cresce.

- Inoltre il periodo di picco è troppo lungo per fornire un segnale di prezzo significativo.

Questi due aspetti hanno portato a un quasi riallineamento tra i prezzi delle due fasce con un rapporto tra tariffa di picco e tariffa fuori picco pari a 1,1.

Copyright Associazione Energy@home

Figura 2.5
Variazione del profilo orario del PUN (Fonte: Relazione annuale 2015 AEEGSI)

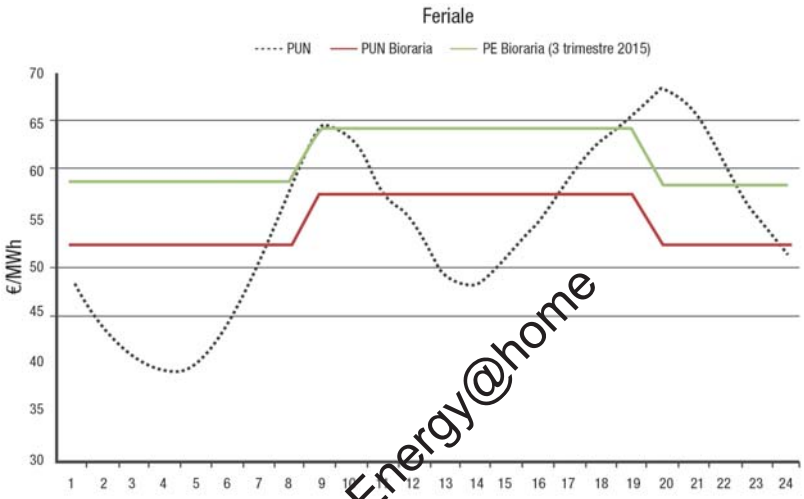


[4] *Costi associati al regime fiscale (imposte)*

Figura 2.6

Confronto tra profilo PUN e valori della tariffa bioraria

Fonte: Elaborazione RSE su dati AEEGSI)



Copyright Associazione Energy@home

03 Scenari Del Mercato Elettrico

I meccanismi di dynamic pricing che si sono affermati nei paesi oggetto di questa analisi presentano punti di forza e di debolezza che devono essere confrontati con le barriere specifiche del contesto italiano. L'obiettivo di questa terza fase è di simulare l'impatto dell'applicazione delle diverse opzioni di pricing valutando costi e benefici sia a livello di singolo utente finale, sia a livello dell'intero sistema energetico.
Nel precedente capitolo è stato mostrato come l'attuale tariffa bioraria (opzione di tipo TOU) applicata nel mercato italiano, non fornisca più un segnale di prezzo efficace agli utenti perché negli anni l'andamento del PUN nelle diverse ore del giorno è cambiato. Nella prima parte del capitolo, a partire dai risultati del mercato elettrico, sono state quindi studiate possibili varianti dell'opzione TOU. Nella seconda parte dell'analisi il focus è invece spostato sul meccanismo di pricing con più potenzialità: il Real Time Pricing (RTP).
L'analisi segue questi passi:

- Analisi dei profili di consumo degli utenti residenziali (paragrafo 3.1)
- Analisi dei profili di consumo delle tecnologie elettriche residenziali e valutazione dei carichi spostabili (paragrafo 3.2)
- Valutazione dell'impatto dei meccanismi di pricing sull'utente finale tipo TOU (paragrafo 3.3)
- Valutazione dell'impatto dei meccanismi di pricing sull'utente finale tipo RTP (paragrafo 3.4)
- Valutazione del risparmio conseguibile utilizzando accumuli elettrici (paragrafo 3.5)
- Simulazioni del mercato elettrico e valutazione dell'impatto delle opzioni di pricing a livello di sistema elettrico (paragrafo 3.6)

Infine, nel paragrafo 3.7, si riportano le analisi e le conclusioni relativamente all'impatto delle opzioni tariffarie dinamiche sulle reti di distribuzione.

Tutte le figure e le tabelle contenute in questo capitolo sono elaborazioni di RSE

Copyright Associazione Energy@home

3.1 Analisi dei profili di consumo degli utenti residenziali

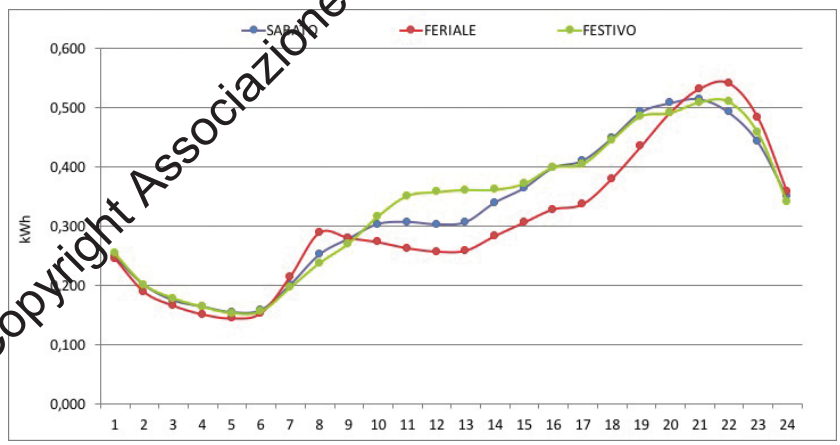
Per costruire il profilo di carico di un utente residenziale sono stati utilizzati i dati di impiego medio dei diversi elettrodomestici derivanti da un indagine statistica ("Energy Monitor") effettuata su un campione di famiglie opportunamente selezionato.
Gli obiettivi di quest'indagine statistica sono riassunti di seguito:

- misurare e monitorare nel tempo le dotazioni, il consumo di energia delle famiglie e l'utilizzo
- (frequenza, durata e orari) delle principali apparecchiature domestiche;
- valutare l'impatto dell'introduzione di tariffe dinamiche sui comportamenti delle famiglie;
- conoscere gli atteggiamenti delle famiglie nei confronti delle tematiche energetiche e dei consumi e la loro evoluzione nel tempo.

L'indagine è stata realizzata in collaborazione con la società GfK Eurisko, che ha a disposizione un panel di 4.000 famiglie (circa 10.000 individui),

opportunamente selezionato in modo da essere statisticamente rappresentativo dell'intera popolazione italiana. L'indagine è stata svolta mediante uno strumento informatico ("dialogatore") fornito in dotazione alle famiglie e che permette la comunicazione bidirezionale in tempo reale con il centro di raccolta dati della società GfK Eurisko.
I dati di impego degli elettrodomestici sono stati poi incrociati con i dati di monitoraggio dei consumi di energia elettrica nell'anno solare 2011 di circa 400 clienti domestici distribuiti sul territorio italiano. Tali dati fanno parte delle informazioni utilizzate da RSE per lo studio sull'impatto della tariffa bioraria sulla curva dei consumi domestici, svolto per conto dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI).[5]
A partire da questi è stato quindi possibile costruire le curve di carico tipiche per tre categorie di giorni: feriale, sabato e festivo. Si è fatto riferimento ai consumi del 2011, in quanto per quell'anno sono disponibili le curve di consumo del campione per tutti i 12 mesi. L'analisi ha permesso di ricavare la curva media aggregata per un utente residenziale "medio" identificato con un consumo annuo di energia elettrica pari a circa 2700 kWh/anno come mostrato in Figura 3.1.

Figura 3.1
Curve di carico orario per un utente residenziale "medio"



Copyright Associazione Energy@home

Sono stati poi costruiti due nuovi profili per identificare un utente maggiormente "elettrificato" identificato con due diversi livelli di elettrificazione:

- utente "elettrificato 1" - consumo compreso tra i 3500 e i 4000 kWh/anno
- utente "elettrificato 2" - consumo compreso tra 4500 e 5000 kWh/anno.

Questo è stato fatto per testare l'effetto dei tariffe dinamiche su utenti maggiormente elettrificati e con maggiori possibilità di controllo di carichi. Per questi utenti, infatti, è stata fatta l'ipotesi che tutto il carico orario supplementare rispetto a quello dell'utente medio sia considerato spostabile. Le ipotesi sui carichi spostabili dagli utenti sono riportate nel paragrafo 3.2. La Figura 3.2 mostra la curva oraria per l'utente "elettrificato 1" e la Figura 3.3 mostra la curva oraria per l'utente "elettrificato 2".

[5] *RSE - Rapporto RDS 13000580 - Analisi di impatto dell'introduzione della tariffa bioraria obbligatoria (2013).*

Infine per questi utenti è stata calcolata la spesa per la componente energia applicando l'attuale tariffa bioraria. Questa è risultata pari a circa 165 € per l'utente "medio", 220 €/anno per l'utente "elettrificato 1" e 290 €/anno per l'utente "elettrificato 2", includendo l'IVA del 10%. Si ricorda che la componente energia, che rappresenta circa il 30% della bolletta elettrica, è l'unica componente che dipende direttamente dal PUN e sulla quale le tariffe dinamiche possono agire per ridurre la spesa degli utenti. Il restante 70% della spesa di una bolletta è dato invece da componenti e imposte definite e aggiornate periodicamente dall'AEEGSI[6].

Figura 3.2
Curve di carico orario per un utente residenziale "elettrificato 1"

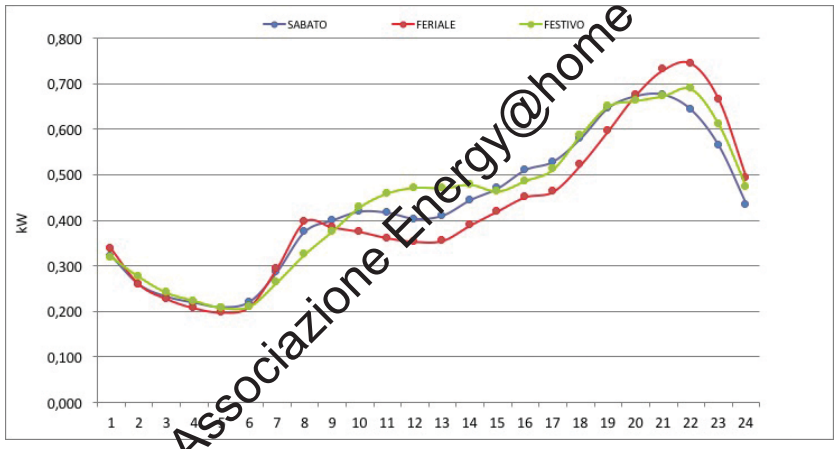
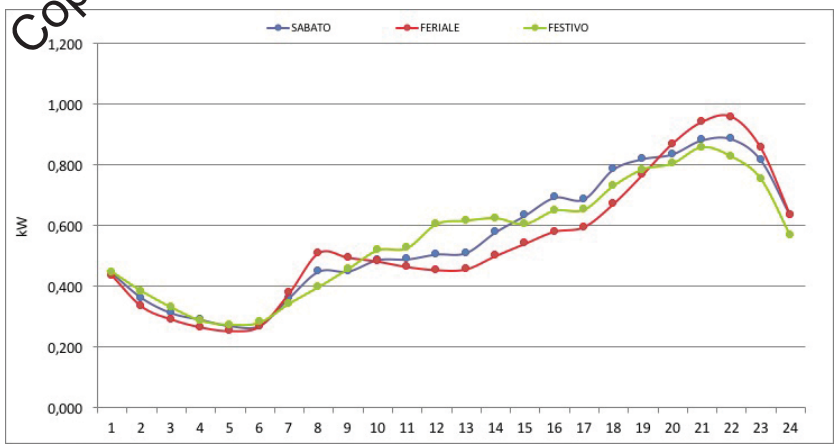


Figura 3.3
Curve di carico orario per un utente residenziale "elettrificato 2"



Copyright Associazione Energy@home

[6] *Per ulteriori dettagli sulle componenti e i costi della bolletta elettrica nazionale è possibile consultare la Monografia RSE "Energia elettrica, anatomia dei costi" disponibile sul sito web http://www.rse-web.it/*

3.2 Analisi dei profili di consumo delle tecnologie elettriche residenziali e valutazione del carichi controllabili

Per valutare l'effetto di prezzi dinamici sui profili di consumo degli utenti è necessario identificare quali carichi sono controllabili dagli utenti residenziali durante la giornata. L'indagine statistica menzionata precedentemente ha permesso di individuare in termini sia qualitativi (quali elettrodomestici) sia quantitativi (quanti kWh) il carico orario potenzialmente spostabile dal panel utenti residenziali nelle diverse ore del giorno distinguendo per alcuni elettrodomestici tra giorni feriali, sabati e festivi.

I carichi controllabili dagli utenti si distinguono in due diverse categorie:
1. Carichi spostabili – carichi contraddistinti da un ciclo di funzionamento di durata temporale definita per i quali l'ora di avvio/termine del ciclo può essere anticipata o posticipata senza influire sostanzialmente sul comfort dell'utente. In questa categoria rientrano la lavatrice, l'asciugatrice e la lavastoviglie.

2. Carichi modulabili – carichi contraddistinti da un ciclo di funzionamento continuo. In questa categoria rientrano il boiler elettrico, il frigorifero e il congelatore.

A partire dai risultati dell'indagine statistica sono state poi fatte diverse valutazioni per le tre classi di utente considerate in questo studio.
Le ipotesi considerate in questo studio partono da una precedente valutazione di RSE sul Energy@Home del 2014[7] nella quale **si stima una potenzialità di circa 5 kWh/giorno controllabili per un utente "medio" (oltre il 60% del carico giornaliero totale). Tale quantità di energia rappresenta la somma sulle 24 ore dei consumi che si potrebbero spostare in un altro periodo** nell'eventualità che nella specifica ci sia un segnale di prezzo opportuno. Ovviamente è possibile pensare spostare il carico soltanto in un limitato numero di ore nell'arco della giornata, quindi l'energia giornaliera effettivamente spostabile è solo una frazione dei 5 kWh indicati.
Per gli utenti "elettrificato 1" e "elettrificato 2" è stata fatta l'ipotesi di poter controllare tutto il carico orario supplementare rispetto all'utente medio arrivando a una potenzialità di circa 7-8 kWh/giorno (oltre 75% del carico giornaliero totale) per l'utente "elettrificato 1" e di 10-11 kWh/giorno (oltre 80% del carico giornaliero totale) per l'utente "elettrificato 2".

Copyright Associazione Energy@home

[7] *F. Bellifemine, L. Barbierato, V.Biella, M. Gallanti, S. Maggiore "Analisi della flessibilità della domanda dienergia elettrica residenziale in Italia", L'Energia Elettrica, n 4 - 2014*

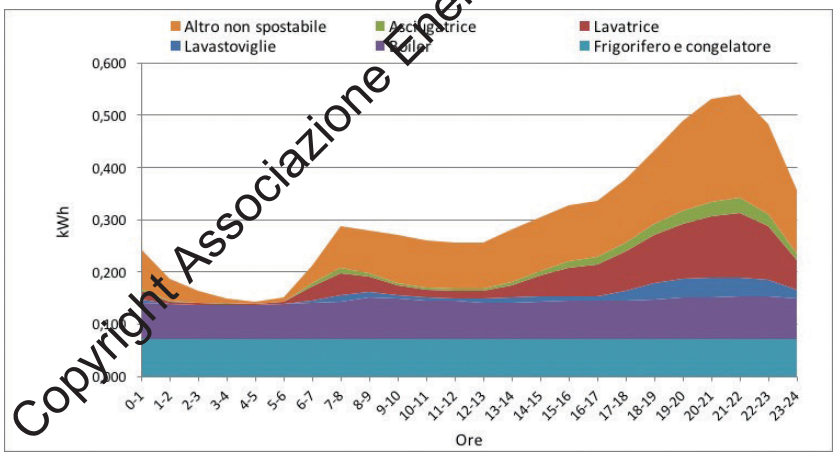
La Tabella 3.1 riporta in sintesi le ipotesi di controllabilità del carico adottate in questo studio:

Tabella 3.1
Carichi controllabili dalle diverse classi di utenti

Classe utente	Carico annuo	Carico giornaliero	Carico controllabile	% del carico totale
Utente "medio"	2700 kWh/anno	7-8 kWh/giorno	4-5 kWh/giorno	65%
Utente "elettrificato 1"	3700 kWh/anno	10-11 kWh/giorno	7-8 kWh/giorno	75%
Utente "elettrificato 22"	4700 kWh/anno	12-13 kWh/giorno	10-11 kWh/giorno	80%

Il carico controllabile dagli utenti è distribuito nelle 24 sulla base dei profili di utilizzo degli elettrodomestici ricavati dall'indagine statistica, si riporta come esempio il caso dell'utente medio in figura 3.4.

Figura 3.4
Carico controllabile da un utente "medio" nelle 24 ore di un giorno feriale



Copyright Associazione Energy@home

3.3 Valutazione dell'impatto dei meccanismi di pricing sull'utente finale tipo TOU

A partire dai risultati di mercato dell'ultimo anno disponibili al momento dello studio (Giugno 2014- Maggio 2015) sono state ipotizzate nuove fasce di prezzo per la tariffa bioraria che rispondano in modo più adeguato ai risultati del mercato elettrico.
In particolare sono stati analizzati quattro diversi casi:

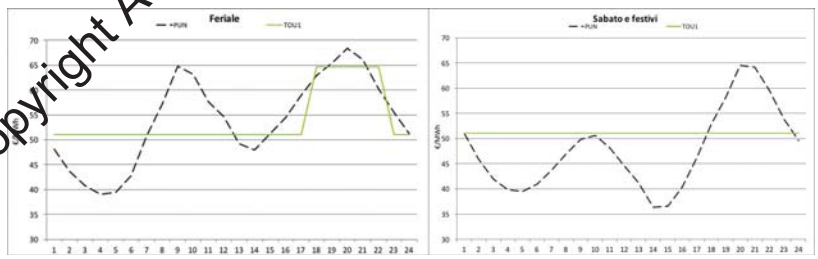
1. TOU1: opzione con singolo picco serale nei giorni feriali
2. TOU2: opzione con doppio picco (mattina e sera) nei giorni feriali
3. TOU3: opzione con doppio picco (mattina e sera) nei giorni feriali e singolo picco serale il sabato e i giorni festivi
4. TOU4: opzione con tre fasce di prezzo

1. Opzione TOU1

Nell'opzione tariffaria TOU1 si ipotizza una sola fascia di picco di 5 ore nei giorni feriali tra le 17 e le 22. Nelle restanti ore dei giorni feriali e al sabato e nei giorni festivi si paga invece una tariffa fissa (Figura 3.5).

Figura 3.5
Opzione tariffaria TOU1

	TOU-Opzione 1
dalle 17 alle 22 FERIALE	64,6
dalle 22 alle 17 FERIALE	51,1
dalle 00 alle 24 SABATO e FESTIVO	



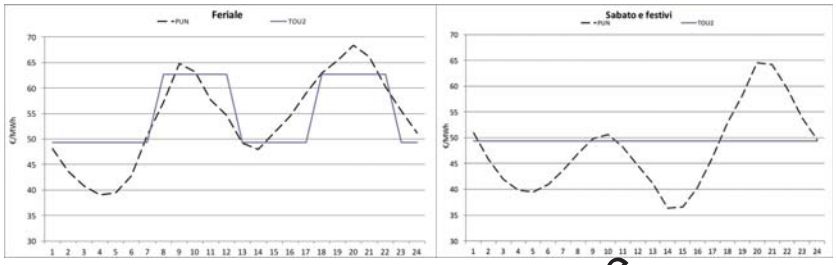
2. Opzione TOU2

Nell'opzione tariffaria TOU2 si ipotizzano due diversi periodi di picco di 5 ore nei giorni feriali tra le 7e le 12 al mattino e tra le 17 e le 22 la sera. Per non complicare ulteriormente la tariffa per gli utenti è stato ipotizzato di mantenere invariato il valore di prezzo nei due periodi di picco.
Nelle restanti ore dei giorni feriali e al sabato e nei giorni festivi si paga invece una tariffa fissa (Figura 3.6).

Copyright Associazione Energy@home

Figura 3.6
Opzione tariffaria TOU-2

	TOU-Opzione 2
dalle 17 alle 22 FERIALE	62,7
dalle 07 alle 22 FERIALE	
dalle 12 alle 17 FERIALE	49,4
dalle 22 alle 07 FERIALE	
dalle 00 alle 24 SABATO e FESTIVO	



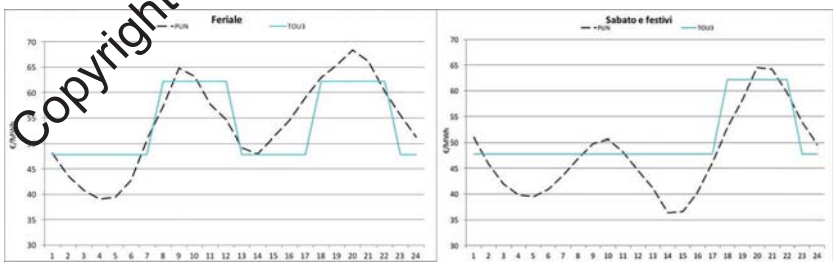
3. Opzione TOU3

Nell'opzione tariffaria TOU3 si considerano come per l'opzione TOU2 due diversi periodi di picco di 5 ore nei giorni feriali tra le 7 e le 12 al mattino e tra le 17 e le 22 la sera. Rispetto all'opzione due è stato inoltre introdotto un periodo di picco anche al sabato e nei giorni festivi tra le 17 e le 22. Nelle restanti ore dei giorni feriali e al sabato e nei giorni festivi si paga invece una tariffa più bassa (Figura 3.7).

Copyright Associazione Energy@home

Figura 3.7
Opzione tariffaria TOU-3

	TOU-Opzione 3
dalle 17 alle 22 FERIALE e WE	62,2
dalle 07 alle 12 FERIALE	
dalle 12 alle 17 FERIALE	47,8
dalle 22 alle 07 FERIALE	
dalle 00 alle 24 SABATO e FESTIVO	

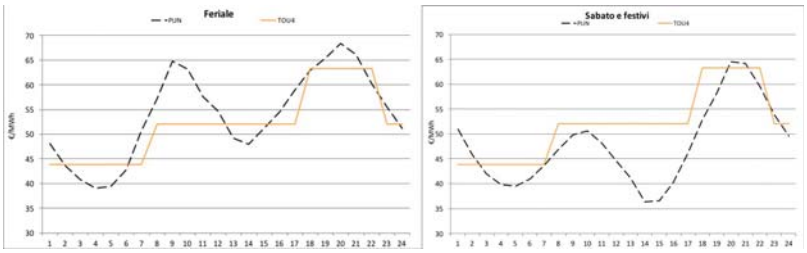


4. Opzione TOU4

Nell'opzione tariffaria TOU4 si ipotizza invece una struttura con tre fasce di prezzo: basso nelle ore notturne (dalle 24 alle 07), medio dalle 7 alle 19 e dalle 22 alle 24, alto nelle ore di picco tra le 17 e le 22 (Figura 3.8).

Figura 3.8
Opzione tariffaria TOU-4

	TOU-Opzione 4
dalle 17 alle 22	63,3
dalle 07 alle 17 - dalle 22 alle 24	52,1
dalle 00 alle 07	43,9



3.3.1 Impatto delle nuove opzioni TOU

A partire dal carico controllabile nelle 24 ore della giornata, l'utente residenziale riceve un segnale di prezzo per spostare i carichi controllabili dai periodi di picco alle restanti ore della giornata. Prendendo come esempio la tariffa TOU1, con un solo periodo di picco nei giorni feriali tra le 17 e le 22, la situazione per l'utente "medio" è la seguente:

Carico controllabile nelle 24 ore: 5 kWh
Carico controllabile nelle 5 ore consecutive di picco (dalle 17 alle 22) : 0,94 kWh

- Lavatrice, Asciugatrice e Lavastoviglie: l'utente può spostare il 100% dei consumi di questi elettrodomestici dal periodo di picco pari a circa 0,8 kWh

- Frigo, Congelatore e Boiler: per questi elettrodomestici modulabili si ipotizza invece che l'utente possa ridurre il loro utilizzo, ma non spegnerli del tutto per le 5 ore consecutive di picco. L'ipotesi considerata è equivalente alla possibilità di spegnerli per un'ora. L'utente può quindi spostare il 20% del consumo nelle 5 ore di picco pari a circa 0,14 kWh

Per la tariffa TOU2 queste ipotesi sono valide anche per il periodo di picco della mattina tra le 7 e le 12, in questo caso il carico aggiuntivo giornaliero spostabile è pari a 0,33 kWh per un totale di 1,3 kWh effettivamente spostabili durante le 24 ore di un giorno feriale.
Infine con la tariffa TOU3 e TOU4 si considera lo spostamento di carichi anche nelle ore di picco serali (dalle 17 alle 22) del sabato e dei giorni festivi (0,95-0,96 kWh). Per gli utenti elettrificati valgono gli stessi ragionamenti ma con maggiori carichi controllabili.

Copyright Associazione Energy@home

3.3.1.1 Impatto economico

Partendo dagli impatti economici, considerando gli spostamenti di carico precedentemente ipotizzati si ottengono i seguenti risultati mostrati in Figura 3.9 in termini di risparmio sulle componenti della bolletta direttamente legate o proporzionali al PUN.

Figura 3.9
Risparmi sulla componente energia per le tre classi di utenti applicando le tariffe TOU

Risparmio sulla Componente Energia
Quota della bolletta che dipende direttamente dal PUN

	«medio» 165 €/anno	«elettrificato1» 220 €/anno	«elettrificato2» 290 €/anno
TOU Opzione 1	2,2 %	2,7%	3,0 %
TOU Opzione 2	2,9 %	3,7 %	4,2 %
TOU Opzione 3	4,1 %	5,2 %	5,8 %
TOU Opzione 4	4,5 %	5,5 %	6,1 %
	2700 kWh	3700 kWh	4700 kWh

Copyright Associazione Energy@home

Si ricorda che questi risparmi si applicano alla sola componente energia della bolletta che dipende direttamente dal PUN e non alla totalità della spesa per la bolletta elettrica. La spesa riportata in Figura 3.9 comprende l'IVA del 10%. Per le tre classi di utenti applicando l'attuale tariffa bioraria si ottiene una spesa per la componente energia pari a 165 € per l'utente "medio", 220 €/anno per l'utente "elettrificato 1" e 290 €/anno per l'utente "elettrificato 2".

Questi risparmi sono ottenibili considerando un rapporto tra la tariffa per le ore di picco e la tariffa per le ore fuori picco pari a circa 1,3 per le prime tre opzioni TOU mentre la differenza tra prezzo di picco e prezzo notturno nel caso dell'opzione TOU-4 è pari a 1,45 (valori calcolati a partire dal profilo PUN considerato in questa analisi corrispondente al periodo Giugno 2014-Maggio 2015).

Per le prime tre opzioni, caratterizzate da due soli livelli di prezzo, è stato successivamente analizzato come il rapporto tra i due prezzi (nei periodi di picco e fuori picco) influenza il risparmio ottenibile dagli utenti. Il divario tra le due tariffe è stato quindi amplificato artificialmente nell'ipotesi di mantenere costante la spesa dell'utente in assenza di variazioni del proprio profilo annuo di consumo. L'analisi di sensitività riportata in Figura 3.10, Figura 3.11 e Figura 3.12 mostra come varia il risparmio per gli utenti in funzione del divario tra le due tariffe di picco e fuori picco.

Figura 3.10

Analisi di sensitività del risparmio ottenibile dall'utente "medio" in funzione del rapporto tra tariffa di picco e tariffa fuori picco

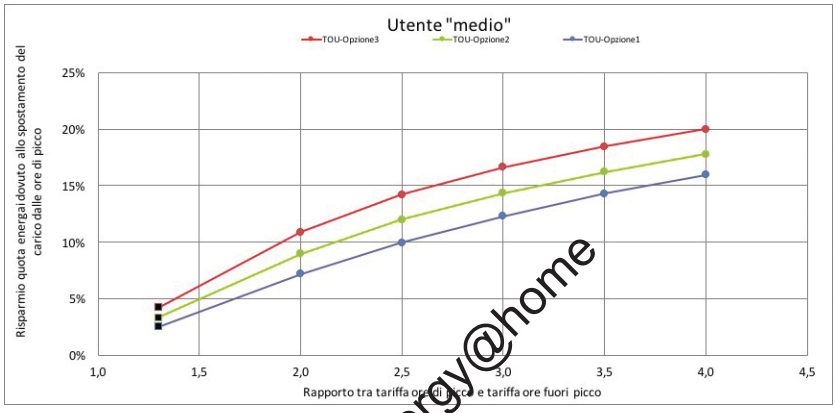
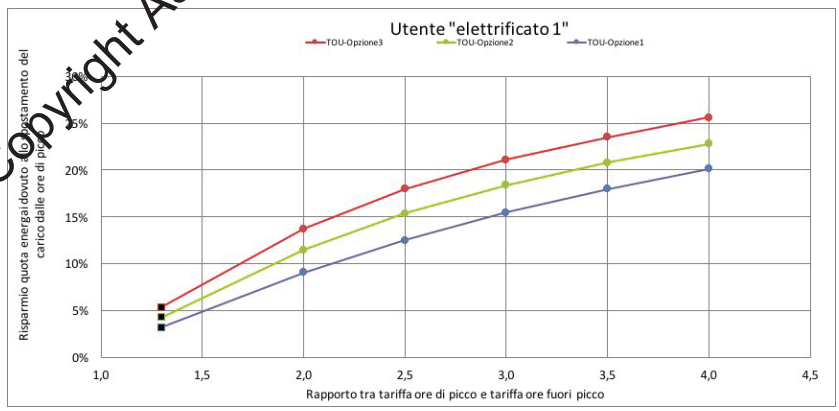


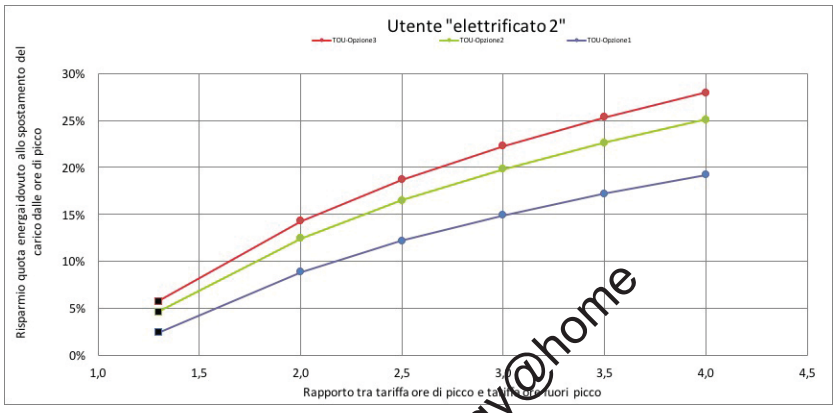
Figura 3.11

Analisi di sensitività del risparmio ottenibile dall'utente "elettrificato 1" in funzione del rapporto tra tariffa di picco e tariffa fuori picco



Copyright Associazione Energy@home

Figura 3.12
Analisi di sensitività del risparmio ottenibile dall'utente "elettrificato 2" in funzione del rapporto tra tariffa di picco e tariffa fuori picco



Un ulteriore aspetto interessante riguarda la valutazione dell'efficienza delle diverse opzioni TOU per l'utente, calcolata come beneficio economico (risparmio annuo in €) rispetto alla riduzione del comfort dell'utente (ore di picco dell'anno in cui l'utente sceglie di rinunciare a una parte dei propri consumi elettrici spostandoli in altre ore con prezzo più basso).
Con l'opzione TOU1 le ore di picco in un anno sono 1300 (15% delle ore totali), con l'opzione TOU2 sono 2600 (30% delle ore totali), e con l'opzione TOU3 sono 3125 (36% delle ore totali). Con l'opzione TOU4 sono 1825 (21% delle ore totali). L'efficienza della quattro opzioni TOU è riportata in Figura 3.13.

Figura 3.13
Efficienza delle quattro opzioni TOU (risparmio medio per ciascuna ora di spostamento del carico picco)

Copyright Associazione Energy@home

Efficienza delle opzione TOU - Euro risparmiati/ore di picco

	«medio» c €/ora	«elettrificato1» c €/ora	«elettrificato2» c €/ora	
TOU Opzione 1 →	0,25	0,42	0,61	1300 ore di picco
TOU Opzione 2 →	0,17	0,29	0,42	2600 ore di picco
TOU Opzione 3 →	0,20	0,34	0,49	3125 ore di picco
TOU Opzione 4 →	0,36	0,61	0,87	1825 ore di picco
	2700 kWh	3700 kWh	4700 kWh	

3.3.1.2 Impatto sul picco

Il risparmio conseguibile dagli utenti finali è solo uno dei possibili obiettivi perseguibili con le tariffe dinamiche. Un altro aspetto importante è l'analisi della variazione del picco di carico dei consumatori residenziali. Si è proceduto quindi eseguendo la valutazione di come varia il picco di carico annuo con le diverse tariffe TOU. Con le prime tre opzioni TOU si è riscontrato un aumento del picco (Tabella 3.2) con la sola eccezione della tariffa TOU1 per l'utente "medio" anche se di entità trascurabile. La tariffa TOU4 è stata invece costruita con l'obiettivo specifico di ottenere una riduzione del picco. Questo senza tralasciare comunque l'obiettivo del risparmio per gli utenti. La tariffa infatti si è rilevata la più efficiente come riportato nel paragrafo 3.3.1.1. I **risultati mostrano come spostando il carico serale nelle sole ore notturne più scariche sia possibile ridurre il picco di un valore pari a circa l'11%.**

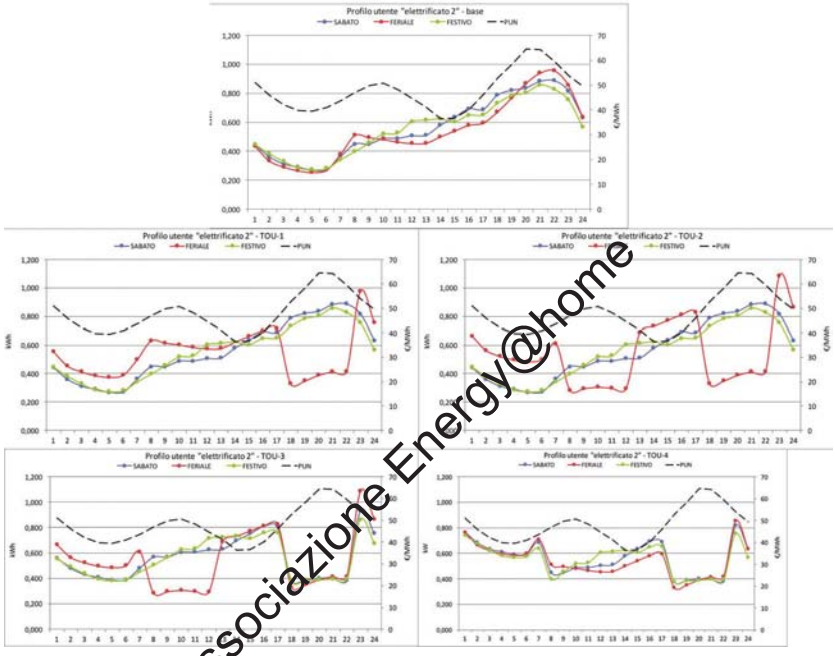
Tabella 3.2
Variazione del picco di carico annuale visto dai consumatori residenziali

PICCO DI CARICO	RIF	TOU1	TOU2	TOU3	TOU4
Picoo di carico medio annuale Utente "medio" - (kW)	0,541	0,532 (-2%)	0,574 (+6%)	0,574 (+6%)	0,483 (-11%)
Picoo di carico medio annuale Utente "elettrificato 1" - (kW)	[illegible]	0,749 (+1%)	0,824 (+11%)	0,824 (+11%)	0,665 (-11%)
Picoo di carico medio annuale Utente "elettrificato 2" - (kW)	0,957	0,977 (+1%)	1,086 (+13%)	1,086 (+13%)	0,855 (-11%)

La Figura 3.[illegible] mostra graficamente come variano i profili di carico con le diverse opzioni TOU per l'utente "elettrificato 2". È evidente dal grafico la crescita del picco con le prime tre opzioni TOU e la riduzione con l'opzione TOU4. Per gli altri utenti gli spostamenti sono analoghi con minori quantità in gioco.

Copyright Associazione Energy@home

Figura 3.14
Variazione del profilo di carico dell'utente "elettrificato 2" con le opzioni TOU



Copyright Associazione Energy@home

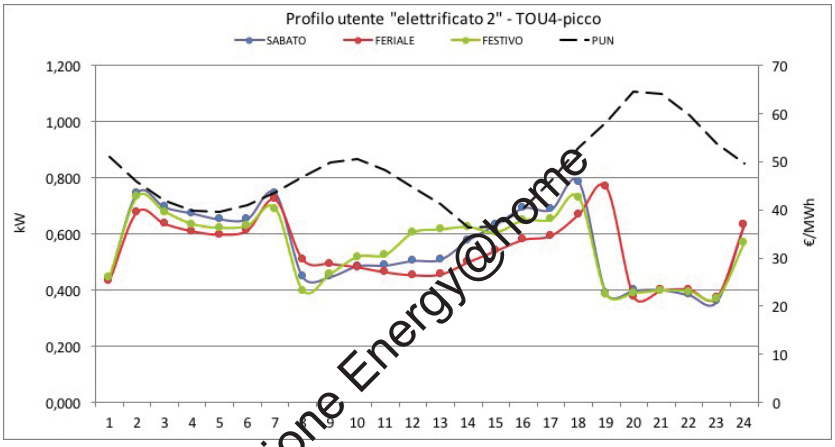
La tariffa TOU4 risulta l'unica efficace per la riduzione del picco di carico con una riduzione di circa l'11%. Osservando i risultati ottenuti con le altre tariffe TOU si può concludere che **un segnale di prezzo basato solo sul PUN non è pienamente efficace per la riduzione delle criticità sulle reti di distribuzione**; questo accade perché le ore di picco di carico dell'utente residenziale (dalle 19 alle 23) non coincidono esattamente con le ore di picco di prezzo identificate nelle tariffe TOU (dalle 17 alle 22).
Per gestire anche la riduzione del picco di carico è necessario, quindi, inviare all'utente segnali locali più specifici. Con questo obiettivo si è ridefinita la tariffa TOU4. Sono state quindi identificate le ore con carico alto da inserire nella fascia di picco del prezzo e dalle quali spostare i carichi nelle ore notturne (con carico basso) indipendentemente dal prezzo orario. La nuova tariffa costruita è stata chiamata TOU4-picco è la sua struttura è riportata in Tabella 3.3.

Tabella 3.3
Struttura della tariffa TOU4-picco

	TOU4 - picco
dalle 18/19 alle 23	Ore con carico alto
dalle 07 alle 18/19 - dalle 23 alle 01	Ore con carico medio
dalle 01 alle 07	Ore con carico basso

Si riporta in Figura 3.15, come esempio per l'utente "elettrificato 2", la variazione del profilo di carico nei diversi giorni con questa nuova tariffa TOU4-picco. Questo profilo va confrontato con quelli della Figura 3.14 sempre per l'utente "elettrificato 2"

Figura 3.15
Profilo di carico dell'utente "elettrificato 2" con l'opzione TOU4-picco



Copyright Associazione Energy@home

La soluzione identificata permette di raggiungere una riduzione del picco di carico del 18% rispetto all' 11% trovato precedentemente come mostra la Tabella 3.4. La soluzione mostra come **le soluzioni di dynamic pricing possono essere utilizzate anche per risolvere criticità del sistema elettrico, come i picchi di carico, con riduzioni comprese tra il 15 e il 20%,** svincolando la definizione delle tariffe dai soli segnali di prezzo provenienti dal mercato elettrico.

Tabella 3.4
Variazione del picco di carico annuale con la nuova tariffa TOU4 picco

Svincolando la costruzione della tariffa dagli esiti del mercato si riduce però la potenzialità di risparmio per l'utente finale. Passando dalla tariffa

PICCO DI CARICO	RIF	TOU1	TOU2	TOU3	TOU4	TOU4 - picco
Picco di carico medio annuale Utente "elettrificato 2" - (kW)	0,957	0,977 (+1%)	1,086 (+13%)	1,086 (+13%)	0,855 (-11%)	0,785 (-18%)

TOU4 a quella TOU4-picco il risparmio conseguibile dall'utente si riduce infatti di circa il 20%. Considerando sempre l'utente "elettrificato 2" il risparmio annuo passa dal 6% dell'opzione TOU4 al 5% dell'opzione TOU4-picco. In quest'ultimo, però, occorre aggiungere il vantaggio economico della riduzione del picco che potrebbe coincidere semplicemente con l'opportunità di ridurre la potenza contrattuale (si veda par. 3.7.2) piuttosto che con un premio in tariffa definito dal distributore in funzione della necessità specifica di ridurre il picco di carico sulla rete di distribuzione.

3.4 Valutazione dell'impatto dei meccanismi di pricing sull'utente finale tipo RTP

La tariffazione RTP (Real Time Pricing) rappresenta la soluzione più flessibile. La risposta degli utenti può però essere ottimale solo in presenza di tecnologie che permettano un'automatizzazione della risposta modificando i consumi con un dettaglio orario.

Per simulare l'effetto che una tariffazione RTP potrebbe avere sugli utenti è stato seguito il seguente approccio metodologico (Figura 3.16):

- Determinazione dei valori orari del PUN su tutto il periodo (anno)
- Calcolo del PUN medio giornaliero
- Calcolo del carico orario che si ipotizza spostabile ricavato dall'analisi riportata precedentemente
- Individuazione del numero di ore con prezzo più alto e più basso per ogni giorno rispetto a un valore soglia definito giornalmente
- Trasferimento dei carichi "spostabili" dalle ore di picco di prezzo alle ore fuori picco
- Valutazione del risparmio annuo conseguibile dagli utenti in funzione del numero di ore di picco di prezzo adottato.

Sono state ipotizzate due diverse varianti per l'opzione Real Time Pricing:
1. Per la prima opzione, chiamata RTP, è stato ipotizzato di spostare i carichi dalle ore di picco di prezzo e ripartirli nelle rimanenti ore della giornata.

2. Per la seconda opzione, definita come RTP+, è stato invece ipotizzato di spostare i carichi dalle ore di picco di prezzo nelle sole ore della giornata con prezzo più basso identificate come quelle in cui il prezzo è inferiore a un valore di soglia (Ipotesi: 90% del PUN medio giornaliero). Questa opzione identifica quindi utenti con una elevata propensione al risparmio.

Copyright Associazione Energy@home

Figura 3.16
Approccio metodologico per le opzioni tariffarie RTP e RTP+

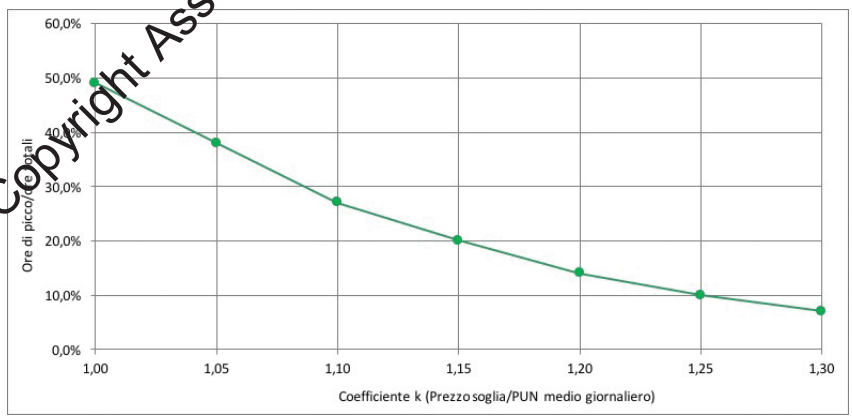
Con le opzioni di tipo RTP il numero di ore di picco di prezzo dalle quali spostare i carichi verso ore meno costose non è fisso e prestabilito come per le opzioni TOU, ma va determinato giorno per giorno.
È stato quindi ipotizzato che un utente sposti i propri consumi solo se il prezzo dell'energia elettrica supera un certo valore di soglia in quell'ora. Questo valore di soglia è stato calcolato moltiplicando il PUN medio giornaliero per un coefficiente k (fatto variare tra 1 e 1,3).

Il valore del coefficiente k permette di identificare due diverse tipologie di utente:
1. Valori di k < 1,15 indicano un "utente automatizzato" in quanto per rispondere a un numero di ore di picco superiori al 20% e fino al 50% delle ore totali dell'anno è indispensabile che la risposta dell'utente sia automatica e supportata da apposite tecnologie.

2. Valori di k > 1,15 identificano invece un utente che necessita di meno automazione ("utente manuale"). Al crescere del coefficiente k corrisponde infatti una riduzione del numero di ore di picco e quindi un aumento del comfort dell'utente che varia il proprio profilo di consumo in un numero limitato di ore.

La Figura 3.17 mostra come varia il numero di ore di picco di prezzo rispetto alle ore totali
dell'anno in funzione del parametro k.

Figura 3.17
Numero di ore di picco in funzione del coefficiente k



Copyright Associazione Energy@home

3.4.1 Impatto delle nuove opzioni RTP

3.4.1.1 Impatto economico

In funzione del coefficiente k è stato calcolato il risparmio conseguibile dagli utenti spostando i propri consumi dalle ore di picco a quelle fuori picco per le opzioni RTP e RTP+ (Figura 3.18). I risparmi indicati si riferiscono alle due diverse tipologie di utente "automatizzato" (celle azzurre) e "manuale" (celle verdi). La soluzione con k=1,15, intermedia tra le due tipologie di utente, è presa a riferimento per le successive valutazioni sulla variazione del picco e per l'impatto sul sistema elettrico.

Si ricorda che il risparmio indicato si applica alla sola componente energia della bolletta che dipende direttamente dal PUN (30% della spesa totale) e non alla totalità della spesa. La spesa e i risparmi indicati in Figura 3.18 sono stati valutati includendo l'IVA del 10%.

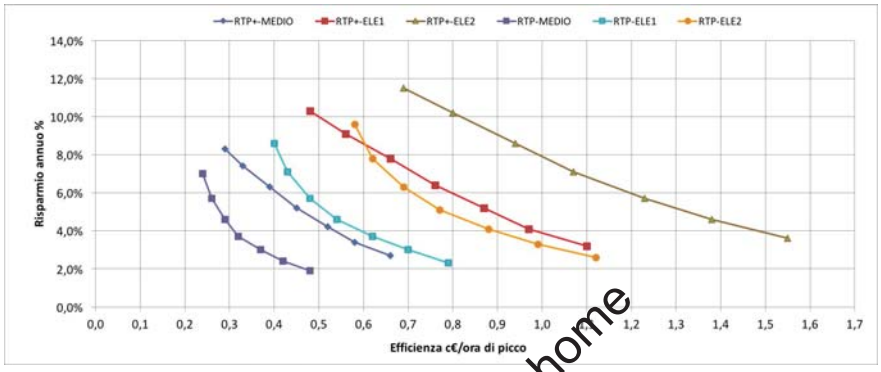
Figura 3.18
Risparmio sulla Componente Energia Quota della bolletta che dipende direttamente dal PUN

	«medio» 165 €/anno		« elettrificato1» 220 €/anno		« elettrificato2» 290 €/anno	
	RTP	RTP+	RTP	RTP+	RTP	RTP+
K = 1,00	7,0%	8,3%	8,6%	10,3%	9,6%	11,5%
K = 1,05	5,7%	7,4%	7,1%	9,1%	7,8%	10,2%
K = 1,10	4,6%	6,3%	5,7%	7,8%	6,3%	8,6%
K = 1,15	3,7%	5,2%	4,6%	6,4%	5,1%	7,1%
K = 1,20	3,0%	4,2%	3,7%	5,2%	4,1%	5,7%
K = 1,25	2,4%	3,4%	3,0%	4,1%	3,3%	4,6%
K = 1,30	1,9%	2,7%	2,3%	3,2%	2,6%	3,6%

Copyright Associazione Energy@home

Infine, come per le quattro opzioni TOU, è stata poi valutata l'efficienza delle due opzioni RTP e RTP+ per le tre tipologie di utente, calcolata come rapporto tra il beneficio economico (espresso in risparmio di € all'anno) rispetto al numero di ore di picco. Il grafico di Figura 3.19 mostra la variazione dell'efficienza delle opzioni RTP e RTP+ in funzione del risparmio conseguibile dall'utente.

Figura 3.19
Rapporto tra efficienza e risparmio annuo conseguibile



Copyright Associazione Energy@home

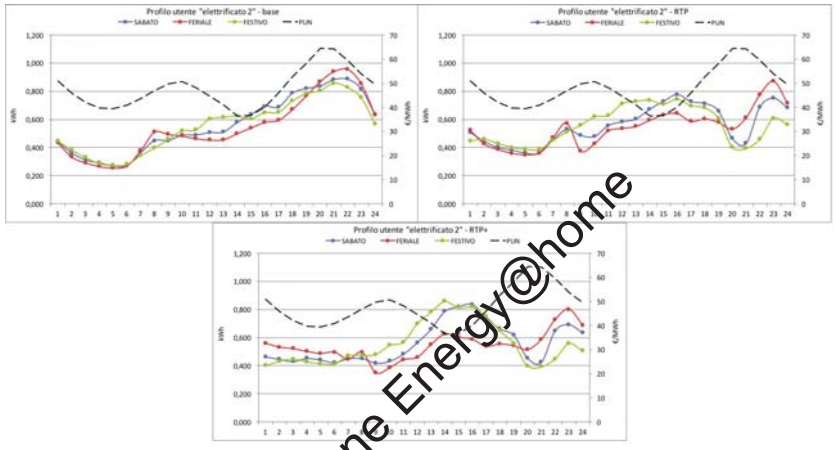
3.4.1.2 Impatto sul picco

Come per le tariffe TOU si è proceduto eseguendo la valutazione di come varia il picco di carico annuo con le due diverse tariffe RTP. Con entrambe le opzioni si è riscontrato un aumento del picco superiore anche a quello ottenuto con le opzioni TOU (Tabella 3.2). Le tariffe di tipo RTP che risultano le più efficaci ed efficienti in termini di risparmio conseguibile dagli utenti finali non permettono però di ottenere vantaggi in termini di riduzione del picco di carico. Questo risultato è spiegabile con il fatto che la rilevante produzione da fonti rinnovabili degli ultimi anni abbia reso economiche le ore centrali della giornata (come mostra la curva del PUN medio annuo) nonostante queste siano ore caratterizzate da un carico già elevato. L'effetto di questo spostamento si vede chiaramente nella Figura 3.20. Le valutazioni sul picco sono state fatte considerando un coefficiente k=1,15, scegliendo quindi il valore di soglia tra l'utente automatizzato e quello manuale.

Tabella 3.5
Variazione del picco di carico annuale visto dai consumatori residenziali

PICCO DI CARICO	RIF	RTP	RTP+
Picco di carico medio annuale Utente "medio" - (kW)	0,541	0,611 (+13%)	0,630 (+17%)
Picco di carico medio annuale Utente "elettrificato 1" - (kW)	0,744	0,870 (+16%)	0,890 (+20%)
Picco di carico medio annuale Utente "elettrificato 2" - (kW)	0,957	1,130 (+18%)	1,150 (+20%)

Figura 3.20
Profilo di carico con le opzioni RTP e RTP+ a confronto con il profilo di base

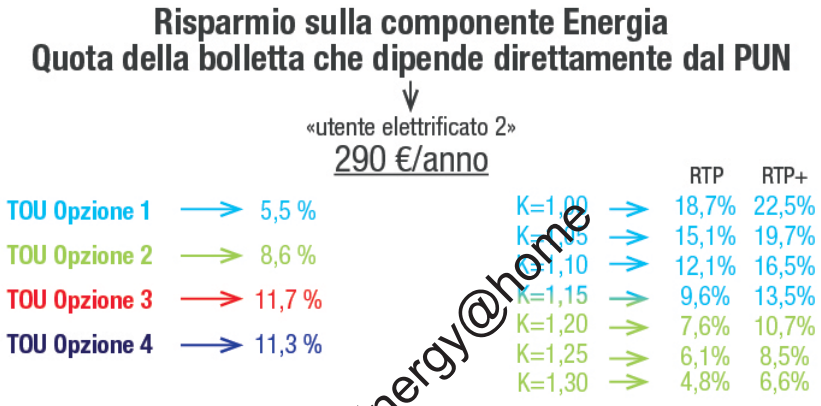


Copyright Associazione Energy@home

3.5 Risparmio conseguibile con l'opzione accumulo elettrico

L'installazione di dispositivi di accumulo elettrico consentirebbe agli utenti di poter spostare dalle ore di picco di prezzo tutto il carico orario sfruttando l'energia elettrica accumulata durante le ore con prezzo basso. Questa valutazione da quindi un'indicazione sul risparmio massimo potenziale conseguibile da un utente con le opzioni tariffarie valutate in questo studio. I dati di risparmio riportati in Figura 3.21 sono relativi all'utente "elettrificato 2", con un consumo annuo di circa 4700 kWh, e mostrano come l'utilizzo della soluzione accumulo permetta potenzialmente di raddoppiare il risparmio sulla componente energia per l'utente arrivando a percentuali comprese tra il 15% e 20% (questo nelle condizioni ottimali di un utente automatizzato e con un elevata propensione al risparmio).

Figura 3.21
Risparmi conseguibili con le diverse opzioni tariffarie utilizzando accumuli elettrici



Copyright Associazione Energy@home

3.6 Simulazioni del mercato elettrico e valutazione dell'impatto delle opzioni di pricing a livello di sistema elettrico

3.6.1 Metodologia

Dalle tariffe dinamiche applicate ai consumatori residenziali, ci si attende, oltre al risparmio per il singolo come determinato nei paragrafi precedenti, anche degli impatti a livello di sistema elettrico nazionale. Ciò nell'ipotesi in cui la partecipazione e il successo delle nuove tariffe sia rilevante.
In particolare le valutazioni sono state effettuate nell'ipotesi più ottimistica in cui tutti i consumatori residenziali partecipino con gli spostamenti di carico descritti nei paragrafi precedenti.

Gli effetti sul sistema elettrico saranno determinati attraverso il confronto tra differenti simulazioni del mercato elettrico per l'anno 2020 e riguarderanno:
1. Variazione del PUN medio annuo e della sua volatilità;
2. Riduzione dell'import di energia in termini complessivi di combustibili per la produzione e di energia elettrica;
3. Riduzione degli eccessi di generazione determinati dai picchi di produzione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Relativamente al PUN si vuole riportare anche la variazione della volatilità: essa è un indicatore di quanto lo spostamento dei consumi potrebbe

ridurre la differenza di prezzo tra ore di base e di picco con un potenziale effetto di ridurre la convenienza degli stessi spostamenti di carico.

Nella simulazione sono stati considerati anche i sistemi elettrici dei Paesi confinanti attraverso l'arco alpino e la Germania, al fine di dare indicazioni anche sui possibili impatti sull'import di energia elettrica.

Infine, un ultimo effetto positivo potrebbe derivare dal migliore sfruttamento delle fonti rinnovabili non programmabili, i cui picchi di produzione, già negli ultimi anni, hanno determinato situazioni di crisi del mercato con azzeramento dei prezzi zonali e difficoltà nel dispacciamento.

Le simulazioni effettuate mettono a confronto con uno **scenario di Riferimento** gli spostamenti di carico determinati dalle tariffe considerate. In particolare:

- **Scenario TOU1**
- **Scenario TOU2**
- **Scenario TOU3**
- **Scenario TOU4**
- **Scenario RTP**
- **Scenario RTP+**

Per le due opzioni RTP e RTP+ le simulazioni sono state fatte considerando un coefficiente k=1,15, scegliendo quindi il valore di soglia tra l'utente automatizzato e quello manuale.

Lo strumento utilizzato per effettuare le simulazioni del mercato elettrico è sMTSIM (Stochastic Medium Term SIMulator[8], un simulatore zonale del mercato elettrico, realizzato da RSE, in grado di calcolare il prezzo marginale orario per ogni zona di mercato ed il dispacciamento della generazione idro-termoelettrica, mediante una risoluzione del mercato su un orizzonte temporale tipicamente annuale. Il simulatore sMTSIM considera, in particolare, i limiti nelle capacità di interconnessioni tra le zone di mercato, i principali limiti di flessibilità dei gruppi termoelettrici anche in termini di tempi minimi di permanenza negli stati di funzionamento, le diverse curve di consumo delle centrali ed è in grado di considerare uno o più vincoli di riserva di potenza per il sistema. La Figura 3.22 schematizza il funzionamento del simulatore con i principali input e output del modello.

Figura 3.22
Schema di funzionamento del simulatore sMTSIM

[8] *D. Siface, M. T. Vespucci, A. Gelmini: "Solution of the mixed integer large scale unit commitment problem by means of a continuous Stochastic linear programming model", Energy Systems – Springer - giugno 2014, Vol 5, No. 2, pp 269-284 – ISSN 1868-3967*

Copyright Associazione Energy@home

Le simulazioni realizzate, basate su un'ottimizzazione dell'esercizio degli impianti, sono indicative delle condizioni strutturali dei diversi sistemi di generazione modellati e su tale aspetto si basano le conclusioni che nel seguito verranno tratte.

La valutazione dell'impatto che le diverse tipologie di dynamic pricing avrebbero sul comportamento strategico dei produttori coinvolti, e quindi sui conseguenti risultati del mercato, esula invece dagli obiettivi e dai limiti del presente studio.

3.6.2 Risultati delle simulazioni

In Tabella 3.6 sono riportate le differenze tra gli scenari tariffari alternativi e lo scenario di Riferimento relativamente alle variabili indicate. I valori positivi, in rosso, indicano incrementi rispetto allo scenario di riferimento.

Tabella 3.6
Differenze nel sistema elettrico al 2020 determinate dalle tariffe dinamiche rispetto allo scenario di Riferimento

		RIF	TOU1-RIF	TOU2-RIF	TOU3-RIF	TOU4-RIF	RTP-RIF	RTP+-RIF
PUN medio pesato *Deviazione Standard PUN*	€/MWh	54,55 14,55	0,71 -1,17	-1,01 -1,49	-1,60 -2,06	-1,24 -1,83	-0,89 -1,22	-0,35 -0,66
Import	GMWh	46831	-290	-531	-445	-329	-300	-34
Produzione Termoelettrica	GMWh	104018	-97	-44	-171	-317	-89	-75
Consumi combustibili fossili	GMWh	244448	-488	-350	-938	-1295	-431	-557
Overgeneration	N° GMWh	207 113	-55 -38	-55 -31	-70 -56	-15 -14	-47 -40	-12 -10
Picco di carico annuo	MW	55455	+537	+66	+66	-701	+79	+129

Copyright Associazione Energy@home

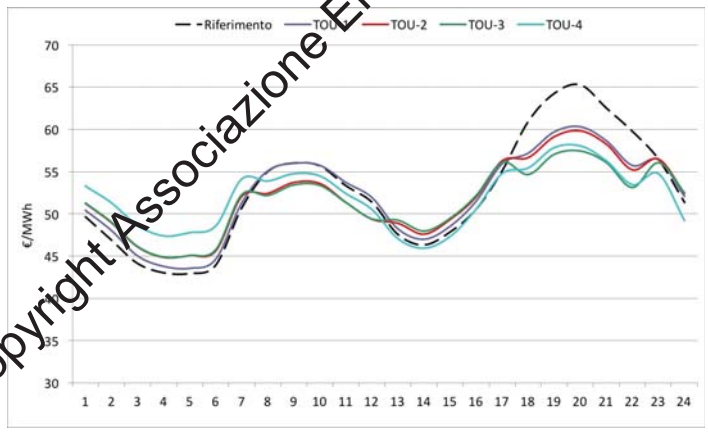
Dai risultati si rileva che gli impatti sul prezzo medio annuo e sulla volatilità del PUN orario sono positivi anche se di lieve entità. Sia il PUN medio pesato che la deviazione standard si riducono infatti in tutti gli scenari rispetto a quello di riferimento. La Figura 3.23 e Figura 3.24 mostra l'evoluzione delle curve del prezzo medio annuo (PUN) per ciascuna delle 24 ora della giornata negli scenari alternativi rispetto a quello di riferimento. L'analisi della variazione dell'import, della produzione elettrica e il conseguente consumo di combustibili fossili mostra una riduzione in tutti gli scenari anche se con valori inferiori all'1% rispetto allo scenario riferimento. Più significativi sono invece i risultati relativi alle overgenerazioni che mostrano una riduzione media di circa il 30% che indica una riduzione delle criticità nel dispacciamento delle fonti rinnovabili. Infine con tutte le opzioni non si rilevano riduzioni significative nel picco di carico nazionale, ma anzi un lieve aumento, in quanto, per effetto delle rilevanti produzioni da fonti rinnovabili non programmabili, le ore centrali della giornata risultano convenienti anche in presenza di un carico già elevato. L'unica riduzione del picco si ottiene con l'opzione TOU-4 nella quale si ipotizza di spostare i

carichi dalle ore di picco nelle sole ore notturne (Tabella 3.7). Nelle Figura 3.25 e Figura 3.26 sono riportate le domande elettriche nazionali mediate su tutto l'anno per ciascuna ora del giorno e singola opzione tariffaria a confronto con i valori dello scenario di riferimento. Più significative sono invece le variazioni del picco visto dai soli consumatori residenziali come riportato nella valutazione degli impatti sulla rete di distribuzione del paragrafo 3.7.

Tabella 3.7
Variazione del picco di carico annuale totale

PICCO DI CARICO	RIF	TOU1	TOU2	TOU3	TOU4	RTP	RTP+
Picco di carico annuale Totale - (MW)	55455	55992	55521	55521	54754	55534	55584
Variazione % rispetto al riferimento		+1,0%	+0,1%	+0,1%	-1,3%	+0,1%	+0,2%

Figura 3.23
Prezzi medi annui per ciascuna delle 24 ore giornaliere nello scenario Riferimento e nelle opzioni TOU



Copyright Associazione Energy@home

Figura 3.24
Prezzi medi annui per ciascuna delle 24 ore giornaliere nello scenario Riferimento e nelle opzioni RTP

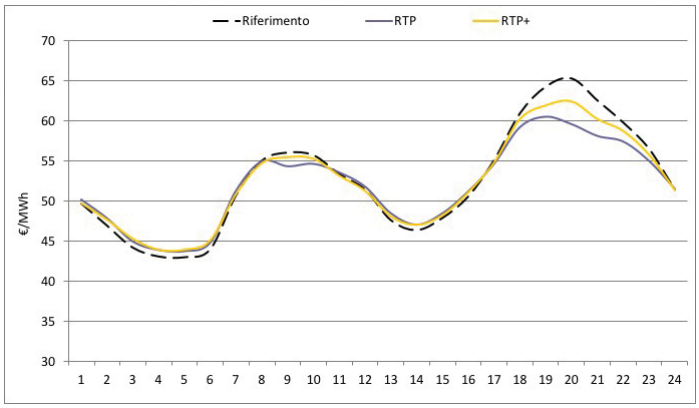


Figura 3.25
Profilo annuale medio orario del carico nazionale negli scenari TOU e riferimento e confronto con il profilo annuale medio orario del PUN

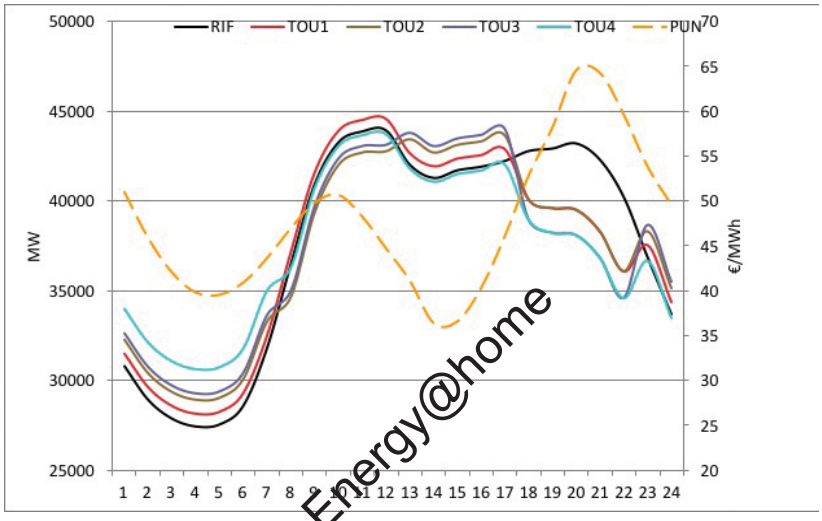
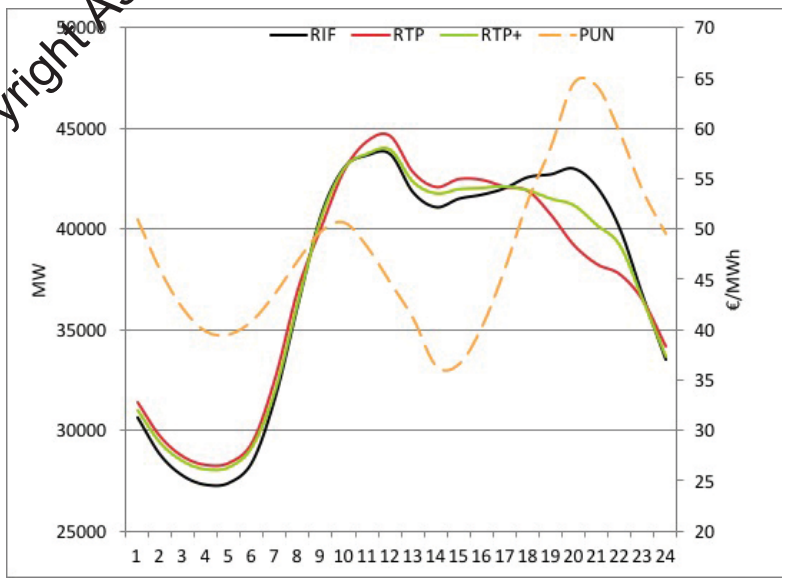


Figura 3.26
Profilo annuale medio orario del carico nazionale negli scenari RTP e riferimento e confronto con il profilo annuale medio orario del PUN



Copyright Associazione Energy@home

In Tabella 3.8 si è provato a fornire una valorizzazione economica dei risparmi energetici di Tabella 3.6 in base alle seguenti ipotesi semplificative:
• il costo per l'importazione è calcolato al prezzo zonale di mercato per ciascuna singola ora
• costo dei permessi di emissione previsto al 2020 10 €/tCO [9]
• costo dei combustibili fossili: o carbone - 8,4 €/MWht,
o gas naturale - 26,3 €/MWht,
o gasolio - 46 €/MWht.

Come mostrato dalla Tabella 3.6 dal punto di vista energetico (riduzione dei consumi di combustibili e riduzione della dipendenza dall'estero) e ambientale (riduzione delle emissioni) l'effetto delle tariffe dinamiche sul sistema energetico è positivo. Passando alla valutazione economica il risultato di questa analisi è invece un aumento del costo del sistema rispetto allo scenario di riferimento, anche se di entità inferiori allo 0,5%. Questo è dovuto però alla variazione del mix di combustibili fossili determinato dal modello s-MTSIM con una crescita del consumo del gas naturale e una riduzione del carbone.

Copyright Associazione Energy@home

Tabella 3.8
Possibile valorizzazione delle differenze nel sistema elettrico al 2020 determinate dalle tariffe dinamiche rispetto allo scenario di Riferimento (valori in k€)

	RIF	TOU1-RIF (K€)	TOU2-RIF (K€)	TOU3-RIF (K€)	TOU4-RIF (K€)	RTP-RIF (K€)	RTP+ -RIF (K€)
Delta emissioni nazionali K€ (ktCO$_2$)	**712443** (1)	**-3486**	**-4858**	**-7340**	**-7430**	**-3648**	**-2536**
	(712443)	(-349)	(-486)	(-734)	(-743)	(-365)	(-254)
D. import energia elettrica	**166530**	**-8833**	**-13475**	**-15327**	**-9326**	**-7876**	**-2775**
D. spesa combustibili fossili	**3573159** (1)	**+19335**	**+44437**	**+45829**	**+29062**	**+24892**	**+4218**
Carbone	1342438 (1)	-15108	-25195	-33107	-29638	-17015	-8860
Metano	2186584 (1)	+34444	+69632	+78936	+58700	+41907	+13078
Petroliferi	44136 (1)	0	0	0	0	0	0
D. valore overgeneration (HP: 100 €/MWh)	**11290**	**-3760**	**-3050**	**-5550**	**-1390**	**-4020**	**-960**
Totale - k€	**4466232** (1)	**+3256**	**+23055**	**+17612**	**+10916**	**+9348**	**-2053**
% rispetto a riferimento		**+0,1%**	**+0,5%**	**+0,4%**	**+0,2%**	**+0,2%**	**-0,0%**

(1) il valore rappresentativo della sola produzione dispacciabile pari a 244 TWh

3.7 Impatto sulla rete di distribuzione

L'applicazione di meccanismi di dynamic pricing ha un impatto anche sulle reti di distribuzione. L'impatto consiste in variazioni dei costi di gestione e/o pianificazione della rete che si traducono in variazioni dei costi fissi dei contratti di fornitura per gli utenti domestici che potrebbero ricevere effetti economici positivi.
Per quanto riguarda le reti di distribuzione i potenziali benefici potrebbero derivare da:
1. Riduzione dei picchi di carico per la rete, quindi minori necessità di investimenti e minori perdite,

9 Valore indicato dagli scenari Primes 2013 e riportati nell' "Impact Assessement - Accompanying the Communication A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030" della Commissione Europea, SWD(2014) 15, 22 gennaio 2014

2. Riduzione dei picchi di carico per i singoli utenti e quindi riduzione delle potenze contrattuali necessarie
3. Aumento della generazione distribuita installabile (hosting capacity della rete)

3.7.1 Riduzione dei picchi di carico sulla rete di distribuzione

La Tabella 3.9 sintetizza l'analisi sulla variazione del picco di carico visto dai consumatori residenziali. A differenza delle tabelle precedenti in questa si riporta il valore del picco dei consumatori residenziali sulla rete di distribuzione nell'ipotesi che tutti partecipino agli spostamenti di carico ipotizzati. In questa tabella si ipotizza che Come già mostrato precedentemente con le opzioni TOU1, TOU2, TOU3 e le due opzioni RTP e RTP+ si è riscontrato un aumento del picco. L'unica opzione che ha consentito la riduzione del picco è la TOU4 (e la sua variante TOU4-picco) con la quale è stato assunto di spostare il carico dal settore di picco serale nelle sole ore notturne più "scariche". Il carico del settore residenziale rappresenta comunque circa un quarto del carico visto dalla rete di distribuzione italiana, una crescita del 10-15% del picco residenziale si traduce quindi in una crescita limitata al 3-4% per il picco totale visto dalla rete di distribuzione.

Tabella 3.9
Variazione del picco di carico annuale visto dai consumatori residenziali

PICCO DI CARICO	RIF	TOU1	TOU2	TOU3	TOU4	TOU4 -picco	RTP	RTP+
Picco di carico annuale Residenziale - (MW)	**13513**	13307	14349	14349	12069	11081	15281	15778
Variazione % rispetto al riferimento		**-2%**	**+6%**	**+6%**	**-11%**	**-18%**	**+13%**	**+17%**

Copyright Associazione Energy@home

3.7.2 Riduzione dei picchi di carico per i singoli utenti

Tutte le valutazioni per la variazione del picco di carico sono state fatte utilizzando profili costruiti come media di un panel di utenti residenziali. Mediando i profili la valutazione sui picchi di carico per il singolo utente ha solo una valenza qualitativa. Per approfondire l'analisi sono stati quindi studiati i singoli profili di consumo di alcuni utenti elettrificati che compongono il panel. La Tabella 3.10 riporta i risultati in termini di risparmio e variazione del picco per l'opzione RTP+, che è risultata la più efficiente per gli utenti, scegliendo, come per le precedenti valutazioni, il parametro intermedio k=1,15. Come si vede, applicando l'opzione RTP+ al profilo mediato dell'utente elettrificato, si ottiene un risparmio annuo di circa il

7% ma con un incremento del picco annuale di circa il 20% (da 0,96 kW a 1,15 kW). Applicando l'opzione ai singoli profili degli utenti si vede come a parità di risparmio gli effetti sul picco sono molto diversi e contrastanti a seconda del singolo profilo dell'utente considerato. La riduzione del picco di potenza dell'utente potrà riflettersi in una potenza contrattuale inferiore che determina meno costi fissi in bolletta. Per dare una misura economica, si consideri che attualmente per una abitazione di residenza anagrafica con un consumo annuo di 3500 kWh, la differenza di spesa impegnando una potenza di 3 kW anziché 4,5 kW è superiore a 200 €/anno corrispondente ad un risparmio in bolletta di oltre il 20%.

Tabella 3.10
Variazione del picco di carico annuale con l'opzione RTP+

Utente	Consumo annuo (kWh)	Risparmio con RTP+	Var. Picco annuale (Kw)
"Utente Elettrificato 2"	4778	7,1%	+0,189
Utente_1	4722	7,3%	+0,436
Utente_2	4951	6,9%	+0,114
Utente_3	4891	6,9%	+0,445
Utente_4	4607	7,5%	+0,419
Utente_5	4833	7,3%	+0,632
Utente_6	4763	7,1%	-0,317
Utente_7	4667	7,4%	-0,210
Utente_8	4566	7,7%	-0,308
Utente_9	4613	7,3%	-0,290
Utente_10	4692	7,3%	-0,506

Copyright Associazione Energy@home

3.7 L'impatto sulla generazione distribuita installabile

Per valutare l'impatto di tariffe dinamiche sulla generazione distribuita è stato analizzato come la modulazione del carico può variare la capacità di generazione distribuita installabile se una rete in bassa tensione ('hosting capacity'). Sono stati studiati due diversi scenari:
1. Scenario 1: modulazione del carico con applicazione della tariffa TOU3
2. Scenario 2: modulazione del carico determinata dal profilo di produzione fotovoltaica, il carico segue la generazione.

Rete esempio

La rete di esempio utilizzata è una rete in bassa tensione (380 V), costituita da due feeder e con un trasformatore MT/BT da 250 kV A (Figura 3.27). Nella rete sono presenti circa 200 utenze domestiche ripartite in proporzioni diverse tra 14 nodi. Il profilo di carico considerato nella simulazione è quello di un giorno festivo (ipotesi conservativa) e il valore massimo raggiunto dal carico rappresenta circa il 50% della potenza nominale del trasformatore (Figura 3.28). Dato che le simulazioni condotte riguardano il comportamento medio, tutti gli utenti sono stati considerati con lo stesso profilo.

Figura 3.27
Topologia della rete BT utilizzata, posizione dei carichi e potenza relativa installata.

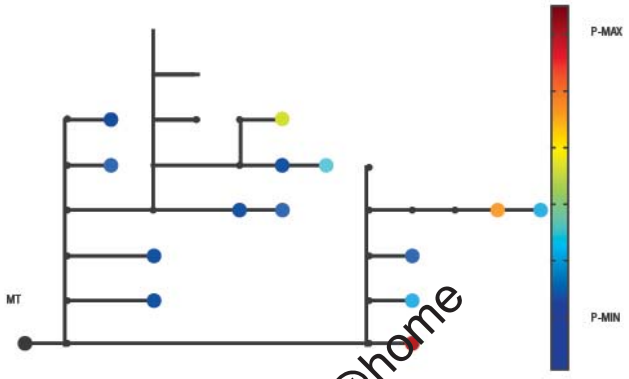
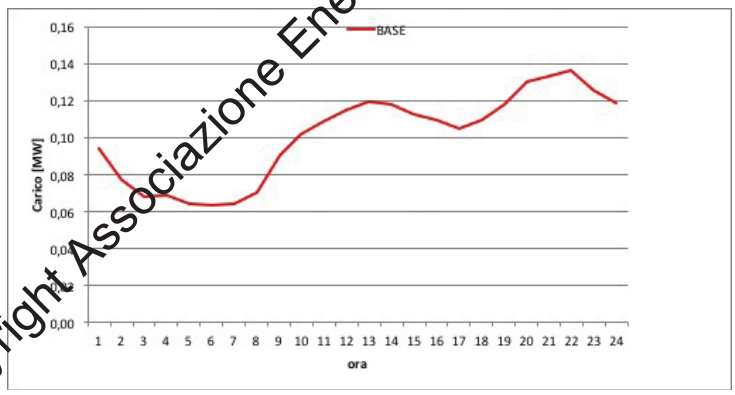


Figura 3.28
Profilo di potenza aggregata dei carichi connessi alla rete (giorno festivo)



Copyright Associazione Energy@home

Valutazione della generazione distribuita installabile: baseline
Il metodo di calcolo utilizzato riprende metodologie sviluppate da RSE in attività di ricerca precedenti[10] [11]e per progetti europei[12]. La massima generazione installabile è stata calcolata aggiungendo un generatore a ognuno dei 14 nodi con un carico e aumentandone la produzione fino al raggiungimento dei vincoli tecnici.

Come generatori 'sonda' sono stati utilizzati generatori fotovoltaici perché sono di più comune installazione nelle reti di distribuzione in bassa tensione, inoltre hanno profilo di produzione non costante. In generale, la massima generazione installabile può dipendere anche dalla distribuzione dei generatori oltre che dal valore totale della produzione. Per semplificare la procedura di calcolo, i generatori sono stati distribuiti uniformemente tra i 14 nodi: tale ripartizione permette di investigare tutte le caratteristiche della rete (vincoli di tensioni e corrente) ed è coerente con lo stato delle reti BT, in cui la generazione è distribuita in diversi punti. Inoltre, l'esperienza acquisita dalle analisi condotte in altri studi permette di affermare che l'aumento percentuale di Hosting Capacity individuato (tra caso base

[10] G. Viganò, M. Rossi, D. Moneta, M. Gallanti, "Applicazione dell'algoritmo DISCoVER per la stima di Hosting Capacity delle reti attive di distribuzione", 2014.
[11] C. Carlini, C. Michelangeli, D. Moneta, M. Rossi, G. Viganò, D. Clerici; "Gestione ottima della rete elettrica di distribuzione: validazione in campo reale", 2014.
[12] G. Franchioni, D. Moneta, P. Mora, M. Rossi; "Principali risultati dei progetti europei collegati ai sistemi di controllo di GD e reti attive", 2014.

e caso 'smart') non subisce forti variazioni per distribuzioni differenti.
Il profilo di generazione, sempre adottando ipotesi conservative, è quello tipico di una giornata estiva.

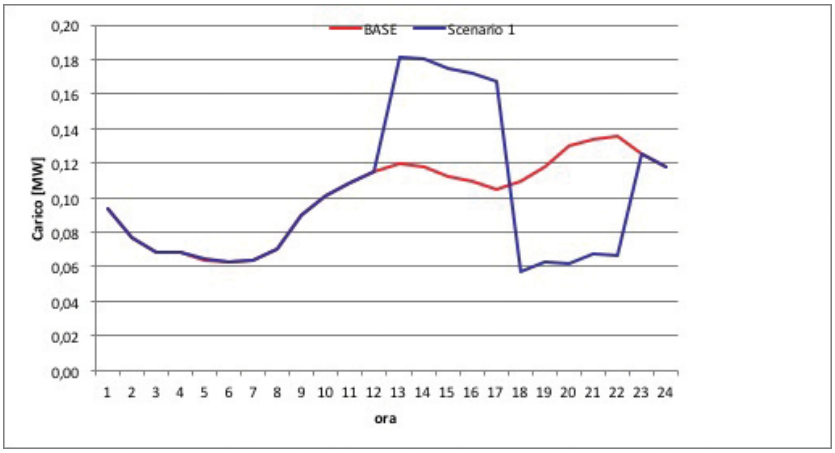
Per calcolare la generazione massima installabile, la potenza nominale dei generatori sonda è stata incrementata per passi successivi.Nei calcoli iterativi di load flow, effettuati utilizzando il software Vocant[13], sono state monitorate correnti e tensioni: l'incremento della potenza dei generatori è stato arrestato al raggiungimento dei vincoli tecnici (tensione o corrente). I limiti di corrente sono sono quelli caratteristici delle linee in BT, mentre per i limiti di tensione si è considerato l'intervallo dato dalla normativa CEI EN 50160 di [-10%; +10%]. Si evidenzia come, nella rete in esame, la Hosting Capacity (HC) di generazione distribuita sia limitata dal vincolo di corrente dei montanti di cabina, condizione rappresentativa di zone residenziali in ambito urbano. In questa situazione, la modulazione di potenza reattiva da parte dei generatori, soluzione comunemente identificata in letteratura per incrementare la HC nel caso di vincoli di tensione, è sostanzialmente inefficace. Si evidenzia, inoltre, come l'ipotesi di aver adottato taglia uniforme per i generatori sonda FV sia dimostrata congruente, poiché in caso di vincolo di corrente sui montanti di linea la taglia installabile dipende debolmente dalla posizione. Nello scenario base sopra descritto, la rete può accogliere circa 186 kWp di generazione fotovoltaica.

Valutazione della generazione distribuita installabile: scenario 1

In questo primo scenario è stata considerata la modulazione del profilo di carico, ottenuta in seguito all'applicazione della tariffa dinamica TOU-3. In questo caso, ripetendo i calcoli, la HC vale 204 kW, con un aumento percentuale di circa il 10% rispetto allo scenario base. Il fattore limitante all'incremento della capacità installabile sono i vincoli di corrente dei montanti del trasformatore.

Figura 3.29

Profilo di potenza aggregata dei carichi connessi alla rete modulato con l'opzione tariffaria TOU3



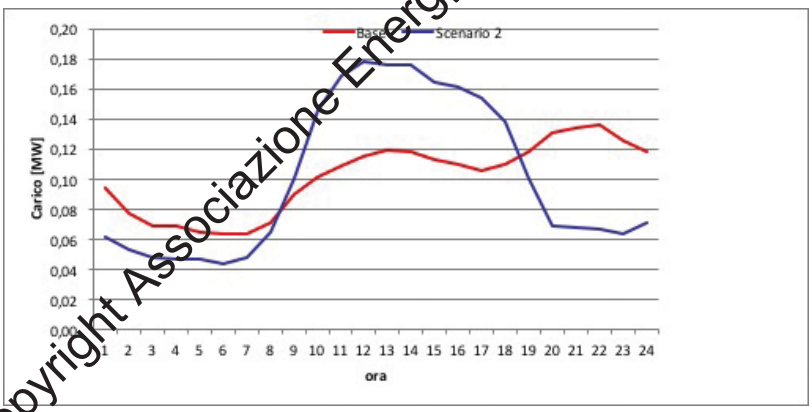
13 G. Viganò, M. Rossi, D. Moneta, M. Gallanti, "Applicazione dell'algoritmo DISCoVER per la stima di Hosting Capacity delle reti attive di distribuzione", 2014.

Copyright Associazione Energy@home

Valutazione della generazione distribuita installabile: scenario 2

Il calcolo è stato ripetuto con la medesima procedura dei paragrafi precedenti utilizzando, al posto del semplice software di load flow, l'algoritmo di ottimizzazione di VoCANT. Lo strumento di ottimizzazione, in particolare, permette di calcolare la modulazione del carico degli utenti domestici per evitare la violazione dei vincoli di tensione e di corrente. Per quanto riguarda la modulazione sono stati considerati i vincoli di carico massimo spostabile per ogni singola ora riportati in . La procedura permette perciò di ottenere un profilo che massimizza l'installazione sulla rete di distribuzione della generazione, in questo caso fotovoltaica. Il risultato dell'ottimizzazione è di aumentare il carico durante le ore centrali della giornata riducendo soprattutto il picco serale.
In questo modo la capacità totale installabile passa a circa 224 kWp, con un incremento rispetto alla condizione di baseline di circa il 20%.

Figura 3.30
Profilo ottimizzato di potenza aggregata dei carichi connessi alla rete per aumentare la produzione fotovoltaica



Copyright Associazione Energy@home

La valorizzazione economica dell'incremento di hosting capacity ottenuta non è facilmente valutabile, perché attualmente non esiste nessuna forma di remunerazione, incentivazione o ritorno per questo "servizio". Si può però valutare il costo di una soluzione alternativa per ottenere lo stesso risultato. Ad esempio l'installazione di accumulatori elettrochimici. Questo confronto non è però del tutto corretto in quanto:
1. la batteria ha delle potenzialità non trascurabili nella fornitura di altri tipi di servizio alla rete
2. La scelta dell'accumulo non è quella economicamente migliore, il distributore può costruire soluzioni ritagliate caso per caso decisamente più economiche.

03

In questo studio è stato ipotizzato di fare lo stesso servizio con batterie usando uno dei modelli di batteria attualmente economicamente più competitivi – Tesla Powerwall – con le seguenti assunzioni:

a. Costo investimento: circa **500 €/kWh.**

b. Capacità necessaria di accumulo complessiva per i 200 utenti sulla rete BT: **500 kWh** (circa 250.000 € di batterie da installare)

c. Numero di cicli in un anno: **365**

d. Durata delle batterie **10 anni** (garanzia Tesla 10 anni)

e. Costo batteria per kWh accumulato: 250 k€ /10 anni / 365 (cicli/anno) / 500 kWh = **14 c€/kWh_ciclo**

f. Perdite generate dalle batterie 15% dell'energia accumulata circa **30 MWh/anno** (X 50 €/MWh = 1500 €/anno)

g. Costo perdite per kWh accumulato: 1500 € / 365 (cicli/anno) / 500 kWh = **1 c€/kWh_ciclo**

Il costo complessivo della soluzione con batterie, per permettere lo stesso incremento di hosting capacity Il costo ottenuto con la modulazione del carico, sarebbe di

15 c€/kWh_ciclo –> 26500 €/anno –> 132 €/anno per ogni utente sulla rete BT esempio considerata.

Copyright Associazione Energy@home

Conclusioni

Lo studio ha mostrato come le tariffe dinamiche possono essere progettate e offerte agli utenti finali. L'analisi dei diversi contesti di mercato e, dove disponibili, dei risultati di sperimentazioni e applicazioni su larga scala di tariffe dinamiche ha permesso di individuare le migliori pratiche e suggerimenti da seguire prima di procedere con il roll-out su vasta scala di una nuova opzione tariffaria. La rapida diffusione degli smart meters ha creato in molti paesi la base necessaria per partire con la sperimentazione di nuove opzioni tariffarie che offrano vantaggi agli utenti finali come richiesto anche dalle direttive europee del Terzo pacchetto Energia e dalla Direttiva 2012/27/CE per l'efficienza energetica. L'installazione di un'infrastruttura di misura avanzata è un prerequisito necessario, ma non sufficiente per la garantire la diffusione di nuove tariffe dinamiche per gli utenti finali. Tutti i principali attori del sistema elettrico devono intervenire nel processo di progettazione e test di nuove tariffe. Questi includono le utility energetiche, l'autorità di regolamentazione, gli organi di governo e i clienti finali. La definizione di nuove tariffe è quindi un processo iterativo che arriva a convergere solo quando i molteplici obiettivi dei diversi partecipanti al processo sono stati soddisfatti (almeno in parte) e la sperimentazione può trasformarsi in un'attuazione concreta e su vasta scala.

L'analisi ha evidenziato che dal punto di vista tecnico la principale barriera, per la prima generazione di smart meters, sia stata l'utilizzo di protocolli proprietari per la comunicazione tra contatore e concentratore: ciò ha finora fortemente limitato la diffusione di servizi basati sull'accessibilità delle misure locali di consumo che possano essere offerti da soggetti terzi rispetto al distributore, attraverso dispositivi in grado di dialogare con il contatore acquisendo i dati in tempo quasi reale. Un secondo aspetto da segnalare è inoltre quello dei lunghi tempi di riprogrammazione dell'attuale generazione di smart meter in seguito alla definizione di nuovi regimi tariffari. Per questi motivi si sta pianificando in Italia la sostituzione della prima generazione di smart meters con nuovi strumenti che rispondano ancora al meglio alle nuove esigenze dei consumatori e alla loro partecipazione attiva alla gestione del sistema elettrico.

Dal punto di vista energetico le principali barriere sono dovute alla scarsa elettrificazione del sistema energetico Italiano dovuta a precise scelte del passato che hanno rallentato la diffusione di tecnologie elettriche nel settore domestico. Il governo e la competente Autorità stanno agendo per rimuovere alcune di queste barriere come la progressività delle tariffe elettriche.

Infine dal punto di vista regolatorio e di mercato l'anomalia più evidente del sistema italiano è il meccanismo di formazione del prezzo con la generazione del prezzo unico nazionale che non fornisce agli utenti il corretto segnale di prezzo per rispondere a criticità della rete elettrica. Un secondo aspetto da segnalare è l'attuale struttura della bolletta elettrica nella quale la componente energia che dipende direttamente dal PUN rappresenta solo circa il 30% della spesa totale limitando le potenzialità di risparmio per gli utenti finali. L'AEEGSI sta attuando in Italia una riforma della bolletta elettrica che abbinata alla decisione del governo italiano di abbandonare il mercato tutelato per i consumatori e passare a un modello completamente liberalizzato entro il

Copyright Associazione Energy@home

2018 potrebbe ampliare il numero di consumatori interessati alla sperimentazione nuove opzioni tariffarie.

Dalle tariffe dinamiche applicate ai consumatori residenziali, ci si attende, innanzitutto benefici per il singolo utente residenziale. Lo studio ha evidenziato come il risparmio conseguibile dagli utenti sia apprezzabile solo per determinate categorie di utenti, quelli più energivori. L'opzione di tariffe di tipo TOU è la più semplice da capire ed è compatibile con una gestione manuale dei carichi da parte degli utenti. Il passaggio a una tariffazione real-time con dettaglio orario porta a risparmi superiori, ma per ottenere vantaggi sensibili deve essere accompagnata da opportune tecnologie abilitanti che automatizzino la risposta dell'utente incrementando il possibile risparmio economico.

Oltre al risparmio per il singolo utente, le tariffe dinamiche hanno anche impatti a livello di sistema elettrico nazionale. L'impatto sul prezzo medio annuo e sulla volatilità del PUN orario sono positive anche se di lieve entità. Si rilevano inoltre dalle simulazioni riduzioni delle overgenerazioni che indicano riduzioni delle criticità nel dispacciamento. Dal punto di vista energetico (riduzione dei consumi di combustibili e riduzione della dipendenza dall'estero) e ambientale (riduzione delle emissioni) l'effetto delle tariffe dinamiche sul sistema energetico è positivo. Non si rilevano invece riduzioni nel picco di carico nazionale in quanto, per effetto delle massicce produzioni da fonti rinnovabili non programmabili, il picco di carico non è sempre coincidente con il picco di prezzo. Questo accade costruendo le tariffe basate solo sugli esiti del mercato elettrico. Le tariffe possono essere infatti anche costruite al servizio di altri obiettivi specifici del sistema elettrico come la riduzione del picco e/o la maggiore diffusione di generazione distribuita nelle reti. Lo studio ha mostrato come questi obiettivi possono essere parzialmente in conflitto tra loro, cosa che sottolinea l'opportunità di un controllo automatico intelligente.

Relativamente all'impatto dei meccanismi di dynamic pricing sulle reti distribuzione le analisi condotte hanno mostrato che utilizzando tariffe dinamiche legate ai risultati della borsa elettrica non sembrano esserci possibilità di ricavare significativi benefici per le reti. In particolare il picco di carico sulla rete di distribuzione aumenta in quasi tutti gli scenari analizzati. Per questo motivo sono state indagate soluzioni tariffarie alternative (legate alle criticità del sistema elettrico e non alla sola borsa elettrica) ottenendo potenzialità di riduzione del picco di carico residenziale di circa il 15-20%. È stata considerata anche la possibilità di ridurre la potenza contrattuale degli utenti. L'analisi specifica su un campione di dieci utenti ha mostrato come oltre al risparmio annuo conseguibile, nella metà dei casi, presenta anche una riduzione del picco di carico.

Per le reti di distribuzione è stato simulato infine anche un caso esempio di una rete BT per valutare come la modulazione dei profili di carico può aumentare la capacità di generazione distribuita installabile. I risultati hanno mostrato che attraverso la modulazioni dei carichi è possibile incrementare di circa il 10-20% l'hosting capacity della rete di bassa tensione. Questo valore può variare da rete a rete, ma indica come la modulazione del carico proposta può aumentare la penetrazione di fonti rinnovabili su una rete.

Copyright Associazione Energy@home

Bibliografia

Documenti RSE
S. Maggiore, "Impatto su comportamenti e consumi delle famiglie di un sistema di prezzi biorari dell'energia elettrica", 2012

S. Maggiore, "Analisi di impatto dell'introduzione della tariffa bioraria obbligatoria", 2013

D. Siface, M. T. Vespucci, A. Gelmini: "Solution of the mixed integer large scale unit commitment problem by means of a continuous Stochastic linear programming model", Energy Systems – Springer - giugno 2014, Vol 5, No. 2, pp 269-284 – ISSN 1868-3967

G. Viganò, Marco Rossi, Diana Moneta, Massimo Gallanti, "Applicazione dell'algoritmo DISCoVER per la stima di Hosting Capacity delle reti attive di distribuzione", 2014.

C. Carlini, C. Michelangeli, D. Moneta, M. Rossi, G. Viganò, D. Clerici; "Gestione ottima della rete elettrica di distribuzione: validazione in campo reale", 2014.
G. Franchioni, D. Moneta, L. Mora, M. Rossi, "Principali risultati dei progetti europei collegati ai sistemi di controllo di GD e reti attive", 2014.

Documenti commissione europea
Direttiva 2009/72/CE, 2009

Staff Working Document 188, "Country fiches for electricity smart metering", 2014

Staff Working Document 189, "Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27",2014

Report 356, "Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity", 2014

Documenti Autorità per l'energia elettrica, il gas e il servizio idrico (AEEGSI)

AEEGSI, Documento per la consultazione 232/2014/R/COM, "Opportunità tecnologiche per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione", 2014

AEEGSI, Documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, "Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione", 2015

AEEGSI, Documento per la consultazione 186/2015/R/EEL, "Energy Footprint: messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione", 2015

Copyright Associazione Energy@home

AEEGSI, Documento per la consultazione 416/2015/R/EEL, “Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione”, 2015

Altre fonti bibliografiche

Ahmad Faruqui and Sanem Sergici, “Household response to dynamic pricing of electricity – a survey of the experimental evidence”, 2009

Ahmad Faruqui and Jenny Palmer, ”The Discovery of Price Responsiveness - A Survey of Experiments Involving Dynamic Pricing of Electricity”, 2012

The Brattle Group, “Energy efficiency and demand response in 2020 - a survey of expert opinion”, 2011

The Brattle Group, “Time-Varying and Dynamic Rate Design”, 2013

Paul L. Joskow and Catherine D. Wolfram, ”Dynamic pricing of electricity”, 2012

CERRE (Centre on Regulation in Europe),”Regulating Smart Metering in Europe: Technological, Economic and legal challenges”, 2014

EURELECTRIC, ”Power Distribution in Europe – Facts & Figures”, 2013

NORDREG, “Recommendations on Common Nordic Metering Methods”, 2014

NORDREG, “Nordic Market Report”, 2014

ERGEG, “Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas”, 2011

CEER, “CEER Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters”,2011

CEER, “CEER Benchmarking Report on Meter Data Management Case Studies”, 2012

CEER, “Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering”, 2013

CEER, “CEER Advice on Customer Data Management for Better Retail Market Functioning”, 2015

EU FP7 Project S3C, Deliverable 1.1 - “Report on state-of-the-art and theoretical framework for end- user behaviour and market roles”, 2012

EU FP7 Project MeterOn, Deliverable 2.1 – “Analysis of smart-metering projects”, 2012

Copyright Associazione Energy@home

VAASA, “The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison – Empower Demand”, 2011

VAASA, “Energy Efficiency through Information and Communication Technology – Best Practice Examples and Guidance – Empower Demand 2”, 2012

Project SmartRegions, Deliverable D2.1 - “Promoting best practices of innovative smart metering services to European regions”, 2013

DuneWorks, “The end-users as starting point for designing dynamic pricing approaches to change household energy consumption behaviours” , 2013

Low Carbon London, Report A2 - “Residential consumer attitudes to time varying pricing”, 2014

Low Carbon London, Report A3 - “Residential consumer responsiveness to time varying pricing”, 2014

Copyright Associazione Energy@home

04

Profilo RSE SpA

RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - è una società per azioni del Gruppo GSE SpA, che sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema, ed ai progetti di ricerca finanziati dall'Unione Europea.
L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l´intera filiera elettro-energetica in un´ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne, sia in risposta a sollecitazioni esterne.
Le attività principali svolte da RSE si possono classificare in diversi filoni:

- Ricerca nel settore elettro-energetico, su domini di interesse pubblico, che riguardano ambiti strategici per il sistema italiano.
- Ricerca sviluppata nell'ambito del programma nazionale Ricerca di Sistema e dei programmi quadro dell'Unione Europea
- Progetto impresa: attività congiunte con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori
- RSE con la PA: progetti di ricerca, analisi e valutazione, funzionali alla mappatura e alla realizzazione di percorsi di crescita e sviluppo dei territori basati su innovazione energetica, sostenibilità e sull'armonizzazione ambientale
- Prove di laboratorio: trae le sue origini dalle competenze mutuate nel corso degli anni su sistemi di taratura, verifiche sperimentali e test su strumenti di misura

Copyright Associazione Energy@home

RSE
Ricerca
Sistema
Energetico

Copyright Associazione Energy@home

05

Profilo Energy@home

Energy@home è un'associazione senza fini di lucro che si propone di creare un contesto di collaborazione pre-competitiva per studiare, progettare e sperimentare ***nuovi servizi a valore aggiunto per la Smart Home*** con l'obiettivo di creare nuove opportunità di mercato tramite un "ecosistema aperto" in ambito residenziale che faccia leva sull'efficienza energetica e sulla sinergia cross-settoriale.

L'Associazione è stata fondata nel Luglio 2012 da 4 grandi imprese italiane (Electrolux, Enel Distribuzione, Indesit Company e Telecom Italia) con uno statuto aperto a nuovi associati e – alla data attuale - conta 27 associati che coprono competenze del sistema elettrico (Enel Distribuzione ed Edison Energia), dell'industria degli elettrodomestici (Electrolux, Indesit Company, Whirlpool), delle telecomunicazioni (Telecom Italia, Vodafone e Deutsche Telekom), della ICT (Altran, Reply), del settore assicurativo (Assurant Solutions e EuropAssistance), della micro-elettronica (Freescale, Renesas ed ST Microelectronics), della tecnologia degli inverter e dei sistemi di storage (ABB), della domotica (Gewiss), oltre che istituti di ricerca (Istituto Superiore Mario Boella), piccole medie imprese italiane (i-EM, Eurotherm, MAC, Gemino, Urmet, Lyt), e start-up nel settore IoT (Apio, Iooota, Reloc).

Copyright Associazione Energy@home

Founding Members

Electrolux, Enel Distribuzione, Indesit Company, TIM

Ordinary Members

EDISON, vodafone, Whirlpool EMEA

Aggregate Members

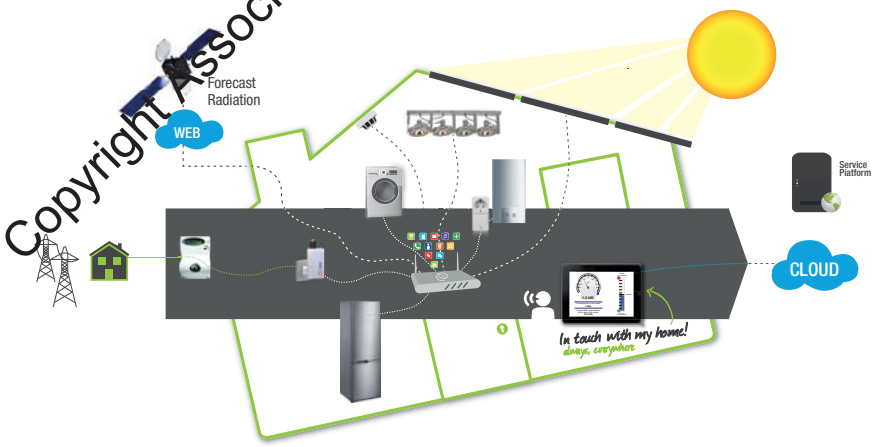
ABB, altran, Apio, Assurant Solutions, europ assistance, eurotherm, freescale, Gemino, GEWISS, i-EM, IOOTA, ISMB, LYT, MAC, RENESAS, Reply power, RELOC, ST, T, URMET GROUP

Energy@home studia e promuove un ***approccio olistico*** alla Smart Home che vede la possibilità di sfruttare sinergie fra settori industriali diversi dove la comunicazione Internet of Things (IoT) tra i dispositivi in casa è l'abilitatore di ***un-ecosistema aperto*** per fornire ai consumatori nuovi servizi e nuove funzionalità necessarie al monitoraggio e al controllo della propria smart home nonché dei propri consumi elettrici.

L'efficienza energetica - intesa come l'insieme di tutte quelle tecniche, strumenti e servizi che permettono di ridurre i consumi energetici senza impatti sul comfort degli utenti - è un pilastro fondamentale della Smart City, nonché la priorità indicata nella Strategia Energetica Nazionale e una delle misure segnalate per raggiungere crescita economica ed occupazionale. La trasformazione del sistema energetico in Italia ed in Europa, necessaria per garantire la de-carbonizzazione e la sicurezza energetica, richiede che la rete diventi più intelligente – la parola chiave è "Smart Grid".

In tale contesto, Energy@home si focalizza sul consumatore finale (inteso come smart prosumer: consumatore e produttore di energia elettrica), puntando a contribuire nel breve termine allo sviluppo di un mercato di ***servizi a valore aggiunto post-contatore.*** Servizi che consentano l'utilizzo efficiente dell'energia tramite un sistema che, comunicando direttamente con il contatore elettrico, possa rendere disponibili i dati del contatore medesimo agli elettrodomestici, all'utente finale e ai service provider da questi autorizzati.

Copyright Associazione Energy@home



Nel medio termine, inoltre, Energy@home punta a stimolare la creazione di un nuovo mercato per i ***servizi di flessibilità*** (la cosiddetta demand response), servizi grazie ai quali il consumatore potrà rendere disponibile una quota di energia o di potenza flessibile a fronte di segnali di prezzo e di specifica remunerazione per la variazione del carico. In altre parole, il consumatore avrà l'opportunità di modificare i propri consumi di energia elettrica, riducendoli o incrementandoli in modo sia automatico sia manuale, in base all'andamento del prezzo (orario o istantaneo) dell'energia e dell'eventuale propria produzione da fonte rinnovabile.
Per raggiungere un simile risultato, è imprescindibile da un lato dotare gli

apparecchi elettrici di un'intelligenza superiore e della capacità di comunicare con gli altri elementi dell'ambiente domestico, dall'altro fornire al consumatore nuovi strumenti che consentano di utilizzare al meglio (in modo più conveniente e ecologicamente sostenibile) i propri elettrodomestici e che possano stimolare il raggiungimento di comportamenti virtuosi o, almeno, limitare quei comportamenti errati che portano a sprechi ed inefficienze.

Si ritiene che tali servizi richiederanno anche una nuova ***regolazione*** del mercato dell'energia che possa coinvolgere attori in grado di gestire la nuova flessibilità della domanda, assicurando ad essa una remunerazione equa e la disponibilità di dati di misura, opportunamente certificati e utilizzabili in modo efficace. In tal senso Energy@home si è organizzato con un gruppo di lavoro dedicato allo studio delle consultazioni pubbliche della Autorità per l'Energia in modo da poter elaborare risposte rivolte a evidenziare il valore dei dati come abilitatore di nuovi servizi mediando opportunamente fra i requisiti dei diversi stakeholder del sistema.

Per creare un ecosistema tecnologico vivo e aperto, l'Associazione Energy@home ha adottato e promosso un approccio di *"open innovation"*, accreditandosi come luogo privilegiato di incontro di idee ancora prima che di soluzioni. Più volte questo patrimonio di idee è stato offerto all'esterno, attraverso le attività di standardizzazione internazionale, la partecipazione alle consultazioni pubbliche dell'Autorità per l'energia, l'organizzazione di seminari.

L'Associazione Energy@home si propone quindi di studiare, "promuovere, sviluppare e diffondere" soluzioni tecniche "per l'efficienza energetica nell'ambito domestico, per un più vantaggioso ed economico utilizzo degli elettrodomestici tramite nuove tecnologie di comunicazione" (art. 2 dello Statuto). L'obiettivo è di utilizzare le nuove tecnologie informatiche ed elettroniche per rendere l'ambiente domestico un eco-sistema di dispositivi che comunicano fra di loro: il contatore elettrico, gli elettrodomestici, l'impianto elettrico, la rete di telecomunicazioni a banda larga, impianti privati di energia da fonti rinnovabili e di accumulo temporaneo, dispositivi di sicurezza e di home automation. La comunicazione, infatti, permette a tali dispositivi di integrarsi in modo intelligente, riducendo gli sprechi, aumentando il grado di affidabilità e sicurezza del sistema energetico domestico e fornendo ai consumatori maggiori informazioni e potere di scelta. È quindi necessario un approccio multisettoriale e multidisciplinare, per progettare dispositivi intelligenti e capaci di comunicare fra di loro per ottimizzare il proprio funzionamento in modo coordinato.

L'attività associativa si sviluppa attraverso gruppi di lavoro, progetti interni di specifica, progettazione e sperimentazione, workshop periodici, partecipazione a fiere e convegni, nonché studi curati dalla Associazione e commissionati a esperti esterni. L'approccio generale tende ad evitare lo sviluppo di nuovi standard preferendo invece l'analisi degli standard esistenti per identificarne i più adeguati e, laddove necessario, tramite una gap analysis, per estenderli a coprire i requisiti dei servizi e casi d'uso di Energy@home.

Copyright Associazione Energy@home

FRA I PRINCIPALI RISULTATI OTTENUTI IN QUESTI PRIMI 3 ANNI DI ATTIVITÀ SI RICORDANO I SEGUENTI:

- **Casi d'uso:** documento di specifica integrato nel report IEC 62746-2 di IEC-TC57 che riporta tutti i casi d'uso europei

- **Modello dei dati:** documento di specifica di un modello dati per la Smart Home indipendente dal protocollo di trasporto. Il modello estende gli standard IEC Common Information Model e IEEE P2030.5 ed è disponibile sul sito web della Associazione in formati UML, WADL e XSD. Il modello è ora in via di integrazione con la ontologia europea SAREF e con lo Smart Home Device Template di HGi.

- **Protocollo:** i casi d'uso e il modello dei dati sono stati istanziati nella specifica ZigBee Home Automation 1.2, uno standard internazionale sviluppato in collaborazione fra Energy@home e ZigBee Alliance. E' in corso di preparazione anche una specifica instanziata sul protocollo WiFi.

- **Consultazioni:** Energy@home ha risposto alle consultazioni pubbliche della Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico concernenti le tecnologie e le modalità di messa a disposizione dei dati di consumo elettrico ai clienti finali. Nelle consultazioni la Associazione ha cercato di rappresentare gli interessi delle aziende associate e di evidenziare il valore dei dati come abilitatori di nuovi servizi

- **JEMMA:** un progetto Open Source che implementa le specifiche Energy@home e semplifica lo sviluppo di applicazioni basate sulla comunicazione fra dispositivi IoT

- **Progetti pilota:** le aziende della Associazione Energy@home hanno utilizzato le specifiche tecniche in diversi progetti pilota europei che hanno coinvolto oltre 600 consumatori. Il progetto pilota italiano ha evidenziato la semplicità d'uso delle tecnologie e dei dispositivi connessi di Energy@home e la efficacia nel produrre significative riduzioni di consumo elettrico (circa 9%)

- Smart Home **Hackathon:** a Novembre 2014 Energy@home ha organizzato una Hackathon che ha visto la partecipazione di 115 concorrenti e la realizzazione di idee e prototipi di servizio basati su JEMMA

Maggiori informazioni sul sito istituzionale

www.energy-home.it

Copyright Associazione Energy@home

Energy@home

IMPATTI DEL DYNAMIC PRICING APPLICATO AI CONSUMATORI ELETTRICI RESIDENZIALI

Analisi delle best practices internazionali, delle barriere potenziali alla introduzione in Italia, e analisi quantitativa dell'impatto sull'utente finale e sul sistema elettrico

Autori: Fabio Lanati, Alberto Gelmini - RSE
A cura di: Fabio L. Bellifemine, Stefano Ginocchio - Associazione Energy@home

www.energy-home.it

Copyright Associazione Energy@home

Associazione Energy@home

Energy@home è un'associazione senza fini di lucro che si propone di creare un contesto di collaborazione pre-competitiva per studiare, progettare e sperimentare nuovi servizi a valore aggiunto per la Smart Home con l'obiettivo di creare nuove opportunità di mercato tramite un "ecosistema aperto" in ambito residenziale che faccia leva sull'efficienza energetica.
Energy@home studia e promuove un approccio olistico alla Smart Home che vede la possibilità di sfruttare sinergie fra prodotti e dispositivi diversi dove la comunicazione Internet of Things tra i dispositivi in casa è l'abilitatore di un-ecosistema aperto per fornire ai consumatori nuovi servizi e nuove funzionalità necessarie al monitoraggio e al controllo della propria smart home nonché dei propri consumi elettrici. Per creare un ecosistema tecnologico ricco e aperto, l'Associazione Energy@home ha adottato e promosso un approccio di "open innovation", accreditandosi come luogo privilegiato di incontro di idee ancora prima che di soluzioni. Più volte questo patrimonio di idee è stato offerto all'esterno, attraverso le attività di standardizzazione internazionale, la partecipazione alle consultazioni pubbliche dell'Autorità per l'energia, l'organizzazione di seminari.

Copyright Associazione Energy@home

Founding Members

Electrolux · Enel Distribuzione · Indesit company · TIM

Ordinary Members

EDISON · vodafone · Whirlpool EMEA

Aggregate Members

ABB · altran · Apio · Assurant Solutions · europ assistance · eurotherm · freescale · Kemino · GEWISS · i-EM · ICOMTA · ISMB · ALVT · MAC · RENESAS · Reply power · RELOC · ST life.augmented · T · URME T|GROUP

Copyright Associazione Energy@home

TECHNICAL CONTACT:
secretariat@energy-home.it

LINKED-IN NEWSGROUP:
http://goo.gl/63hAPq

For more information visit our web site
www.energy-home.it