

UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**ANALISI DELLE CURVE DI DOMANDA E OFFERTA ENERGETICA  
IL CASO DI ÈNOSTRA**

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Laureanda: Chiara Cavegion

Anno Accademico 2016/2017



*“L’età della pietra non finì perché finirono le pietre,  
l’età del petrolio non finirà perché finirà il petrolio”*

*Ahmed Zaki Yamani*



## Riassunto

Il presente lavoro fornisce un quadro sull'attuale realtà della cooperativa energetica èNostra. Nella parte introduttiva viene affrontato il tema dello sviluppo delle energie rinnovabili, le criticità legate al loro utilizzo e i limiti dell'odierna rete elettrica per la loro gestione.

Viene quindi brevemente descritta la Smart Grid, considerata l'evoluzione dell'attuale sistema elettrico.

Segue poi una presentazione del progetto europeo REScoop, di cui èNostra fa parte.

Nei capitoli quattro e cinque vengono definite e analizzate le reali curve di produzione e consumo di èNostra, viene successivamente analizzato se e in che modo è possibile modificarne i profili: dal lato produzione, ipotizzando di ampliare il parco produttori e dal lato domanda sfruttandone l'eventuale elasticità.

Dopo una breve presentazione del mercato elettrico viene infine descritto il modello di funzionamento attuale della cooperativa; seguito dall'analisi due modelli alternativi: il primo che si pone come obiettivo lo svincolarsi dal sistema dei prezzi di mercato, mentre il secondo propone un finanziamento degli impianti in full equity. Per ciascun modello si affrontano le relative criticità e vantaggi.

Infine vengono analizzati altri possibili margini di miglioramento di èNostra.



# Sommario

<b>Introduzione .....</b>	<b>1</b>
<b>1 Un impegno verso le energie rinnovabili .....</b>	<b>3</b>
1.1 Il settore elettrico .....	3
1.1.1 In Italia .....	4
<b>2 Un futuro 100% rinnovabile è possibile? .....</b>	<b>5</b>
2.1 Problematiche legate alle fonti di energia rinnovabile .....	5
2.2 Reti odierne.....	6
2.3 Smart grid.....	8
2.3.1 I fattori abilitanti per le Smart Grid .....	8
2.4 Esempi da seguire .....	14
<b>3 Progetto REScoop .....</b>	<b>15</b>
3.1 ÈNostra.....	16
3.2 Intervista al presidente di REScoop .....	17
3.3 Il potenziale energetico dei cittadini europei - Il punto di vista delle cooperative energetiche .....	18
3.3.1 Risultati .....	19
3.3.2 Il punto di vista economico .....	21
3.3.3 I dati italiani .....	21
<b>4 Raccolta dati èNostra .....</b>	<b>23</b>
4.1 Produttori.....	23
4.1.1 Descrizione degli impianti .....	24
4.2 Consumatori.....	26
<b>5 Elaborazione curve di domanda e offerta .....</b>	<b>27</b>
5.1 Curva di offerta - produttori .....	27
5.2 Curva di domanda - consumatori .....	28
5.3 Definizione delle curve .....	30
<b>6 Rimodulare la produzione .....</b>	<b>39</b>
<b>7 Rimodulare la domanda.....</b>	<b>43</b>
7.1 Caratterizzazione del carico .....	45
7.1.1 Utenze domestiche.....	46
7.1.2 Settore terziario.....	52
7.2 Gestione della domanda sulla base dei prezzi.....	54

7.2.1	I segnali di prezzo Italia 2010 .....	56
7.2.2	Segnali di prezzo: città di Trento .....	57
7.2.3	Caso reale: Olanda .....	58
7.2.4	Caso reale: California .....	60
7.2.5	Esempio variazione delle tariffe.....	61
<b>8</b>	<b>Il mercato elettrico .....</b>	<b>63</b>
8.1	I soggetti del mercato elettrico .....	63
8.2	I prezzi del mercato elettrico .....	64
8.3	Le altre fasi della filiera energetica .....	65
<b>9</b>	<b>Modello di impresa.....</b>	<b>67</b>
9.1	Modello 0: Situazione attuale .....	68
9.1.2	Garanzia d'origine .....	71
9.1.3	Conclusioni relative alla situazione attuale .....	71
9.2	Primo modello alternativo: svincolarsi dal sistema di prezzi.....	73
9.2.1	Criticità relative al primo modello alternativo.....	76
9.2.2	Conclusioni relative al primo modello alternativo.....	77
9.3	Secondo modello alternativo: full equity .....	78
9.3.1	Un esempio reale .....	78
9.3.2	Criticità e conclusioni relative al secondo modello alternativo.....	85
9.4	Conclusioni .....	88
<b>10</b>	<b>Altri margini di miglioramento .....</b>	<b>89</b>
<b>11</b>	<b>Conclusioni.....</b>	<b>91</b>
<b>12</b>	<b>Riferimenti .....</b>	<b>93</b>

## Introduzione

“Quando John guarda la televisione la sera, sua figlia gioca con il cellulare, suo figlio ascolta musica e sua moglie lavora al computer. Sono tutti apparecchi che necessitano di elettricità e questo ha un certo costo. John non si è mai chiesto dove vadano i suoi soldi. Ogni mese paga le bollette elettriche e sostiene una grande Utility; la compagnia è ben felice di avere i suoi risparmi. I soldi sono reinvestiti in centrali termoelettriche o in impianti nucleari e i profitti sono condivisi tra un piccolo numero di persone. John non ha nessun controllo su quello che accade al suo denaro.

E se John sapesse che c'è qualcosa come le cooperative di energia rinnovabile?

REScoop produce energia sostenibile da risorse locali. Come gli altri cittadini John può diventare un coproprietario degli impianti eolici che vede dalla sua finestra, in questo modo non ha più bisogno di dipendere dalle grandi Utility o di preoccuparsi dei prezzi dell'energia che salgono.

Se John diventa socio della cooperativa, può utilizzare energia verde prodotta dagli impianti eolici, idroelettrici o fotovoltaici che ora possiede assieme ai suoi vicini. I profitti non vanno più ai proprietari delle grandi Utility ma tornano a John. C'è di più: come membro della cooperativa John può essere attivo nelle decisioni; scegliendo come e su che impianti la REScoop dovrebbe investire e proponendo il prezzo dell'energia.

E la grande Utility? Probabilmente non lo rivedrà più.”

È questo il modo in cui si presentano le cooperative energetiche europee in un video ufficiale nel sito REScoop.eu.

Si tratta di una realtà molto recente e con grandi potenzialità. Questo è il motivo per cui si è scelto di descrivere e analizzare èNostra: una cooperativa energetica emergente in Italia. Si tratta di una delle prime cooperative attiva sia lato offerta di energia elettrica sia lato domanda, distinguendosi quindi dalle altre per la possibilità di chiudere il cerchio di produzione e consumo di energia totalmente rinnovabile.

Si tratta di uno studio innovativo poiché non sono presenti molte ricerche che descrivano le curve di produzione e consumo e la loro gestione per cooperative energetiche.

Questo settore è in via di sviluppo e c'è un grande margine di miglioramento.



# 1 Un impegno verso le energie rinnovabili

La promozione e lo sviluppo delle energie rinnovabili ha un ruolo sempre più importante a livello mondiale. È in quest'ottica che l'unione europea si è posta come traguardo il raggiungimento dei cosiddetti obiettivi "20-20-20" entro il 2020, definiti nel "Pacchetto Clima Energia".

Nello specifico questi obiettivi sono la riduzione del 20% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990, la diminuzione del consumo di energia del 20% rispetto ai livelli previsti per il 2020 grazie ad una migliore efficienza energetica e il raggiungimento del 20% di quota di energia ricavata da fonti rinnovabili sul consumo totale.

## 1.1 Il settore elettrico

Come riportato nell'elaborato "Renewable energy in Europe 2016" di EEA (European Environment Agency) il consumo totale di energia elettrica nel 2014 è di 273 Mtep; di cui il 27% è legato ad impianti di produzione di energia rinnovabile (73 Mtep).

Negli altri settori la percentuale di energia attribuibile a fonti rinnovabili è minore: il 16.6% per riscaldamento e raffreddamento e solo il 5.5% per i trasporti; per una media ponderata tra i vari settori del 15% della richiesta di energia totale.

Negli anni la quota di energia elettrica rinnovabile è aumentata e, come si può vedere dalla figura, quasi i due terzi dell'aumento della produzione sono dovuti al maggior contributo dell'energia eolica e quasi un terzo è dovuto al maggior apporto di energia solare (fotovoltaico e a concentrazione); le quote di energia legate alle altre tecnologie sono rimaste costanti.

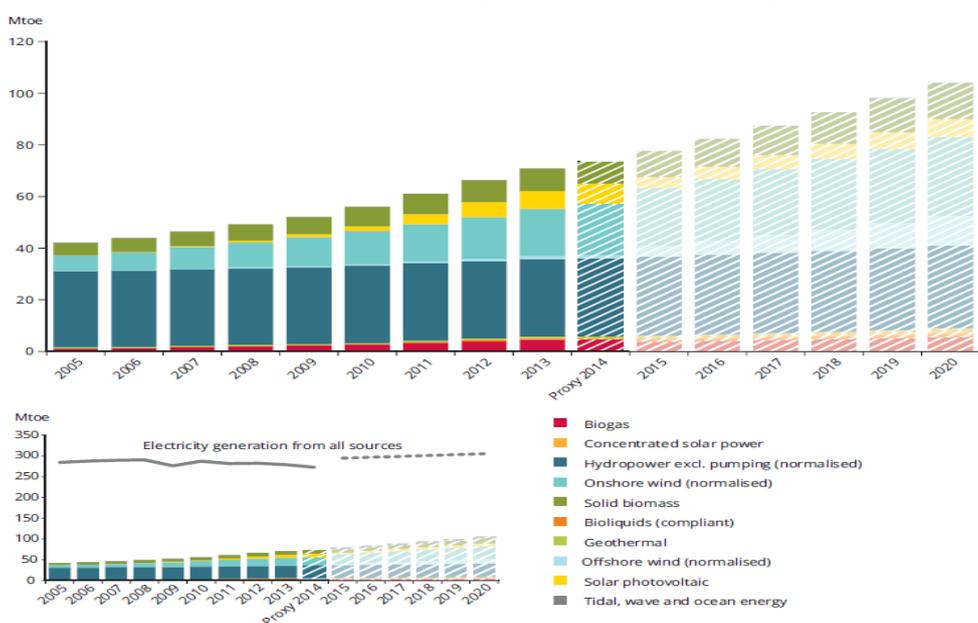


Figura 1- Energia rinnovabile nell'UE-28

### 1.1.1 In Italia

Come riportato nel rapporto statistico del GSE (Gestore Servizi Energetici) l'energia elettrica fornita da fonti rinnovabili effettivamente prodotta in Italia nel 2014 è pari a 120.679 GWh. Con questa quota le rinnovabili hanno contribuito per il 33.4% alla produzione elettrica complessiva, a dimostrazione del trend in crescita degli ultimi anni (nel 2013 l'incidenza era pari al 31,3%).

A conferma delle dinamiche europee, anche in Italia fino al 2008 l'andamento dell'elettricità generata da FER era legato principalmente alla fonte idraulica, ma negli ultimi anni è cresciuta progressivamente l'importanza delle "nuove rinnovabili" (solare, eolica e bioenergie).

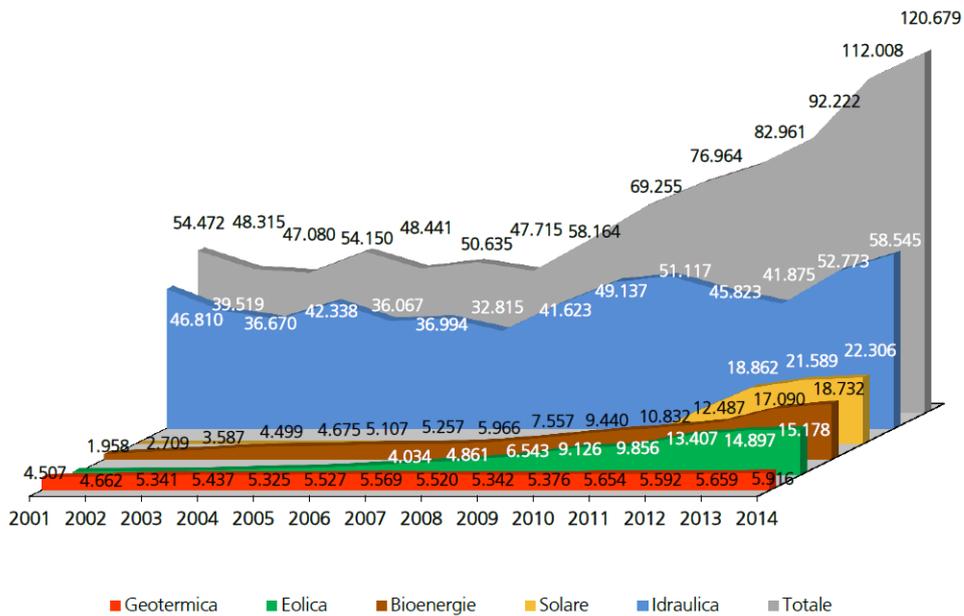


Figura 2-Evoluzione della produzione da fonti rinnovabili. Rapporto statistico GSE

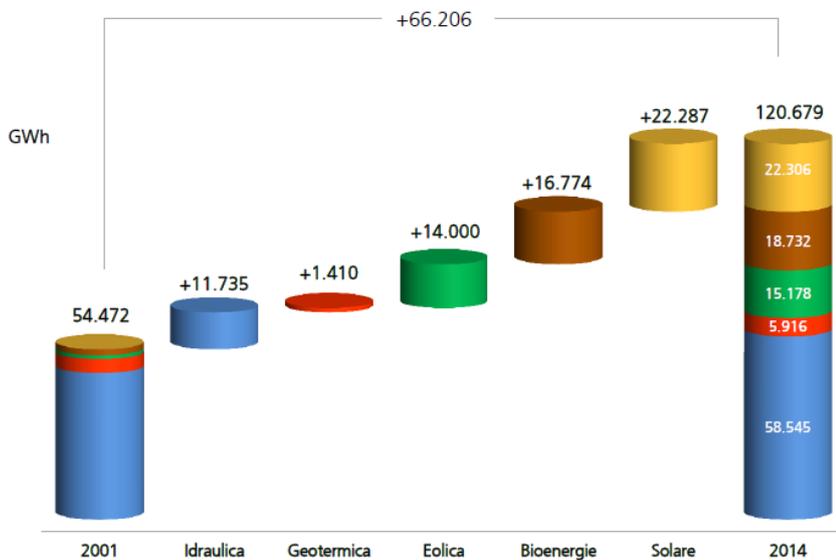


Figura 3-Variatione della produzione da fonti rinnovabili

## 2 Un futuro 100% rinnovabile è possibile?

La domanda sorge spontanea: tutto ciò è possibile? Ha senso porsi come obiettivo un futuro dove si userà energia totalmente prodotta da fonti rinnovabili o si tratta solo di una speranza irrealizzabile?

### 2.1 Problematiche legate alle fonti di energia rinnovabile

La generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili è destinata a crescere, aumenterà quindi anche la quota di energia derivante da impianti fotovoltaici ed eolici che è discontinua e non programmabile.

La natura aleatoria di queste fonti si scontra con il fatto che è necessario fornire in rete, istante per istante, la quantità di energia richiesta dai consumatori; in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio.

Il problema principale è il mantenimento di una sufficiente erogazione di energia a fronte delle variabili condizioni di vento o di sole.

Altra criticità è che il momento di maggior domanda di energia non coincide necessariamente con il l'istante di massima produzione. In Irlanda ad esempio l'eolico produce molta più energia di notte quando la domanda da parte dei consumatori è minima.

Un'ulteriore problematica è legata ai piccoli impianti di utenze domestiche connessi in rete, che stanno crescendo in parallelo ai grandi impianti di potenza rinnovabile. Questa generazione distribuita, definita come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA, non garantisce più l'unidirezionalità dei flussi di potenza. Creando così problemi di esercizio, soprattutto in riferimento alla regolazione della tensione ed alla selettività delle protezioni.

Quindi, nell'analisi di un mondo ad energia rinnovabile, non si può prescindere dalle problematiche legate all'aleatorietà e alla generica decentralizzazione di queste fonti.

## 2.2 Reti odierne

Il sistema elettrico nazionale è articolato in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica.

Il flusso di energia viaggia in maniera unidirezionale, dal luogo di produzione a quello di consumo e in tale contesto, l'utente finale costituisce solo ed esclusivamente un carico passivo della rete che accetterà e consumerà l'energia fornitagli sulla base di precisissime previsioni. Segue un grafico pubblicato da Terna sull'andamento della domanda prevista confrontato con la domanda effettiva del giorno 8-2-2017.

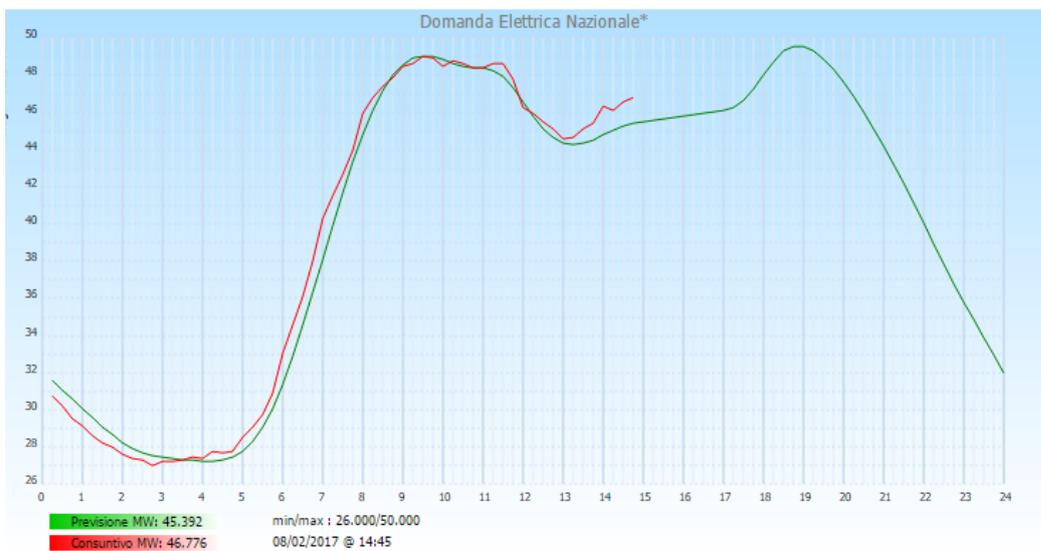


Figura 4-Domanda energetica 2 Febbraio 2017

Per la gestione dell'intero sistema occorrono linee di trasmissione, stazioni elettriche e di trasformazione: si parla di un insieme di oltre 58mila km di linee possedute e gestite da Terna. Terna, inoltre gestisce in sicurezza la rete di trasmissione nazionale e i flussi di energia elettrica attraverso il servizio di dispacciamento, bilanciando, cioè l'offerta e la domanda di energia 365 giorni l'anno, 24 ore al giorno.

La gestione in tempo reale del nostro sistema elettrico, interconnesso con quello europeo, viene svolta attraverso un sistema di controllo altamente tecnologico, che fa capo al centro nazionale di controllo, il cuore del sistema elettrico italiano dove, con oltre 100 schermi di controllo e un wallscreen di 40 metri quadrati, monitora 293 linee, di cui 9 interconnessioni con l'estero, 3 cavi sottomarini e 281 linee nazionali a 380 kV.

Nelle reti odierne non c'è una totale compatibilità tecnica tra la potenza casualmente intermittente del fotovoltaico e dell'eolico e la stabilità della potenza circolante in rete.

Esiste un limite  $K$  oltre il quale la rete non riesce a garantire continuità e sicurezza della fornitura del servizio, questo limite è fortemente dipendente dalla tipologia dei generatori, dalla configurazione topologica della rete e dalle connessioni con le reti dei paesi confinanti.

Il limite, quindi, è un concetto che contiene un certo margine d'incertezza. Per questo motivo, si può discutere sulla sua entità in relazione ai fattori da cui esso dipende. Sulla sua esistenza, però, non si può avere incertezza, essendo una conseguenza diretta dell'aleatorietà della produzione di potenza e dei suoi effetti sul sistema automatico di controllo della rete.

Pertanto, le fonti rinnovabili elettriche casualmente intermittenti, collegate direttamente alla rete senza accumulo, hanno un limite di penetrazione  $K$ .

La conclusione è che la presenza in sé del limite di penetrazione in rete introduce un tetto al possibile contributo delle fonti intermittenti e quindi, all'ulteriore sviluppo di queste nel mercato.

Se si vogliono realizzare pienamente le indubbie potenzialità delle fonti rinnovabili si deve assolutamente modificare la rete stessa e il modo in cui viene gestita.

## **2.3 Smart grid**

Occorre una rete di distribuzione più flessibile e interattiva di quella odierna, insomma una rete elettrica intelligente o, con una definizione molto evocativa entrata in uso anche tra i non addetti ai lavori, una Smart Grid.

Con questo termine si intende una rete che integra e gestisce in modo efficiente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi (generatori e punti di prelievo), al fine di garantire un funzionamento ottimale del sistema elettrico, con elevati livelli di sicurezza, continuità e qualità della fornitura.

Si tratta di una rete elettrica che prevede una gestione attiva del ciclo di controllo esteso alle grandi centrali di generazione così come ai singoli utenti.

Il gestore della rete non svolge più la sola funzione passiva di alimentare gli utenti finali ma controlla e/o regola la tensione ai nodi ed i flussi di potenza bidirezionali nei rami della rete.

Per sostenere lo sviluppo delle smart grid devono essere attuati alcuni drastici cambiamenti anche dal punto di vista della gestione economica; gli investimenti, ad esempio, non devono essere rivolti esclusivamente al rafforzamento della rete esistente, ma devono puntare allo sviluppo delle nuove funzionalità e infrastrutture per rendere la rete intelligente.

Inoltre occorrerebbe remunerare i nuovi servizi che la rete è chiamata a fornire: essa non dovrà solo distribuire energia ai consumatori, ma anche connettere e accettare produzione dalla generazione distribuita, trasmettere informazioni dettagliate ai clienti, rendere possibili nuovi business (es. auto elettrica). In quest'ottica, è evidente che una remunerazione basata esclusivamente sull'energia distribuita è limitativa e rischia di non dare ai distributori i giusti segnali per gli investimenti.

Sono quindi necessari nuovi indicatori che riflettano i nuovi compiti richiesti alla rete, ai quali legare meccanismi di remunerazione e incentivazione per il distributore. In tutto questo, si dovrà prestare particolare attenzione affinché i maggiori costi pagati in bolletta per i nuovi servizi siano commisurati ai benefici che ne deriveranno.

### **2.3.1 I fattori abilitanti per le Smart Grid**

#### **2.3.1.1 Un'infrastruttura informatica adeguata**

Sarà necessaria una sensoristica avanzata e sistemi di previsione in tempo reale per fornire un quadro sempre aggiornato della situazione.

Una tale infrastruttura informatica dovrebbe essere in grado di gestire comunicazioni bidirezionali quasi istantanee tra ogni nodo della rete. Tutto ciò coinvolge la gestione di enormi flussi di dati, sia d'analisi che di controllo, e richiede quindi una struttura capace di

fornire risposte informatiche intelligenti coordinate e in brevissimo tempo; garantendo in ogni istante un alto livello di analisi globale per prevenire o contenere l'evolversi di problematiche. È chiaro che adottare un sistema centralizzato per un simile scopo risulterebbe troppo lento, sia a causa della stessa topologia di rete (per ovvi problemi di accodamento dei flussi informativi) sia per la problematica dei tempi di elaborazione, si preferisce quindi un'architettura di rete distribuita.

Il sistema informatico si baserebbe su:

- Dispositivi di controllo automatizzati per la gestione rapida e intelligente dei flussi di potenza e per il controllo sia in trasmissione che in ricezione della tensione
- Comunicazioni sicure tra i nodi, con elevato grado di distribuzione per consentire flessibilità alla configurazione di rete e assicurare monitoraggio e comunicazione tra i nodi e i dispositivi di controllo
- Dispositivi integrati per il controllo e il monitoraggio delle informazioni trasmesse, garantendo una diagnosi sui flussi di dati corrotti o ripetuti, e l'identificazione di malfunzionamenti.

#### 2.3.1.2 "Utenti Smart"

Il ruolo dell'utente, sia esso produttore o consumatore è fondamentale. La gestione intelligente della nuova rete di distribuzione prevede che l'utente si comporti in maniera flessibile e responsabile, cioè sia pronto a modificare il proprio comportamento in risposta a segnali dalla rete e lo faccia realmente quando gli viene chiesto.

Nello specifico, il primo risultato atteso è che il consumatore rimoduli i propri consumi elettrici in base al diverso prezzo dell'energia elettrica.

Ma in prospettiva, al consumatore potrà essere chiesta un'interattività ancora maggiore: ad esempio, ridurre i propri consumi nei momenti di grande carico della rete, differendo nel tempo l'utilizzo di alcuni elettrodomestici o limitando il livello di confort nella propria abitazione (es. accettando una temperatura più alta negli ambienti con climatizzazione estiva); ma anche, incrementare i propri consumi nei periodi in cui sulla rete c'è un eccesso di energia da fonti rinnovabili non programmabili.

Tutto questo si potrà realizzare solo grazie alla disponibilità di canali di comunicazione affidabili e tra il gestore di rete e l'utente, e grazie ad elettrodomestici connessi attraverso sistemi domotici intelligenti che, dialogando con il gestore di rete, gestiscono automaticamente gli orari di funzionamento.

Quanto descritto per il consumatore a maggior ragione dovrà valere per i piccoli generatori, che oggi producono solo sulla base della disponibilità della risorsa naturale o delle proprie

necessità, ma che in futuro potranno essere chiamati a rispondere agli ordini del gestore di rete, come già avviene per i grandi impianti di produzione connessi alla rete di trasmissione. Insomma, la rete di distribuzione potrà essere davvero “smart” solo se i suoi “clienti” (cioè i consumatori e generatori connessi alla rete) saranno a loro volta disponibili a comportarsi in modo intelligente, cioè a interagire con la rete e a flessibilizzare il proprio comportamento in funzione delle esigenze del sistema elettrico.

Oggi la situazione non è così: il piccolo cliente infatti non ha praticamente obblighi verso la rete, se non di rispettare il massimo livello contrattuale di prelievo/immissione.

In aiuto agli utenti potranno essere installati dei *smart meters*: contatori digitali in grado di comunicare col resto della rete.

Ad esempio, considerando l’utenza domestica, lo smart meter permetterebbe la gestione intelligente dei carichi che possono essere avviati in un qualsiasi momento della giornata senza particolari ripercussioni sulle dinamiche casalinghe: la rete, utilizzando segnali di controllo e informazione, comunica se si è in presenza della fascia oraria di picco energetico. Lo smart meter a questo punto, agisce di conseguenza avviando i carichi solo dopo l’avvenuta conferma di assenza di picchi. In situazioni del genere non solo si appiattisce il picco di massima richiesta, ma avviene anche un risparmio sull’utilizzo di generatori di stand by e ci sarebbe un notevole risparmio economico dell’utente poiché utilizzerebbe l’energia nei momenti fuori picco, cioè quando costa meno.

### 2.3.1.3 Sistemi di accumulo

Un sistema di immagazzinamento dell'energia è parte essenziale di qualsiasi sistema energetico del futuro, esso infatti fornisce flessibilità e riduce quindi la necessità di fare affidamento sull'alimentazione legata all'energia programmabile.

Si tratta di un settore in via di sviluppo. Le direzioni nelle quali sta avanzando la ricerca sono molteplici e non esiste, ad oggi, un metodo di stoccaggio migliore in senso assoluto.

Si possono raggruppare le varie possibili alternative in tre grandi gruppi: accumulo meccanico, termico, ed elettrico-chimico.

## a. Accumulo meccanico

### *Accumulo per pompaggio idroelettrico*

Se in un normale impianto idroelettrico si sfrutta la differenza di quota per trasformare l'energia potenziale in lavoro meccanico e poi in energia elettrica, con l'accumulo mediante pompaggio si ha la possibilità di mandare l'acqua dal bacino inferiore a quello superiore per sfruttarne in un secondo momento l'energia potenziale.

Questo tipo di accumulo è il più diffuso: ad oggi rappresenta il 99% dello stoccaggio.

Presenta numerosi vantaggi, tra i quali la possibilità di immagazzinare grandi quantità di energia, l'alta efficienza (rendimento globale attorno al 75-80%), brevi tempi di risposta e i bassi costi di manutenzione e funzionamento. Questi vantaggi si scontrano con le difficoltà nel trovare siti adatti e sufficientemente estesi, alti costi iniziali, lunghi tempi di progettazione e realizzazione (circa 10 anni).

### *Accumulo con aria compressa*

L'accumulo di aria compressa per produrre energia elettrica è una tecnologia nata da alcuni decenni e ancora in via di sviluppo; prevede l'utilizzo di energia elettrica per alimentare un compressore durante le fasi di bassa richiesta di energia, con lo stoccaggio dell'aria in un adeguato serbatoio. L'aria compressa è poi usata per la produzione di energia elettrica nei momenti di elevata domanda.

## b. Accumulo termico

L'accumulo termico (Thermal Energy Storage, TES) ha una enorme varietà di applicazioni che vanno dal riscaldamento e raffreddamento usando calore di scarto o energia solare, all'accumulo di calore ad alta temperatura per produzione di potenza.

Per qualsiasi processo di accumulo termico è possibile distinguere tre momenti: carica, accumulo, scarica. I modi di classificare il TES si basano principalmente sulla temperatura a cui avviene e sulle modalità di acquisizione del calore da parte del mezzo di accumulo (accumulo con calore sensibile, accumulo con calore latente o accumulo termochimico).

## c. Accumulo elettrico ed elettrochimico

### *Batterie standard*

La funzione di accumulo elettrochimico è svolta dalle batterie ricaricabili o accumulatori, che sfruttano una reazione per convertire l'energia chimica immagazzinata in energia elettrica: con l'instaurazione di una differenza di potenziale agli elettrodi, avviene uno scambio di elettroni tra una sostanza che si ossida e una che si riduce, con presenza di corrente elettrica continua. La ricarica avviene facendo avvenire in senso opposto la reazione redox, fornendo

energia elettrica e facendo quindi fluire gli elettroni in senso opposto ripristinando nelle due semi-pile le situazioni iniziali.

Questa tecnologia è però caratterizzata da una potenza accumulabile relativamente bassa e da brevi tempi di scarica; svantaggi non indifferenti nel settore dello storage.

Ci sono vari tipi di batterie, le più diffuse sono le batterie al piombo si tratta di batterie ricaricabili composte da un anodo di piombo metallico e un catodo di diossido di piombo  $PbO_2$ , in una soluzione acquosa contenente acido solforico  $H_2SO_4$ . Altri tipi di batterie sono al nichel, e allo zolfo-sodio.

### *L'idrogeno come vettore energetico*

Un'alternativa linea di pensiero vede l'idrogeno come combustibile alternativo ai combustibili fossili, non si tratterebbe però di una fonte primaria di energia perché, in natura, non ne esiste alcun giacimento. Per avere a disposizione una qualsiasi quantità di idrogeno è necessario produrlo a partire da altri composti spendendo energia.

Esso può venire prodotto in vari modi, ad esempio con lo steam reforming di idrocarburi leggeri (con il quale si ottiene idrogeno a partire dal metano, con una purezza del 97-98%) o fotoconversione. Il metodo più utilizzato è però quello dell'elettrolisi, nel quale si ottiene l'idrogeno a partire dall'acqua in una cella elettrolitica, applicando una certa differenza di potenziale.

La produzione di energia, una volta ottenuto l'idrogeno, avviene nelle celle a combustibile, dove si verifica una reazione opposta rispetto a quella una cella elettrolitica: qui l'idrogeno è ossidato per via elettrochimica per produrre direttamente energia elettrica. A seconda della cella utilizzata, e quindi del tipo di elettrolita presente, cambia la reazione di ossidazione: è possibile impiegare celle a elettrolita alcalino, a elettrolita acido, a carbonati fusi, a membrana a scambio protonico.

Questo tipo di tecnologia prevede quindi un processo dove l'idrogeno stoccato è l'unica forma intermedia tra energia elettrica in ingresso e in uscita:

Elettricità → Idrogeno (accumulo) → Elettricità (pila a combustibile)

Le problematiche di questa tecnologia sono legate alle proprietà chimico-fisiche dell'idrogeno stesso: questo elemento ha una grande densità energetica rispetto alla massa, (il potere calorifico è 120 MJ/kg contro i 44 MJ/kg della benzina, cioè a parità di energia accumulata l'idrogeno pesa 2.7 volte in meno) ma presenta una densità di energia rispetto al volume molto bassa, risulta quindi difficoltoso realizzare un accumulo fisico efficiente.

Esistono tre metodi principali per l'accumulo:

- Compressione: per ovviare il problema della bassa densità di energia per unità di volume si aumenta la pressione, anche fino a 30 MPa, ma alte pressioni richiedono una maggiore resistenza meccanica del dispositivo con conseguente ispessimento delle pareti e aumento di peso.
- Liquefazione: questa soluzione è applicabile, ma ad oggi non conveniente. Per mantenersi allo stato liquido l'idrogeno necessita di una temperatura costantemente al di sotto dei 21 K (-252°C), richiedendo un efficiente sistema di isolamento termico che va ad aumentare i costi e il peso del serbatoio. Oltre al fatto che per processo di liquefazione viene spesa molta energia, infatti il rendimento dell'intero processo di impiego dell'idrogeno liquido è attorno al 60%.
- Idruri metallici: l'idrogeno ha l'attitudine a legarsi con diversi metalli o leghe metalliche per formare idruri. Questo avviene quando questi composti assorbono idrogeno nel loro reticolo cristallino, con incremento dell'energia accumulata per unità di volume. Il processo prevede due fasi, una di assorbimento e una di rilascio dell'idrogeno: nella prima si invia l'idrogeno all'interno del reticolo cristallino (idrogenazione), con produzione di calore e quindi necessita di sistemi di controllo. Nella seconda fase, detta deidrogenazione, viene fornito calore affinché il legame formatosi tra il metallo e l'idrogeno si rompa e l'idruro rilasci l'idrogeno. Con questo metodo si riduce l'energia accumulata rispetto alla massa, quindi lo stoccaggio risulta molto più pesante di uno realizzato con altro combustibile.

Si può concludere che le potenzialità dell'idrogeno usato come un vero e proprio volano energetico con indipendenza dalla rete sono alte ma ci sono ancora molti aspetti che ne limitano la realizzabilità.

### Le auto elettriche come dispositivi per l'accumulo energetico

La nuova frontiera è quella di sviluppare un sistema che consenta ai proprietari di veicoli e consumatori di energia di utilizzare le auto come vere e proprie "centrali mobili" con cui accumulare e rimettere in rete l'energia non utilizzata.

È proprio questo il concetto chiave che sta dietro all'acronimo V2G (Vehicle to Grid), nuova tecnologia sviluppata da Enel e Nissan.

Il sistema consente ai proprietari di Nissan LEAF di ricaricare la batteria nelle fasce orarie in cui le tariffe e la domanda di energia sono più basse, per poi usare l'elettricità accumulata o rivenderla alla rete durante le fasce orarie a tariffa più elevata. Il tutto grazie alle nuove tecnologie per la gestione bidirezionale della carica, disponibile nelle colonnine di ricarica ma anche a bordo.

Il sistema è già in sperimentazione e porterà le prime auto grid-integrated in Danimarca, Olanda e Germania, paesi il cui assetto regolamentare è al momento più favorevole. Successivamente verrà testato anche in altre zone in Nord Europa.

## **2.4 Esempi da seguire**

Il panorama internazionale è ricco di programmi e progetti a supporto della realizzazione di Smart Grid. Tra gli altri, a livello europeo si ricorda l'European Electricity Grid Initiative (EEGI), un programma industriale finalizzato allo sviluppo delle reti del futuro che prevede investimenti per 2 miliardi di euro. Programmi analoghi sono stati lanciati negli Stati Uniti, in Giappone e in Corea del Sud.

Ad oggi, in Giappone il 15% dell'energia elettrica è accumulabile in impianti di stoccaggio, per arrivare a questo traguardo il governo giapponese ha fornito il supporto per l'installazione di soluzioni per lo stoccaggio di energia in edifici residenziali. Tra il 2004 e il 2008 i prezzi degli accumuli sono scesi del 73% e la base installata è in aumento di anno in anno.

La situazione in Europa non è poi così diversa: la Germania è la nazione leader e la fornitura di energia da impianti di stoccaggio è prossima al 10%; in particolare le autorità tedesche hanno optato per il pompaggio idroelettrico e hanno creato intorno a esso un quadro normativo.

La soluzione tedesca non è stata una linea di sviluppo condivisa da tutti i paesi, ad esempio nel Regno Unito, l'attuale dislocamento dello stoccaggio dell'energia si compone di pompaggio idroelettrico (3000 MW), di batterie (10MW) e di aria compressa (0,3MW); questo perché la morfologia del territorio limita la possibilità del pompaggio idroelettrico e dello stoccaggio di aria compressa, nonostante l'interesse nei loro confronti.

### 3 Progetto REScoop

In un contesto che spinge sempre più per una transizione verso l'uso di fonti rinnovabili è nato nel 2013 il progetto REScoop, finanziato dal programma Intelligent Energy Europe.

REScoop è l'acronimo di Renewable Energy Cooperative e si tratta di un progetto orientato a favorire l'accettabilità delle rinnovabili a partire dal coinvolgimento e dalla partecipazione diretta dei cittadini nella produzione e nel consumo di energia. In pratica si tratta di una nuova modalità con cui il cittadino può partecipare alla gestione energetica: facendo parte di una cooperativa energetica, infatti, esso può aderire come socio a progetti legati ad energie rinnovabili che non avrebbe finanziato come soggetto singolo.

Ad esempio, una possibile REScoop potrebbe occuparsi della costruzione un parco fotovoltaico raccogliendo il capitale tra cittadini che, vivendo in grattacieli, non avrebbero potuto costruire un impianto proprio sul tetto di casa. Grazie alla REScoop essi potrebbero essere coproprietari di un grande impianto fotovoltaico e potrebbero consumare la propria energia rinnovabile.

Inizialmente i partner di 11 Paesi europei – Belgio, Croazia, Danimarca, Francia, Grecia, Italia, Olanda, Portogallo, Spagna, Inghilterra e Irlanda - candidarono una lista di 15 iniziative pilota tra cooperative di produzione, di consumo di energia rinnovabile e di risparmio energetico.

Ad oggi REScoop con più di 1200 iniziative rappresenta la voce di 300.000 cittadini e, come viene riportato nel rapporto annuale 2015 pubblicato su REScoop.eu, il progetto ha un volume complessivo di investimenti pari 2 miliardi di euro.

Le REScoop si differenziano in termini di:

- Dimensioni: alcune REScoop sono relativamente piccole, come Coopernico in Portogallo che con i suoi 250 membri si occupa solo di energia solare; altre REScoop invece lavorano in scale ben più ampie, come ad esempio Ecopower in Belgio che, con i suoi 50.000 membri,

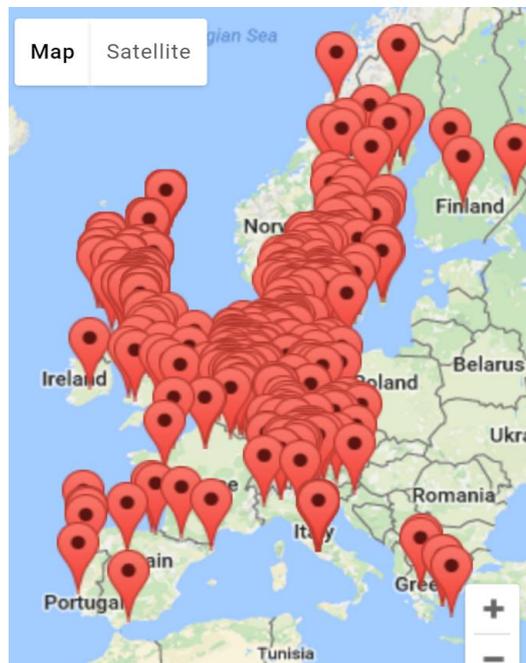


Figura 5 Mappa delle REScoop, dal sito REScoop.eu

17 turbine eoliche di grande potenza, 322 impianti solari, 3 piccoli impianti idroelettrici, un impianto di cogenerazione e una fabbrica di pellet.

- Tipo di fonti energetiche utilizzate: alcune REScoop investono solo nelle turbine eoliche mentre altre limitano i loro investimenti a pannelli solari, ma sarebbe preferibile comunque una combinazione delle varie fonti.
- Struttura organizzativa: la maggior parte delle REScoop produce energia rinnovabile, ci sono però alcune REScoop che gestiscono anche la parte di fornitura di energia ai soci, e altre che si occupano di efficienza energetica nelle case o in edifici pubblici.

Alcuni delle più importanti cooperative energetiche europee sono:

REScoop Ecopower | Belgio (50.000 soci)

REScoop Middelgrunden Wind Turbine Cooperative | Danimarca (40.500 soci)

REScoop Greenpeace Energy | Germania (23.000 soci)

REScoop Som Energia | Spagna (20.000 soci)

REScoop Enercoop | Francia (18.000 soci)

### **3.1 ÈNostra**

ÈNostra è una cooperativa energetica italiana nata nel 2014, supportata da robuste esperienze di cooperazione energetica, all'interno della rete REScoop.

Si tratta di un fornitore elettrico cooperativo, che vende ai propri soci esclusivamente elettricità rinnovabile proveniente da impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici con garanzia d'origine. ÈNostra infatti acquista energia solo da imprese e impianti sostenibili, prediligendo realtà di produzione legate alle comunità locali e favorendo la crescita della quota di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico nazionale.

Il ruolo di ÈNostra risulta quindi complementare all'attività delle cooperative di produzione: da un lato, infatti, stimola la nuova domanda, dall'altro favorisce la nuova offerta, promuovendo i progetti di nuovi impianti rinnovabili.

E' così che il cerchio si chiude: "ÈNostra" acquisterà l'energia prodotta da impianti di proprietà di cooperative energetiche e la rivenderà ai propri soci, permettendo così a chiunque di consumare virtualmente l'energia rinnovabile prodotta negli impianti che il socio stesso ha finanziato.

Tra i vari soci fondatori di ÈNostra, il principale è Rete Energie; si tratta di una società cooperativa volta alla produzione di energia rinnovabile che si occupa di installazione di impianti fotovoltaici, a cui in breve si aggiungeranno anche il solare termico e l'idroelettrico.

### **3.2 Intervista al presidente di REScoop**

In un'intervista concessa a EurActiv.com, il presidente di REScoop.eu Dirk Vansintjan illustra i vantaggi per l'ambiente e per l'economia di questo modello energetico sempre più in voga in Europa.

Vansintjan sostiene che le cooperative energetiche avranno un ruolo determinante nella transizione verso un futuro dove la percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili sarà sempre maggiore.

Sarà però necessario un quadro normativo che incoraggi e renda ancora più vantaggiosa l'autoproduzione di energia rinnovabile con regole certe, che non possano essere cambiate retroattivamente, ma soprattutto sarà indispensabile una rete intelligente, che dia priorità all'elettricità autoprodotta e autoconsumata e che sia in grado di gestire l'immissione del surplus di energia pulita e la sua aleatorietà.

Secondo l'esperto la produzione locale di energia rinnovabile comporterebbe diversi vantaggi economici, oltre che ambientali. Sostenere un'autoproduzione di energia rinnovabile significherebbe avere una minore dipendenza dalle fonti fossili che sono un grande percentuale importate all'estero, facendo rimanere all'interno dei confini dell'UE ingenti flussi di denaro.

Occorrerebbe però trovare un compromesso con gli interessi delle grandi utility, preoccupate dalla perdita di quote di mercato.

### **3.3 Il potenziale energetico dei cittadini europei - Il punto di vista delle cooperative energetiche**

Per avere una prospettiva più chiara della direzione intrapresa dalle cooperative energetiche, European Renewable Energies Federation (EREF), Friends of the Earth Europe, Greenpeace and the European Federation for Renewable Energy Cooperatives (REScoop.eu) ha commissionato all'istituto di ricerca ambientale CE Delft lo studio "Potential for citizen-produced electricity in the EU"

Questo studio si propone di valutare quanti saranno i cittadini energeticamente attivi nell'UE nel 2030 e nel 2050 e quale sarà il loro contributo alla produzione di energia e alla flessibilità della domanda; chiarendo quindi quali dovrebbero essere le dinamiche di un futuro in cui le cooperative energetiche prenderanno sempre più piede e che potenzialità sono in grado di sviluppare.

Lo studio parte dal presupposto che con quota crescente di fonti energetiche rinnovabili nell'unione europea, il ruolo dei consumatori di energia come partecipanti attivi nel sistema energetico è destinato ad espandersi. La prospettiva è quella di avere un numero sempre maggiore di famiglie, enti pubblici ed piccole imprese che saranno in grado di produrre energia, fornire flessibilità dal lato della domanda e immagazzinare energia nei momenti di eccesso di offerta.

Come quadro di riferimento per questo studio è stato utilizzato lo scenario evoluzione "Greenpeace Energy [R]evolution" che delinea un percorso normativo concreto per centrare l'obiettivo di decarbonizzare l'economia al 2050. Si presuppone che la politica e le barriere normative verranno rimosse nel corso del tempo, e che le reti nazionali, reti di distribuzione e di immagazzinamento saranno sviluppate in parallelo alla crescita della produzione di energia rinnovabile e alla flessibilità della domanda. È chiaro che saranno necessari investimenti e sforzi politici significativi per realizzare il potenziale identificato.

Lo studio si concentra sulle opzioni legate all'energia elettrica; per la produzione di energia rinnovabile sono stati considerati il solare fotovoltaico e la produzione da impianti eolici, mentre per valutare la flessibilità della domanda futura è stato valutato l'uso di batterie stazionarie, caldaie elettriche intelligenti e veicoli elettrici.

Sono state identificate diverse categorie di cittadini:

1. Le persone o famiglie che producono energia individualmente
2. Gli individui o famiglie che producono energia collettivamente attraverso organizzazioni come le cooperative o le associazioni
3. Gli enti pubblici (scuole, ospedali, edifici pubblici)
4. Le piccole imprese (<50 dipendenti)

### 3.3.1 Risultati

Attualmente i cittadini energeticamente attivi sono circa 12 milioni e producono il 4,7% della domanda energetica. Nel 2030 saranno circa 122 milioni per una produzione totale di 611 TWh; si tratterebbe del 19% della domanda di energia. Mentre nel 2050 i cittadini europei che potrebbero autoprodurre energia elettrica saranno più di 264 milioni e produrranno un totale di 1.557 TWh, cioè il 45% della domanda di energia. Si parla circa della metà della popolazione europea.

In particolare si stima che nel 2050 circa 70 milioni di cittadini avranno un boiler elettrico intelligente, 115 milioni avranno un veicolo elettrico, 60 milioni avranno installato un solare fotovoltaico e 42 milioni useranno batterie stazionarie abitualmente.

Altri 64 milioni di famiglie parteciperanno alla produzione di energia da fonti rinnovabili attraverso le cooperative energetiche.

Ovviamente nella metodologia di calcolo dello studio si tiene conto che ogni cittadino potrà avere più di una tecnologia.

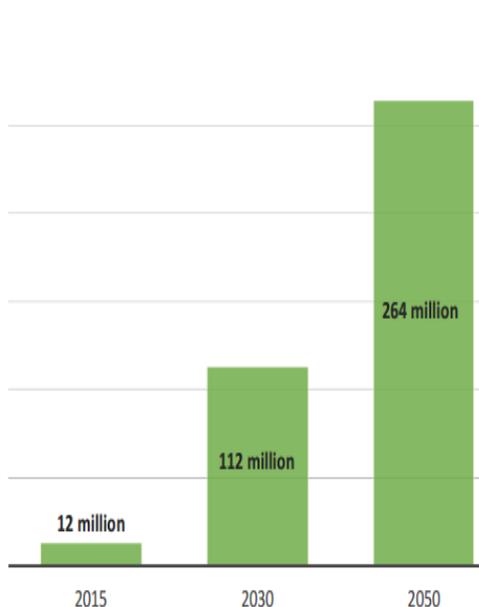


Figura 6-crescita del potenziale energetico

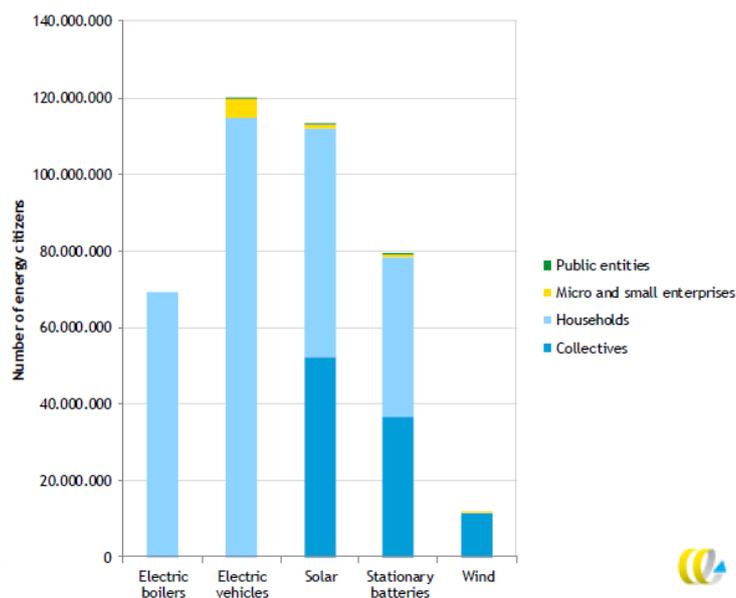


Figura 7-Potenziale energetico suddiviso per categorie

E stata inoltre valutata l'energia prodotta da ogni paese evidenziando le differenti tipologie di cittadini (figura 8) ed è stata stimata la produzione di energia elettrica per le due diverse fonti rinnovabili considerate nello studio (figura 9).

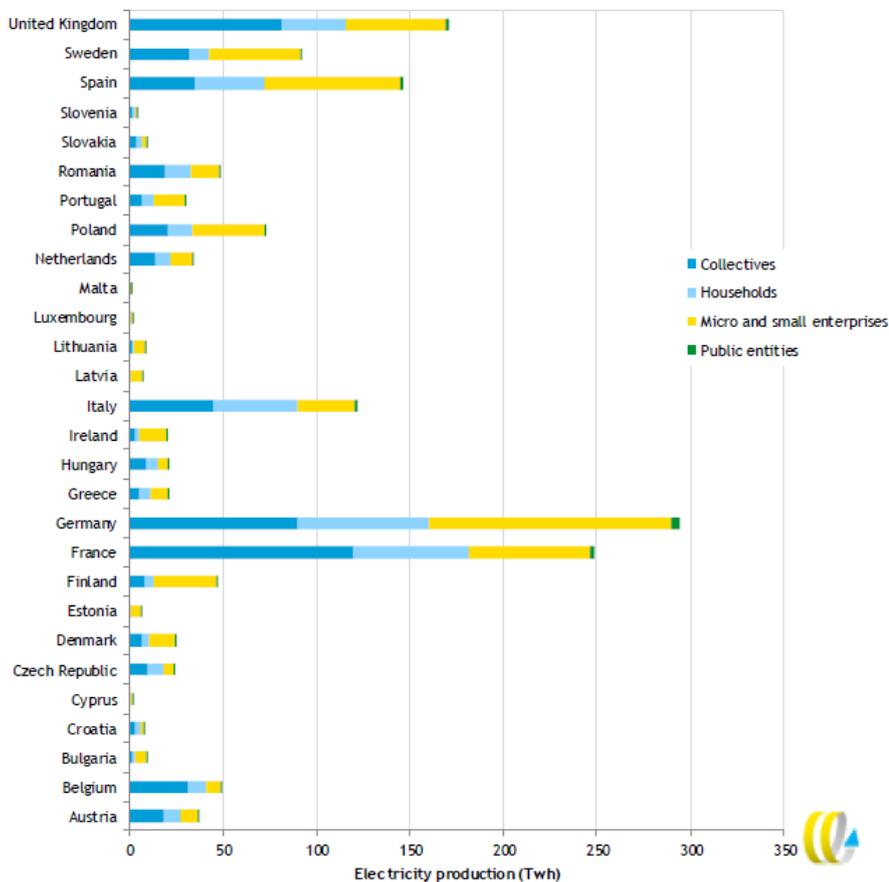


Figura 8

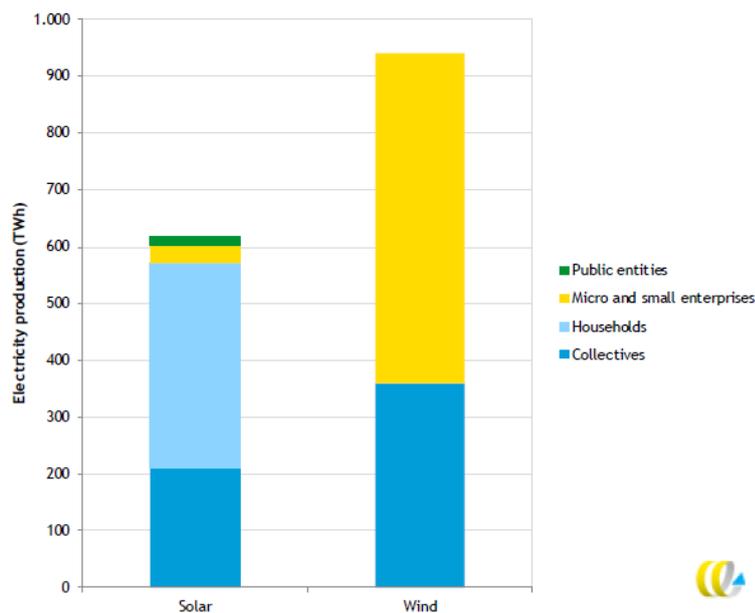


Figura 9

### **3.3.2 Il punto di vista economico**

Mente sono fatte valutazioni quantitative sul potenziale energetico, l'aspetto economico è stato considerato solo qualitativamente anche se, senza dubbio, è uno dei fattori chiave.

Si prevede che in futuro le società energetiche investiranno in larga scala nei parchi eolici on- e off-shore, che le industrie svilupperanno una serie di opzioni di flessibilità della domanda, e sorgeranno infrastrutture energetiche adattate alla nuova situazione.

Ultimo punto ma non meno importante: le autorità governative modificheranno la regolamentazione del mercato dell'energia e adegueranno il loro quadro giuridico, normativo e, probabilmente, anche fiscale.

È chiaro tutti questi sviluppi avranno un forte impatto sui futuri prezzi dell'energia elettrica e quindi determinare i costi e i benefici dei "cittadini energetici" all'interno di queste dinamiche incerte e complesse richiederebbe una valutazione approfondita dei possibili sviluppi del sistema, e una modellazione dettagliata d'esercizio di un certo numero di scenari possibili.

### **3.3.3 I dati italiani**

Analizzando i risultati relativi al nostro paese, si prevede che nel 2050 2 italiani su 5 contribuiranno alla produzione di energia.

In particolare, in relazione alla suddivisione tra categorie, il 25% degli energy citizens saranno piccole e medie imprese, mentre il contributo dagli impianti domestici e dalle cooperative sarà del 37%. Il restante 38% sarà legato agli enti pubblici. A fronte di grandi potenzialità, l'Italia sembra però andare in direzione diametralmente opposta. Con alcuni recenti provvedimenti come la riforma della tariffa elettrica, si sono infatti inseriti degli ostacoli all'autoproduzione e all'autoconsumo anziché favorire la crescita del fenomeno degli energy citizens.

Per quanto riguarda il contributo che i cittadini potrebbero apportare in termini di gestione della domanda con l'uso di batterie, veicoli elettrici e elettrodomestici "intelligenti". I risultati dimostrano che 7 italiani su 10 potrebbero essere parte attiva nella gestione della domanda energetica.



## 4 Raccolta dati èNostra

### 4.1 Produttori

Il parco produttori di èNostra è costituito da sei impianti fotovoltaici situati nel nord Italia, principalmente nella provincia di Cuneo; per una potenza totale 500 kW di e una produzione annua di energia pari a circa 500 MWh

I soci fondatori di èNostra puntano ad ingrandire la produzione: in un futuro non troppo lontano il parco produttori si potrà estendere a nuove zone e metterà in funzione diverse tecnologie.

Sono riportati nella tabella gli impianti ad oggi attivi:

SITO	TITOLARE IMPIANTO	TECNOLOGIA	POTENZA	PRODUZIONE ANNUA (2015)	FABBISOGNO EQUIVALENTE (900 kWh/persona/anno)
Boves (CN)	Retenergie	fotovoltaico	255,36 kWp	252266 kWh	283 persone
Sorbolo (PR)	Gemma Natale & C. s.n.c.	fotovoltaico	99,07 kWp	93125 kWh	120 persone
Cuneo	Retenergie	fotovoltaico	50,63 kWp	52780 kWh	58 persone
Fossano (CN)	Retenergie	fotovoltaico	44,65 kWp	40345 kWh	43 persone
Isola Bene Vagienna (CN)	Retenergie	fotovoltaico	30,38 kWp	29344 kWh	31 persone
Lagnasco (CN)	Retenergie	fotovoltaico	19,84 kWp	18763 kWh	20 persone
TOTALE		fotovoltaico	500 kWp	486623 kWh	555 persone

Viene di seguito riportato un grafico a torta delle potenzialità dei vari impianti.

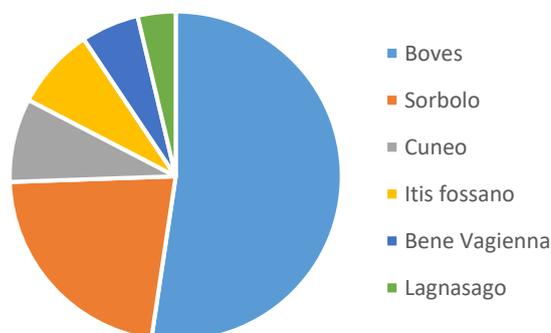


Figura 10-potenzialità del parco produttori

#### 4.1.1 Descrizione degli impianti

##### a. Impianto fotovoltaico di Boves

Questo impianto è nato quasi per caso da un contatto con il comune di Boves per la realizzazione di un impianto idroelettrico, è l'impianto fotovoltaico più grande tra quelli realizzati finora da Retenergie. Il diritto di superficie del mercato è stato acquisito in cambio della rimozione dell'eternit che ricopriva il tetto di due capannoni, a loro volta parte del mercato coperto. Retenergie ha vinto il bando anche grazie alla propria comprovata esperienza maturata in situazioni simili.



Figura 11-foto impianto di Boves

##### b. Impianto fotovoltaico di Sorbolo

Si tratta di un impianto costruito su un capannone di proprietà di un socio consumatore di èNostra. Si tratta di un progetto nato dall'ostinata intenzione a realizzare un'iniziativa che potesse fornire un piccolo ma reale contributo alla produzione di energia sostenibile. Per il socio la possibilità di diventare fornitore diretto di èNostra rappresenta una grande soddisfazione.



Figura 12- foto impianto di Sorbolo

##### c. Impianto fotovoltaico <Itis Cuneo>

L'impianto è stato realizzato grazie a un bando con cui la Provincia di Cuneo metteva a disposizione i tetti di diverse proprie strutture.

In un'ottica di scambio èNostra ha proposto l'acquisizione del diritto di superficie della palestra della scuole per l'installazione di un impianto da 50 kWp in cambio della costruzione di un altro piccolo impianto (5 kWp) sul tetto dell'Istituto Agrario di Verzuolo, il cui soggetto responsabile sarebbe stata la stessa Provincia.

È così che tra la Provincia e Retenergie si è stabilito un rapporto di collaborazione costruttivo, con altri progetti condivisi.



Figura 13- foto impianto Cuneo

#### d. Impianto fotovoltaico <Itis Fossano>

Dopo l'esperienza che aveva portato all'installazione dell'impianto sul tetto dell'ITIS di Cuneo, Retenergie ha riproposto una modalità di scambio simile per un'altra scuola.

In cambio del diritto di superficie utile per la realizzazione dell'impianto da 45 kWp, sullo stesso tetto è stato realizzato un secondo impianto da 4,5kWp in scambio sul posto con i laboratori.

Durante la realizzazione degli impianti, gli studenti del corso di Elettrotecnica hanno potuto osservare da vicino due diverse tecnologie fotovoltaiche. I due impianti infatti sono stati realizzati rispettivamente in policristallino e in amorfo.



Figura 14-foto impianto di Fossano

#### e. Impianto fotovoltaico di Bene Vagienna

Installato sul tetto di un'azienda agricola, è il primo impianto fotovoltaico realizzato da Retenergie. In cambio del diritto di superficie, Retenergie ha installato un impianto da 3 kWp in scambio sul posto sul tetto della casa del proprietario.

Evidentemente molto soddisfatto dell'esperienza, l'anno successivo l'allevatore ha installato un proprio impianto da 50 kWp per gli usi aziendali.



Figura 15- foto impianto di Bene Vagienna

#### f. Impianto fotovoltaico di Lagnasco

Si tratta dell'impianto più piccolo della cooperativa, ed è situato sulla copertura della bociofila comunale di Lagnasco (CN)



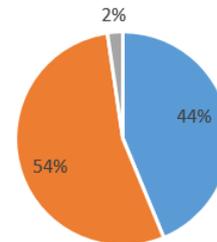
Figura 16- foto impianto di Lagnasco

## 4.2 Consumatori

I consumatori di èNostra si possono dividere in tre principali categorie: utenti domestici residenziali, utenti domestici non residenziali e altri usi, categoria che comprende principalmente consumatori nel settore terziario non particolarmente energivore come uffici, cooperative ecc.

Per le valutazioni ci si è basati sui dati di consumo forniti da marzo 2016 ad ottobre 2016, durante questi mesi la composizione della domanda è la seguente:

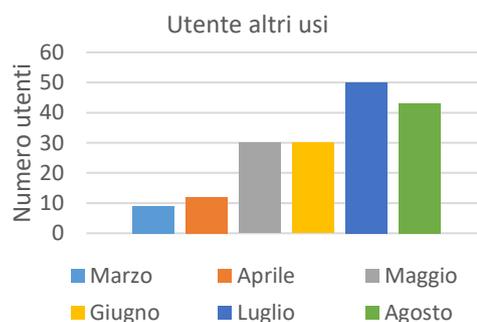
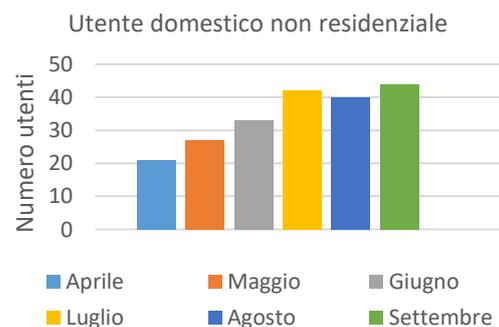
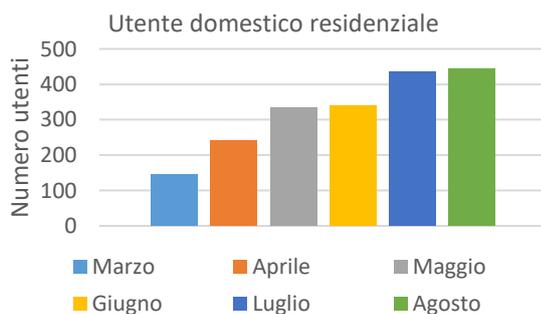
Energia totale da Marzo ad Ottobre	689205 kWh
Altri usi	301703 kWh
Domestico	371525 kWh
Domestico non residenziale	15969 kWh



■ altri usi ■ Domestico ■ Domestico non residenziale

Nei dati forniti, ogni cliente è identificato da un codice e con un'analisi incrociata si può dedurre il numero di clienti presenti per ogni categoria.

Vengono di seguito riportati alcuni istogrammi che rappresentano lo sviluppo del numero di clienti nel tempo per ogni settore, si noti che il numero di clienti aumenta con il passare dei mesi. Per l'analisi sono stati considerati 450 clienti domestici residenziali, 50 clienti domestici non residenziali e 50 altri usi



## 5 Elaborazione curve di domanda e offerta

Ci si è posto come obiettivo la definizione delle curve orarie di produzione e consumo. I dati forniti in questa fase avevano alcune lacune è possibile quindi che le curve non siano precise.

### 5.1 Curva di offerta - produttori

Per quanto riguarda la produzione, sono stati elaborati i dati di produzione oraria di tutti gli impianti. I dati mancanti sono stati ipotizzati basandosi sugli andamenti previsti.

Vengono di seguito riportati i grafici che rappresentano la produzione nel 2015 dei vari impianti ora per ora durante l'anno (figura 17) e la produzione annuale totale (figura 18).

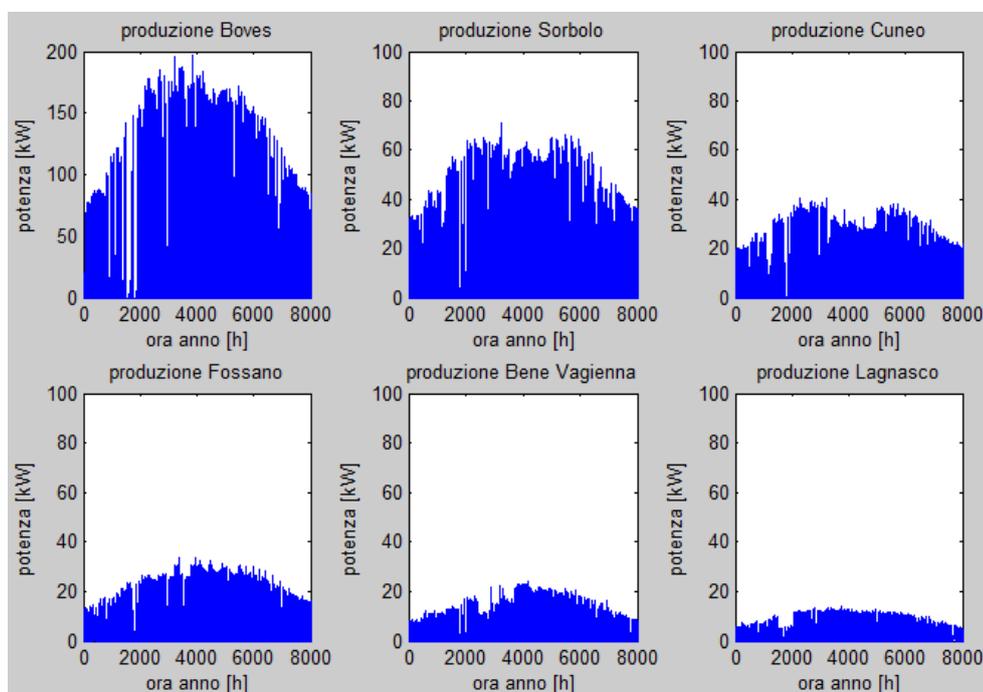


Figura 17- produzione annuale

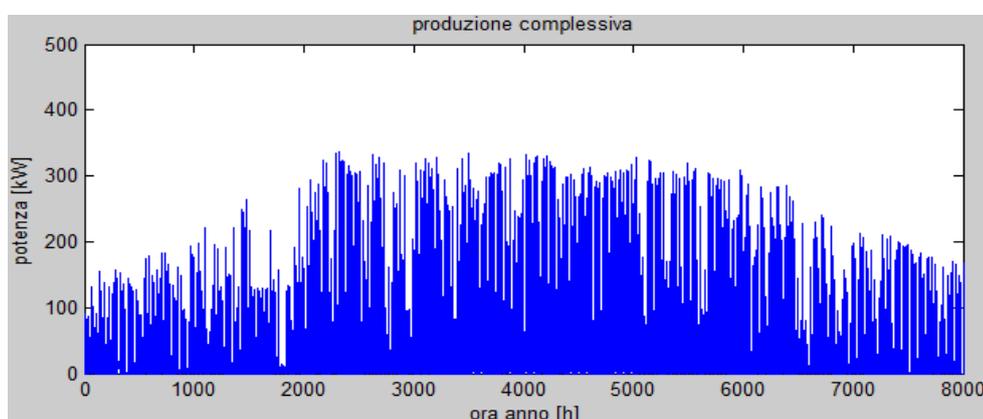


Figura 18 Produzione annuale totale

## 5.2 Curva di domanda - consumatori

Per quanto riguarda la curva di domanda, i dati di consumo reali forniti fanno riferimento alle bollette elettriche e quindi ai consumi medi mensili. Per poter rappresentare le curve orarie si è scelto di prendere come riferimento alcuni andamenti orari noti da altri studi e ridimensionarli in base al numero di clienti effettivi per il settore domestico o in base al consumo di energia totale per il settore altri usi.

### a. Domestico residenziale

Per quanto riguarda il cliente domestico residenziale, si è fatto riferimento ad un andamento medio di utenze residenziali in un quartiere di Vicenza, con un consumo medio annuale di 2050 kWh per famiglia e con potenza inferiore a 3,00 kW.

Come verifica si sono confrontati il fabbisogno medio di energia di un'utenza di Vicenza durante i mesi da Marzo ad Ottobre con il fabbisogno medio di un'utenza domestica residenziale di èNostra negli stessi mesi (calcolato come media tra 143 clienti).

Si ricorda che sono stati analizzati questi mesi perché i dati reali che èNostra ha messo a disposizione erano riferiti a quel solo periodo.

Si nota che il modello di Vicenza è leggermente più energivoro rispetto ai consumatori di èNostra, circa di un 10 %. Questo errore è considerato trascurabile e potrebbe in qualche modo compensare il fatto che ad oggi sono presenti più consumatori rispetto a quelli presenti ad Ottobre.

Clients analyzed for verification	143 clients
Total energy èNostra March / October	166104 kWh
Average energy user èNostra March /October	1161 kWh
Average energy user model March /October	1316 kWh
Relative error %	6 %

### b. Domestico non residenziale

Per quanto riguarda il cliente domestico non residenziale, si è fatto riferimento ad un andamento medio di utenze non residenziali in un quartiere di Vicenza, con un consumo medio annuale di 2560 kWh per famiglia e potenza connessa maggiore di 3,00 kW.

Come verifica si sono confrontati il fabbisogno medio di energia di un'utenza di Vicenza durante i mesi da Marzo ad Ottobre con il fabbisogno medio di un'utenza domestica non residenziale di èNostra negli stessi mesi (calcolato come media tra 10 clienti).

Si nota che il fabbisogno di energia dell'utente di èNostra è molto diverso dal fabbisogno dell'utente di Vicenza proposto come modello, non avendo a disposizione i consumi orari di queste utenze e considerando che si tratta di una piccolissima fetta dei consumi totali di èNostra, si è scelto di modellizzarle come 50 clienti residenziali accorpendo così i dati di utenti residenziali e non in un'unica categoria.

Si pensa, come anticipato, che la sovrastima di queste utenze sarà compensata nel tempo da nuovi clienti.

Clients analyzed for verification	10 clients
Total energy èNostra March / October	5200 kWh
Average energy user èNostra March /October	520 kWh
Average energy user model March /October	1643,81 kWh
Relative error %	52%

### c. Altri usi

Per quanto riguarda la modellizzazione di altri usi si è fatto riferimento ad un andamento dei consumi annuali di un gruppo uffici connessi ad una potenza di 10 kW.

Questa scelta è legata al fatto che gli utenti nella categoria altri usi sono per la maggior parte riconducibili al settore terziario.

Per ridimensionare la curva in maniera che fosse il più possibile rappresentativa dei consumatori totali di èNostra si è fatto riferimento alla loro richiesta di energia durante i mesi Marzo/Ottobre e si è confrontato il fabbisogno con la richiesta di energia del modello orario degli uffici. Da questo confronto si è trovato un coefficiente di trasformazione che è stato utilizzato per creare una curva proporzionale a quella del modello ma che rispecchia i consumi di energia reali di èNostra. Si è scelto di non basarsi sul numero di utenze perché le utenze sono molto diverse in termini di richiesta di energia.

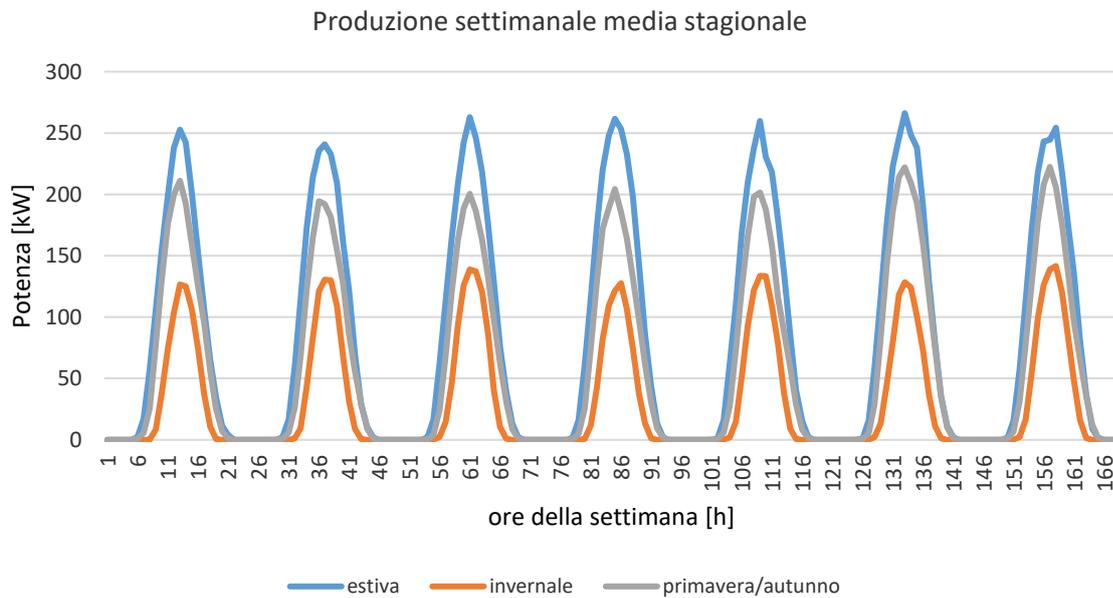
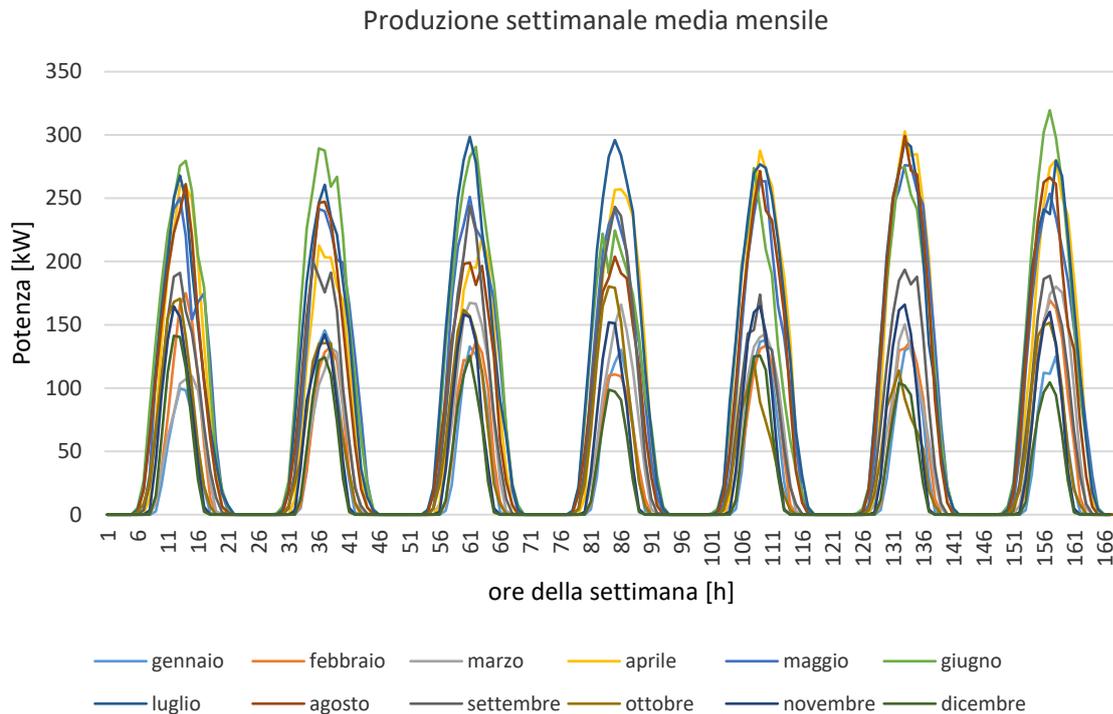
$$Energia\ modello = F_{trasformazione} * Energia\ èNostra$$

Total energy èNostra March / October	301703 kWh
Energy model offices March /October	53707 kWh
F <sub>trasformazione</sub>	5,62

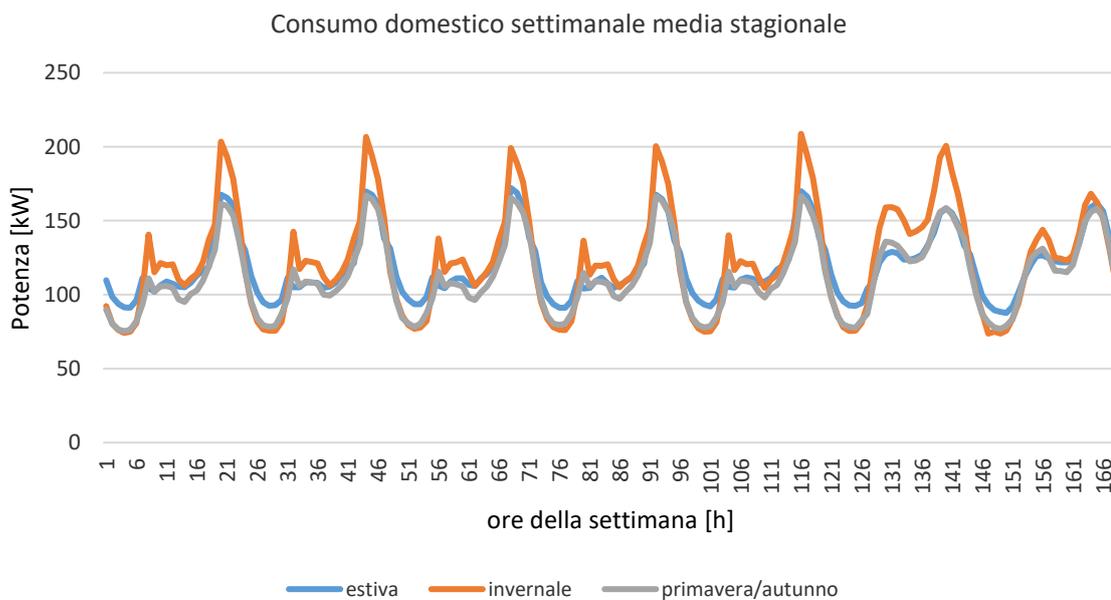
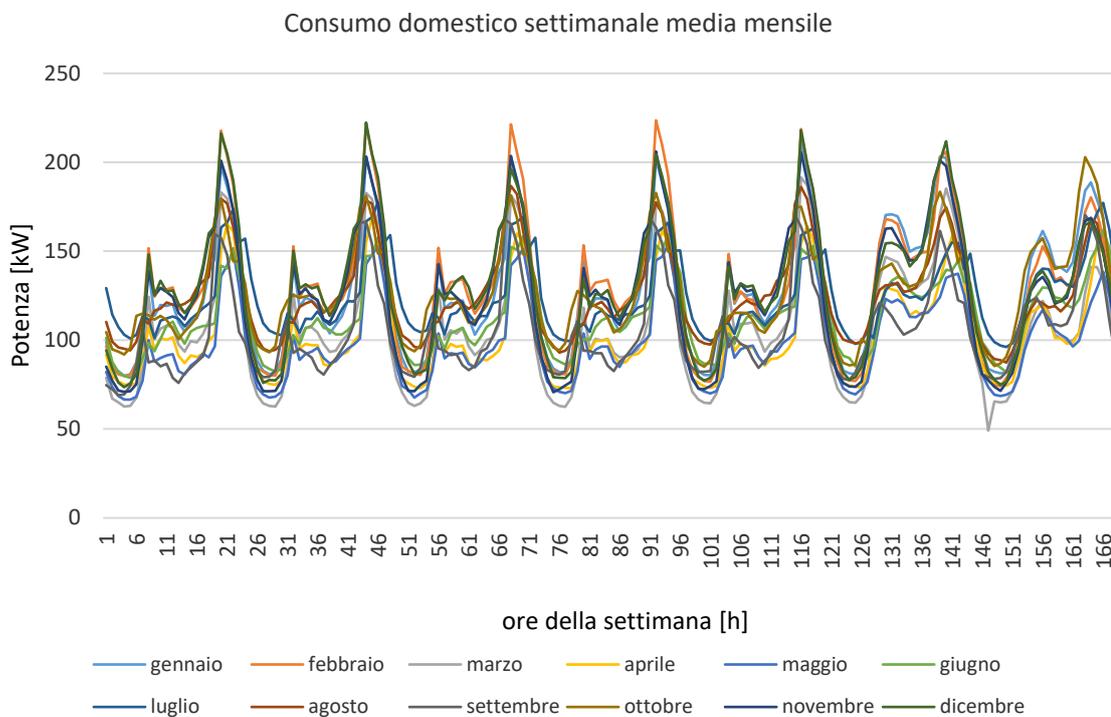
### 5.3 Definizione delle curve

I dati sono stati elaborati mettendo in evidenza un periodo temporale di una settimana. Dai grafici riportati in seguito si può notare come, sia lato produzione che lato consumo, gli andamenti settimanali medi sono diversi nell'arco dell'anno.

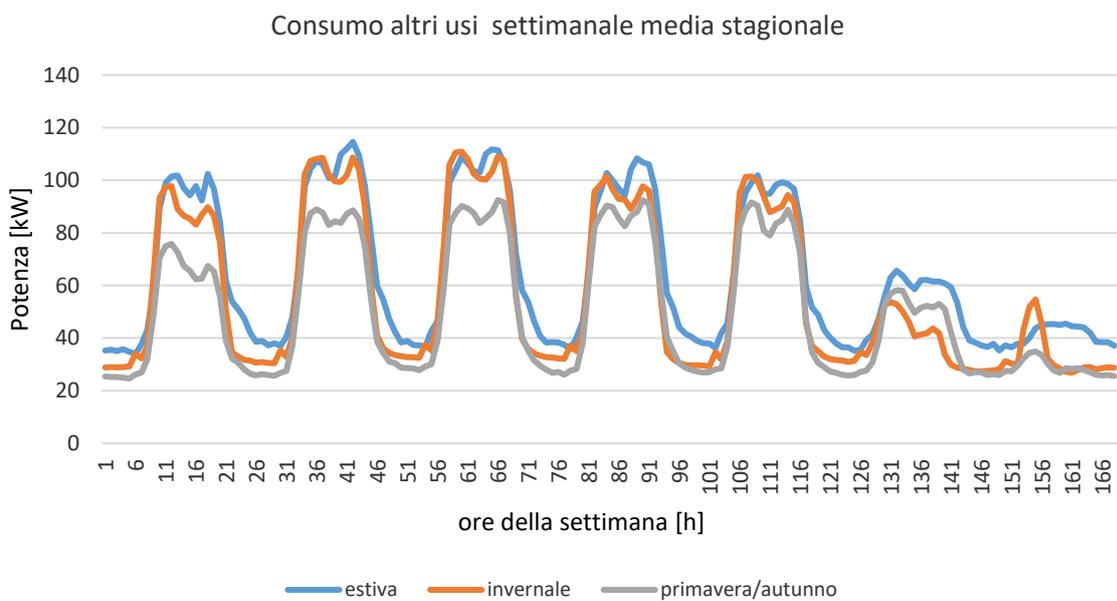
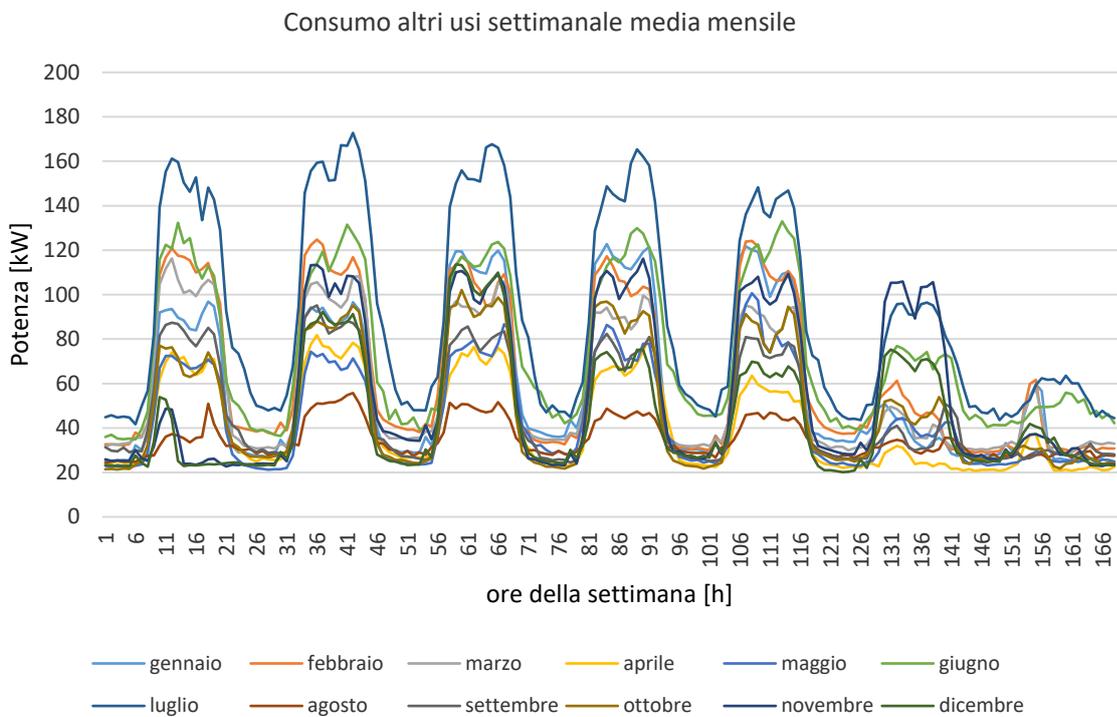
Vengono di seguito riportati i grafici relativi alle curve di produzione energetica settimanale. Nel primo grafico sono messe in evidenza le curve settimanali riferite a valori medi mensili mentre nel secondo grafico sono riportate le curve settimanali riferite a valori medi stagionali.



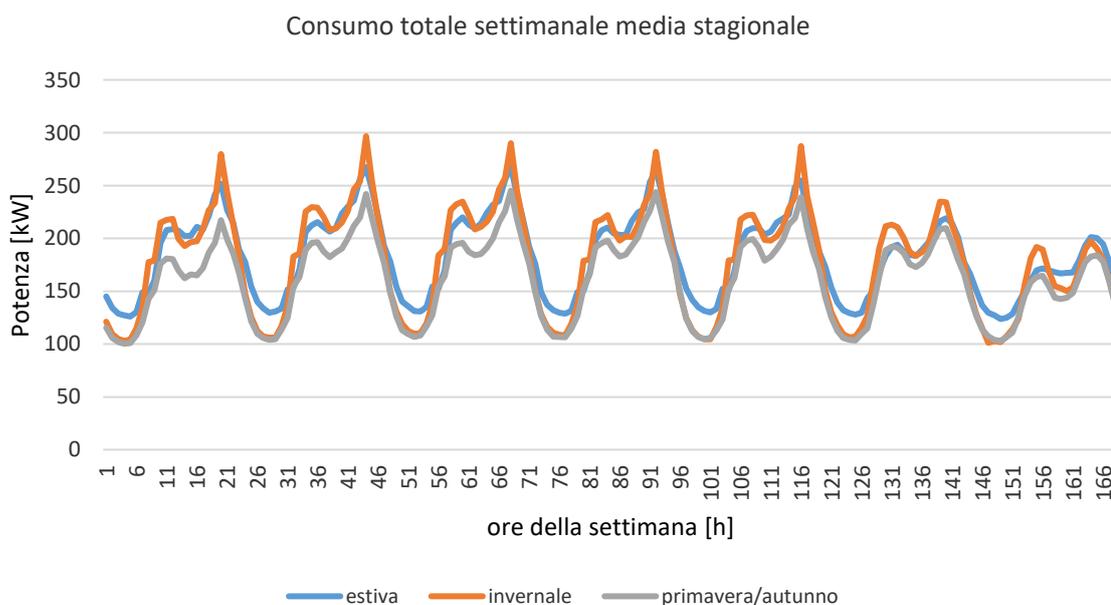
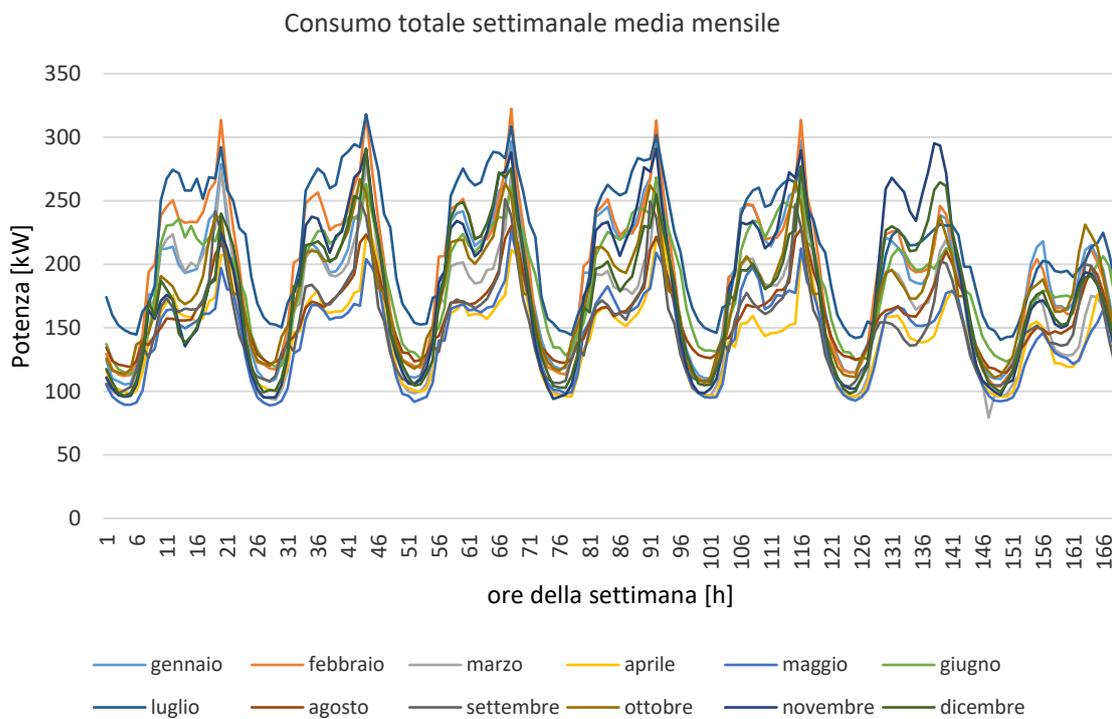
Vengono di seguito riportati i grafici relativi alle curve di domanda energetica settimanale per il settore domestico residenziale e non residenziale. Nel primo grafico sono messe in evidenza le curve settimanali riferite a valori medi mensili mentre nel secondo grafico sono riportate le curve settimanali riferite a valori medi stagionali.



Vengono di seguito riportati i grafici relativi alle curve di domanda energetica settimanale per il settore "altri usi". Nel primo grafico sono messe in evidenza le curve settimanali riferite a valori medi mensili mentre nel secondo grafico sono riportate le curve settimanali riferite a valori medi stagionali.

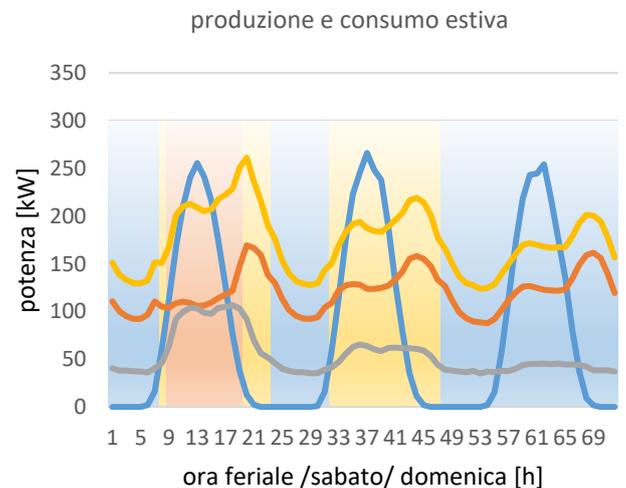
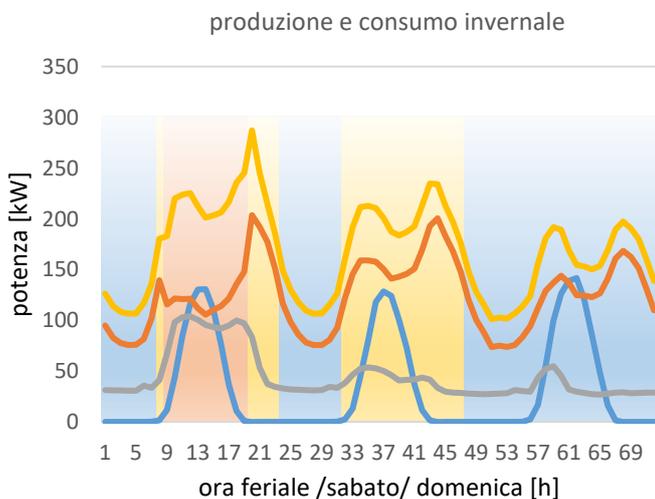
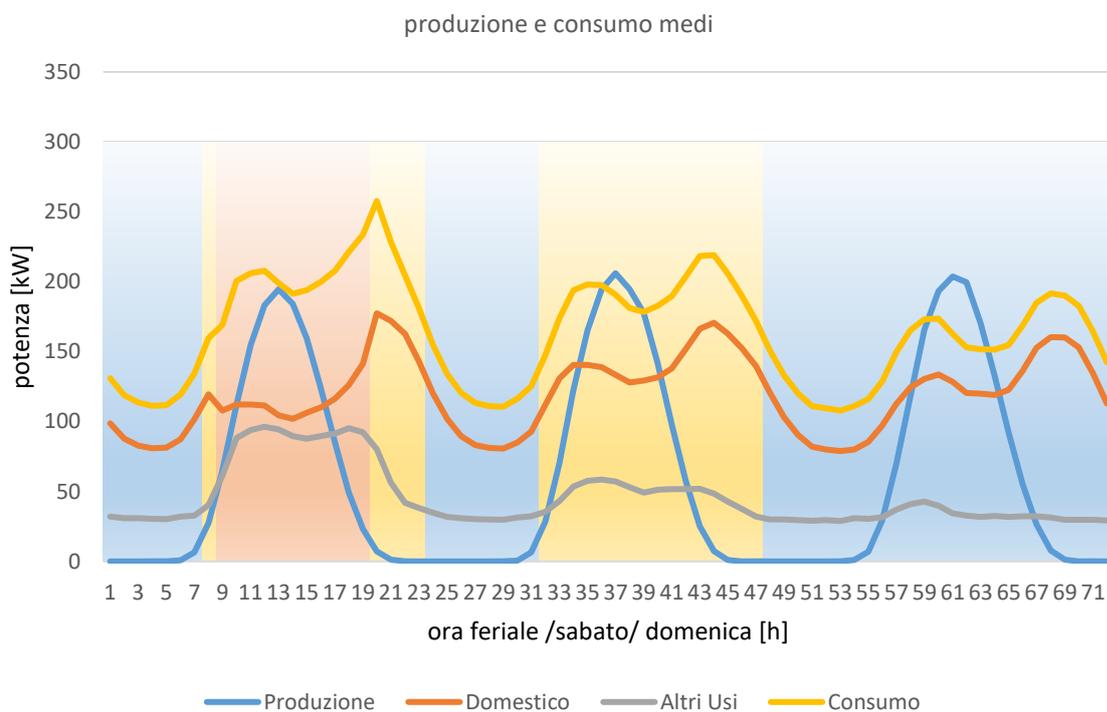


Vengono di seguito riportati i grafici relativi alle curve di domanda energetica settimanale per i consumi totali. Nel primo grafico sono messe in evidenza le curve settimanali riferite a valori medi mensili mentre nel secondo grafico sono riportate le curve settimanali riferite a valori medi stagionali



Dalla definizione delle curve si può osservare che esse non sono completamente sovrapponibili. Questo significa che, ora per ora, l'energia prodotta dagli impianti e l'energia consumata dagli utilizzatori non è la stessa. Come già anticipato le curve variano stagionalmente quindi anche la sovrapposizione delle curve varierà durante l'anno: in estate durante alcune ore si ha una produzione che supera il consumo mentre nei mesi invernali questo non accade mai.

Sono di seguito riportati alcuni grafici che riportano gli andamenti delle curve durante un giorno feriale, sabato e domenica; questo per valori medi annuali, valori invernali ed estivi.



Ci sono alcune considerazioni che si possono fare indipendentemente dal periodo temporale analizzato:

1. I picchi giornalieri: si può notare che durante le ore in cui il fotovoltaico produce energia, questa non sempre basta a soddisfare l'intera richiesta da parte dei consumatori, solo in alcune ore durante la stagione estiva la produzione supera il consumo. Questo limite potrebbe essere superato aggiungendo nuovi impianti fotovoltaici finché la curva di produzione riuscirà a coprire i picchi di quella di consumo se pur con una forma diversa, è chiaro che in questo caso si produrrebbe molta più energia rispetto quella consumata.
2. La domanda serale: durante le ore serali la produzione di fotovoltaico diminuisce fino ad azzerarsi dopo il tramonto, questo comportamento è in forte contrapposizione con l'andamento della domanda che prevede un picco serale e una richiesta di energia più bassa ma sempre presente durante le ore notturne. Un secondo limite di èNostra è quindi legato alla natura degli impianti di produzione, per seguire la domanda sarebbe necessario avvalersi di altre tecnologie come eolico o idroelettrico (argomento approfondito nella sezione 'Rimodulare la produzione' della tesi).

L'energia totale consumata e prodotta può essere calcolata come l'area sottostante le curve, in linea di principio questa potrebbe essere determinata come l'integrale delle funzioni, tuttavia, dal momento che una rappresentazione matematica risulterebbe complessa, è stato seguito un approccio più operativo.

Per ogni ora sono stati definiti la potenza media richiesta in quell'ora  $P_t$  e la potenza media consumata  $C_t$ . Si può quindi calcolare l'energia richiesta e prodotta nell'ora considerata come:

$$E_{prodotta,t} = P_t * 1$$
$$E_{consumata,t} = C_t * 1$$

Le rispettive energie in un intervallo di tempo determinato da 1 a n saranno:

$$E_{prodotta,tot} = \sum_{t=1}^{t=n} E_{prodotta,t}$$
$$E_{consumata,tot} = \sum_{t=1}^{t=n} E_{consumata,t}$$

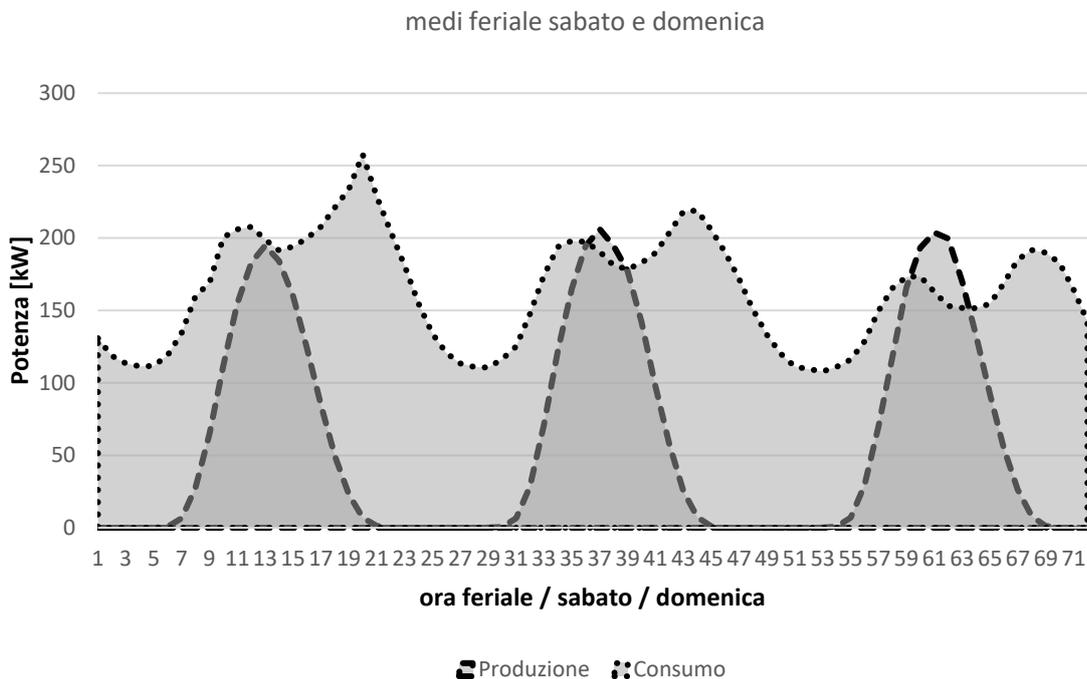
Si può valutare la differenza tra l'energia prodotta e quella consumata ora per ora come  $\Delta E$ , questa differenza di energia per un intervallo di tempo tra 1 ed n sarà  $\Delta E_{tot}$ :

$$\Delta E_t = E_{consumata,t} - E_{prodotta,t}$$

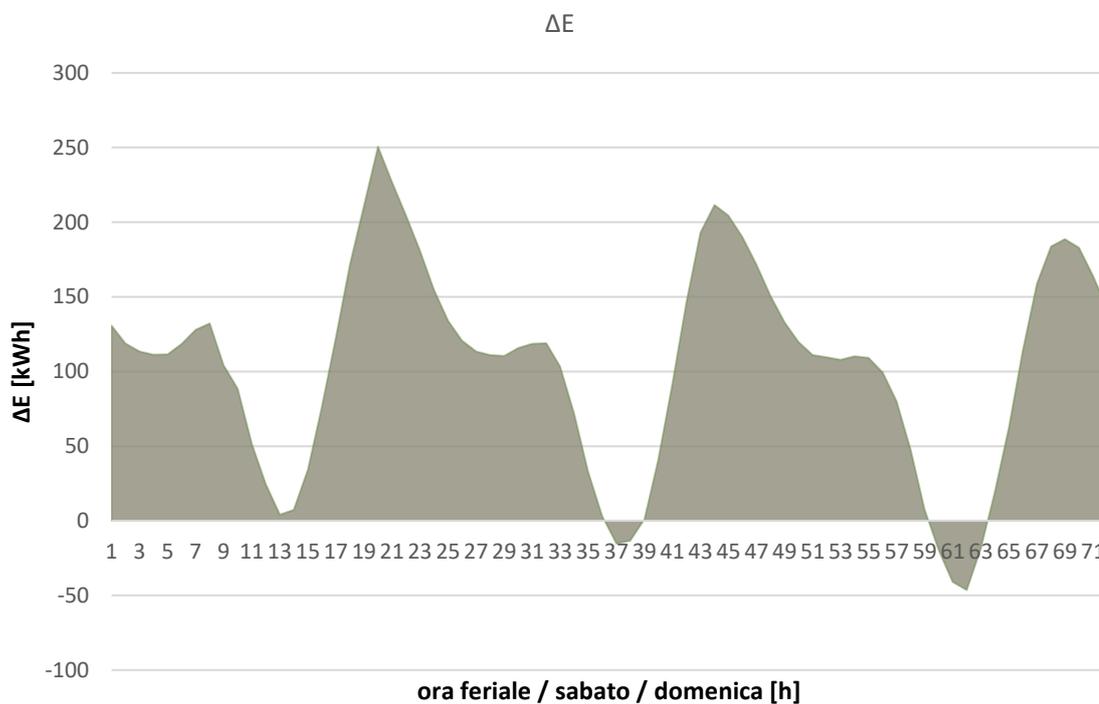
$$\Delta E_{tot} = \sum_{t=1}^{t=n} \Delta E_t$$

Se  $\Delta E > 0$  significa che la richiesta di energia è maggiore rispetto quella prodotta; altrimenti significa che gli impianti producono un'energia sufficiente per soddisfare il fabbisogno dei consumatori.

Il modulo di  $\Delta E$ , indicherà la somma delle differenze di energie indipendentemente dal segno. Nel seguente grafico sono riportate la curva di produzione e di consumo media annuale per un giorno feriale, sabato e domenica. Nel grafico l'area in grigio chiaro indica  $|\Delta E|$  mentre l'area in grigio scuro indica l'area sovrapponibile delle curve di consumo e produzione, cioè l'energia prodotta che viene consumata (si tratta di un autoconsumo virtuale: per passare dalla produzione al consumo infatti si passa attraverso il meccanismo di mercato elettrico).



Viene di seguito riportato l'andamento orario di  $\Delta E$ , calcolato per i valori del grafico precedente, cioè sui dati medi per un giorno feriale, un sabato e una domenica.



È stato definito il termine K, che indica in termini percentuali il valore di  $|\Delta E|$ , rispetto all'energia totale consumata.

$$|\Delta E|_{tot} : E_{consumata,tot} = K : 100$$

Nella tabella sono riportati i valori di K medi, estivi e invernali totali e suddivisi per fasce orarie.

Periodo orario di riferimento	K Valori medi	K Valori Estivi	K Valori invernali
$ \Delta E $ Totale	67%	63%	82%
$ \Delta E $ F1	40%	31%	68%
$ \Delta E $ F2	80%	78%	91%
$ \Delta E $ F3	87%	87%	92%



## 6 Rimodulare la produzione

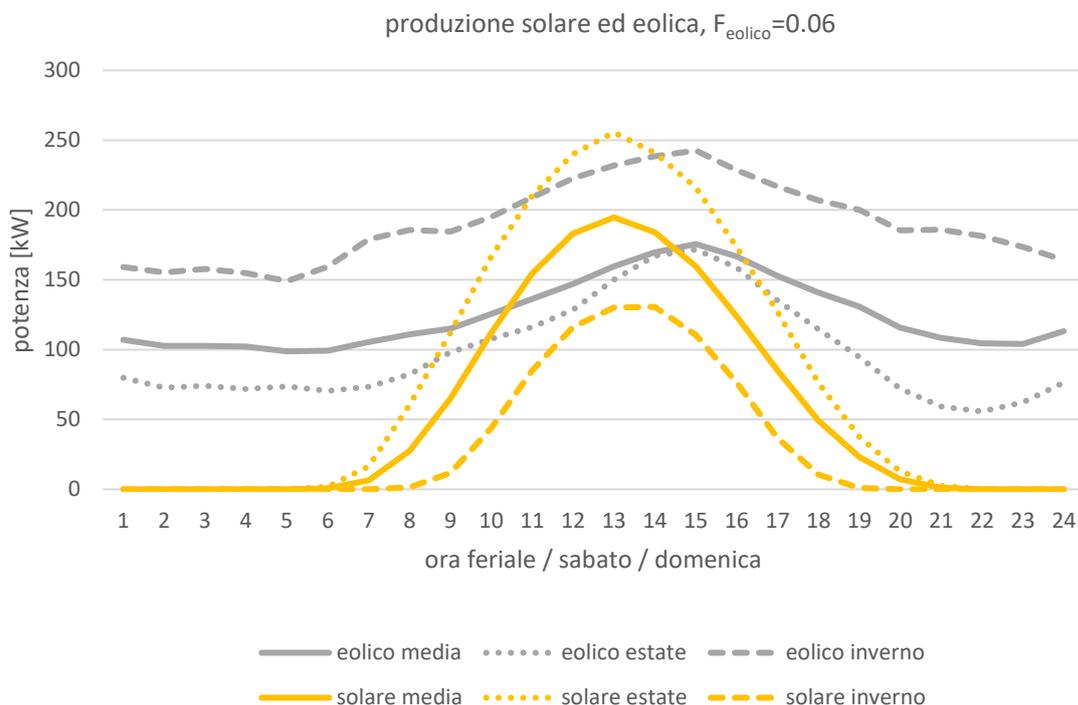
Come precedentemente anticipato, potrebbe essere utile aggiungere al parco produttori un impianto rinnovabile di natura diversa da quella fotovoltaica.

Verrà considerata di seguito l'opzione di un impianto eolico.

Sono stati esaminati i dati reali di produzione di un impianto eolico di 9,7 MW, la produzione di questo impianto non è confrontabile con quella fotovoltaica attualmente installata da èNostra essa infatti è molto più elevata. Per valutare la modifica della curva di produzione e quindi la variazione del  $\Delta E$  dopo l'inserimento di un impianto eolico si è scelto di rimodulare i dati dell'impianto con un fattore di moltiplicazione  $F_{eolico}$ .

$$P_{\text{impianto èNostra}} = F_{eolico} P_{\text{impianto da 9.7 MW}}$$

Si noti che grazie all'impianto eolico è possibile produrre energia durante le ore notturne e che la produzione di energia sarà maggiore durante i mesi invernali, compensando così la minore produzione fotovoltaica.



Con l'introduzione del nuovo impianto  $|\Delta E|$  cambierà. Si ricorda che per  $|\Delta E|$  si intende la somma dell'energia prodotta non consumata e l'energia richiesta non prodotta dagli impianti di èNostra. Ovviamente, al variare del  $F_{eolico}$ , varierà la curva di produzione e quindi la sua sovrapposizione con la curva di consumo.

Il seguente grafico mostra come varia  $|\Delta E|$  in funzione del  $F_{\text{eolico}}$ . Si noti che  $F_{\text{eolico}}$  ottimale valutato facendo riferimento a dati medi settimanali ( $F_{\text{eolicoopt}}=0.06$ ) è diverso da quello valutato facendo riferimento ai dati orari annuali ( $F_{\text{eolicoopt}}=0.02$ ).

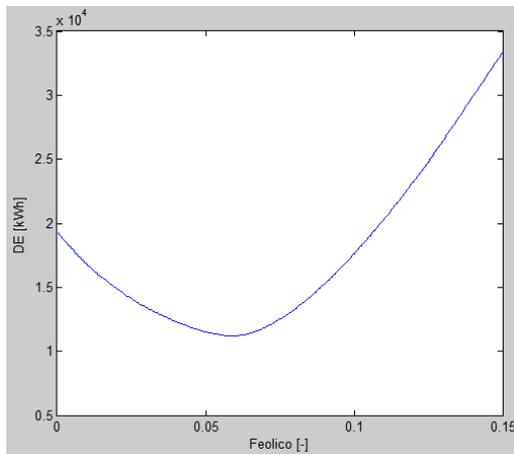


Figura 19- medi settimanali

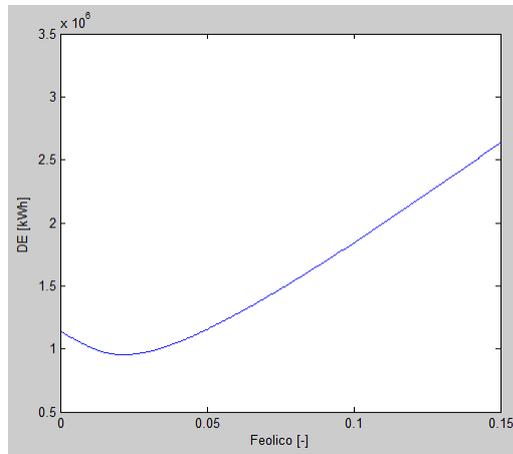


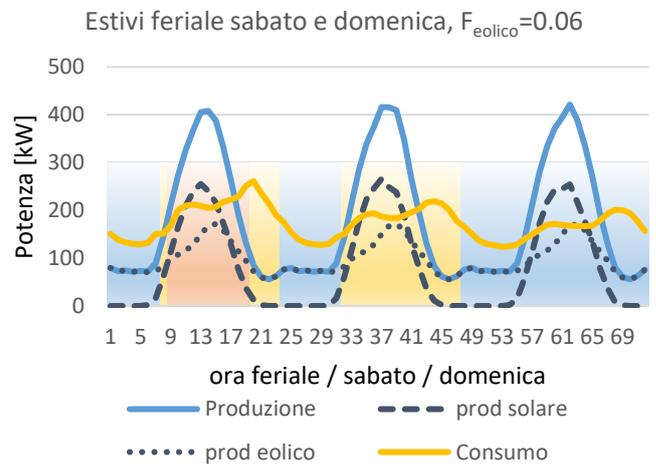
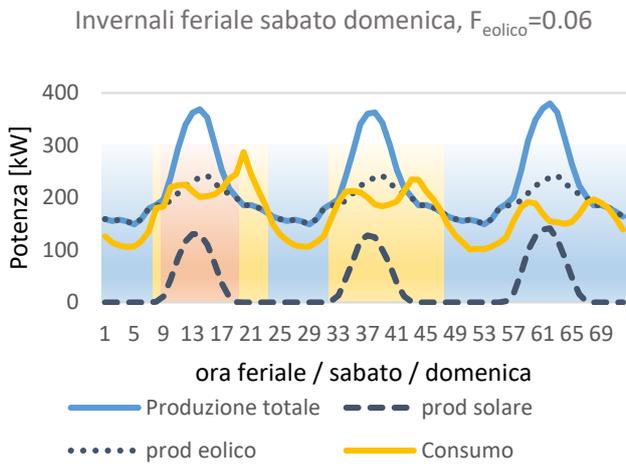
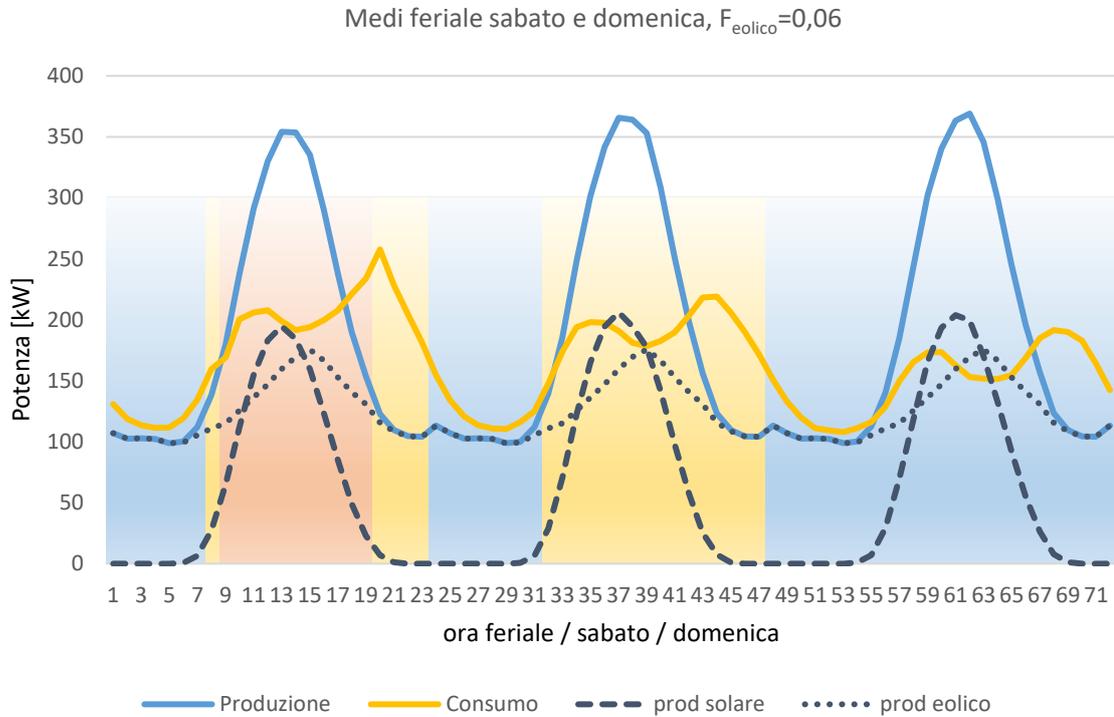
Figura 20- orari annuali

Per maggiore chiarezza si consideri che:

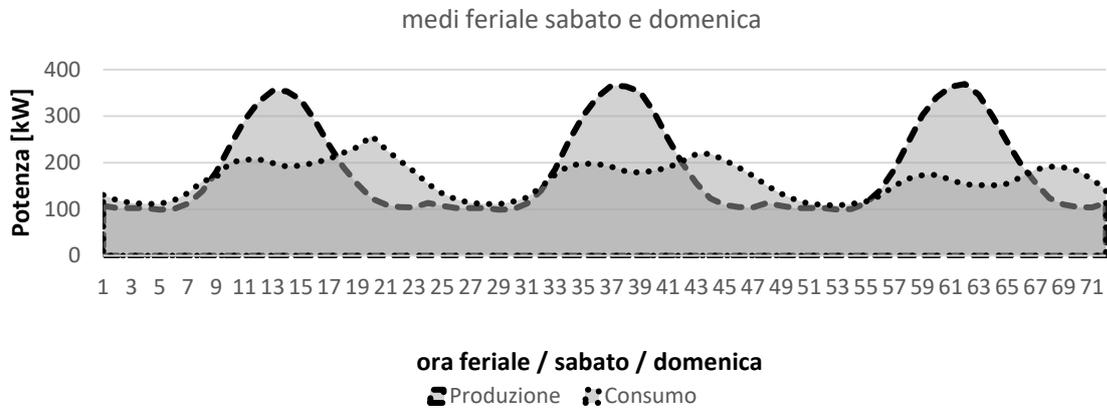
- $F_{\text{eolico}}=0$  nessun impianto eolico
- $F_{\text{eolico}}<0.02$  l'impianto è troppo piccolo, l'energia consumata è ancora molto maggiore di quella prodotta
- $F_{\text{eolico}}=0.02$ , impianto di 200 kW, 0.36 GWh/anno. Data la produzione fotovoltaica e i consumi attuali da parte dei consumatori di èNostra, l'impianto eolico grazie al quale si massimizzerebbe l'area sovrapposta delle curve di consumo e produzione medie settimanali dovrebbe essere circa 50 volte più piccolo di quello analizzato.
- $F_{\text{eolico}}=0.06$ , impianto di 600 kW, 1 GWh/anno. Data la produzione fotovoltaica e i consumi attuali da parte dei consumatori di èNostra, l'impianto eolico grazie al quale si massimizzerebbe l'area sovrapposta delle curve di consumo e produzione medie settimanali dovrebbe essere circa 15 volte più piccolo di quello analizzato.
- $F_{\text{eolico}}>0.06$  l'impianto è troppo grande: la produzione fa aumentare l'area non sovrapponibile delle curve di consumo e produzione.
- $F_{\text{eolico}}=1$ , impianto di 9,7 MW, 18 GWh/anno.

Se pur significativo il fattore eolico ottimale ha un valore soltanto indicativo; infatti nel tempo i consumatori di èNostra aumenteranno (si veda lo sviluppo del numero di consumatori nel capitolo 'consumatori' della tesi) e quindi la curva di domanda sarà variabile e di conseguenza anche il  $F_{\text{eolicoopt}}$  varierà.

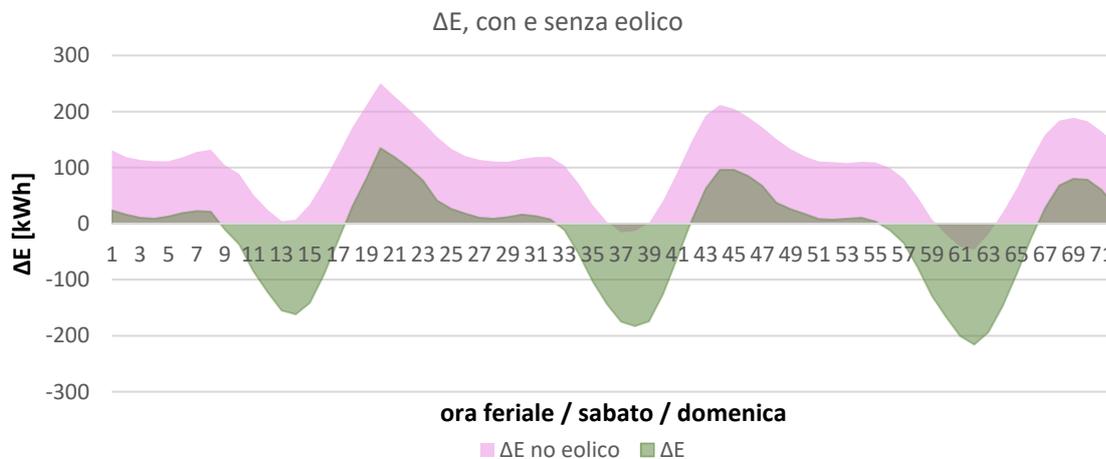
Sono di seguito riportati alcuni grafici che riportano gli andamenti delle curve di consumo e produzione durante un giorno feriale, sabato e domenica. Nel primo grafico sono presenti i valori medi, nel secondo i valori invernali e nel terzo quelli estivi.



Nel seguente grafico sono riportate la curva di produzione e di consumo media annuale per un giorno feriale, sabato e domenica.



Viene di seguito riportato l'andamento orario di  $\Delta E$ , calcolato per i valori del grafico precedente, cioè sui dati medi per un giorno feriale, un sabato e una domenica. Viene confrontato il  $\Delta E$  con produzione eolica (verde) e senza produzione eolica (rosa).



Nella tabella sono riportati i valori di K medi, estivi e invernali totali e suddivisi per fasce orarie, dopo l'aggiunta di un impianto eolico con  $F_{\text{eolico}}=0.06$ , (circa 1000MWh/anno)

Periodo orario di riferimento	K Valori medi	K Valori Estivi	K Valori invernali
$\Delta E$ Totale ( $F_{\text{eolico}}=0,06$ )	38% (67% senza eolico)	57% (63% senza eolico)	34% (82% senza eolico)
$\Delta E$ F1 ( $F_{\text{eolico}}=0,06$ )	42% (40% senza eolico)	55% (31% senza eolico)	37% (68% senza eolico)
$\Delta E$ F2 ( $F_{\text{eolico}}=0,06$ )	45% (80% senza eolico)	63% (78% senza eolico)	24% (91% senza eolico)
$\Delta E$ F3 ( $F_{\text{eolico}}=0,06$ )	28% (87% senza eolico)	54% (87% senza eolico)	40% (92% senza eolico)

## 7 Rimodulare la domanda

La gestione della domanda energetica o Demand Side Management (DSM) ha come obiettivo la modifica dei tradizionali profili di consumo. Ciò è attuabile grazie alla Demand Response (DR), cioè grazie al fatto che una parte della domanda energetica risulta elastica, in particolare una parte del carico risulta temporalmente trasferibile e questa flessibilità può essere gestita in maniera volontaria da parte degli utilizzatori. La flessibilità si riferisce quindi alla capacità, da parte dei consumatori, di aumentare o diminuire la potenza richiesta in un determinato momento della giornata; senza però andare a diminuire il proprio livello di comfort o ad influenzare il corretto funzionamento degli elettrodomestici.

Ci sono diversi modi di gestire la domanda, ad esempio possono essere catalogati come peak clipping le regolazioni di carico che hanno come obiettivo l'abbassamento dei consumi durante il periodo di picco, come load shifting quelle che puntano ad uno spostamento del carico dalle ore di picco alle ore vuote, valley filling, load building e flexible load tutte le manovre il cui scopo è di aumentare i livelli di carico in determinati momenti, questo può essere utile in situazioni in cui si utilizzano energie rinnovabili e quindi bisogna favorirne l'utilizzo nel momento della disponibilità.

Nella figura 21 sono rappresentate le principali conformazioni di DSM:

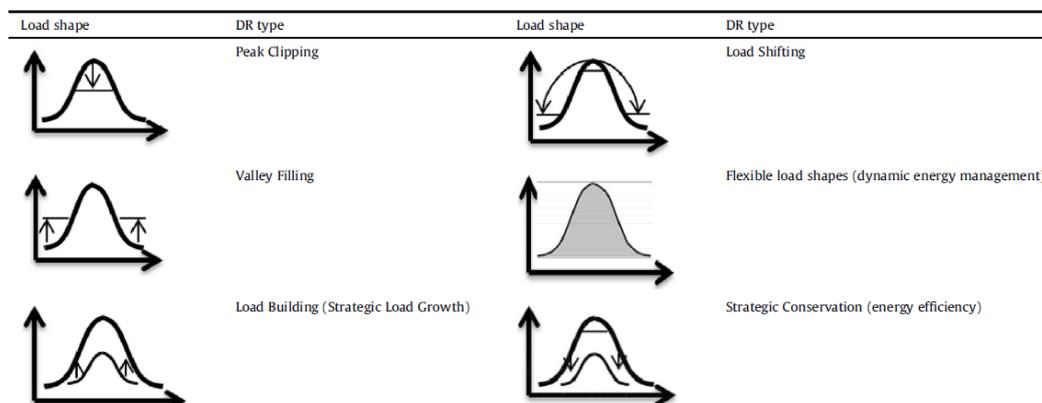


Figura 21- principali conformazioni di DSM

In generale si può dire che sia per il cliente domestico che commerciale, esistono delle barriere che impediscono una totale flessibilità della domanda. Tali impedimenti sono:

- L' "uso obbligatorio" dell'energia elettrica, molti consumi sono infatti difficilmente trasferibili nel tempo
- Le abitudini dei consumatori, anche se ne hanno la possibilità non è detto che i clienti finali siano disposti a cambiare le proprie abitudini

- La scarsa informazione sulla quantità e sul prezzo dell'energia elettrica consumata, che per molti soggetti è una parte marginale del budget alla quale non si fa molta attenzione.

Ci sono diversi modi per sfruttare il potenziale di flessibilità della domanda: i metodi diretti come ad esempio il controllo diretto del carico (DLC) in cui il gestore ha accesso diretto al carico ed è in grado di regolarne il profilo sulla base delle necessità del sistema; questi metodi sono basati su contratti nei quali il fornitore di energia compenserà economicamente il cliente che gli ha fornito la possibilità di flessibilità e il conseguente disagio.

In alternativa si possono utilizzare metodi indiretti: si tratta di segnali di mercato cioè legati al prezzo dell'energia, grazie ai quali l'utente viene indirizzato ad usare l'energia nei momenti in cui il prezzo è più basso e scoraggiato ad utilizzare i carichi quando il prezzo è più alto.

Al fine di semplificare la gestione della domanda si possono introdurre nel sistema elettrodomestici automatizzati, questi grazie alla loro programmabilità sbloccherebbero in maniera importante gran parte della potenziale flessibilità del sistema. Ad oggi però il panorama tecnologico è ancora in evoluzione, ed in generale è ancora scarsa la diffusione degli elettrodomestici in grado di dialogare col mondo esterno, ma è abbastanza evidente che non passerà molto tempo prima che anche questi comincino a risentire della tendenza attuale a connettere in rete tutti i vari oggetti che ci circondano.

È in quest'ottica, che si può distinguere una manual DR, automatic DR semi-automatic DR.

In caso di risposta manuale è il consumatore stesso che cambierà gli orari di utilizzo degli elettrodomestici scegliendo se avviarli durante il periodo in cui i prezzi sono più bassi; al contrario, con la risposta automatica, saranno direttamente gli elettrodomestici a rispondere alle variazioni di prezzo senza richiedere interazioni da parte dei consumatori. Tutti gli apparecchi elettronici che si possono considerare una via di mezzo tra manuale ed automatico sono considerati semi-automatici, in questo caso per definire gli orari di utilizzo è richiesta una interazione da parte dell'utente che potrebbe, ad esempio, definire l'orario entro il quale l'elettrodomestico deve avere completato il ciclo senza però fissarne l'orario di avvio.

Inoltre, con la crescente penetrazione dei veicoli elettrici e pompe di calore, la flessibilità della domanda energetica dovrebbe aumentare in modo significativo. Si tratta però di un scenario futuro e incerto, inadatto quindi per essere preso in considerazione al fine di determinare l'attuale potenziale di flessibilità.

## 7.1 Caratterizzazione del carico

Per determinare le potenzialità di spostamento del carico, i suoi vincoli e le eventuali criticità, è necessario concentrarsi sul profilo di carico stesso e sulla sua struttura.

In particolare è utile definire quali sono i carichi elettrici tipici e ricostruire un quadro attendibile e sufficientemente concorde sulla loro diffusione, sulle modalità di impiego e sulla rilevanza in termini di consumo energetico e di prelievo di potenza.

Per analizzare la curva di carico, è utile prendere in considerazione due diverse situazioni: un giorno estivo ed un giorno invernale; questo perché le condizioni climatiche influenzano notevolmente la domanda di energia, come è evidente dalla figura 22 che riporta l'andamento della domanda di un'utenza domestica durante una giornata di Luglio e una giornata di Dicembre.

In generale si può dire che la tendenza è quella di un aumento della domanda estiva con un conseguente allineamento (se non addirittura superamento) alla punta invernale. Questo è imputabile all'uso, sempre più diffuso, di condizionatori.

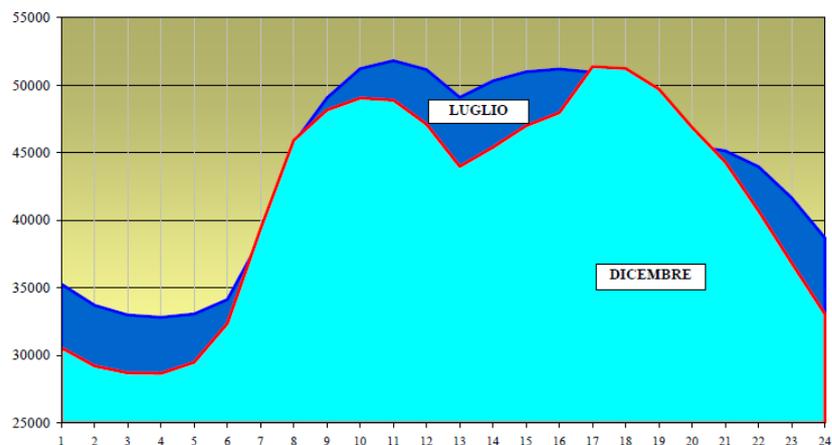


Figura 22- confronto tra il diagramma di carico del terzo mercoledì di Luglio 2003 e il terzo mercoledì di Dicembre 2003

### **7.1.1 Utenze domestiche**

Per riuscire ad individuare la disaggregazione dei carichi per le utenze domestiche, sono stati riportati i risultati calcolati da SCUDO (Simulazione del Carico elettrico di Utenze DOMestiche). Questo codice permette di stimare l'andamento giornaliero dei consumi elettrici di una o più abitazioni, ciascuna con una potenza impegnata diversa.

La metodologia del codice esaminato è di tipo "bottom-up" in quanto, partendo dalla conoscenza del consumo medio unitario di energia dei singoli apparecchi e dai relativi diagrammi di carico medi, ottiene per aggregazione statistica la curva di carico del singolo utente e, per ulteriore aggregazione, la curva complessiva dell'area simulata.

SCUDO utilizza la metodologia della simulazione causale (estrazioni probabilistiche di tipo Montecarlo) per la scelta delle modalità di utilizzo delle principali applicazioni elettriche che possono essere presenti in un'abitazione.

Nel caso preso in esame, la potenza impegnata dell'utenza domestica è di 3 kW e il numero di simulazioni effettuate è 1000.

### 7.1.1.1 Caso studio per un giorno feriale Invernale

Nella figura 23 è possibile accertare il contributo di ciascun apparecchio al carico complessivo nell'arco di una giornata feriale invernale ed in particolare in figura 24 è rappresentata la ripartizione percentuale dei carichi all'ora di punta serale.

Appaiono 3 punte: una più accentuata serale (dalle 19:30 alle 22:30), una al primo mattino (dalle 8:30 alle 10:30) e un'altra minore all'ora del pranzo (dalle 12:30 alle 14:30).

Il consumo complessivamente più elevato proviene dallo scaldabagno, alle cui spalle si attesta l'illuminazione che in base all'orario può essere superata da lavatrici o lavastoviglie. Al terzo posto troviamo gli apparecchi del freddo (congelatore e frigorifero).

Da un'analisi più dettagliata si può notare che nell'ora di punta serale invernale (ore 21:45) gli apparecchi che incidono maggiormente sono lo scaldabagno (26.9%), l'illuminazione (24.4%) e la lavastoviglie (20.8%). All'ora di punta del mattino (ore 10:15) gli elettrodomestici che incidono maggiormente sono lo scaldabagno (36%) e la lavatrice (20%). Mentre alla punta del pranzo (ore 14:00) gli apparecchi più energivori sono lo scaldabagno (26%) e la lavastoviglie (22%).

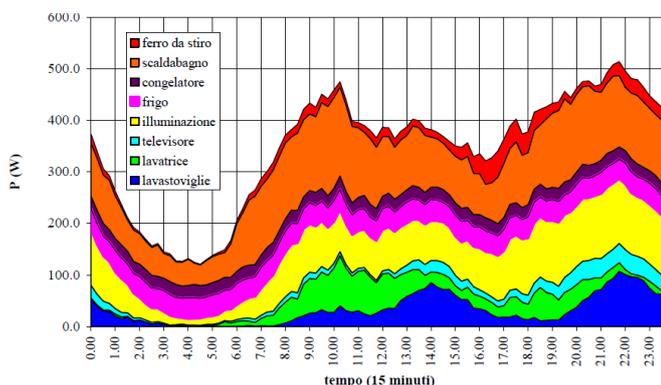


Figura 23- carichi medi di un giorno feriale invernale

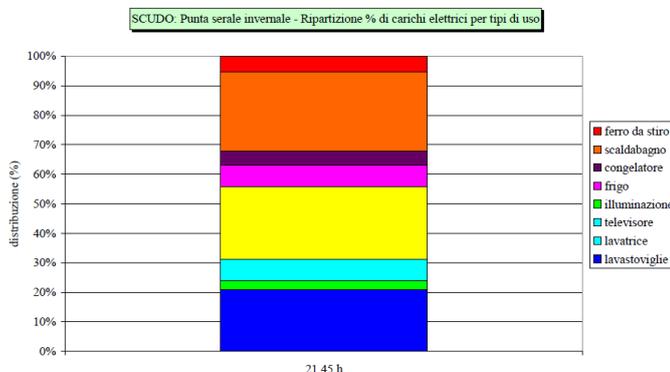


Figura 24-ripartizione carichi ora di punta serale invernale

### 7.1.1.2 Caso studio per un giorno feriale estivo

Nella figura 25 è possibile accertare il contributo di ciascun apparecchio al carico complessivo nell'arco di una giornata feriale estiva ed in particolare in figura 26 è rappresentata la ripartizione percentuale dei carichi all'ora di punta serale.

Appaiono 3 punte: la punta serale di gran lunga più elevata (dalle 20:00 alle 23:00), seguita dalla punta del pranzo (dalle ore 13:00 alle 15:00). La punta del mattino è meno pronunciata (dalle ore 9:30 alle 11:30).

Il consumo complessivamente più incisivo è legato all'utilizzo di apparecchiature del freddo, altri carichi importanti sono lo scaldabagno e l'illuminazione.

Da un'analisi più dettagliata si può notare che nell'ora di punta serale estiva (ore 21:15) gli apparecchi che incidono maggiormente sono l'illuminazione (23.9%), lo scaldabagno (20%), il frigo e congelatore (16.3%) e il condizionatore (14%). Per la punta del pranzo (ore 13.30) gli apparecchi che consumano di più sono lo scaldabagno (22.5%), frigorifero e congelatore (22%), l'illuminazione (17%), e il condizionatore (16%). Alla punta del mattino (ore 10:45) gli apparecchi più energivori sono la scaldabagno (26%), seguito da frigorifero e congelatore (24%) e la lavatrice (18%).

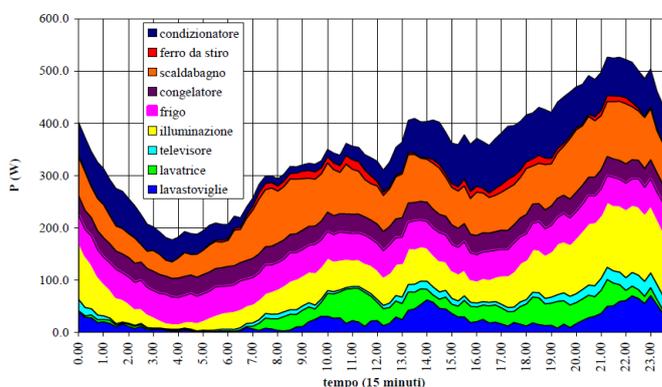


Figura 25- Carichi medi di un giorno feriale estivo

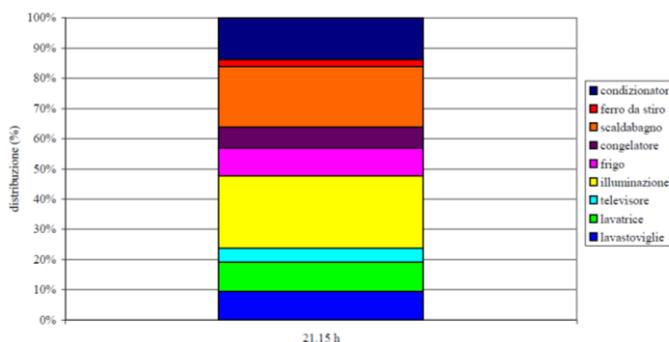


Figura 26- ripartizione carichi ora di punta serale estivo

È possibile suddividere i carichi in diverse categorie; solo alcuni però saranno temporalmente trasferibili e quindi potranno dare un effettivo contributo al cambiamento del profilo di carico dell'utente domestico.

Le categorie in cui si possono suddividere gli apparecchi elettronici sono:

- Climatizzazione e riscaldamento: condizionatore/pompa di calore, riscaldamento elettrico, condizionatore portatile, stufa, radiatore elettrico;
- Grandi elettrodomestici: lavabiancheria, lavastoviglie, frigorifero/frigocongelatore, congelatore, forno elettrico, scaldacqua elettrico;
- Elettronica di consumo: impianto TV (compresi decoder, videoregistratore, lettore DVD), radio/radiosveglia, console videogiochi, impianto Hi-Fi;
- Tecnologie dell'informazione (Apparecchiature IT): PC, monitor, connessioni (modem, wi-fi) e periferiche (stampante, scanner, masterizzatore);
- Illuminazione: lampade a incandescenza, alogene, fluorescenti;
- Altri elettrodomestici da cucina: forno a microonde, cappa aspirante, cucina elettrica; frullatore, tostapane;
- Altro: ferro da stiro, aspirapolvere, asciugacapelli, utensili "fai da te" (trapani), acquario, telefono/segreteria telefonica, impianti di allarme e sorveglianza, impianti di cura.

Tali apparecchiature possono essere caratterizzate per mezzo dei seguenti parametri:

- Diffusione: sulla base delle informazioni e dei dati reperibili nella letteratura tecnica è possibile caratterizzare la diffusione delle principali apparecchiature elettriche nel settore domestico per mezzo di una scala qualitativa: diffusione molto bassa, bassa, media, alta, molto alta, completa
- Durata media di una applicazione (o ciclo) di funzionamento: si fa riferimento alla durata tipica di una "applicazione" o "ciclo di funzionamento", questa è funzione delle caratteristiche del servizio svolto dall'apparecchiatura
- Orari di utilizzo prevalente

La possibilità di traslare temporalmente i carichi domestici viene valutata attraverso l'applicazione di alcuni criteri di esclusione che sono ritenuti i rilevanti:

1. Continuità di funzionamento dell'apparecchiatura: ad esempio il frigorifero o frigocongelatore, gli impianti di allarme e sorveglianza e gli apparecchi di cura, non sono ritenuti temporalmente traslabili.
2. Elettrodomestici il cui utilizzo dipende da variabili esogene: ad esempio il climatizzatore, il riscaldamento elettrico, l'illuminazione, non sono ritenuti temporalmente traslabili.
3. Apparecchi elettronici il cui utilizzo è fortemente legato a cicli di vita domestica o sociale: ad esempio l'elettronica di consumo e le tecnologie dell'informazione, sono ritenuti solo parzialmente traslabili nel tempo.

Per esclusione, quindi, sono considerati temporalmente trasferibili:

1. Lavabiancheria e lavastoviglie: la possibilità di traslazione temporale è in generale elevata ed è ritenuta particolarmente alta per le apparecchiature di più recente progettazione dotate della funzione di programmazione dell'orario di avvio del ciclo;
2. Asciugacapelli, utensili "fai da te", ferro da stiro, aspirapolvere e apparecchi appartenenti alla categoria apparecchiature IT sono considerate temporalmente trasferibili, se pur con alcune limitazioni.

Incrociando queste considerazioni con la struttura del profilo di carico medio è possibile definire il carico elettrico potenzialmente traslabile. La tabella sotto riporta il grado di trasferibilità per le singole apparecchiature, la potenza a la durata media del ciclo (valori minimi sono riferiti ad apparecchiature ad alta efficienza e i valori massimi ad apparecchiature a efficienza medio-bassa), gli utilizzi medi giornalieri, l'energia media utilizzata e la percentuale che il carico rappresenta rispetto la punta serale. Sulla base dell'analisi condotta, risulta che la somma delle potenze elettriche degli apparecchi il cui utilizzo è potenzialmente trasferibile assume valori compresi tra circa 2,8 kW e circa 4,2 kW. (Nd sta per 'dato non disponibile')

Uso	Possibilità trasferire temporalmente	Potenza media assorbita durante un ciclo [W]		Durata media applicazione [min]		Utilizzi/giorno	Energia media giornaliera [kWh]	% alla punta serale	
		Intervallo	Media	Intervallo	Media			Luglio	Dicem.
Lavabiancheria	Elevata	650÷1000	850	60÷110	85	1	1.17	10%	7%
Lavastoviglie	Elevata	450÷750	600	70÷130	100	1	1	9%	21%
Ferro da stiro	Media	700÷1000	850	30÷60	45	0.5	0.32	2%	5%
Aspirapolvere	Media	800÷1200	1000	10÷30	20	1	0.33	nd	nd
Apparecchiature IT	Media	200÷300	250	200÷200	200	1	0.86	nd	nd
Totale		2800÷4250	3525				3.65	>21 %	>31 %

A prova di quanto analizzato finora, durante uno studio (analizzato più nello specifico nel paragrafo '8.2.3 Caso reale: Olanda') che valuta la reale risposta ai cambi di tariffa da parte degli utenti domestici è stato chiesto ai clienti monitorati che apparecchi sono hanno spostato, essi dovevano indicare la risposta in una scala da 1 a 5 dove 1 è "quasi mai" e 5 è "quasi sempre". L'indagine è stata fatta a  $t_1= 6$  mesi,  $t_2=12$  mesi e  $t_3= 18$  mesi.

I risultati evidenziano che effettivamente i carichi temporalmente trasferibili sono lavastoviglie, lavatrice e asciugatrice.

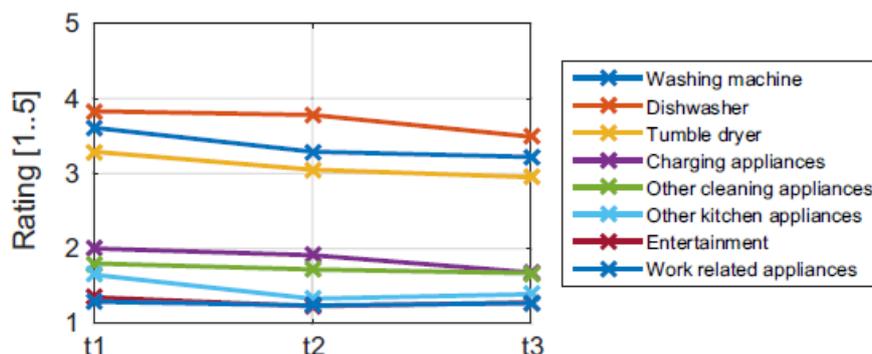


Figura 27-risultati del sondaggio: apparecchi utilizzati per lo spostamento di carico

### 7.1.2 Settore terziario

Per indagare sulla disaggregazione dei carichi per alcune utenze del settore terziario, si è scelto di fare riferimento ad uno studio della società CSE che, a seguito di audit energetici, ha effettuato una “ricostruzione” di profili di carico.

Le tipologie di utenze del terziario analizzate nello studio sono:

- 1) Commerciale grande distribuzione senza alimentari
- 2) Commerciale grande distribuzione con alimentari
- 3) Ospedali
- 4) Università
- 5) Banche
- 6) Uffici

Ogni tipo di utenza tipica individuata in ambito urbano è stata caratterizzata da un profilo di carico giornaliero costituito da potenze medie assorbite. Le potenze assorbite sono state calcolate dal CSE in base alle potenze installate e alle ore (e modalità) di funzionamento.

Come per le utenze domestiche, sono stati analizzati un giorno tipo estivo ed un giorno tipo invernale.

In seguito sono riportati solo i dati relativi agli uffici, considerati i più rappresentativi per èNostra. La seguente tabella si riferisce ad un ufficio della superficie di 2700m<sup>2</sup>, nel Nord Italia.

Uso	Potenza [kW inst]	Utilizzo [h/anno]	Energia [MWh/anno]	% rispetto all'energia totale annulate
Illuminazione	313	2829	850	24%
Chiller; consumo elettrico dei compressori e pompe dei gruppi frigoriferi	477	2000	954	26%
Torri evaporative: consumo elettrico di pompe e ventilatori delle torri evaporative	81	1200	97	3%
Centrale termica: consumo elettrico imputabile a pompe di circolazione e bruciatori	40	2000	80	2%
Aria compressa: compressori ed essiccatori d'aria	13	2860	37	1%
Servizi: consumo elettrico imputabile ai boiler per acqua	0.5	3150	1.5	0%
Sollevamento acqua: consumo elettrico imputabile ai dispositivi di stoccaggio, trasporto e trattamento dell'acqua (autoclavi, addolcitori, pompe...)	3	3150	9.45	0%
Ascensori	55	2940	161	4%
Condizionatori	69	1200	82.2	2%
Unità trattamento aria	229	2500	572	16%
Ups: gruppo statico di continuit	61	8760	534	15%
Macchine ufficio: personal computer, fotocopiatrici, fax...	61	3640	222	6%
Totale			3638	100%

Vengono di seguito riportate le curve di carico complessive di una giornata feriale estiva e di una giornata feriale invernale.

È Chiaro che, per quanto riguarda il settore terziario, è molto più difficile fare considerazioni generiche e valutare in maniera univoca l'elasticità della domanda. A differenza del settore domestico, infatti, le utenze del terziario (anche se tutte catalogate come uffici), sono molto diverse tra loro e ognuna avrà un'elasticità propria. Per un'analisi più specifica riguardo la percentuale di energia temporalmente trasferibile sarebbe necessario valutare più specificatamente le tipologie di clienti non domestici di èNostra.

In generale si può comunque dire che date le tipologie di apparecchi, l'elasticità messa in gioco sembrerebbe minore rispetto a quella nel settore domestico; non sono infatti presenti carichi con elevata possibilità di trasferimento temporale come potevano essere la lavatrice, lavastoviglie, ecc

Figura 28- Profilo dei carichi orari di un ufficio, giorno feriale invernale

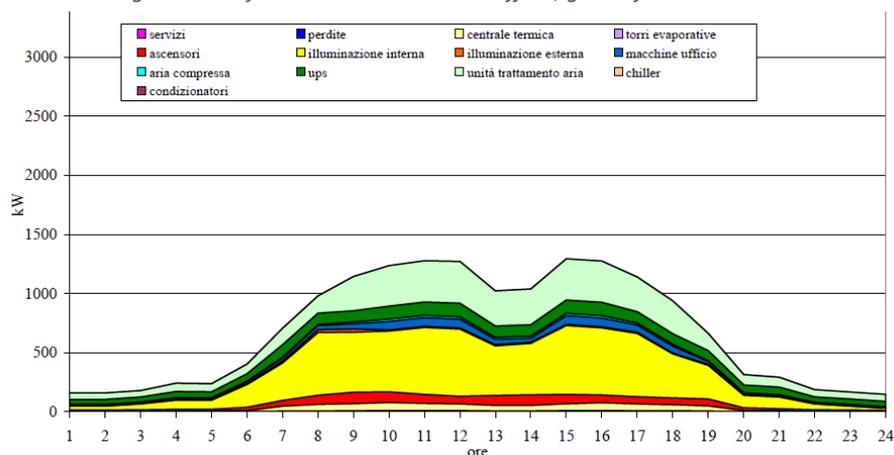
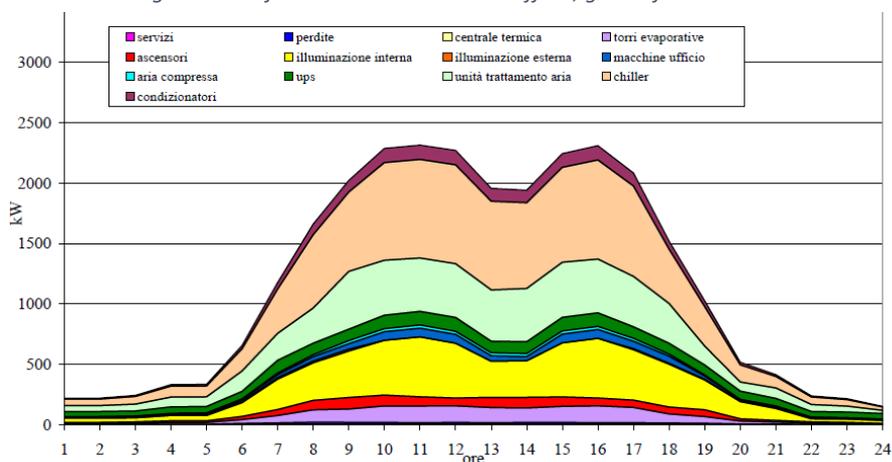


Figura 29 Profilo dei carichi orari di un ufficio, giorno feriale estivo



## 7.2 Gestione della domanda sulla base dei prezzi

Al fine di trasformare i consumatori finali passivi in market players si può fare affidamento alla capacità dei clienti di essere reattivi ai segnali economici.

Esistono diverse opzioni di tariffa elettrica e ovviamente, dati diversi metodi di tariffazione, saranno messi in gioco diverse flessibilità da parte dei consumatori. Le opzioni di tariffazione includono:

- Real time pricing RTP, in cui il prezzo dell'energia è variabile durante ogni istante della giornata;
- Critical-peak pricing CPP in cui la è presente tariffa più alta durante i periodi di punta;
- Time of use pricing TOU, il prezzo varia a seconda di due o più fasce orarie pre-determinate
- Peak time rebates PTR che prevede l'attuazione di sconti nel caso in cui il consumo specifico del cliente sia minore rispetto a quello medio atteso.

Si consideri comunque che la scelta di differenziare i prezzi orari in fasce determinate è migliore rispetto alle altre opzioni perché in questa maniera si forniscono ai consumatori certezze riguardo i prezzi dell'energia. In un sistema alternativo in cui il prezzo oscilla seguendo il costo in tempo reale di elettricità, si creerebbe nell'utente un'impressione di incertezza che verrebbe considerata problematica, dato l'atteggiamento di avversione al rischio dell'utente medio.

Esistono molti studi che esaminano la relazione tra fasce tariffarie e il consumo di energia. La maggior parte di questi studi si basano però su simulazioni che partono dal presupposto secondo cui gli utenti vogliono massimizzare il proprio risparmio e sono conseguentemente disposti a rimodulare la propria domanda a tal fine.

Di diversa natura sono gli studi basati su dati empirici che analizzano i reali comportamenti degli utenti, e arrivano a conclusioni che rispecchiano una dinamica che comprende non solo la volontà di risparmiare ma anche le reali resistenze nel cambiare le proprie abitudini.

Considerando principalmente i risultati ottenuti da studi basati su dati empirici si crea un quadro molto vario in cui è difficile identificare comportamenti comuni in risposta a precise variazioni di prezzo. I differenti comportamenti degli utilizzatori sono probabilmente legato al fatto che i vari studi sono fatti con condizioni al contorno molto differenti: è evidente che non sono confrontabili i dati italiani con la risposta degli utenti Norvegesi, dove non solo il contesto culturale è molto diverso ma l'automatizzazione media degli elettrodomestici residenziali è molto maggiore.

Concentrandosi sui dati italiani, come verrà approfondito in seguito, ci si trova davanti ad un relativo fallimento delle tariffe biorarie per mitigare la domanda di carico.

Il problema potrebbe essere legato al sistema di comunicazione delle tariffe attraverso le sole bollette che potrebbe non essere sufficiente. Ma potrebbe anche essere legato ad un aspetto intrinseco della società non pronta a cambiare le proprie abitudini; se fosse così un sistema di tariffe a fasce orarie diventerebbe significativo in termini di spostamento di carico solo grazie all'introduzione massiccia di elettrodomestici con cicli programmabili e quindi meno dipendenti dalla volontà.

I risultati legati a studi in altri paesi sono più positivi: in Canada ad esempio sono state registrate riduzioni di picco durante gli orari di punta del 5.9% per le abitazioni senza sistemi di controllo e del 22,4% per le abitazioni con sistemi domotici più avanzati. In Nuova Zelanda sono state registrate riduzioni medie di 10-15%, e per residenze a Washinton sono stati registrate diminuzioni tra il 4-6%.

Una criticità di questo sistema è legata al fatto si possa verificare un aumento della richiesta energetica con la minaccia di picchi di rimbalzo: i consumatori tendono a soddisfare contemporaneamente la domanda di energia quando la tariffa diventa più vantaggiosa.

In figura 30 viene riportata l'estremizzazione di questa situazione: viene confrontata la domanda energetica di veicoli elettrici (quindi molto flessibile) a Nashville (a), una zona con prezzi dell'energia costanti e a San Francisco dove sono presenti tariffe biorarie (b).

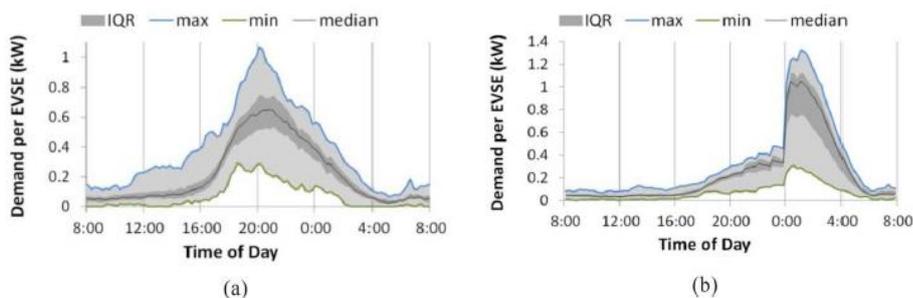


Figura 30-Profilo carico giornaliero normalizzato di un parco di veicoli elettrici

Si riportano in seguito solo alcuni tra gli studi esaminati, al fine di evidenziare più nello specifico le differenti dinamiche e i differenti contesti in cui sono state monitorate le abitazioni.

### 7.2.1 I segnali di prezzo Italia 2010

RSE ha condotto uno studio per valutare l'efficacia della tariffa bioraria. È stato utilizzato un campione statistico di 29000 clienti domestici, il cui consumo medio annuo è di 2177 kWh. I clienti monitorati hanno ricevuto una lettera che comunicava loro i consumi mensili e a fascia. La raccolta dei dati è durata complessivamente più di un anno: dal 1 gennaio 2010 al 10 Giugno 2010 sono stati raccolti i dati relativi ai consumi durante la fatturazione monoraria, mentre l'anno dopo nello stesso periodo sono stati monitorati i consumi con l'entrata in vigore delle tariffe biorarie.

La tariffa bioraria prevede due fasce di prezzo definite come riportato in figura 31. La differenza di prezzo della componente energia tra ore piene e ore vuote è pari al 10% del prezzo delle ore piene; complessivamente si ottiene una differenza di circa 0.8 c€/kWh. Se questo 10% di disuguaglianza viene stemperato negli altri costi della tariffa, si ottiene un valore pari al 7% per chi consuma poco e pari al 4-5% per chi consuma di più.

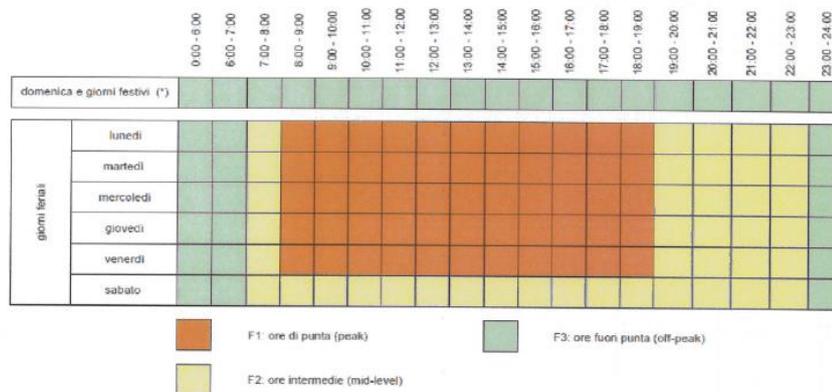


Figura 31- definizione delle fasce orarie

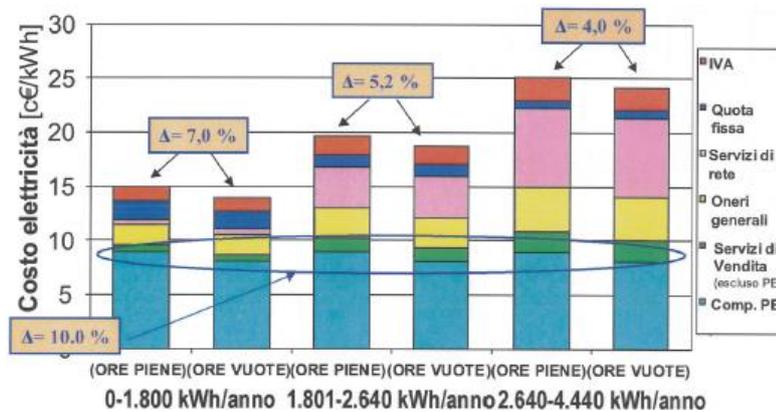


Figura 32- l'effetto dei prezzi per fasce sul costo dell'elettricità per i clienti domestici

Si è registrata una variazione della ripartizione dei consumi dalla tariffa monoraria alla tariffa bioraria di circa l'1%. Come viene evidenziato nella figura 33.

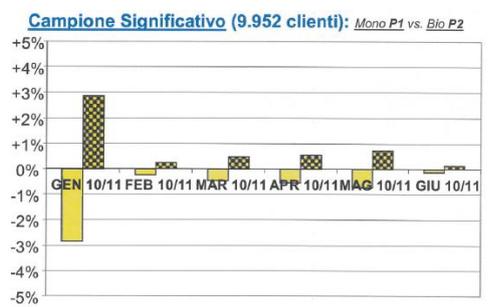


Figura 33-Distribuzione percentuale dei consumi mensili medi normalizzati

### 7.2.2 Segnali di prezzo: città di Trento

Nello studio “Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy” sono state monitorate 2000 famiglie di cui il 74% nella città di Trento. Sono stati monitorati i consumi quartodoriani per un periodo che va da 1 Luglio 2009 al 30 Giugno 2010 (periodo in cui era presente la tariffa monoraria) e dal 1 Luglio 2010 al 30 Giugno 2011 (per i dati di consumo con tariffa bioraria). La figura 34 rappresenta la modifica dell’andamento dei consumi con il cambio del sistema tariffario. In particolare l'area ombreggiata in grigio più scuro rappresenta il risparmio energetico, mentre l'area grigio più chiaro rappresenta gli incrementi di consumo associati alla tariffa bioraria. Si noti che il picco del mattino delle 8.00/8.30 è stato anticipato alle 6.45/7.15 ed è stato mitigato sia in altezza che in spigolosità. Si è formato un nuovo picco dalle 16.00 alle 16.50 dopo il quale il carico elettrico rimane basso mentre, per quanto riguarda le ore serali, si può notare che appare un nuovo picco alle 21.00.

Complessivamente i risultati mostrano che l'introduzione della tariffa bioraria comporta un consumo elettrico medio 13.69% maggiore rispetto a quello presente con la tariffa monoraria.

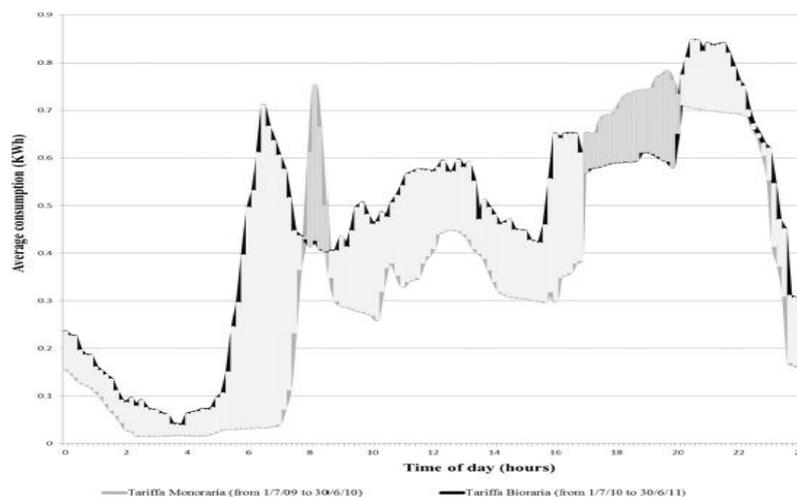


Figura 34- differenza di domanda elettrica con monoraria e bioraria

### 7.2.3 Caso reale: Olanda

Nello studio "Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs: Experiences from a large field test in the Netherlands" è stata analizzata la risposta degli utenti domestici al cambio di tariffa in Olanda.

Sono state monitorate 190 unità abitative per un periodo che va dal 1 Maggio 2014 al 1 Maggio 2015.

I partecipanti al progetto sono informati riguardo le tariffe orarie attraverso un sistema elettronico che prevede un display da installare in una zona visibile della casa. Per presentare il sistema tariffario in maniera intuitiva, i prezzi sono stati divisi in tre categorie: orario di punta ( $>0.3$  €/kWh), tariffa media ( $0.2-0.3$  €/kWh) e tariffa bassa ( $<0.2$  €/kWh). Nel display appare la categoria della tariffa in atto in quel determinato istante.

In tutte le abitazioni è presente un impianto fotovoltaico ed una lavastoviglie automatica

Per valutare la reattività ai prezzi i partecipanti sono stati divisi in due gruppi con sistema tariffario differente (come mostrato in figura 35). In entrambi i casi l'obiettivo del sistema tariffario è quello di ridurre il carico del picco serale e redistribuire quell'energia durante gli orari di produzione da parte dell'impianto fotovoltaico o di notte, quando la domanda di energia è bassa; i prezzi saranno quindi più alti nelle ore serali e più bassi nelle ore notturne e durante il giorno.

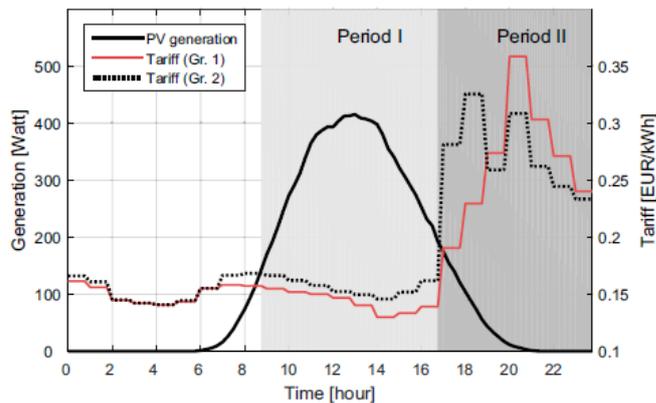


Figura 35-sistema tariffario gruppi 1, 2

Gli utenti possono modificare manualmente l'orario di utilizzo degli apparecchi elettronici o, se ne sono in possesso, possono utilizzare elettrodomestici "smart" in grado cioè di rispondere automaticamente alle fluttuazioni di prezzo, massimizzando il risparmio nell'arco della giornata. In questo studio la maggior parte delle famiglie possiede lavatrice automatizzata e in molti possiedono un'asciugatrice smart.

La flessibilità con cui risponde l'utente è legata a carichi come lavastoviglie, asciugatrice e lavatrice; il 31% del carico di questi apparecchi viene spostato dalla sera al mezzogiorno o di notte. Dallo studio si può dire che questo spostamento non è sensibile al momento esatto del picco dei prezzi infatti gli spostamenti di carichi nei due diversi gruppi sono molto simili sia in termini di tempo che di potenza; è come se l'utente fosse influenzato dagli orari di off-peak-pricing più che dall'orario esatto di prezzo massimo.

L'indipendenza del load shifting rispetto all'esatto andamento della tariffa suggerisce che sottolineare in maniera chiara ed intuitiva il momento adatto per spostare i carichi flessibili è il modo più efficace per stimolare una variazione del profilo di carico.

Questo risultato può essere interpretato come una disponibilità dell'utente di utilizzare la parte di carico percepita come flessibile durante le ore notturne o diurne, mentre la restante parte di carico ritenuta non temporalmente trasferibile rimane tale e quale, indipendentemente dal piano tariffario.

Si può concludere che un modo semplice e trasparente di comunicazione delle tariffe dinamiche è più che sufficiente per stimolare una variazione del profilo di domanda energetica; la tariffa dovrà sottolineare in maniera intuitiva i momenti giusti per utilizzare l'energia.

#### **7.2.4 Caso reale: California**

Negli studi “Residential response to critical-peak pricing of electricity: California evidence” e “An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity” è stata analizzata la risposta di utenti domestici al sistema di prezzi definito come Critical peak Pricing.

Per un periodo di 15 mesi dal Luglio del 2003 sono state monitorate 483 unità abitative situate in zone diverse della California, al fine creare un campione rappresentativo dell'intero stato. E' stato inviato un invito di partecipazione al progetto di ricerca ad unità abitative scelte casualmente e hanno preso parte al progetto solo coloro che hanno risposto affermativamente a tale invito. Tra le famiglie si potrebbero identificare due grandi gruppi: le famiglie con un termostato comunicante e programmabile e le famiglie senza tecnologie programmabili avanzate. La tariffa viene comunicata alle famiglie grazie al display del termostato o con una notifica telefonica.

Le tariffe applicate variano a seconda della compagnia elettrica e quindi della zona dell'abitazione, i valori medi che sono stati applicati sono di circa 10 c\$/kWh per le ore fuori picco, 20 c\$/kWh per le ore di picco e 60 c\$/kWh per le ore di picco critico.

Lo studio ha evidenziato una riduzione del carico durante le ore di picco critico statisticamente significativa per tutti i partecipanti al progetto, in particolare si è verificata una diminuzione del 13% per il gruppo di famiglie senza tecnologie di controllo. Per il gruppo di unità abitative dotate di termostati comunicanti programmabili è stata misurata una diminuzione di carico del 25% e del 41% rispettivamente negli orari di picco e di picco critico.

In generale si può dire che questo studio offre prove convincenti che il settore residenziale può dare un sostanziale contributo alla rimodulazione delle curve di carico e che la variazione di tariffe può essere considerata uno strumento efficace.

### 7.2.5 Esempio variazione delle tariffe

È stato sviluppato un algoritmo in Matlab che calcola, per il settore domestico, i PUN medi per fasce e i PUN medi per fasce modificati, cioè con valori minori per la fascia F1 e maggiori per la fascia F23, che garantiscano però lo stesso flusso di denaro totale.

I ricavi finali di èNostra derivanti dalla vendita di energia agli utenti domestici con la tariffa bioraria modificata, sono gli stessi di quelli che avrebbe conseguito con la tariffa bioraria standard.

Si noti come questa sia un ipotesi indispensabile, in questa maniera non si va ad aumentare la bolletta dei consumatori ma si cambiano le tariffe con il solo scopo di dare diversi segnali di mercato.

L'input necessario all'algoritmo è un vettore con i valori dei PUN orari settimanali medi mensili.

È chiaro che le coppie di prezzi possibili sono infinite, si è arbitrariamente scelto di modificare i prezzi garantendo che  $\text{prezzoF23modificato} = \text{prezzoF1}$ , la modalità con cui si è arrivati a definire i prezzi per fasce modificati è la seguente:

$$\text{Ricavi} = \text{energiaF1} * \text{perzziF1} + \text{energiaF23} * \text{perzziF23}$$

$$\text{Ricavi} = \text{energiaF1} * \text{perzziF1modificato} + \text{energiaF23} * \text{perzziF23modificato}$$

$$\text{Se } \text{perzziF23modificato} = \text{perzziF1}$$

$$\text{Allora } \text{perzziF1modificato} = \frac{\text{Ricavi} - \text{energiaF23} * \text{perzziF23}}{\text{energiaF1}}$$

Il codice potrebbe essere migliorato inserendo i PUN orari mensili e non i valori medi. E ampliando il calcolo per le altre utenze (altri usi e domestico non residenziale).

Si riportano di seguito come esempio i prezzi calcolati per i dati di settembre 2016.

Fascia	Valori medi [€/MWh]	Valori modificati [€/MWh]
F1	53.02	24.85
F23	40.22	53.02



## 8 Il mercato elettrico

Prima di procedere con la descrizione di come il sistema interagisce con il sistema può essere utile soffermarsi ad analizzarne le dinamiche e il funzionamento del mercato elettrico.

Viene di seguito riportata una sintetica descrizione che ne chiarisce le caratteristiche principali.

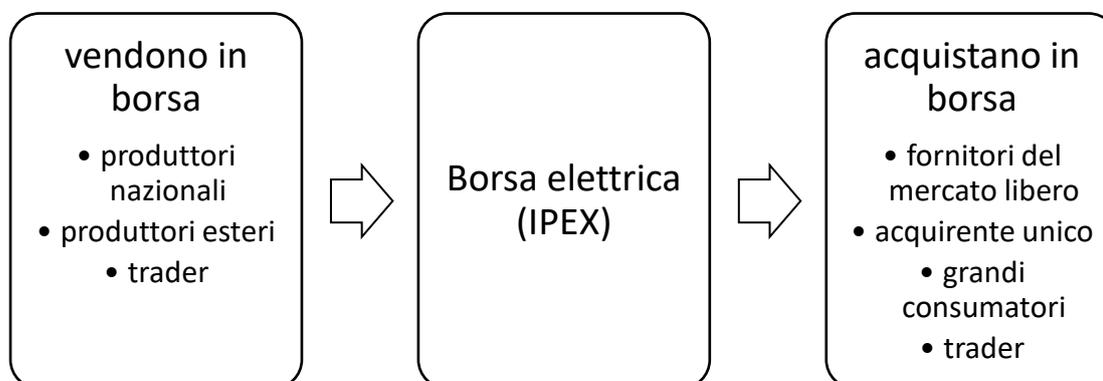
Il mercato elettrico, vale a dire la sede delle transazioni aventi per oggetto l'energia elettrica, nasce in Italia per effetto del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Decreto Bersani") nell'ambito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (Direttiva 96/92/CE abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE).

Il mercato si sviluppa in più sessioni gestite dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), queste sessioni si svolgono a partire da più di un anno prima della consegna dell'elettricità fino a poche ore prima. La sessione di mercato più importante è quella del mercato del giorno prima (MGP), che ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica e, come si intuisce dal nome, scambia blocchi orari di energia per il giorno successivo.

Non si tratta di un mercato obbligatorio: le parti possono infatti concludere contratti di compravendita anche al di fuori della piattaforma tramite i contratti bilaterali (OTC).

### 8.1 I soggetti del mercato elettrico

La piattaforma dove viene gestita la compravendita di energia è la borsa elettrica italiana (IPEX, Italian Power Exchange). Qui i produttori di energia elettrica o i trader, che costituiscono l'offerta, vendono l'energia e i fornitori del mercato libero, i grandi consumatori, l'Acquirente Unico o i trader stessi acquistando energia per se stessi o da fornire a terzi; come si vede nello schema sotto riportato.



Vengono in seguito descritti, più nello specifico, i soggetti coinvolti nel mercato elettrico:

### Trader

Persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione o distribuzione. Si tratta in altre parole di un “grossista” dell’energia.

### Fornitori

I fornitori nel mercato libero sono tantissimi, il numero delle società è di oltre 400.

### Acquirente unico

L'Acquirente Unico (AU) è una società pubblica appartenente al gruppo GSE che ha come scopo principale quello di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti serviti nel mercato tutelato. Con la completa liberalizzazione del mercato dell'energia, il consumatore può scegliere il fornitore di energia elettrica che preferisce; tuttavia egli può decidere di non scegliere un’offerta del mercato libero e continuare il rapporto di fornitura svincolato dal mercato. L'Acquirente Unico acquista energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e la cede ai clienti del servizio di maggior tutela.

### Grandi consumatori

Un soggetto privato, previa iscrizione, può accedere al mercato, tuttavia per una serie di vincoli (volumi minimi da scambiare, gestione trasporto e dispacciamento, etc.) il mercato risulta di fatto accessibile solo a grandi consumatori.

## 8.2 I prezzi del mercato elettrico

Il prezzo dell’energia è determinato dal mercato elettrico.

Il prezzo di vendita dell'energia è differenziato in base alla zona (prezzo zonale), le offerte di acquisto sono invece valorizzate ad un prezzo unico nazionale di acquisto: il PUN, che corrisponde alla media dei prezzi di vendita zonali, pesata con gli acquisti totali. Il prezzo di scambio è definito per ogni ora di ogni giorno sulla base dell'incontro tra domanda e offerta, in altre parole sono accettate solamente le offerte di vendita a cui corrispondono offerte di acquisto disposte a pagare un prezzo maggiore o uguale a quello richiesto.

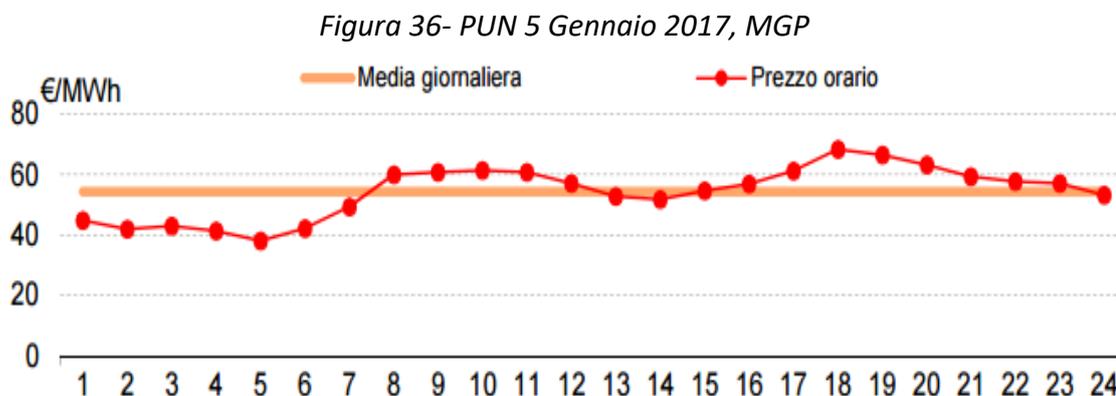
Il PUN che va a formarsi come appena descritto è variabile ogni ora dell’anno con valori tendenzialmente più alti nelle ore di punta mentre presenta valori più bassi nelle ore di base.

Questo andamento, rispecchia la dinamica dei prezzi socialmente ottimali dell'energia elettrica per cui i prezzi sono dati dal costo marginale dell'ultimo impianto chiamato a produrre.

Gli impianti che entrano in azione per primi saranno quelli con costi marginali più bassi (ecco perché durante le ore di base i prezzi sono inferiori) mentre per la generazione di potenza nelle ore di punta sarà necessario mettere in funzione anche gli altri impianti con costi marginali sempre maggiori (il prezzo durante le ore di picco sarà quindi più alto).

È possibile dimostrare che in un parco adattato (cioè un parco di generazione ideale in cui ogni scelta è quella ottimale) se viene attuato questo sistema di prezzi, i costi fissi degli impianti di generazione saranno coperti dalla rendita intramarginale cioè dalla differenza tra il prezzo e il costo marginale non di punta.

In seguito è riportato un reale andamento del PUN, per la giornata del 5 Gennaio 2017



### 8.3 Le altre fasi della filiera energetica

Per completezza si ricorda che il mercato elettrico, che gestisce la vendita all'ingrosso di energia, rappresenta solo una parte della filiera energetica dal produttore al consumatore.

L'intera filiera energetica è:

*generazione → trasmissione → distribuzione → vendita all'ingrosso → vendita al dettaglio*

In generale si può notare che, mentre nella fase di generazione e di vendita sono presenti più soggetti che operano, il trasporto e la distribuzione presentano le caratteristiche di monopoli naturali, per motivi economici e di sicurezza.

Vengono di seguito descritte più nello specifico le fasi di trasmissione, distribuzione e vendita al dettaglio; evidenziando i soggetti che le gestiscono.

### Trasmissione

L'incarico della fase di trasmissione dell'energia sulla rete è il gestore della rete elettrica. Se ne occupa attraverso i cavi in alta, media e bassa tensione.

Il gestore si incarica anche del dispacciamento, cioè della gestione di questi flussi di energia sulla rete. Questa attività richiede il monitoraggio dei flussi elettrici e l'applicazione delle disposizioni necessarie per l'esercizio coordinato degli elementi del sistema, cioè gli impianti di produzione, la rete di trasmissione e i servizi ausiliari.

Dopo la liberalizzazione del mercato non è stato economicamente conveniente realizzare nuove reti per il trasporto, infatti, come anticipato, questo settore è rimasto in monopolio naturale. Il 98,3% delle linee della rete di trasmissione nazionale è di proprietà del gruppo Terna.

### Distribuzione

Il distributore è l'incaricato del trasporto e della consegna dell'energia elettrica al cliente finale, attraverso le reti di distribuzione a media e bassa tensione. Il distributore gestisce la rete di distribuzione ed i contatori di cui è proprietario; si occupa inoltre della lettura dei consumi, che in un secondo momento comunica per il calcolo dell'importo dovuto dal cliente. Alcuni distributori sono: E-distribuzione, che è il maggior distributore in Italia per numero di clienti (possiede oltre il 90% della rete), Unareti, Areti, Aim-servizi di rete a Vicenza.

### Vendita al dettaglio

La vendita al dettaglio è la vendita dell'energia al cliente finale. Se ne occupa il fornitore (o società di vendita) acquistando l'energia dalla borsa elettrica o direttamente dai produttori. Alcuni fornitori sono Edison, Enel, Eni, Sorgenia.

## 9 Modello di impresa

Vengono di seguito analizzati differenti modelli:

- Modello 0: situazione d'impresa attuale
- Modello 1: svincolarsi dal sistema di prezzi
- Modello 2: full equity

focalizzandosi per ciascuna proposta sui limiti, i margini di miglioramento e le implicazioni economico commerciali.

È necessario specificare che il punto di vista considerato per queste valutazioni è quello di Nostra che punta ad ottimizzare gli utili e i risparmi propri e dei consumatori.

Altro elemento di riflessione generale è che una variazione delle tariffe può modificare la curva di domanda indirizzando i consumi nei momenti in cui la tariffa è più vantaggiosa. (Aspetto approfondito al capitolo Demand Side Management della tesi).

## 9.1 Modello 0: Situazione attuale

Il seguente schema rappresenta com'è strutturata ad oggi èNostra e come gestisce i flussi di energia ed economici.

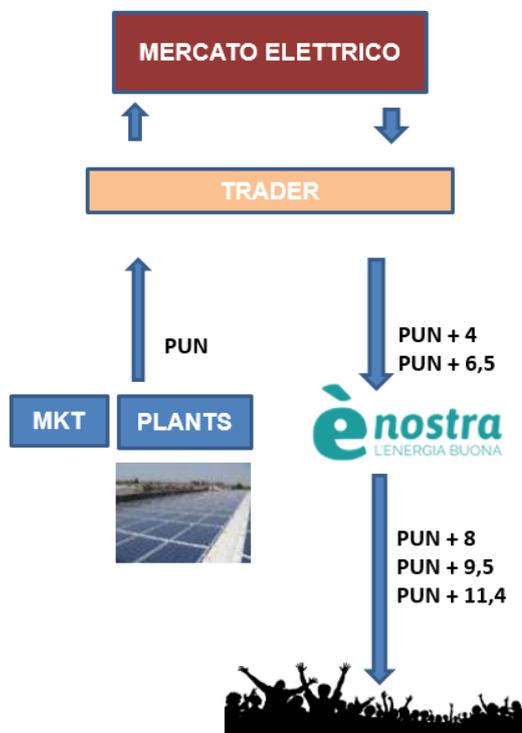


Figura 37-Schema del modello attuale

Si possono distinguere due flussi energetico-commerciali: il primo è di produzione e vendita al mercato, il secondo di acquisto dal mercato e fornitura ai propri clienti soci.

Si evidenzia come èNostra non si interfaccia direttamente con il mercato elettrico ma sia presente un trader che ha la funzione di intermediario.

Nella primo flusso l'energia generata dal parco produttori viene remunerata dal trader al PUN-0.5 €/MWh e successivamente il trader venderà al mercato al PUN.

Nel secondo flusso, per la parte di consumo, il trader comprerà l'energia necessaria per soddisfare il fabbisogno totale dei clienti di èNostra dal mercato elettrico al PUN, a cui aggiungerà un sovrapprezzo di 3.5 €/MWh prima di venderla ad èNostra.

Il trader si garantisce così un margine di guadagno totale di 4 €/MWh.

Una volta acquistata l'energia dal trader, èNostra applicherà un sovrapprezzo nel venderla al consumatore finale. Questo sovrapprezzo, che costituisce il margine di guadagno della cooperativa, dipende dal tipo di consumatore, ed è stato fissato a 4 €/MWh per la categoria "altri usi", 5.5 €/MWh per il cliente domestico non residenziale e 7,4 €/MWh per il cliente domestico.

Da quanto espresso sopra si evidenzia che c'è una forte sconnessione tra produzione e consumo dovuta alle dinamiche di mercato.

Al fine di valutare le implicazioni energetico-economiche, si è scelto, per maggior chiarezza, di semplificare il modello d'analisi come schematizzato nella figura 2, dove sono rappresentati il flusso energetico commerciale di produzione di 100 kWh e due alternativi flussi di consumo di 100 kWh, rispettivamente acquisitati dal mercato nelle ore di picco o nelle ore base.

E' indubbio che, data la modulazione attuale dei prezzi, è conveniente vendere l'energia prodotta dal parco quando viene remunerata ad un prezzo alto e consumarla quando il prezzo è basso, in questo modo si massimizzano i profitti dei produttori e si riducono le bollette dei consumatori finali.

Ad esempio [esempio1], sarebbe conveniente produrre e vendere al mercato elettrico 100kWh nell'ora in cui l'energia viene remunerata al prezzo massimo di 60\$/MWh (cioè durante le ore di picco), e venderla al consumatore (acquistandola dal mercato elettrico) quando si potrà pagare il minimo possibile, si supponga di consumare 100kWh durante le ore fuori picco ad un prezzo di 40\$/MWh.

Come controprova [esempio 2] si consideri che se si produce 100kWh durante le ore di picco e le utilizza durante lo stesso periodo e quindi al PUN massimo di 60\$/MWh i consumatori avranno una bolletta maggiore.

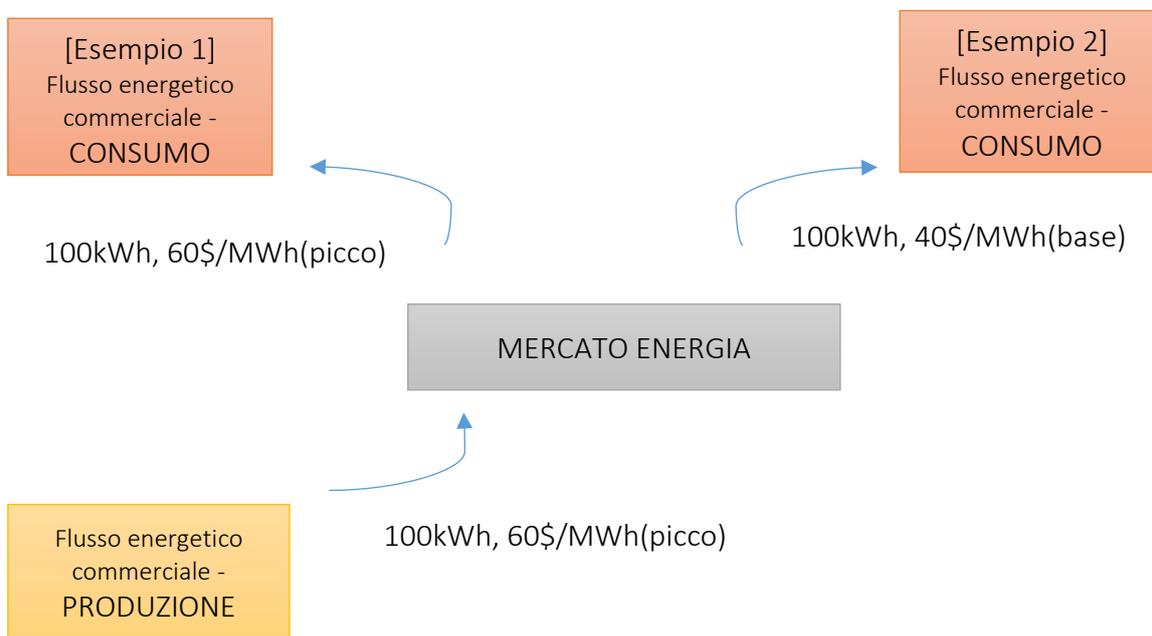


Figura 38-schema semplificato

Naturalmente quanto sopra riportato è puramente indicativo essendo le ore di produzione e consumo fissate da variabili esterne. Ma tale schema pone le basi per le più dettagliate analisi riportate di seguito.

Analizziamo quindi le reali curve di produzione e di consumo e le loro implicazioni economiche.

#### a. Curva produzione:

Gli impianti fotovoltaici producono durante le ore diurne, ci si trova quindi nella situazione più favorevole per il parco produttori. L'energia generata viene infatti retribuita al prezzo più alto (fascia di picco).

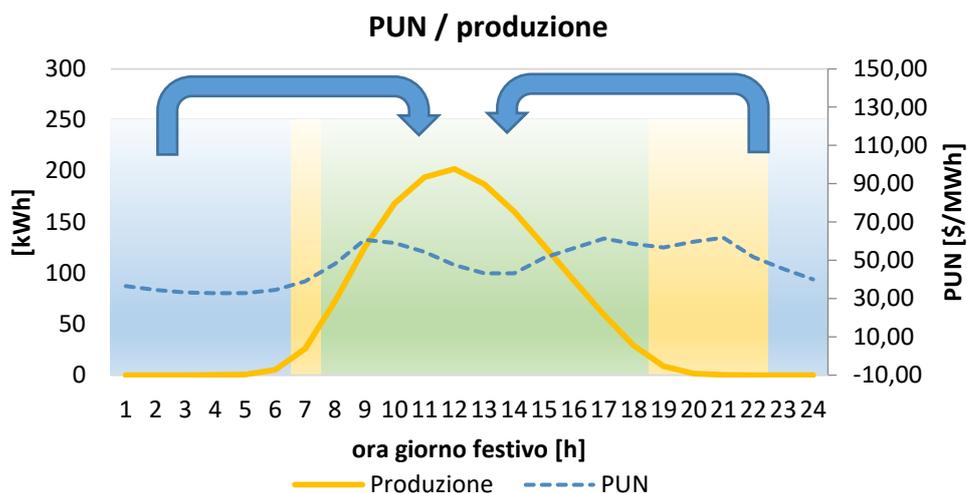


Figura 39-curve di produzione

#### b. Curva di domanda

Ad èNostra, secondo il ragionamento precedente, conviene spingere per aumentare i consumi quando l'energia che acquista ha un PUN basso, cioè durante le ore fuori picco. Questo è possibile con tariffe basse durante le ore fuori punta (F23) e alte durante le ore di picco. Tariffe che rispecchiano quelle presenti.

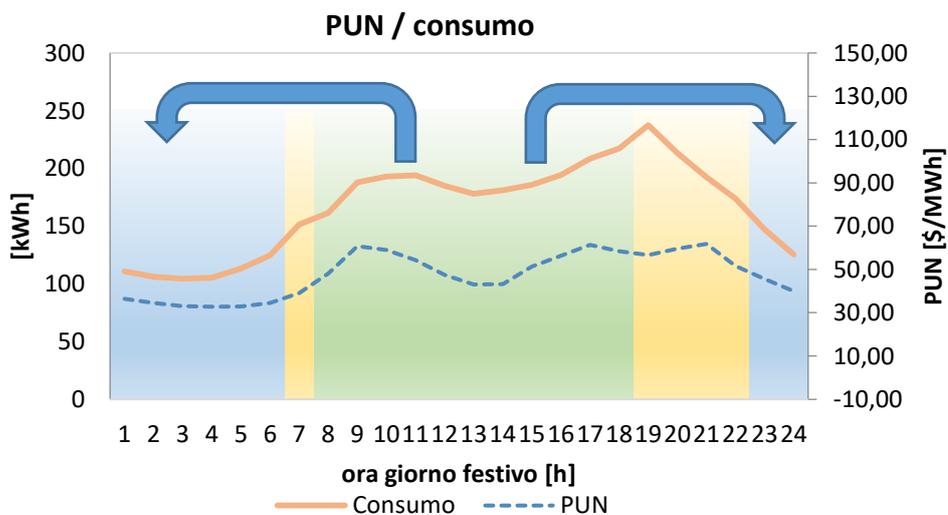


Figura 40-curve di consumo

### **9.1.2 Garanzia d'origine**

È utile una precisazione riguardo l'energia acquistata dal mercato.

Al fine di garantire ai clienti finali che l'energia elettrica fornita dalle società di vendita e definita come proveniente da fonti rinnovabili sia effettivamente di origine rinnovabile, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha definito, con la delibera ARG/elt 104/11, i requisiti che devono presentare i contratti di vendita di energia rinnovabile, assicurando, inoltre, che la stessa energia prodotta da fonti rinnovabili non sia inclusa in più contratti di vendita di energia rinnovabile.

La condizione necessaria affinché un contratto di vendita rientri nella definizione di "contratto di vendita di energia rinnovabile" è l'approvvigionamento, da parte delle società di vendita, di una quantità di garanzie di origine pari all'energia elettrica venduta come rinnovabile. Solo tramite l'annullamento delle garanzie di origine è possibile per i fornitori di energia attestare la quantità di energia venduta come rinnovabile.

È Nostra, acquista dunque, in un mercato parallelo rispetto a quello elettrico, i certificati di garanzia d'origine che coprono interamente i MWh acquistati indistintamente nel mercato.

La Garanzia di Origine (GO) è una vera e propria certificazione elettronica che attesta l'origine rinnovabile delle fonti utilizzate dagli impianti qualificati IGO. Ogni titolo GO è rilasciato dal GSE per ogni MWh di energia elettrica immessa in rete, in conformità con la Direttiva 2009/28/CE. Il certificato GO, del valore pari ad 1 MWh, è rilasciato dal GSE su base mensile in riferimento all'energia elettrica immessa in rete, al netto dei servizi ausiliari.

Nelle analisi fatte, l'aumento di prezzo dell'energia legato all'acquisto dei GO è considerato nullo, in quanto si tratta di aumenti di prezzo irrisori rispetto al prezzo complessivo.

Sono sotto riportati i prezzi d'acquisto di GO per la sessione del 20 Settembre 2016.

Tipologia certificato	Prezzo [€/GO] [€/MWh]
Altro	0.28
Idroelettrico	0.29
Solare	0.5

### **9.1.3 Conclusioni relative alla situazione attuale**

Con la completa indipendenza tra produzione e consumo non si hanno particolari vantaggi legati alla chiusura della curva domanda ed offerta, così come non si hanno particolari svantaggi se le due curve non coincidono. I produttori venderanno al mercato indipendentemente dai consumi e i clienti consumeranno indipendentemente dall'energia prodotta.

In questo modello, come anticipato, il cambio delle tariffe per far coincidere domanda ed offerta, se pur possibile è inadatto.

Anche la diversificazione degli impianti di produzione per coprire la domanda sarebbe inutile infatti si hanno più profitti con 100kWh fotovoltaici prodotti durante l'ora di picco che con i 100kWh eolici che potrebbero garantire energia durante le ore notturne.

Una situazione come questa disincentiva quindi comportamenti che portino alla coincidenza delle curve di domanda ed offerta scoraggiando così un atteggiamento virtuoso delle utenze. Un'ulteriore riflessione porta a concludere che i vari sistemi di monitoraggio e gestione della domanda non risultano indispensabili in un modello economico come quello attualmente presente. Se pur si riconosce l'estrema utilità di queste tecnologie per contesti diversi come l'autoconsumo domestico o la gestione della domanda totale nazionale di energia e la modellazione dei suoi picchi.

Per verificare se quanto sopra esposto è corretto, potremmo, in via teorica, porci comunque l'obiettivo di far coincidere le curve di produzione e consumo analizzandone le implicazioni.

Far coincidere le curve significa indirizzare il consumo finale nelle ore di produzione fotovoltaica, cioè diminuire le tariffe nelle ore di picco e aumentarle nelle ore notturne.

Con il nuovo sistema di prezzi èNostra deve riuscire comunque a retribuire il trader che acquista l'energia dal mercato ai prezzi definiti al PUN.

Si noti come l'ipotesi secondo cui il nuovo sistema di prezzi deve produrre lo stesso flusso di denaro sia indispensabile; argomento trattato per esteso nel capitolo "cambio tariffe".

Con il cambio di tariffe il segnale dato sarebbe quello di consumare maggiormente durante le ore di picco quindi il trader dovrebbe comprare più energia in quelle ore sostenendo spese maggiori rispetto quello che avrebbe comprando la stessa quantità di energia nelle ore fuori picco. Queste maggiori spese dovranno essere coperte totalmente dai consumatori di èNostra che avranno quindi una bolletta totale maggiore; semplicemente distribuita con prezzi più bassi nella fascia F1, e più alti nella fascia F23.

Dal punto di vista complessivo della rete inoltre questo incentivo al consumo in fascia F1 è sbagliato perché porterebbe ad aumentare il sovraccarico della rete nelle ore di picco.

Un aspetto positivo per èNostra potrebbe essere quello di sembrare più competitivi, infatti durante le ore diurne le tariffe sono più convenienti rispetto a quelle previste dalla tariffa bioraria standard che rispecchia gli andamenti del PUN. Si tratterebbe tuttavia solo di una convenienza fittizia, una sorta di inganno per l'utente che si troverebbe a dover pagare di notte molto di più rispetto alla tariffa bioraria per compensare gli apparenti risparmi giornalieri.

## 9.2 Primo modello alternativo: svincolarsi dal sistema di prezzi

Un'alternativa al modello precedente è quella di by-passare il sistema dei prezzi di mercato, contrattando il prezzo dell'energia direttamente con il produttore, e garantendo comunque al trader un guadagno invariato di 4€/MWh.

È chiaro che in questo modo èNostra, agli occhi del produttore, si trova a competere con il sistema dei prezzi del mercato che remunera a prezzi più alti durante le ore di produzione e risulta quindi vantaggioso.

Un sistema di prezzi variabili con tariffe basse durante le ore di picco sarebbe un'opzione troppo svantaggiosa per il produttore, un'alternativa valutabile potrebbe essere un sistema di prezzi fissi il cui vantaggio è legato allo svincolarsi dalla variabilità del mercato.

Si supponga quindi di aver trattato per un prezzo, che porterebbe ai produttori un guadagno più basso rispetto al guadagno che avrebbero con il mercato, ma che garantirebbe un fatturato certo. Per chiarezza gli impianti di produttori che dovessero accettare il prezzo fisso verranno di seguito definiti come impianti "propri".

È chiaro che il prezzo proposto potrebbe essere inferiore al PUN di mercato ma per essere scelto dovrebbe comunque risultare più vantaggioso rispetto ai prezzi minimi garantiti dall'autorità.

In questo modo èNostra potrebbe vendere al consumatore finale l'energia prodotta dai "propri" impianti al prezzo fisso proposto ai produttori, con i consueti sovrapprezzi (trader +4 €/MWh, èNostra 4 €/MWh o +5.5 €/MWh o +7.4 €/MWh).

Il costo finale dell'energia consumata dai clienti di èNostra sarebbe in questo modo inferiore rispetto ai prezzi previsti dal modello attuale.

Il punto di forza dei prezzi previsti da questo modello, oltre ad un eventuale risparmio per il consumatore finale, è la gestione del rischio: i produttori sono svincolati dall'aleatorietà dei prezzi, ma anche i consumatori sono tutelati: trovarsi davanti ad un prezzo meno variabile è un vantaggio, ad esempio per le amministrazioni pubbliche ci sarebbe la possibilità di definire un budget reale. Questo è un valore aggiunto che potrebbe addirittura portare il consumatore a scegliere prezzi fissi anche se più alti rispetto la media di quelli variabili. È utile specificare che il sarebbe fisso solo se l'energia richiesta fosse completamente prodotta da impianti "propri", se così non fosse il prezzo dipenderebbe anche dal prezzo e dalla quantità di energia acquistata dal mercato.

Nelle seguenti figure è rappresentata la curva di consumo complessiva di èNostra indicando nelle aree il prezzo ipotetico a cui l'energia dovrebbe essere pagata.

Nella figura 41 è rappresentato l'attuale modello: acquisto dell'energia dal mercato.

Nella figura 42 è rappresentato l'ipotetico modello dopo la contrattazione dei prezzi con i produttori, svincolando l'energia prodotta dagli impianti "propri" dal sistema di mercato.

L'area rosa rappresenta l'energia consumata durante le ore di picco e comprata dal mercato, si ipotizzi un PUN medio per questa fascia di 60 €/MWh.

L'area verde rappresenta l'energia consumata durante le ore di base e comprata dal mercato, si ipotizzi un PUN medio per questa fascia di 40 €/MWh.

L'area azzurra rappresenta l'energia prodotta e consumata dagli impianti "propri", si ipotizzi un prezzo fisso di 50 €/MWh.

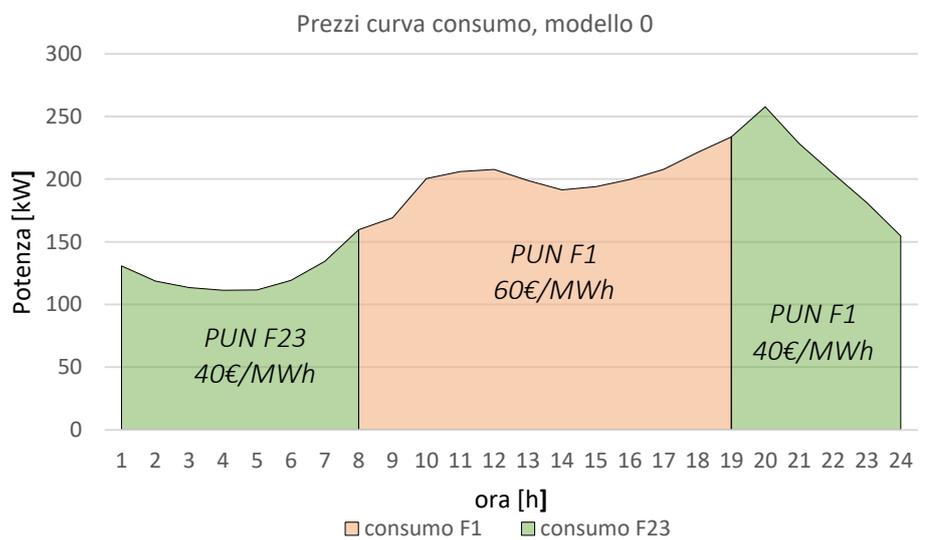


Figura 41-madello 0

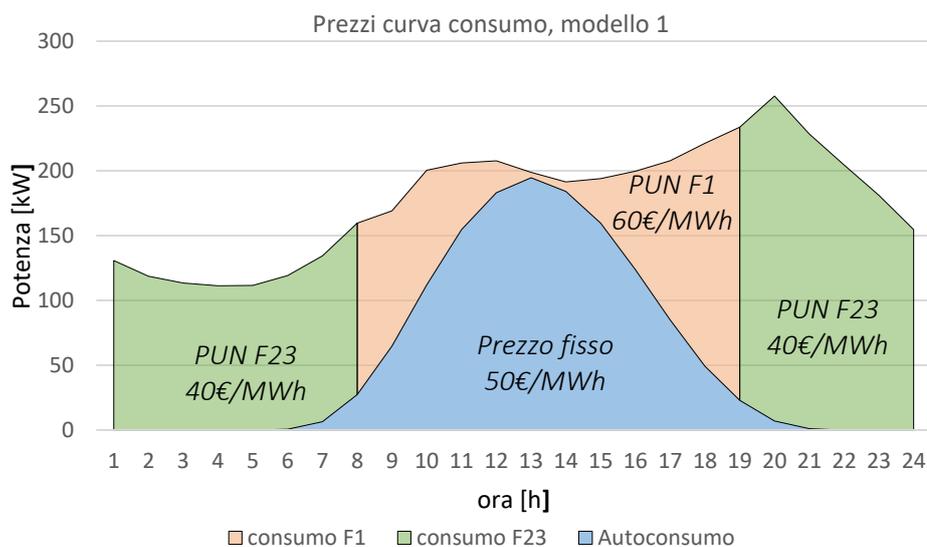


Figura 42-modello 1

È evidente come nella seconda situazione si avrebbe un risparmio che potrebbe essere finalizzato alla diminuzione della bolletta complessiva dei consumatori o utilizzato per la costruzione di nuovi impianti.

Si noti che:

- Il risparmio aumenta quando il prezzo dell'energia prodotta dagli impianti "propri" diminuisce. In fase di contrattazione con i produttori sarebbe utile puntare al prezzo fisso più basso possibile.
- Il risparmio aumenta tanto più quanto più la curva di produzione copre quella di consumo. Diminuirebbe infatti l'area rosa cioè l'energia comprata dal mercato al PUN variabile nella fascia F1.

Si noti come, in quest'ottica, differenziare il parco produttori con l'aggiunta di un impianto eolico sia consigliabile perché coprirebbe la domanda nelle ore notturne, ovviamente considerando di poter contrattare i prezzi come per gli impianti fotovoltaici e accordare un prezzo fisso che sia minore di quello proposto dal mercato.

Sono necessarie alcune precisazioni riguardo l'energia prodotta in eccesso rispetto al fabbisogno finale. Si è scelto di definire quest'energia come energia in "surplus".

Tale energia non è visibile nelle curve medie, essendo attualmente presente solo d'estate.

Si tratta di un'energia acquistata dai produttori "propri" ad un prezzo fisso più basso di quello di mercato. Trattandosi di un'energia non utilizzata dai soci consumatori, èNostra potrà venderla al mercato. Venderebbe così ad un prezzo legato al PUN l'energia acquistata ad un prezzo fisso più basso, garantendosi un guadagno.

L'energia in surplus costituisce quindi un guadagno per èNostra sarà perciò nei suoi interessi ampliare il parco produttori.

### 9.2.1 Criticità relative al primo modello alternativo

In questo modello ÈNostra si fa carico di un qualsiasi malfunzionamento e aleatorietà dei “propri” impianti che, se non funzionanti, non soddisfano il fabbisogno dei consumatori. Aspetto a cui comunque è possibile far fronte con adeguate assicurazioni.

ÈNostra dovrebbe inoltre essere pronta, con strumenti adeguati, a far fronte ai momenti in cui la curva di produzione supera quella di consumo, vendendo al mercato la produzione in Surplus.

Un ultimo problema, è che i prezzi di mercato sono molto variabili, non è quindi scontato che una volta concordata la tariffa fissa non sarebbe stato comunque più conveniente acquistare dal mercato al PUN piuttosto che al prezzo fisso a cui ci si è vincolati. Questa situazione si verificherebbe se i prezzi di mercato si abbassassero molto da un anno all’altro.

Se, ad esempio, nel 2016 si proponesse un prezzo fisso annuale pari al PUN medio dell’anno precedente, ci si troverebbe ad avere un valore variabile medio del PUN nella fascia F1 inferiore rispetto a quello fisso proposto ai produttori come si può notare dalla seguente tabella dove sono raccolti alcuni valori pubblicati dal GME.

PUN medio annuale 2015	53.31 €/MWh
PUN medio annuale 2016	42.78 €/MWh
PUN medio annuale 2016, fascia F1	43.93 €/MWh
PUN medio annuale 2016, fascia F23	38.31 €/MWh

La seguente figura, pubblicata nel sito del GME, mette ulteriormente in evidenza la variabilità del PUN negli anni.

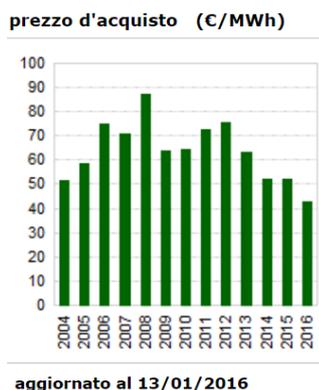


Figura 43-Variabilità del PUN

Si tratta però di un problema trascurabile dal momento che, come anticipato, il poter avere dei prezzi fissi potrebbe addirittura compensare pezzi finali maggiori rispetto a quelli medi di mercato. I vantaggi del modello non sono infatti legati solo all’eventuale diminuzione di prezzo nella bolletta finale ma anche alla gestione del rischio che diminuisce se si possono avere prezzi fissi.

### **9.2.2 Conclusioni relative al primo modello alternativo**

Comprando l'energia prodotta dai "propri" impianti finalmente si sfrutterebbe la presenza di èNostra sia nel flusso energetico commerciale di consumo sia in quello di produzione.

Attualmente èNostra potrebbe trarre vantaggio da un modello come questo, sia in termini di risparmio nella bolletta del cliente finale, sia in termini di gestione del rischio potendo proporre una tariffa a prezzi fissi (o comunque meno variabili rispetto ai prezzi di mercato: dipende da quant'è rispetto al totale l'energia derivante da impianti "propri").

Si deve però considerare il delicato equilibrio secondo cui non conviene spingere il consumo verso le ore di picco se non sono presenti impianti "propri" che possano far fronte alla richiesta di energia.

Osservando le curve di produzione e consumo si nota che èNostra si trova nella situazione di equilibrio sopracitata in cui non serve cambiare le tariffe per modificare il profilo di consumo perché la produzione dei "propri" impianti nelle ore di picco è appena sufficiente per coprire la domanda attuale.

Si può inoltre concludere che per èNostra è vantaggioso aumentare la produzione da impianti "propri", aumentando l'energia in surplus, come anticipato.

Il possibile aumento di produzione introdurrebbe tuttavia una nuova modalità di gestione della curva di domanda e delle relative tariffe; date le molteplici possibilità di sviluppo, per un'analisi realistica sarebbe necessario un confronto con èNostra sui concreti orientamenti imprenditoriali.

### **9.3 Secondo modello alternativo: full equity**

Un ulteriore possibile schema alternativo si ispira al modello di SomEnergia in Spagna, in questa opzione la cooperativa raccoglie il denaro dagli aderenti, lo investe in un impianto ad energia rinnovabile, rigirando ai soci un beneficio in termini di energia “a costo zero”.

In questo modello ÈNostra raccoglie il capitale necessario per la costruzione di un impianto dai propri soci, i quali offrono la disponibilità per un prestito a tasso zero. Una volta messo in funzione l'impianto, nel bilancio di ÈNostra saranno presenti meno uscite rispetto a quelle che avrebbe dovuto sostenere se avesse richiesto un prestito in banca, con i relativi interessi.

In questa situazione la cooperativa può quindi permettersi di avere meno entrate: in particolare ÈNostra venderà energia a costo zero ai soci investitori, i quali quindi, pur non avendo interessi dal prestito avranno dei vantaggi legati al risparmio in bolletta.

Nel modello le entrate legate agli incentivi saranno sufficienti a pagare i costi d'ammortamento dell'impianto, i costi operativi e a garantire un utile alla cooperativa.

La novità è quindi che il capitale è raccolto dai propri soci e che, invece di pagare gli interessi alla banca, si sceglie di vendere ai soci un'energia a costo zero.

Il modello si basa quindi sull'introduzione di una nuova figura: il socio produttore che sarà attivamente presente nella filiera di produzione finanziando un nuovo impianto; diversamente dal socio consumatore che invece partecipa solo nella parte di consumo energetico.

Per capire nello specifico le dinamiche del modello viene in seguito analizzata una reale opzione di investimento. Sarà quindi possibile evidenziare i flussi di denaro ma soprattutto l'effettiva gestione dell'investimento del socio produttore e il reale risparmio che ne deriva.

#### **9.3.1 Un esempio reale**

La scelta di considerare l'opzione di un impianto di produzione eolica è legata agli incentivi ad oggi attivi per questo tipo di energia, più vantaggiosi rispetto alle attuali retribuzioni del fotovoltaico.

Si supponga di voler finanziare un impianto eolico di 800kW, la cui produzione annua di energia prevista sia di 1.440.000 kWh (considerando 1800 ore equivalenti).

Il costo di investimento stimato è di 1.440.000 €.

Si noti che in questo esempio tutti i dati utilizzati sono stati forniti da ÈNostra.

### 9.3.1.1 Analisi preliminare

#### a. Costi di ammortamento

Come anticipato, l'obiettivo è quello di arrivare al capitale totale mettendo insieme singoli investimenti dei soci produttori attraverso la sottoscrizione di prestito vincolato per 20 anni a tasso zero.

I costi d'ammortamento al MWh sono stati valutati come segue:

$$\begin{aligned} \text{ammortamento} &= \frac{\text{costo impianto}}{20 \text{ anni}} * \frac{1}{\text{energia annuale prodotta}} = \frac{1440000\text{€}}{20 \text{ anni} * 1440000 \frac{\text{MWh}}{\text{anno}}} \\ &= 50\text{€/MWh} \end{aligned}$$

Ovviamente questa è solo una valutazione semplificata tra le varie opzioni di piano d'ammortamento.

Si ricorda inoltre che se il capitale iniziale di investimento venisse classicamente chiesto ad una banca, sarebbe imposto un interesse ad esempio del 3%, cioè tra le voci sarebbe presente un debito di 30 €/MWh.

$$\text{interesse banca} = \text{costo impianto} * 3\% * \frac{1}{\text{energia annuale prodotta}} = \frac{1440000\text{€} * 0.03}{1440000 \frac{\text{MWh}}{\text{anno}}} = 30\text{€/MWh}$$

#### b. Costi operativi

Nell'esempio sono stati considerati dei costi operativi pari a 0.035 €/kWh. Si tratta di un valore cautelativamente più alto della media.

#### c. Incentivo

Si supponga che l'impianto sia iscritto al registro in cui la normativa DM 23/06/2016 garantisce un ricavo di vendita dall'energia prodotta di 140€/MWh, cioè che l'incentivo, aggiunto al ricavo dalla vendita di energia al PUN, dovrà arrivare a 140€/MWh. Ne consegue che il valore dell'incentivo sarà quindi di 140€/MWh - PUN.

### 9.3.1.2 Analisi di bilancio: energia venduta a costo zero

Con i valori definiti precedentemente è possibile descrivere il bilancio di èNostra.

Vengono di seguito confrontati il bilancio di un classico progetto di finanziamento dalla banca con il bilancio alternativo proposto. Si tratta di un'analisi semplificata sul singolo anno che considera un valore al PUN fisso di 45 €/MWh.

#### a. Classico modello di finanziamento

Come si vede dalla figura 41 è prevista un'entrata legata alla vendita di energia al PUN, che si suppone appunto essere di 45 €/MWh, e una seconda entrata legata alla parte di incentivo pari a 95 €/MWh (140-45€/MWh).

Le uscite prevedono una parte di costi operativi e di ammortamento che è stata valutata di 85 €/MWh (costi operativi: 35 €/MWh; costi ammortamento: 50 €/MWh), un utile che costituisce il guadagno della cooperativa di 25€/MWh, e un'uscita che costituisce gli interessi da pagare alla banca di 30 €/MWh.

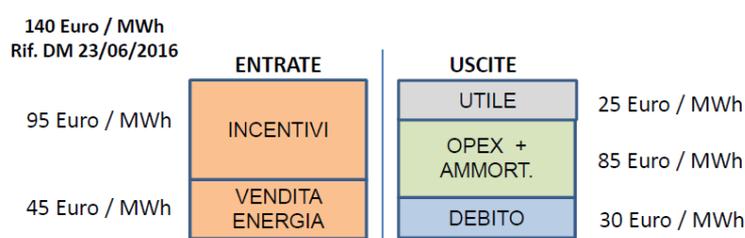


Figura 44-finanziamento classico

#### b. Modello in full equity

In questo modello si prevede un'entrata pari all'incentivo percepito anche con il modello di finanziamento classico pari a 95 €/MWh, i costi di ammortamento e operativi fissati pari a 85 €/MWh, un utile che garantisce il guadagno di èNostra di 10 €/MWh.

Non è prevista alcuna entrata legata alla vendita di energia che viene distribuita al socio a 0 €/MWh, compensando così il fatto che il finanziamento è stato fatto dal socio produttore ad interessi zero e non sarà necessario pagare la voce "debito".

Lo schema è riportato in figura 42.

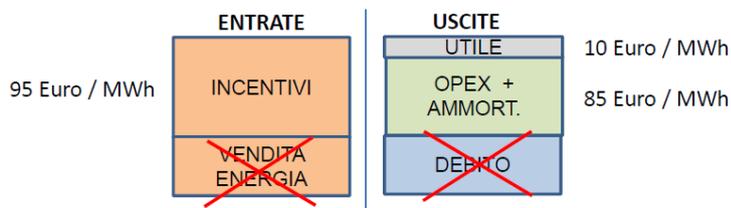


Figura 45-finanziamento da soci produttori

### 9.3.1.3 Calcolo del risparmio effettivo

La quantità di energia a costo zero che è possibile scontare in bolletta non è illimitata ma dipende dall'entità dell'investimento che il socio produttore ha sostenuto.

Al fine di valutare la quantità di energia scontabile ogni anno dal socio produttore, in primo luogo è utile calcolare il valore della produzione cioè il quantitativo di energia prodotta per ogni euro investito:

$$\text{valore della produzione} = \frac{\text{energia prodotta annualmente}}{\text{costo investimento}} = \frac{1.440.000 \text{ kWh}}{1.440.000 \text{ €}} = 1 \text{ kWh/€}$$

È Nostra decide arbitrariamente di fissare "pacchetti" di partecipazione, del valore di 100€ che sono chiamati azioni energetiche. Il socio produttore investirà il proprio denaro comprando quindi azioni energetiche: ogni 100 euro investiti avrà diritto ad un'azione.

Partendo dal valore della produzione è possibile calcolare il quantitativo di energia prodotta per ogni azione energetica acquistata:

$$\text{valore azione energetica} = \text{valore della produzione} * 100€ = 11 \frac{\text{kWh}}{\text{€}} * 100€ = 100 \text{ kWh}$$

Questa grandezza rappresenta la quantità di energia annuale che è possibile produrre grazie ad un determinato investimento. Da un altro punto di vista è la quantità di energia annuale a cui il socio produttore ha diritto come conseguenza del suo investimento e che sarà quindi a costo zero nella sua bolletta. L'azione energetica si può quindi considerare come la quantità di energia scontabile in bolletta.

Ad esempio, con un investimento di 2000 €, il socio avrebbe 20 azioni energetiche e la quantità di energia annuale scontabile in bolletta sarebbe di 2000 kWh.

Per completezza si consideri che per arrivare alla somma di 1.440.000 € saranno necessarie 14.400 azioni energetiche, per farsi un'idea quantitativa se ogni socio produttore investisse 2000€, acquistando cioè 20 azioni energetiche servirebbero 720 soci produttori per coprire l'investimento totale.

### Ma che risparmio generano esattamente questi kWh a costo zero?

Per calcolare il risparmio in bolletta non basta conoscere la quantità di energia disponibile a prezzo zero, ma è necessario un confronto con il sistema di prezzi del modello attuale.

La linea energetico-commerciale standard, analizzata nella parte “situazione attuale” della tesi, porterebbe ad un costo finale in bolletta di PUN +11.4 €/MWh.

Di seguito è rappresentato lo schema che forma questo prezzo finale.

*Mercato (PUN) → Trader (PUN + 4 €/MWh) → èNostra (PUN + 7.4 €/MWh)*

Se, ad esempio, si considera un PUN di 44.6 €/MWh il prezzo finale è pari a 56 €/MWh.

La linea energetico-commerciale del modello in full equity porterebbe ad un costo finale in bolletta pari ai soli sovrapprezzi, cioè di 6 €/MWh se si considera che èNostra ponga arbitrariamente un sovrapprezzo di 2 €/MWh, inferiore rispetto al sovrapprezzo di 7.4 €/MWh fissato nel caso precedente.

Di seguito è rappresentato lo schema che forma questo prezzo finale.

*Mercato (0 €/MWh) → Trader (+ 4 €/MWh) → èNostra(+ 2 €/MWh)*

Il risparmio in bolletta dalla prima alla seconda soluzione è di 50 €/MWh:

$$\text{risparmio} = \text{prezzo modello attuale} - \text{prezzo modello equity} = 56 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - 6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Un socio produttore che ha investito 3000€ e che quindi avrà diritto a 3000 kWh/anno scontabili in bolletta, risparmierebbe di 150 €/anno:

$$\text{risparmio socio} = \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \text{ scontabili} * \text{risparmio} = 3000 \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} * 0.05 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 150 \frac{\text{€}}{\text{anno}}$$

#### 9.3.1.4 Piano economico

ÈNostra ha un piano economico che simula i flussi di denaro durante i 20 anni di durata del progetto.

Il piano economico del socio produttore prevedrà come entrate la quota di ammortamento annuale e il risparmio in bolletta.

Nel piano vengono inoltre calcolati VAN e IRR.

##### a. VAN- valore attuale netto

Il VAN indica il valore, oggi, di una serie di flussi di cassa futuri, tenendo conto che nel tempo il valore del denaro cambia.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{(Ricavi - Costi)_{i-esimi}}{(1 + k)^i} - Costo\ Iniziale$$

##### b. IRR-tasso interno di rendimento

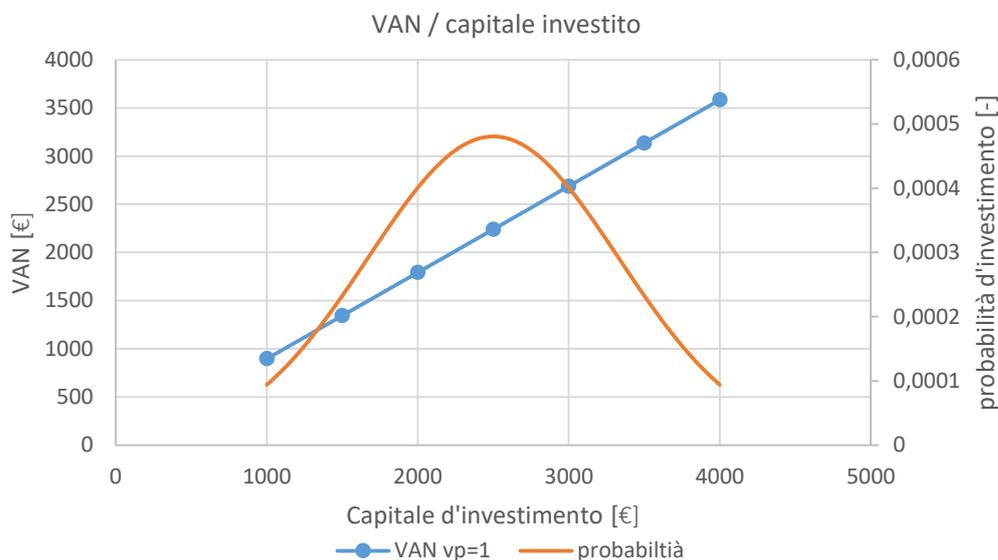
L'IRR indica il tasso di attualizzazione che azzererebbe il VAN.

$$Costo\ Iniziale = \sum_{i=1}^n \frac{(Ricavi - Costi)_{i-esimi}}{(1 + IRR)^i}$$

Ovviamente, è possibile cambiare i dati di input in base alle necessità. Nella tabella sottostante vengono riportati VAN ed IRR di un investimento iniziale di 3000 €, con un'energia annuale scontabile di 3000 kWh e di un investimento iniziale di 2000 €, con un'energia annuale scontabile di 2000 kWh. Si è tenuto conto di un'inflazione dell'1%.

	Investimento [€]	Energia annuale scontabile in bolletta [kWh]	Tasso d'inflazione	VAN a 20 anni [€]	IRR a 20 anni
Simulazione 1	3000	3000	1%	2688	9%
Simulazione 2	2000	2000	1%	1729	9%

Segue un grafico che rappresenta l'andamento del VAN in funzione del costo d'investimento sostenuto. Viene inoltre raffigurata nel grafico un'indicativa probabilità di investimento, rappresentata da una gaussiana centrata nel valore di 2500€, considerato il fabbisogno medio di una famiglia.



In generale, si può dire che i valori di VAN ed IRR legati agli eventuali investimenti dei soci produttori sono soddisfacenti.

Considerando che è sufficiente avere un valore positivo del VAN per descrivere un investimento che non va in perdita, si può dire che i valori ottenuti dalle simulazioni sono buoni. Dipenderà poi dal singolo socio produttore valutare se l'investimento è sufficientemente conveniente.

Per quanto riguarda l'IRR, valori maggiori del 7% sono genericamente considerati buoni. È evidente come i valori proposti da èNostra siano dunque convenienti poiché risultano essere del 9%.

Questi risultati economicamente positivi si scontrano con il fatto che si tratta di un investimento a rischio medio elevato poiché viene proposta una realtà ancora non consolidata. Il modello di investimento di èNostra infatti è un'innovazione per il settore elettrico italiano.

### **9.3.2 Criticità e conclusioni relative al secondo modello alternativo**

Come dimostrato precedentemente, il modello rappresenta un buon investimento per il socio produttore che trarrà beneficio da valori di VAN ed IRR economicamente soddisfacenti.

Un ulteriore vantaggio per il socio sarà quello di avere tariffe fisse per il consumo di energia elettrica che lo svincolerebbero dalle variazioni e dall'incertezza del mercato.

Si tratta dunque di un modello che potrebbe offrire dei vantaggi rispetto a quello attuale. Sono però presenti alcune problematiche.

In primo luogo la necessità dell'incentivo statale che garantisca la copertura dei costi operativi, di ammortamento e l'utile di èNostra. Senza quest'incentivo il modello non sarebbe sostenibile.

Il modello è attualmente possibile solo se legato all'incentivo del D.M. 23/06/2016.

Si tratta di un incentivo scaduto come termine di presentazione delle domande il 31/12/2016.

Non avendo presentato la domanda, èNostra avrebbe solo la possibilità di acquistare un impianto già iscritto al registro. Nel caso di nuovi finanziamenti potrà rimodulare il modello sulla base dell'incentivo.

Un'ulteriore criticità è legata al capitale d'investimento; considerando i numeri attuali di èNostra non è così semplice riuscire a trovare un numero sufficiente di soci produttori che riesca a coprire il capitale iniziale.

È da considerare infine che il valore della produzione non è un valore fisso ma dipende specificatamente dall'impianto considerato.

Nel caso descritto il valore della produzione è

$$\text{valore della produzione} = \frac{\text{energia prodotta annualmente}}{\text{costo investimento}} = \frac{1.440.000 \text{ kWh}}{1.440.000 \text{ €}} = 1 \text{ kWh/€}$$

Ma se si scegliesse un impianto con rapporto energia prodotta/costo investimento minore, ad esempio:

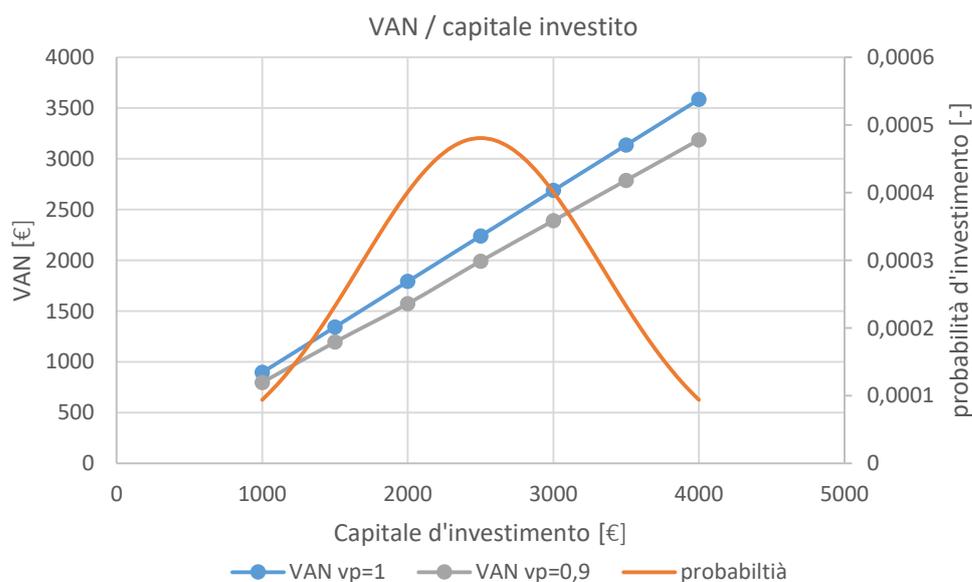
$$\text{valore della produzione} = \frac{\text{energia prodotta annualmente}}{\text{costo investimento}} = \frac{1.440.000 \text{ kWh}}{1.600.000 \text{ €}} = 0.9 \text{ kWh/€}$$

Risulta evidente che a pari capitale investito si avrebbe una minore quantità di kWh scontabili in bolletta rispetto all'esempio analizzato e quindi ad un risparmio minore.

Nella seguente tabella vengono riportati i valori di VAN ed IRR per due alternative di investimento di 2000€ e 3000€ per una valore della produzione di 1 kWh/€ e di 0.9 kWh/€.

	Investimento [€]	Valore produzione [kWh/€]	Energia annuale scontabile [kWh]	Tasso d'inflazione	VAN a 20 anni [€]	IRR a 20 anni
Simulazione 1.a	3000	1	3000	1%	2688	9%
Simulazione 1.b	3000	0.9	2700	1%	2390	8%
Simulazione 2.a	2000	1	2000	1%	1792	9%
Simulazione 2.b	2000	0.9	1800	1%	1593	8%

Viene di seguito riportato un grafico che rappresenta i diversi andamenti di VAN per diversi valori della produzione ( $vp=1$ ,  $vp=0.9$ ). Viene inoltre raffigurata nel grafico un'indicativa probabilità di investimento, rappresentata da una gaussiana centrata nel valore di 2500€, considerato il fabbisogno medio di una famiglia.



È chiaro come questo modello potrebbe svilupparsi in parallelo con i precedenti modelli. Sarebbero semplicemente presenti le due filiere alternative per il socio produttore e per il socio consumatore.

Nella seguente figura è rappresentata una situazione in cui il modello attuale è posto in parallelo a quello in full equity.

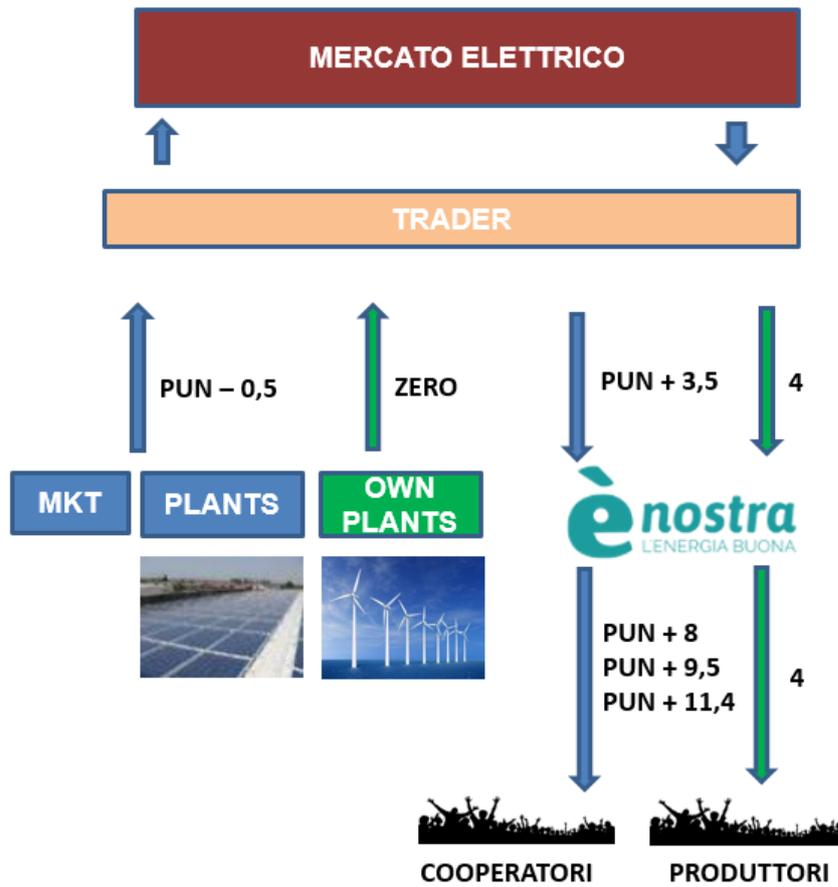


Figura 46-schema modello 0 in parallelo con modello 3

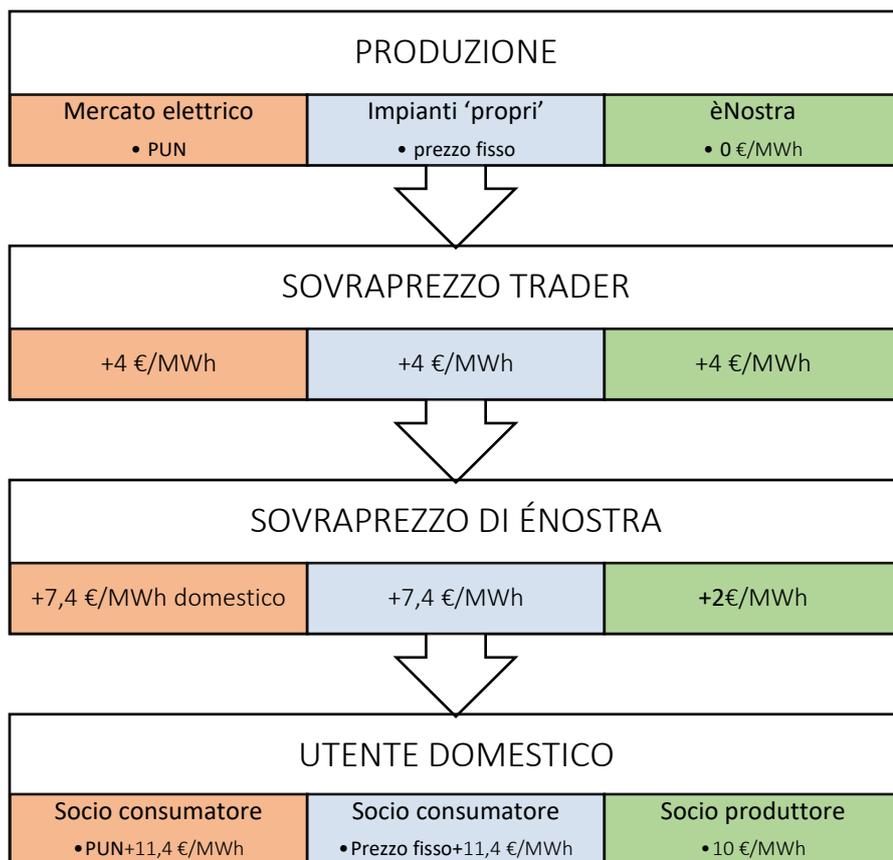
## 9.4 Conclusioni

Viene sotto riportato uno schema rappresentativo dei tre modelli, che mette in evidenza i passaggi del momento di acquisto di energia da parte del trader alla vendita di energia al consumatore finale.

La parte rossa rappresenta il modello attuale, la blu la prima alternativa e la verde la seconda alternativa. Si noti come per il modello attuale e per la prima alternativa i sovrapprezzi da parte del trader e di èNostra siano gli stessi, mentre come questi siano diversi per la seconda alternativa in cui èNostra imporrà un sovrapprezzo minore.

Si noti che nel terzo modello il prezzo di 0 €/kWh è relativo alla sola parte di costo dell'energia senza considerare sovrapprezzi fissi del trader e di èNostra.

È necessario infine specificare che per tutte le valutazioni si fa riferimento alla sola quota di prezzo relativa all'energia e non si considerano tutte le altre componenti del prezzo come ad esempio la quota per il trasporto e gli oneri di sistema.



## 10 Altri margini di miglioramento

Indipendentemente dalla struttura di èNostra, potrebbero esserci alcuni aspetti da approfondire con l'obiettivo di migliorare l'attuale realtà della cooperativa.

Vengono in seguito descritte alcune di queste possibilità.

### Ridefinizione dei sovrapprezzi

In primo luogo può essere utile verificare se possono essere diminuiti i sovrapprezzi attualmente fissati dal trader.

In secondo luogo si potrebbe lavorare sui sovrapprezzi di èNostra: com'è stato anticipato èNostra, pone dei sovrapprezzi all'energia nella vendita al cliente finale.

Questi sovrapprezzi dipendono dalla tipologia di utenza finale e sono di + 7,4€/MWh per il cliente domestico, + 5,5€/MWh per il cliente domestico non residenziale e +4 €/MWh per l'utenza "Altri Usi".

Si propone di ridefinire i sovrapprezzi, pur mantenendo costati in guadagni complessivi, al fine di risultare più competitivi per le tipologie di utenze con fabbisogno maggiore e quindi probabilmente più attente e più sensibili ai sovrapprezzi posti.

Una proposta potrebbe essere quella di aumentare il sovrapprezzo al settore utenze domestiche (la bolletta finale cambierebbe di poco) e diminuire il sovrapprezzo al settore "altri usi".

Sempre per il settore "altri usi" si potrebbe pensare ad un sistema di sovrapprezzi alternativo che divida le utenze sulla base della potenza richiesta e definisca dei sovrapprezzi specifici per ogni fascia, diminuendo il più possibile i sovrapprezzi per le utenze connesse ad una potenza maggiore e quindi probabilmente più attente ai sovrapprezzi.

Per valutare l'effettivo margine di miglioramento sarebbe utile un dialogo con alcuni clienti o possibili clienti dei vari settori.

### Servizi aggiuntivi

Sempre con l'obiettivo di risultare più concorrenziali rispetto agli altri fornitori, si potrebbe aggiungere nuovi servizi, come ad esempio garantire un monitoraggio di un eventuale impianto fotovoltaico domestico.

Al momento non è così semplice anche solo accorgersi che il proprio impianto è guasto.

È proprio per muoversi in questa direzione che èNostra sta valutando una collaborazione con Sunreport.

Si tratta di un sistema automatico per il monitoraggio e la verifica del funzionamento, degli incentivi e degli adempimenti dell'impianto fotovoltaico. SunReport legge i dati di produzione dell'impianto fotovoltaico, li confronta con quelli previsti tenendo conto del meteo.

Sarebbe così possibile fornire al cliente finale un report mensile in allegato alla consueta bolletta riguardo la propria produzione fotovoltaica, e quanto questa si sia discostata da quella potenzialmente producibile, quanta sia l'energia auto consumata se un eventuale eccedenza di produzione indicherebbe la possibilità di installare nuove apparecchiature elettriche.

Potrebbe essere valutabile anche una versione premium che avvisa con un messaggio se qualcosa non va nell'impianto, se la produzione è più bassa di quella attesa sempre tenendo conto del meteo, o se gli incentivi non sono arrivati.

Le alternative sono molteplici ed è chiaro che il margine di miglioramento di èNostra lavorando in quest'ambito è ampio.

## 11 Conclusioni

L'analisi effettuata risulta articolata dato il coinvolgimento di diversi settori, non solo tecnologici e scientifici. Il mercato elettrico infatti è una realtà dinamica in cui può essere difficile scegliere una strategia aziendale migliore in senso assoluto. Le linee di sviluppo dell'azienda dipendono infatti anche dalle scelte etiche, dal coinvolgimento dei singoli consumatori, e dal contesto nazionale ed internazionale.

Nella tesi si è studiato il caso reale èNostra: sono state delineate ed analizzate le curve di produzione e consumo attuali, si è in seguito valutato se può avere dei vantaggi andare a modificarne i profili, con nuovi impianti per modificare la curva di produzione o con un cambio di tariffe per modificare la curva di consumo.

Viene fornito un quadro di riferimento riguardo la reale possibilità di modificare le curve. Per quanto riguarda la curva di produzione è stata fatta un'analisi sull'introduzione di un nuovo eventuale impianto eolico. Per quanto riguarda la curva di domanda si è fatto riferimento ad alcuni studi presenti in letteratura per valutare l'effettiva elasticità della domanda e la reale rimodulazione della curva in seguito al cambio di tariffa; si può dire che gli utenti sono sensibili al cambio di tariffa ma l'elasticità messa in gioco dipende molto dal contesto.

Il modello attuale di funzionamento della cooperativa non trarrebbe alcun vantaggio da un eventuale cambio di tariffa per modificare il profilo di consumo e nemmeno dall'introduzione di nuovi impianti, data la forte sconnessione tra produzione e consumo dovuta alle dinamiche di mercato. Si ricorda che il guadagno di èNostra è legato ai sovrapprezzi sull'energia venduta all'utente finale.

Si è analizzato un modello alternativo in cui la cooperativa si svincola dal sistema di mercato e chiude il cerchio di produzione e consumo andando a comprare energia direttamente dagli impianti posseduti dai suoi soci; portando dei vantaggi in termini risparmio nella bolletta finale del consumatore e di gestione del rischio. Questi impianti sono stati chiamati impianti "propri". In questo modello, date le attuali curve di domanda e offerta, non è vantaggioso modificare il profilo di consumo cambiando le tariffe, poiché l'energia dagli impianti "propri" non sarebbe sufficiente per coprire una domanda maggiore di quella attuale nelle ore di picco. Risulta invece conveniente ampliare il parco di produzione "proprio", con impianti eolici e fotovoltaici.

L'ultimo modello descritto rappresenta una possibile alternativa di finanziamento degli impianti, in questa opzione la cooperativa raccoglie il denaro dai propri soci, lo investe in un impianto ad energia rinnovabile, rigirando ai soci stessi un beneficio in termini di energia a "costo zero". Si tratta di un progetto ambizioso ma che aprirebbe ad èNostra un mondo nuovo in termini di opportunità energetiche.

La cooperativa quindi avrebbe margini di miglioramento sviluppando i modelli alternativi analizzati. Altri benefici potrebbero essere legati a nuovi aspetti come l'eventuale ridefinizione dei sovrapprezzi o l'aggiunta di nuovi servizi come il monitoraggio degli impianti fotovoltaici domestici.

Ci sono state molte difficoltà nell'ottenere i dati per la costruzione delle curve di domanda ed offerta della cooperativa, rendere più semplice e più veloce l'operazione di recupero dei dati potrebbe avere dei vantaggi.

In primo luogo per èNostra è utile avere sotto controllo le curve per poter capire in che direzione muoversi in termini di gestione della produzione e della domanda. Le considerazioni fatte, infatti, sono specifiche per le curve presenti ad oggi e se queste dovessero cambiare, le valutazioni da fare sarebbero differenti.

Inoltre per il cliente potrebbe essere interessante monitorare l'intera gestione energetica di èNostra, magari scoprendosi interessato ad investire o pubblicizzare la cooperativa.

Dal quadro generale che si è definito si può concludere che èNostra è una realtà in via di sviluppo con buone potenzialità se gestita nella maniera opportuna.

## 12 Riferimenti

- [1] *Autorità per l'energia elettrica e il gas Direzione tariffe, 2009.* Ipotesi di incremento della potenza prelevabile nelle ore a basso carico per utenze domestiche con rilevazione dei prelievi per fasce orarie
- [2] *C.K. Wooa, A. Shiu, I. Horowitz, 2013.* Residential winter kW h responsiveness under optional time-varying pricing in British Columbia
- [3] *CECED Italia, 2011.* Le smart grid per la gestione flessibile della domanda elettric
- [4] *CESI, 2005.* Contributo delle elettrotecnologie per usi finali al carico di punta
- [5] *Charlotte B.A. Kobus, Elke A.M. Klaassen, Ruth Mugge, Jan P.L. Schoormans, 2015.* A real-life assessment on the effect of smart appliances for shifting households' electricity demand
- [6] *Cherrelle Eid Elta Koliou, Mercedes Valles, Javier Reneses, Rudi Hakvoort, 2016.* Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps
- [7] *CSE - G. Petrecca, D. Mariani, 2004.* Sviluppo di modelli energetici elettrotermici di accumulo del freddo, trigenerazione e tecnologie ad alta efficienza
- [8] *Delft, CE Delft: Bettina Kampman Jaco Blommerde Maarten Afman, 2016.* The potential of energy citizens in the European Union
- [9] *E.A.M. Klaassen, C.B.A. Kobus, J. Frunt, J.G. Slootweg, 2016.* Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs: Experiences from a large field test in the Netherland
- [10] *European Environment Agency, 2016.* Renewable energy in Europe 2016 Recent growth and knock-on effects
- [11] *Franco Di Andrea, Andrea Danese, 2004.* MICENE Misure dei Consumi di ENERGIA Elettrica in 110 abitazioni Italiane. Curve di carico dei principali elettrodomestici e degli apparecchi di illuminazione
- [12] *GSE, 2016.* Energia da fonti rinnovabili in Italia. Dati preliminari 2015
- [13] *GSE, Divisione Gestione e Coordinamento Generale Unità Studi e Statistiche, 2014.* Rapporto statistico da fonti rinnovabili anno 2014
- [14] *Jacopo Torriti, 2012.* Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy
- [15] *Juan M.Lujano-Rojas, Cláudio Monteiro, Rodolfo Dufo-Lopez, Jose L. Bernal-Agustín, 2012.* Optimum residential load management strategy for real time pricing (RTP) demand response programs
- [16] *Karen Herter, Patrick McAuliffe, Arthur Rosenfeld, 2005.* An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity
- [17] *Karen Herter, Seth Wayland, 2009.* Residential response to critical-peak pricing of electricity: California evidence

- [18] *Koen Vanthournout, Benjamin Dupont, Wim Foubert, Catherine Stuckens, Sven Claessens, 2015. An automated residential demand response pilot experiment, based on day-ahead dynamic pricing*
- [19] *Matteo Muratori and Giorgio Rizzoni, Fellow, IEEE, 2014. Residential Demand Response: Dynamic Energy Management and Time-Varying Electricity Pricing*
- [20] R. D'hulst, W. Labeeuw, B. Beusen, S. Claessens, G. Deconinck, K. Vanthournout, 2015. Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances: Experiences from large pilot test in Belgium
- [21] *Rescoop.Eu, 2015. Annual report 2015*
- [22] Rete Energie, 2016. Intervista a Dirk VansintJan
- [23] *Rita Shawa, MikeAttree, TimJackson, MikeKay, 2009. The value of reducing distribution losses by domestic load-shifting: a network perspective*
- [24] [www.enostra.it](http://www.enostra.it)
- [25] [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)
- [26] [www.terna.it](http://www.terna.it)