



Ricerca di Sistema elettrico

# "Implementazione di un simulatore per demand response di uno smart district"

G. Comodi, A. Bartolini, F. Carducci, M. Botticelli

## IMPLEMENTAZIONE DI UN SIMULATORE PER DEMAND RESPONSE DI UNO SMART DISTRICT

Gabriele Comodi, Andrea Bartolini, Francesco Carducci, Martina Botticelli (Università Politecnica delle Marche)

Settembre 2017

### Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2016

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto: D.6 Sviluppo di un modello integrato di smart district urbano

Obiettivo: b. Sistemi e servizi smart per edifici

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Il presente documento riporta una sintesi delle attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Implementazione di un simulatore per demand response di uno smart district"

Responsabile scientifico ENEA: Arch. Sabrina Romano

Responsabile scientifico Università Politecnica delle Marche: Prof. Gabriele Comodi

Gli autori desiderano ringraziare Alice Mugnini e Andrea Sabatini per la preziosa collaborazione.

## Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE .....	6
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	7
2.1 AMPLIAMENTO DEL SIMULATORE DEI CONSUMI ELETTRICI E TERMICI RESIDENZIALI CON LA MODELLAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA IMPIANTI FOTOVOLTAICI .....	7
2.2 AMPLIAMENTO DELLE FUNZIONALITÀ DEL SIMULATORE DEI CONSUMI ELETTRICI E TERMICI PER SIMULARE SCENARI DI DEMAND RESPONSE IN OTTICA DI FUTURE INDAGINI SUL RUOLO DEGLI AGGREGATORI IN AMBITO CIVILE.....	14
2.2.1 EPPY .....	15
2.2.2 Modello Pompa di Calore e Split System.....	16
2.2.3 Costruzione della platea di utenti dell'aggregato.....	19
2.2.4 Simulazione di scenari di programmi di aggregazione: metodologia .....	28
2.2.5 Baseline, individuazione del profilo nominale di carico .....	29
2.2.6 Simulazione della flessibilità massima dell'aggregato con programmi di DR basati su TCL.....	31
2.2.7 Simulazione della flessibilità effettiva dell'aggregato con programmi di DR basati su TCL .....	35
2.2.8 Esempio di valutazione flessibilità energetica giornaliera a livello aggregatore, con strategia TCL .....	41
2.3 CREAZIONE DI UNA METODOLOGIA/STRUTTURA DATI PER SIMULARE DIFFERENTI TIPOLOGIA DI AGGREGAZIONE. ....	49
2.4 REALIZZAZIONE DI UNA PIATTAFORMA PROTOTIPALE DI AGGREGAZIONE.....	53
2.4.1 Creazione di un DB storico che consente l'aggregazione e la successiva visualizzazione dei dati con differenti intervalli temporali.....	53
2.4.2 Sincronizzazione dei dati provenienti dagli Energy Box installati presso le Smart Homes.....	55
2.4.3 Elaborazione di alcuni Key Performance Indicator .....	60
3 CONCLUSIONI.....	63
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI .....	64
5 CURRICULUM VITAE.....	65
5.1 GABRIELE COMODI .....	65
5.2 FRANCESCO CARDUCCI .....	65
5.3 ANDREA BARTOLINI .....	65
5.4 MARTINA BOTTICELLI.....	65

## SOMMARIO

I temi sviluppati nell'ambito del presente accordo di collaborazione tra ENEA e l'Università Politecnica delle Marche, Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche, riguardano il miglioramento del simulatore di carichi elettrici e termici sviluppato nell'annualità precedente.

In particolare, nell'annualità precedente è stato sviluppato un software per la simulazione dei carichi elettrici e termici di edifici residenziali. In questa annualità, il software è stato ulteriormente migliorato introducendo funzionalità che permetteranno, in futuro, di simulare scenari di demand response a livello di Aggregatore. In particolare: (i) è stata modellata la produzione di impianti fotovoltaici sulle utenze residenziali così da poter simulare al meglio un distretto o un quartiere, anche per quanto riguarda la generazione distribuita con fonte rinnovabile.; (ii) è stata migliorata la modellazione della pompa di calore (estate ed inverno) e degli split system (solo estate) per poter meglio simulare scenari di demand response con carichi termostaticamente controllabili (TCL – Thermostatically Controlled Loads); (iii) sono state migliorate alcune funzionalità di programmazione in modo da poter costruire agevolmente platee di utenti residenziali aggregati e gestire/modificare agevolmente le variabili in EnergyPlus mediante l'utilizzo di Eppy; (iv) sono state implementate alcune funzionalità statistiche per simulare sia quanti utenti intendono partecipare a programmi di demand-response, sia il loro grado di affidabilità e di risposta al programma dei partecipanti.

Il simulatore è stato poi testato per simulare la flessibilità ottenibile da un aggregato residenziale nella città di Roma. Al fine di ottenere dei dati di consumo delle utenze, per valutarne la flessibilità energetica nel variare le proprie abitudini, sono stati individuati dei casi studio su cui poter applicare il simulatore di consumi realizzato. In questa ottica, si è scelto di costruire un aggregato residenziale, situato nella città di Roma, la cui composizione è stata definita nel paragrafo precedente. La riserva di flessibilità del distretto è stata valutata simulando un profilo di consumo standard, chiamato "profilo nominale di carico (baseline)", in cui sono calcolati, per tutti gli appartamenti dell'aggregato, i profili di consumo elettrico standard necessario a garantire le loro condizioni di confort degli utenti, nel caso in cui questi non partecipino ad alcun programma di aggregazione. Tale profilo è il termine di paragone per valutare successivamente i risultati delle politiche di flessibilità dei vari utenti e dell'aggregato. Una volta valutati i consumi dell'aggregato residenziale nella baseline, questi sono stati ricalcolati nel caso di una loro variazione a seguito di partecipazione a programmi di demand response (DR). La partecipazione di un utente al programma di DR consiste nel mettere a disposizione dell'aggregatore, per un certo periodo di tempo, un prefissato quantitativo di potenza dato dalla differenza, in eccesso o in difetto, tra il profilo di consumo standard previsto per l'utente stesso e il profilo di consumo modificato proposto dall'aggregatore. Nel caso specifico, in questa annualità, l'attenzione è stata posta sulla valutazione della riserva di flessibilità degli utenti in termini di variazione del profilo di utilizzo dei loro impianti di climatizzazione. In particolare in questa annualità è stata valutata la strategia di DR denominata Thermostatically Load Control (TLC). Tale strategia di DR, viene semplicemente applicata dagli utenti che partecipano al "programma di aggregazione", variando per un breve periodo di tempo (un'ora) il set-point di temperatura degli impianti, in modo da fornire, ad un'eventuale aggregatore, una capacità energetica da poter utilizzare nel mercato elettrico del dispacciamento qualora ne avesse bisogno. I programmi di Aggregazione sono altamente influenzati anche dal grado di partecipazione e di affidabilità dei partecipanti. Per questo motivo, al fine di quantificare la flessibilità elettrica su cui può far affidamento un aggregatore che si trova ad operare con una plaea così definita, è stato realizzato un algoritmo per modellare la partecipazione degli utenti al programma di aggregazione. Tale algoritmo, permette di valutare, in prima battuta, la "capacità dichiarata" sia dei singoli utenti che dell'intero aggregato residenziale e poi la "capacità effettiva", vale a dire la riserva di flessibilità che l'utente mette realmente a disposizione dell'aggregatore che non sempre coincide con quella "dichiarata". In questo lavoro, la stima di tale "capacità effettiva", viene realizzata a partire dal valore della "capacità dichiarata" dei singoli utenti e dalla loro "classe di affidabilità".

Infine, è stata realizzata una piattaforma prototipale di aggregazione. Tale piattaforma di Aggregazione si pone come obiettivo quello di raccogliere i dati domestici, provenienti dai sensori installati nella rete di Smart Homes monitorate per la sperimentazione. I dati raccolti vengono elaborati per fornire agli utenti indicazioni per un uso più consapevole ed ottimizzato dell'energia. A tal fine, i dati puntuali provenienti dai sensori, devono essere aggregati con sincronizzazione al quarto d'ora e storicizzati. Questo consentirà successive elaborazioni dei dati, sulle quali verrà effettuata una proposta dei possibili indicatori di prestazioni energetiche (Key Performance Indicators) forniti dall'aggregatore alla rete di Smart Homes, al fine di effettuare il Benchmarking dei profili di consumo monitorati, tramite il confronto sia con profili di riferimento che con quelli relativi ai differenti utenti della rete.

## 1 Introduzione

Il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato un Accordo di Programma in base al quale è concesso il contributo finanziario per l'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale 2015-2017 della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale. Il presente allegato tecnico si riferisce al Piano Annuale di Realizzazione 2016, per quanto attiene all'Area "Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici ed interazione con altri vettori energetici", tematica di ricerca "Smart Cities & Communities"; nello specifico, si riferisce all'obiettivo "b- Smart Homes Network" del progetto "Sviluppo di un modello integrato di Smart District Urbano".

I temi sviluppati nell'ambito del presente accordo di collaborazione tra ENEA e l'Università Politecnica delle Marche, Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche, riguardano il miglioramento del simulatore di carichi elettrici e termici sviluppato nell'annualità precedente.

In particolare, nell'annualità precedente è stato sviluppato un software per la simulazione dei carichi elettrici e termici di edifici residenziali. In questa annualità, il software è stato ulteriormente migliorato introducendo funzionalità che permetteranno, in futuro, di simulare scenari di demand response a livello di Aggregatore. In particolare: (i) è stata modellata la produzione di impianti fotovoltaici sulle utenze residenziali così da poter simulare al meglio un distretto o un quartiere, anche per quanto riguarda la generazione distribuita con fonte rinnovabile.; (ii) è stata migliorata la modellazione della pompa di calore (estate ed inverno) e degli split system (solo estate) per poter meglio simulare scenari di demand response con carichi termostaticamente controllabili (TCL – Thermostatically Controlled Loads); (iii) sono state migliorate alcune funzionalità di programmazione in modo da poter costruire agevolmente platee di utenti residenziali aggregati e gestire/modificare agevolmente le variabili in EnergyPlus mediante l'utilizzo di Eppy; (iv) sono state implementate alcune funzionalità statistiche per simulare sia quanti utenti intendono partecipare a programmi di demand-response, sia il loro grado di affidabilità e di risposta al programma dei partecipanti. Infine, è stata realizzata una piattaforma prototipale di aggregazione per raccogliere i dati provenienti dai sensori installati nella rete di Smart Homes monitorate per la sperimentazione, elaborarli e fornire agli utenti indicazioni per un uso più consapevole ed ottimizzato dell'energia.

## 2 Descrizione delle attività svolte e risultati

Le linee di attività principali sviluppate in questa annualità sono state:

1. Ampliamento del simulatore dei consumi elettrici e termici residenziali con la modellazione della produzione di energia da impianti fotovoltaici
2. Ampliamento delle funzionalità del simulatore dei consumi elettrici e termici per simulare scenari di demand response in ottica di future indagini sul ruolo degli Aggregatori in ambito civile
3. Creazione di una metodologia/struttura dati per simulare differenti tipologia di aggregazione.
4. Realizzazione di una piattaforma prototipale di aggregazione

### 2.1 Ampliamento del simulatore dei consumi elettrici e termici residenziali con la modellazione della produzione di energia da impianti fotovoltaici

Nell'annualità precedente è stato sviluppato un software per la simulazione dei carichi elettrici e termici di edifici residenziali. In questa annualità, il software è stato ulteriormente migliorato introducendo la modellazione della produzione del fotovoltaico su alcune utenze residenziali così da poter simulare al meglio un distretto o un quartiere. Il modello di un impianto fotovoltaico è stato realizzato in Matlab partendo dal lavoro svolto nella precedente annualità per il settore terziario. Per poter applicare il modello di impianto fotovoltaico al simulatore di carichi di un distretto residenziale, si è pensato di modellare un impianto PV della potenza di 1 kWp, considerata come una unità di base. In questo modo è possibile poter simulare la produzione fotovoltaica di un qualsiasi distretto una volta inserita la composizione del parco PV del distretto stesso in termini di numero di impianti e loro potenza media installata. Ovviamente questa procedura deve essere ripetuta per ogni località climatica in cui l'impianto fotovoltaico si trova ad operare. Per una maggiore integrazione con il simulatore di carichi elettrici e termici sviluppato nell'annualità precedente, i dati climatici per la simulazione dell'impianto PV, sono presi dalla banca dati climatica suggerita dal software Energy Plus, utilizzato per la modellazione dei carichi termici. Per quanto riguarda gli altri parametri di input, il modello utilizza dei parametri caratteristici dei pannelli che lo costituiscono e che sono comunemente riportati, per normativa, nei datasheet del costruttore.

In particolare, il modello implementato permette di calcolare come output:

- $P_m$  [W]: La potenza elettrica direttamente in uscita dai pannelli.
- $P_o$  [W]: La potenza elettrica disponibile in uscita a valle dell'inverter (utile).
- $\eta_T$  : L'efficienza totale del sistema.

avendo in ingresso:

- $T_a$  [°C]: La temperatura ambiente.
- $GT$  [W/m<sup>2</sup>]: L'irradianza totale perpendicolare al piano dei pannelli.
- $A_p$  [m<sup>2</sup>]: L'area totale dei pannelli installati.
- $NOCT$  [°C] (*nominal operating cell temperature*): È la temperatura raggiunta dalle celle fotovoltaiche in condizioni di funzionamento nominali.
- $\eta_{ref}$  (*reference Efficiency (STC)*): Efficienza delle celle alle condizioni standard di prova.
- $\beta_{ref}$  [°C<sup>-1</sup>] (*temperature coefficient (STC)*): Coefficiente di temperatura delle celle.
- $T_{ref}$  [°C] (*reference Cell Temperature (STC)*): Temperatura celle alle condizioni standard di prova.
- $h_i$  (*inverter efficiency*): Efficienza dell'inverter considerata costante.

Tali parametri sono riportati da normativa nei datasheet del costruttore dei pannelli fotovoltaici.

Con **condizioni nominali** si intendono le seguenti condizioni di funzionamento:

- Irradianza sulla superficie della cella pari a 800 W/m<sup>2</sup>;
- Temperatura dell'aria di 20°C;
- Velocità del vento pari a 1 m/s;
- Pannello libero sulla superficie posteriore.

Con **condizioni standard di prova (STC)** si intendono invece le seguenti condizioni:

- Irradianza sulla superficie della celle pari a 1000 W/m<sup>2</sup>;
- Temperatura celle di 25°C;
- Distribuzione spettrale AM=1,5.

Per poter calcolare la potenza in uscita da un pannello solare è necessario prima di tutto determinare la temperatura di funzionamento delle celle fotovoltaiche. Un'espressione approssimata per il calcolo di questa temperatura in funzione delle condizioni ambientali è data dall'Eq. 1:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT-20}{800} G_T \quad (1)$$

con  $T_c$  [°C] temperatura delle celle del pannello.

L'efficienza elettrica della cella fotovoltaica  $\eta_c$  dipende dalla sua temperatura e può essere calcolata mediante l'Eq. 2:

$$\eta_c = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref})] \quad (2)$$

Il rendimento di un pannello dell'impianto sarà pari perciò a  $\eta_c$ . Ipotizzando un'efficienza dell'inverter costante e pari a  $\eta_i$ , l'efficienza complessiva del sistema è data dall'Eq. 3:

$$\eta_T = \eta_c \cdot \eta_i \quad (3)$$

Le equazioni sono state implementate in Simulink ottenendo il modello in Figura 1.

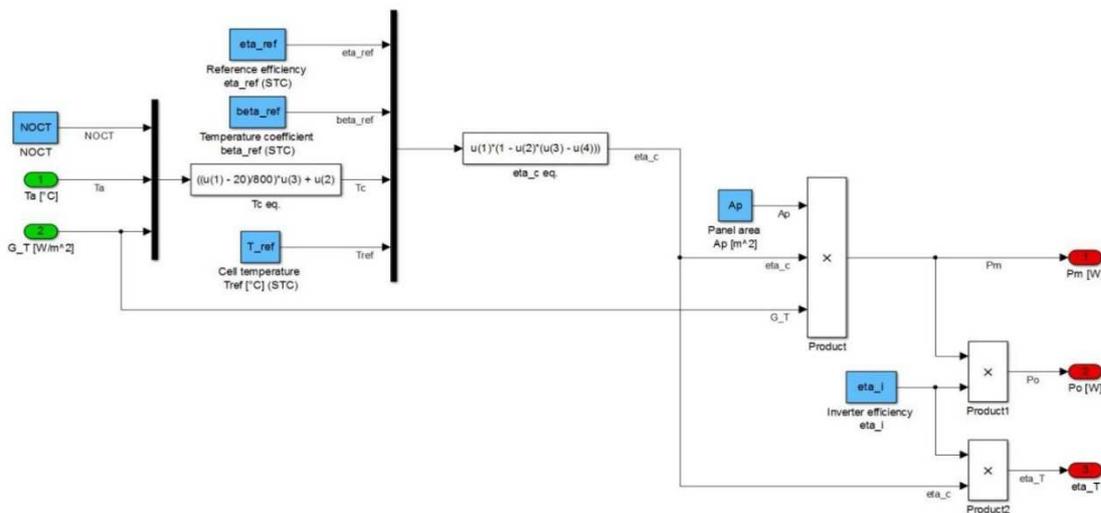
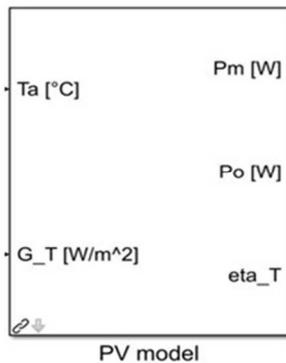


Figura 1 - Modello Simulink dei pannelli fotovoltaici e dell'inverter

In questo modello i parametri inseriti da maschera sono evidenziati in blu, gli ingressi in verde e le uscite in rosso. La Figura 2 mostra invece il blocco Simulink (a) corrispondente al modello e la maschera di inserimento dei parametri dell'impianto (b). In questo modello i parametri inseriti da maschera sono evidenziati in blu, gli ingressi in verde e le uscite in rosso.



(a)

(b)

**Figura 2 - (a) Blocco Simulink del modello dei pannelli fotovoltaici ed inverter. (b) Maschera di inserimento dei parametri.**

Come si vede dalla figura 2(a), tale modello richiede come ingresso l'irradianza sul piano inclinato in cui si trovano i pannelli ( $G_T$ ). Le misure di irradianza facilmente reperibili in letteratura sono tuttavia quelle di irradianza diretta su un piano normale alla direzione di propagazione della radiazione e la diffusa su piano orizzontale. Nasce quindi l'esigenza di un modello in grado di calcolare l'irradianza globale sul piano dei pannelli mediante i dati di irradianza disponibili.

Per risolvere questo problema è possibile far ricorso al ben consolidato *modello isotropico di Liu e Jordan (1963)*. Questo modello considera la radiazione su una superficie inclinata come composizione di tre diverse componenti: diretta, diffusa isotropica e la radiazione solare riflessa dal terreno.

Al fine di utilizzare il modello di Liu e Jordan è necessario anche conoscere le relazioni geometriche tra un piano con posizionamento qualunque rispetto al terreno e la radiazione solare diretta, che in altre parole è la posizione del Sole rispetto al piano inclinato. Tutte le relazioni qui trattate e poi utilizzate per la derivazione del modello insieme al modello di Liu e Jordan sono state derivate da Duffie & Beckman 2013. Prima di esporre le relazioni geometriche sopra citate e di formulare il modello di Liu e Jordan è necessario definire gli angoli e le grandezze in gioco.

In particolare, con riferimento alla figura 3, si definiscono le seguenti grandezze:

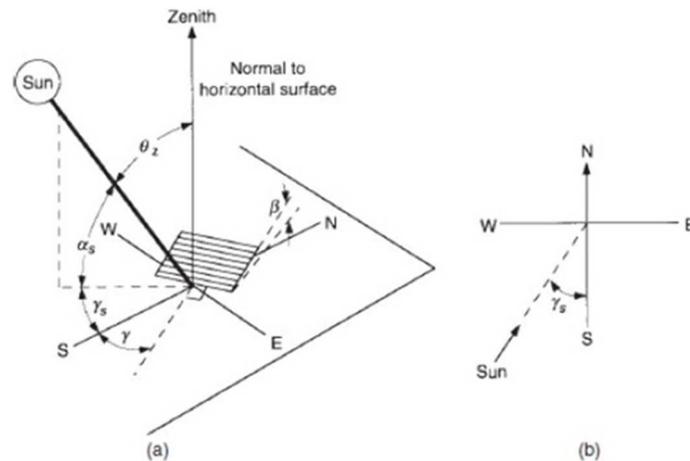


Figura 3 - (a) Angolo di zenit, slope ed angolo di azimuth del piano inclinato, (b) Angolo di Azimuth del sole

- $\phi$  **Latitudine**, posizione angolare a nord o sud dell'equatore, nord positivo;  $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$ .
- $\delta$  **Declinazione**, posizione angolare del Sole a mezzogiorno (i.e. quando il Sole si trova sul meridiano locale) rispetto al piano dell'equatore, nord positivo;  $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$ .
- $\beta$  **Slope**, angolo tra il piano della superficie considerata e l'orizzontale;  $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ . ( $\beta \geq 90^\circ$  indica che la superficie è rivolta verso il basso).
- $\gamma$  **Azimuth della superficie**, deviazione della proiezione sul piano orizzontale della normale alla superficie dal meridiano locale, con zero a sud, est negativo, ovest positivo;  $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ .
- $\omega$  **Angolo orario**, lo spostamento angolare del Sole ad est o ad ovest del meridiano locale a causa della rotazione terrestre di  $15^\circ$  ogni ora; mattino negativo, pomeriggio positivo.
- $\theta$  **Angolo di incidenza**, l'angolo tra la radiazione diretta sulla superficie e la normale alla superficie.
- $\theta_Z$  **Angolo di Zenith**, l'angolo tra la verticale e la linea che passa per il Sole ossia l'angolo di incidenza della radiazione solare diretta sul piano orizzontale.
- $\alpha_s$  **Angolo di altitudine solare**, l'angolo tra il piano orizzontale e la linea che passa per il Sole. E' l'angolo complementare all'angolo di Zenith.
- $\gamma_s$  **Angolo di Azimuth solare**, lo spostamento angolare dal sud della proiezione della radiazione solare diretta sul piano orizzontale. Spostamenti ad est del sud sono negativi e ad ovest del sud sono positivi.

Le irradianze in gioco sono indicate mediante la seguente nomenclatura:

- $G_{b,n}$  Irradianza diretta sul piano normale alla direzione di propagazione [W/m<sup>2</sup>];
- $G_{b,T}$  Irradianza diretta sulla superficie inclinata [W/m<sup>2</sup>];
- $G_{d,h}$  Irradianza diffusa sul piano orizzontale [W/m<sup>2</sup>];
- $G_{d,T}$  Irradianza diffusa sulla superficie inclinata [W/m<sup>2</sup>];
- $G_{r,T}$  Irradianza riflessa sulla superficie inclinata [W/m<sup>2</sup>];
- $G_T$  Irradianza totale sulla superficie inclinata [W/m<sup>2</sup>].

L'irradianza totale sulla superficie inclinata è ottenuta secondo il modello di Liu e Jordan tramite l'Eq. 4:

$$G_T = G_{b,T} + G_{d,T} + G_{r,T} \quad (4)$$

$$G_T = G_{b,n} \cos \vartheta + G_{d,h} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho (G_{b,n} \cos \vartheta_z + G_{d,h}) \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (5)$$

dove  $\rho$  è un parametro definito *riflettanza diffusa* e che dipende dalle caratteristiche del suolo circostante all'impianto.

Il coseno dell'angolo di incidenza  $\cos\theta$  può essere scritto in funzione degli angoli di slope e di azimuth della superficie inclinata, della declinazione, della latitudine e dell'angolo orario nel modo seguente:

$$\cos\vartheta = \sin\delta \sin\phi \cos\beta - \sin\delta \cos\phi \sin\beta \cos\gamma + \cos\delta \cos\phi \cos\beta \cos\omega + \cos\delta \sin\phi \sin\beta \cos\gamma \cos\omega + \cos\delta \sin\beta \sin\gamma \sin\omega \quad (6)$$

La declinazione  $\delta$  può essere determinata in funzione del giorno dell'anno  $n$  mediante la relazione approssimata di Cooper (1969):

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \quad (7)$$

Mentre l'angolo orario  $\omega$  è ottenuto dalla relazione:

$$\omega = \text{Solar time} \cdot 15 - 180 \quad (8)$$

Il Solar Time (in minuti) non coincide con l'ora locale (standard time). E' dunque necessario convertire lo Standard time in Solar time mediante l'applicazione di due correzioni. Per prima cosa è necessario applicare una correzione costante per la differenza in longitudine tra il meridiano dell'osservatore e il meridiano sul quale è basato lo Standard time. Il Sole impiega 4 min per coprire 1° di longitudine. La seconda correzione è ottenuta tenendo in considerazione le perturbazioni nella velocità di rotazione terrestre, le quali incidono sull'istante in cui il Sole passa sul meridiano dell'osservatore. Il Solar time in minuti è ottenuto tramite la seguente relazione:

$$\text{Solar time} = \text{Standard time} + 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (9)$$

dove  $L_{st}$  è il meridiano standard per il fuso locale,  $L_{loc}$  è la longitudine della località in questione considerata in gradi rispetto all'ovest (cioè  $0^\circ \leq L \leq 360^\circ$ ) e Il parametro  $E$  (in minuti) è l'equazione del tempo che è data da:

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (10)$$

Il valore di  $B$  è ottenuto da:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (11)$$

Le relazioni geometriche tra gli angoli ed il modello di Liu e Jordan sono stati implementati in simulink ottenendo il modello complessivo per il calcolo dell'irradianza su superficie inclinata in Figura 4.

Questo modello fornisce in uscita:

- $GT$  [W/m<sup>2</sup>]: L'irradianza totale sulla superficie inclinata;
- $G_{b,T}$  [W/m<sup>2</sup>]: L'irradianza diretta sulla superficie inclinata;
- $G_{d,T}$  [W/m<sup>2</sup>]: L'irradianza diffusa sulla superficie inclinata;
- $G_{r,T}$  [W/m<sup>2</sup>]: L'irradianza riflessa sulla superficie inclinata.

Avendo in input:

- $G_{b,n}$  [W/m<sup>2</sup>]: L'irradianza diretta sul piano normale alla direzione di propagazione;
- $G_{d,h}$  [W/m<sup>2</sup>]: L'irradianza diffusa sul piano orizzontale.

E come parametri:

- $\phi$  [°]: Latitudine. Nord positivo. [-90°, 90°];
- $Lloc$  [°]: Longitudine. Ovest positivo. [-180°, 180°];
- $Lst$  [°]: Meridiano standard per il fuso locale. Ovest positivo;
- $\gamma$  [°]: Angolo di azimuth della superficie inclinata considerata;
- $\beta$  [°]: Angolo di slope della superficie inclinata considerata;
- $Gr, T$  [W/m2]: L'irradianza riflessa sulla superficie inclinata;
- [YYYY MM DD]: Anno mese giorno di inizio simulazione;
- $\rho$ : Riflettanza diffusa.

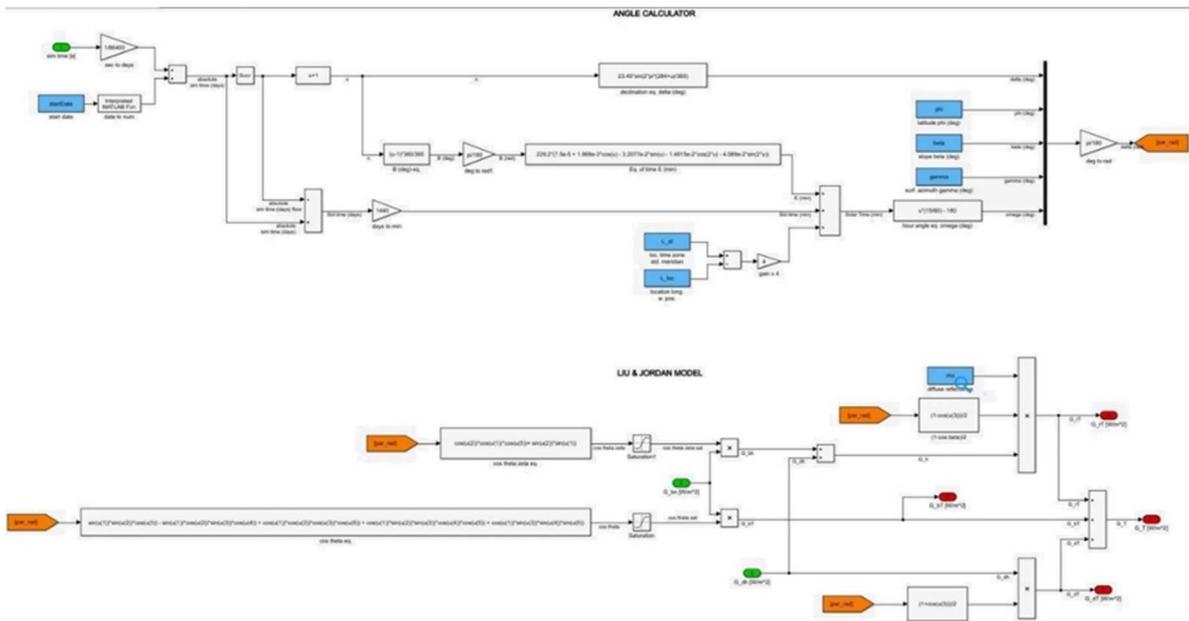


Figura 4 - Modello per il calcolo dell'irradianza complessiva su superficie inclinata. Parte alta dell'immagine, modello di calcolo degli angoli. parte bassa, modello di Liu e Jordan.

La Figura 5a mostra il blocco Simulink corrispondente al modello e la Figura 5b la maschera per l'inserimento dei parametri.

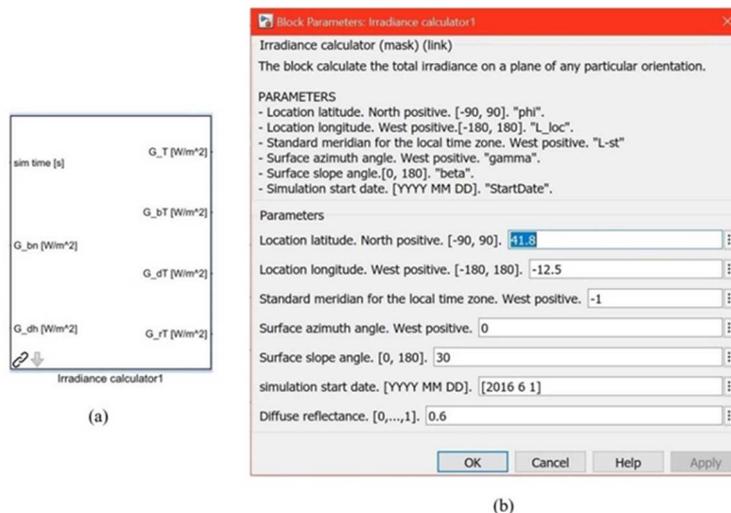
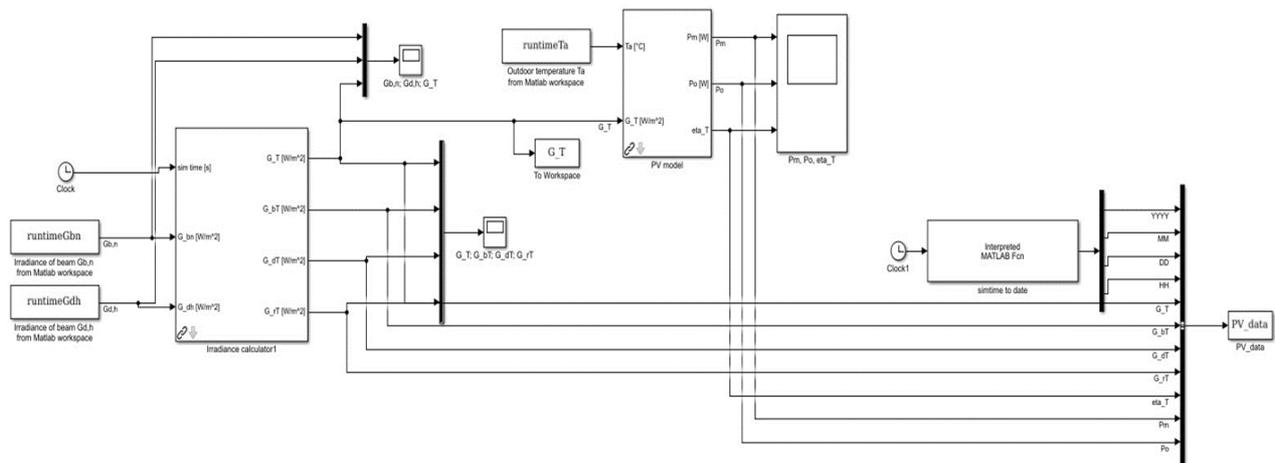


Figura 5 - (a) Blocco Simulink del modello di calcolo dell'irradianza su superficie inclinata. (b) Maschera di inserimento dei parametri.

Il simulatore completo è rappresentato in figura 6.



**Figura 6 Modello Simulatore PV**

Come mostrato dalla figura 6, il modello completo si sviluppa in questo modo: il primo blocco a sinistra, *“Irradiance Calculator”*, che si occupa del calcolo dell’irradianza sul piano inclinato, necessita, come input, di: un clock, che definisca il passo della simulazione, l’irradianza diretta sul piano normale alla direzione di propagazione della radiazione e l’irradianza diffusa su piano orizzontale. Poiché l’obiettivo è quello di ottenere una stima della produzione di energia da pannello fotovoltaico, ora per ora, per tutto l’anno simulato, è necessario che, anche i dati relativi all’irradianza diretta su piano normale e all’irradianza diffusa su piano orizzontale siano disponibili, per la località di interesse, in tale forma.

Il modo più veloce e attendibile per disporre dei dati necessari è quello di usare i dati forniti dal database di Energy Plus. Dall’inserimento del dato climatico relativo a una qualsiasi località, scaricato da apposite librerie online sul sito del software EnergyPlus, è possibile impostare la simulazione energetica dell’edificio in modo da produrre tra gli output anche i dati sopra definiti, con il passo di simulazione che si desidera. In questo modo gli input di *“Irradiance Calculator”* sono due vettori colonna contenenti, ora per ora, i valori di irradianza diretta su piano normale e irradianza diffusa su piano orizzontale relativi alla località desiderata. Dal dato di EnergyPlus il software calcola il dato di irradianza sul piano inclinato ( $G_T$ ), che viene fornito come input, al blocco di destra, *“PV model”*, insieme alla temperatura esterna a bulbo asciutto. Anche quest’ultimo dato è stato ottenuto come output delle simulazioni in EnergyPlus.

I risultati di questo secondo blocco, la potenza elettrica direttamente in uscita dai pannelli, la potenza elettrica disponibile in uscita a valle dell’inverter e l’efficienza totale del sistema, vengono salvati in un’apposita matrice, denominata *“PV\_DATA”*, nel Workspace di Matlab.

Per avere una maggiore maneggevolezza del risultato, è stato realizzato un breve script Matlab, che consenta di organizzare i risultati ottenuti e di salvarli su un apposito file Excel, in modo da poter essere facilmente consultabili e utilizzabili per analisi future di scenari di aggregazione.

## 2.2 *Ampliamento delle funzionalità del simulatore dei consumi elettrici e termici per simulare scenari di demand response in ottica di future indagini sul ruolo degli Aggregatori in ambito civile*

In questa annualità, il software per la simulazione di distretti sviluppato nell'annualità precedente è stato ulteriormente migliorato introducendo funzionalità che permetteranno, in futuro, di simulare scenari di demand response a livello di Aggregatore.

In particolare:

- È stata migliorata la modellazione della pompa di calore (estate ed inverno) e degli split system (solo estate) per poter meglio simulare scenari di demand response con carichi termostaticamente controllabili (TCL – Thermostatically Controlled Loads);
- Sono state migliorate alcune funzionalità di programmazione in modo da poter costruire agevolmente platee di utenti residenziali aggregati e gestire/modificare agevolmente le variabili in EnergyPlus mediante l'utilizzo di Eppy;
- sono state implementate alcune funzionalità statistiche per simulare:
  - su tutta la platea delle utenze, quanti utenti intendono partecipare a programmi di demand-response;
  - tra le utenze che intendono partecipare al programma di DR, il grado di affidabilità e di risposta al programma dei partecipanti.

Valutare quanti utenti intendono partecipare a programmi di demand response, sarà importante per simulare, in futuro, su quale riserva di capacità potrà fare affidamento un eventuale Aggregatore e, soprattutto, cercare di capire quale è il mix migliore (portfolio) di utenti per il raggiungimento di certi obiettivi di offerta di capacità nel mercato della DR. Per una prima analisi, si è fatto riferimento ad una platea di circa 1000 utenti interessati a partecipare al mercato della DR.

Ad ogni utente viene assegnata una propria affidabilità di base, che, ai fini del software di simulazione del distretto rappresenta una sua caratteristica intrinseca dell'utenza, al pari della superficie dell'appartamento, dell'impianto di riscaldamento/raffrescamento installato, del profilo di utenza e del set-point di temperatura utilizzato. Questa affidabilità di base viene assegnata inizialmente in maniera casuale secondo un punteggio che va da 1 a 3 (dove 1 rappresenta la categoria di utenti maggiormente affidabile, 2 quella mediamente affidabile, 3 quella mediamente inaffidabile).

Ai fini della simulazione di scenari di demand response è necessario che ciascun utente che partecipi al programma fornisca una stima sul quantitativo di capacità (kWh) che sarà in grado di fornire all'Aggregatore ("capacità dichiarata"). E' su questa indicazione che, in base all'affidabilità, viene calcolata la "capacità effettiva" (kWh) che l'utente può mettere realmente a disposizione dell'Aggregatore. La differente affidabilità delle utenze viene calcolata in maniera probabilistica con distribuzione gaussiana. Il risultato è che la "capacità dichiarata" è accompagnato da uno stato di incertezza che rappresenta la deviazione standard della campana avente come valor medio proprio la "capacità dichiarata". La deviazione standard è assegnata, quindi, in funzione dell'affidabilità iniziale (valori da 1-3) imposta dal modellatore. Il risultato sarà quindi il calcolo, ora per ora, della capacità di energia teorica ed effettiva che l'Aggregatore può avere a disposizione. La prima è data dalla somma delle "capacità dichiarate" (kWh) dalle singole utenze; la seconda è data dalla somma delle "capacità effettive" (kWh) messe a disposizione delle singole utenze e calcolate in maniera stocastica.

Sempre nell'ottica di studiare, in futuro, quale sarà il mix (portfolio) ottimale di utenti per il raggiungimento di certi obiettivi di offerta di capacità nel mercato della DR, il simulatore è anche predisposto per sviluppare analisi di sensitività in funzione delle differenti percentuali di affidabilità assegnate alla platea di utenza.

## 2.2.1 EPPY

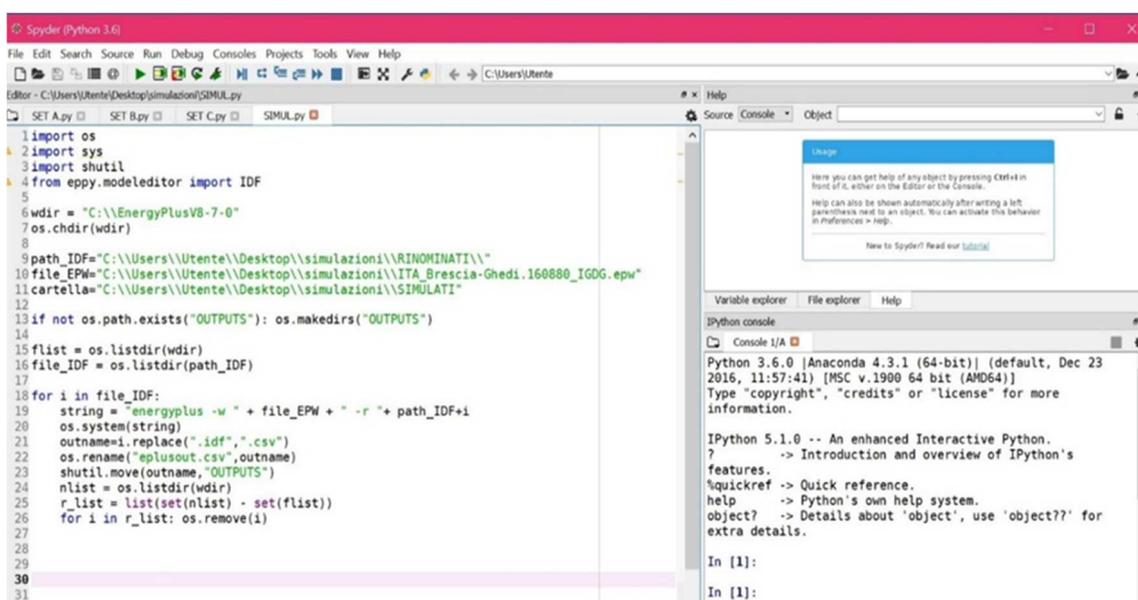
Il simulatore di carichi termici si basa sul software EnergyPlus. Tale software, sviluppato dal Dipartimento per l'efficienza energetica e l'energia rinnovabile del Governo degli Stati Uniti (EERE), oltre ad essere gratuito e opensource è anche tra i più utilizzati su scala mondiale, consentendo di ottenere una simulazione molto accurata delle grandezze termo-energetiche di maggior interesse.

Per poter modificare in modo più rapido i file di input (IDF) di EnergyPlus è stato utilizzato Eppy, un linguaggio di scripting per file di input (IDF) e di output EnergyPlus. Eppy è scritto nel linguaggio di programmazione Python, di conseguenza, sfrutta appieno la ricca struttura dei dati e i costrutti disponibili in Python.

Eppy è un linguaggio di scripting per file di input e output di Energy Plus. È scritto nel linguaggio di programmazione Python, di conseguenza sfrutta appieno la ricca struttura dei dati e gli idiomi disponibili in quest'ultimo. Con l'utilizzo di Eppy è possibile cercare, organizzare e modificare i file IDF. Eppy consente infatti di:

- Creare file IDF o utilizzare condizioni e filtri per apportare modifiche a un file già esistenti.
- Effettuare modifiche a più file IDF.
- Lanciare più simulazioni.
- Leggere i dati dai file di output di un'esecuzione di simulazione EnergyPlus.
- In base ai risultati di un'esecuzione di simulazione EnergyPlus, generare il file di input per la prossima esecuzione di simulazione.

La potenza di utilizzare un linguaggio di script consente di eseguire le seguenti operazioni in modo molto più rapido, automatizzato e ripetibile. In questo caso è possibile non solo apportare modifiche in modo molto veloce a molti file di input ma anche variare in modo diverso diversi gruppi di file. Nel caso del nostro simulatore, come ambiente di sviluppo integrato (IDE) per la scrittura del codice Python si è scelto di utilizzare Spider per la sua natura Open Source unita alla sua elevata diffusione (Figura 7).



```

1 import os
2 import sys
3 import shutil
4 from eppy.modeleditor import IDF
5
6 wdir = "C:\\EnergyPlusV8-7-0"
7 os.chdir(wdir)
8
9 path_IDF="C:\\Users\\Utente\\Desktop\\simulazioni\\RINOMINATI\\"
10 file_EPW="C:\\Users\\Utente\\Desktop\\simulazioni\\ITA_Brescia-Ghed1.160880_IGDG.epw"
11 cartella="C:\\Users\\Utente\\Desktop\\simulazioni\\SIMULATI"
12
13 if not os.path.exists("OUTPUTS"): os.makedirs("OUTPUTS")
14
15 flist = os.listdir(wdir)
16 file_IDF = os.listdir(path_IDF)
17
18 for i in file_IDF:
19     string = "energyplus -w " + file_EPW + " -r " + path_IDF+i
20     os.system(string)
21     outname=i.replace(".idf", ".csv")
22     os.rename("eplusout.csv",outname)
23     shutil.move(outname,"OUTPUTS")
24     nlist = os.listdir(wdir)
25     r_list = list(set(nlist) - set(flist))
26     for i in r_list: os.remove(i)
27
28
29
30
31

```

**Figura 7 - Esempio scrittura codice in linguaggio di programmazione python utilizzando Eppy. lo script ripostato in figura consente di lanciare la simulazione di più file di input contenuti nella cartella specificata**

### 2.2.2 Modello Pompa di Calore e Split System

La simulazione dei modelli di appartamenti in EnergyPlus consente l'ottenimento della potenza termica consumata per il riscaldamento e per il raffrescamento, in tutte le ore del giorno, al fine di garantire il mantenimento della temperatura interna di comfort. Per rendere più accurata e realistica l'analisi è tuttavia necessario poter modellare il sistema di riscaldamento e/o raffrescamento vero e proprio, in modo da poter ottenere i consumi di energia primaria coinvolti.

Se per la simulazione di edifici in cui il sistema di riscaldamento invernale è alimentato dalla classica caldaia a metano è stato semplicemente considerato un rendimento medio d'impianto, per impianti a pompa di calore e/o split system, in cui i parametri di funzionamento sono fortemente dipendenti dalle condizioni ambientali esterne, è stato sviluppato un vero e proprio modello d'impianto di condizionamento, che tenga conto della forte variabilità durante il periodo di simulazione di tali condizioni.

Per modellare una pompa di calore e un sistema di raffrescamento split system, e quindi poter convertire i consumi termici dei vari modelli in elettrici è stato realizzato uno script in Matlab.

Tale script consente di introdurre la curva caratteristica dell'impianto considerato, valutare, per ogni passo di simulazione, il coefficiente di prestazione della macchina, operare la conversione dei consumi da termici ad elettrici ed infine salvare il tutto su un apposito foglio di lavoro Excel.

Per poter ottenere i valori di consumi elettrici finali, è stata scelta da un catalogo commerciale un certo modello di pompa di calore/refrigeratore, adatta all'uso domestico. Tale scelta è stata fatta solo a carattere di esempio, lo script infatti è stato realizzato in modo da poter essere semplicemente modificato in caso di una diversa scelta di apparecchiatura.

Nel caso specifico la macchina scelta ha un andamento del COP e dell'EER espressi nel datasheet in funzione della temperatura esterna, della velocità del compressore e della temperatura di mandata e di ritorno del fluido secondario (figure 8 e 9). Questi ultimi due parametri sono stati scelti pari a 60°C e 55°C per il regime invernale e a 7°C e 12°C per il regime estivo. Per la velocità del compressore abbiamo preso la minima in regime invernale (linea continua grigia) perché permetteva una migliore interpolazione e la massima (linea nera) perché permetteva l'ottenimento di dati più vicini alla condizione nominale.

I grafici considerati presi dal catalogo tecnico della pompa di calore sono riportati nelle seguenti figure (17-18):

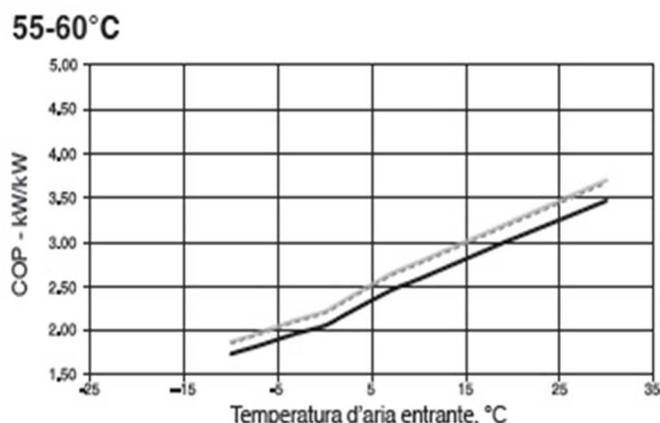
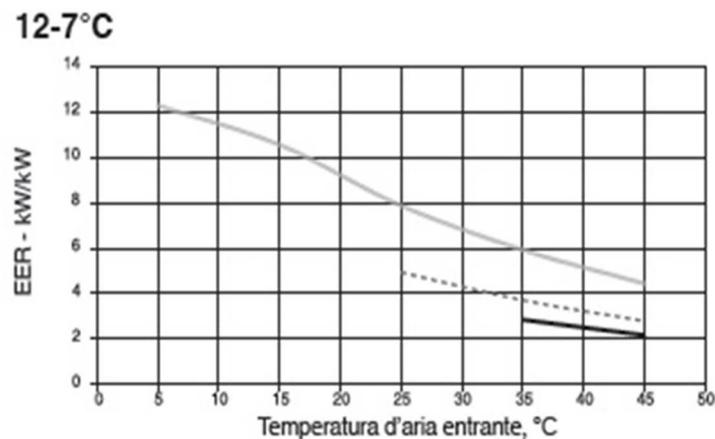


Figura 8 - Andamento COP pompa di calore con temperatura di mandata e ritorno pari a 55-60 °C



**Figura 9 - Andamento eer pompa di calore con temperatura di mandata e ritorno pari a 12-7 °C**

Lo script Matlab, che è stato realizzato per modellare le prestazioni di un impianto di condizionamento alimentato da pompa di calore o split system, parte proprio dalla discretizzazione di tali curve (figura 8 e 9), e dalla loro riproduzione in forma digitale per interpolazione. In questo modo è possibile disporre dei valori di COP e di EER dell'impianto per ogni condizione ambientale esterna.

Per poter implementare in Matlab tale interpolazione sono stati scelti, dalle curve caratteristiche (figura 8 e 9), dei punti rappresentanti un numero discreto di coppie temperatura/COP o EER.

Sono stati così costruiti due array contenenti il COP e l'EER della macchina per un range di temperature esterne che va da -15°C a 40 °C con un passo di 5°C (si è scelto di lavorare in gradi assoluti in modo da avere a che fare sempre con grandezze positive).

Definiti tali vettori, per poter operare la discretizzazione voluta, il codice necessita un nuovo array di temperature esterne con cui eseguire l'interpolazione delle curve. Si è optato per lavorare con due cifre dopo la virgola, scelta di compromesso tra una buona velocità di esecuzione del codice e precisione richiesta.

A questo punto utilizzando in comando Matlab `interp1(x,v,xq)`, in cui come variabile `x` viene passato il vettore contenente le temperature esterne con cui sono stati scelti i punti rappresentativi per la discretizzazione delle curve, come `v` i COP o gli EER relativi a tali temperature e come `xq` il vettore di temperature prodotto in cui si desidera valutare il COP o l'EER per interpolazione, è stata eseguita un'interpolazione lineare delle curve, ottenendo le curve di figura 10) :

Una volta prodotta la discretizzazione delle curve caratteristiche dell'impianto analizzato, il codice esegue la conversione vera e propria dei consumi termici in elettrici. Per farlo è si devono semplicemente dividere i consumi termici invernali per il COP ed i carichi termici estivi per l'EER. Prima di tale operazione è tuttavia necessario "riordinare" i COP/EER.

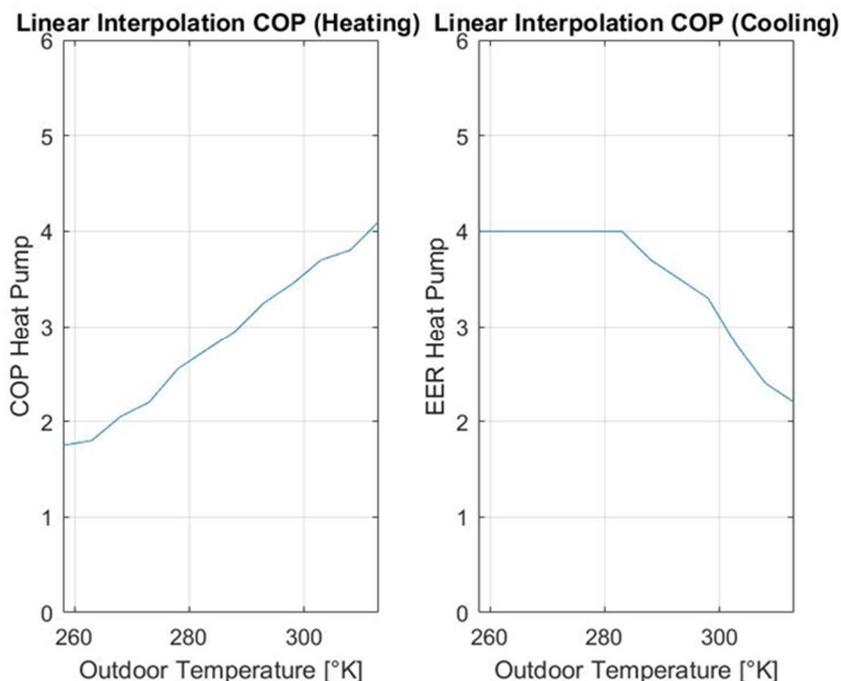


Figura 10 - interpolazioni lineari delle curve di prestazione della macchina prodotte dallo script matlab

Dalla simulazione energetica in Energy Plus si ottiene, infatti, un vettore di temperatura esterna per ogni edificio, relative al dato climatico della località introdotta.

Tale vettore contiene la temperatura a bulbo asciutto dell'aria esterna per ogni ora dell'anno, a partire dal 1 Gennaio fino al 31 Dicembre. Per poter ottenere dunque i COP/EER ad ogni ora dell'anno è necessario introdurre delle righe di codice che, per ogni temperatura esterna proveniente dalla simulazione in EnergyPlus, individui il COP/EER associato a tale temperatura e salvi il tutto in un array contenente i COP/EER ordinati secondo la temperatura esterna della simulazione.

Ottenuti tali vettori basta semplicemente dividere i carichi estivi per l'EER ordinato e le dispersioni invernali per il COP. Questi ultimi vengono calcolati nello script come somma dei contributi forniti dalle singole stanze climatizzate dell'edificio, dato ottenuto tra gli output dalla simulazione in Energy Plus.

Per rendere più veloce la conversione delle varie tipologie di edificio da simulare sono stati creati tre script differenti per ogni dimensione di appartamento: una per 80 m<sup>2</sup>, uno per i 90 m<sup>2</sup> e uno per i 100 m<sup>2</sup>. In ognuno di questi script vengono convertiti i consumi per: i) classi costruttive diverse di appartamento (C1, C2, C3, C4); ii) località; iii) tre diverse impostazioni del termostato che identificano tre tipi di utenti: il caso A ("Profilo Domestico"), il caso B ("Profilo Pendolare") e il caso C ("Profilo Ufficio").

Al termine di ciò lo script salva i dati di COP, EER, consumo elettrico estivo ed invernale nello stesso file Excel prodotto dalla simulazione in Energy Plus.

### 2.2.3 Costruzione della platea di utenti dell'aggregato

Al fine di valutare i consumi aggregati di un distretto abitativo, sono stati individuati 108 modelli, rappresentanti tutte le possibili combinazioni tra le variabili dei modelli, come già presentato nella precedente annualità. In questo modo sono state modellate le principali configurazioni degli appartamenti residenziali presenti sul territorio nazionale. Attraverso la realizzazione e la simulazione dei 108 modelli abitativi, in base a indagini ISTAT, è poi possibile costruire l'aggregato abitativo oggetto delle successive valutazioni. Per poter ottenere i consumi dell'intero aggregato è necessario, tuttavia, disporre dei consumi dei singoli modelli costituenti lo stesso. Si è reso inoltre necessario disporre di una procedura automatizzata che consentisse la rapida simulazione di tutte le varie casistiche introdotte. In questo modo è stato possibile variare semplicemente le configurazioni e le caratteristiche dell'impianto di climatizzazione per analisi successive. In generale si è scelto di condurre le simulazioni lungo un periodo temporale di un anno<sup>1</sup>. Come risultato si ottengono tutte le variabili climatiche nelle zone termiche dell'edificio con una risoluzione temporale scelta di un'ora. Tale intervallo è stato considerato adeguato, considerando l'inerzia termica propria degli impianti e degli edifici. I software considerati consentono di ottenere tuttavia risultati con una risoluzione temporale ancora più piccola in caso di necessità. I risultati delle simulazioni sono stati poi elaborati per ricavare i consumi termici aggregati di un distretto residenziale della città di Roma. Attraverso lo studio aggregato è stata ottenuta una rappresentazione realistica dei consumi termici di un insieme di abitazioni.

Al fine di poter definire una procedura rapida e facilmente ripetibile, che consenta la simulazione energetica in EnergyPlus, di tutte le varie casistiche identificate, è stato introdotto uno script in Python, chiamato "SET.py", che permetta la rapida definizione di tutti i file IDF che devono essere simulati. Tale script va a modificare i file di input EnergyPlus, andando ad impostare i set-point di temperatura dei termostati negli ambienti. Ovviamente la modifica dei file IDF attraverso Python è possibile solo grazie all'aggiunta del packaging Eppy.

## Descrizione appartamenti tipo

I modelli di "appartamenti residenziali tipo" sono stati accuratamente descritti nel report tecnico dell'annualità precedente.

I casi rappresentati che sono stati individuati sono stati distinti in base alle dimensioni, alla classe di costruzione strutturale, agli impianti di climatizzazione e all'utilizzo degli impianti da parte degli utenti. Per stabilire le dimensioni superficiali e la composizione degli appartamenti residenziali si è fatto riferimento alle normative riguardanti gli alloggi. Nel caso specifico sono stati considerati i riferimenti riportati nel testo.

Si è optato per la distinzione in tre classi dimensionali degli appartamenti:

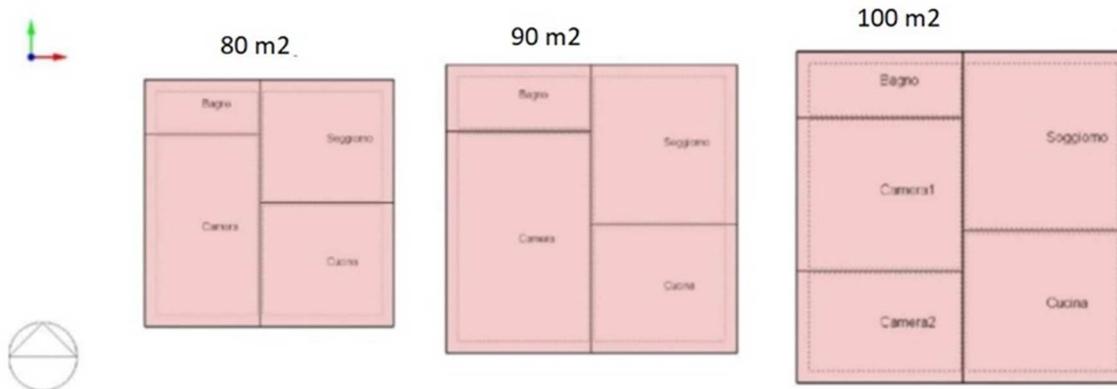
- Piccolo, con una superficie calpestabile di 80 m<sup>2</sup>, composti da una cucina, un bagno, una camera ed un soggiorno.
- Medio, con una superficie calpestabile di 90 m<sup>2</sup>, composto dalle stesse stanze del caso precedente.
- Grande, con superficie calpestabile di 100 m<sup>2</sup>, caratterizzato da un'ulteriore camera oltre le stanze presenti nei casi precedenti.

Il modello geometrico delle tre tipologie di appartamenti è stato realizzato considerando delle disposizioni architettoniche semplificate (figura 11). Questo particolare ambito della progettazione residenziale è regolata da norme nazionali e delle prescrizioni dei Regolamenti edilizi e Regolamenti di igiene di Comuni.

---

<sup>1</sup> Le simulazioni sono state realizzate relativamente ai dati meteorologici dell'anno 2002 per la città di Roma (file climatici estratti dal libreria online EnergyPlus).

Con questa logica sono stati accuratamente definiti: l'altezza delle abitazioni (pari a 3 m) e sono stati opportunamente dimensionati e posizionati gli infissi di tutti gli ambienti.



**Figura 11 - Dimensioni superficiali degli “appartamenti residenziali tipo”**

Per quanto riguarda le caratteristiche costruttive dei modelli sono state prese in considerazione quattro classi costruttive di “edifici residenziali tipo”, rappresentazioni dei quattro periodi storici di interesse:

- Classe costruttiva C1, descrive mediamente le abitazioni precedenti al 1900, considerata con lo scopo di rappresentare gli alloggi posti nei centri storici italiani.
- Classe costruttiva C2, descrive le abitazioni dal realizzate dal 1961 al 1975, con lo scopo di rappresentare il periodo della crisi petrolifera.
- Classe costruttiva C3, descrive le abitazioni dal realizzate dal 1976 al 1990, contraddistinta dalle prime disposizioni legislative in materia di efficienza energetica negli edifici.
- Classe costruttiva C4, descrive le abitazioni dal realizzate dal 1991 al 2005, caratterizzata dalle più recenti regolamentazioni sulla prestazione energetica degli edifici (dalla Legge n. 10 del 1991 al Decreto Legislativo n. 192 del 2005).

Non è stata considerata la classe costruttiva che rappresenta le abitazioni costruite dopo il 2005 poiché è un periodo che incide in modo poco significativo nello studio.

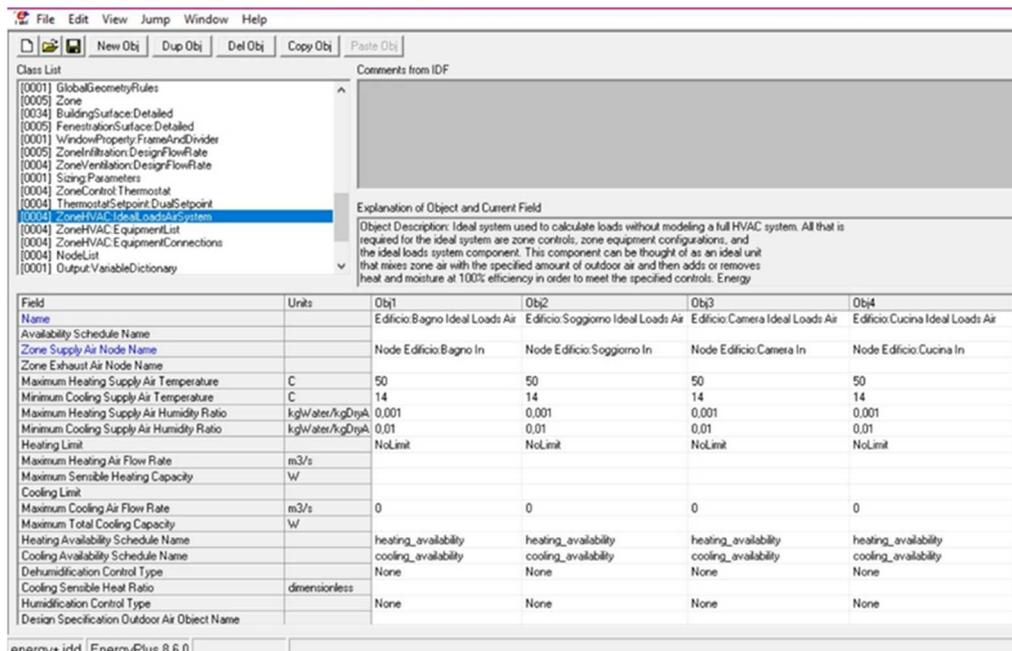
Per quanto riguarda la definizione degli impianti di riscaldamento e di raffrescamento, questa è stata eseguita prendendo in considerazione sia gli impianti di climatizzazione maggiormente diffusi sul territorio nazionale sia le recenti soluzioni impiantistiche di maggiore efficienza energetica.

A partire dai modelli sopra descritti, sono stati introdotti, mediante EnergyPlus, degli “impianti di climatizzazione ideali” che consentano di ottenere come output della simulazione la potenza termica che, fissato un determinato set-point di temperatura degli impianti, è necessario fornire in inverno e asportare d’estate per far fronte alle dispersioni termiche invernali e ai carichi termici estivi.

Tali impianti ideali sono stati introdotti mediante l’introduzione, nei vari IDF, dell’oggetto “ZoneHVAC:IdealLoadAirSystem” nell’Editor di EnergyPlus. Tale oggetto permette di simulare un impianto ideale ad aria, operante mediante terminali a convezione.

Per poter essere modellato richiede la definizione delle diverse zone climatiche in cui deve essere diviso l’ambiente e di un termostato interno agli ambienti, in questo caso ogni stanza, per semplicità, è stata considerata una zona climatica differente, con un determinato termostato.

Per la definizione delle zone climatiche sono stati aggiunti gli oggetti “ZoneHVAC:EquipmentConnections” e “ZoneHVAC:EquipmentList”, mentre per la definizione del termostato relativo ad ogni zona climatica sono stati introdotti gli oggetti “ZoneControl:Thermostat” e “ThermostatSetPoint:DualSetPoint”, in cui vengono specificati per tutto il periodo di simulazione, attraverso opportune schedule, i valori di temperatura che devono essere mantenuti dall’impianto ideali negli ambienti da climatizzare.



**Figura 10-Eempio introduzione dell’oggetto ZoneHVAC:IdealLoadAirSystem” nell’idf del modello per simulare il comportamento di un impianto di condizionamento ideale**

Come già accennato tale impianto permette di ottenere esclusivamente la potenza termica che è necessario fornire, per convezione, in inverno e asportare d’estate per garantire il mantenimento della temperatura imposta all’interno degli ambienti, senza la modellazione di un vero e proprio impianto HVAC. Tuttavia, a partire dai valori di consumi termici ottenuti dalla simulazione dei modelli, sono state modellate, le seguenti configurazioni impiantistiche:

- Impianto di riscaldamento composto dalla caldaia tradizionale con i radiatori; il rendimento medio dell’impianto è stato definito pari a 0,88, in riferimento al decreto legislativo. (configurazione modellata ma non utilizzata per l’aggregazione in demand response)
- Impianto di riscaldamento composto dalla caldaia tradizionale con i radiatori, caratterizzato dalle stesse prestazioni del caso precedente, e impianto di raffrescamento costituito da un condizionatore split-system.
- Impianto di climatizzazione annuale caratterizzato dalla pompa di calore con inverter, modellata in Matlab mediante la procedura esposta nel paragrafo precedente.

L’ultimo aspetto che distingue modelli differenti è il profilo di utilizzo degli impianti di climatizzazione. I profili di utilizzo degli impianti sono stati definiti sulla base dei profili maggiormente preimpostati nei termostati ambientali presenti in commercio, osservando che quasi la totalità dei termostati sono provvisti di profili standard, oltre a consentire la programmazione di profili personalizzati.

Sono stati selezionati tre profili standard:

- Profilo di presenza A “domestico”, è il profilo caratteristico dell’abitazione sempre occupata durante il giorno (presenza di casalinga, persona anziana, baby-sitter con bambini...). In questo caso i set-point considerati sono:
  - In inverno (“A HEATING”) la temperatura negli ambienti è impostata a 20° C dalle 7 alle 22 e a 17°C nel altre ore del giorno.
  - In estate (“A COOLING”) la temperatura negli ambienti è impostata a 24°C dalle 7 alle 22 e a 27°C nelle altre ore del giorno.
  
- Profilo di presenza B “famiglia”, è il profilo caratteristico dell’abitazione occupata da persone che uscite la mattina, rientrano per la pausa pranzo, escono di nuovo il primo pomeriggio per rientrare in casa prima del pomeriggio (lavoratore con rientro pomeridiano, famiglia con figli studenti...). In questo caso i set-point considerati sono:
  - In inverno (“B HEATING”) la temperatura negli ambienti è impostata a 20° C dalle 7 alle 9, dalle 12 alle 14, dalle 18 alle 22 e a 17°C nel altre ore del giorno.
  - In estate (“B COOLING”) la temperatura negli ambienti è impostata fisso a 24°C dalle 7 alle 9, dalle 12 alle 14, dalle 18 alle 22 e a 27°C nelle altre ore del giorno.
  
- Profilo di presenza C “pendolare”, è il profilo caratteristico dell’abitazione occupata da persone che uscite la mattina, non rientrano in casa prima del tardo pomeriggio (pendolari, famiglia con adulti che lavorano e figli a scuola con tempo pieno). In questo caso i set-point considerati sono:
  - In inverno (“C HEATING”) la temperatura negli ambienti è impostata a 20° C dalle 7 alle 9, dalle 18 alle 22 e a 17°C nel altre ore del giorno.
  - In estate (“C COOLING”) la temperatura negli ambienti è impostata fisso a 24°C dalle 7 alle 9, dalle 18 alle 22 e a 27°C nelle altre ore del giorno.

## Definizione aggregato residenziale

Per ricavare i consumi di energia annuali di un distretto residenziale composto da gruppi di abitazioni residenziali eterogenee, è stata introdotta una specifica procedura per quantificare il numero di volte che ognuno dei 108 appartamenti è compreso nel campione di appartamenti che compongono l'aggregato. Inizialmente è stato considerato un campione di 1000 appartamenti. Tale valore è salito poi a 1008 a causa delle approssimazioni e degli arrotondamenti introdotti. Ne consegue che l'elaborazione dei dati è stata realizzata in riferimento a 1008 appartamenti.

La procedura è stata definita sulla base delle informazioni ricavate rielaborando i dati statistici della città di Roma (Tabella 1).

Numero delle abitazioni della città di Roma occupate da persone residenti in edifici residenziali suddivise per epoca di costruzione									
1918-e precedenti	1919-1945	1946-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2005	2006-e successivi	TOTALE
43080	98488	254811	299490	196364	127085	52682	36030	27953	1135983
3.792310272	8.669848052	22.43088145	26.36395087	17.2858221	11.1872273	4.6375694	3.1717024	2.460688232	
4%	9%	22%	26%	17%	11%	5%	3%	2%	
Numero delle abitazioni della città di Roma occupate da persone residenti per classi di superficie dell'abitazione (mq)									
Fino a 29 mq	30-39 mq	40-49 mq	50-59 mq	60-79 mq	80-99 mq	100-119 mq	120-149 mq	150 mq in più	TOTALE
2436	31306	71899	112773	319390	268298	149170	94331	87788	1137391
0.214174369	2.752439574	6.321396951	9.915059993	28.0809326	23.5888977	13.1151029	8.2936299	7.71836598	
0%	3%	6%	10%	28%	24%	13%	8%	8%	
Numero di abitazioni della città di Roma occupate da persone residenti con impianto di riscaldamento (valori assoluti) per tipo di combustibile/energia									
Metano, gas naturale	Gasolio	Gpl (Gas Petrolio Liquefatto)	Combustibile solido (legna, carbone, ecc.)	Olio combustibile	Energia elettrica	Altro Combustibile			
964324	100431	20793	22816	1873	69577	10350			
81%	8%	2%	2%	0%	6%	1%			
Percentuale delle abitazioni della zona climatica D con o senza impianto di riscaldamento e con o senza impianto di raffrescamento									
Solo riscaldamento	Solo raffrescamenti	Riscaldamento e raffrescamento	Nessun Impianto	Totale					
0.691	0.006	0.249	0.054	1					

**Tabella 2 – Riferimenti statistici delle abitazioni della città di Roma**

Per prima cosa sono stati dedotti i dati percentuali delle abitazioni suddivise per classe di costruzione di riferimento dal "numero delle abitazioni occupate da persone residenti in edifici residenziali suddivise per epoca di costruzione". Allo stesso modo è stata ricavata la percentuale delle abitazioni suddivise per dimensione superficiale di riferimento dal "numero delle abitazioni per classi di superficie dell'abitazione (mq)".

Il procedimento è stato ripetuto per ricavare la percentuale degli appartamenti che utilizzano metano, provvisti di caldaia, e quelli che utilizzano energia elettrica<sup>2</sup>, dotati di pompa di calore, dal "numero delle abitazioni con impianto di riscaldamento suddivise per tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto".

Infine è stata calcolata la distribuzione percentuale degli appartamenti provvisti della sola caldaia oppure di caldaia e di condizionatore split system, senza considerare gli appartamenti dotati di pompa di calore, dalla "percentuale delle abitazioni della zona climatica D (Roma) con o senza impianto di riscaldamento e con o senza impianto di raffrescamento". Sono state unite le ultime due voci per definire in modo semplificato la percentuale degli appartamenti dotati di caldaia tradizionale, dotati di caldaia e condizionatore split system e dotati di pompa di calore inverter. Poiché non sono stati trovati adeguati riferimenti relativamente all'utilizzo degli impianti da parte degli utenti, si è optato per un'equa partizione dei casi tra i tre profili di utilizzo. Le percentuali ottenute sono riportate nella Tabella 2 per le città di Roma.

<sup>2</sup> Nei dati ottenuti dal censimento l'uso di energia elettrica si riferisce al funzionamento dell'impianti di riscaldamento. Nello studio, in modo semplificato, è stato sottointeso che questa percentuale rappresenta un impianto di climatizzazione costituito da una pompa di calore inverter.

Numero e percentuale delle abitazioni della città di Roma occupate da persone residenti suddivise per le classi costruttive di interesse				
Classe C1	Classe C2	Classe C3	Classe C4	
fino al 1900	da 1961 al 1975	da 1976 al 1990	da 1991 al 2005	TOTALE
43080	299490	323449	88712	754731
0.05707994	0.396816879	0.428561964	0.117541217	
6%	40%	43%	12%	
Numero e percentuale delle abitazioni della città di Roma occupate da persone residenti per dimensioni superficiali di interesse [mq]				
80	90	100		
da 60 a 79 [mq]	da 80 a 99 [mq]	da 100 a 119 [mq]	TOTALE	
319390	268298	149170	736858	
0.433448507	0.36411086	0.202440633		
43%	36%	20%		
Numero e percentuale di abitazioni della città di Roma occupate da persone residenti suddivise per tipologia di combustibile utilizzato per la climatizzazione				
Metano+Gasolio (caldaia e caldaia + slit system)	Energia elettrica (pompa di calore)	TOTALE		
1064755	69577	1134332		
0.938662579	0.061337421			
94%	6%			
Percentuale delle abitazioni dotate del solo impianto di riscaldamento e caratterizzate dall'impianto di riscaldamento e raffrescamento				
Riscaldamento	Riscaldamento e Raffrescamento	TOTALE		
0.691	0.249	0.94		
0.735106383	0.264893617			
74%	26%			
Percentuale delle abitazioni della città di Roma occupate da persone residenti suddivise per tipologia di impianto di climatizzazione				
Caldaia	Caldaia + split system	Pompa di calore		
69.1	24.9	6%		
69%	25%	6%		
Percentuale delle abitazioni della città di Roma per profilo di utilizzo degli impianti di climatizzazione				
Profilo A	Profilo B	Profilo C		
"Casalinga"	"Pendolare"	"Ufficio"		
33%	33%	33%		

Tabella 2 - Valori ricavati dai riferimenti statistici della città di Roma.

Ottenute le percentuali di riferimento, è stato definito l'aggregato vero e proprio. Il primo passaggio è stato ripartire in quattro frazioni il campione iniziale di 1000 unità sulla base della percentuale delle abitazioni suddivise per classe di costruzione di riferimento (C1, C2, C3 e C4).

Ciascuna delle quattro frazioni è stata suddivisa, a sua volta, in relazione alla percentuale delle abitazioni suddivise per dimensione superficiale di riferimento (80 m<sup>2</sup>, 90 m<sup>2</sup>, 100 m<sup>2</sup>). Di nuovo i dati ricavati sono stati divisi in base alla percentuale delle abitazioni caratterizzate da una delle tre tipologie di impianto di climatizzazione (riscaldamento con caldaia; riscaldamento con caldaia e raffrescamento con split;

riscaldamento e raffrescamento con pompa di calore). Infine i valori ottenuti sono stati equamente suddivisi tra i tre profili di utilizzo degli impianti di climatizzazione. Ne consegue che sono stati trovati 108 valori differenti, che sommati costituiscono il campione effettivo di 1008 unità.

I dati ottenuti nelle diverse fasi del procedimento sono riportati nelle seguenti tabelle (3-4-5-6) per la città di Roma. Ogni tabella è riferita ad una determinata classe costruttiva (quattro tabelle definiscono l'aggregato residenziale della città di Roma).

Numero edifici	1000			Approssimazione		Totale	
Tipologia C1	60			Tipologia C1	63	1008	
			2.1285 (prof. A)				2 (prof. A)
		6.45	2.1285 (prof. B)			6	2 (prof. B)
		(cald+split)	2.1285 (prof. C)			(cald+split)	2 (prof. C)
	25.8		5.87466 (prof. A)		27		6 (prof. A)
	(80 m <sup>2</sup> )	17.802	5.87466 (prof. B)		(80 m <sup>2</sup> )	18	6 (prof. B)
		(cald.)	5.87466 (prof. C)			(cald.)	6 (prof. C)
			0.51084 (prof. A)				1 (prof. A)
		1.548	0.51084 (prof. B)			3	1 (prof. B)
		(heat pump)	0.51084 (prof. C)			(heat pump)	1 (prof. C)
			1.782 (prof. A)				2 (prof. A)
		5.4	1.782 (prof. B)			6	2 (prof. B)
		(cald+split)	1.782 (prof. C)			(cald+split)	2 (prof. C)
	21.6		4.91832 (prof. A)		24		5 (prof. A)
	(90 m <sup>2</sup> )	14.904	4.91832 (prof. B)		(90 m <sup>2</sup> )	15	5 (prof. B)
		(cald.)	4.91832 (prof. C)			(cald.)	5 (prof. C)
			0.42768 (prof. A)				1 (prof. A)
		1.296	0.42768 (prof. B)			3	1 (prof. B)
		(heat pump)	0.42768 (prof. C)			(heat pump)	1 (prof. C)
			0.99 (prof. A)				1 (prof. A)
		3	0.99 (prof. B)			3	1 (prof. B)
		(cald+split)	0.99 (prof. C)			(cald+split)	1 (prof. C)
	12		2.7324 (prof. A)		12		3 (prof. A)
	(100 m <sup>2</sup> )	8.28	2.7324 (prof. B)		(100 m <sup>2</sup> )	9	3 (prof. B)
		(cald.)	2.7324 (prof. C)			(cald.)	3 (prof. C)
			0.2376 (prof. A)				0 (prof. A)
		0.72	0.2376 (prof. B)			0	0 (prof. B)
		(heat pump)	0.2376 (prof. C)			(heat pump)	0 (prof. C)

**Tabella 3 – Composizione aggregato residenziale nella città di Roma: edifici classe costruttiva C1.**

Una volta valutata la composizione dell'aggregato residenziale è stato realizzato uno script Matlab che consente di valutarne i consumi complessivi annuali e medi.

Tale codice, dal nome "flex\_Aggregato", ricostruisce i consumi dell'intero aggregato, operando una combinazione lineare tra i consumi delle varie casistiche ottenute dalle varie simulazioni in EnergyPlus, avendo come coefficienti angolari le molteplicità dei vari modelli ottenuti dall'elaborazione dei dati relativi al censimento ISTAT (Tabella 7).

Numero edifici	1000			Approssimazione	
Tipologia C2	400			Tipologia C2	402
		43	14.19 (prof. A) 14.19 (prof. B) 14.19 (prof. C) (cald+split)		42 14 (prof. A) 14 (prof. B) 14 (prof. C) (cald+split)
	172	39.1644 (prof. A) 118.68 39.1644 (prof. B) (80 m 2) 39.1644 (prof. C) (cald.)		174 40 (prof. A) (80 m 2) 120 40 (prof. B) 40 (prof. C) (cald.)	
		10.32 3.4056 (prof. A) 3.4056 (prof. B) (heat pump) 3.4056 (prof. C)		4 (prof. A) 12 4 (prof. B) (heat pump) 4 (prof. C)	
		36 11.88 (prof. A) 11.88 (prof. B) (cald+split) 11.88 (prof. C)		36 12 (prof. A) 12 (prof. B) (cald+split) 12 (prof. C)	
	144	32.7888 (prof. A) (90 m 2) 99.36 32.7888 (prof. B) (cald.) 32.7888 (prof. C)		144 33 (prof. A) (90 m 2) 99 33 (prof. B) (cald.) 33 (prof. C)	
		8.64 2.8512 (prof. A) 2.8512 (prof. B) (heat pump) 2.8512 (prof. C)		3 (prof. A) 9 3 (prof. B) (heat pump) 3 (prof. C)	
		20 6.6 (prof. A) 6.6 (prof. B) (cald+split) 6.6 (prof. C)		7 (prof. A) 21 7 (prof. B) (cald+split) 7 (prof. C)	
	80	18.216 (prof. A) (100 m 2) 55.2 18.216 (prof. B) (cald.) 18.216 (prof. C)		84 19 (prof. A) (100 m 2) 57 19 (prof. B) (cald.) 19 (prof. C)	
		4.8 1.584 (prof. A) 1.584 (prof. B) (heat pump) 1.584 (prof. C)		2 (prof. A) 6 2 (prof. B) (heat pump) 2 (prof. C)	

Tabella 4 – Composizione aggregato residenziale nella città di Roma: edifici classe costruttiva C2.

Numero edifici	1000			Approssimazione	
Tipologia C3	430			Tipologia C3	423
		46.225 15.2543 (prof. A) 15.2543 (prof. B) 15.2543 (prof. C) (cald+split)		45 15 (prof. A) 15 (prof. B) 15 (prof. C) (cald+split)	
	184.9	42.1017 (prof. A) (80 m 2) 127.581 42.1017 (prof. B) (cald.) 42.1017 (prof. C)		183 42 (prof. A) (80 m 2) 126 42 (prof. B) (cald.) 42 (prof. C)	
		11.094 3.66102 (prof. A) 3.66102 (prof. B) (heat pump) 3.66102 (prof. C)		4 (prof. A) 12 4 (prof. B) (heat pump) 4 (prof. C)	
		38.7 12.771 (prof. A) 12.771 (prof. B) (cald+split) 12.771 (prof. C)		39 13 (prof. A) 13 (prof. B) (cald+split) 13 (prof. C)	
	154.8	35.248 (prof. A) (90 m 2) 106.812 35.248 (prof. B) (cald.) 35.248 (prof. C)		153 35 (prof. A) (90 m 2) 105 35 (prof. B) (cald.) 35 (prof. C)	
		9.288 3.06504 (prof. A) 3.06504 (prof. B) (heat pump) 3.06504 (prof. C)		3 (prof. A) 9 3 (prof. B) (heat pump) 3 (prof. C)	
		21.5 7.095 (prof. A) 7.095 (prof. B) (cald+split) 7.095 (prof. C)		7 (prof. A) 21 7 (prof. B) (cald+split) 7 (prof. C)	
	86	19.5822 (prof. A) (100 m 2) 59.34 19.5822 (prof. B) (cald.) 19.5822 (prof. C)		87 20 (prof. A) (100 m 2) 60 20 (prof. B) (cald.) 20 (prof. C)	
		5.16 1.7028 (prof. A) 1.7028 (prof. B) (heat pump) 1.7028 (prof. C)		2 (prof. A) 6 2 (prof. B) (heat pump) 2 (prof. C)	

Tabella 5 – Composizione aggregato residenziale nella città di Roma: edifici classe costruttiva C3

Numero edifici		1000			Approssimazione				
Tipologia C4		120			Tipologia C4		120		
			4.257	(prot. A)				4	(prot. A)
		12.9	4.257	(prot. B)			12	4	(prot. B)
		(calda+split)	4.257	(prot. C)			(calda+split)	4	(prot. C)
		51.6	11.7493	(prot. A)		51		12	(prot. A)
	(80 m <sup>2</sup> )	35.604	11.7493	(prot. B)		(80 m <sup>2</sup> )	36	12	(prot. B)
	(calda.)		11.7493	(prot. C)		(calda.)		12	(prot. C)
			1.02168	(prot. A)				1	(prot. A)
		3.096	1.02168	(prot. B)			3	1	(prot. B)
	(heat pump)		1.02168	(prot. C)		(heat pump)		1	(prot. C)
			3.564	(prot. A)				4	(prot. A)
		10.8	3.564	(prot. B)			12	4	(prot. B)
	(calda+split)		3.564	(prot. C)		(calda+split)		4	(prot. C)
		43.2	9.83664	(prot. A)		45		10	(prot. A)
	(90 m <sup>2</sup> )	29.808	9.83664	(prot. B)		(90 m <sup>2</sup> )	30	10	(prot. B)
	(calda.)		9.83664	(prot. C)		(calda.)		10	(prot. C)
			0.85536	(prot. A)				1	(prot. A)
		2.592	0.85536	(prot. B)			3	1	(prot. B)
	(heat pump)		0.85536	(prot. C)		(heat pump)		1	(prot. C)
			1.98	(prot. A)				2	(prot. A)
		6	1.98	(prot. B)			6	2	(prot. B)
	(calda+split)		1.98	(prot. C)		(calda+split)		2	(prot. C)
		24	5.4648	(prot. A)		24		5	(prot. A)
	(100 m <sup>2</sup> )	16.56	5.4648	(prot. B)		(100 m <sup>2</sup> )	15	5	(prot. B)
	(calda.)		5.4648	(prot. C)		(calda.)		5	(prot. C)
			0.4752	(prot. A)				1	(prot. A)
		1.44	0.4752	(prot. B)			3	1	(prot. B)
	(heat pump)		0.4752	(prot. C)		(heat pump)		1	(prot. C)

Tabella 6 – Composizione aggregato residenziale nella città di Roma: edifici classe costruttiva C4.

Numero degli appartamenti suddivisi per profilo di utilizzo degli impianti di climatizzazione								
CLASSE C1								
80 m <sup>2</sup>			90 m <sup>2</sup>			100 m <sup>2</sup>		
Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore	Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore	Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore
Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C
6-6-6	2-2-2	1-1-1	5-5-5	2-2-2	1-1-1	3-3-3	1-1-1	0-0-0
CLASSE C2								
80 m <sup>2</sup>			90 m <sup>2</sup>			100 m <sup>2</sup>		
Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore	Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore	Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore
Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C
40-40-40	14-14-14	4-4-4	33-33-33	12-12-12	3-3-3	19-19-19	7-7-7	2-2-2
CLASSE C3								
80 m <sup>2</sup>			90 m <sup>2</sup>			100 m <sup>2</sup>		
Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore	Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore	Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore
Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C
42-42-42	15-15-15	4-4-4	35-35-35	13-13-13	3-3-3	20-20-20	7-7-7	2-2-2
CLASSE C4								
80 m <sup>2</sup>			90 m <sup>2</sup>			100 m <sup>2</sup>		
Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore	Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore	Caldaia	Caldaia+Split System	Pompa di calore
Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C	Profili A-B-C
12-12-12	4-4-4	1-1-1	10-10-10	4-4-4	1-1-1	5-5-5	2-2-2	1-1-1

Tabella 7– Composizione della platea di utenze dell’aggregatore per la città di Roma

#### 2.2.4 Simulazione di scenari di programmi di aggregazione: metodologia

Al fine di valutare la capacità di energia su cui un Aggregatore può fare affidamento sfruttando la flessibilità e la disponibilità delle utenze al variare delle proprie abitudini, sono stati individuati dei casi studio su cui poter applicare il simulatore di consumi realizzato. Per questo motivo, si è scelto di costruire un aggregato residenziale, situato nella città di Roma, la cui composizione è stata definita nel paragrafo precedente.

Per poter ottenere dei dati di flessibilità è stato necessario, in primo luogo, definire un profilo di consumo standard, che verrà in seguito chiamato “profilo nominale di carico (baseline)”, in cui vengono calcolati, per tutti gli appartamenti costituenti l’aggregato, i profili di consumo elettrico standard necessario a garantire le loro condizioni di confort degli utenti, nel caso in cui questi non partecipino ad alcun programma di aggregazione (paragrafo 2.2.5). Tale profilo è il termine di paragone per valutare successivamente i risultati delle politiche di flessibilità dei vari utenti e dell’aggregato.

Una volta valutati i consumi dell’aggregato residenziale nella baseline, questi sono stati ricalcolati nel caso di una loro variazione a seguito di partecipazione a programmi di demand response (DR). Nel caso specifico, in questa annualità, l’attenzione è stata posta sulla valutazione della riserva di flessibilità degli utenti in termini di variazione del profilo di utilizzo dei loro impianti di climatizzazione. In particolare in questa annualità è stata valutata la strategia di DR denominata **Thermostatically Load Control (TLC)**. Tale strategia di DR, viene semplicemente applicata dagli utenti che partecipano al “programma di aggregazione”, variando per un breve periodo di tempo (un’ora) il set-point di temperatura degli impianti, in modo da fornire, ad un’eventuale aggregatore, una capacità energetica da poter utilizzare nel mercato elettrico del dispacciamento qualora ne avesse bisogno.

Per prima cosa, è stato valutato l’impatto di tali azioni sui consumi complessivi di un aggregato residenziale, simulando energeticamente i vari modelli con i set-point di temperatura variati, prima di 1°C, poi di 2°C, per tutto il tempo in cui gli impianti sarebbero stati attivi. Da tali osservazioni è stato quindi possibile stabilire il potenziale massimo di flessibilità di un determinato aggregato residenziale e giustificare quindi l’interesse verso l’utilizzo di programmi di DR da parte di un potenziale Aggregatore.

In un secondo momento, è stato introdotto l’algoritmo di modellazione della flessibilità energetica e della partecipazione degli utenti ai programmi di DR. Grazie a tale algoritmo, è possibile ricavare per ogni giorno, ora per ora, la capacità dei vari utenti di fornire effettivamente flessibilità energetica ad un eventuale aggregatore.

Infine, è stato simulato un programma di DR con TLC per un giorno rappresentativo invernale ed uno estivo. In questo modo è stato possibile stimare la flessibilità energetica dell’aggregato situato a Roma, per una determinata richiesta di capacità, inviata agli utenti, dall’aggregatore.

Per una maggiore comprensione dei risultati, sono riportati i grafici dell’andamento annuale della temperatura esterna a bulbo secco delle città di Roma (Figura 11) nell’anno 2002, anno di riferimento del database EnergyPlus.

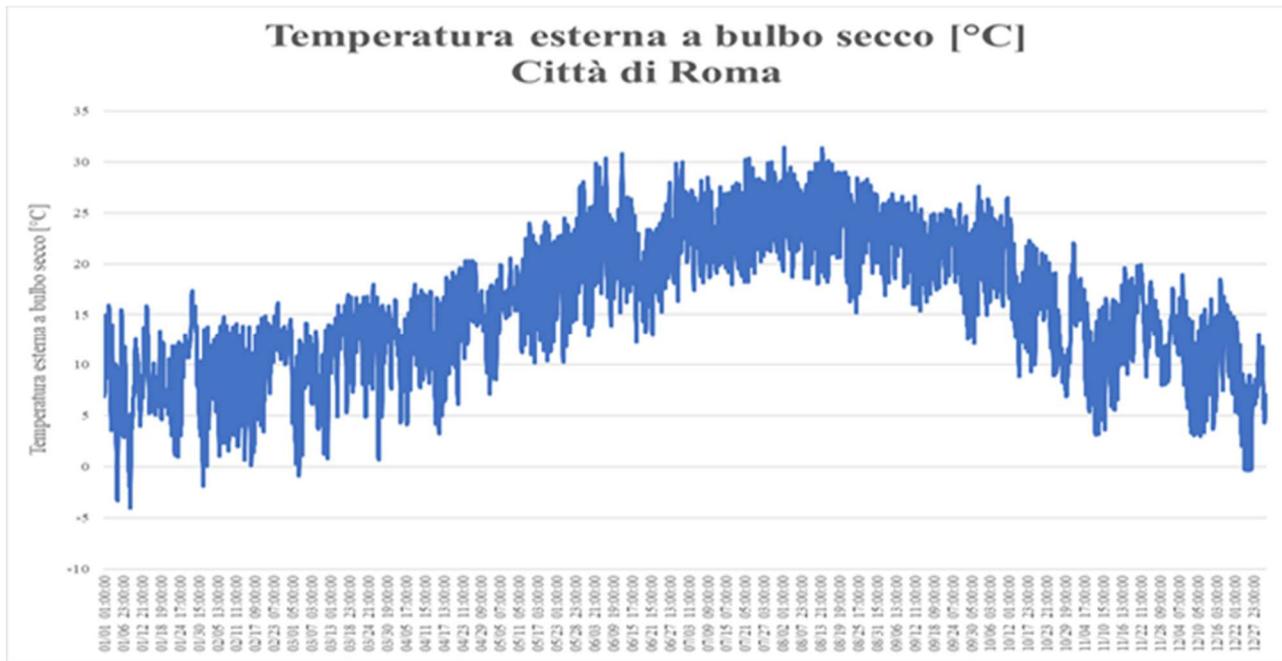


Figura 11 – Temperatura esterna a bulbo secco città di Roma, andamento orario

### 2.2.5 Baseline, individuazione del profilo nominale di carico

Da una prima analisi dei dati riportati nelle precedenti tabelle 1 e 2, è chiaro che solo una piccola percentuale di utenti modellati nel distretto si presta all'applicazione di un progetto di aggregazione ad opera di un potenziale aggregatore. Infatti, solo gli appartamenti per cui la climatizzazione prevede il consumo di energia elettrica possono applicare strategie di DR per gestire i loro consumi, mediante la variazione del set-point di temperatura.

Dalle indagini statistiche condotte sulla città di Roma emerge che, sul campione considerato, solo il 31.5% degli appartamenti (318 su 1008) ha un sistema di climatizzazione mediante split system o pompa di calore.

La tabella 8 riporta la suddivisione, per vettore energetico, dei consumi annuali per climatizzazione (riscaldamento e raffrescamento) simulati per l'aggregato di Roma.

<b>TOTALE CONSUMI ANNUALI PER CLIMATIZZAZIONE, AGGREGATO DI ROMA, Profilo nominale di carico</b>		
<i>Consumi Gas Naturale [Scm]</i>	<i>Consumi En. Elettrica Raffrescamento [MWh]</i>	<i>Consumi En. Elettrica Riscaldamento [MWh]</i>
807678	25.01	177.91

Tabella 8–Consumi totali aggregato Roma

Poiché l'applicazione di strategie di DR sono indirizzate alla flessibilità dei carichi elettrici, l'analisi dei consumi del distretto/aggregato si è focalizzerà da qui in poi sulle utenze di condizionamento elettriche (split estivo o pompa di calore annuale).

Per quanto riguarda le utenze dell'aggregato dotate solamente di caldaia a gas, occorre sottolineare che è sempre possibile simulare delle strategie TLC con modifica del set-point; tuttavia, anche se queste strategie possono sicuramente portare alla riduzione dei consumi energetici sia delle singole utenze sia del distretto simulato, è necessario ribadire che esse non si prestano a programmi di DR in quanto i loro effetti gravano sulla rete del gas naturale e non su quella elettrica (cfr. Tabella 9, nel prossimo paragrafo).

Le figure 12, 13 e 14 riportano l'andamento orario dei consumi elettrici per esigenze di riscaldamento e raffrescamento del distretto simulato. In particolare: la figura 12, riporta l'andamento annuale dei consumi elettrici dell'aggregato; la figura 13 riporta l'andamento orario dei consumi elettrici dell'aggregato in una giornata invernale (20 febbraio); la figura 14 riporta l'andamento orario dei consumi elettrici dell'aggregato in una giornata estiva (20 luglio).

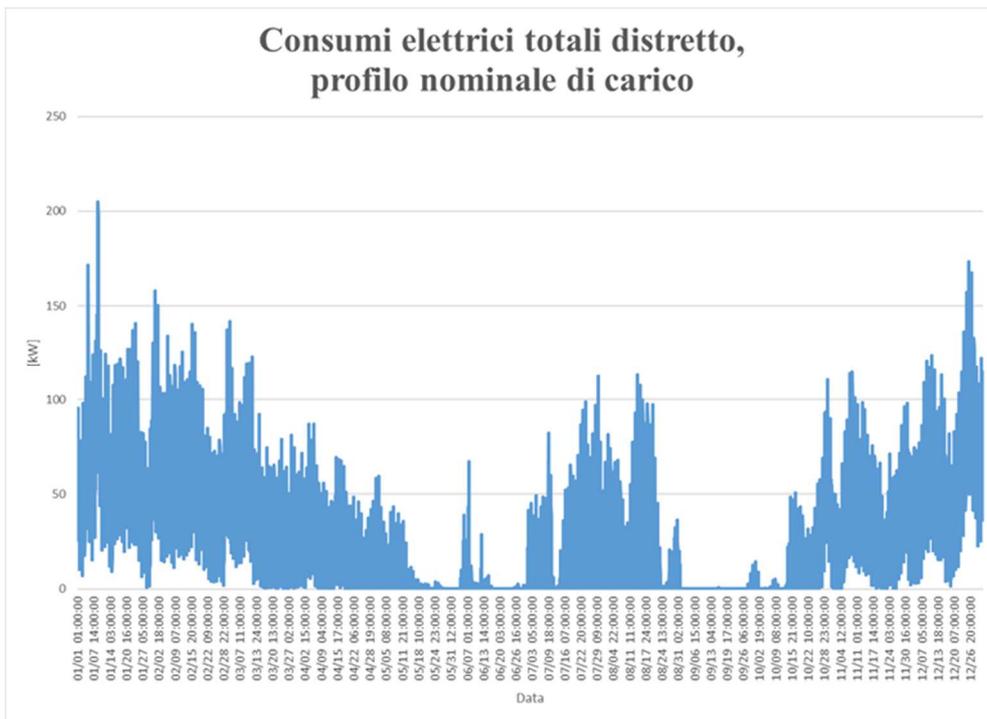


Figura 12 – Andamento potenza elettrica impegnata per la climatizzazione dell'aggregato urbano situato nella città di Roma

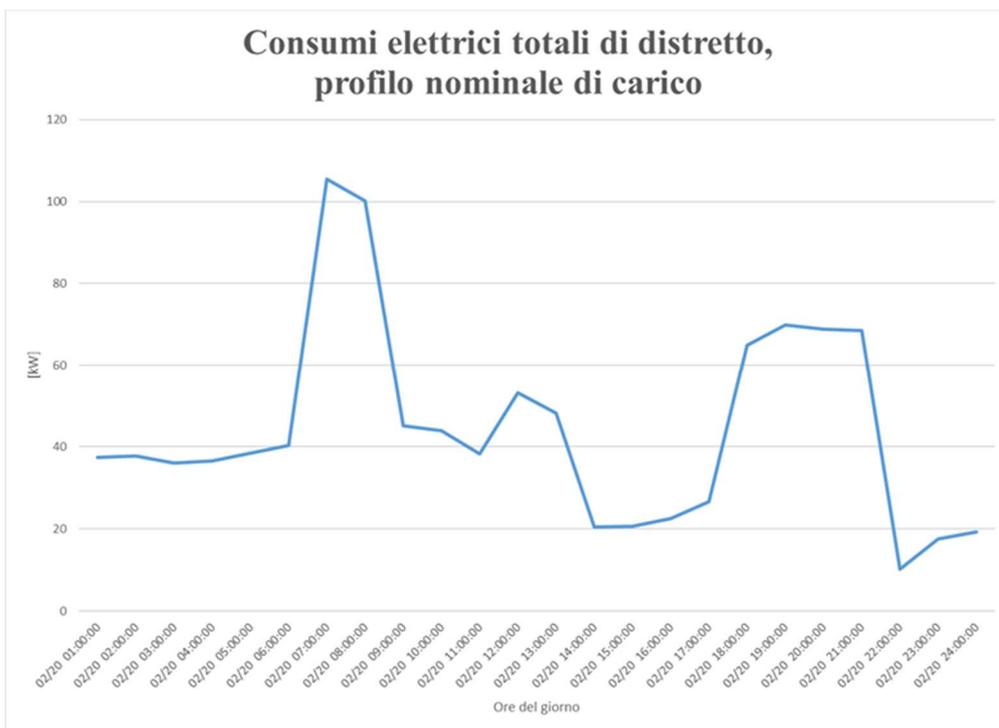
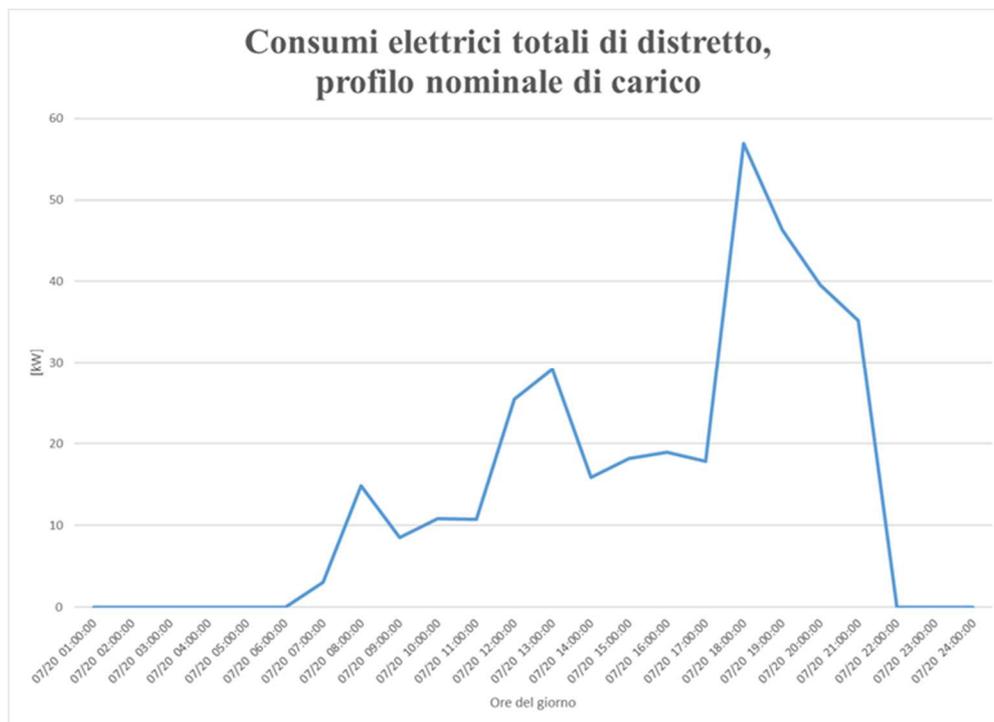


Figura 13 – Andamento potenza elettrica impegnata per la climatizzazione dell'aggregato urbano situato nella città di Roma, 20 Febbraio



**Figura 14 – Andamento potenza elettrica impegnata per la climatizzazione dell’aggregato urbano situato nella città di Roma, 20 Luglio**

### 2.2.6 Simulazione della flessibilità massima dell’aggregato con programmi di DR basati su TCL

Individuato il profilo di consumi di riferimento dell’aggregato residenziale, l’analisi si è spostata sulla valutazione della flessibilità energetica ricavabile da tale aggregato, nell’ottica che tutti i consumatori modifichino il loro profilo di utilizzo degli impianti di climatizzazione, su richiesta dell’aggregatore cioè, partecipino al programma di aggregazione.

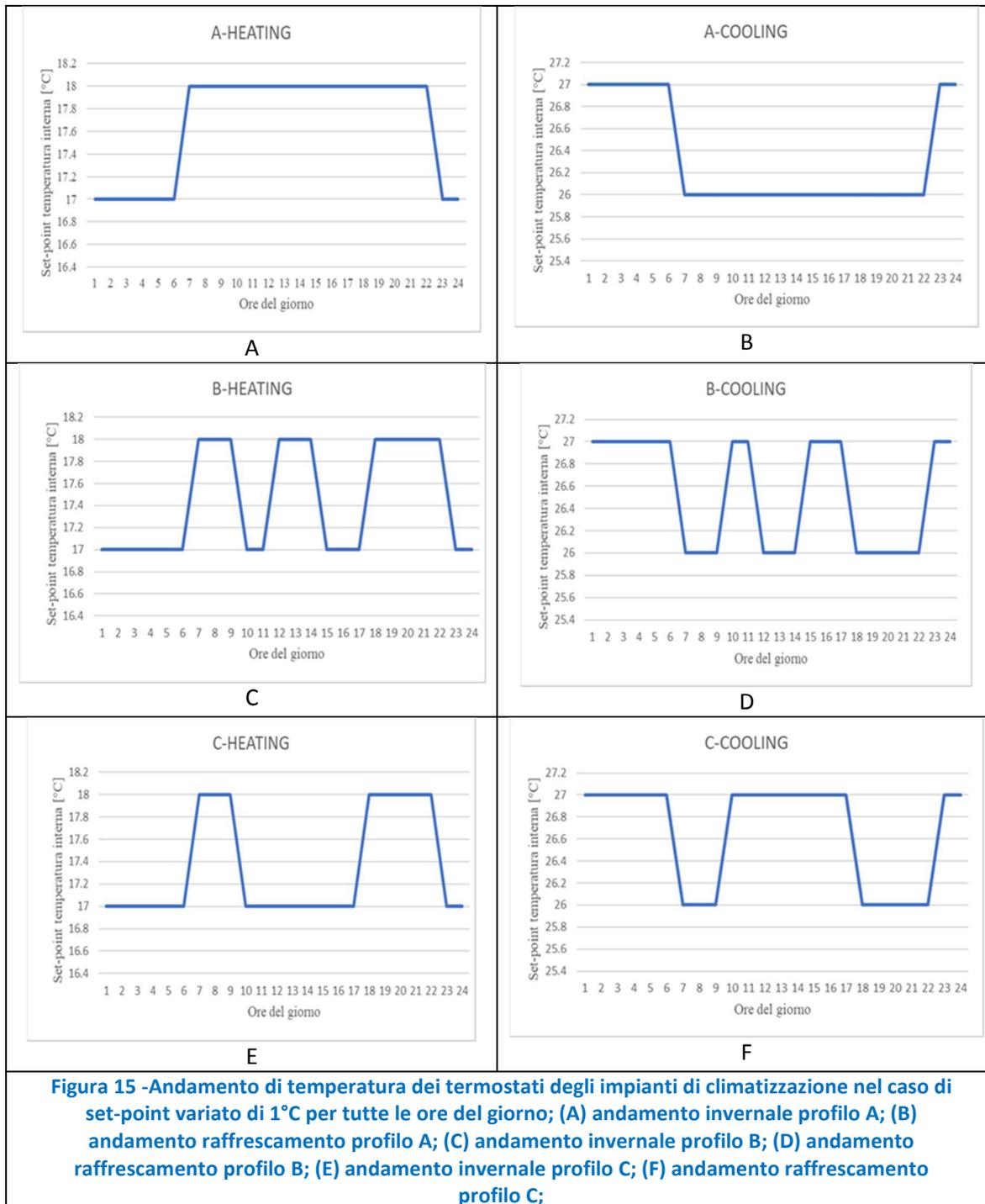
La flessibilità energetica è qui intesa come il minor impegno di potenza ottenibile grazie alla modifica temporanea del profilo di consumo abituale degli utenti. Nel caso specifico di questa analisi si è interessati alla valutazione della flessibilità ricavabile dalla modifica dei set-point di temperatura impostati ai termostati degli appartamenti da parte degli utenti finali. Tale strategia, come detto, risponde al nome di TCL, dall’acronimo inglese “thermostatically controlled loads”.

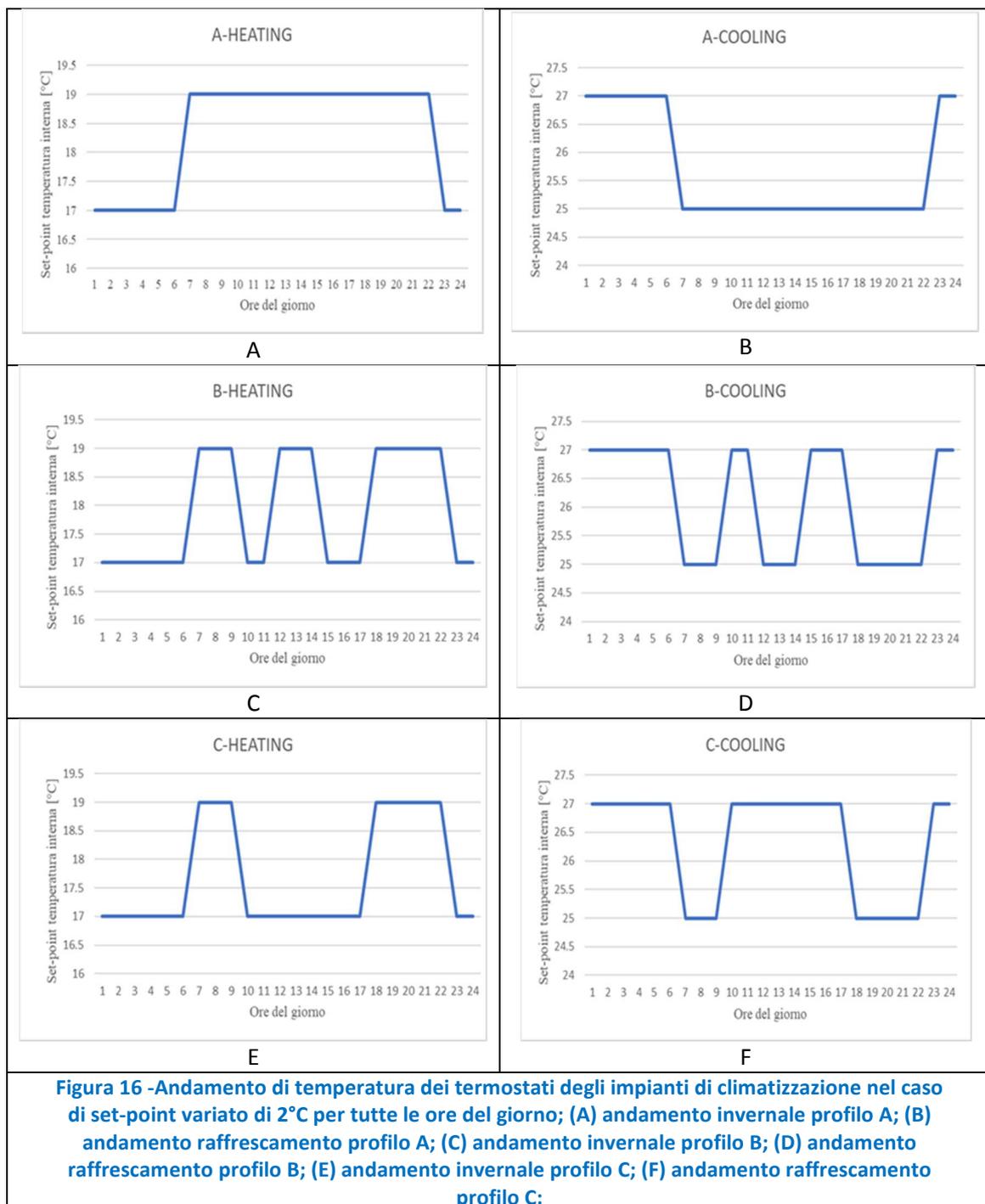
La prima valutazione che è stata fatta riguarda la stima della massima flessibilità ottenibile dall’aggregato, nel caso in cui tutti gli utenti varino il loro set-point di temperatura per tutte le ore in cui avrebbero mantenuto acceso l’impianto di climatizzazione. È ovvio che, tale profilo di consumo non può né considerarsi una vera e propria strategia di DR, né un’eventuale richiesta da parte di un potenziale aggregatore, comportando un grado di discomfort troppo importante per i consumatori. Tuttavia questo scenario è stato simulato, come analisi preliminare, per individuare l’ordine di grandezza della potenziale flessibilità ottenibile ora per ora, semplicemente variando i set-point di temperatura dei termostati nelle abitazioni.

Questa analisi preliminare è stata realizzata simulando tutto il distretto residenziale, per due diversi profili di consumo.

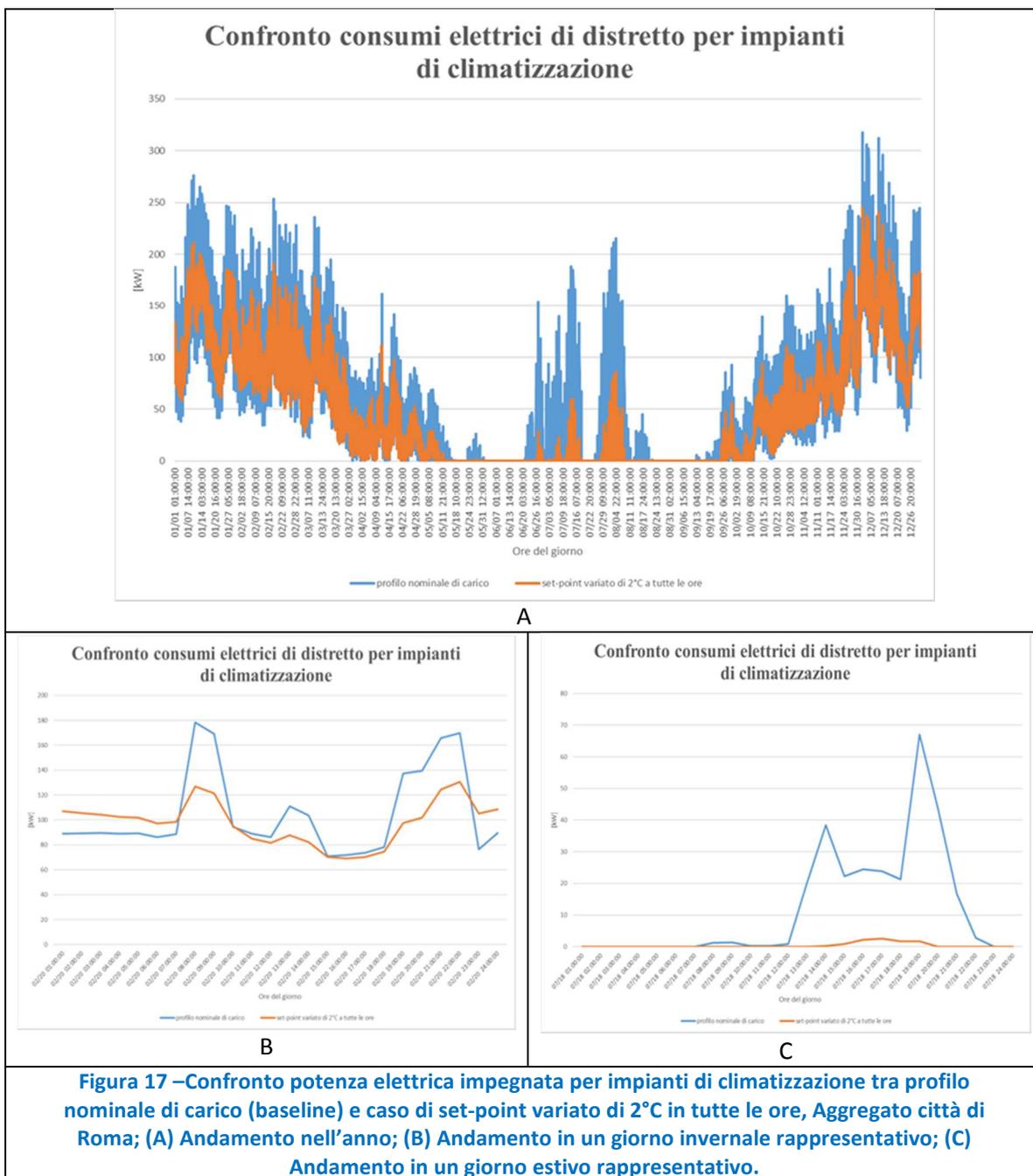
Il primo caso trattato è stato quello in cui il set-point dei termostati installati negli appartamenti è stato variato: i) in inverno, abbassandolo di 2°C per tutte le ore in cui l’impianto è acceso, nei tre profili di utilizzo degli impianti considerati; ii) in estate, alzandolo di 2°C per tutte le ore in cui l’impianto è acceso, anche in questo caso nei tre profili di utilizzo degli impianti considerati.

Nel secondo caso, si è valutata la flessibilità potenziale complessiva dell'aggregato che si otterrebbe nel caso in cui i set-point fossero abbassati, in inverno, di 1°C in tutte le ore, ed alzati, in estate, di 1°C in tutte le ore. La figure 15 e 16 mostrano i due diversi andamenti di temperatura dei set-point per le varie tipologie di utilizzo degli impianti di climatizzazione.





Applicando il simulatore di distretto, ai vari modelli con il set-point modificato si ottengono gli andamenti riportati in figura 17. La figura 17-A mostra il confronto tra i consumi orari di un anno nel caso di profilo nominale di carico e di set point variato di 2°C per tutte le ore. Per poter apprezzare meglio l'andamento orario, le figure 17-B e 17-C riportano rispettivamente l'andamento dei consumi orari per una giornata invernale e per una estiva.7



La tabella 9 riporta i risultati dei consumi totali annui del distretto simulato in termini di gas metano [Scm] per il riscaldamento, energia elettrica consumata dagli impianti di climatizzazione sia per il riscaldamento che per il raffrescamento. Sono inoltre riportati i risparmi energetici valutati a fronte della modifica dei set-point di temperatura.

Il risparmio energetico ottenuto è molto consistente per entrambe le fonti di energia primaria. Nel caso dell’aggregato simulato di 1008 utenze, si osserva che per la città di Roma, semplicemente abbassando di 1°C la temperatura dei termostati in inverno si risparmiano 81730 Scm di gas metano, circa il 10% rispetto al profilo nominale di carico. Mentre per quanto riguarda l’energia elettrica il risparmio annuale, che si ottiene variando per tutte le ore il set-point di 1°C, è circa 33 MWh, circa il 16% del totale. La tabella riporta anche i risparmi di energia primaria nel caso di variazione del set-point dei termostati di 2°C per tutte le ore. I consumi di gas metano in questo caso si riducono del 19% mentre quelli di energia elettrica di circa il 27%.

<b>Aggregato residenziale di 1008 appartamenti situati nella città di Roma</b>	<i>Consumi gas metano per il riscaldamento [Scm]</i>	<i>Consumi en. Elettrica raffrescamento [MWh]</i>	<i>Consumi en. Elettrica riscaldamento [MWh]</i>	<i>Consumi en. Elettrica totali per impianti di condizionamento [MWh]</i>
<i>Profilo nominale di carico (baseline)</i>	807678	25.01	177.91	202.92
<i>Set-point variato di 1°C a tutte le ore</i>	725948	9.44	160.72	170.16
<i>Set-point variato di 2°C a tutte le ore</i>	655744	1.92	145.88	147.80
<b>Valutazione risparmi energetici</b>	<i>Risparmio gas metano [Scm]</i>	<i>Risparmio gas metano [%]</i>	<i>Risparmio en. Elettrica per condizionamento [MWh]</i>	<i>Risparmio en. Elettrica per condizionamento [%]</i>
<i>Set-point variato di 1°C a tutte le ore</i>	81730	10%	32.77	16%
<i>Set-point variato di 2°C a tutte le ore</i>	151934	19%	55.13	27%

**Tabella 9-Tabella riassuntiva confronti consumi energetici per condizionamento, aggregato situato nella città di Roma**

### 2.2.7 Simulazione della flessibilità effettiva dell'aggregato con programmi di DR basati su TCL

Lo scopo principale della simulazione della flessibilità di un distretto è quello di quantificare/valutare la riserva di capacità su cui può fare affidamento un eventuale aggregatore di un determinato contesto residenziale. In futuro, tali analisi potrebbero estendersi alla valutazione del mix ottimale (portfolio) di utenti per il raggiungimento di certi obiettivi di offerta di capacità, nel mercato della DR.

**La partecipazione di un utente al programma di DR consiste nel mettere a disposizione dell'aggregatore, per un certo periodo di tempo, un prefissato quantitativo di potenza dato dalla differenza, in eccesso o in difetto, tra il profilo di consumo standard previsto per l'utente stesso e il profilo di consumo modificato proposto dall'aggregatore.**

Come già ampiamente espresso, le valutazioni di flessibilità condotte si riferiscono esclusivamente a strategie di DSM basate sul TCL, ossia sulla modifica dei set-point di temperatura dei termostati degli impianti di climatizzazione residenziali. Tale scelta, è fortemente giustificata dall'impatto di tali variazioni sui consumi complessivi. Tuttavia, è bene sottolineare che, tali azioni di DSM possono essere realizzate solamente da parte di impianti di climatizzazione alimentati da energia elettrica (chiller e pompe di calore). Ciò significa che, nella platea di 1008 utenti, solamente coloro i quali sono dotati di queste due tipologie impiantistiche, possono partecipare ad un eventuale programma di aggregazione basato sul TLC. Dalle indagini ISTAT è emerso che nel caso dell'aggregato residenziale modellato a Roma, questi rappresentano il 31.5% (318 appartamenti su 1008).

Ai fini della simulazione della flessibilità dell'aggregato di Roma, si è fatto dunque riferimento ad una platea di 318 utenti, modellati come singoli appartamenti, interessati a partecipare al mercato di DR proposto dall'aggregatore. Di questi 318 utenti, 69 (22%) sono modellati come dotati di impianto di climatizzazione mediante pompa di calore, 249, ossia il 78%, dotati solamente di sistema di raffrescamento estivo mediante splyt system (riscaldamento invernale con caldaia a gas).

Al fine di quantificare la flessibilità elettrica su cui può far affidamento un aggregatore, che si trova ad operare con una platea così definita, è stato realizzato un algoritmo per modellare la partecipazione degli utenti al programma di aggregazione. Tale algoritmo, permette di valutare, in prima battuta, la "capacità dichiarata" sia dei singoli utenti che dell'intero aggregato residenziale.

Per "**capacità dichiarata**" in una certa fascia oraria si intende quel quantitativo di energia elettrica [kWh] che dovrebbe essere a disposizione dell'aggregatore, se tutti gli utenti, ricevendo la richiesta in quella fascia oraria, rispondessero, partecipando fedelmente al programma di aggregazione, ossia eseguendo le variazioni del proprio consumo proposte dall'aggregatore.

L'unica limitazione posta nell'algoritmo sulla partecipazione è quella di simulare il fatto che l'Aggregatore abbia a disposizione per ciascun singolo utente una "sola chiamata" al giorno. In quest'ottica, l'aggregatore, può chiedere flessibilità, per finestre di un'ora, in un intervallo giornaliero di 6 ore (in quest'analisi scelte dalle 8 alle 14). Risulta chiaro dunque che, se l'Aggregatore "chiama" l'utente n-esimo per fornire flessibilità in una finestra oraria di un giorno x, non potrà fare ulteriori richieste per tutte le ore precedenti o successive dello stesso giorno. Nell'algoritmo realizzato, si è supposta, come richiesta da parte dell'aggregatore, la variazione, di 2°C del set-point di temperatura dei termostati, in diminuzione nei giorni invernali ed, in aumento in quelli estivi.

Se la "capacità dichiarata" risulta essere la massima riserva di flessibilità su cui, per ogni richiesta oraria di variazione del set-point, può far affidamento l'aggregatore, essa non può essere utilizzata per stimare la capacità di carico che in un determinato giorno e in un determinato orario l'aggregatore può raccogliere. Realisticamente infatti, non è ipotizzabile che tutti gli utenti, partecipanti ad un programma di aggregazione, rispondano unanimemente e con la massima affidabilità ad ogni richiesta inviata dall'aggregatore. Per questo, dovranno essere classificati, dall'aggregatore stesso, in base alla loro affidabilità di partecipazione al programma. È molto importante per l'aggregatore considerare, nella stima della flessibilità oraria, l'affidabilità dei singoli utenti. L'affidabilità di base di un singolo utente, rappresenta, per l'aggregatore, una sua caratteristica intrinseca, al pari della superficie dell'appartamento, della classe costruttiva, dell'impianto di riscaldamento/raffrescamento considerato o del profilo di utilizzo degli impianti di climatizzazione utilizzato. Nell'algoritmo realizzato, l'affidabilità viene modellata con un approccio probabilistico e randomico. Nella realtà l'affidabilità degli utenti dovrà poter essere stimabile dall'aggregatore dall'osservazione del comportamento dei singoli utenti.

Un'approccio potrebbe essere quello di fornire a tutti i nuovi utenti, che entrano a far parte del programma di aggregazione, un'affidabilità di base che, con l'osservazione da parte dell'aggregatore del profilo di risposta alle varie richieste, per un determinato periodo "di classificazione", potrà essere aumentata o diminuita. Nel caso di questa analisi, ad ogni utente, in maniera random, viene assegnata una "classe di affidabilità", che, ai fini del software di simulazione del distretto, rappresenta una sua caratteristica intrinseca.

Le classi di affidabilità introdotte sono tre:

- Classe di affidabilità 1, rappresenta un utente "molto" affidabile;
- Classe di affidabilità 2, rappresenta un utente "mediamente" affidabile;
- Classe di affidabilità 3, rappresenta un utente "scarsamente" affidabile.

Nell'algoritmo realizzato, la stima della capacità energetica di cui può effettivamente disporre, in un determinato orario di un determinato giorno, l'aggregatore, viene realizzata considerando la diversa affidabilità dei singoli utenti partecipanti al programma. Tale capacità verrà indicata con il termine di "capacità effettiva".

La "**capacità effettiva**" [kWh] indica, dunque, la riserva di flessibilità che l'utente mette realmente a disposizione dell'aggregatore e su cui l'aggregatore deve costruire la sua strategia di partecipazione al mercato.

Nel caso specifico, la stima di tale "capacità effettiva", viene realizzata dall'algoritmo mediante il valore della "capacità dichiarata" dei singoli utenti, per una determinata richiesta di modifica di consumo, e della loro "classe di affidabilità".

La differente affidabilità delle utenze viene calcolata in maniera probabilistica con distribuzione gaussiana. La "capacità dichiarata", valutata dalla differenza di consumi tra il profilo nominale di carico, "baseline", e il profilo variato secondo la richiesta dell'aggregatore, viene ad essere così considerata come un valore

medio di una distribuzione di probabilità normale, la cui deviazione standard è dipendente dalla classe di affidabilità dell'utente.

Nel caso specifico, come deviazione standard è stata considerata:

- Per classe di affidabilità 1, è stata assunta pari al 5% del valore della capacità dichiarata in quel preciso giorno e per quella specifica richiesta;
- Per classe di affidabilità 2, è stata assunta pari al 10% del valore della capacità dichiarata in quel preciso giorno e per quella specifica richiesta;
- Per classe di affidabilità 3, è stata assunta pari al 20% del valore della capacità dichiarata in quel preciso giorno e per quella specifica richiesta.

Il risultato sarà dunque il calcolo, ora per ora, della capacità di energia teorica ed effettiva che l'aggregatore può avere a disposizione. La prima è ricavata dalla somma delle "capacità dichiarate" [kWh] delle singole utenze, la seconda è data dalla somma delle "capacità effettive" [kWh], messe a disposizione dalle singole utenze e, calcolate in maniera stocastica.

Di seguito viene esposta la modalità di azione del simulatore realizzato e i principali risultati ottenuti. Mediante il simulatore è stato utilizzato per simulare dal punto di vista energetico ogni modello costituente l'aggregato residenziale con differenti set-point di temperatura in modo da rappresentare tutte le possibili "chiamate" da parte dell'aggregatore.

Oltre alla baseline, utile per simulare lo scenario di riferimento, sono stati simulati, con passo di simulazione orario per tutti i giorni dell'anno, i seguenti casi di DR:

- Set-point variato di 2°C dalle 8.00 alle 9.00, set-point invariato il resto della giornata;
- Set-point variato di 2°C dalle 9.00 alle 10.00, set-point invariato il resto della giornata;
- Set-point variato di 2°C dalle 10.00 alle 11.00, set-point invariato il resto della giornata;
- Set-point variato di 2°C dalle 11.00 alle 12.00, set-point invariato il resto della giornata;
- Set-point variato di 2°C dalle 12.00 alle 13.00, set-point invariato il resto della giornata;
- Set-point variato di 2°C dalle 13.00 alle 14.00, set-point invariato il resto della giornata.

Dove, per "variato", si intende: abbassato inverno ed alzato in estate.

In questo modo sono state simulate tutte le possibili chiamate dell'aggregatore su tutta la platea di utenze. Successivamente, è stato ricostruito il consumo dell'aggregato residenziale per tutti i sette profili di consumo l'aggregato residenziale, di Roma.

Il file di output, consente l'organizzazione dei dati in una tabella Excel con 8760 righe (le ore in un anno) e 318 colonne (il numero di combinazioni delle simulazioni fatte per l'aggregato di Roma su cui sono possibili valutazioni di flessibilità elettrica), in cui si riportano i consumi ora per ora dei singoli utenti modellati con un particolare set-point di temperatura.

Una volta realizzato l'aggregato per ogni possibile richiesta di variazione di consumo dell'aggregatore, è stata valutata la capacità dichiarata di ogni utente, per ogni differente richiesta.

A partire dai dati precedentemente organizzati viene calcolata, giorno per giorno, la differenza di consumi tra il profilo nominale di carico (baseline) e il profilo modificato per la DR, nell'ora in cui è avvenuta la richiesta da parte dell'aggregatore. Il risultato è una tabella di 365 righe e 318 colonne, riportanti, per ogni fascia oraria in cui l'aggregatore può richiedere flessibilità (una tabella è prodotta per la richiesta dalle 8.00 alle 9.00, un'altra per una richiesta dalle 9.00 alle 10.00, ecc... per un totale di 6 tabelle).

A questo punto, viene lanciata una procedura Matlab in grado di simulare la “capacità effettiva” a partire dalla “capacità dichiarata”, per ogni giorno e per ogni possibile fascia oraria.

In questa procedura Matlab per prima cosa vengono assegnate, in modo random, le percentuali di utenti con diversa classe di affidabilità. Per ognuno degli utenti, viene generato un valore casuale, da assegnare alla “capacità effettiva”: tale valore, viene generato a partire da una distribuzione di probabilità che ha come valore medio la “capacità dichiarata” e come deviazione standard quella fornita dalla sua classe di affidabilità. Il risultato è la creazione di una tabella analoga a quella della “capacità dichiarata”, ma contenente i valori di “capacità effettiva”.

L’ultimo passaggio consiste nel sommare, ora per ora e in tutti i giorni, le “capacità dichiarate” e le “capacità effettive”, in modo che, semplicemente scegliendo, come parametro iniziale, il giorno dell’anno in cui si vuole valutare la riserva di flessibilità di un aggregatore, si ottenga una matrice in cui, nella prima colonna è riportata la “capacità dichiarata” per ogni possibile richiesta oraria, e nella seconda quella effettiva per la stessa richiesta di flessibilità.

Di seguito, si riportano degli esempi di risultati ottenuti.

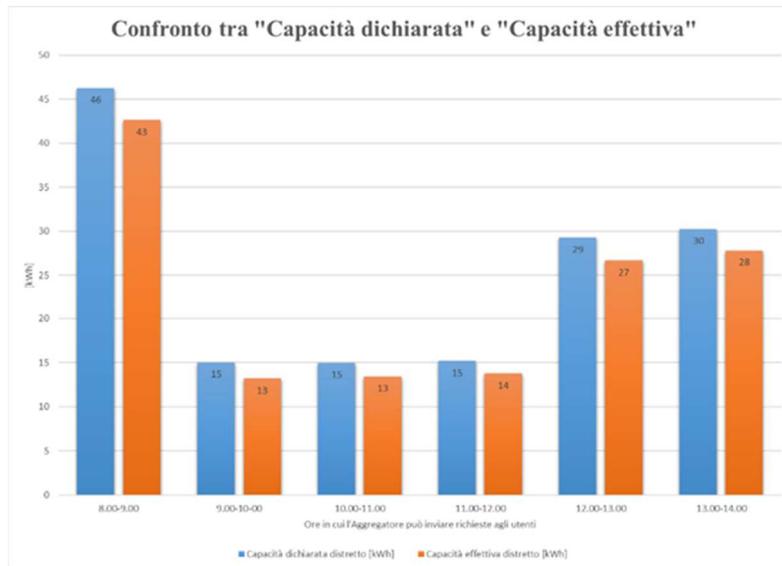
**Esempio 1**

Il primo caso è riferito ad un giorno invernale rappresentativo, giorno 51 (20 Febbraio), con una platea di utenti così composta:

- 30% classe di affidabilità 1;
- 40% classe di affidabilità 2;
- 30% classe di affidabilità 3;

Fascia oraria in cui viene inviata la "richiesta"	Capacità dichiarata distretto [kWh]	Capacità effettiva distretto [kWh]
8.00-9.00	46	43
9.00-10.00	15	13
10.00-11.00	15	13
11.00-12.00	15	14
12.00-13.00	29	27
13.00-14.00	30	28

**Tabella 10-Tabella riportante l’andamento orario nel giorno 51 dell’anno (20 Febbraio) della “capacità dichiarata” e della “capacità effettiva” a disposizione dell’aggregatore**



**Figura 18 – Andamento orario nel giorno 51 dell’anno (20 Febbraio) della “capacità dichiarata” e della “capacità effettiva” a disposizione dell’aggregatore**

Rilanciando l’algoritmo, per un generico giorno estivo (giorno 201, 20 Luglio), con la stessa platea di utenti si ottengono i seguenti risultati.

Fascia oraria in cui viene inviata la "richiesta"	Capacità dichiarata distretto [kWh]	Capacità effettiva distretto [kWh]
8.00-9.00	15	13
9.00-10.00	8	8
10.00-11.00	11	10
11.00-12.00	11	10
12.00-13.00	25	23
13.00-14.00	29	26

**Tabella 11-Tabella riportante l’andamento orario nel giorno 201 dell’anno (20 Luglio) della “capacità dichiarata” e della “capacità effettiva” a disposizione dell’aggregatore**

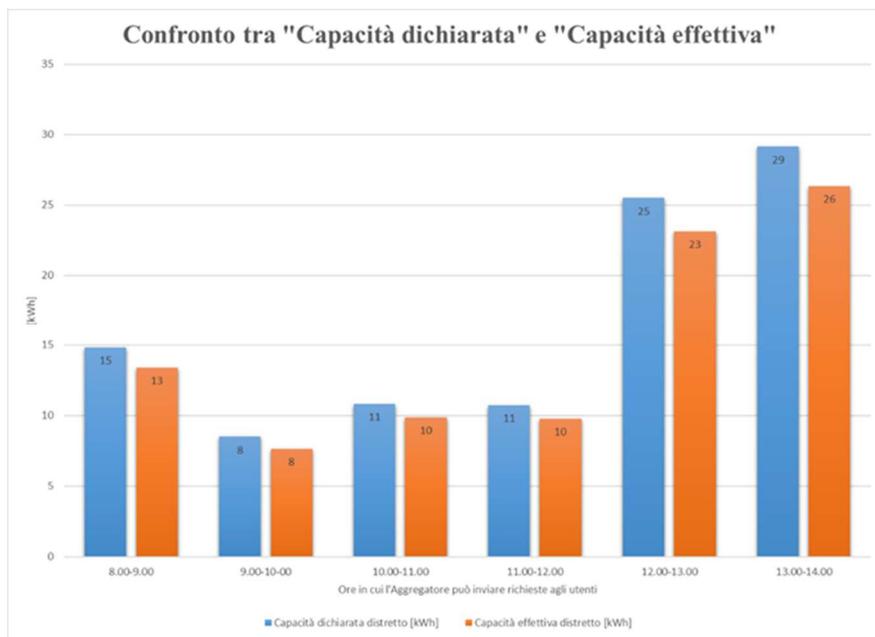


Figura 12 – Andamento orario nel giorno 201 dell’anno (20 Luglio) della “capacità dichiarata” e della “capacità effettiva” a disposizione dell’aggregatore

**Esempio 2**

In questo secondo esempio, si ripete la stessa simulazione del primo esempio, semplicemente cambiando la composizione dell’affidabilità dell’utente.

La nuova composizione di affidabilità della platea di utenti è:

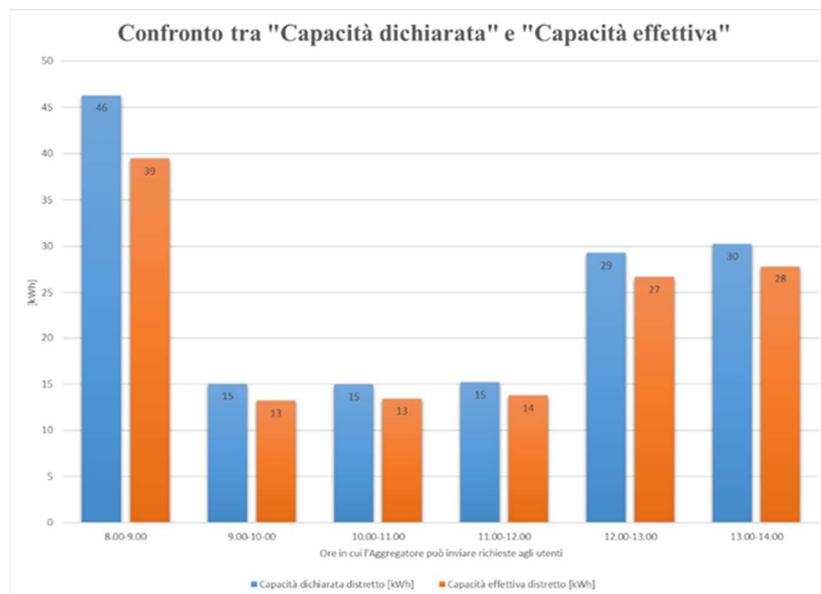
Composizione affidabilità platea utenti:

- 10% classe di affidabilità 1;
- 10% classe di affidabilità 2;
- 80% classe di affidabilità 3;

I risultati di questa seconda simulazione, sempre riferiti al giorno invernale rappresentativo, giorno 51 (20 Febbraio), sono riportati in tabella 12 e in figura 13.

Fascia oraria in cui viene inviata la "richiesta"	Capacità dichiarata distretto [kWh]	Capacità effettiva distretto [kWh]
8.00-9.00	46	39
9.00-10.00	15	13
10.00-11.00	15	13
11.00-12.00	15	14
12.00-13.00	29	27
13.00-14.00	30	28

Tabella 12-Tabella riportante l’andamento orario nel giorno 51 dell’anno (20 Febbraio) della “capacità dichiarata” e della “capacità effettiva” a disposizione dell’aggregatore

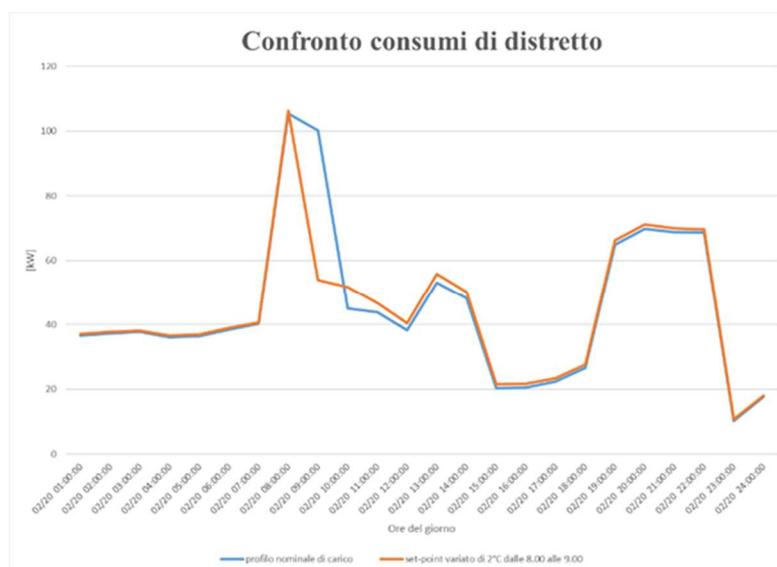


**Figura 13 – Andamento orario nel giorno 51 dell’anno (20 Febbraio) della “capacità dichiarata” e della “capacità effettiva” a disposizione dell’aggregatore**

### 2.2.8 Esempio di valutazione flessibilità energetica giornaliera a livello aggregatore, con strategia TCL

Partendo dalla platea di utenti simulata nel paragrafo precedente, in questo paragrafo viene presentato un esempio di simulazione della flessibilità giornaliera ottenibile da un programma di aggregazione basato su DR con TCL. Si consideri come giorno invernale rappresentativo, il giorno 51 dell’anno (20 Febbraio). Si suppone che, a causa di un picco di domanda alle ore 8.00 del mattino, l’aggregatore decida di inviare a tutti gli utenti costituenti il suo aggregato, un segnale di prezzo-volume attraverso l’eventuale Energy Box installata all’interno delle loro abitazioni. Si supponga che, attraverso tale segnale di prezzo-volume, l’aggregatore chieda agli utenti di abbassare di 2°C il set-point dei loro impianti di climatizzazione, in tutti gli ambienti, per la fascia oraria che va dalle 8.00 alle 9.00 del mattino.

Se tutti gli utenti partecipanti al programma di aggregazione rispondessero in maniera completamente affidabile a tale richiesta, il profilo di consumi dell’intero aggregato si modificherebbe come riportato in figura 14 in cui vengono presentati sia il profilo di carico nominale (baseline) sia quello modificato mediante partecipazione al programma di DR.



**Figura 14 - Esempio di programma di DR con controllo della temperatura dalle 8.00 alle 9.00, Aggregazione città di Roma, 20 Febbraio**

Nella figura 14 si può osservare la modifica del set-point di temperatura, comporti un forte calo dei consumi nella fascia oraria in cui l'aggregatore invia la richiesta, a fronte di un leggero aumento una volta terminata la strategia di DR. Tale incremento, seppur ridotto in questo caso, è riconducibile al fenomeno del cosiddetto Rebound Effect (**Effetto Rimbalzo**). L'effetto rimbalzo può essere definito come un sovraccarico nella domanda dovuto al fatto che gli utenti, che hanno ricevuto un segnale di riduzione da parte dell'aggregatore, o posticipano l'utilizzo delle apparecchiature alle quali hanno rinunciato precedentemente, nel caso degli elettrodomestici, o costringono l'impianto di climatizzazione a brevi ma intensi incrementi di potenza, per riportare il set-point di temperatura nelle condizioni più adatte al loro confort. Ovviamente se di intensità rilevante, questo può avere un effetto negativo sul sistema elettrico.

Ritornando al modello, si può osservare che tale cospicua riduzione dei consumi dell'aggregato, a fronte della specifica richiesta di DR da parte dell'aggregatore, come già precedentemente esposto, non può essere considerata dall'aggregatore come la capacità effettiva dell'aggregato di fornire flessibilità energetica ma solamente la capacità che i singoli utenti dichiarano di poter fornire. Pur rappresentando, tale dato, la potenzialità del sistema, non può essere adoperato dall'aggregatore per previsioni e per definizione di strategie d'azione. L'aggregatore dovrà far riferimento al dato di flessibilità effettiva dei singoli utenti, e di conseguenza dell'aggregato. Per farlo, considera la diversa affidabilità dei singoli utenti. La tabella 13 mostra, nella seconda colonna, la "classe di affidabilità" di ogni singolo utente costituente la frazione d'aggregato interessata a partecipare al programma di aggregazione basato sul TLC (nella nostra analisi viene affidata in maniera random, e nel caso specifico la platea rappresentata è costituita da: un 30% di utenti molto affidabili, di "classe di affidabilità" 1; un 40% di utenti mediamente affidabili, di "classe di affidabilità" 2; il restante 30 % scarsamente affidabile, cioè di "classe di affidabilità" 3), nella terza colonna, la "capacità dichiarata" [kWh] da ogni singolo utente per una richiesta da parte dell'aggregatore di abbassamento di 2°C del set-point di temperatura dalle 8.00 alle 9.00 del mattino e, nell'ultima colonna, la capacità [kWh], effettivamente consegnata dall'utente per quella particolare richiesta di DR.

Tipologia appartamento	"Classe affidabilità" utente	"Capacità dichiarata" utente [kWh]	"Capacità effettiva" utente [kWh]
80_C1_A_RO_hp	3	522	506
80_C1_B_RO_hp	3	535	415
80_C1_C_RO_hp	3	539	486
80_C2_A_RO_hp	3	547	511
80_C2_A_RO_hp	3	547	455
80_C2_A_RO_hp	3	547	522
80_C2_A_RO_hp	3	547	339
80_C2_B_RO_hp	3	559	503
80_C2_B_RO_hp	3	559	541
80_C2_B_RO_hp	3	559	557
80_C2_B_RO_hp	3	559	498
80_C2_C_RO_hp	3	563	429
80_C2_C_RO_hp	3	563	318
80_C2_C_RO_hp	3	563	402
80_C2_C_RO_hp	3	563	434
80_C3_A_RO_hp	3	521	412
80_C3_A_RO_hp	3	521	475
80_C3_A_RO_hp	3	521	362
80_C3_A_RO_hp	3	521	442
80_C3_B_RO_hp	2	537	492
80_C3_B_RO_hp	2	537	451
80_C3_B_RO_hp	2	537	487
80_C3_B_RO_hp	2	537	526
80_C3_C_RO_hp	2	542	485
80_C3_C_RO_hp	2	542	525
80_C3_C_RO_hp	2	542	450
80_C3_C_RO_hp	2	542	536
80_C4_A_RO_hp	2	500	493
80_C4_B_RO_hp	2	521	458
80_C4_C_RO_hp	2	528	459
90_C1_A_RO_hp	2	709	694
90_C1_B_RO_hp	2	726	702
90_C1_C_RO_hp	2	731	704
90_C2_A_RO_hp	2	748	708
90_C2_A_RO_hp	2	748	722
90_C2_A_RO_hp	2	748	744
90_C2_B_RO_hp	2	764	683
90_C2_B_RO_hp	2	764	690
90_C2_B_RO_hp	2	764	677
90_C2_C_RO_hp	2	768	672
90_C2_C_RO_hp	2	768	727
90_C2_C_RO_hp	2	768	756
90_C3_A_RO_hp	2	713	679
90_C3_A_RO_hp	2	713	622
90_C3_A_RO_hp	2	713	587
90_C3_B_RO_hp	2	734	723
90_C3_B_RO_hp	2	734	638
90_C3_B_RO_hp	2	734	645
90_C3_C_RO_hp	1	741	740
90_C3_C_RO_hp	1	741	735
90_C3_C_RO_hp	1	741	675
90_C4_A_RO_hp	1	685	648
90_C4_B_RO_hp	1	713	687
90_C4_C_RO_hp	1	722	714
100_C2_A_RO_hp	1	835	826
100_C2_A_RO_hp	1	835	821
100_C2_B_RO_hp	1	853	803
100_C2_B_RO_hp	1	853	827
100_C2_C_RO_hp	1	859	839
100_C2_C_RO_hp	1	859	856
100_C3_A_RO_hp	1	797	741
100_C3_A_RO_hp	1	797	754
100_C3_B_RO_hp	1	821	750
100_C3_B_RO_hp	1	821	787
100_C3_C_RO_hp	1	829	759
100_C3_C_RO_hp	1	829	772
100_C4_A_RO_hp	1	781	725
100_C4_B_RO_hp	1	818	816
100_C4_C_RO_hp	1	767	739

**Tabella 13- Capacità dichiarata e capacità effettiva dei singoli utenti partecipanti al programma di aggregazione, aggregato residenziale situato a Roma: innalzamento di 2°C del set-point di temperatura dalle 8.00 alle 9.00 (20 Febbraio)**

Poiché la flessibilità è stata in questo caso, valutata per il 20 Febbraio, tutti i modelli che si prestano a partecipare al progetto di aggregazione ma che non sono dotati di pompa di calore, non possono mettere a disposizione alcuna flessibilità energetica nei mesi invernali, essendo il loro riscaldamento affidato alla tradizionale caldaia a gas naturale.

Analizzando nel dettaglio la flessibilità energetica dei singoli utenti, si può chiaramente osservare che la sua stima risente di due contributi.

In primo luogo, la classe costruttiva del modello influenza il consumo energetico dell'appartamento e, di conseguenza, il suo grado di flessibilità energetica. La figura 14 mostra un confronto, per differenti tipologie di utenza, tra il consumo di energia elettrica della pompa di calore nello scenario di "baseline" e la "capacità dichiarata", vale a dire il nuovo consumo della pompa di calore nello scenario di demand response con TCL.

In particolare, le simulazioni sono state fatte sotto queste ipotesi:

- fascia oraria che va dalle 8.00 alle 9.00;
- il set-point di temperatura imposto nella baseline (20°C d'inverno)
- programma di DR con richiesta di abbassamento del set-point dei termostati di 2°C.

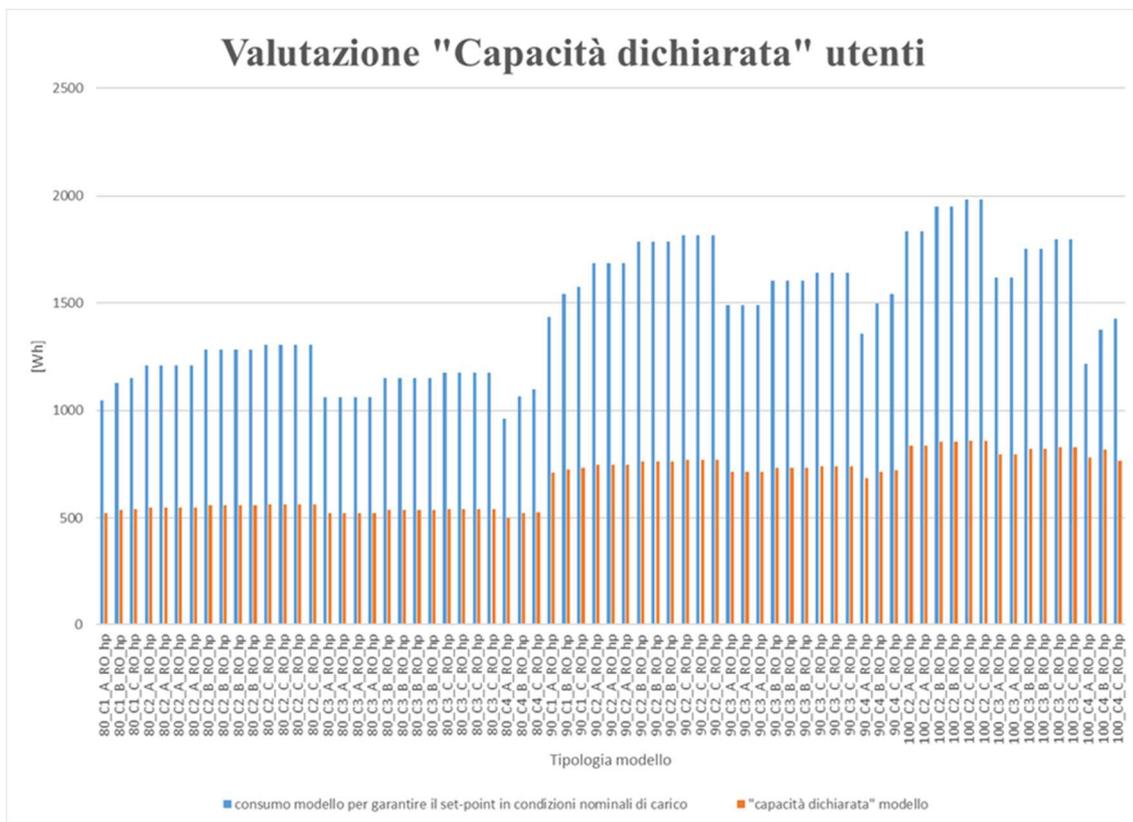
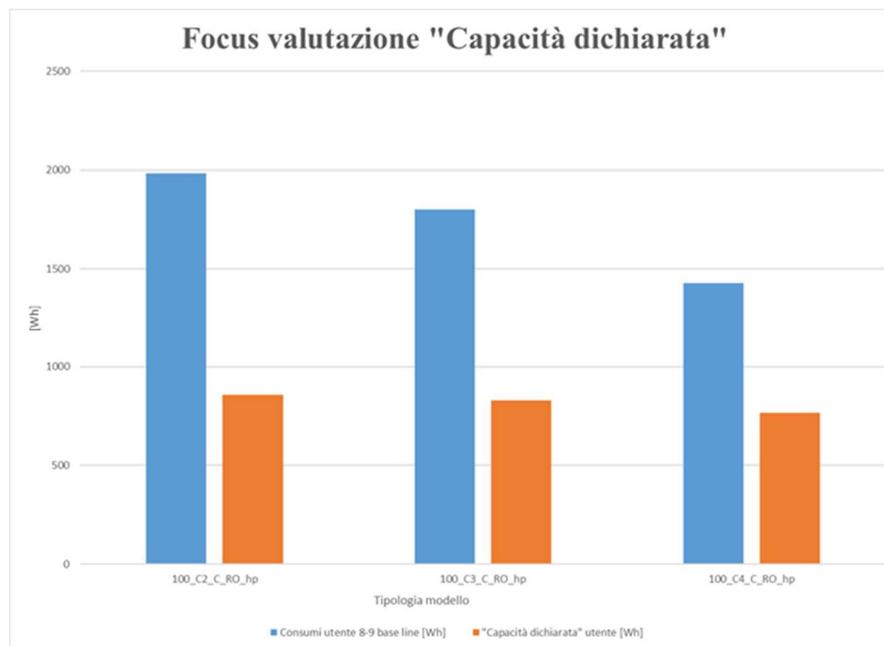


Figura 14 - Confronto tra i consumi elettrici delle pompe di calore dei vari modelli tra le 8.00 e le 9.00 per il mantenimento della baseline e la capacità dichiarata stimata nella stessa fascia oraria (valutazione per il 20 Febbraio).

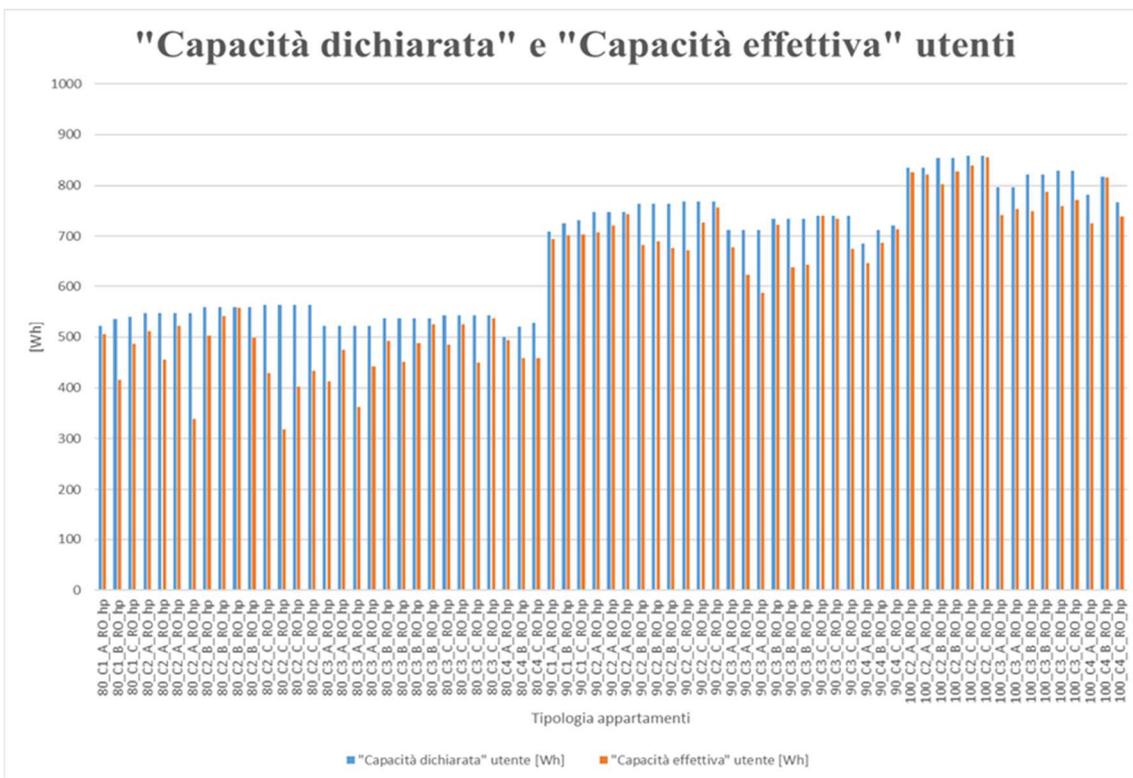


**Figura 15 - Confronto tra i consumi elettrici delle pompe di calore dei vari modelli tra le 8.00 e le 9.00 per il mantenimento della baseline e la capacità dichiarata stimata nella stessa fascia oraria (valutazione per il 20 Febbraio), focus su tre modelli di stessa metratura, stesso profilo di utilizzo degli impianti, ma classe costruttiva differente.**

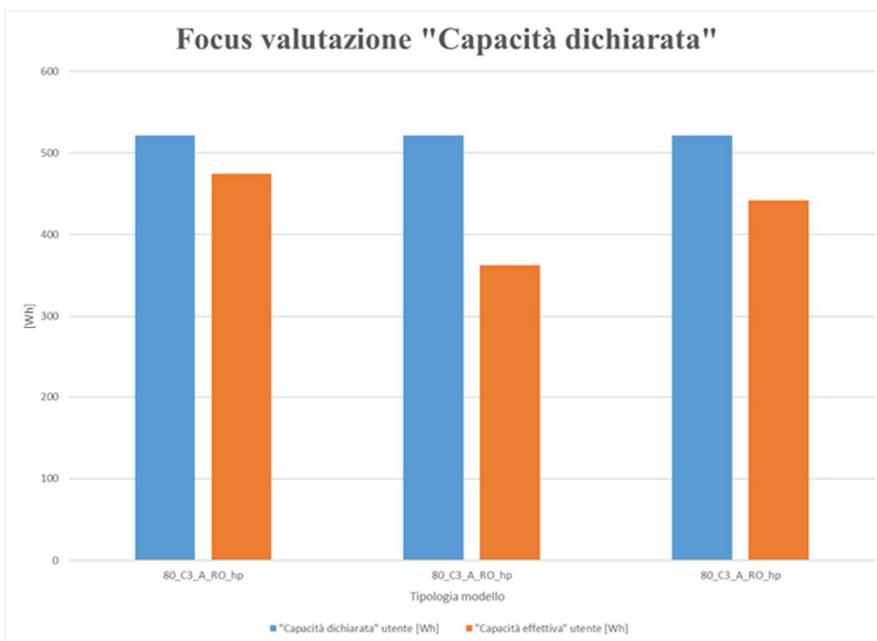
Facendo un focus su 3 appartamenti di stessa metratura, con stesso profilo di utilizzo degli impianti di climatizzazione, ma di classe costruttiva differente, si nota come, la capacità di “fornire” flessibilità elettrica ad un potenziale aggregatore, sia fortemente dipendente dalla classe costruttiva del modello. Come riportato nella figura 15, si nota come la “capacità dichiarata” degli utenti sia in proporzione maggiore per gli edifici di classe costruttiva più attuale (classe C4).

Il secondo aspetto che influenza molto la capacità degli utenti di partecipare al programma di aggregazione è la loro affidabilità. La figura 16, mostra il confronto tra la “capacità dichiarata” e la “capacità effettiva” di vari utenti partecipanti al programma di aggregazione.

La figura 17 mostra, anche in questo caso, un focus su tre modelli di uguale metratura, uguale classe costruttiva e uguale profilo di utilizzo degli impianti di climatizzazione, che hanno differente “capacità effettiva” da fornire ad un potenziale aggregatore, in base alla loro differente affidabilità di partecipazione al programma.



**Figura 16 - Capacità effettiva e capacità dichiarata dei singoli utenti, 20 Febbraio, degli utenti con impianto di climatizzazione alimentato da pompa di calore**



**Figura 17 - Capacità effettiva e capacità dichiarata dei singoli utenti, 20 Febbraio, degli utenti con impianto di climatizzazione alimentato da pompa di calore, focus su tre modelli di stessa metratura, stessa classe costruttiva e stesso profilo di utilizzo degli impianti di climatizzazione, ma differente affidabilità**

Rilanciando il simulatore per lo stesso platea di utenti, con la stessa distribuzione di affidabilità, ma per un giorno di luglio, si otterrà in questo caso, che tutti gli utenti sono in grado di dichiarare una a disponibilità di energia all’aggregatore, per ogni richiesta oraria di variazione del carico termico: questo perché partecipano al programma anche le utenze dotate di split per il condizionamento ma che erano state escluse nel caso invernale perché dotate di caldaia a gas.

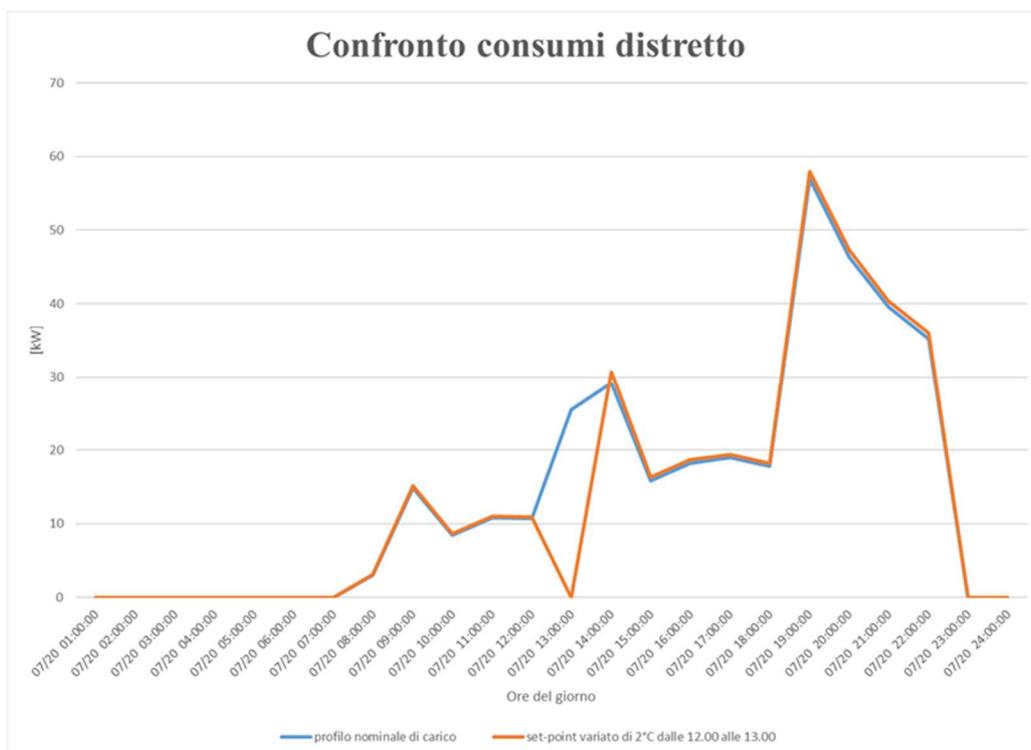
L'esempio della giornata estiva, si riferisce alla simulazione di una richiesta di flessibilità che l'aggregatore pone alla platea di utenti di cui dispone, nel giorno 20 Luglio.

In particolare, le simulazioni sono state fatte sotto queste ipotesi:

- fascia oraria della DR che va dalle 12.00 alle 13.00;
- il set-point di temperatura imposto nella baseline (25°C d'estate)
- programma di DR con richiesta di innalzamento del set-point dei termostati di 2°C.

Come nel caso precedente la figura 18, riporta il confronto di consumi tra la baseline ed il caso in cui tutti gli utenti partecipino contemporaneamente e con la massima affidabilità al programma di DR. Anche in questo caso tale informazione sarà utile solo per la stima della capacità dichiarata da ogni singolo utente, quel giorno, in quella fascia oraria. La figura 19 presenta il dettaglio della capacità dichiarata ed effettiva di 40 utenti partecipanti al programma di aggregazione.

Anche in questo caso si può notare come, a parità di altre condizioni, l'affidabilità dei singoli utenti influenzi la flessibilità effettiva a disposizione dell'aggregatore.



**Figura 18 - Esempio di programma di DR con controllo della temperatura dalle 12.00 alle 13.00, Aggregazione città di Roma, 20 Luglio**



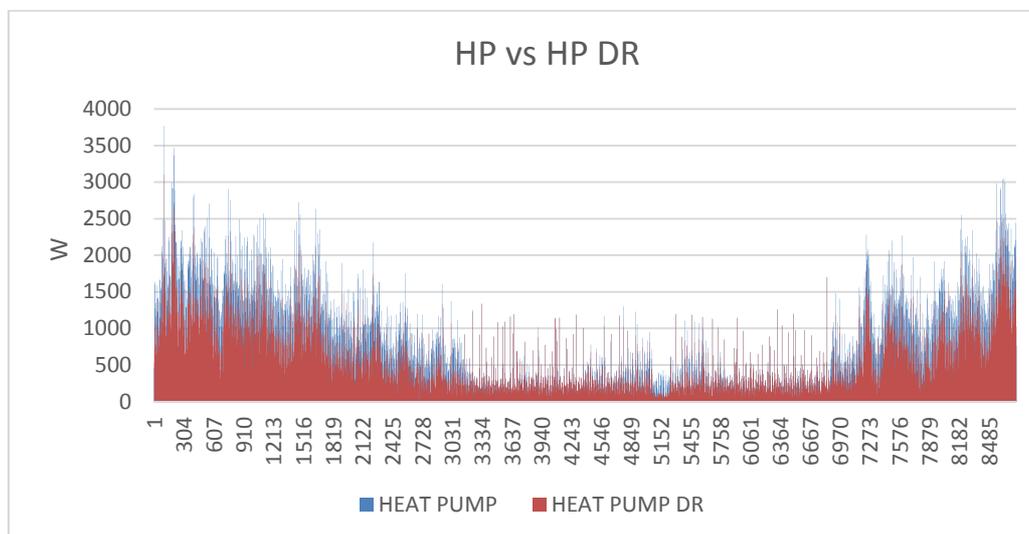
### 2.3 Creazione di una metodologia/struttura dati per simulare differenti tipologia di aggregazione.

Al fine di simulare differenti tipologie di aggregazione, è stata ipotizzata una struttura dati che, a partire dal simulatore sviluppato nell'annualità precedente, considerasse la flessibilità dei singoli utenti in termini di "potenza, tempo, costo della flessibilità". Il concetto di base è che nel potenziale mercato della Demand Response e dell'Aggregazione, ciascun utente potrà mettere a disposizione dell'Aggregatore una certa quantità di energia elettrica (disponibilità di potenza in un certo intervallo di tempo), intesa come una propria flessibilità a modificare i patterns abituali di consumo. Tali patterns di consumo abituali rappresentano il profilo base di ciascun utente e può essere simulato come ampiamente descritto nei paragrafi precedenti.

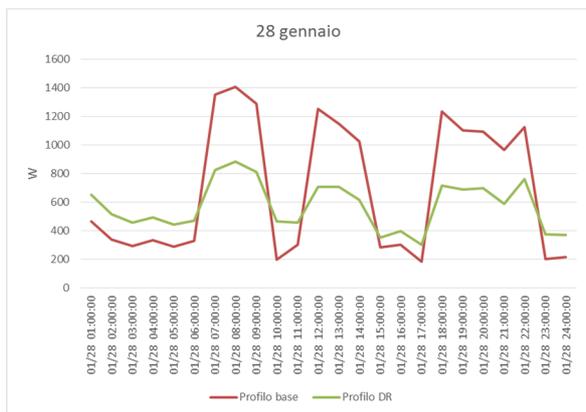
In questa annualità, il simulatore è stato applicato alla simulazione di scenari di DR di un Aggregatore mediante l'utilizzo di carichi termostaticamente controllabili (DR-TCL). Tuttavia, la tecnica DR-TCL è solo una delle possibilità che l'utente finale ha per modificare il proprio profilo di consumi.

Oltre alla possibilità di modificare il set-point di temperatura dell'impianto di climatizzazione estiva (chiller o splitter) e/o invernale (pompa di calore), alcuni esempi di opzioni a disposizione dell'utente finale per modificare il proprio profilo di consumo sono: (i) spostare i carichi in altri orari (load shifting); (ii) autoconsumare energia da produzione rinnovabile (PV), specialmente utilizzando uno storage elettrico.

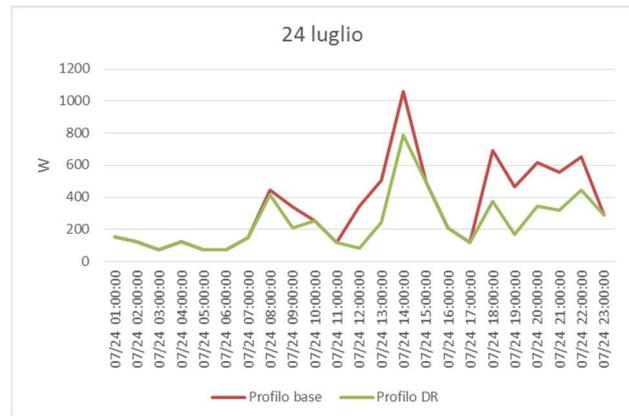
In questa annualità, il lavoro si è principalmente incentrato sulla simulazione della flessibilità che gli utenti finali possono ottenere, cambiando il set-point del termostato. La Figura 20 mostra la riserva di flessibilità teorica annuale di un utente che partecipi ad un programma di aggregazione TCL ogni giorno dell'anno nelle fasce orarie dalle 7.00 alle 9.00, dalle 11.00 alle 14.00, dalle 18.00 alle 22.00. La Figura 21 mostra, per lo stesso utente, il dettaglio di una giornata invernale ed estiva.



**Figura 20 - Esempio di programma di DR su un singolo appartamento (profilo annuale): controllo della temperatura dalle 7.00 alle 9.00, dalle 11.00 alle 14.00, dalle 18.00 alle 22.00**



(a)



(b)

**Figura 21 - Esempio di programma di DR su un singolo appartamento: controllo della temperatura dalle 7.00 alle 9.00, dalle 11.00 alle 14.00, dalle 18.00 alle 22.00. (a) Profilo invernale; (b) Profilo estivo**

Nei paragrafi precedenti, è stata dimostrata la potenzialità e l'efficacia di programmi di Aggregazione nel generare una riserva di capacità per la rete, sfruttando in maniera aggregata la flessibilità dei singoli utenti.

A conclusione del lavoro di questa annualità, in questo paragrafo viene proposta una possibile struttura di dati per il passaggio delle informazioni da Utente finale ad Aggregatore. Tale struttura ricalca la metodologia utilizzata dal simulatore per la valutazione della flessibilità teorica dell'aggregatore ed è presentata in Tabella 14.

L'idea di base è che l'utente finale metta a disposizione dell'Aggregatore la propria disponibilità a modificare il proprio profilo di consumo abituale. Questa flessibilità dovrebbe essere messa a disposizione dell'Aggregatore, con una strategia day-ahead.

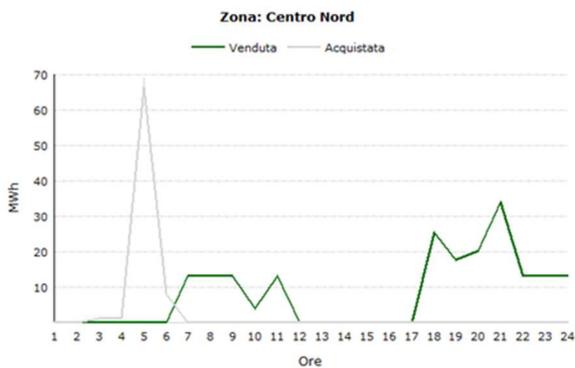
In pratica, il giorno prima l'utente finale invia la propria matrice di flessibilità (Tabella 14) all'Aggregatore, specificando, **ora per ora**:

- i) la sua previsione di consumo in termini di potenza impegnata ("Profilo base", cioè il profilo di baseline)
- ii) quale potrebbe essere il suo profilo giornaliero di demand response ("Profilo DR"), stimato/calcolato/predetto (tale dato potrebbe anche non essere inviato all'Aggregatore)
- iii) la flessibilità dichiarata: in pratica la flessibilità dichiarata è la differenza tra i due profili precedenti; questa diventa nulla per le ore in cui l'utente non intende partecipare al programma
- iv) la remunerazione che intende avere a fronte del discomfort/disservizio causato dal cambiamento del proprio profilo (prezzo della flessibilità).

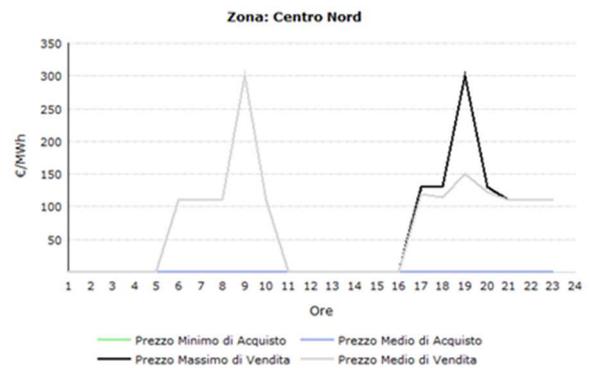
La Tabella 14 riporta il profilo di DR e la flessibilità dichiarata calcolata considerando soltanto la DR-TCL, tuttavia la struttura dati sarebbe la stessa qualora subentrassero altre strategie quale il load shifting o l'utilizzo di impianto fotovoltaico accoppiato con storage elettrico.

Per il momento la valutazione del costo della flessibilità non è stato inserito nella tabella 14, perché dovrà essere oggetto di ulteriori approfondimenti. Tuttavia, in questa fase preliminare si può ipotizzare che il mercato più verosimile per valutare scenari della DR sia il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). Le Figure 22 e 23 mostrano rispettivamente i dati di MSD per le zone di mercato "Centro-Nord" e "Centro-Sud" in un giorno invernale (7 febbraio 2017). Dal confronto con i dati del mercato del giorno prima (MGP) di quello stesso giorno (Figura 24) si può vedere come i volumi di energia (capacità di flessibilità

dell'Aggregatore) in gioco siano relativamente bassi a fronte di prezzi molto elevati: da 2,5 a 3,5 volte il prezzo del prezzo unico nazionale (PUN) sul MGP.

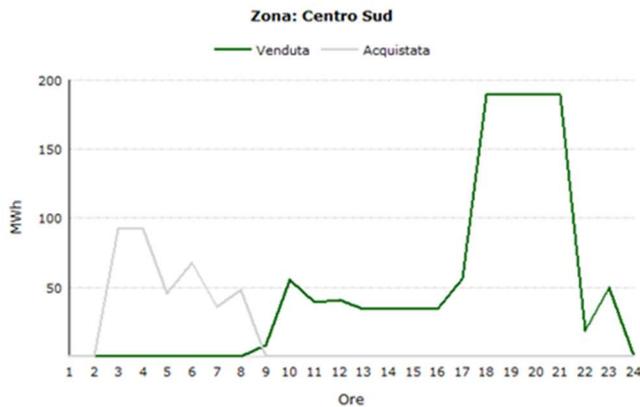


(a)

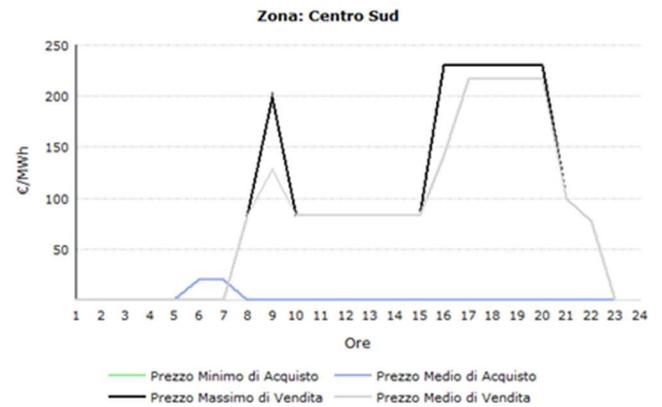


(b)

Figura 22 - esiti mercato MSD ex-ante relativi al 7 febbraio 2017 per la zona centro sud; (a) volumi; (b) prezzi.

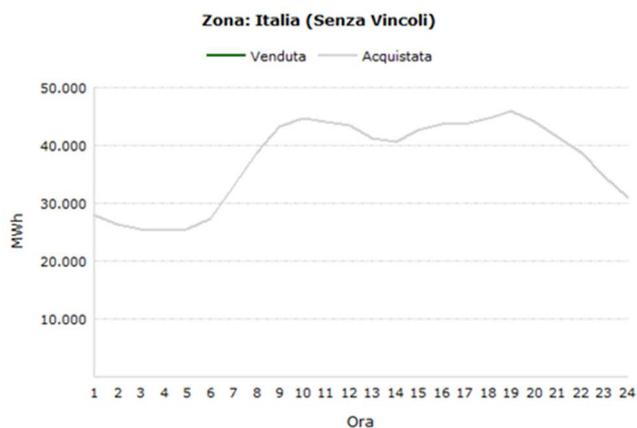


(a)



(b)

Figura 23 - esiti mercato MSD ex-ante relativi al 7 febbraio 2017 per la zona centro sud; (a) volumi; (b) prezzi.



(a)



(b)

Figura 24 - esiti mercato del giorno prima (MGP) relativi al martedì 7 febbraio 2017; (a) volumi; (b) prezzi.

**Tabella 14 - Esempio di matrice di flessibilità di un singolo utente che intende partecipare al programma di DR**

Giorno/ora	Profilo base (W)	Profilo DR (W)	Flessibilità dichiarata (W)	Prezzo minimo della flessibilità (€/kWh)
01/28 01:00:00	918	1125	0	n.a.
01/28 02:00:00	841	1038	0	n.a.
01/28 03:00:00	936	1135	0	n.a.
01/28 04:00:00	1013	1207	0	n.a.
01/28 05:00:00	1129	1323	0	n.a.
01/28 06:00:00	1186	1373	0	n.a.
01/28 07:00:00	2472	1776	-696	n.a.
01/28 08:00:00	2707	2025	-682	n.a.
01/28 09:00:00	2240	1646	-594	n.a.
01/28 10:00:00	742	1088	0	n.a.
01/28 11:00:00	704	921	0	n.a.
01/28 12:00:00	1586	1074	-512	n.a.
01/28 13:00:00	1587	1089	-498	n.a.
01/28 14:00:00	1372	912	-461	n.a.
01/28 15:00:00	241	457	0	n.a.
01/28 16:00:00	524	689	0	n.a.
01/28 17:00:00	647	817	0	n.a.
01/28 18:00:00	1600	1126	-475	n.a.
01/28 19:00:00	1704	1235	-469	n.a.
01/28 20:00:00	1584	1144	-440	n.a.
01/28 21:00:00	1558	1137	-421	n.a.
01/28 22:00:00	1709	1304	-405	n.a.
01/28 23:00:00	591	921	0	n.a.
01/28 24:00:00	733	960	0	n.a.

## 2.4 Realizzazione di una piattaforma prototipale di aggregazione

La piattaforma di Aggregazione si pone come obiettivo quello di raccogliere i dati domestici, provenienti dai sensori installati nella rete di Smart Homes monitorate per la sperimentazione. I dati raccolti vengono elaborati per fornire agli utenti indicazioni per un uso più consapevole ed ottimizzato dell'energia.

A tal fine, i dati puntuali provenienti dai sensori, dovranno essere aggregati con sincronizzazione al quarto d'ora e storicizzati. Questo consentirà successive elaborazioni dei dati, sulle quali verrà effettuata una proposta dei possibili indicatori di prestazioni energetiche (Key Performance Indicators) forniti dall'aggregatore alla rete di Smart Homes, al fine di effettuare il Benchmarking dei profili di consumo monitorati, tramite il confronto sia con profili di riferimento che con quelli relativi ai differenti utenti della rete.

L'elaborazione sui dati che verrà effettuata, è quindi fondamentale al fine di creare una base di dati omogenei per il confronto tra le differenti case monitorate, sia in termini di prestazioni che di obiettivi raggiunti. Dal confronto tra le prestazioni scaturiscono una serie di feedback educativi che potranno essere forniti agli utenti.

### 2.4.1 Creazione di un DB storico che consente l'aggregazione e la successiva visualizzazione dei dati con differente intervallo temporale.

I dati provenienti dalle abitazioni monitorate, vengono collezionati in un DB locale MySQL a bordo di ciascun Energy Box, dove vengono memorizzati temporaneamente, e dei quali viene effettuato l'invio periodico ad un DB proprietario del sistema Apio, al quale per motivi di privacy, essendo condiviso con altri utenti, non è concesso l'accesso diretto.

Al DB Apio arrivano tutti i dati provenienti dalle varie abitazioni, secondo il modello di astrazione: un oggetto (sensore, attuatore o oggetto virtuale) in Apio viene astratto tramite delle proprietà e dei valori (JSON). Grazie a questa astrazione, il data layer è in grado di fare storage di una grande mole di dati tramite il motore di Big Data Storage, dove vengono salvati progressivamente tutti i valori delle proprietà e l'identificativo in un struttura dati più compatta e leggera.

Non avendo l'accesso al suddetto DB, si è optato per la creazione di un algoritmo di estrazione giornaliera dei dati su file excel. I dati estratti giornalmente, presentano una struttura annidata di questo tipo:

-Cartella Dati

-una cartella per ogni giorno

-una cartella per ogni Energy Box

-una cartella per ogni sensore

-dati (del singolo sensore (tutte le property), configurato con un certo energy box, relativi ad un certo giorno).

I file excel estratti in questo modo, presentano la seguente struttura:

- Timestamp (Data/ora)

- Una colonna per ogni Property misurata dal sensore in causa

Nella figura 22, possiamo vedere un esempio di file excel giornaliero, relativo ad un sensore di temperatura e umidità, presente in una delle case monitorate.

	A	B	C
1	DATA	REL. HUMIDITY	TEMPERATURE
2	3/6/17 21.27	55,6	24,48
3	3/6/17 21.10	56,4	24,48
4	3/6/17 20.53	56,8	24,48
5	3/6/17 20.19	58,4	24,48
6	3/6/17 20.02	57,6	24,48
7	3/6/17 19.45	56,8	24,48
8	3/6/17 19.10	57,2	24,48
9	3/6/17 18.53	60	24,8
10	3/6/17 18.19	64,8	24,8
11	3/6/17 18.02	64	24,8
12	3/6/17 17.45	63,2	24,8
13	3/6/17 17.28	62,8	25,12
14	3/6/17 16.54	62,4	25,12
15	3/6/17 16.37	60,8	25,12
16	3/6/17 16.20	59,6	25,12
17	3/6/17 16.02	58,8	25,44
18	3/6/17 15.45	54,8	25,76
19	3/6/17 15.28	60,4	25,76
20	3/6/17 15.11	50,4	25,12
21	3/6/17 14.54	45,2	25,12
22	3/6/17 14.20	44,8	25,12
23	3/6/17 14.03	43,6	25,12
24	3/6/17 13.46	42,4	25,12
25	3/6/17 13.29	41,6	24,8
26	3/6/17 13.12	40	25,12

Figura 22-Esempio dati giornalieri puntuali sensore Temperatura e Umidità

I dati giornalieri, si riferiscono però a misure puntuali. I sensori attualmente installati infatti, comunicano la misura rilevata a variazione. Si hanno quindi dei dati puntuali non temporizzati e di difficile interpretazione, nonché problemi di big data.

Si è quindi deciso di procedere all’aggregazione dei dati con intervalli quattorari e all’inserimento di questi ultimi in un DB per la storicizzazione e la successiva analisi.

#### 2.4.2 Sincronizzazione dei dati provenienti dagli Energy Box installati presso le Smart Homes

La raccolta di dati di misurazione effettuata da una rete di sensori non porta alcuna informazione se non accompagnata da un riferimento temporale omogeneo

Si è così scelto di sincronizzare i dati puntuali (a variazione) in intervalli quattorari. Si è quindi resa necessaria la definizione di un criterio di aggregazione.

➤ Calcolo effettuato per tutte le proprietà eccetto Energy (Power, Temperature, Pir, ecc...):

Per queste tipologie di misure, viene effettuata una media pesata della misura rispetto al tempo.

$$x = \frac{\sum_{t_0}^{t_n} (istMisura * nSec)}{\sum_{t_0}^{t_n} nSec}$$

Dove:

- Per “x” intendiamo una qualsiasi proprietà eccetto Energy (per la quale verrà effettuato un calcolo differente).
- “t<sub>0</sub>” è l’istante iniziale dell’intervallo.
- “t<sub>n</sub>” è l’istante finale dell’intervallo (ovviamente essendo una sincronizzazione quattoraria l’intervallo compreso tra “t<sub>0</sub>” e “t<sub>n</sub>”, è di 15 minuti).
- “istMisura” è la misura istantanea fornita dal sensore in un determinato istante (quando si è verificata la variazione).
- “nSec” è il numero di secondi nei quali rimane costante il valore rilevato dal sensore (ossia tempo nel quale il sensore non rileva variazione, si assume quindi che in tale intervallo la misura sia rimasta costante).

Si ottiene quindi, in questo modo, una media delle misure campionate al secondo, e in particolar modo, in caso di misure booleane, ad esempio il movimento, si otterrà una sorta di percentuale di presenza nell’intervallo considerato.

➤ Calcolo effettuato per la Energy:

L’ Energia quattoraria, viene calcolato facendo la somma delle energie nell’intervallo e restituendo quindi i Wh ogni 15 minuti:

$$Energy = \sum_{t_0}^{t_n} (istPower [W] * \left(\frac{nSec}{3600}\right))$$

Dove:

- “t<sub>0</sub>” è l’istante iniziale dell’intervallo.
- “t<sub>n</sub>” è l’istante finale dell’intervallo (ovviamente essendo una sincronizzazione quattoraria l’intervallo compreso tra “t<sub>0</sub>” e “t<sub>n</sub>”, è di 15 minuti).
- “istPower” è la potenza istantanea fornita dal sensore in un determinato istante (quando si è verificata la variazione).

- o “nSec” è il numero di secondi nei quali rimane costante il valore rilevato dal sensore (ossia tempo nel quale il sensore non rileva variazione, si assume quindi che in tale intervallo la misura sia rimasta costante).

La sincronizzazione dei dati al quarto d’ora, è stata effettuata a partire dallo storico di dati puntuali giornalieri in excel, estratti come detto in precedenza. E’ stato quindi elaborato un algoritmo in node.js che a partire dagli excel puntuali, scorre tutti i file e aggrega i dati utilizzando le formule di sincronizzazione descritte pocanzi. Il risultato di questo processo è uno storico dei dati su file excel, sempre giornalieri ma ad intervalli quattorari.

I file excel dei dati aggregati, presentano la seguente struttura:

- Timestamp (Data/ora)
- Una colonna per ogni Property misurata dal sensore in causa con i valori aggregati

Nella figura 23, possiamo vedere un esempio di file excel giornaliero con dati aggregati relativi ad un Energy Meter, presente in una delle case monitorate.

	A	B	C
1	DATA	Media POWER [W]	Somma delle Energie nel quarto d'ora [Wh]
2	23:45:00	62,699	16,145
3	23:30:00	171,231	43,759
4	23:15:00	1128,493	258,613
5	23:00:00	526,899	140,506
6	22:45:00	189,682	49,212
7	22:30:00	267,675	62,532
8	22:15:00	162,081	43,222
9	22:00:00	145,074	33,931
10	21:45:00	557,042	148,699
11	21:30:00	295,048	68,926
12	21:15:00	808,636	204,63
13	21:00:00	1229,137	326,404
14	20:45:00	1247,046	310,376
15	20:30:00	1788,195	442,578
16	20:15:00	1175,268	297,408
17	20:00:00	1221,857	295,621
18	19:45:00	1696,489	438,731
19	19:30:00	642,846	150,176
20	19:15:00	164,89	44,016
21	19:00:00	179,644	41,967
22	18:45:00	499,875	133,439
23	18:30:00	1593,395	372,235
24	18:15:00	1858,553	434,179
25	18:00:00	136,112	36,334
26	17:45:00	159,021	37,149

Figura 13 - Esempio dati giornalieri aggregati di un Energy Meter

Per procedere all’analisi dei dati, è stato fatto un ulteriore step che consiste in un altro algoritmo sviluppato in node.js che sostanzialmente scorre i file giornalieri con i dati sincronizzati e li mette progressivamente in un DB di strage su un server Enea, che prevede l’inserimento in un’unica

tabella di tutti i dati. Il server Enea è una macchina fisica collocata in Enea, alla quale è consentito l'accesso tramite autenticazione e sulla quale è collocato un DB per lo storage dei dati. Su questa macchina vengono fatte operazioni di acquisizione, sincronizzazione e elaborazione dei dati.

Il DB di storage, è stato realizzato in MySql e presenta la seguente struttura:

*Id Energy Box - Nome sensore - Timestamp – Property- Valore*

id	ID_EB	Nome_sensore	Timestamp	Property	Valore
369586	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 07:15:00	Somma delle Energie nel quarto...	296.154
369587	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 07:00:00	Media POWER [W]	1244.045
369588	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 07:00:00	Somma delle Energie nel quarto...	328.635
369589	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 06:45:00	Media POWER [W]	1244.034
369590	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 06:45:00	Somma delle Energie nel quarto...	293.385
369591	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 06:30:00	Media POWER [W]	1243.995
369592	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 06:30:00	Somma delle Energie nel quarto...	330.004
369593	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 06:15:00	Media POWER [W]	1243.958
369594	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 06:15:00	Somma delle Energie nel quarto...	291.985
369595	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 06:00:00	Media POWER [W]	1243.941
369596	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 06:00:00	Somma delle Energie nel quarto...	328.953
369597	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 05:45:00	Media POWER [W]	1243.909
369598	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 05:45:00	Somma delle Energie nel quarto...	293.01
369599	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 05:30:00	Media POWER [W]	1243.865
369600	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 05:30:00	Somma delle Energie nel quarto...	331.006
369601	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 05:15:00	Media POWER [W]	1243.824
369602	97a2538f-388e-4240-9c24-74218022e599_ENEA 7(...	21_Consumo Generale	2017-07-23 05:15:00	Somma delle Energie nel quarto...	290.917

**Figura 24 - Esempio di visualizzazione del DB**

Ovviamente in questo modo è possibile effettuare qualsiasi tipo di selezione sui dati effettuando delle query. Questa struttura è risultata anche la più agevole per procedere all'analisi dei dati.

Ad esempio ai fini dell'analisi dei dati, sono stati estratti dal DB i dati aggregati e esportati su file excel, un file per ogni abitazione monitorata, contenente quindi i dati provenienti da tutti i sensori, relativi al periodo di sperimentazione. In tal modo è stato possibile mettere a confronto tutti i dati (di consumo, di confort, ecc.) provenienti da un'abitazione.

Nella figura sottostante possiamo vedere un esempio di estrazione dati da DB su file Excel per procedere all'analisi dei dati.

La struttura dei file excel è la medesima del DB. Troviamo infatti la stessa struttura e quindi le stesse colonne:

A	B	C	D	E	F
	<i><b>Id Energy Box</b></i>	<i><b>Nome sensore</b></i>	<i><b>Timestamp</b></i>	<i><b>Property</b></i>	<i><b>Valore</b></i>
39218	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 10:45	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	18,276
39219	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 10:30	Media POWER [W]	30,867
39220	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 10:30	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	7,717
39221	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 10:15	Media POWER [W]	30,852
39222	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 10:15	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	7,713
39223	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 10:00	Media POWER [W]	68,104
39224	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 10:00	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	17,026
39225	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 09:45	Media POWER [W]	39,58
39226	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 09:45	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	9,895
39227	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 09:30	Media POWER [W]	154,682
39228	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 09:30	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	38,671
39229	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 09:15	Media POWER [W]	86,425
39230	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 09:15	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	21,606
39231	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 09:00	Media POWER [W]	22,258
39232	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 09:00	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	5,564
39233	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 08:45	Media POWER [W]	59,537
39234	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 08:45	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	14,884
39235	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 08:30	Media POWER [W]	85,173
39236	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 08:30	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	21,293
39237	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 08:15	Media POWER [W]	671,631
39238	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 08:15	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	167,908
39239	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 08:00	Media POWER [W]	178,748
39240	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 08:00	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	44,687
39241	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 07:45	Media POWER [W]	546,698
39242	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 07:45	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	136,675
39243	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 07:30	Media POWER [W]	164,93
39244	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 07:30	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	41,232
39245	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 07:15	Media POWER [W]	176,463
39246	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 07:15	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	44,116
39247	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 07:00	Media POWER [W]	85,866
39248	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 07:00	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	21,467
39249	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 06:45	Media POWER [W]	36,226
39250	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 06:45	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	9,057
39251	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 06:30	Media POWER [W]	41,858
39252	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 06:30	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	10,465
39253	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 06:15	Media POWER [W]	18,11
39254	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 06:15	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	4,528
39255	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 06:00	Media POWER [W]	45,081
39256	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 06:00	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	11,27
39257	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 05:45	Media POWER [W]	28,156
39258	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 05:45	Somma delle Energie nel quarto d ora [Wh]	7,039
39259	08955866-3e14-4b59-b2d7-7f82999efe48_ENEA 9	27_Energy-Meter	05/04/17 05:30	Media POWER [W]	17,736

Figura 25 -Esempio estrazione dati aggregati da DB su file Excel

I dati domestici, provenienti dai sensori installati nelle abitazioni facenti parte della rete di Smart Homes monitorate per la sperimentazione, sono stati quindi sincronizzati e storicizzati su server Enea.

Riassumendo quindi, si ha attualmente un flusso dei dati come illustrato nel diagramma seguente.

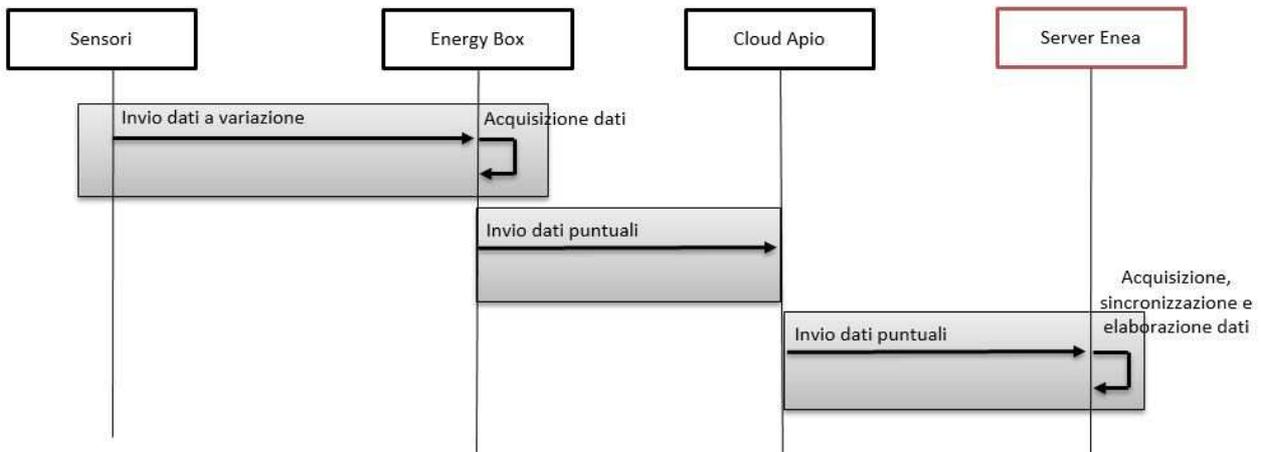


Figura 26 -Diagramma UML del flusso dati

ATTORE	DESCRIZIONE	VINCOLI	LOCAZIONE
<b>Sensori</b>	Sensori di consumo e confort disposti in una specifica Smart Homes	Dispositivi alimentati a batteria/direttamente cablati o a cella fotovoltaica	In abitazione
<b>Energy box</b>	Gateway per la comunicazione verso l'esterno con l'Aggregatore; funge da centralina per la raccolta dei dati provenienti dalla rete di sensori e l'attuazione dei comandi. Ha un DB locale a bordo che tiene i dati in memoria per circa 4 giorni.	Integrato con un controller (USB/Stick), alimentato elettricamente	In abitazione
<b>Apio Cloud</b>	Piattaforma IoT per l'aggregazione dei dati provenienti dalla rete di home. Permette anche il monitoraggio e l'attuazione da remoto.	Tutela della privacy dell'utente tramite login utente	Cloud
<b>Server Enea</b>	Macchina fisica con DB per lo storage dei dati. Su questa macchina vengono fatte operazioni di acquisizione, sincronizzazione e elaborazione dei dati.	Accessibile solo all'interno della rete Enea. Tutela della privacy tramite login utente	Enea

Tabella 15 - -Attori diagramma UML del flusso dati

Riassumendo quindi, si ha attualmente un flusso dei dati come illustrato nella figura seguente: i dati provenienti dalle abitazioni monitorate, convergono tutti nel "Cloud Apio", dove vengono collezionati in un "DB Apio" proprietario, procedendo con un invio tramite service node.js giornaliero su "Server Enea" di tali dati in formato Excel con struttura di cartelle annidate. Un ulteriore servizio li elabora con i calcoli per l'aggregazione visti e restituisce la stessa struttura annidata con file Excel giornalieri ma aggregati ogni 15 minuti. A questo punto tramite un algoritmo i dati vengono ulteriormente processati ed inviati a su "DB Enea", dove i dati aggregati vengono così storicizzati. A questo punto è possibile effettuare, come visto in precedenza, qualsiasi tipo di selezione sui dati tramite apposite query selettive. I dati sono quindi pronti per essere analizzati o per effettuare ulteriori analisi per l'elaborazione di KP

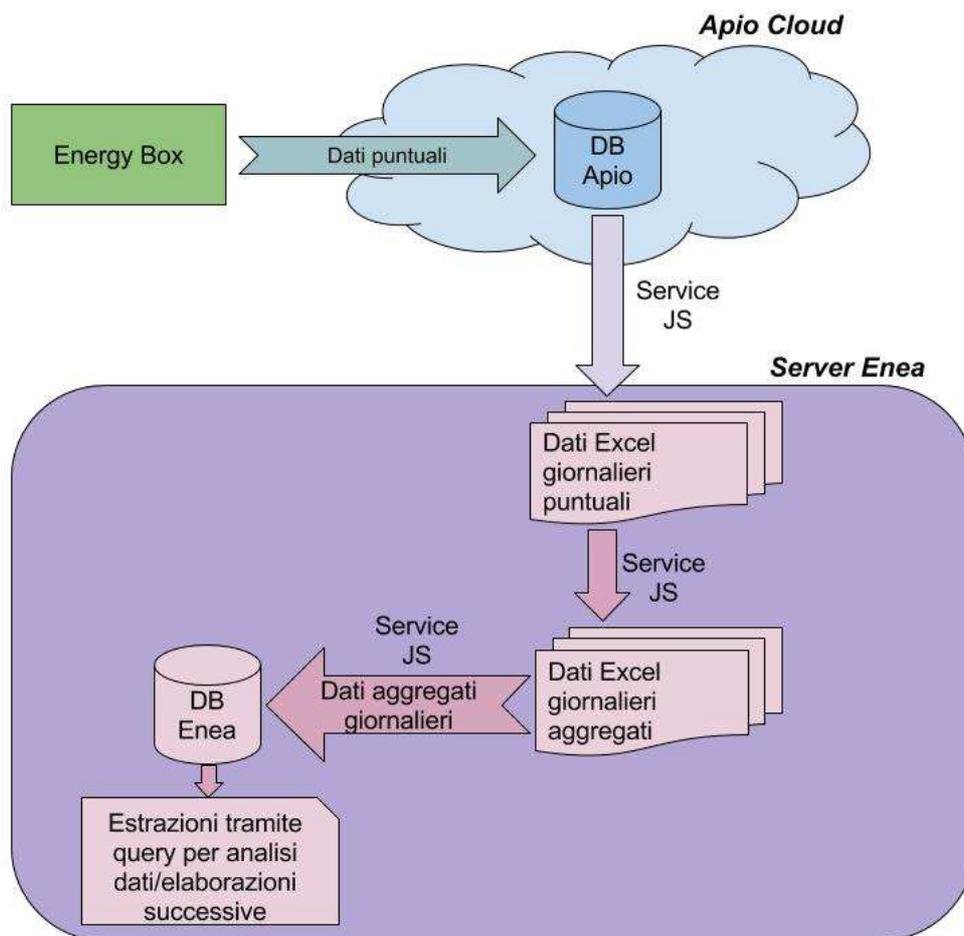


Figura 27 - Flusso dei dati da EB a piattaforma aggregazione

### 2.4.3 Elaborazione di alcun Key Performance Indicator

Un ragionamento rigoroso quando si parla di indicatori per il monitoraggio dei servizi e della qualità della vita in una Smart City, fa riferimento alla normativa ISO 37120. Un documento del 2014, una normativa internazionale tecnica che si è data l'obiettivo di andare a studiare una quarantina di indicatori per lo sviluppo sostenibile delle comunità della città (ISO 37120 – Sustainable development of communities – Indicators for city services and quality of life).

Non esiste però attualmente un modello unico ed univoco per l'elaborazione dei KPI, lasciando opportunità di esplorare strade nuove.

E' stata effettuata una proposta dei possibili KPI tra i quali potranno essere scelti quelli che verranno forniti dall'aggregatore agli utenti delle Smart Homes Networks.

Questi indicatori sono stati suddivisi in due tabelle in base alla frequenza con i quali questi ultimi verranno calcolati: mensile/annua o giornaliera. Per quanto riguarda i KPI giornalieri, essi verranno ulteriormente distinti differenziando i giorni feriali e festivi.

Per poter fornire all'utente questi indicatori, l'aggregatore ha bisogno di conoscere alcune informazioni personali e sull'abitazione, che verranno richiesti all'utente (mq abitazione, numero utenti).

Tali dati verranno messi a disposizione dell'utente attraverso interfaccia grafica per la visualizzazione ed il feedback.

- **Input da richiedere all'utente:**
  - Mq abitazione
  - Numero utenti
  
- **KPI da calcolare su base mensile/annua:**

**Tabella 16 - KPI da calcolare su base mensile/annua**

<b>Elenco KPI</b>	<b>tema</b>	<b>Breve descrizione</b>	<b>Unità di misura</b>
<b>Energia elettrica prodotta da rinnovabili</b>	energia elettrica/rinnovabili	Calcolo dell'energia elettrica prodotta da rinnovabili	kWh
<b>Energia da rinnovabili autoconsumata</b>	energia elettrica	Calcolo dell'energia elettrica da rinnovabile autoconsumata	kWh o %
<b>Energia primaria (energia elettrica)</b>	energia elettrica	Calcolo energia primaria per kWh di energia elettrica consumato	kWh
<b>Energia primaria (Gas)</b>	gas	Calcolo energia primaria per Nm <sup>3</sup> consumato	kWh
<b>Energia primaria totale</b>	energia	Calcolo energia primaria totale edificio	kWh
<b>Consumo energia elettrica per utente</b>	energia elettrica	Calcolo del consumo di energia elettrica per ogni abitante	kWh/abitante
<b>Consumo gas per m<sup>2</sup></b>	gas	Calcolo del consumo del gas per ogni m <sup>2</sup> dell'abitazione	Nm <sup>3</sup> <sub>gas</sub> /m <sup>2</sup> <sub>abitazione</sub>
<b>Consumo gas per abitante</b>	gas	Calcolo del consumo di gas per ogni abitante	Nm <sup>3</sup> /abitante
<b>Percentuale di incidenza dei consumi finali sul totale</b>	energia elettrica	Calcolo delle percentuale di incidenza degli usi finali dell'energia elettrica	%
<b>CO<sub>2</sub> emessa energia elettrica</b>	energia elettrica	Calcolo CO <sub>2</sub> emessa per energia elettrica consumata	kgCO <sub>2</sub>
<b>CO<sub>2</sub> emessa Gas</b>	gas	Calcolo CO <sub>2</sub> emessa per gas consumato	kgCO <sub>2</sub>
<b>CO<sub>2</sub> totale emessa</b>	CO <sub>2</sub> totale	Calcolo CO <sub>2</sub> totale emessa per consumi	kgCO <sub>2</sub>
<b>CO<sub>2</sub> evitata per produzione da rinnovabili</b>	energia elettrica/rinnovabili	Calcolo CO <sub>2</sub> evitata per produzione da rinnovabili (fotovoltaico)	kgCO <sub>2</sub>

- **KPI da calcolare su base giornaliera, differenziando giorni feriali e festivi:**

Tabella 17 -KPI da calcolare su base giornaliera, differenziando giorni feriali e festivi

Elenco KPI	Tema	Breve descrizione	Unità di misura
<b>Potenza di picco giornaliera</b>	Energia elettrica	Valore massimo della Potenza elettrica impegnata nella giornata di riferimento	kW
<b>Indice di consumo elettrico giornaliero</b>	Energia elettrica	Consumo elettrico giornaliero medio	$KWh_{day} = kWh/gg$
<b>Indice di consumo elettrico giornaliero specifico rispetto alla superficie dell'unità abitativa</b>	Energia elettrica	Consumo elettrico giornaliero normalizzato in funzione della superficie dell'appartamento:	$KWh_{day} /mq = kWh/gg * mq$
<b>Indice di consumo elettrico giornaliero specifico rispetto al numero di utenti</b>	Energia elettrica	Consumo elettrico giornaliero normalizzato in funzione del numero di utenti	$KWh_{day} /n.ut = kWh/gg * n. utenti$
<b>Indice di consumo termico giornaliero</b>	Energia termica	Consumo termico giornaliero medio	$Nm^3_{gas day}$
<b>Indice di consumo termico giornaliero specifico rispetto alla superficie dell'unità abitativa</b>	Energia termica	Consumo termico giornaliero normalizzato in funzione della superficie dell'appartamento	$Nm^3/mq * gg$
<b>Indice di consumo termico giornaliero specifico rispetto al numero di utenti</b>	Energia termica	Consumo termico giornaliero normalizzato in funzione del numero di utenti	$Nm^3/abitante * gg$

### 3 Conclusioni

L'attività svolta in questa annualità dall'Università Politecnica delle Marche, in collaborazione con ENEA, è stata quella di migliorare il simulatore dei carichi elettrici e termici di un distretto, sviluppato nell'annualità precedente, introducendo funzionalità che permettano, in futuro, di simulare scenari di demand response a livello di Aggregatore.

Il simulatore è stato quindi testato per simulare la flessibilità ottenibile da un aggregato residenziale nella città di Roma. Nel caso specifico, in questa annualità, l'attenzione è stata posta sulla valutazione della riserva di flessibilità degli utenti in termini di variazione del profilo di utilizzo dei loro impianti di climatizzazione. In particolare in questa annualità è stata valutata la strategia di DR denominata Thermostatically Load Control (TLC). Tale strategia di DR, viene semplicemente applicata dagli utenti che partecipano al "programma di aggregazione", variando per un breve periodo di tempo (un'ora) il set-point di temperatura degli impianti, in modo da fornire, ad un'eventuale aggregatore, una flessibilità energetica da poter utilizzare nel mercato elettrico del dispacciamento qualora avesse bisogno di una determinata riserva di capacità.

Il simulatore ha dimostrato di simulare molto bene il potenziale di flessibilità di un distretto residenziale, riuscendo anche a simulare il cosiddetto "effetto rimbalzo" (Rebound Effect). L'effetto rimbalzo non è altro che l'aumento di potenza elettrica che si incontra nel profilo dell'utente finale nella fase immediatamente successiva al programma di DR; tale aumento è necessario a compensare il discostamento dalle condizioni di comfort durante il periodo della DR e ritornare, al termine di tale periodo, ai livelli di comfort desiderati (profilo abituale).

Anche i vari scenari di simulazione dell'affidabilità dell'utenza hanno dato risultati interessanti. In particolare, la simulazione della flessibilità dell'Aggregato al variare del mix di "classe di affidabilità" dei suoi partecipanti, ha dimostrato come il tasso di partecipazione e l'affidabilità giochino un ruolo importante nella costruzione del portfolio di utenti dell'Aggregatore stesso. Inoltre, il simulatore permette anche di quantificare l'effetto, a parità di altre condizioni, della tipologia di edificio sul potenziale di flessibilità.

Infine, oltre a simulare gli scenari di Aggregazione di un distretto, è anche importante pensare a come i programmi di DR possano essere messi in pratica nella realtà del contesto italiano. Per questo motivo, parte dell'attività è stata incentrata sulla realizzazione di una piattaforma prototipale di aggregazione per raccogliere i dati provenienti dai sensori installati nella rete di Smart Homes monitorate per la sperimentazione, elaborarli e fornire agli utenti indicazioni per un uso più consapevole ed ottimizzato dell'energia. Un utilizzo più consapevole dell'energia può sicuramente contribuire ad aumentare l'affidabilità degli utenti finale nella partecipazione a futuri programmi di DR.

## 4 Riferimenti bibliografici

Gabriele Comodi, Alessandro Fonti. "Sviluppo di un simulatore rete di edifici residenziali e implementazione preliminare di un modello di smart district". Report RdS/PAR2015/

## 5 Curriculum Vitae

### 5.1 *Gabriele Comodi*

Gabriele Comodi ha conseguito la laurea in ingegneria meccanica nel 2001 con la votazione di 110 e lode presso l'Università degli studi di Ancona (ora Politecnica delle Marche). Nel 2004 acquisisce il titolo di dottore di ricerca in "Energetica" presso il Dipartimento di Energetica (ora DIISM – Dipartimento di ingegneria industriale e scienze matematiche) dell'Università Politecnica delle Marche. In seguito, è stato titolare di 3 assegni di ricerca annuali e nel 2007 è diventato ricercatore presso il Dipartimento di Energetica dell'Università Politecnica delle Marche. Attualmente è ricercatore confermato presso il DIISM nel settore scientifico disciplinare "Sistemi per l'Energia e l'ambiente" (ING-IND/09).

I principali temi di ricerca sono: i) integrazione di sistemi di generazione distribuita (microturbine a gas, motori Stirling, motori a combustione interna, fuel cells, PV e CPV) in reti energetiche urbane; ii) efficienza energetica negli usi finali dell'energia; iii) demand side management di reti di edifici civili; iv) energy policy e programmazione energetica locale. E' autore di oltre 70 pubblicazioni a livello nazionale ed internazionale. E' titolare di un brevetto industriale. E' stato relatore/correlatore di oltre 100 tesi di laurea triennale e specialistica. E' attualmente supervisor di 4 candidati al titolo di dottore di ricerca.

E' membro del gruppo di lavoro "Urban Energy Network" del Joint Program EERA-"Smart Cities" ed è membro della Task Force "Simulation Tools" dello stesso Joint Program.

Dal 2015 è visiting research fellow presso l'Energy Research Institute della Nanyang Technological University di Singapore.

### 5.2 *Francesco Carducci*

Francesco Carducci e' nato a Tolentino, Italia, nel 1989. Ha conseguito la laurea triennale e magistrale in ingegneria meccanica presso l'Università Politecnica delle Marche, rispettivamente nel 2012 e 2014. Tra il 2014 ed il 2017 e' stato dottorando in ingegneria industriale presso l'Università Politecnica delle Marche, collaborando con il reparto di Ricerca ed Innovazione del gruppo Luccioni. Durante il dottorato ha collaborato con l'ERIAN, Energy Research Institute @ NTU di Singapore, e con lo SLAC national lab, il laboratorio nazionale Californiano gestito dalla Stanford University. La sua ricerca riguarda le Smart Grid, in particolare e' interessato ai cambiamenti che avverranno nella futura rete di distribuzione elettrica e l'effetto dei cosiddetti carichi flessibili.

### 5.3 *Andrea Bartolini*

Andrea Bartolini ha conseguito la laurea magistrale in ingegneria meccanica nel 2015 con votazione di 109 presso l'Università Politecnica delle Marche.

Dopo un assegno di ricerca presso il DII (Dipartimento di Ingegneria dell'Informazione) dell'Università Politecnica delle Marche dal 2016 è studente di dottorato in ingegneria industriale presso il DIISM (Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche) della stessa università. Da Luglio a Ottobre 2017 è stato visiting student presso il Energy Research Institute presso la Nanyang Technological University di Singapore.

Le tematiche di ricerca si concentrano in: i) programmazione del design ed operativa di reti di poligenerazione in contesti industriali e residenziali attraverso codici di calcolo. ii) modellazione di domanda termica e flessibilità energetica in contesti residenziali.

### 5.4 *Martina Botticelli*

Martina Botticelli ha conseguito la Laurea Specialistica in Ingegneria Informatica presso l'Università di RomaTre. Nel lavoro di tesi, svolto presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia di Roma nell'ambito del

progetto "Smart Home", si è occupata della gestione energetica efficiente di Smart Home attraverso lo sviluppo di un Energy Box. Precedentemente aveva già avuto un'altra esperienza in Enea attraverso un tirocinio per la tesi triennale che aveva riguardato il sistema "Smart Lighting" e lo sviluppo software per la telegestione di Illuminazione pubblica, con un implementazione grafica su piattaforma web di messaggi di diagnostica. Attualmente ha intrapreso il Dottorato di Ricerca cofinanziato tra l'Università Politecnica delle Marche e l'azienda Apio S.r.l. che si occupa di soluzioni IoT. La sua attività di ricerca riguarda l'analisi e sviluppo di metodologie di diagnosi, telecontrollo e gestione energetica di Smart Building Networks, in ambito residenziale e terziario.