



Ricerca di Sistema elettrico

Modelli di aggregazione di utenze in edifici
di tipo residenziale con gestione energetica
ottimizzata mediante sistemi di controllo
avanzati e sistemi di building automation

L. Martirano, E. Habib, M. Manganelli

MODELLI DI AGGREGAZIONE DI UTENZE IN EDIFICI DI TIPO RESIDENZIALE CON GESTIONE ENERGETICA
OTTIMIZZATA MEDIANTE SISTEMI DI CONTROLLO AVANZATI E SISTEMI DI BUILDING AUTOMATION

L. Martirano, E. Habib, M. Manganelli

Settembre 2017

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

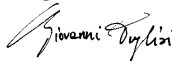
Piano Annuale di Realizzazione 2016

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

Progetto: Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: Soluzioni innovative per l'efficientamento degli edifici

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Modelli di aggregazione di utenze in edifici di tipo residenziale con gestione energetica ottimizzata mediante sistemi di controllo avanzati e sistemi di building automation"

Responsabile scientifico ENEA: Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico DIAEE Università Sapienza di Roma : Luigi Martirano



Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	8
2 MODELLI DI GESTIONE ENERGETICA ED ECONOMICA PER EDIFICI MULTIFAMILIARI.....	10
2.1 GENERALITÀ.....	10
2.1.1 Edificio MURB.....	10
2.1.2 Edificio NZEB.....	11
2.1.3 Passive House.....	15
2.1.4 La Normativa Italiana.....	16
2.1.5 La prestazione energetica negli edifici.....	16
2.2 MODELLI DI AGGREGAZIONE PREVISTI NELLO SCENARIO NAZIONALE (SEU, ECC.).....	18
2.2.1 Reti elettriche pubbliche e reti elettriche private.....	18
2.2.2 Le Reti Interne di Utente, RIU.....	20
2.2.3 Le altre reti elettriche private.....	21
2.3 I SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI, SDC.....	22
2.3.1 La direttiva europea.....	23
2.3.2 Il recepimento della direttiva in Italia.....	24
2.3.3 L'applicazione della direttiva in Italia.....	25
2.3.4 La segnalazione da parte dell'autorità per la concorrenza.....	27
2.3.5 Peculiarità del modello SDC.....	28
2.4 I SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO, SSPC.....	32
2.5 MODELLI DI AGGREGAZIONE A LIVELLO INTERNAZIONALE: LE ENERGY COMMUNITY.....	35
2.6 MODELLI DI TARIFFAZIONE NAZIONALE: TARIFFE E COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA.....	35
2.6.1 Servizi di vendita SV.....	35
2.6.2 Differenze tra PUN e PE (PED) e loro impiego come indice per i contratti di fornitura.....	41
2.6.3 Servizi di Rete.....	43
2.6.4 Oneri generali di Sistema.....	43
2.6.5 Tasse.....	45
2.6.6 Tariffa trinomina.....	45
2.7 IMPATTO DELLA TARIFFA ELETTRICA SUI MODELLI DI ENERGY COMMUNITY.....	47
2.8 PROPOSTA DI SOLUZIONI ABILITANTI: MODELLO DI ENERGY COMMUNITY PER GLI EDIFICI MURB (MULTI-UNIT RESIDENTIAL BUILDING). MODELLO RIPARTITORE.....	48
3 SVILUPPO DI LOGICHE DI GESTIONE E CONTROLLO APPLICATE A SISTEMI DI BUILDING AUTOMATION.....	54
3.1 GENERALITÀ SUI SISTEMI DI CONTROLLO.....	54
3.2 FUNZIONI OBIETTIVO: RISPARMIO ENERGETICO E DEMAND SIDE MANAGEMENT.....	55
3.3 ARCHITETTURA DI RETE DI RIFERIMENTO.....	56
3.3.1 Impianto elettrico.....	56
3.3.2 Impianti meccanici.....	57
3.4 LOGICHE DI CONTROLLO.....	58
3.4.1 T1 - Controllo di sola centrale termica.....	58
3.4.2 T2 - Controllo di centrale termica e modulazione a livello di zona.....	59
3.4.3 T3 - Controllo di centrale termica e a livello di zona.....	60
3.4.4 Controllo di centrale termica e a livello di zona e controllo dei lavaggi.....	61
4 SIMULAZIONE DELLE LOGICHE DI GESTIONE E CONTROLLO ATTRAVERSO L'IMPLEMENTAZIONE IN UN PROGETTO DI PLC.....	62
4.1 MODELLO DI SIMULAZIONE DELL'EDIFICIO E DEGLI IMPIANTI.....	62
4.1.1 Modello della zona termica.....	64

4.1.2	Modello dell'edificio.....	66
4.2	RISULTATI DELLA SIMULAZIONE	68
5	PROGETTO DELL'ARCHITETTURA DEL SISTEMA BEMS.....	70
5.1	ARCHITETTURA HARDWARE DEL BEMS.....	70
5.2	PROGETTO DEL PLC PER L'ALLOCAZIONE DELLE LOGICHE BEMS	71
5.2.1	Ingressi.....	71
5.2.2	Uscite	72
5.2.3	Variabili di Sistema	72
5.2.4	Impostazioni.....	72
5.3	SISTEMA DI SMART METERING SMS	72
5.4	IMPIANTI DOMOTICI POSTI ALL'INTERNO DELLE UNITÀ ABITATIVE.....	73
5.5	BUILDING AUTOMATION, BACKBONE DI EDIFICIO	74
	IL MODELLO PREVEDE LA PRESENZA DI UNA DORSALE BACKBONE DI EDIFICIO (BES) SU PROTOCOLLO KONNEX ON IP, PER IL COLLEGAMENTO DI TUTTI I SISTEMI BES LOCALI. SI UTILizzeranno ACCOPPIATORI TP/IP PER OGNI UNITÀ.	74
	LA GESTIONE INTEGRATA DELLE DOMOTICHE DI APPARTAMENTO CONSENTE UN NOTEVOLE ASPETTO INNOVATIVO DEL MODELLO PROPOSTO.	74
	IL SISTEMA BEMS GESTIRÀ NON SOLO UN APPARTAMENTO MA DECINE DI APPARTAMENTI CON EVIDENTI POTENZIALITÀ DI ENERGY MANAGEMENT.....	74
5.6	SISTEMA DI SUPERVISIONE (SCADA). SUPERVISIONE DEGLI IMPIANTI.	75
5.7	BEMS PROPOSTO.	75
5.7.1	T1. Boiler control. Accumuli termici centralizzati.....	76
5.7.2	T2. Local control. Accumuli termici distribuiti	77
5.7.3	T3. Pre Heating	78
5.7.4	SA. Smart Appliances. Gestione dei carichi elettrici. Elettrodomestici smart	79
5.8	SIMULAZIONE DEL CONTROLLORE E RISULTATI	79
6	CONCLUSIONI.....	83
7	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	87

Allegato. Codice di calcolo in matlab.

Sommario

L'attività riguarda lo studio di modelli di aggregazione di utenti in edifici di tipo residenziale, l'analisi di architetture di impianti e di gestione energetica integrata e la messa a punto di sistemi di controllo avanzati per l'ottimizzazione della gestione mediante sistemi di building automation.

Sono stati presi in considerazione edifici di nuova realizzazione di tipo multi famigliari, con riscaldamento a pompa di calore elettrica, per i quali è stato condotto uno studio finalizzato all'ottimizzazione della prestazione energetica attraverso lo sviluppo di un nuovo modello di controllo che integri gli aspetti elettrici e gli aspetti termici. Il modello studiato può essere implementato in edifici esistenti, mediante interventi di sostituzione di caldaia a gas o carbone con pompa di calore elettrica ed integrazione con generatore fotovoltaico.

In particolare sono stati presi come riferimento edifici multi unità a prevalente destinazione abitativa (Multi Unit Residential Building MURB) costituiti dal palazzo/condominio con unità immobiliari (appartamenti, uffici e negozi) dislocate verticalmente su più piani, e con servizi comuni di connettività e parcheggi. Tale tipologia di edifici costituisce una percentuale importante del parco immobiliare italiano specialmente dei centri urbani medio grandi.

Una prima parte è stata dedicata ai modelli di gestione energetica ed economica per edifici multifamiliari tipo MURB.

Lo studio ha riguardato l'analisi dello scenario attuale di tipo impiantistico e regolatorio, e l'analisi delle tariffe elettriche e del gas e dell'influenza del costo dell'energia nei vari scenari di aggregazione analizzati.

Sono stati approfonditi i possibili modelli di aggregazione previsti nello scenario nazionale (SEU, ecc.), modelli allo studio a livello internazionale e sono stati introdotti innovativi modelli di aggregazione.

In particolare il modello proposto denominato "ripartitore" prevede una rete elettrica integrata e comune con servizi energetici condivisi e sistema di contabilizzazione dei flussi di energia tale da consentire l'applicazione e la ripartizione di tutte le componenti che costituiscono i costi energetici.

Per quanto riguarda la tariffa e il costo dell'energia, sono stati analizzati modelli di tariffazione, con riferimento a scenari internazionali e possibili applicazioni in Italia. Una sezione è stata dedicata al concetto di energy community e a possibili implementazioni.

In un'apposita sezione sono state analizzate le caratteristiche degli edifici MURB classificati come edifici ad energia quasi zero (nearly zero energy building NZEB). Oltre ad una sintesi degli aspetti legislativi e normativi, sono analizzate tutte le tecnologie di impianti tecnici che svolgono un ruolo importante nel panorama degli NZEB.

Una seconda parte ha riguardato lo sviluppo di logiche di gestione e controllo applicate a sistemi di building automation.

Il modello di architettura considerato come riferimento si basa su una rete elettrica centralizzata di edificio con unico punto di allaccio con il distributore a livello di media tensione. La rete alimenta sia i servizi elettrici (comuni di edificio e di singole unità) sia i servizi termici (riscaldamento, raffrescamento, ventilazione e acqua calda sanitaria) previsti centralizzati con pompa di calore a geotermia. La rete elettrica è prevista completa di generazione locale (fotovoltaico) e sistemi di accumulo elettrico. Le unità residenziali sono previste cablate con sistema di home automation integrate in una dorsale di edificio che gestisce anche il sistema di misura distribuita evoluto (smartmetering), capillare e comunicante per tutti i vettori energetici impiegati nell'edificio (elettricità e calore), e per ciascuna unità.

Il modello di riferimento considerato consiste in una microgrid a servizio dell'edificio con alimentazione esclusivamente elettrica (gas free) di tutti i servizi tecnici sia comuni sia delle singole unità.

Il modello di micro grid proposto è capace di integrare in modo ottimizzato gli impianti a fonti rinnovabili, essendo dotata di una rete elettrica comune e di un sistema di building automation evoluto per l'implementazione di un sistema gestionale dell'intero edificio (Building Energy Management System BEMS). La rete elettrica è prevista, infatti, affiancata da un sistema Home and Building Electronic System HBES (definito dalla norma CEI 205-14). Gli impianti della centrale termica sono affiancati da un sistema di Building Automation Control System BACS con impiego dello standard tipicamente impiegato per la gestione delle centrali termiche. Le unità residenziali sono previste cablate con sistema di home

automation HES su BUS locale completo di supervisore locale (LS) comunicante e collegato ad un router (RT) a sua volta connesso alla rete dati (TCP-IP) e collegato attraverso accoppiatori alla dorsale di edificio BES. Il BEMS è previsto allocato su un supervisore centralizzato con funzioni SCADA che integra i due sistemi HBES e BACS e il sistema di misura distribuita evoluto (smartmetering SMS) e sul quale sono integrate tutte le funzioni di building energymanagement systems BEMS, compresa la contabilizzazione degli assorbimenti sulla base dei valori comunicati dal sistema SMS.

Sono state schematizzate logiche di controllo e di demand side management (DSM) finalizzate all'ottimizzazione della gestione dei vettori energetici, inseguendo il massimo sfruttamento delle risorse rinnovabili locali ed il minimo impatto sulla rete di distribuzione elettrica (edificio ad energia a km 0). Le logiche di controllo non interferiscono nelle abitudini degli occupanti e saranno ottimizzate in modo da poter essere eseguite dal sistema di building management di edificio (BMS). Tali logiche riguarderanno la gestione dell'impianto di riscaldamento/climatizzazione, la schedulazione di alcuni carichi elettrici e di ventilazione, la gestione dei carichi elettrici gestibili (lavaggi), la gestione della generazione locale e la gestione degli accumuli propri e di fatto presenti nell'edificio. I controlli agiranno su: gestione set point boiler riscaldamento, gestione set point boiler acqua calda sanitaria, gestione set point locali di appartamento, attivazione carichi elettrici schedulabili di appartamento (lavaggi), attivazione carichi elettrici di ricarica veicoli, storage elettrico.

L'aspetto innovativo consiste nella possibilità di condurre gli impianti termofrigoriferi con la funzione obiettivo di gestire variazioni di potenza elettrica nel nodo di saldo dell'edificio. Tale controllo è possibile perché gli impianti termofrigoriferi sono alimentati dal vettore elettrico e perché è possibile sfruttare l'inerzia termica dell'edificio e degli impianti. I serbatoi per la gestione del riscaldamento e dell'acqua calda sanitaria costituiscono sistemi di accumulo termico naturali che abbinati alla elevata inerzia termica del sistema, offrono interessanti possibilità di controllo dell'impianto senza pregiudicare il livello di comfort.

Una terza parte ha riguardato la simulazione delle logiche di gestione e controllo attraverso l'implementazione in un progetto di PLC che è stato simulato in un ambiente simulativo appositamente costruito in ambiente matlab. Il modello energetico dell'edificio simulato in matlab aveva come obiettivo quello di valutare l'incidenza in termini di potenza e energia dei controlli proposti. Il codice matlab progettato per le simulazione è fornito in allegato.

Le simulazioni sono finalizzate a realizzare il modello esecutivo dei controlli in un prototipo operativo di PLC da interfacciare con i sistemi BUS di gestione di un edificio campione. La simulazione ha portato alla messa a punto di un progetto di controllore/PLC dotato di ingressi e uscite. Gli ingressi corrispondono ai segnali dei parametri energetici e di influenza monitorati, le uscite corrispondono alle attuazioni sui controlli (set point, attivazione carichi, gestione storage, ecc.).

Le conclusioni sono incoraggianti poiché dalle simulazioni svolte risulta un impatto considerevole delle logiche gestionali in termini di controllo della curva di potenza e di gestione energetica. La funzione obiettivo primaria di massimizzazione dell'autoconsumo di energia elettrica generata in loco, può essere affiancata da una seconda funzione obiettivo di controllo della potenza e dell'energia in funzione del costo orario. Tale seconda funzione può essere meglio fruttata se i contratti di fornitura prevedono una indicizzazione su una componente oraria piuttosto che a fascia. Inoltre il modello proposto "ripartitore" consente una ottimizzazione dei costi relativi agli oneri di rete a favore degli utenti.

In considerazione dell'attuale scenario regolatorio nazionale, il modello proposto può essere implementato in immediatamente solo in modo parziale (centralizzazione degli usi comuni e dei servizi termici). Il modello completo necessita di alcuni aggiornamenti sia dal punto di vista regolatorio sia dal punto di vista della tariffazione. La proposta è di introdurre un nuovo modello di ripartizione per gli edifici MURB alla stregua di quanto accade già negli impianti di riscaldamento, prevedendo punti di fornitura centralizzati e possibilità di ripartizione dei costi energetici con apposite tariffe specialmente per quanto riguarda la parte regolata degli oneri di rete.

Alcune conclusioni sono state riportate nei seguenti articoli:

Luigi Martirano; Emanuele Habib; Giuseppe Parise; Giacomo Greco; Matteo Manganelli; Ferdinando Massarella; Luigi Parise; Demand Side Management in Micro-grids for Load Control in Nearly Zero Energy Buildings, IEEE Transactions on Industry Applications, Year: 2017, Volume: 53, Issue: 3, Pages: 1 - 1, DOI: 10.1109/TIA.2017.2672918

Luigi Martirano, Emanuele Habib, Giuseppe Parise, Giacomo Greco, Marta Cianfrini, Luigi Parise, Ferdinando Massarella, Paolo di Laura Frattura, Demand side management in mixedresidential/commercial buildings with PV on site generation, IEEE I&CPS 2017, 8-11 May 2017, Niagara Falls, Canada; DOI: 10.1109/ICPS.2017.7945093, in corso di pubblicazione su IEEE IAS Magazine

Luigi Martirano, Emanuele Habib, Giacomo Greco, Matteo Manganelli, Alessandro Ruvio, Biagio Di Pietra, Alessandro Pannicelli, Sara Piccinelli, Giovanni Puglisi, Pasquale Regina, An example of smart building with a km zero energy performance, IEEE IAS Annual Meeting, Cincinnati, USA, 1-6 October 2017.

1 Introduzione

Il presente lavoro evidenzia come sia possibile individuare un modello di aggregazione delle utenze di tipo residenziale/commerciale/terziario al fine di ottimizzare la prestazione energetica degli edifici.

Un edificio anche se classificato ad alta prestazione energetica (NZEB o equivalente) per la qualità degli isolamenti e l'efficienza degli impianti può ottenere un ulteriore miglioramento prestazionale attraverso l'impiego di sistemi di gestione dell'energia (Building Energy Management Systems) che operano sui sistemi di controllo dell'edificio (Building Automation Control Systems BACS) grazie alle informazioni ricevute dai BACS stessi e dal sistema di metering.

Il BEMS può attuare miglioramenti di prestazione soprattutto se la rete (microgrid) è costituita con un'architettura integrata.

Il modello proposto si inserisce in un discorso internazionale di costituzione di energy community. All'interno della microgrid le utenze devono poter comunicare per poter attuare le logiche di ottimizzazione. Al fine di incentivare le utenze a operare in questa ottica, è importante che il ritorno economico sia ripartito in modo equilibrato tra i vari attori con particolare attenzione al cliente finale.

L'architettura di impianti suggerita per il modello residenziale multifamiliare è del tipo full elettrico (gas free), con unico allaccio elettrico per tutto l'edificio, un sistema di riscaldamento e produzione acqua calda sanitaria centralizzato a pompe di calore con geotermia. Gli impianti sono dotati di sistemi domotici e di building automation come ampiamente descritto nel report e di sistema di metering, integrati a livello di supervisore di edificio. Lo scambio delle informazioni tra unità e supervisore di edificio consente l'implementazione di algoritmi di controllo per l'ottimizzazione della performance, sfruttando lo storage termico degli impianti termici e la differibilità di alcuni carichi (smartappliance).

L'architettura di rete proposta per edifici di tipo residenziale multi unità consiste in una visione innovativa degli impianti tecnici elettrici e termici, entrambi visti come impianti centralizzati e facenti parte di un'unica micro grid elettrica, con unico allaccio ed unica interfaccia con la rete di distribuzione e gestita in modo integrata. La microgrid è dotata di un sistema di building automation e monitoraggio integrato che consente l'implementazione di logiche gestionali avanzate. L'ottimizzazione energetica che ne scaturisce è consistente perché applicata a un insieme significativo di utenze con un carico elettrico importante ed un elevato livello di flessibilità.

In questa visione, l'edificio può essere considerato un soggetto unico che interagisce con la rete di distribuzione elettrica, potenziando le sue prestazioni in termini di efficienza energetica e riducendo i costi di approvvigionamento. In tale approccio, il demand side management (DSM) della domanda di energia elettrica può avere un notevole impatto, specialmente tenendo in considerazione la presenza di un numero elevato di carichi gestibili, come gli elettrodomestici (ad es. lavatrici) ed i sistemi di riscaldamento, condizionamento e acqua calda sanitaria, che possono essere gestiti anticipando l'erogazione di potenza, sfruttando l'edificio stesso come accumulo di energia termica.

Il BEMS attua alcune logiche gestionali per ottimizzare l'autoconsumo della generazione locale, ottimizzare la prestazione degli impianti termici in funzione delle effettive esigenze e controllare alcuni carichi differibili al fine di controllare il diagramma complessivo di assorbimento elettrico dell'edificio.

Una parte dello studio è stato dedicato all'analisi degli attuali modelli di aggregazione previsti nel regime regolatorio nazionale.

Una seconda parte è stata dedicata all'analisi del sistema tariffario nazionale, evidenziandone l'impatto sui possibili modelli di aggregazione suggeriti.

In una terza parte è stato costruito un modello di simulazione della prestazione energetica finalizzato alla valutazione dell'impatto dei sistemi di controllo sulla prestazione energetica dell'edificio attraverso alcuni indicatori di performance (KPI).

La ricerca ha evidenziato come i sistemi di building energy management BEMS avanzati riescano a migliorare significativamente il comportamento energetico degli edifici anche di tipo residenziale multiunità.

Con l'impiego delle logiche di controllo BEMS analizzate, risulta ottimizzata rispetto alla prestazione che si avrebbe senza controlli avanzati, nel valore di picco della potenza assorbita (incidenze fino al 30%) e nel profilo di assorbimento (energia differita fino al 30% di quella giornaliera), senza incrementi apprezzabili del fabbisogno energetico, nonostante i periodi di incremento della temperatura ambiente in inverno e di riduzione della temperatura ambiente in estate. La gestione dell'erogazione di potenza dell'impianto di riscaldamento comporta un modesto incremento del fabbisogno termico, ampiamente compensato dalla riduzione del fabbisogno complessivo e dall'incremento dell'autoconsumo della produzione locale di energia conseguenti alla razionalizzazione del profilo di carico.

Tale ottimizzazione consente di ottenere un comportamento virtuoso dell'edificio non solo in termini di saldo energetico annuale (qualifica NZEB) ma anche di profilo istantaneo di potenza (concetto proposto di KZEB km zero energy building) con impatto sulle reti di distribuzione "limitato e senza punte".

I vantaggi sono di risparmio economico e maggiore comfort per gli utenti e di minore impatto per il distributore.

Infine la ricerca di mostra che il modello proposto con impiego di soluzioni completamente elettriche ovvero prive di riscaldamento centralizzato a gas e di cogenerazione, oltre a rendere ancora più flessibile il profilo energetico, rende l'edificio a emissioni zero o "zero emission building" (ZEB).

Il modello di aggregazione proposto può essere definito come "modello a ripartizione".

L'energia consumata dalla microgrid non è rivenduta ai singoli utenti ma è semplicemente ripartita, come nel modello della contabilizzazione del calore in impianti di riscaldamento condominiali centralizzati.

Il modello ripartitore prevede:

- aggregazione fisica di tutti gli utenti su rete elettrica unica;
- unico punto di fornitura per tutte le utenze interne alla microgrid;
- sistema di riscaldamento elettrico a pompa di calore;
- impianto fotovoltaico;
- doppio sistema di contabilizzazione fiscale, con contatore unico di microgrid e contatori separati di utenze;
- un sistema di metering distribuito;
- realizzazione di una rete di building automation di edificio, backbone collettore di tutti gli impianti domotici locali;
- un sistema SCADA di gestione del sistema di riscaldamento, in funzione delle informazioni raccolte dagli impianti domotici locali e dal sistema di metering;
- individuazione di un valore della componente A3 da applicare all'utenza microgrid, alla stregua delle nuove componenti per utenze pompa di calore o colonnine di ricarica.

Pertanto, la micro grid proposta consentirebbe un importante sviluppo di soluzioni domotiche, di building automation e di smartappliances.

2 Modelli di gestione energetica ed economica per edifici multifamiliari

2.1 Generalità

L'efficienza energetica negli edifici è un elemento chiave delle politiche europee sui cambiamenti climatici e la sostenibilità energetica e uno tra i cinque obiettivi che l'Unione Europea è chiamata a raggiungere entro il 2020 (strategia Europa 2020). Ciò in quanto quasi il 40% del consumo energetico finale e il 36% delle emissioni di gas serra è dovuto agli edifici.

Ai fini del presente lavoro, occorre richiamare le due definizioni di multi-unit residential building (MURB), edificio a energia quasi zero(NZEB), passive house.

2.1.1 Edificio MURB

Un edificio detto MURB (multi-unit residential building) è un edificio a uso puramente residenziale, o residenziale e commerciale, comprendente un insieme di unità residenziali, ognuna dotata di ingresso indipendente dall'esterno o da uno spazio comune; in numero di almeno due (in verticale) e al più 32 unità (<https://www.linkedin.com/pulse/multi-unit-residential-building-murb-nabil-habashy>). Case a schiera o indipendenti non sono definite MURB.

Per tale tipo di edificio possono essere erogati degli incentivi fiscali da parte dell'autorità fiscale (<https://definedterm.com/a/definizione/65061>).

Le tipologie principali di MURB possono essere e.g. (<https://prezi.com/fpv3jujyoipv/murb-multi-use-residential-building/>):

- Edifici a due o tre piani, con unità commerciali a pianterreno fronte strada e unità residenziali ai piani rialzati;
- Edifici a più piani con unità a uso commerciale o pubblico a pianterreno;
- Unità residenziali multifamiliari all'interno di edifici a uso terziario.

Un esempio di MURB è rappresentato nella figura sottostante (Figura 1), costituito da una piastra commerciale a pianterreno, un parcheggio interrato e due torri in elevazione a uso residenziale.

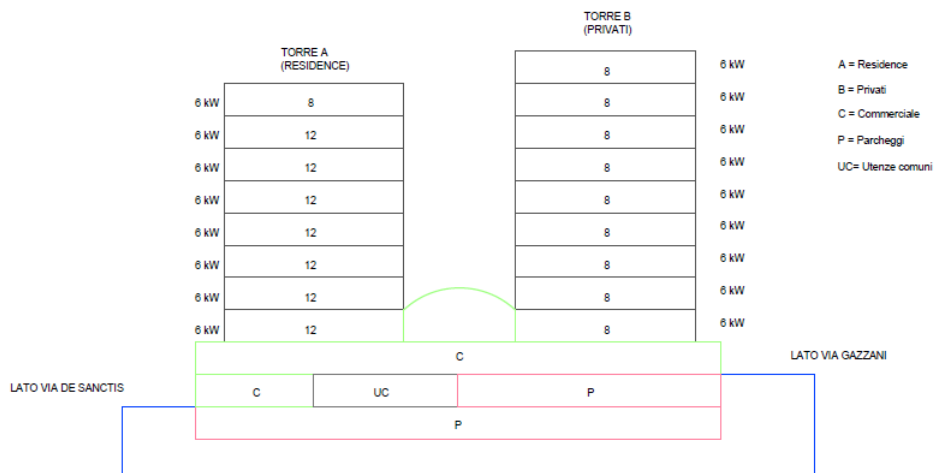


Figura 1. Esempio di MURB costituito da due torri con un centinaio di appartamenti, una piastra comune commerciale e un parcheggio comune.



Figura 2. Esempio di MURB in corso di costruzione.

2.1.2 Edificio NZEB

Ai sensi dell'articolo 2 della direttiva sull'efficienza energetica (EPBD) REF un edificio a energia quasi zero (NZEB) è definito come un edificio che ha un'alta efficienza energetica, il cui fabbisogno energetico, quasi nullo o comunque molto basso, deve essere soddisfatto in misura significativa da fonti rinnovabili, tra cui

L'energia proveniente da sistemi di generazione a fonti rinnovabili siti in loco o nelle vicinanze. Le prestazioni energetiche dell'edificio devono essere determinate conformemente all'allegato I della direttiva, tenendo conto almeno dei seguenti elementi:

- Caratteristiche termiche dell'edificio, comprese le sue partizioni interne;
- Impianto di riscaldamento e approvvigionamento di acqua calda;
- Impianti di climatizzazione;
- Ventilazione naturale e meccanica;
- Impianti di illuminazione;
- Progettazione, posizionamento e orientamento dell'edificio;
- clima all'aperto;
- Sistemi solari passivi e protezione solare;
- Condizioni climatiche interne;
- Carichi interni.

Ufficialmente il termine NZEB (Nearly Zero Energy Building) compare per la prima volta all'interno di un pacchetto di Direttive Europee definite dall'acronimo EPBD (Energy Performance of Buildings Directive) nel 2010, che prosegue la strategia di Europa 2020 in tema di sviluppo sostenibile, invitando gli stati membri ad introdurre normative sulla prestazione energetica degli edifici.

La direttiva EPBD, prevede che gli Stati membri provvedono affinché entro il 31 dicembre 2020 tutti gli edifici di nuova costruzione siano edifici a energia quasi zero e a partire dal 31 dicembre 2018 gli edifici di nuova costruzione occupati da enti pubblici e di proprietà di questi ultimi siano edifici a energia quasi zero. Occorre innanzi tutto sottolineare la differenza rilevante tra il concetto di Edificio ad Energia Quasi Zero (NZEB) ed quello di Edificio ad Energia Zero (ZEB).

Il termine "energia zero" si riferisce ad edifici energeticamente autonomi ossia off-grid, mentre l'edificio NZEB è generalmente collegato a una o più infrastrutture energetiche, siano esse la rete elettrica, il teleriscaldamento-raffreddamento, la rete del gas, e altre reti di distribuzione.

In questo modo, quando la produzione di energia (da fonti rinnovabili) è maggiore del consumo dell'edificio, il surplus di energia elettrica o calore, può essere inviato alla rete elettrica o di teleriscaldamento. La produzione di energia ceduta alla rete va a compensare il consumo di energia primaria da combustibili fossili.

Gli aspetti fondamentali di un NZEB sono l'involucro, la produzione di energia rinnovabile e gli impianti.

L'involucro deve essere costruito seguendo le più avanzate tecniche di risparmio energetico, regolando al meglio il passaggio del calore, dell'umidità, della luce e della ventilazione, in modo da ottenere elevate prestazioni sia in inverno che in estate.

Tra le varie tecnologie utilizzate, per raggiungere un'efficienza energetica sempre più alta, ci sono: isolanti innovativi, sostanze a cambiamento di fase, "superfinestre" (finestre caratterizzate da trasmittanza bassissima), software capaci di gestire in modo intelligente i flussi energetici.

Il controllo della ventilazione, svolge un ruolo importante nel contenere le perdite energetiche dell'edificio, per questo sarà necessario un sistema di ventilazione meccanica con recupero di calore, in grado di mantenere un corretto ricambio d'aria interno sia per il comfort che per la salubrità interna delle abitazioni.

La normativa inoltre impone verifiche termo-igrometriche, che prevedono la verifica di assenza di condensa interstiziale e la verifica di assenza del rischio di formazione di muffa, requisiti sicuramente più restrittivi rispetto a quanto previsto dall'attuale legislazione in merito.

Naturalmente poi, dovranno essere apportate le giuste correzioni in funzione della zona climatica, oggetto dell'intervento edilizio, delle diverse condizioni climatiche e del profilo delle utenti a cui è destinato l'edificio.

Tra gli NZEB sono varie le tipologie adottate, basate su tecnologie diverse, ma tutte efficaci, volte ad ottenere una richiesta energetica dell'edificio molto bassa, mantenendo però elevati livelli di comfort termo-igrometrico.

La normativa definisce i requisiti minimi per un Edificio a energia quasi zero. Sono considerati “edifici a energia quasi zero” tutti gli edifici, siano essi di nuova costruzione o esistenti, per cui sono contemporaneamente rispettati:

- a) Tutti i requisiti previsti dalla lettera b), del comma 2, del paragrafo 3.3, determinati con i valori vigenti dal 1° gennaio 2019 per gli edifici pubblici e dal 1° gennaio 2021 per tutti gli altri edifici;
- b) Gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili nel rispetto dei principi minimi di cui all’Allegato 3, paragrafo 1, lettera c), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

I requisiti minimi sono determinati con l'utilizzo dell'edificio di riferimento, in osservanza di quanto previsto all’articolo 4, comma 1, lettera b) del decreto legislativo, in caso di nuova costruzione, demolizione e ricostruzione, e di ristrutturazione importante di primo livello.

i. Il parametro H_T risulti inferiore al pertinente valore limite riportato nella Tabella 10, dell’Appendice A; l’area solare equivalente estiva per unità di superficie utile risulti inferiore al corrispondente valore limite riportato in tabella 11 appendice A.

ii. L’indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale (EPH), l’indice di prestazione termica utile per la climatizzazione estiva, compreso l’eventuale controllo dell’umidità (EPC), l’indice di prestazione energetica globale, espresso in energia primaria (EPgl), sia totale che non rinnovabile;

iii. I rendimenti dell’impianto di climatizzazione invernale (H), di climatizzazione estiva (c) e di produzione dell’acqua calda sanitaria (w);

$H_T = H_{tr,adj} / \sum_k A_k \text{ [W/m}^2\text{K]}$						
$H_{tr,adj}$ è il coefficiente globale di scambio termico per trasmissione dell’involucro calcolato con la UNI/TS 11300-1 (W/K);						
A_k è la superficie del k-esimo componente (opaco o trasparente) costituente l’involucro (m ²).						
Numero Riga	RAPPORTO DI FORMA (S/V)	Zona climatica				
		A e B	C	D	E	F
1	$S/V \geq 0,7$	0,58	0,55	0,53	0,50	0,48
2	$0,7 > S/V \geq 0,4$	0,63	0,60	0,58	0,55	0,53
3	$0,4 > S/V$	0,80	0,80	0,80	0,75	0,70
Numero Riga	TIPOLOGIA DI INTERVENTO	Zona climatica				
		A e B	C	D	E	F
4	Ampliamenti e Ristrutturazioni importanti di secondo livello per tutte le tipologie edilizie	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62

Figura 3: valore massimo ammissibile del coefficiente globale di scambio termico

1. Si calcola l'area equivalente estiva $A_{sol,est}$ dell'edificio come sommatoria delle aree equivalenti estive di ogni componente vetrato k:

$$A_{sol,est} = \sum_k F_{sh,ob} \times g_{gl+sh} \times (1 - F_F) \times A_{w,p} \times F_{sol,est} \quad [m^2]$$

dove:

$F_{sh,ob}$ è il fattore di riduzione per ombreggiatura relativo ad elementi esterni per l'area di captazione solare effettiva della superficie vetrata k-esima, riferito al mese di luglio;

g_{gl+sh} è la trasmittanza di energia solare totale della finestra calcolata nel mese di luglio, quando la schermatura solare è utilizzata;

F_F è la frazione di area relativa al telaio, rapporto tra l'area proiettata del telaio e l'area proiettata totale del componente finestrato;

$A_{w,p}$ è l'area proiettata totale del componente vetrato (area del vano finestra);

$F_{sol,est}$ è il fattore di correzione per l'irraggiamento incidente, ricavato come rapporto tra l'irradianza media nel mese di luglio, nella località e sull'esposizione considerata, e l'irradianza media annuale di Roma, sul piano orizzontale.

Tabella 11 - Valore massimo ammissibile del rapporto tra area solare equivalente estiva dei componenti finestrati e l'area della superficie utile $A_{sol,est}/A_{sup,utile}$ (-)

#	Categoria edificio	Tutte le zone climatiche
1	Categoria E.1 fatta eccezione per collegi, conventi, case di pena, caserme nonché per la categoria E.1(3)	$\leq 0,030$
2	Tutti gli altri edifici	$\leq 0,040$

Figura 3: valore massimo ammissibile del rapporto tra area solare equivalente estiva dei componenti finestrati e area della superficie utile $A_{sol,est}/A_{sup,utile}$

L'elevate prestazioni richieste dagli NZEB, necessitano l'utilizzo di soluzioni innovative, sia per quanto riguarda l'impiantistica, sia per l'involucro edilizio.

Gli obiettivi sono raggiunti attraverso:

Elevate prestazioni dei singoli componenti e apparecchi.

Sviluppo di soluzioni volte a rendere dinamico l'involucro edilizio, così da adeguarsi all'evolvere delle condizioni ambientali esterne ed interne.

Utilizzo di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Domotica (regolazione e controllo).

Nel campo degli isolanti termici, sono già presenti ottime soluzioni, come i cosiddetti materiali "superisolanti" che possono raggiungere valori di trasmittanza termica molto bassi. I pannelli isolanti con aerogel, per esempio, raggiungono valori di conduttività termica di 0.013W/mK, mentre per i pannelli isolanti sotto vuoto si può scendere anche a 0.007W/mK.

Per quanto riguarda la prestazione energetica estiva, si stanno diffondendo materiali con elevata riflettanza solare (cool materials). Possono raggiungere livelli di riflettanza anche del 90%, garantendo comunque un'ottima risposta cromatica e l'integrazione architettonica dell'involucro.

Altra soluzione innovativa riguarda i materiali termo-cromici in grado di cambiare colore a seconda della temperatura superficiale: diventano bianchi al di sopra di un preciso valore di temperatura, per tornare al colore originale quando si raffreddano.

Sono inoltre in fase di studio, materiali a cambiamento di fase e foto-cromici.

¹ Supplemento ordinario n.39 alla Gazzetta Ufficiale, ALLEGATO 1 (articoli 3 e 4)

Per quel che riguarda gli involucri trasparenti, si è giunti a notevoli miglioramenti per gli infissi di legno, alluminio e PVC, con valori di trasmittanza prossimi a $1 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$

Sul mercato sono presenti anche vetri elettrocromici, penalizzati però da un costo elevato, mentre si sta sempre più diffondendo il fotovoltaico trasparente, sfruttando tecnologie consolidate (silicio) o innovative (film sottili, DSSC, PV organico con diverse tecnologie di deposizione).

Sono in fase di sviluppo anche nuove soluzioni per aumentare l'efficienza delle pompe di calore, in particolare la ricerca si concentra su nuovi compressori (eventualmente dotati di inverter), circuiti frigoriferi innovativi, apparecchi polivalenti, ottimizzazione dei cicli di sbrinamento e sistemi misti.

L'innovazione più importante, però, è sicuramente l'utilizzo di un sistema di building automation, che grazie ad un controllo in tempo reale delle condizioni esterne ed interne dell'edificio, combinato con la produzione di energia rinnovabile, permette di gestire al meglio sia l'involucro che gli impianti.

2.1.3 Passive House

Oltre alla elevata efficienza, lo Standard Passive House permette di ottenere eccellenti rapporti costi-benefici se si tiene conto dei minori costi energetici complessivi. L'uso potenziale delle energie rinnovabili riduce ulteriormente le emissioni di CO₂.

Lo Standard Passive House è la base ideale per Edifici a energia quasi zero. È uno standard di performance energetica che non si limita solo ad alcuni progetti di costruzione o a edifici di tipo specifico.

Il calore che non viene disperso non deve essere fornito con impianti attivi.

Questo è il principio chiave dello Standard Passive House che viene realizzato principalmente per mezzo di un involucro edilizio ben isolato. Fonti "passive" di energia, come il sole attraverso le finestre, o fonti di calore interne, sono sufficienti per riscaldare lo spazio interno. A questo si aggiunge un sistema di ventilazione che recupera il calore dall'aria estratta.

In questo modo, una Passive House per il riscaldamento consuma circa il 90% di energia in meno di un edificio convenzionale e più del 75% in meno rispetto alla media dei nuovi edifici europei. Una Passive House è anche un investimento interessante per i proprietari: i costi aggiuntivi sostenuti in fase di realizzazione vengono ammortizzati dopo pochi anni grazie al risparmio energetico. Le bollette per riscaldamento e raffreddamento saranno un decimo di quelle di un edificio "convenzionale".

I cinque fattori chiave per ottenere una passive house:

- 1) Un livello ottimale di isolamento termico è essenziale per raggiungere alti livelli di efficienza energetica. La maggior parte del calore negli edifici convenzionali viene perso attraverso le pareti esterne, il tetto ed il pavimento. Questo principio è invertito in estate e in zone climatiche più calde: a fianco di elementi frangisole esterni ed elettrodomestici ad alta efficienza energetica, l'isolamento termico garantisce che il calore rimanga fuori mantenendo l'interno piacevolmente fresco.
- 2) Finestre termicamente isolate con infissi e vetri di alta qualità. Tali finestre, tipicamente con triplo vetro, intrappolano il calore del sole durante i freddi mesi invernali. Le finestre rivolte a sud veicolano più energia solare in casa rispetto al calore che rilasciano verso l'esterno.
- 3) Evitare i ponti termici. Il calore si sposta da uno spazio riscaldato verso uno spazio più freddo seguendo un percorso di minima resistenza. I ponti termici sono i punti deboli in una struttura che lasciano passare più energia di quella che naturalmente ci si potrebbe aspettare. Evitare i ponti termici nella progettazione edilizia è quindi un ottimo modo per evitare inutili perdite di calore.
- 4) Un involucro edilizio ermetico. Un involucro che racchiude l'intero spazio interno impedisce la perdita di energia, i danni strutturali legati all'umidità e le correnti d'aria. Per raggiungere questo obiettivo, le Passive House sono progettate con uno strato di tenuta continuo. Particolare attenzione deve essere rivolta alle giunzioni e ai dettagli di connessione.
- 5) Ventilazione con recupero di calore. Questo sistema garantisce una fornitura costante di aria fresca, pulita, priva di polvere e polline e riduce le perdite di energia. Fino al 90% del calore dall'aria estratta può essere recuperato tramite scambio termico. Questi sistemi sono di solito molto efficaci e facili da usare.

2.1.4 La Normativa Italiana

Con l'emanazione del D.L. n.63/2013 "Disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE" (convertito poi in legge 90/2013), l'Italia recepisce le disposizioni europee in materia di prestazioni energetiche nell'edilizia.

Il 15 Luglio 2015 sono stati pubblicati in Gazzetta Ufficiale, i Decreti attuativi della suddetta legge.

I 3 Decreti, datati 26 Giugno 2015, affrontano tutti gli aspetti inerenti l'efficienza energetica:

- Requisiti prestazionali minimi degli edifici
- Modalità di elaborazione delle relazioni tecniche di progetto
- Certificazione energetica degli edifici

Essi vanno a definire le nuove modalità di calcolo della prestazione energetica degli edifici ed i nuovi requisiti minimi di efficienza da rispettare, sia per le nuove costruzioni che per le ristrutturazioni.

Sono state così eliminate le disomogeneità regionali che nel passato hanno accompagnato la valutazione energetica di un edificio.

In particolare vengono definite le nuove linee guida nazionali alla certificazione energetica degli edifici per la redazione del NUOVO APE, in vigore dal 1 Ottobre 2015. Novità principale è che la metodologia di calcolo è uguale per tutto il territorio nazionale e quindi il nuovo APE è unico per tutte le Regioni.

Un'altra grande novità è il nuovo metodo usato per determinare la classificazione energetica, non ci si basa più su sul rapporto S/V (superficie disperdente/volume riscaldato) e sui Gradi Giorno (GG) del comune sede dell'immobile.

La classificazione adesso dipende da un "edificio di riferimento".

L'edificio di riferimento è un edificio identico a quello oggetto della progettazione per geometria, orientamento, ubicazione geografica, destinazione d'uso e tipologia d'impianto, avente però caratteristiche termiche ed energetiche predeterminate.

La nuova scala di classificazione energetica è formata da 10 classi: da A4 a G, definite attraverso l'indice di prestazione energetica globale dell'edificio in termini di energia primaria.

La prestazione energetica di un edificio è definita come la quantità annua di energia primaria effettivamente consumata o che si prevede possa essere necessaria per soddisfare, con un uso standard dell'immobile, i vari bisogni energetici dell'edificio:

- La climatizzazione invernale e estiva;
- La preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari;
- La ventilazione;
- Per il settore terziario, l'illuminazione, gli impianti ascensori e scale mobili;

La prestazione energetica può essere espressa in energia primaria non rinnovabile, rinnovabile o totale, come somma delle precedenti.

2.1.5 La prestazione energetica negli edifici

Con riferimento a quanto disposto dall'articolo 4, comma 1, lettera a), del decreto legislativo, la prestazione energetica degli edifici è determinata sulla base della quantità di energia necessaria annualmente per soddisfare le esigenze legate a un uso standard dell'edificio e corrisponde al fabbisogno energetico annuale globale in energia primaria per il riscaldamento, il raffrescamento, per la ventilazione, per la produzione di acqua calda sanitaria e, nel settore non residenziale, per l'illuminazione, gli impianti ascensori e scale mobili. In particolare:

Il fabbisogno energetico annuale globale si calcola come energia primaria per singolo servizio energetico, con intervalli di calcolo mensile. Con le stesse modalità si determina l'energia da fonte rinnovabile prodotta all'interno del confine del sistema. Il calcolo su base mensile si effettua con le metodologie di cui all'articolo 3, comma 1, del presente decreto;

Si opera la compensazione tra i fabbisogni energetici e l'energia da fonte rinnovabile prodotta e utilizzata all'interno del confine del sistema con le condizioni di cui alla lettera d);

È consentito tenere conto dell'energia da fonte rinnovabile o da cogenerazione prodotta nell'ambito del confine del sistema (in situ) alle seguenti condizioni:

Solo per contribuire ai fabbisogni del medesimo vettore energetico (elettricità con elettricità, energia termica con energia termica, ecc);

Fino a copertura totale del corrispondente fabbisogno o vettore energetico utilizzato per i servizi considerati nella prestazione energetica. L'eccedenza di energia rispetto al fabbisogno mensile, prodotta in situ e che viene esportata, non concorre alla prestazione energetica dell'edificio. In relazione alla cogenerazione, l'energia utilizzata dal cogeneratore viene allocata all'energia elettrica e termica prodotta dallo stesso secondo quanto segue, considerando un rendimento di riferimento del sistema elettrico nazionale η_{el} pari a 0,413 ed un rendimento di riferimento termico $\eta_{th,ref}$ pari a 0,9. Indicando quindi a_w e a_q rispettivamente i fattori di allocazione all'energia elettrica e termica prodotta si ha che:

$$a_w = \frac{\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,ref}}}{\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,ref}} + \frac{\eta_{th}}{\eta_{th,ref}}} \quad a_w = \frac{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,ref}}}{\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,ref}} + \frac{\eta_{th}}{\eta_{th,ref}}}$$

Nel calcolo del fabbisogno energetico annuale globale di cui alla lettera b), fatto salvo quanto previsto al punto ii, l'eventuale energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile in eccedenza ed esportata in alcuni mesi, non può essere computata a copertura del fabbisogno nei mesi nei quali la produzione sia invece insufficiente;

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile non può essere conteggiata ai fini del soddisfacimento di consumi elettrici per la produzione di calore con effetto Joule.

Nel caso di impianti di generazione da fonte rinnovabile centralizzati, ovvero che alimentino una pluralità di utenze, oppure nel caso di impianti di generazione da fonte rinnovabile che contribuiscano per servizi diversi, per ogni intervallo di calcolo si attribuiscono quote di energia rinnovabile per ciascun servizio e per ciascuna unità immobiliare in proporzione ai rispettivi fabbisogni termici all'uscita dei sistemi di generazione ovvero ai rispettivi fabbisogni elettrici.

Ai fini delle verifiche progettuali del rispetto dei requisiti minimi, si effettua il calcolo sia dell'energia primaria totale che dell'energia primaria non rinnovabile, ottenute applicando i pertinenti fattori di conversione in energia primaria totale $f_{P,tot}$ e in energia primaria non rinnovabile $f_{P,nren}$ di cui alla Tabella 1, della lettera h).

Il fattore di conversione in energia primaria totale $f_{P,tot}$ è pari a:

$$f_{P,tot} = f_{P,nren} + f_{P,ren}$$

$f_{P,nren}$: fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile

$f_{P,ren}$: fattore di conversione in energia primaria rinnovabile

Vettore energetico	$\sqrt{f_{P,nren}}$	$f_{P,ren}$	$f_{P,tot}$
Gas naturale ⁽¹⁾	1,05	0	1,05
GPL	1,05	0	1,05
Gasolio e Olio combustibile	1,07	0	1,07
Carbone	1,10	0	1,10
Biomasse solide ⁽²⁾	0,20	0,80	1,00
Biomasse liquide e gassose ⁽²⁾	0,40	0,60	1,00
Energia elettrica da rete ⁽³⁾	1,95	0,47	2,42
Teleriscaldamento ⁽⁴⁾	1,5	0	1,5
Rifiuti solidi urbani	0,2	0,2	0,4
Teleraffrescamento ⁽⁴⁾	0,5	0	0,5
Energia termica da collettori solari ⁽⁵⁾	0	1,00	1,00
Energia elettrica prodotta da fotovoltaico, mini-eolico e mini-idraulico ⁽⁵⁾	0	1,00	1,00
Energia termica dall'ambiente esterno – free cooling ⁽⁵⁾	0	1,00	1,00
Energia termica dall'ambiente esterno – pompa di calore ⁽⁵⁾	0	1,00	1,00
⁽¹⁾ I valori saranno aggiornati ogni due anni sulla base dei dati forniti da GSE. ⁽²⁾ Come definite dall'allegato X del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. ⁽³⁾ I valori saranno aggiornati ogni due anni sulla base dei dati forniti da GSE. ⁽⁴⁾ Fattore assunto in assenza di valori dichiarati dal fornitore e asseverati da parte terza, conformemente al quanto previsto al paragrafo 3.2. ⁽⁵⁾ Valori convenzionali funzionali al sistema di calcolo.			

2.2 Modelli di aggregazione previsti nello scenario nazionale (SEU, ecc.)

2.2.1 Reti elettriche pubbliche e reti elettriche private

Una rete elettrica è un sistema elettrico a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non può essere ricondotta ad uno schema semplificato in cui ci sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tale sistema è pertanto riconducibile ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica, quindi in tutti questi sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione. Le reti elettriche si possono dividere in reti pubbliche e in reti private, con le ultime identificate dall'attuale legislazione italiana come Sistemi di Distribuzione Chiusi.

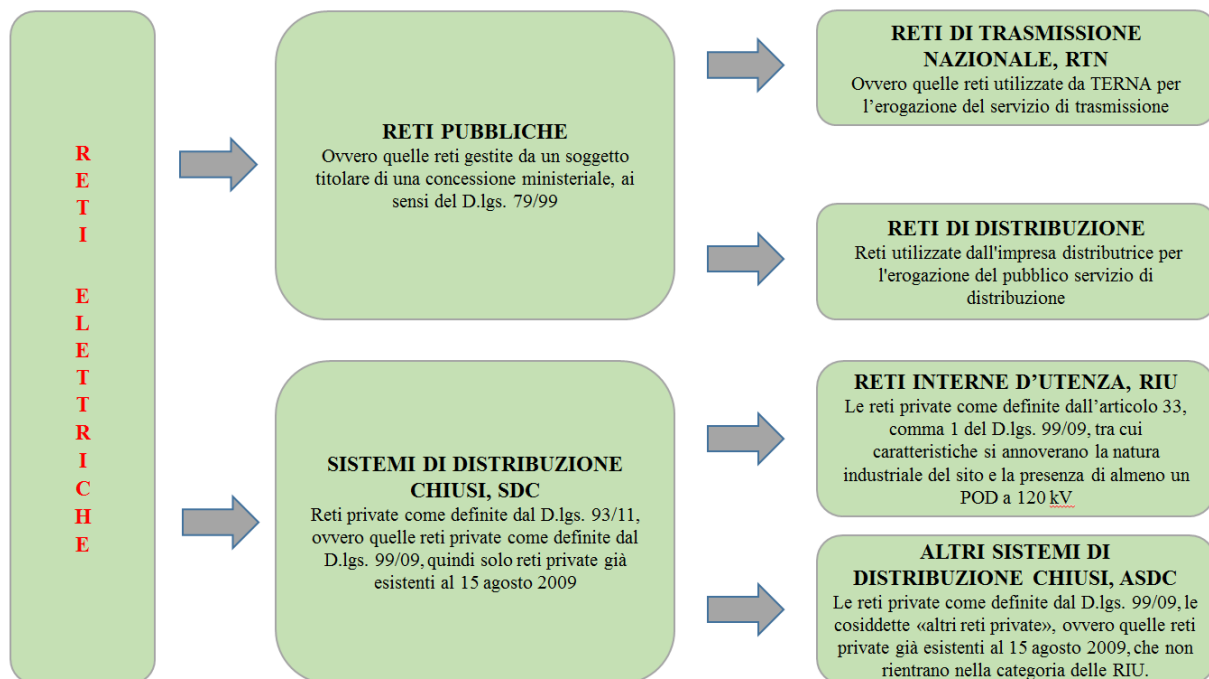


Figura 4. Schema dei sistemi di distribuzione attualmente regolati in Italia.

Il principale decreto legislativo riguardante le reti elettriche pubbliche, che interessa anche le reti private è il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, detto anche decreto Bersani dal nome del suo ispiratore. Tale decreto è un atto normativo della Repubblica Italiana di recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo, provvedimento che introdusse in Italia la liberalizzazione del settore elettrico. Prima dell'entrata in vigore del D.lgs. 79/99 il mercato elettrico nelle sue diverse componenti (generazione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita) era concentrato in un unico operatore integrato, l'ENEL che curava ogni fase del settore elettrico, per il quale il decreto ha disposto secondo opportune norme la separazione societaria e proprietaria di ciascuna di queste fasi. Ciascuna fase è stata poi opportunamente regolamentata in modo da ottenere le migliori condizioni capaci di garantire l'effettiva realizzazione dell'apertura del mercato. L'apertura aveva come scopo l'ingresso di capitali privati e una concorrenza tra molteplici operatori con il fine ultimo di avere delle tariffe più basse rispetto ad una situazione di tipo monopolistica. Inoltre tale decreto ha istituito particolari soggetti a carattere pubblico che hanno il compito di ottimizzare il funzionamento del mercato. Per quanto riguarda l'attività di trasmissione e dispacciamento il decreto ha sancito che la rete dovesse essere gestita in regime di monopolio, considerando che la presenza sulla rete da parte di vari produttori elettrici sarebbe stata svantaggiosa economicamente, per questo ha disposto la creazione di una società che fosse proprietaria della concessione delle infrastrutture della rete e la creazione di un ente pubblico denominato Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) che avesse la gestione operativa di tale rete. Nasce così una nuova società denominata Terna che gestisce esclusivamente tale tipo di infrastruttura e una volta diventata pienamente indipendente a seguito della quotazione alla Borsa di Milano ha fatto scomparire l'esigenza di una gestione terza della rete, quindi di fatto le competenze del GRTN relative alla rete sono state riassorbite da Terna che di fatto è diventata concessionaria e gestore della rete.

Per quanto concerne la fase della distribuzione il decreto ha conferito a tale fase la caratteristica di monopolio locale, cioè relativamente ad un ambito geografico definito dal territorio di un comune ha sancito che deve esistere un solo distributore di energia elettrica che si occupi di svolgere tale servizio. Le tariffe di distribuzione sono state determinate per legge e per tutte quelle società che oltre ad altri settori della filiera elettrica operano anche in questo settore è stato imposto l'obbligo di realizzare una divisione dell'attività di distribuzione da altre attività, quindi la creazione di un'apposita società di distribuzione.

Questo decreto dà una definizione della rete elettrica pubblica come una rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica. L'insieme delle reti pubbliche è suddivisibile nei seguenti in due sottoinsiemi, le reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e le reti di distribuzione. Tutte le reti pubbliche sono reti con obbligo di connessione di terzi, cioè sono reti elettriche gestite da un gestore che ha l'obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità.

Gli articoli del decreto legislativo n. 79/99 definiscono però delle categorie statiche che si applicano a delle realtà profondamente dinamiche; non è quindi raro che una certa configurazione impiantistica inizialmente catalogabile come auto produttore, nel tempo e per effetto, ad esempio, di modifiche societarie, perda tale qualifica pertanto si configuri come una rete privata aventi terzi connessi. In teoria la comparsa di un soggetto terzo, distinto dal titolare delle reti e non riconducibile al suo gruppo societario, avrebbe dovuto comportare, nel periodo ante-liberalizzazione, la cessione all'Enel del tratto di rete necessario per la fornitura del predetto utente. In realtà ciò non è avvenuto e pertanto il quadro normativo introdotto dal decreto legislativo n. 79/99 avrebbe dovuto tenere in adeguata considerazione anche dell'esistenza di reti private che connettevano soggetti terzi diversi dal gestore, quindi la disapplicazione parziale o totale del disposto normativo presente negli atti di concessione ha di fatto portato alla persistenza di tali reti. A tali situazioni normalmente ci si riferiva genericamente con le espressioni "reti private" o "reti interne di utenza" fino a quando la legge n. 99/09 e il successivo D.lgs. 93/11 hanno provato ad inquadrare nel contesto normativo queste realtà che altrimenti risultavano essere in palese difformità con esso.

Il D.lgs. 79/99 ha consentito alle imprese titolari di una concessione di distribuzione o di trasmissione di energia elettrica di svolgere il pubblico servizio servendosi di reti o linee private, quindi di tratti di reti e di linee di proprietà di soggetti non concessionari. Questi nella maggior parte dei casi hanno l'obbligo di messa a disposizione della loro rete all'impresa distributrice per l'erogazione del pubblico servizio di distribuzione. Il decreto però ha previsto che il rapporto tra il gestore di rete concessionario e il gestore della rete privata dovesse essere regolato nell'ambito di una opportuna convenzione, inoltre per il tratto in cui il gestore di rete concessionario usufruisce della rete privata, la medesima rete privata viene vista come se fosse una rete pubblica. Come già accennato la normativa dispone che l'attività di distribuzione possa essere esercitata esclusivamente in regime di concessione, quindi l'unico modo con cui consente al gestore di una rete privata di acquistare un titolo valido per lo svolgimento dell'attività di distribuzione è quello di ottenere un'autorizzazione dal concessionario, per esigenze di razionalizzazione o di migliore erogazione del servizio. Tale assetto, pertanto, consente la gestione di RIU e di Altre Reti Private, gestite da soggetti diversi dall'impresa distributrice territorialmente concessionaria, nei limiti e alla condizione che quest'ultima rilasci al gestore della RIU e di Altra Rete Privata una apposita sub-concessione, previa autorizzazione ministeriale.

2.2.2 Le Reti Interne di Utenza, RIU

Con il D.lgs. 99/09 si assiste ad un primo tentativo del legislatore di prendere atto dell'esistenza delle reti elettriche private che non sono gestite da soggetti titolari di una concessione di distribuzione, non riuscendo tuttavia ad inquadrare tutte le realtà appartenenti all'insieme delle reti elettriche private, infatti tale decreto ha solo individuato e definito solo un sottoinsieme delle stesse. Tale decreto nel articolo 33 definisce in effetti solo una specifica categoria di reti, le Reti Interne di Utenza, definendole come delle reti il cui assetto rispetti le seguenti condizioni:

- Sia una rete esistente oppure con lavori di realizzazione già avviati alla data di entrata in vigore della legge, ovvero alla data di 15 agosto 2009;
- La rete connetti unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica essenziali per il funzionamento del processo produttivo industriale. Le unità di consumo e di produzione devono essere ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili;

- La rete non presenti l'obbligo di connessione di terzi, però deve comunque consentire il diritto di connessione alla rete elettrica pubblica di ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete;
- Deve possedere almeno un punto di interconnessione con la rete pubblica a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
- La rete deve essere gestita da un unico soggetto responsabile che può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.

Lo stesso articolo riduce le responsabilità del gestore concessionario titolare al solo punto di interconnessione con la RIU, mentre il compito di assicurare la sicurezza delle persone e delle cose nell'area della rete ricade sul soggetto responsabile della RIU. Si attribuisce inoltre all'Autorità competente i compiti di individuazione, regolamentazione e vigilanza di tali reti, ma anche il compito di stabilire le condizioni procedurali ed economiche sulla base delle quali le RIU ma anche le reti private diverse dalle RIU possono essere utilizzate dai gestori concessionari per l'erogazione del pubblico servizio.

L'articolo 33 stabilisce anche che dalla data di entrata in vigore della presente legge i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema per le reti con gestori senza titolo di concessione devono essere applicati facendo riferimento all'energia elettrica consumata dal cliente finale, quindi calcolati con parametri relativi al punto di connessione dei medesimi. Per le Reti Interne di Utente tuttavia tali corrispettivi tariffari devono essere applicati esclusivamente all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, quindi le RIU non devono corrispondere oneri per quanto riguarda l'energia auto consumata in sito. Il D.lgs. 91/14 che ha poi imposto anche ad essi il pagamento degli oneri generali di sistema anche sull'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 5% del loro valore unitario. Si nota come questo beneficio fiscale viene riservato ad uno specifico sotto settore dell'industria non necessariamente rientrante tra quelli effettivamente meritevoli di incentivi, ovvero quelli con sistemi di produzione da fonte rinnovabile o in presenza di cogenerazione. Per contro, la normativa impone delle condizioni molto restrittive alla classificazione come RIU, limitandola in effetti ad un solo comparto del settore industriale in base a meri aspetti tecnici. La legge 99/09 se da una parte ha regolato meglio questa tipologia di reti, dall'altra ha lasciato un enorme buco giuridico nei confronti di tutte le reti private che non presentano i requisiti necessari alla loro classificazione come RIU, reti che sono state solo denominate nella legge come "altre reti private", senza fornire una qualsiasi definizione delle stesse. Tali reti private potrebbero potenzialmente delinearsi come i migliori sistemi per l'installazione di impianti di produzione di energia distribuita come è il caso delle aree portuali, dei campeggi, dei centri commerciali, ecc., a cui manca il requisito della connessione a 120kV o la vocazione industriale. Infatti, in questi siti, che potrebbero essere definiti multi cliente, il singolo possiede spesso una piccola parte del totale e condivide con gli altri utenti degli spazi comuni che ben si presterebbero all'installazione di sistemi di produzione da fonti rinnovabili o cogenerativi.

In conclusione la legge n. 99/09 introduce una definizione di rete privata che permette di congelare tale realtà ad una certa data definendo pertanto un insieme chiuso di reti, mentre in relazione alle altre reti private non è introdotta alcuna definizione esplicita, se non un rimando nell'articolo 30, comma 27 alla necessità di salvaguardare i diritti acquisiti e utilizzare in modo razionale le risorse esistenti delle altre reti private, quindi si rimanda ad un successivo decreto ministeriale che regoli i rapporti di tali reti con l'impresa titolare della concessione di distribuzione.

2.2.3 Le altre reti elettriche private

La legge 99/09 ha solo nominato senza poi fornire una definizione concreta delle cosiddette "altre reti elettriche private" diverse dalle RIU, limitandosi ad attribuire al Ministero dello Sviluppo Economico il compito di determinare nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete privata, la società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti. Tale compito fu rispettato grazie al decreto ministeriale del 10 dicembre 2010 che ha dato attuazione a quanto disposto dalla legge n. 99/09 e ha corretto alcuni problemi derivanti dalla definizione di "rete con obbligo di connessione di terzi" confermando che tale obbligo si applica ai soli

gestori di rete titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione e lasciando invariato il “diritto di libero accesso al sistema elettrico da parte dei soggetti connessi alle reti elettriche”. Il decreto ha anche demandato all’Autorità le modalità applicative, oltre all’individuazione di apposite misure per monitorare l’aggiornamento dei soggetti appartenenti a una RIU, prevedendo opportuni accorgimenti atti a contenere l’estensione territoriale di tali reti. Il decreto tuttavia non ha fornito nessuna definizione delle cosiddette “altre reti private” e non ha disposto nulla sulla possibilità di costruzione di nuove reti private. La vera novità fu l’introduzione della categoria del Sistema di Auto-Approvvigionamento Energetico inteso come “configurazione impiantistica in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato, agli impianti per il consumo di un unico soggetto giuridico, o di più soggetti appartenenti al medesimo gruppo societario, e sono realizzati all’interno dell’area di proprietà o nella disponibilità del medesimo cliente o gruppo societario”, inquadrando in tale categoria anche i Sistemi Efficienti d’Utenza.

Alcuni aspetti delle disposizioni introdotte con il decreto ministeriale del 10 dicembre 2010 sono state prontamente contestate al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio da Enel Distribuzione. Secondo Enel Distribuzione infatti:

- il predetto decreto ammetterebbe, seppur implicitamente, la possibilità di realizzare nuove reti elettriche private, quindi ne consentirebbe la proliferazione in contrasto con il regime d’esclusiva dell’attività di distribuzione in capo ai soggetti concessionari;
- non essendo espressamente vietato ai titolari delle reti private di connettere nuovi utenti, il decreto permetterebbe di fatto l’esercizio dell’attività di distribuzione anche ai soggetti non concessionari;
- il decreto introdurrebbe una nuova configurazione impiantistica (il Sistema di Auto-Approvvigionamento Energetico) non previsto dalla normativa primaria.

TAR Lazio ha accolto in parte il ricorso dell’Enel Distribuzione, attraverso la sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012, con cui ha meglio definito lo statuto delle reti elettriche private. La corte ha deciso di annullare l’articolo riguardante i Sistemi di Auto-Approvvigionamento Energetico, poiché finirebbe per ampliare illegittimamente l’area delle configurazioni non rientranti tra le reti elettriche in assenza di specifiche norme primarie che giustificano tale operazione. Dall’altra parte il TAR ha respinto le altre contestazioni in quanto il decreto non avrebbe introdotto alcuna liberalizzazione delle reti private, dato che non dispone nulla su tale tema. Sebbene il decreto non vieti espressamente ai gestori delle reti private di connettere terzi, tale divieto è già insito nella normativa primaria ed in particolare nelle prescrizioni del decreto legislativo n. 79/99 che istituiscono il regime di concessione dell’attività di distribuzione. In tale ottica, quindi, il TAR conferma che l’attività di distribuzione può essere svolta esclusivamente dai soggetti concessionari e, in via eccezionale, da altri soggetti per i quali sussistono delle precise disposizioni normative. In definitiva, secondo il TAR, l’attività di distribuzione è di dominio esclusivamente dei soggetti concessionari e pertanto le reti private sono da intendersi come una categoria storica, non ampliabile né attraverso un’estensione delle reti esistenti tramite la connessione di nuovi clienti finali, né attraverso la realizzazione di nuove reti private.

Da tutto ciò emerge che la sentenza n. 6407 del TAR Lazio, interpreta il D.lgs. 99/09 e il successivo decreto ministeriale come dei meri tentativi di prendere atto e di regolare una situazione di fatto preesistente.

2.3 I Sistemi di Distribuzione Chiusi, SDC

In questo paragrafo è descritta un modello innovativo e recentemente introdotto di rete elettrica privata, ovvero i Sistemi di Distribuzione Chiusi, SDC. Il termine nasce nell’articolo 28 della direttiva europea 2009/72/CE, direttiva che da una precisa definizione di tale tipologia di rete elettrica, insieme a dei suggerimenti riguardanti le deroghe da concedere a questi tipi di sistemi. In Italia la direttiva venne recepita mediante il D.lgs. 93/11, decreto che ha recepito l’articolo relativo ai SDC mediante la mera identificazione di tale categoria con quelle delle RIU e delle Altre Reti Private come definite e regolate dalla legge n. 99/09. Si deve comunque precisare che l’introduzione dell’articolo 28 della direttiva 2009/72/CE nella normativa

nazionale è delegata dalla direttiva alle autorità nazionali su base volontaria e non obbligatoria. Vedremo in seguito come l'interazione tra la direttiva europea e la preesistente legislazione italiana ha influenzato la forma della delibera 539/15 dell'AEEGSI sulla regolazione dei SDC. In fine questo paragrafo si concluderà con la segnalazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato circa l'interpretazione data dalle autorità italiane sui Sistemi di Distribuzione Chiusi, che sottolinea come tale quadro legislativo ostacoli lo sviluppo di nuovi sistemi che potrebbero configurarsi come un'opportunità di sviluppo sostenibile del sistema elettrico italiano.

2.3.1 La direttiva europea

Nel 2009 è stata approvata dalla Commissione Europea il cosiddetto terzo pacchetto in materia di energia, volto a completare la realizzazione di un mercato concorrenziale dell'energia, e il pacchetto clima-energia, che contiene una serie di misure volte a favorire lo sviluppo di fonti rinnovabili nell'ambito della lotta ai cambiamenti climatici. Il terzo pacchetto comprende due direttive, ovvero la direttiva 2009/72/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e la direttiva 2009/73/CE sul mercato interno del gas, ma anche tre regolamenti, cioè il regolamento n. 713/2009, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, e i regolamenti n. 714/2009 e n. 715/2009 in materia di accesso all'infrastruttura di trasmissione e trasporto dell'energia elettrica e del gas. Con questa nuova normativa europea si assiste a un rafforzamento del potere di indirizzo affidato agli organi dell'Unione Europea ed alla creazione di un sistema europeo di regolazione basato sulla collaborazione tra autorità nazionali di regolazione e Commissione Europea. In conferma di tale assunto si può portare in sostegno la nuova disciplina in materia di separazione delle reti trasmissive, il rafforzamento delle autorità nazionali di regolazione e la creazione dell'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori (ACER), e la nuova disciplina in materia di sviluppo delle fonti di energia rinnovabili.

Come già accennato l'introduzione dei Sistemi di Distribuzione Chiusi viene fatta nell'articolo 28 comma 1, dove vengono definiti come sistemi che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che non riforniscono utenti civili se non per tre eccezioni:

- Se per motivi di tecnici o di sicurezza le utenze civili sono integrate nel processo produttivo;
- Se il sistema distribuisce energia principalmente al gestore o al proprietario della rete e alle imprese correlate a questo;
- Se rifornisce accidentalmente nuclei familiari che sono in rapporti lavorativi con il proprietario della rete e che sono localizzati dentro l'area descritta dal SDC.

Nei commi 2 e 3 vengono suggerite alcune disposizioni finalizzate ad esonerare i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi dagli obblighi che costituirebbero un onere amministrativo superfluo a causa della natura particolare del rapporto tra il gestore del SDC e gli utenti del sistema. In particolare queste deroghe includono l'esonero di acquisire l'energia che si utilizza per coprire le perdite di energia e l'esonero dell'approvazione delle tariffe, o delle metodologie di calcolo, da parte dell'agenzia nazionale responsabile prima della loro entrata in vigore.

Il significato di tali definizioni è stato poi ulteriormente precisato dalla Commissione Europea con la nota interpretativa del 22 gennaio 2010 in materia di mercati retail. In tale nota, la Commissione evidenzia che i Sistemi di Distribuzione Chiusi sono in primo luogo sistemi di distribuzione realizzati all'interno di un sito geograficamente limitato e ciò li distingue dalle più generali Reti Pubbliche. Ciò significa, inoltre, che il gestore del SDC non può connettere autonomamente utenze localizzate all'esterno del sito, come sopra definito. In secondo luogo, i SDC potrebbero essere localizzati in siti industriali, commerciali o di servizi comuni come, a titolo di esempio, gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i centri commerciali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti industriali per via della natura specializzata del loro funzionamento. Gli utenti connessi ai SDC sono clienti industriali, commerciali, soggetti che erogano servizi condivisi o, i soli nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, oltre che, eventualmente, produttori di energia elettrica. Il caso delle utenze civili integrate è riferito a situazioni in cui vari soggetti condividono

una rete di distribuzione che consente l'ottimizzazione dell'approvvigionamento energetico o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o gestionali. Ad esempio, ciò è comune in siti industriali in cui il calore prodotto da un sistema cogenerativo viene utilizzato, per i rispettivi processi produttivi, dai diversi soggetti ivi presente, oppure tale requisito si presenta qualora i diversi soggetti presenti necessitano di operare con standard elettrici diversi da quelli comunemente applicati alle reti pubbliche. Nella medesima nota la Commissione Europea precisa, inoltre, che i SDC sono a tutti gli effetti dei sistemi di distribuzione e non costituiscono una nuova e separata categoria di sistemi. Dunque per la direttiva europea ad essi si applicano gli obblighi generali che si applicano agli altri sistemi di distribuzione. In particolare, anche l'obbligo di garantire l'accesso ai terzi, inteso come obbligo di connessione di terzi e di libero accesso al sistema elettrico qualora i predetti terzi siano ubicati all'interno del sito geograficamente limitato su cui insiste il SDC.

2.3.2 Il recepimento della direttiva in Italia

Il recepimento della direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica avvenne in Italia attraverso il decreto legislativo n. 93/11, in tale ambito, infatti, il legislatore ha previsto, al comma 5 dell'articolo 38, che "Ferma restando la disciplina relativa ai sistemi efficienti di utenza di cui all'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115 del 2008, i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza così come definite dall'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009, cui si applica l'articolo 33, comma 5, della legge 23 luglio 2009, n. 99.". Con tale comma il legislatore ha recepito nell'ordinamento nazionale la categoria dei Sistemi di Distribuzione Chiusi introdotta dall'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE rimandando semplicemente alle definizioni del D.lgs. 99/09. Tale decisione comporterebbe la necessità di interpretare gli effetti del citato articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 in coerenza con il quadro comunitario. Considerato che non esiste una definizione di Altre Reti Private, alla luce dell'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, si è ritenuto che le Altre Reti Private debbano essere definite come le reti, diverse dalle Reti Pubbliche e dalle RIU che rientrano nella definizione di Sistemi di Distribuzione Chiusi di cui alla direttiva 2009/72/CE. La qualificazione delle RIU e delle Altre reti Private alla stregua di SDC ha due importanti ricadute. In primo luogo, essendo gli SDC dei veri e propri sistemi di distribuzione, essi sono sottoposti all'obbligo di garantire l'accesso ai terzi. Conseguentemente, i gestori delle RIU e delle Altre Reti Private sono soggetti, da un lato, all'obbligo di connessione di terzi in relazione alle unità di produzione e di consumo realizzate all'interno del sito su cui insiste il SDC e, dall'altro, all'obbligo di libero accesso al sistema in relazione agli utenti connessi a tali reti. In secondo luogo, poiché l'attività di distribuzione, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, può essere esercitata esclusivamente in regime di concessione, e poiché nell'ambito del territorio in cui insistono gli SDC esistenti è già presente un concessionario dell'attività di distribuzione, eventuali gestori di SDC che non siano le imprese distributrici concessionarie, devono acquistare un titolo valido per lo svolgimento dell'attività nell'ambito della rete coerente con la disciplina nazionale in materia di concessioni. Dato che la legge 99/09 sembrava non prevedere nuove reti private rinviando al recepimento della normativa comunitaria in materia, analogamente, il decreto legislativo 93/11 di recepimento nulla esplicita in merito alla possibile realizzazione di nuovi SDC in un contesto in cui l'attività di distribuzione è esercitata in regime di concessione, in opposizione alla direttiva 2009/72/CE che non pone alcun vincolo temporale al riguardo. Si è ritenuto pertanto che l'Autorità, nell'esercizio dei predetti poteri regolatori, dovesse definire una regolazione, nel caso di RIU e Altre Reti Private, che sia compatibile con quanto previsto dalla direttiva europea 2009/72/CE per i SDC e con gli indirizzi della legge n. 99/09. In tale contesto, si è ritenuto che sia compito dell'Autorità a dover definire le casistiche e le modalità con le quali applicare eventualmente le deroghe alla normativa generale previste per i SDC coerentemente con gli indirizzi che il legislatore ha definito con la legge n. 99/09.

Si deve osservare che il recepimento fatto attraverso questo decreto legislativo ha portato la Commissione Europea ad aprire una procedura d'infrazione nei confronti dell'Italia per il non corretto recepimento delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE relative al terzo pacchetto sull'energia. Le principali critiche fatte dalla

commissione riguardano gli audit energetici, per quanto riguarda le clausole che impediscono il trasferimento dei risultati di un audit, per il mancato recepimento delle figure di “gestore del sistema di trasmissione” e di “aggregatore”, ma anche in merito alla cogenerazione ad alto rendimento, in particolare per quanto riguarda l’accesso prioritario o garantito alla rete di energia elettrica da parte degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

2.3.3 L’applicazione della direttiva in Italia

L’AEEGSI dopo un periodo molto lungo di tempo, anche a causa di quadro normativo non del tutto chiaro, ha pubblicato la delibera 539/2015/R/EEL con la quale si è proposto di razionalizzare le reti private esistenti affinché siano correttamente inquadrate nell’attuale contesto normativo e regolatorio mediante la loro catalogazione come Sistemi di Distribuzione Chiusi, definendo una disciplina transitoria fino a fine 2016 e regole a regime a partire dal primo gennaio 2017. La delibera denominata anche Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi, TISDC, ha come scopo la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso dei SDC. Tali sistemi, coerentemente alla definizione comunitaria, sono definiti come reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all’interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che non rifornisce clienti civili. L’insieme dei Sistemi di Distribuzione Chiusi, come prescritto dal D.lgs. 93/11 è quindi suddivisibile in:

- Reti Interne d’Utenza, RIU, definite come l’insieme delle reti elettriche private censite dall’Autorità che rispettano i requisiti previsti dall’articolo 33 della legge 99/09;
- Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi, ASDC, definiti come tutti i SDC diversi dalle RIU, ovvero le sole reti private esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09 diverse dalle RIU e che soddisfano le condizioni previste dalla definizione di SDC, nonché eventuali SDC realizzati successivamente previo accordo con l’impresa distributrice locale e la successiva autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico.

A sua volta, sempre nel rispetto delle disposizioni comunitarie, il soggetto che gestisce i Sistemi di Distribuzione Chiusi viene equiparato a tutti gli effetti ad un distributore di energia elettrica, per il quale sono comunque previste alcune semplificazioni e deroghe data la speciale natura della rete elettrica che deve gestire. Dalle esenzioni concesse ai SDC dal articolo 28 della direttiva 2009/72/CE risulta che i corrispettivi di trasmissione e distribuzione sono definiti dai gestori del SDC, come consentito dalla normativa comunitaria, escludendo al tempo stesso tali gestori dai meccanismi di riconoscimento dei costi e di perequazione posti in essere dall’Autorità. Anche i diversi servizi (trasporto, qualità, sicurezza di persone e cose, ecc.) erogati all’utente del SDC devono essere disciplinati e regolati in totale autonomia dal gestore del SDC, fermi restando alcuni principi e criteri previsti dall’Autorità, garantendo allo stesso tempo il rispetto dell’obbligo di connessione dei terzi nel caso di utenti connettabili e il rispetto dell’obbligo di libero accesso al sistema per i predetti utenti.

Il servizio di dispacciamento, secondo l’articolo 33 della legge 99/09 deve essere erogato alle singole unità di produzione e consumo connesse alle RIU, pertanto, tale previsione è coerente con il diritto previsto dalla normativa europea che permette agli utenti finali di accedere liberamente ai servizi del sistema elettrico. In tale ottica

l’utente deve essere ben identificabile e visibile dal sistema elettrico in modo univoco, perciò ogni cliente finale del SDC deve essere prima individuato e poi identificato attraverso un codice POD e come vedremo questo può comportare non pochi problemi durante il processo di adeguamento. La delibera, ispirandosi dallo stesso articolo 33, stabilisce anche che le imprese distributrici e Terna sono responsabili dell’erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione nonché della qualità del servizio limitatamente al punto di connessione tra la rete pubblica e la rete del SDC.

La delibera 539/15, sulla base del quadro normativo vigente, con riferimento ai criteri di estensione geografica dei SDC e all’individuazione degli utenti a essi connettabili prevede che i SDC non possano estendersi oltre i limiti territoriali del sito su cui essi insistevano alla data di entrata in vigore della legge 99/09 ossia, al 15 agosto 2009. Prevede anche, in particolare, che il perimetro

di sito sia coincidente con opportune delimitazioni (muri di cinta, recinzioni, ecc.), oppure, in assenza di esse, sia definito dall'insieme delle particelle catastali su cui insiste la rete privata del SDC, nonché delle particelle su cui insistono le diverse utenze a essa già connesse. Si prevede che gli utenti connettabili ai SDC siano esclusivamente quelli che non pregiudicano la qualifica di un assetto impiantistico come SDC in coerenza con la relativa definizione di cui alla direttiva 2009/72/CE, mentre tutti gli altri potenziali utenti debbano richiedere la connessione al gestore di rete concessionario il quale valuta se realizzare una connessione dedicata o se avvalersi della rete facente capo al SDC per l'erogazione del pubblico servizio.

La delibera per consentire il monitoraggio e il censimento dei SDC prevede che sia istituita presso l'Autorità, in analogia con le RIU, anche un registro dei SDC diversi dalle RIU, cioè dei Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi, ASDC.

Con riferimento alla regolazione dell'accesso ai servizi del sistema elettrico dei SDC, il provvedimento fa in modo che tale regolazione sia quanto più simile possibile a quella cui sono soggette le reti pubbliche, poiché, come già detto, il gestore di un SDC, ai sensi della direttiva 2009/72/CE è, di fatto, un distributore. In particolare la delibera ritiene opportuno:

- trattare i punti di interconnessione fra rete pubblica e rete privata del SDC alla stregua di punti di interconnessione fra reti pubbliche;
- imporre al gestore del SDC responsabilità analoghe a quelle gravanti sui gestori concessionari;
- equiparare il più possibile, nel rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente, il trattamento delle immissioni e dei prelievi degli utenti del SDC nei punti di connessione alla predetta rete a quello cui sono soggetti gli utenti della rete pubblica.

Per quanto riguarda la struttura tariffaria da applicare agli utenti del SDC si ricorda che i corrispettivi di trasmissione e distribuzione sono definiti dai gestori del SDC, mentre i corrispettivi di dispacciamento, nel caso delle RIU e degli altri SDC, sono applicati all'energia prelevata dai singoli utenti di tali reti e non più all'energia prelevata complessivamente dalla rete pubblica.

I corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema devono essere applicati, nel caso delle RIU, in relazione ai punti di prelievo dalla rete pubblica, nonché, a decorrere dal 1° gennaio 2015 e limitatamente alle parti variabili, anche all'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione interni e non prelevata dalla rete pubblica, in misura pari al 5% dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete pubblica. Nel caso degli altri SDC i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema siano applicati in relazione ai punti di prelievo interni alla rete privata. Poiché la nuova regolazione dei SDC troverà applicazione a decorrere dall'1 gennaio 2017, affinché le imprese distributrici concessionarie, Terna e i gestori dei SDC possano mettere in atto tutte le azioni prodromiche necessarie, il provvedimento definisce fino alla fine del 2016 modalità di applicazione transitorie delle disposizioni di cui alla legge 99/09 e al decreto legge 91/14 in materia di oneri generali di sistema ai SDC, distinguendo, allo scopo, tre casistiche:

- I. SDC annoverati nell'elenco delle RIU per i quali storicamente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati applicati in relazione ai soli punti di connessione con la rete pubblica; per essi, dal 1° gennaio 2015, all'energia elettrica prelevata tramite in punti di connessione interni e non anche dalla rete pubblica si applica il 5% del valore delle componenti tariffarie variabili relative agli oneri generali di sistema (A e MCT), dando attuazione al decreto legge 91/14; a tal fine il gestore del SDC si interfaccia direttamente con Cassa per i Servizi Energetici ed Ambientali CSEA;
- II. SDC non annoverati nell'elenco delle RIU per i quali i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema trovano piena applicazione in relazione ai punti di connessione interni, a decorrere dal 15 agosto 2009, data di entrata in vigore della legge 99/09; a tal fine il gestore del SDC si interfaccia direttamente con il CSEA, che definisce opzioni di rateizzazioni dei pagamenti, anche su un orizzonte temporale pluriennale;
- III. SDC annoverati nell'elenco delle RIU per i quali storicamente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati applicati in relazione ai punti di connessione interni; per essi si ritiene opportuno prevedere la restituzione delle somme a copertura delle componenti tariffarie impropriamente versate negli anni scorsi, secondo modalità da definire.

La delibera definisce le modalità con le quali viene garantito, agli utenti connettabili al SDC, il diritto di libero accesso al sistema. Esso può esplicitarsi non solo tramite la possibilità di scegliere un'impresa di vendita diversa da quella storicamente operante nel SDC, ma anche prevedendo che gli utenti, nel caso in cui non accettino le condizioni di erogazione del servizio di trasporto da parte del gestore del SDC, abbiano il diritto di richiedere la connessione al gestore di rete concessionario, diventando, di conseguenza, utenti della rete pubblica, fermo restando ovviamente il potere dell'Autorità di intervenire con misure prescrittive a tutelare l'utente connettabile al SDC da eventuali condotte lesive del gestore. Per quanto riguarda l'applicazione delle componenti tariffarie di trasporto nonché di quelle a copertura degli oneri generali di sistema, esse sono quantificate dal gestore del SDC per ogni cliente finale e applicate alla società di vendita presso cui ogni cliente finale si approvvigiona, ivi inclusi gli eventuali casi di salvaguardia e maggior tutela.

L'AEEGSI mediante un'ulteriore documento ha poi deciso di concedere una proroga per l'adeguamento dei ASDC, data la difficoltà nel individuare i clienti finali nascosti al sistema elettrico, ovvero come è il caso di più clienti finali che condividono un unico POD oppure di clienti finali non visibili poiché sottesi a un altro cliente finale dal quale vengono alimentati. In questo documento viene definita come nuova data di scadenza il 30 settembre 2017, però solo per quanto riguarda il caso degli ASDC, infatti per le RIU la data da rispettare rimane il 1 gennaio 2017. I gestori dei SDC che non si adeguano entro tali limiti temporali saranno tenuti a corrispondere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, CCSE, tutti gli importi precedentemente non versati afferenti alle tariffe di trasmissione e di distribuzione nonché alle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema maggiorati del 30%, sulla base dei calcoli effettuati dalla medesima CCSE.

In conclusione si può osservare che questa delibera si pone solo come una sanatoria, che cerca di inquadrare le reti private individuate dalla legge 99/09, che sono quindi intese come realtà storiche non compatibili con il quadro normativo definito dal decreto legislativo 79/99. Da ciò ne esce fuori un quadro normativo non del tutto consolidato, che ostacola la costruzione di eventuali nuovi SDC, come risulta anche dalla segnalazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

2.3.4 La segnalazione da parte dell'autorità per la concorrenza

Visto il quadro legislativo riguardante le reti elettriche private, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, AGCM, si attiva per segnalare la necessità di ulteriori interventi normativi, per una più chiara definizione del quadro normativo in materia di Sistemi di Distribuzione Chiusi, che permetta lo sviluppo e l'integrazione delle reti elettriche private nel sistema elettrico italiano. Nella segnalazione del 26 luglio 2016 l'Autorità presenta una serie di argomenti a favore di tali configurazioni, individuando allo stesso tempo gli ostacoli posti dalla mancata chiarezza riguardante tali sistemi.

L'Autorità lega direttamente la diffusione delle reti elettriche private con la diffusione della cosiddetta "generazione distribuita", cioè dei sistemi di produzione dell'energia elettrica, spesso in assetto cogenerativo composti da unità di produzione di taglia medio-piccola, ovvero con potenza nominale inferiore a 10 MW, ma anche alla possibilità di integrare quote sempre maggiori di energia elettrica da fonte rinnovabile nel sistema elettrico italiano. Questo grazie alla possibilità di distribuire energia elettrica a specifici e predeterminati clienti finali, ovvero non civili se non per particolari eccezioni, vicini agli impianti di produzione, ottenendo allo stesso tempo una riduzione dei fenomeni di saturazione reale e virtuale della rete pubblica, ma anche dei costi legati alle perdite lungo la rete elettrica pubblica. Un altro vantaggio identificato dall'Autorità nella costruzione di nuove reti private sta nella spinta che tali reti possono dare in termini di innovazione al sistema elettrico, dato che queste ben si prestano all'adozione al loro interno delle tecnologie afferenti alle cosiddette smart grids.

Un ulteriore motivo per consentire la diffusione dei SDC sta nel stimolo concorrenziale che questi possono offrire nella gestione delle reti pubbliche, pur non essendo in alcun modo sostituite delle ultime. In primo luogo, dato che i ricavi di una rete pubblica di trasmissione e distribuzione sono in parte proporzionali all'energia che transita su di esse, il rischio di una diminuzione della domanda di energia, causata dall'avvento di nuovi SDC, potrebbe incentivare una più efficiente gestione delle reti pubbliche da parte dei gestori concessionari. In secondo luogo, grazie alla diffusione della generazione distribuita associata alle

reti private, si assisterebbe ad una riduzione della domanda che i grandi produttori devono soddisfare, quindi allo stesso tempo ad una mitigazione del loro potere di mercato.

L'Autorità passa poi ad evidenziare come il quadro legislativo italiano, non fornendo una chiara definizione per le altre reti private diverse dalle RIU e limitandosi a catalogarle semplicemente come ASDC, non fa altro che generare condizioni di incertezza tali da disincentivare la diffusione e lo sviluppo dei SDC, soprattutto di nuova costituzione. A sostegno di ciò l'AEEGSI basandosi su tale quadro legislativo, attraverso la delibera 539/15, ha ritenuto necessario circoscrivere e regolarizzare l'ambito dei SDC prendendo come riferimento la data del 15 agosto 2009, in cui è entrato in vigore il D.lgs. 99/09. In questa segnalazione si sottolinea come anche se lo Stato Italiano si vanta di aver recepito l'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE, riguardante la definizione dei SDC, la citata direttiva non pone alcuna limitazione temporale per tali reti elettriche private, consentendo quindi la creazione di nuovi sistemi. In più nell'allegato XI della direttiva 2012/27/UE, dedicato ai criteri per la regolamentazione delle reti di energia, si prevede chiaramente che non si deve impedire agli operatori di svolgere i servizi di sistema, servizi tra i quali viene annoverato anche la connessione di fonti di generazione ai luoghi di consumo più vicini.

L'Autorità identifica quindi negli ostacoli posti all'esistenza delle reti private una discriminazione a favore del modello dominante di organizzazione del sistema elettrico, basato sulla centralizzazione della generazione dell'energia e su una visione passiva della rete di trasmissione e distribuzione, che rispecchia per lo più scelte tecnologiche del passato e che sfavorisce l'evoluzione delle reti verso nuovi modelli di organizzazione che possono garantire l'innovazione, la sicurezza, la sostenibilità finanziaria e la tutela della concorrenza all'interno del sistema elettrico nazionale. La segnalazione si conclude con l'invito per le autorità competenti di rivisitare l'attuale quadro normativo e regolamentare, in modo da consentire lo sviluppo di nuove reti elettriche private e da eliminare le ingiustificate limitazioni poste alla concorrenza tra differenti modalità organizzative di reti elettriche, attraverso l'inserimento di criteri che consentano un'evoluzione coordinata e armonica, ma anche una coesistenza equilibrata delle reti private con le reti pubbliche, nel rispetto degli obiettivi comunitari di lotta contro i cambiamenti climatici, di efficienza energetica e di innovazione tecnologica all'interno dell'UE.

2.3.5 Peculiarità del modello SDC

Analizzando più in dettaglio i provvedimenti del cosiddetto Testo Integrato sui Sistemi di Distribuzione Chiusi è interessante evidenziare alcune peculiarità del modello SDC.

Lo scopo della delibera è quello di equiparare il trasporto di energia elettrica tramite collegamenti privati all'attività di distribuzione, per cui impone gli stessi vincoli anche per essi.

I principali obblighi a cui sono sottoposti i gestori di un SDC sono:

- La separazione contabile, ovvero la creazione di un'apposita società che si occupi esclusivamente dell'attività di distribuzione; società che deve fatturare all'impresa di vendita i corrispettivi per i servizi di trasmissione, di distribuzione e per gli oneri generali di sistema, costi poi recuperati dalle società di vendita dagli utenti finali;
- L'accesso al mercato libero dell'energia, ovvero deve consentire ad ogni utente finale di allacciarsi alla rete elettrica nazionale tramite POD, quindi di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia;
- La riscossione degli oneri generali, infatti deve applicare il 100% degli oneri generali di sistema direttamente ai singoli utenti per tutta l'energia consumata nel sito, per poi versarli alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CSEA.

Per l'identificazione di quelle configurazioni elettriche che devono costituirsi come Sistemi di Distribuzione Chiusi, la delibera prende come data di riferimento il 15 agosto 2009, cioè la data di entrata in vigore del D.lgs. 99/09, dato che il quadro legislativo italiano ha definito come SDC le reti private prese in considerazione da tale decreto, ovvero le RIU e le altre reti private già esistenti in tale data. Anche l'ambito territoriale in cui viene circoscritta la rete elettrica del SDC deve prendere come riferimento tale data, in particolare il SDC viene individuato dalla presenza di opportune delimitazioni dell'area, come muri o recinzioni già esistenti al 15 agosto 2009. In mancanza di tale delimitazioni il perimetro del SDC deve essere definito in base all'insieme delle particelle catastali su cui insistevano le utenze connesse alla rete, nonché

dall'insieme delle particelle su cui insisteva la rete privata solo se ricomprese nel sito che viene asservito dal SDC in quella data. Per la delibera ulteriori aggiornati apportati alle particelle catastali dopo tale data non risultano validi per la ricomprensione di territori o edifici nel perimetro del SDC, quindi la sua estensione risulta congelata in quella data. Tale rete non essendo una rete pubblica può connettere solo certi tipi di utenti, i cosiddetti utenti connettabili, che sono come le unità di consumo che rispettano i criteri così come definiti anche dalla direttiva europea, ovvero:

- Sia posizionato su una particella catastale rientrante all'interno dell'ambito territoriale del SDC;
- Rispetti i requisiti previsti dalla definizione di SDC, descritti anche nella direttiva europea, ovvero di essenzialità funzionale al processo produttivo nel caso delle RIU, invece di integrazione dei processi e specificità tecniche o di ottimizzazione nell'approvvigionamento energetico che ne giustificano l'esistenza per quanto riguardano gli ASDC;
- Non siano utenze civili se non per poche eccezioni, come è il caso delle utenze di nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile e il caso delle utenze civili integrate nel processo di produzione per motivi tecnici o di sicurezza.

La delibera sui SDC in modo simile a quella sui SSPC identifica le unità di consumo identificandole come le unità immobiliari, ovvero si definisce unità immobiliare ogni parte di immobile che, nello stato di fatto in cui si trova, è di per se stessa utile ed atta a produrre un reddito proprio, perciò saranno tali una qualunque porzione d'immobile costituente un appartamento, un negozio, un magazzino, un ufficio, un opificio, un laboratorio, ecc. in quanto ciascuna di queste porzioni è capace di produrre un proprio reddito, indipendentemente dalla presenza o meno delle altre unità. Affinché questa definizione sia valida si deve verificare che l'accatastamento effettuato sia conforme con la vigente normativa catastale. Più unità immobiliari possono essere ricomprese in un'unica di consumo se essendo localizzate su particelle catastali contigue all'interno di un unico sito produttivo ed essendo nella disponibilità della stessa persona giuridica, sono utilizzate dalla medesima persona giuridica per attività produttive di un unico prodotto finale e/o servizio.

Nel caso di strutture complesse come porti, aeroporti, stazioni ferroviarie, la normativa catastale prevede che si debbano distinguere gli immobili o loro porzioni strumentali allo svolgimento del servizio pubblico erogato, dagli immobili o loro parti in cui vengono svolte attività che invece non appaiono strettamente funzionali all'erogazione del servizio pubblico. Gli immobili necessari a tale servizio possono essere identificati come un'unica unità immobiliare, mentre gli altri immobili andrebbero censiti come altre distinte unità immobiliari, indipendentemente dal fatto che siano fisicamente localizzate all'interno del "recinto porto, aeroporto, stazione, ecc."

Conseguentemente le predette unità immobiliari, distinte dalla unità immobiliare necessaria al pubblico servizio devono essere identificate ognuna come una distinta unità di consumo elettrico. A titolo di esempio per un'area portuale sono considerate essenziali per il pubblico servizio i fabbricati o i locali utilizzati dai viaggiatori e dal personale adibito al servizio di trasporto, come le biglietterie, le sale d'attesa e di imbarco, le sale di controllo del traffico, i servizi igienici ad uso dei viaggiatori o del personale, le aree occupate dai moli marittimi, le aree adibite alla movimentazione delle merci, i parcheggi siti all'interno fruibili dal personale dipendente, le aree di rispetto o adibite alla sosta dei veicoli di trasporto; mentre si inquadrano nelle distinte unità immobiliari i bar, i ristoranti le rivendite di giornali e di tabacchi, i locali adibiti a vendita o esposizione di qualsiasi altra merce, i centri commerciali, i duty free, gli alberghi, gli uffici pubblici o privati, i locali del dopolavoro, nonché le caserme per gli organi addetti alla vigilanza e alla sicurezza se ospitati in specifici fabbricati. In conclusione la delibera usando questa definizione di unità di consumo, fa sicché strutture complesse come porti, aeroporti, stazioni ferroviarie, centri commerciali, poli fieristici, ortomercati, ecc. siano identificabili come una pluralità di unità immobiliari nella disponibilità di una pluralità di soggetti e quindi come una pluralità di clienti finali. Le linee elettriche presenti all'interno di tali strutture complesse vengono utilizzate per connettere elettricamente diverse unità di consumo tra loro, perciò rientrano nella categoria delle reti private e non possono essere utilizzate al fine di realizzare un ASSPC.

Il gestore della SDC viene identificato come un soggetto giuridico unico, titolare dei punti di interconnessione con la rete elettrica pubblica, che può essere titolare o un semplice mandatario della rete privata.

Il gestore deve sottostare ad una serie di disposizioni simili a quelle delle imprese distributrici concessionari, con una serie di eccezioni che dovrebbero proteggere gli investimenti effettuati dallo stesso nella rete privata.

Gli obblighi che il gestore deve osservare:

- L'obbligo di assicurare la sicurezza delle persone, delle cose, nonché della propria rete;
- L'obbligo di effettuare la separazione contabile e funzionale dell'attività di distribuzione, configurandosi come un distributore con meno di 5000 utenti;
- L'obbligo di fornire al Terna i dati necessari alla stessa per una corretta erogazione del servizio di dispacciamento, nonché la telelettura dei contatori che misurano l'energia prodotta all'interno del SDC;
- L'obbligo di connessione di terzi nei confronti di tutte le utenze connettabili al SDC, che ne fanno richiesta;
- L'obbligo di garantire il diritto di libero accesso al sistema elettrico per tutti gli utenti connessi alla rete privata;
- L'eventuale obbligo della messa disposizione della propria rete elettrica al gestore della rete pubblica per consentirli l'erogazione del servizio pubblico.

Per quanto riguarda le deroghe concesse al gestore per proteggere i capitali investiti, queste sono essenzialmente due:

- la libertà di decidere in modo autonomo i corrispettivi tariffari per la connessione, la trasmissione, la distribuzione e la misura, mediante criteri trasparenti, non discriminatori e proporzionati ai costi del servizio erogato,
- l'esonero dal rispetto delle disposizioni riguardanti la qualità del servizio elettrico che si applicano alla rete elettrica pubblica, dato le reti private sono state costruite in una ottica diversa, per esempio privilegiando la continuità di servizio.

Con la nuova delibera i punti di interconnessione della rete privata vengono equiparati, a fini regolatori, ai punti di interconnessione fra reti di distribuzione e/o di trasmissione.

Il gestore della SDC, equiparato ad un distributore, deve consentire il diritto di libero accesso al mercato dell'energia libera, quindi dovrà fornire con un codice POD tutte le unità di consumo, come sopra definite, collegate alla sua rete. Per poter fornire tale codice esso dovrà necessariamente registrarsi presso i registri del TERNA, in modo che li venga fornito un codice distributore a cui associare tutti i POD relativi ai punti di prelievo ed immissione inerenti alle unità di consumo della propria rete privata. La struttura del codice POD dovrà essere simile a quella degli utenti della rete pubblica, quindi del tipo IT XXX E 12345678, dove le prime due lettere rappresentano il codice paese, le tre x il codice di tre numeri associati al distributore, la E il tipo di fornitura, ovvero di energia elettrica, mentre il codice di 8 cifre identifica univocamente la singola utenza. La delibera prevede anche la possibile esistenza dei punti di connessione virtuali alla rete pubblica, ovvero di eventuali punti di connessione della rete del SDC con un'utenza della rete pubblica. I punti di connessione virtuali devono essere trattati dall'impresa di distribuzione concessionaria, a fini identificativi e in relazione alle relative anagrafiche, alla stregua dei punti di prelievo e/o immissione che insistono sulle rispettive reti pubbliche. Le immissioni di energia elettrica dai suddetti punti nella rete privata sono trattate come prelievi del SDC dalla rete pubblica, mentre i prelievi di energia elettrica dei suddetti punti dal SDC sono trattati come immissioni di energia del SDC nella rete pubblica. In seguito viene rappresentato come dovrà cambiare l'identificazione dei punti di connessione di una rete privata con la rete pubblica, ma anche coi propri utenti.

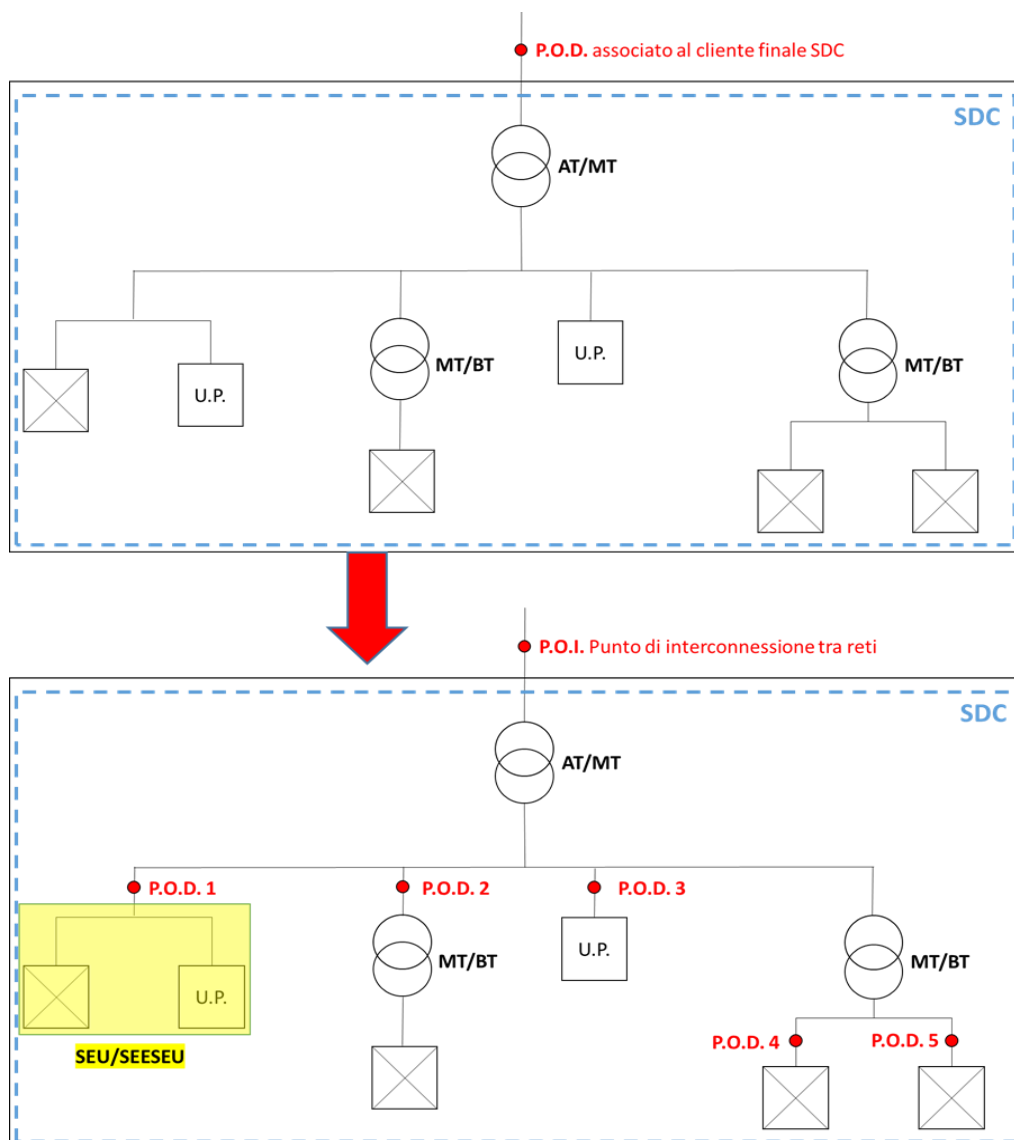


Figura 5. Esempio di passaggio del SDC a una rete di distribuzione

Per quanto riguarda la connessione di nuovi utenti alla rete del SDC, il gestore della stessa potrà connetterli in modo del tutto autonomo le sole utenze connettabili, ovvero quelle utenze che rispettano i requisiti della delibera 539/15 del AEEGSI. Nel caso di richieste di connessione da parte di utenti non connettabili presenti nel territorio su cui insiste il SDC, esse dovranno essere inoltrate al gestore di rete concessionario competente nel territorio. Il gestore della rete pubblica per connettere tali utenze alla rete pubblica potrà:

- realizzare una nuova connessione diretta;
- arrivare ad un accordo per il coordinamento con il gestore del SDC;
- avvalersi dell'obbligo di messa a disposizione del SDC, utilizzandola per l'erogazione del servizio pubblico.

Le novità introdotte dal decreto per quanto riguarda la riscossione degli oneri generali di sistema sono di notevole interesse.

Il gestore di un SDC dovrà versare alla CSEA, la quota di gettito derivante dall'applicazione delle componenti A e UC ai clienti finali utenti del SDC, calcolata a seconda della tipologia di SDC, ovvero se si tratta di una RIU oppure di un ASDC. Le RIU dovranno versare alla CSEA le componenti fisse A e UC, espresse in euro/punto di prelievo per anno e le componenti A e UC, espresse in centesimi di euro/kW impegnato per anno, applicate a ciascun punto di interconnessione alla rete pubblica, in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile, mentre dovranno pagare le componenti

variabili A, UC e MCT, espresse in euro/kWh, applicate all'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica tramite i punti di interconnessione, e in misura del 5% del valore delle componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT degli oneri generali di sistema, espresse in centesimi di euro/kWh applicate all'energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU ma non prelevata da rete pubblica imputabile a ciascun cliente finale utente della RIU. Nel caso degli ASDC il gettito che il relativo gestore deve versare alla CSEA è pari all'ammontare degli oneri generali applicati direttamente ai singoli utenti dell'ASDC, senza nessuna esenzione sull'energia autoconsumata, ameno della presenza di eventuali SEU o SEESEU. Il gestore del SDC dopo aver calcolato l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli clienti finali utenti della propria rete, provvede poi a fatturarli alle relative imprese di vendita, che a loro volta li trasmetteranno nella bolletta del cliente finale.

Per quanto riguarda il servizio di vendita, tali società ai fini della fatturazione agli utenti di un SDC, applicano le medesime modalità e tempistiche di fatturazione previste dalla regolazione generale, con la parziale deroga per gli utenti del SDC connessi in bassa tensione, a cui non sono tenuti ad applicare quanto previsto dai provvedimenti relativi alla "Bolletta 2.0".

2.4 I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, SSPC

Nel presente paragrafo si descrive il modello dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, SSPC, ed in particolare dei Sistemi Efficienti d'Utenza, SEU, e dei Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti d'Utenza, SEESEU. Gli SSPC (SEU e SEESEU) anche se considerati alla stregua di reti elettriche, sono composti da una sola unità di consumo collegata alle relative unità di produzione, offrono importanti benefici tariffari.

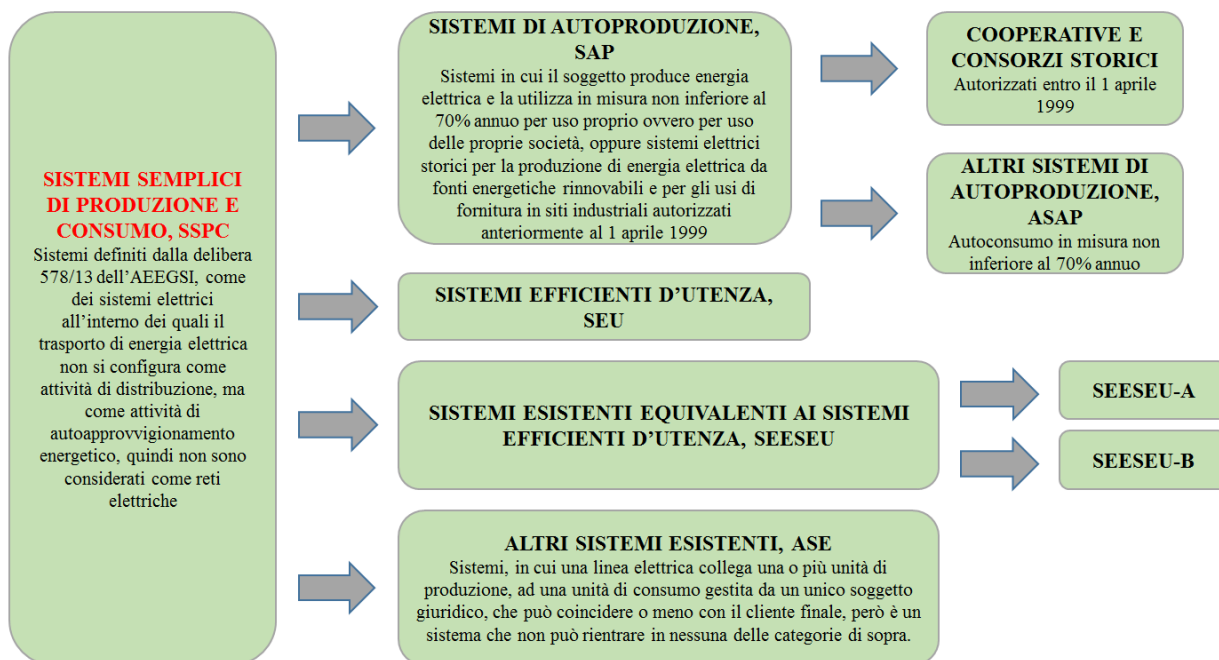


Figura 6. Sistemi semplici di produzione e consumo.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, regolamentati grazie alla delibera 578/13 dell'AEEGSI, sono costituiti dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Questi sistemi richiedono la presenza di almeno un impianto di

produzione e un'unità di consumo, direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi e collegati, direttamente o indirettamente, tramite almeno un punto di connessione, alla rete pubblica.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo possono essere divisi in due grandi subcategorie, ovvero le cooperative e i consorzi storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, ASSPC. Il termine ASSPC richiama un sistema oggetto di qualifica, che rientra in una delle seguenti sottocategorie:

- Sistemi Efficienti di Utenza, SEU;
- Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza, SEESEU;
- Altri Sistemi Esistenti, ASE;
- Altri Sistemi di Autoproduzione, ASAP.

Noi analizzeremo il caso dei SEU e dei SEESEU, in quanto è la qualifica che si intende richiedere al Gestore dei Servizi Energetici, GSE, per evitare di pagare gli oneri di sistema per l'energia auto consumata dagli impianti fotovoltaici presenti nell'area portuale. Vediamo adesso le differenze tra i SEU e i SEESEU, e i vantaggi che tali qualificazioni comportano per un impianto di produzione dell'energia.

Per poter riconoscere la qualifica di SEU ad un sistema elettrico, esso dovrà sottostare alle seguenti condizioni:

- La presenza di uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti da un solo produttore, anche se diverso dal cliente finale, la cui potenza complessiva non sia superiore ai 20 MW;
- L'esistenza di un unico cliente finale, titolare del punto di connessione e dell'unità di consumo ricadente in un'area di sua proprietà o nella sua piena disponibilità;
- gli impianti di produzione devono essere direttamente connessi all'unità di consumo del cliente finale, attraverso un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi.

I Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza, SEESEU, sono SSPC già esistenti alla data di entrata in vigore della delibera 578/13, che si suddividono ulteriormente in altre 3 sottocategorie, ovvero i SEESEU-A, i SEESEU-B e i SEESEU-C. Affinché possa essere qualificato come un SEESEU, il sistema elettrico dovrà essere costituito da realizzazioni che soddisfino necessariamente i requisiti relativi ai punti a) e b) e almeno uno dei requisiti dei punti c), d), e) e f):

- a) sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla costruzione delle unità di consumo e di produzione, dei rispettivi collegamenti privati e del collegamento alla rete pubblica è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
- b) sono sistemi già esistenti al 1° gennaio 2014, ovvero alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione, quindi sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- c) sono sistemi che si inquadrano anche nella categoria dei SEU;
- d) sono sistemi che connettono attraverso un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata al 1° gennaio 2014, se il sistema risulta già esistente, oppure dopo l'entrata in esercizio del sistema;
- e) sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore della delibera 578/13;

A seconda dei requisiti che caratterizzano il sistema il GSE riconoscerà la qualifica di SEESEU di tipo A, se il sistema elettrico rispetta i requisiti dei punti a), b) e d), di tipo B, se rispetta i requisiti a), b) e c) ed infine di tipo C, se per esso valgono i requisiti a), b) ed e). Per semplicità in seguito vengono riassunte in una tabella le principali caratteristiche di questi tipi di SSPC.

TIPO DI SISTEMA	POTENZA MASSIMA	OBBLIGO DI IMPIANTO A FONTE RINNOVABILE O DI C.A.R.	VINCOLO DI DATA	VINCOLI GIURIDICI	VINCOLI DI PROPRIETA'
SEU	20 MW	Si	Nessuno	Un solo cliente finale e un produttore, anche se diversi tra loro	Area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale
SEESEU-A	Nessun limite	No	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008, ma ottenute entro il 31 dicembre 2013	Il cliente finale e il produttore coincidono; l'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata entro il 1 gennaio 2014	Nessuno
SEESEU-B	20 MW	Si	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008, ma ottenute entro il 31 dicembre 2013	Un solo cliente finale e un produttore, anche se diversi tra loro	Area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale
SEESEU-C	Nessun limite	No	Autorizzazioni richieste entro il 4 luglio 2008, ma con sistemi entrati in funzione entro il 31 dicembre 2013	Le unità di consumo devono appartenere allo stesso soggetto giuridico entro il 1 gennaio 2014	Nessuno

Figura 7. I sistemi SEU e SEESEU

Il beneficio della qualificazione come SEU o SEESEU è di natura economica, in quanto tale certificazione comporta delle agevolazioni tariffarie sull'energia auto consumata, per quanto riguardano le parti variabili degli oneri generali di sistema, ovvero le componenti A, UC e MCT. Tali sistemi a decorrere dal 2015 sono dovuti a versare alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, CCSE gli oneri di sistema sia sull'energia elettrica prelevata dalla rete, sia su quella auto consumata in misura del 5%, ad eccezione degli SEESEU-C che devono pagare per intero anche la componente MCT. Per poter calcolare gli oneri dovuti all'energia auto consumata l'Autorità ha introdotto un sistema di pagamento forfettario basato sulla tipologia del allacciamento, della taglia e della fonte di generazione dell'impianto. Per gli impianti a fonte rinnovabile in Scambio sul Posto, SSP, di potenza inferiore ai 20 kW si continua a non pagare gli oneri di sistema sull'energia auto consumata anche a decorrere dal 2015. Un altro beneficio di tale sistema viene dato dal rapporto intercorrente fra il produttore e il cliente finale presenti all'interno di un sistema che non sono oggetto di regolazione da parte dell'Autorità e vengono lasciati alla libera contrattazione fra le parti. Esclusivamente per i SEESEU - C i benefici tariffari si applicano fino al 31 dicembre 2015, infatti dopo tale data il sistema può continuare a mantenere i benefici solo se viene ricondotto a un SEESEU - B, ovvero se gli impianti di produzione sono alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento e sono gestiti da un solo soggetto giuridico che alimenta un unico cliente finale.

La qualifica di SEU e SEESEU, una volta ottenuta può essere persa attraverso la dismissione o la realizzazione di nuovi impianti di produzione o di unità di consumo, nonché a causa di modifiche di tipo giuridico come i cambi di titolarità. Una volta persa tale qualifica il sistema potrebbe essere classificato come Altro Sistema

Esistente, ASE, o come Altro Sistema di Autoproduzione, ASAP, sistemi a cui non vengono riconosciuti i benefici tariffari previsti per i SEU e SEESEU.

Questi sistemi presentano una serie di svantaggi tra cui la necessaria contemporaneità nella produzione e nel consumo dell'energia. Infatti, maggiore sarà la quota di autoconsumo rispetto al fabbisogno elettrico e minore sarà l'energia elettrica prodotta dall'impianto e immessa in rete, con un incremento del beneficio sia per il produttore che per il cliente finale. Un altro svantaggio dei SEU e dei SEESEU riguardano i criteri richiesti affinché un sistema possa rientrare in tale classificazione, in particolare l'impianto deve essere realizzato all'interno dell'area di proprietà del cliente finale o nella piena disponibilità dello stesso, caratteristica che esclude o limita la diffusione dei SEU in particolare nelle aree urbanizzate, dove

raramente un'area appartiene ad uno stesso soggetto e dove c'è forse più bisogno di realizzare Sistemi Efficienti d'Utenza.

2.5 Modelli di aggregazione a livello internazionale: le energy community

Con il termine "Energy Community" si fa riferimento ad un insieme di utenze che decidono di fare scelte energetiche comuni al fine di massimizzare i risparmi derivanti dall'utilizzo dell'energia, attraverso soluzioni di generazione distribuita e di gestione intelligente dei flussi energetici.

Rispetto al rapporto con l'infrastruttura elettrica di trasporto e distribuzione (rete del DSO), una Energy Community può essere classificata come:

Off-grid: rete EC completamente e rigidamente isolata dal DSO

On-grid: reti collegate ed interconnesse

- "isolate": reti completamente interconnesse, in grado di scambiare bi-direzionalmente energia con essa e di auto-sostenersi per un certo arco temporale in caso di indisponibilità della rete elettrica
- "isolabili": reti completamente interconnesse, in grado di scambiare bi-direzionalmente energia con essa e di auto-sostenersi per un certo arco temporale in caso di indisponibilità della rete elettrica
- "asincrone": reti connesse che possono esclusivamente prelevare energia dalla rete in caso di necessità, ma non possono fornirla

2.6 Modelli di tariffazione nazionale: tariffe e costi dell'energia elettrica

I riferimenti nazionali relativi alla quantificazione dei costi e delle tariffe energetiche sono:

- TIT Testo integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e
- TIV Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07
- Delibere AEEGsi

Il costo dell'energia può essere suddiviso in:

- Servizi di vendita SV
- Servizi di Rete SR
- Oneri generali di Sistema OG
- Tasse: Imposte, Accise e IVA TX

2.6.1 Servizi di vendita SV

I servizi di vendita SV sono suddivisi in:

- PE o PUN Prezzo dell'energia
- PCV Prezzo della commercializzazione e vendita
- PD Prezzo del dispacciamento
- PPE Perequazione del prezzo dell'energia
- DISPbt Perequazione del prezzo di commercializzazione e vendita

PE, Prezzo dell'energia

Il prezzo dell'energia PE in Euro/kWh è il costo di acquisto dell'energia comprensivo delle perdite sulle reti di trasmissione e distribuzione.

Il costo di acquisto può essere monorario o multiorario, quindi funzione dell'ora di prelievo e del giorno della settimana.

Il prezzo può essere:

- definito dall'Autorità (PE o PED)

- definito dal Mercato Elettrico (PUN unico nazionale oppure PZ zonale)

Il PE è caratterizzato da una variazione a fascia oraria (F1, F2 e F3). La variazione tra le fasce è modesta, dell'ordine di un centesimo. Il prezzo è fissato trimestralmente, mese per mese. In ogni mese il PE è fisso per fasce orarie.

Le fasce orarie F1, F2 e F3 riguardano i seguenti orari.

F1 sono le ore di punta: 8 - 19.00 dei giorni lunedì - venerdì
F2 sono le ore intermedie: 7-8 e 19-23 dei giorni lunedì-venerdì 7-23 del sabato
F3 sono le ore fuori punta: 00-7 e 23-24 dei giorni lunedì-sabato tutte le ore per domenica e festivi

Le fasce orarie adottate per utenti domestici sono biorarie:

F1 sono le ore di punta: 8 - 19.00 dei giorni lunedì - venerdì
F23 sono le ore intermedie: tutte le altre

Si può osservare che le fasce assumono un andamento piuttosto rigido, specialmente per le utenze residenziali.

Prezzo unico nazionale (PUN) orario.

Il PUN (Prezzo Unico Nazionale) in Euro/kWh è il prezzo di riferimento dell'energia elettrica rilevato sulla borsa elettrica italiana (IPEX, Italian Power Exchange). Esso è la media dei prezzi zonali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere.

Il PUN è caratterizzato da una variazione su base oraria (e non fasce) più variabile e su variabilità giornaliera.

La borsa elettrica italiana (IPEX, Italian Power Exchange), è il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiano dove i produttori di energia elettrica o i trader, che costituiscono l'offerta, vendono l'energia all'ingrosso e dove i fornitori del mercato libero, i grandi consumatori e l'Acquirente Unico acquistano l'energia per se stessi o da fornire a terzi.

Le principali caratteristiche relative al funzionamento della borsa elettrica sono:

- Il mercato si svolge in anticipo rispetto alla consegna effettiva dell'elettricità tra le parti
- Il mercato si svolge in più sessioni di mercato
- Le sessioni si svolgono a partire da più di un anno prima della consegna dell'elettricità fino a poche ore prima.

Di queste varie sessioni di mercato quella più rilevante in termini di volumi di scambi commerciali è il Mercato del Giorno Prima (MGP), dove con un giorno di anticipo rispetto alla consegna dell'elettricità si presentano le offerte per acquistare e vendere l'energia per ogni ora del giorno seguente.

Nel MGP il prezzo di vendita dell'energia nella borsa è differenziato in base alla zona (prezzo zonale), le offerte di acquisto sono invece valorizzate ad un prezzo unico nazionale di acquisto: il PUN, che corrisponde semplicemente alla media dei prezzi di vendita zonali, pesata con gli acquisti totali.

Il prezzo di scambio è definito per ogni ora di ogni giorno sulla base dell'incontro tra domanda e offerta, in altre parole sono accettate solamente le offerte di vendita a cui corrispondono offerte di acquisto disposte a pagare un prezzo maggiore o uguale a quello richiesto.

Di conseguenza il PUN che va a formarsi come appena descritto è variabile ogni ora dell'anno con valori tendenzialmente più alti nelle ore in cui è più difficile e costoso produrre energia mentre presenta valori più bassi nelle ore di maggior offerta/produzione.

La seguente tabella rappresenta i valori medi dell'indice da settembre 2016 e viene aggiornata mensilmente.

MESE	MONORARIO (€/kWh)	F1 (€/kWh)	F2 (€/kWh)	F3 (€/kWh)
ott 17	0,054660	0,061150	0,060750	0,046660
set 17	0,048590	0,052890	0,052170	0,043150
ago 17	0,055770	0,062570	0,063190	0,046820
lug 17	0,050310	0,056840	0,053420	0,043960
giu 17	0,048860	0,054310	0,053240	0,042620
mag 17	0,043060	0,046300	0,049050	0,037500
apr 17	0,042860	0,045370	0,048290	0,038830
mar 17	0,044460	0,046310	0,049870	0,039850
feb 17	0,055540	0,063480	0,059050	0,047470
gen 17	0,072240	0,088490	0,075930	0,059910
dic 16	0,056440	0,065910	0,059630	0,048700
nov 16	0,058330	0,069900	0,061720	0,048180
ott 16	0,053080	0,060910	0,058650	0,044450
set 16	0,042890	0,047960	0,046630	0,036720

Figura 8. Valori del PUN medio da settembre 2016.

Nel grafico seguente si vede l'esito del mercato elettrico in un giorno feriale di settembre 2017 (tratto da mercatoelettrico.org).

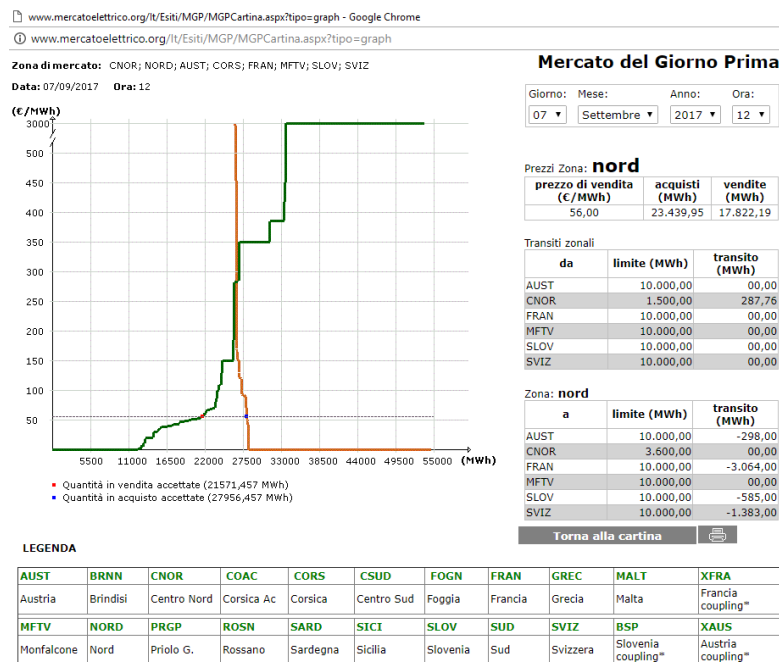


Figura 9. Esempio di risoluzione del MGP.

Giornalmente si stabilisce un prezzo orario nazionale.

Nel grafico seguente è riportato un esempio del PUN di un giorno feriale di settembre 2017. Il PUN varia da circa 0,06 euro/kWh a circa 0,08 euro/kWh.

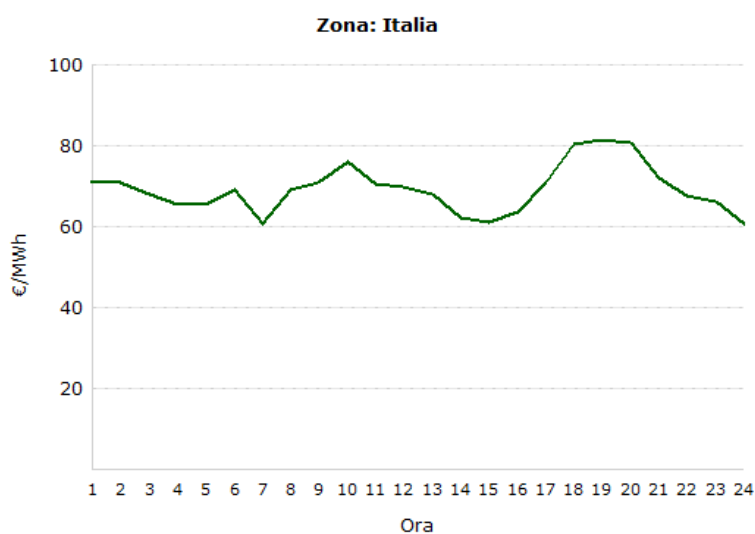


Figura 10. Esempio di variazione del PUN in una giornata feriale di settembre 2017.

Nel grafico seguente è riportato un esempio del PUN di un giorno festivo di settembre 2017. Il PUN varia da circa 0,038 euro/kWh a circa 0,052 euro/kWh.

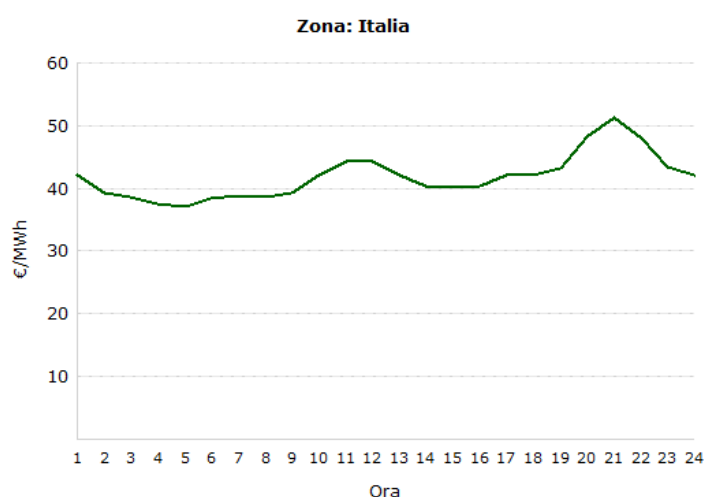


Figura 11. Esempio di variazione del PUN in una giornata festiva di settembre 2017.

Negli ultimi tre anni il PUN ha fatto registrare una forte decrescita dei prezzi per l'effetto combinato di una serie di congiunture. Le principali cause risiedono nei motivi elencati di seguito:

- calo dei consumi di energia elettrica
- incremento produzione da fonti rinnovabili
- riduzione del prezzo del gas italiano ai livelli degli altri stati europei

Nel grafico sottostante è riportato l'andamento del PUN negli ultimi anni (fonte dati del GME).

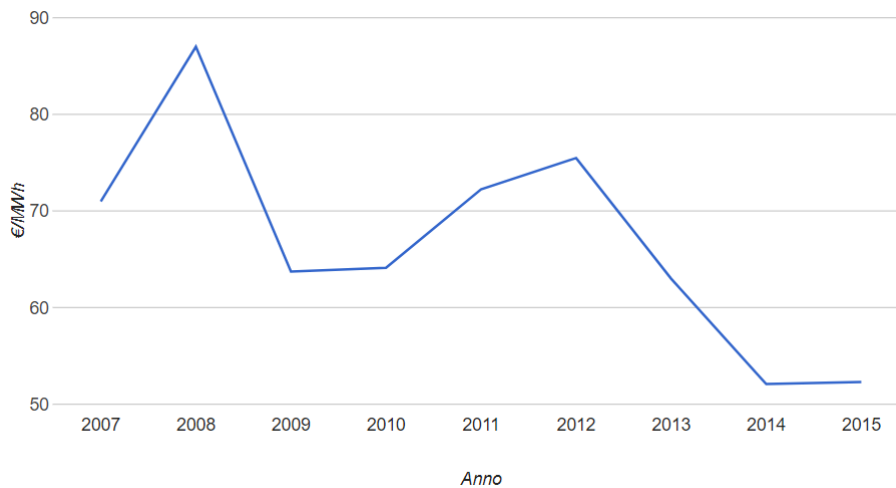


Figura 12. Andamento del PUN negli ultimi anni.

Rispetto ai dati del 2015 il valore del PUN mensile del 2016 è sempre stato in ribasso. Nel mese di luglio il PUN ha subito un incremento, solito per questo periodo per via dei maggiori consumi estivi. Solo a settembre 2016 si è registrato un notevole rialzo e il PUN a ottobre ha raggiunto il valore di picco da inizio anno.

Nel grafico sottostante è riportato l'andamento del PUN nel 2016 (curva in basso) e nei primi mesi del 2017 (curva in alto). I valori sono mediati su scala mensile.

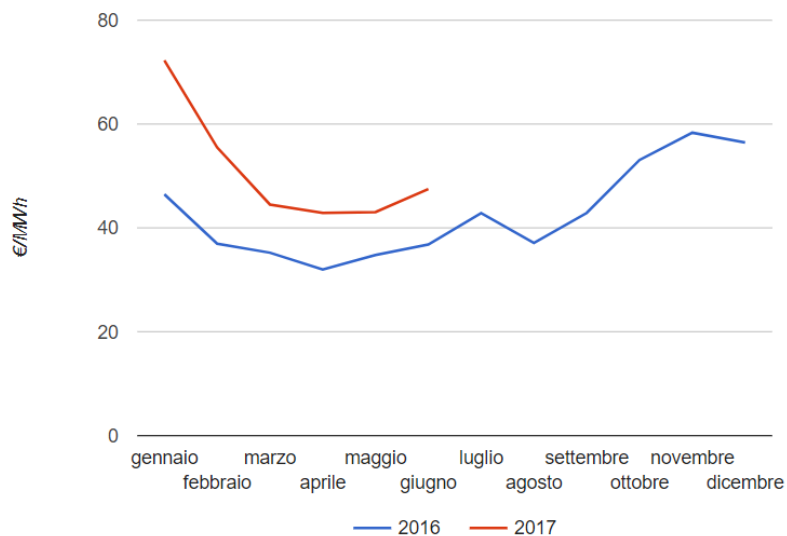


Figura 13. Andamento del PUN e confronto tra il 2016 e i primi mesi del 2017.

Nella tabella sottostante sono riportati i valori medi del PUN in euro/MWh per il 2016.

Il prezzo medio dell'energia elettrica nel 2016 mese per mese	
Mese	Valore PUN €/MWh
gen-16	46,47
feb-16	36,97
mar-16	35,22
apr-16	31,99
mag-16	34,78
giu-16	36,79
lug-16	42,85
ago-16	37,08
set-16	42,89
ott-16	53,08
nov-16	58,33
dic-16	56,44

A gennaio 2016 il PUN ha raggiunto il livello più basso da agosto 2014, arrivando al valore di 46,47 €/MWh (diminuzione di circa il 9% su base annua). Il calo è più consistente nelle ore fuori picco rispetto alle ore di picco e si rileva una differenza tra Nord e Sud: il prezzo zonale è più alto nelle regioni del nord.

La diminuzione del PUN come valore medio, non si è arrestata nei mesi successivi toccando altri minimi storici: a febbraio il valore si è attestato al picco di 36,97 €/MWh ed a marzo 2016 al valore di 35,22 €/MWh. Quest'ultimo valore è il più basso dall'avvio della Borsa Elettrica avvenuto nel 2004. Tra le cause vi è l'abbondante produzione da fonte eolica e la domanda di energia che rimane bassa.

PD Prezzo del dispacciamento

Il prezzo del dispacciamento PD in Euro/kWh è il corrispettivo aggiornato dall'Autorità trimestralmente per mantenere il sistema in equilibrio.

PED prezzo energia e dispacciamento

Il prezzo energia e dispacciamento PED in Euro/kWh è il corrispettivo, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi sostenuti nei mercati a pronti per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela.

PCV Prezzo della commercializzazione e vendita

Il prezzo della commercializzazione e vendita PCV in euro/anno, copre i costi che le società di vendita sostengono per rifornire i loro clienti

Fissata dall'Autorità, ma modificabile dal fornitore nel mercato libero.

Per i clienti serviti in maggior tutela, l'Autorità definisce e aggiorna ogni 3 mesi le condizioni economiche di riferimento, tenendo conto principalmente dell'andamento delle quotazioni internazionali degli idrocarburi (petrolio e gas).

Nel mercato libero i costi per la spesa per la materia energia sono stabiliti nel contratto di fornitura, ed è su questi costi che si gioca la concorrenza tra le imprese di vendita.
Per la salvaguardia, è indicato nel contratto.

2.6.2 Differenze tra PUN e PE (PED) e loro impiego come indice per i contratti di fornitura

Il PUN è un indice di prezzo molto importante anche per i clienti finali, essenzialmente per le seguenti ragioni.

Ogni fornitore di energia elettrica acquista buona parte della propria energia sulla borsa, precisamente nel mercato del giorno prima (MGP) quindi questo prezzo in €/MWh corrisponde, o comunque si avvicina, al costo sostenuto dal fornitore per acquisire l'energia che dovrà distribuire ai suoi clienti finali.

Il cliente finale paga l'energia elettrica consumata al prezzo PE riportato nella bolletta.

La differenza tra il PE e il PUN è abbastanza prossima ai ricavi unitari del fornitore che tendenzialmente dovrebbero rimanere costanti nel tempo. Di conseguenza il prezzo finale dell'energia è fortemente influenzato dall'andamento del PUN e quindi le offerte dei contratti luce del mercato libero, così come le tariffe per il mercato della maggior tutela, tendono a salire nei periodi in cui cresce il PUN ed a scendere quando il PUN decresce.

Occorre notare a riguardo che:

- il valore del PE è variabile su fasce orarie con differenze tra le varie fasce modeste. Esso è fissato per fasce mensilmente.
- Il valore del PUN ha una discreta variabilità oraria. Esso varia di giorno in giorno.

La differenza tra PE e PUN quindi varia sensibilmente durante le ore e durante i giorni.

Questo aspetto lo rende particolarmente interessante come indice per contratti di fornitura nei quali si prevede la possibilità di controllare la domanda.

Nella tabella seguente sono riportati i valori di PE, PD e PED per altri usi BT nel mese di settembre 2017.

	F1	F2	F3
	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh
PE	0,06866	0,06576	0,05445
PD	0,01464	0,01464	0,01464
PED	0,0833	0,0804	0,06909

Nella tabella seguente sono riportati i valori del PUN per un giorno tipo di settembre 2017 confrontati con i correlati valori del PED. E' indicata anche la variazione percentuale.

	PUN (euro/kWh)	PED (euro/kWh)	Delta (%)
1	0,07	0,06909	-1%
2	0,068	0,06909	2%
3	0,055	0,06909	20%
4	0,05	0,06909	28%
5	0,06	0,06909	13%
6	0,068	0,06909	2%
7	0,06	0,0804	25%
8	0,07	0,0833	16%
9	0,075	0,0833	10%
10	0,08	0,0833	4%
11	0,075	0,0833	10%
12	0,07	0,0833	16%
13	0,065	0,0833	22%
14	0,06	0,0833	28%
15	0,06	0,0833	28%
16	0,065	0,0833	22%
17	0,07	0,0833	16%
18	0,075	0,0833	10%
19	0,08	0,0804	0%
20	0,085	0,0804	-6%
21	0,08	0,0804	0%
22	0,075	0,0804	7%
23	0,068	0,06909	2%
24	0,065	0,06909	6%

E' importante notare la variabilità oraria del PUN rispetto al PED, evidenziata nel grafico sottostante.

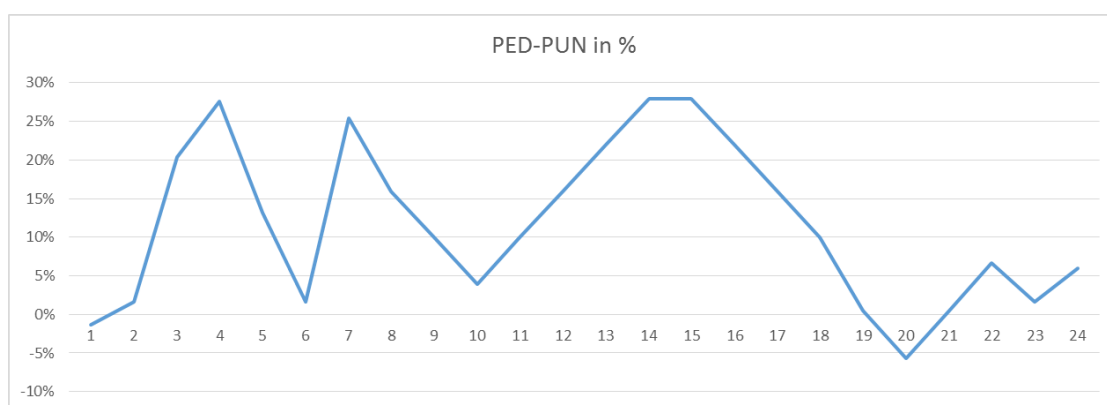


Figura 14. Andamento giornaliero della differenza tra PED e PUN in una giornata tipo del 2017.

I servizi di demand side management assumono una importanza notevole nel caso di contratti di fornitura con prezzi dinamici riferiti al PUN orario.

2.6.3 Servizi di Rete

I servizi di rete SR sono suddivisi in:

- Trasmissione
- Distribuzione
- Misura

Quota trasmissione

La quota trasmissione è costituita da:

- componente TRASE è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale prelevata nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali di cui al comma 2.2, lettere da b) a j) del TIT;
- componente TRASP è la componente tariffaria in quota potenza, espressa in centesimi di euro/kW, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale prelevata nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali di cui al comma 2.2, lettere da h) a j) del TIT;

Quota distribuzione

La quota distribuzione è costituita da:

- componente CTR è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici;

Quota misura

La quota misura è suddivisa in:

- componente MIS1 è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- componente MIS3 è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di misura.

La somma delle quote TR+DI+MI costituiscono i servizi di rete.

Essi sono commisurati in funzione della tipologia di utenza.

Esiste poi un corrispettivo per prelievo di energia reattiva.

Corrispettivi per prelievi di energia reattiva di clienti finali non domestici, connessi in BT con potenza disponibile superiore a 16,5 kW ed in MT

in vigore dal 01/01/2017

	Fasce orarie	Energia reattiva compresa tra il 33% e il 75% dell'energia attiva	Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva
		€/kVarh	€/kVarh
Punti di prelievo di clienti finali in MT	F1	0,00238	0,00307
	F2	0,00238	0,00307
	F3	0,00000	0,00000
Punti di prelievi di clienti finali in BT	F1	0,00704	0,00905
	F2	0,00704	0,00905
	F3	0,00000	0,00000

Figura 15. Corrispettivi per i prelievi di energia reattiva nel 2017.

2.6.4 Oneri generali di Sistema

Gli oneri generali di sistema OG sono suddivisi in:

Componenti A

Componenti UC
Componenti MCT

- A2: Smantellamento delle centrali nucleari e chiusura del ciclo del combustibile
 A3: Promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili ed assimilate
 A4: Finanziamento dei regimi tariffari speciali
 A5: Finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo
 AE: Copertura delle agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di energia elettrica
 AS: Copertura degli oneri per la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica da parte degli utenti domestici economicamente disagiati e/o in
 MCT: Finanziamento delle misure di compensazione territoriale per lo smantellamento delle centrali nucleari
 UC3: Copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi
 UC4: Copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minor
 UC6: Remunerazioni dei miglioramenti della continuità del servizio elettrico
 UC7: Copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.

La più consistente di queste componenti, denominata A3, è destinata a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate mediante un sistema di incentivi che garantiscono una remunerazione certa per l'energia prodotta e agevolazioni per l'allacciamento degli impianti alle reti.

La componente A3 da sola vale:

A3 utenze domestiche da 0 a 1800 kWh	0,021240 euro/kWh
A3 utenze domestiche da oltre i 1800 kWh	0,043340 euro/kWh
A3 utenze illumin. pubblica	0,053850 euro/kWh
A3 utenze BT altri usi <16,5 kW	0,057880 euro/kWh
A3 utenze BT altri usi >16,5 kW	0,053530 euro/kWh
A3 utenze BT pompa di calore	0,028980 euro/kWh

La componente A3 vale circa il 75% degli oneri di rete.

Delle altre componenti l'uncia che supera il millesimo di euro è la UC3.
 Essa vale:

UC3 per tutte le utenze	0,00117 euro/kWh
-------------------------	------------------

Per fonti rinnovabili si intendono, in generale, le fonti di energia diverse dai combustibili di origine fossile (gas naturale, carbone, petrolio etc.), quali l'energia eolica, idrica, solare (compresi gli impianti fotovoltaici), geotermica, e quella prodotta dalle biomasse (i gas sprigionati dalla decomposizione di sostanze organiche) o bruciando i rifiuti.

Sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate quelli di cogenerazione (cioè la produzione combinata di energia elettrica e calore), quelli che utilizzano forme di energia recuperabile in processi e impianti produttivi; quelli che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da piccoli giacimenti isolati. Questi impianti sono inclusi tra quelli che beneficiano degli incentivi dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (Cip) n. 6/92.

Il sistema degli incentivi prevede che l'energia elettrica generata dagli impianti che ne hanno diritto sia acquistata dal Gestore del Sistema elettrico (Gse, una società per azioni di proprietà pubblica), a condizioni economiche incentivanti per l'impresa produttrice: la differenza tra i costi sostenuti dal Gse per l'acquisto di

questa energia e i ricavi ottenuti dallo stesso Gse per la sua rivendita agli operatori grossisti del mercato è coperta dai proventi della componente A3.

Oltre agli oneri generati direttamente da questi meccanismi di incentivazione, la componente A3 serve a coprire anche i costi di funzionamento del GSE.

Il gettito della componente A3 è altresì usato per altre finalità legate all'incentivazione delle fonti rinnovabili o assimilate, le più importanti delle quali riguardano:

- copertura dei costi per i certificati verdi e per i certificati di emissione CO2 per gli impianti CIP 6/92;
- tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici;
- promozione del solare termodinamico;
- agevolazioni per le connessioni alla reti di distribuzione;

Per quanto riguarda gli oneri relativi all'incentivazione degli impianti individuati dal provvedimento del Cip n. 6/92, l'Autorità ha già adottato alcuni interventi per garantire una maggiore equità e una migliore rispondenza ai costi. Si ricorda in particolare la deliberazione n. 249/06, che ha modificato i criteri di determinazione e di aggiornamento della componente del prezzo di cessione relativa al Costo evitato di combustibile di cui al titolo II del provvedimento CIP n. 6/92. Grazie a tale intervento è stato possibile un contenimento degli oneri per il finanziamento degli impianti di produzione ammessi alle agevolazioni CIP6 a partire dal 2007.

2.6.5 Tasse

Le tasse consistono in:

Imposte
Accise
IVA

2.6.6 Tariffa trinomina

A prescindere dalle quote e dalle componenti, il costo dell'energia elettrica ha una formula trinomia:

- quota fissa
- corrispettivo di potenza impegnata
- prezzo dell'energia utilizzata

Energia

Nelle fatture le voci relative all'energia sono raggruppate in spesa per la materia energia. Sono le diverse attività poste in essere dal fornitore per acquistare e rivendere l'energia elettrica al cliente finale.

Nella bolletta gli importi da pagare per questi servizi vengono suddivisi in quota fissa e quota energia.

La Quota fissa comprende tutti gli importi da pagare in misura fissa indipendentemente dai consumi:

- Commercializzazione vendita,
- Componente di Dispacciamento (parte fissa)

La Quota energia comprende i costi di acquisto dell'energia, di dispacciamento e di perequazione sostenuti dal fornitore:

- PE
- PD
- PPE

A settembre 2017 sono stati fissati gli importi della quota energia di ottobre, novembre e dicembre 2017.

Nella tabella sottostante sono riportati i valori per le utenze non residenziali (i costi sono suddivisi per le tre fasce F1, F2, F3).

Spesa per la materia energia. Utenze non residenziali

	Ottobre	Novembre	Dicembre

	Euro/kWh	Euro/kWh	Euro/kWh
F1	0,079230	0,086090	0,087720
F2	0,078050	0,082100	0,081990
F3	0,064760	0,067830	0,068250

Nella tabella sottostante sono riportati i valori per le utenze domestiche non residenti (i costi sono suddivisi per le due fasce F1, F23). C'è da aggiungere una quota fissa pari a circa 3 euro/mese.

Spesa per la materia energia. UtENZE domestiche non residenti

	Ottobre-Dicembre 2017
	Euro/kWh
F1	0,08426
F23	0,073210

Nella tabella sottostante sono riportati i valori per le utenze domestiche residenti (i costi sono suddivisi per le due fasce F1, F23). C'è da aggiungere una quota fissa pari a circa 3 euro/mese.

Spesa per la materia energia. UtENZE domestiche residenti

	Ottobre-Dicembre 2017
	Euro/kWh
Energia F1	0,08426
Energia F23	0,073210
Dispacciamento <1800 kWh	0,002720
Dispacciamento > 1800 kWh	0,005830

Servizi di rete

I servizi di rete (spesa per il trasporto e la gestione del contatore e spesa per oneri di sistema): sono le attività che consentono ai fornitori (sia che operino sul mercato libero sia che forniscano il Servizio di Maggior Tutela) di trasportare l'energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionali e di distribuzione locali fino al contatore, per consegnarla ai clienti. Nella bolletta, gli importi pagati per tali attività sono suddivisi in quota fissa, quota variabile e quota potenza e vanno a coprire i costi per i servizi di Trasporto, Distribuzione e Misura, nonché gli Oneri generali.

Nel trimestre settembre-dicembre 2017 il corrispettivo per le forniture BT altri usi è pari a:

Spesa oneri di sistema: 0,062282 euro/kWh
 Spesa trasporto gestione contatore: 0,009020 euro/kWh

La quota più significativa degli oneri di sistema riguarda la componente

Quota fissa:

comprende tutti gli importi da pagare in misura fissa, cioè indipendentemente dai consumi, relativamente ai servizi di rete.

Quota potenza: è l'importo da pagare in proporzione alla potenza impegnata.

Quota energia: comprende tutti gli importi da pagare in relazione alla quantità di energia elettrica trasportata sulla rete per soddisfare la richiesta di energia del cliente.

Nel trimestre settembre-dicembre 2017 i servizi di rete per una fornitura BT altri usi da 16,5 kW sono pari a:

Servizi di rete. Altri usi

		Spesa trasporto gestione contatore	Spesa oneri di sistema
Quota fissa	€/cliente/mese	2,111900	10,445400
Quota potenza	€/kW di potenza impegnata/mese	2,506100	0,000000
Quota variabile	€/kWh	0,009020	0,062282

Nel trimestre settembre-dicembre 2017 i servizi di rete per una fornitura BT domestica dia residenti sia non residenti sono pari a:

Servizi di rete. Utenze domestiche residenti e non residenti

		Spesa trasporto gestione contatore	Spesa oneri di sistema
Quota fissa	€/cliente/mese	1,58000	10,61780
Quota potenza	€/kW di potenza impegnata/mese	1,807300	0,000000
Quota variabile	€/kWh fino a 1800 kWh	0,008420	0,026722
Quota variabile	€/kWh oltre i 1800 kWh	0,008420	0,057962

Alla tariffa vanno aggiunte le imposte.

2.7 Impatto della tariffa elettrica sui modelli di energy community

Nel regime di libero mercato, i costi sostenuti da un cliente e versati dall'impresa fornitrice sono così suddivisi:

- quota energia verso il fornitore
- oneri di rete verso il distributore
- componente A3 verso il GSE
- tasse verso lo stato

In considerazione del fatto che la componente A3 viene elaborata sui consumi misurati al contatore, è evidente che eventuali ottimizzazioni gestionali con modelli di energy community determinano una riduzione del montepremi di energia da quantificare con la componente A3.

Si evidenzia che la componente A3 vale circa il 75% degli interi oneri di sistema.

Una microgrid che riesca a gestire in moto ottimizzato i flussi di potenza aumentando l'autoconsumo delle generazioni locali determina una performance economica notevole.

Infatti riducendo le partite di energia vendute al distributore e riacquistate dai singoli utenti si recupera la quota relativa agli oneri di sistema che gravano circa del 50% del costo complessivo dell'energia al netto delle tasse.

E' evidente che il sistema tariffario è una variabile abilitante della costituzione di modelli di energy community.

E' altresì importante costruire un modello tariffario che non determini sperequazioni tra i player del sistema elettrico.

La componente A3 costituisce un nodo nevralgico in questo equilibrio.

Costituire modelli energetici con microgrid comuni che riducono la quantità di energia scambiata tra la microgrid e il sistema elettrico se dal punto di vista tecnico va verso l'ottimo prestazionale, dal punto di vista regolatorio può determinare problemi di gettito.

Il modello che si propone tende quindi a raggiungere un equilibrio tra le esigenze delle utenze a costituire liberamente gruppi e poli energetici e le esigenze regolatorie a stabilire equilibri nazionali.

Ad esempio come detto nel capitolo precedente, il gestore di un SDC dovrà versare alla CSEA, la quota di gettito derivante dall'applicazione delle componenti A e UC ai clienti finali utenti del SDC, calcolata a

seconda della tipologia di SDC, ovvero se si tratta di una RIU oppure di un ASDC. Le RIU dovranno versare alla CSEA le componenti fisse A e UC, espresse in euro/punto di prelievo per anno e le componenti A e UC, espresse in centesimi di euro/kW impegnato per anno, applicate a ciascun punto di interconnessione alla rete pubblica, in relazione al livello di tensione, alla potenza impegnata, alla potenza disponibile, mentre dovranno pagare le componenti variabili A, UC e MCT, espresse in euro/kWh, applicate all'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete pubblica tramite i punti di interconnessione, e in misura del 5% del valore delle componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT degli oneri generali di sistema, espresse in centesimi di euro/kWh applicate all'energia elettrica prelevata dal punto di connessione del cliente finale alla RIU ma non prelevata da rete pubblica imputabile a ciascun cliente finale utente della RIU. Nel caso degli ASDC il gettito che il relativo gestore deve versare alla CSEA è pari all'ammontare degli oneri generali applicati direttamente ai singoli utenti dell'ASDC, senza nessuna esenzione sull'energia autoconsumata, ameno della presenza di eventuali SEU o SESEU. Il gestore del SDC dopo aver calcolato l'ammontare degli oneri generali di sistema direttamente imputabili ai singoli clienti finali utenti della propria rete, provvede poi a fatturarli alle relative imprese di vendita, che a loro volta li trasmetteranno nella bolletta del cliente finale.

Nei modelli di rete proposti è importante che la valutazione delle partite di energia sia condotta dal gestore magari adottando contatori di tipo fiscali.

2.8 Proposta di soluzioni abilitanti: modello di energy community per gli edifici MURB (multi-unit residential building). Modello ripartitore.

Il modello di energy community proposto per edifici di tipo multifamiliare misti residenziale commerciale MURB (multi-unit residential building) consiste in una microgrid ibrida.

Il modello può essere attuato anche nell'assetto regolatorio attuale e costituisce una prima fase per un modello completo che potrà essere attuato con nuovi assetti regolatori.

Il modello si basa sulla implementazione del sistema di riscaldamento/climatizzazione con pompa di calore alimentata elettricamente. La soluzione ottimale consiste nell'uso di sistemi con scambiatori ad acqua del tipo "Source Ground Heat Pump" con sonde geotermiche verticali.

La centrale termica/frigorifera in questo modo costituisce un carico elettrico comune per l'intero edificio e gestita dal condominio alla stregua di una caldaia a gas.

La centrale è alimentata tramite un punto di consegna del Distributore in bassa o media tensione a seconda della taglia delle macchine.

Il modello prevede l'integrazione della microgrid con gli altri servizi condominiali: illuminazione, ascensori, servizi e un sistema di generazione locale tramite sistema fotovoltaico opportunamente dimensionato.

Il dimensionamento del sistema fotovoltaico è basato sul requisito di qualificazione per gli edifici ad energia quasi zero, in modo tale che l'energia generata annualmente sia pari all'energia consumata dai servizi tecnici dell'edificio. Nella valutazione dei consumi dell'edificio occorre considerare:

- riscaldamento,
- acqua calda sanitaria,
- raffrescamento,
- ventilazione,
- ausiliari elettrici.

Sono da escludere i consumi degli appartamenti.

Dalle analisi svolte con la modellazione proposta risulta che il dimensionamento del sistema fotovoltaico su base energetica annuale, determina condizioni giornaliere critiche con possibili scambi di potenza verso la rete determinando una riduzione della performance economica del sistema.

Il sistema di controllo suggerito propone di attuare tecniche di demand side management con l'obiettivo di ridurre le diseconomie e valorizzare al massimo l'energia generata localmente.

In previsione di contratti sempre più spinti verso l'uso del parametro di riferimento del PUN orario, attuare strategie di demand side management consente di operare forti economie.

Il modello proposto prevede, in una fase avanzata quando il regime regolatorio lo consentirà, il collegamento delle singole unità allo stesso punto di allaccio della centrale termica e dei servizi consominiali. In questo modo la fornitura di energia elettrica per l'intero condominio consiste in un unico punto di allaccio, prevedibilmente in media tensione.

Il modello è simile alla cooperativa elettrica, in cui i consumi sono ripartiti e non si attuano rivendite di energia.

I vantaggi di natura economica riguardano:

- uso di tariffa MT altri usi, invece della tariffa BT usi residenziali;
- possibilità di sfruttare al meglio la generazione fotovoltaica incrementando la quota di autoconsumo;
- possibilità di ottimizzare la gestione dei carichi al fine di incrementare ulteriormente la quota di autoconsumo di energia generata localmente,
- possibilità di ottimizzare la gestione dei carichi al fine di ottimizzare gli oneri di acquisto dell'energia con contratti che tengano conto del profilo di assorbimento controllato;
- la gestione ottimizzata e di precisione del riscaldamento, potendo verificare ed impostare i setpoint delle unità;
- possibilità di implementare servizi innovativi di gestione dei carichi, quali in particolare la gestione ottimizzata del riscaldamento e la gestione ottimizzata dei lavaggi;
- la messa a punto di un sistema di supervisione e monitoraggio dei consumi consente un'ulteriore ottimizzazione energetica, poiché ciascun utente è a conoscenza dei propri consumi elettrici e termici e può di conseguenza ottimizzare le proprie abitudini.

I vantaggi di natura tecnica riguardano:

- la migliore qualità del servizio elettrico dovuto all'allaccio diretto in MT;
- la possibilità di migliorare ulteriormente la qualità del servizio prevedendo sistemi di generazione in emergenza;
- la sicurezza degli utenti per mezzo del sistema di distribuzione TN invece del sistema TT.

Il modello di aggregazione proposto può essere definito come "modello a ripartizione".

L'energia consumata dalla microgrid non è rivenduta ai singoli utenti ma è semplicemente ripartita, come nel modello della contabilizzazione del calore in impianti di riscaldamento condominiali centralizzati.

Il modello ripartitore prevede:

- aggregazione fisica di tutti gli utenti su rete elettrica unica;
- unico punto di fornitura per tutte le utenze interne alla microgrid;
- sistema di riscaldamento elettrico a pompa di calore;
- impianto fotovoltaico;
- doppio sistema di contabilizzazione fiscale, con contatore unico di microgrid e contatori separati di utenze;
- un sistema di metering distribuito;
- realizzazione di una rete di building automation di edificio, backbone collettore di tutti gli impianti domotici locali;
- un sistema SCADA di gestione del sistema di riscaldamento, in funzione delle informazioni raccolte dagli impianti domotici locali e dal sistema di metering;
- individuazione di un valore della componente A3 da applicare all'utenza microgrid, alla stregua delle nuove componenti per utenze pompa di calore o colonnine di ricarica.

Il modello di micro grid suggerita per gli edifici NZEB di tipo MURB prevede l'impiego del vettore elettrico anche per la cottura dei cibi mediante piani ad induzione.

Nel caso di allacciamento unico con microgrid unica, il costo energetico per ogni utente sarebbe di circa 900 euro senza considerare la quota fotovoltaico ridotta a circa 630 euro considerando l'energia generata dal fotovoltaico.

Tale performance è possibile grazie alla riduzione degli oneri fissi di allaccio e agli oneri di sistema. Inoltre la microgrid determina un autoconsumo del 100% dell'energia generata localmente, riducendo anche la quota A3.

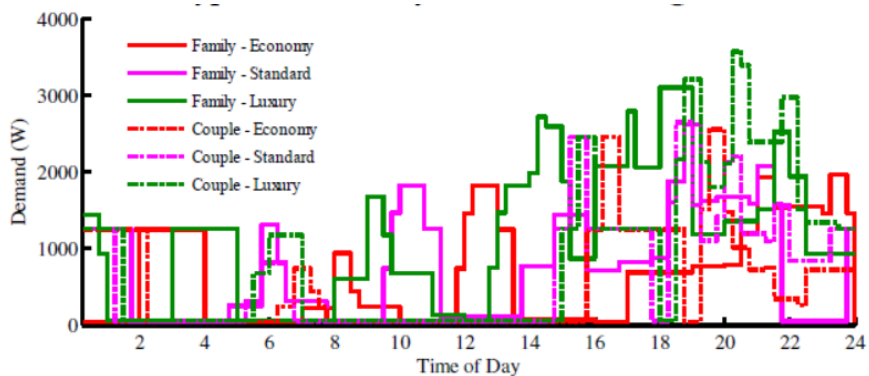
Nella tabella sottostante è riportato il modello di calcolo nel caso di microgrid separata.

			Oneri di rete			Prezzo energia	EURO	EURO senza PV	EURO con PV
Singolo appartamento			QF	QP	QE	QE			
#		100	144				€ 14.400,00		
P	kW	3		2,5			€ 9.000,00		
E	kWh	3000			0,071282	0,08	€ 136.153,80		
							€ 159.553,80	€ 1.595,54	€ 1.595,54
Utenze condominiali									
#		1	144				€ 144,00		
P	kW	120		2,5			€ 3.600,00		
E	kWh	240000			0,071282	0,08	€ 36.307,68	€ 363,08	
Fotovoltaico									
#		1							
P	kW	100							
E	kWh	150000							
Utenze condominiali+PV									
#		1	144				€ 144,00		
P	kW	100		2,5			€ 3.000,00		
CA		0,5							
Ec	kWh	165000			0,071282	0,08	€ 24.961,53		
Ev		75000				0,05	-€ 3.750,00		
							€ 24.355,53		€ 243,56
								€ 1.958,61	€ 1.839,09

Nella tabella sottostante è riportato il modello di calcolo nel caso di microgrid unita.

			Oneri di rete			Prezzo energia	EURO	EURO senza PV	EURO con PV
Singolo appartamento			QF	QP	QE	QE			
#		100	144						
P	kW	3		2,5					
E	kWh	3000			0,071282	0,08			
Utenze condominiali									
#		1	144				€ 144,00		
P	kW	330		2,5			€ 9.900,00		
E	kWh	540000			0,071282	0,08	€ 81.692,28	€ 816,92	
Fotovoltaico									
#		1							
P	kW	100							
E	kWh	150000							
Utenze condominiali+PV									
#		1	144				€ 144,00		
P	kW	100		2,5			€ 3.000,00		
CA		1							
Ec	kWh	390000			0,071282	0,08	€ 58.999,98		
Ev		0				0,05	€ -		
							€ 62.143,98		€ 621,44
							€ 816,92	€ 816,92	€ 621,44

E' stata quindi svolta un'analisi dell'impatto economico sugli utenti dell'aggregazione in modo più analitico. E' stato preso in considerazione un esempio di MURB costituito da 70 unità abitative suddivise in diverse tipologie di consumo (family e couple) e (economy, standard e luxury).

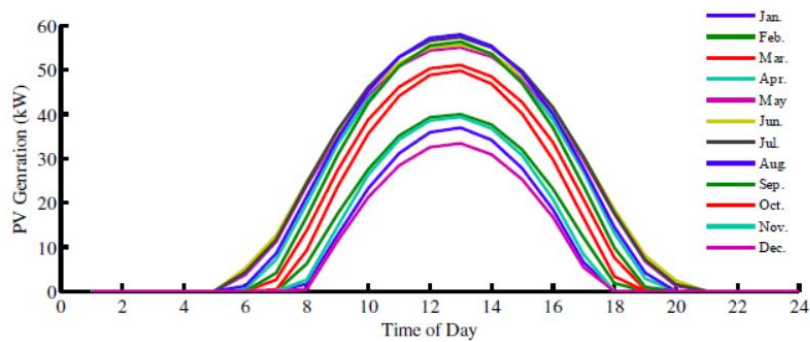


Nella tabella sottostante sono riportati i consumi annuali stimati sulla base di una modellazione statistica di consumo.

Apartment Type	Apartment Class	Annual Energy Consumption per Apartment (kWh)
Family Apartments	Economy	4235
	Standard	6016
	Luxury	9837
Couple Apartments	Economy	3134
	Standard	4506
	Luxury	6955
Common Services		2114 kWh/stair-elevator

E' stata quindi svolta un'analisi comparativa con l'introduzione di un sistema fotovoltaico da 10 a 100 kW di potenza.

L'energia generata è stata valutata in accordo alle curve tipiche per la latitudine considerata .



L'analisi ha considerato diversi scenari:

Caso 1: Aggregazione senza generazione fotovoltaica

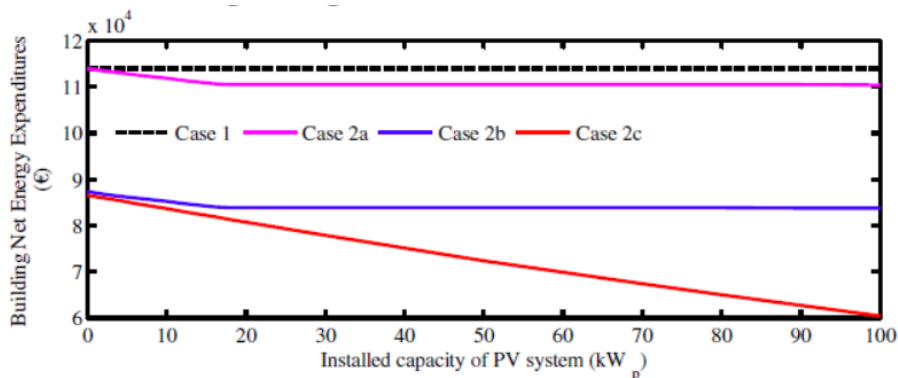
Caso 2: Aggregazione con generazione fotovoltaico e:

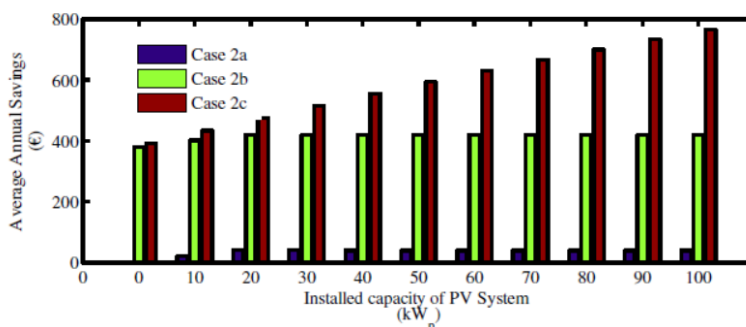
a. solo servizi comuni, come caso di riferimento.

b. servizi comuni con sistema di scambio sul posto.

c. aggregazione completa (modello ripartitore).

I risultati dell'analisi sono riportati nella figura sottostante.





La tabella sottostante riporta i risultati dell’analisi. Sono mostrati i risparmi energetici in costi dei casi 2b e 2c in confronto con il caso di riferimento 2a.

PV Installed Capacity (kW _p)	Savings (×savings of Case 2a)	
	Case 2b	Case 2c
10	18.71	20.18
20	10.44	11.79
30	10.47	12.86
40	10.51	13.90
50	10.55	14.92
60	10.51	15.76
70	10.55	16.71
80	10.59	17.64
90	10.71	18.70
100	10.75	19.60

3 Sviluppo di logiche di gestione e controllo applicate a sistemi di building automation

3.1 Generalità sui sistemi di controllo

Tutti gli impianti degli edifici sono dotati di sistemi di controllo con diversi livelli di complessità e capacità di azione: a partire dai semplici termostati di regolazione di caldaia, che costituivano l'unico dispositivo di regolazione in molti impianti termici ante legge 373, fino ai controllori PID o con logica Fuzzy in uso in terminali di climatizzazione avanzati. Si tratta in generale di circuiti di retroazione finalizzati al controllo di una singola grandezza (generalmente la temperatura negli impianti di climatizzazione). Pertanto, si tratta di sistemi di controllo con una sola variabile misurata (es. la temperatura) ed una sola variabile controllata (es. l'apertura di una valvola). All'interno di un edificio coesistono numerosi sistemi di controllo singoli che nel loro insieme costituiscono un sistema di controllo multi-ingresso/multi-parametro.

La realizzazione di sistemi di gestione finalizzati all'efficienza energetica, all'autoconsumo della produzione da fonte rinnovabile e/o al controllo dell'uso delle risorse energetiche in generale, richiede l'uso di logiche avanzate che gestiscano i diversi circuiti di controllo in modo coordinato. L'insieme dei diversi sistemi è in generale non lineare e complesso, includendo circuiti di controreazione a risposta rapida (es. i sistemi di controllo a livello di componente d'impianto) che coesistono con circuiti di controreazione a risposta lenta (es. i sistemi di controllo ambientali). Inoltre, il sistema nel suo complesso è caratterizzato dalla presenza di numerose forzanti esterne, costituite dagli utenti e dalle condizioni climatiche.

Allo stato dell'arte esistono tre principali approcci al controllo: (i) basati sull'autoapprendimento integrati con controllori tradizionali; (ii) basati su agente; (iii) basati su modelli predittivi.

I controlli in autoapprendimento integrati con controllori tradizionali si basano sull'identificazione delle modalità di funzionamento più opportune in base alle esperienze passate per la modifica delle modalità di

risposta di controllori tradizionali. Le risposte del sistema edificio-impianto alle diverse impostazioni degli attuatori sono utilizzate per formulare strategie di controllo per i periodi successivi. Questa metodologia di controllo, generalmente integrata con delle regole di gestione per il periodo iniziale, non richiede la conoscenza della modalità in cui il sistema edificio-impianto è realizzato o delle sue dinamiche interne. D'altra parte, i suoi limiti sono la durata del periodo di apprendimento iniziale e l'insorgenza di difetti di controllo a fronte di variazioni sistematiche delle condizioni di utilizzo.

I controlli basati su agenti sono derivati dallo sviluppo dei sistemi di intelligenza artificiale. Il controllo generale del sistema edificio-impianto è suddiviso in porzioni, ciascuna controllata da un singolo agente. Il problema del controllo è quindi tradotto nei sottoproblemi di interazione tra gli agenti che controllano il sistema e nelle metodologie di autoapprendimento e di azione dei singoli agenti. Questa tipologia di sistemi di controllo presenta gli stessi limiti della precedente.

I controlli con modelli predittivi si basano su un modello di risposta del sistema edificio-impianto in base al quale sono definite le funzioni obiettivo. Richiedono una fase di messa a punto iniziale del modello allo specifico sito. Una volta operativi sono robusti rispetto a variazione delle condizioni d'uso e delle forzanti esterne.

Rispetto all'architettura del sistema di controllo si devono distinguere inoltre, sistemi di controllo centralizzati, in cui le azioni a livello locale sono gestite direttamente, da sistemi di controllo distribuito in cui il sistema centrale esegue un coordinamento dei parametri di funzionamento locale.

Nella letteratura tecnica sono presenti proposte e analisi delle diverse strategie di controllo. Le diverse strategie continuano ad essere studiate, senza che al momento emerga una chiara superiorità di una rispetto alle altre.

Nell'ambito della presente attività di ricerca, è stata considerata una logica di controllo su modello predittivo, relativamente semplificata. Gli esiti che saranno illustrati nel seguito mostrano la necessità di ulteriore ricerca sulla metodologia di controllo, nonostante anche il sistema semplificato illustrato dimostri l'efficacia del controllo.

3.2 Funzioni obiettivo: risparmio energetico e demand side management

Il controllo del carico può perseguire differenti obiettivi in relazione alle esigenze specifiche. In generale possono essere distinte due tipologie di finalità: controllo di potenza e controllo di energia.

Il più semplice obiettivo della prima categoria è la minimizzazione del picco di potenza. Nel caso in esame, di coesistenza nel nodo di generazione da fonte non controllata e consumo di energia elettrica, il controllo del picco di fatto deve essere adeguato alla produzione istantanea dall'impianto di generazione. Ciò è realizzato mediante l'inseguimento della potenza media richiesta al POD. A tale controllo può essere sovrapposto il controllo di autoconsumo, finalizzato ad incrementare la porzione di produzione di energia locale utilizzata in loco. Ciò si traduce lato rete, nella riduzione/eliminazione dei periodi di funzionamento come produttore netto di energia. Il parametro principale per tale controllo è la definizione del periodo di riferimento per la valutazione della potenza media richiesta. La variazione delle condizioni ambientali, quali il numero di utenti presenti e le condizioni climatiche (temperatura, velocità del vento, insolazione) modificano il fabbisogno di potenza per gli usi interni alle zone termiche, il fabbisogno di energia per la climatizzazione e la produzione di energia locale (es. da fotovoltaico). Una media annuale non avrebbe significato, comprendendo periodi di climatizzazione estiva, periodi di climatizzazione invernale e periodi di assenza di climatizzazione. Allo stesso modo una media mobile mensile comporterebbe un valore improprio durante le transizioni tra i diversi periodi di funzionamento dell'impianto di climatizzazione. Una media mobile giornaliera, su 24 ore, comporterebbe la risposta a variazioni ambientali di breve periodo (es. una giornata nuvolosa in estate o particolarmente calda e soleggiata in inverno), nonché comporterebbe la ripercussione delle condizioni di funzionamento della Domenica sul Lunedì e del Venerdì sul Sabato. È stato ritenuto opportuno l'uso di una media mobile su 72 ore che garantisce la mitigazione degli effetti delle condizioni peculiari di un singolo giorno sui successivi, senza richiedere particolari correzioni.

Nel caso il DSM sia attuato per predisporre un'utenza flessibile per la rete elettrica, il controllo è equivalente alla minimizzazione del picco di potenza assorbita, salvo che in luogo dell'obiettivo della

potenza media di periodo è definito in ogni periodo un obiettivo di potenza prefissato, indipendente dalla media delle utenze. Ciò può determinare l'incapacità del sistema di raggiungere l'obiettivo prefissato. Inoltre, mentre nel caso del controllo della potenza media è possibile utilizzare la potenza media obiettivo come previsione intrinseca di domanda, qualora l'obiettivo di potenza sia definito esternamente all'utenza, di fatto costituisce una sovrapposizione di un obiettivo in termini di energia per il periodo di riferimento.

Il controllo della distribuzione temporale dell'energia assorbita può essere realizzato con diversi obiettivi: massimo autoconsumo della generazione locale, minimizzazione della bolletta energetica.

L'integrazione delle utenze di climatizzazione consente inoltre di realizzare una riduzione del fabbisogno di energia mediante la riduzione dei periodi di sovratemperatura invernale, in cui gli apporti termici interni e solari sono sovrabbondanti, tanto da determinare un incremento della temperatura ambiente oltre l'intervallo di controllo, e di sottotemperatura estiva, in cui i disperdimenti notturni determinano una riduzione della temperatura ambiente al di sotto dell'intervallo di controllo. L'obiettivo di riduzione del fabbisogno energetico può essere esercitato contestualmente agli altri obiettivi di controllo, costituendo un ulteriore vincolo per gli stessi. Numerosi studi sulle strategie di controllo finalizzate alla riduzione del fabbisogno energetico per effetto dell'inerzia termica degli edifici hanno evidenziato una notevole complessità del controllo con risultati notevolmente variabili in relazione alle caratteristiche climatiche della località, alle tipologie di impianti di climatizzazione, alle destinazioni d'uso degli ambienti, senza individuare metodologie di controllo ottimali. È stato quindi scelto di tralasciare tali aspetti in questa fase dello studio, concentrando l'attività sulle metodologie di controllo di energia e di picco di potenza.

3.3 Architettura di rete di riferimento

3.3.1 Impianto elettrico

Il modello di micro grid considerato corrisponde a quello suggerito come modello per gli NZEB.

Esso prevede l'impiego del vettore elettrico anche per la cottura dei cibi mediante piani ad induzione.

La rete così realizzata consente di evitare la presenza di forniture di gas e esclude qualsiasi tipo di emissione.

La microrete ha un unico punto di allaccio per tutto l'edificio.

Essa è costituita da:

Punto di consegna in MT

Cabina MT/BT

Quadro elettrico principale BT

Montanti per ogni unità abitativa

Quadro per la centrale termica

Ai fini della contabilizzazione fiscale delle quote dovute al distributore, è necessario installare un contatore fiscale per ogni unità abitativa.

La microgrid sarà quindi dotata di:

- un contatore fiscale bidirezionale unico per tutta la microgrid
- contatori fiscali per tutte le unità abitative

Sarà quindi possibile contabilizzare le partite di energia anche su fascia oraria per determinare i vari corrispettivi da versare al DSO.

Il sistema consentirà quindi la ripartizione della quota energia.

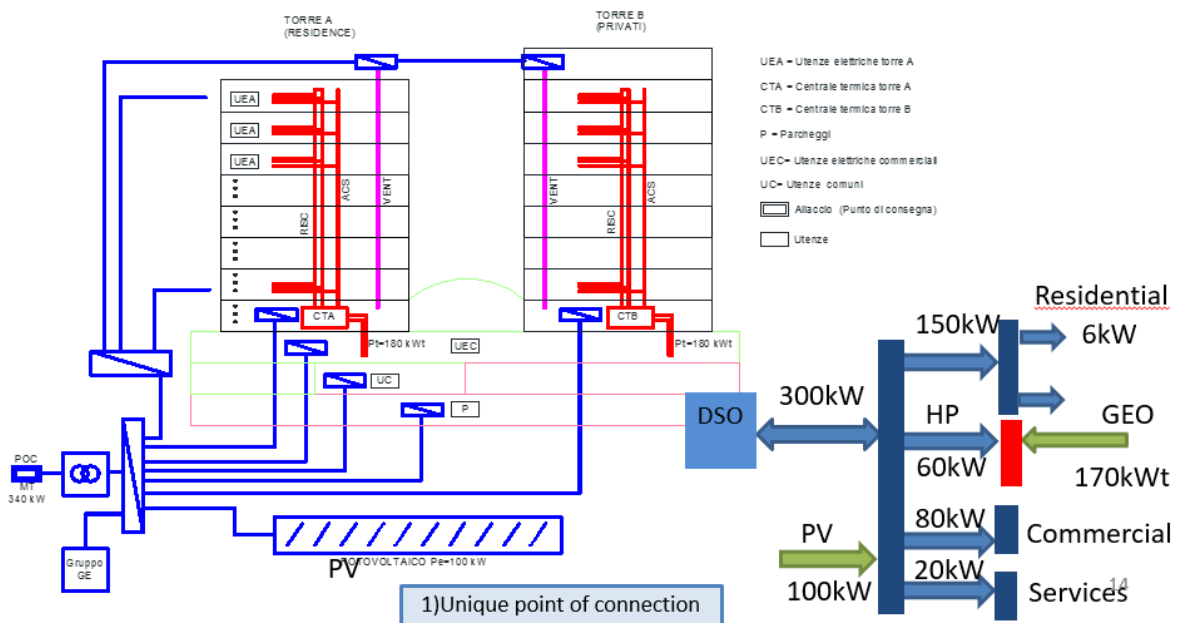


Figura 17. Modello di impianto elettrico adottato nelle simulazioni. Esempio di applicazione su un edificio con 300 kW di potenza contrattuale complessiva.

3.3.2 Impianti meccanici

Il sistema di riscaldamento centralizzato a pompa di calore può essere utilizzato anche in raffrescamento evitando i sistemi di aria condizionata locali.

Per la ventilazione meccanica degli ambienti l'architettura prevede aspiratori locali stand alone del tipo aspiratori-estrattori statici con recupero di calore. Tali aspiratori sono particolarmente adatti per il ricambio d'aria nelle abitazioni. Il rendimento dell'aspiratore/estrattore può essere anche molto elevato.

In alternativa si può realizzare un sistema con canalizzazioni.

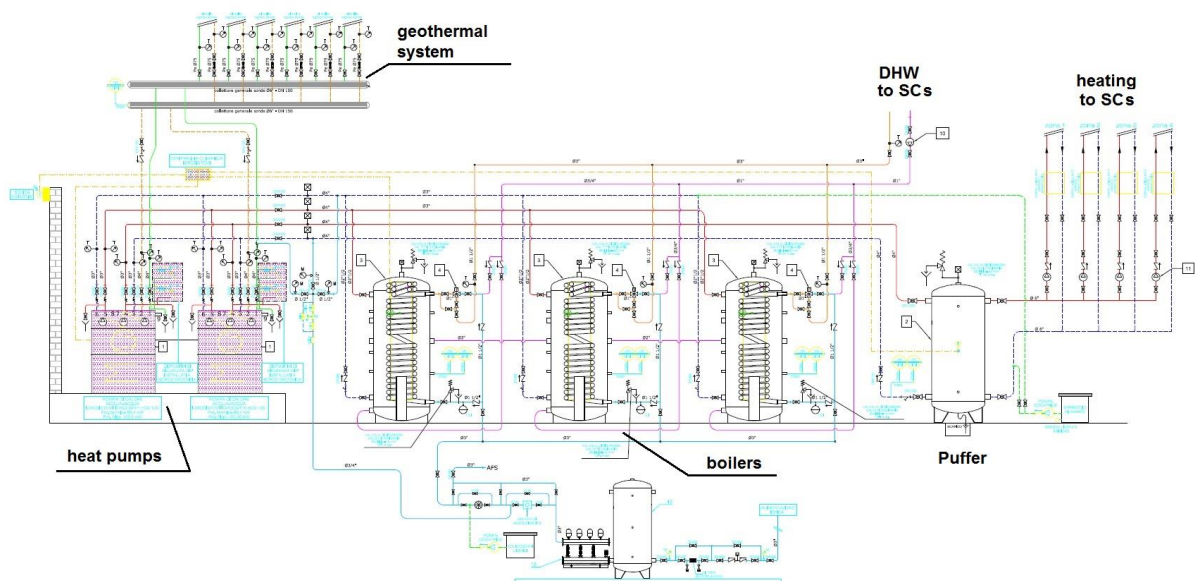


Figura 18. Impianti di riscaldamento e acqua calda sanitaria.

L'architettura di impianto con pompe di calore geotermiche prevedono:

- una o più pompe di calore;
- un sistema di sonde geotermiche;

- un puffer per l'alimentazione di circuito di distribuzione per il riscaldamento;
- un serbatoio (o più serbatoi) di produzione e accumulo dell'acqua calda sanitaria;
- le pompe di distribuzione dell'impianto di riscaldamento e di ricircolo dell'acqua calda sanitaria (per garantire una tempestiva erogazione ad ogni unità indipendentemente dalla distanza dalla sottocentrale);
- un sistema di distribuzione con satelliti di regolazione controllo e contabilizzazione per ogni unità abitativa.

Il satellite center è costituito da:

- mandata e ritorno per il sistema di riscaldamento, completo di valvola di regolazione e meter;
- mandata per l'acqua calda sanitaria con sistema di ricircolo e meter
- mandata acqua fredda con meter

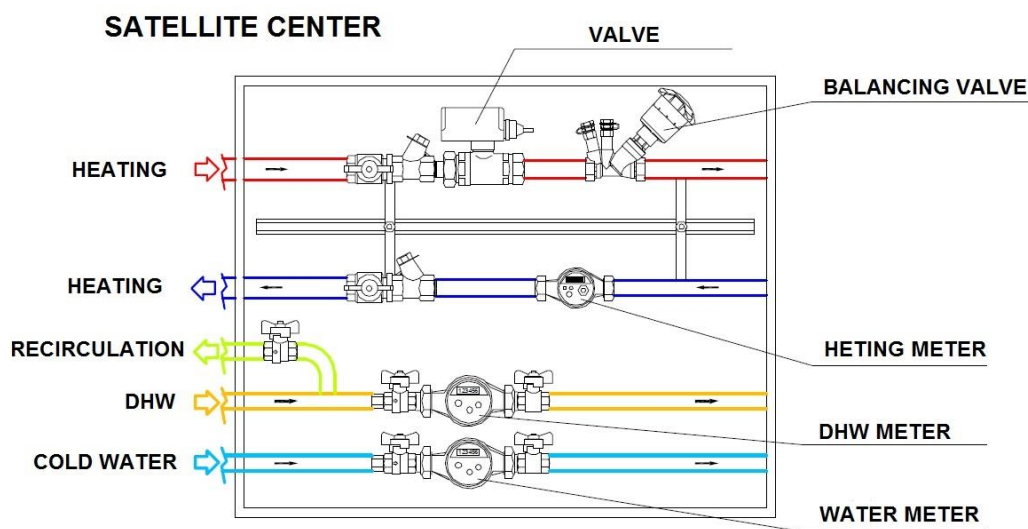


Figura 19. Sistema di contabilizzazione del calore mediante uso di satellite centers.

3.4 Logiche di controllo

Le logiche di controllo analizzate si riferiscono a sistemi con distinzione tra supervisione centralizzata e controllo locale. Il sistema di controllo locale dell'impianto di climatizzazione opera con modalità consuete on-off con isteresi o PID. Il sistema di supervisione si limita a modificare il valore di set point del controllore locale. Ciò consente di realizzare un'architettura semplice, modulare, realizzabile con componenti commerciali. Inoltre, garantisce la resilienza del sistema di controllo a fronte di fuori servizio del sistema di supervisione centralizzato.

Sono state considerate 4 famiglie di logiche di controllo in relazione alle azioni gestite dal sistema di supervisione:

1. T1 - Controllo di sola centrale termica
2. T2 - Controllo di centrale termica e modulazione a livello di zona
3. T3 - Controllo di centrale termica e a livello di zona
4. SA - Controllo di centrale termica e a livello di zona e controllo dei lavaggi

3.4.1 T1 - Controllo di sola centrale termica

Il sistema di supervisione agisce solo sui set point di temperatura del serbatoio inerziale (puffer) e dei bollitori di preparazione dell'acqua calda sanitaria (ACS).

Input

- Temperatura del serbatoio inerziale
- Temperatura/e del/i bollitore/i di preparazione ACS

- Stato di attivazione delle pompe di calore

Output

- Valore di set point del controllore locale delle pompe di calore per il controllo della temperatura del puffer
- Valore di set point del controllore locale delle pompe di calore per il controllo della temperatura del/i bollitore/i ACS

Regole di controllo

Per aumentare la potenza assorbita al POD, in via prioritaria viene aumentata la temperatura del/i bollitore/i ACS fino al massimo preimpostato, quindi viene aumentata la temperatura del puffer fino al massimo preimpostato. Le azioni sulla temperatura sono attuate solo se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore non attivi.

Per ridurre la potenza assorbita al POD, in via preliminare viene ridotta la temperatura del puffer fino al minimo preimpostato, quindi viene ridotta la temperatura del/i bollitore/i ACS fino al minimo preimpostato. Le azioni sulla temperatura sono attuate solo se c'è almeno un gradino di funzionamento di una delle pompe di calore attivo.

3.4.2 T2 - Controllo di centrale termica e modulazione a livello di zona

Il sistema di supervisione controlla le temperature di set point del serbatoio inerziale (puffer), dei bollitori di preparazione dell'acqua calda sanitaria (ACS) e della climatizzazione di ciascuna zona termica.

Input

- Temperatura del serbatoio inerziale
- Temperatura/e del/i bollitore/i di preparazione ACS
- Stato di attivazione delle pompe di calore
- Temperatura di ciascuna zona termica
- Stato dei controllori locali

Output

- Valore di set point del controllore locale delle pompe di calore per il controllo della temperatura del puffer
- Valore di set point del controllore locale delle pompe di calore per il controllo della temperatura del/i bollitore/i ACS
- Valore di set point del controllo climatico locale

Regole di controllo

Per aumentare la potenza assorbita al POD sono attuati nell'ordine:

- Nel periodo invernale, incremento della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un massimo di +0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Nel periodo estivo, riduzione della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un minimo di -0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Aumento della temperatura del/i bollitore/i ACS di 1 °C fino al massimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore non attivi
- Aumento della temperatura del puffer di 1 °C fino al massimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore non attivi

Per ridurre la potenza assorbita al POD sono attuati nell'ordine:

- Nel periodo invernale, ripristino del set-point sulla temperatura ridotta (16°C) di eventuali ambienti precedentemente modificati
- Nel periodo estivo, disattivazione del condizionamento di eventuali ambienti precedentemente modificati
- Riduzione della temperatura del puffer di 1 °C fino al minimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore attivi
- Riduzione della temperatura del/i bollitore/i ACS di 1 °C fino al minimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore attivi

- Nel periodo invernale, riduzione della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un minimo di -0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Nel periodo estivo, aumento della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un massimo di +0.5°C rispetto al set-point richiesto

Le azioni sulle zone termiche sono eseguite in relazione allo stato del controllo locale. Per aumentare la potenza assorbita al POD sono privilegiate le zone con attuatore ad azione minore. Per diminuire la potenza assorbita al POD sono privilegiate le zone con attuatore ad azione maggiore.

3.4.3 T3 - Controllo di centrale termica e a livello di zona

Il sistema di supervisione controlla le temperature di set point del serbatoio inerziale (puffer), dei bollitori di preparazione dell'acqua calda sanitaria (ACS), della climatizzazione di ciascuna zona termica, inoltre controlla l'attivazione della modalità di riscaldamento o di climatizzazione.

Input

- Temperatura del serbatoio inerziale
- Temperatura/e del/i bollitore/i di preparazione ACS
- Stato di attivazione delle pompe di calore
- Temperatura di ciascuna zona termica
- Stato dei controllori locali

Output

- Valore di set point del controllore locale delle pompe di calore per il controllo della temperatura del puffer
- Valore di set point del controllore locale delle pompe di calore per il controllo della temperatura del/i bollitore/i ACS
- Stato di attivazione del riscaldamento/condizionamento di ciascuna zona
- Valore di set point del controllo climatico locale

Regole di controllo

Qualora il POD si trovi in condizioni di erogazione netta di potenza, sono attuate:

- Nel periodo invernale, impostazione del set-point sulla temperatura di confort (20°C)
- Nel periodo estivo, attivazione del condizionamento se la temperatura ambiente è superiore al limite massimo di confort (28°C)

Per aumentare la potenza assorbita al POD sono attuati nell'ordine:

- Nel periodo invernale, incremento della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un massimo di +0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Nel periodo estivo, riduzione della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un minimo di -0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Aumento della temperatura del/i bollitore/i ACS di 1 °C fino al massimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore non attivi
- Aumento della temperatura del puffer di 1 °C fino al massimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore non attivi

Per ridurre la potenza assorbita al POD sono attuati nell'ordine:

- Nel periodo invernale, ripristino del set-point sulla temperatura ridotta (16°C) di eventuali ambienti precedentemente modificati
- Nel periodo estivo, disattivazione del condizionamento di eventuali ambienti precedentemente modificati
- Riduzione della temperatura del puffer di 1 °C fino al minimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore attivi

- Riduzione della temperatura del/i bollitore/i ACS di 1 °C fino al minimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore attivi
- Nel periodo invernale, riduzione della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un minimo di -0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Nel periodo estivo, aumento della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un massimo di +0.5°C rispetto al set-point richiesto

Le azioni sulle zone termiche sono eseguite in relazione allo stato del controllo locale. Per aumentare la potenza assorbita al POD sono privilegiate le zone con attuatore ad azione minore. Per diminuire la potenza assorbita al POD sono privilegiate le zone con attuatore ad azione maggiore.

3.4.4 Controllo di centrale termica e a livello di zona e controllo dei lavaggi

Il sistema di supervisione controlla l'attivazione dei lavaggi, le temperature di set point del serbatoio inerziale (puffer), dei bollitori di preparazione dell'acqua calda sanitaria (ACS), della climatizzazione di ciascuna zona termica, inoltre controlla l'attivazione della modalità di riscaldamento o di climatizzazione.

Input

- Temperatura del serbatoio inerziale
- Temperatura/e del/i bollitore/i di preparazione ACS
- Stato di attivazione delle pompe di calore
- Temperatura di ciascuna zona termica
- Stato dei controllori locali
- Stato di attivazione del riscaldamento/condizionamento
- Richieste di attivazione di lavaggi

Output

- Valore di set point del controllore locale delle pompe di calore per il controllo della temperatura del puffer
- Valore di set point del controllore locale delle pompe di calore per il controllo della temperatura del/i bollitore/i ACS
- Stato di attivazione del riscaldamento/condizionamento di ciascuna zona
- Valore di set point del controllo climatico locale
- Attivazione di lavaggi

Regole di controllo

Qualora il POD si trovi in condizioni di erogazione netta di potenza, sono attuate:

- Nel periodo invernale, impostazione del set-point sulla temperatura di confort (20°C)
- Nel periodo estivo, attivazione del condizionamento se la temperatura ambiente è superiore al limite massimo di confort (28°C)

Per aumentare la potenza assorbita al POD sono attuati nell'ordine:

- Attivazione di lavaggi
- Nel periodo invernale, incremento della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un massimo di +0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Nel periodo estivo, riduzione della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un minimo di -0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Aumento della temperatura del/i bollitore/i ACS di 1 °C fino al massimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore non attivi
- Aumento della temperatura del puffer di 1 °C fino al massimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore non attivi

Per ridurre la potenza assorbita al POD sono attuati nell'ordine:

- Nel periodo invernale, ripristino del set-point sulla temperatura ridotta (16°C) di eventuali ambienti precedentemente modificati
- Nel periodo estivo, disattivazione del condizionamento di eventuali ambienti precedentemente modificati
- Riduzione della temperatura del puffer di 1 °C fino al minimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore attivi
- Riduzione della temperatura del/i bollitore/i ACS di 1 °C fino al minimo preimpostato, se ci sono gradini di funzionamento delle pompe di calore attivi
- Nel periodo invernale, riduzione della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un minimo di -0.5°C rispetto al set-point richiesto
- Nel periodo estivo, aumento della temperatura di set point ambiente di 0.5°C, fino ad un massimo di +0.5°C rispetto al set-point richiesto

Le azioni sulle zone termiche sono eseguite in relazione allo stato del controllo locale. Per aumentare la potenza assorbita al POD sono privilegiate le zone con attuatore ad azione minore. Per diminuire la potenza assorbita al POD sono privilegiate le zone con attuatore ad azione maggiore.

4 Simulazione delle logiche di gestione e controllo attraverso l'implementazione in un progetto di PLC

4.1 Modello di simulazione dell'edificio e degli impianti

Al fine ottenere un modello completamente gestibile è stato sviluppato un modello dell'edificio in Matlab nel quale sono descritti i componenti edilizi e gli impianti.

Il codice matlab progettato per le simulazione è riportato in allegato.

Il codice è stato sviluppato con riferimento ad un passo temporale di integrazione dell'ordine dei secondi (è stato individuato un intervallo ottimale di 30 secondi al di sotto del quale l'accuratezza non migliora, aumentando in modo pressoché lineare il tempo di calcolo) per il quale i sistemi elettrici possono essere simulati in regime stazionario. Nonostante tale intervallo sia inferiore alla caratteristica temporale di risposta dei sistemi idronici, i modelli di dettaglio degli stessi non sono stati introdotti, rinviando l'implementazione ad un successivo approfondimento.

Gli ambienti sono stati simulati con unica temperatura. I componenti edilizi sono stati modellati integralmente mediante rappresentazione semplificata con sistemi a due nodi, in grado di apprezzare gli effetti di inerzia rispetto a sollecitazioni dell'ordine dell'ora. È stato verificato che la modellizzazione di variazioni di ordine temporale inferiore comporta un modello tridimensionale dell'aria ambiente che non può prescindere dagli effetti convettivi naturali e forzati, ciò comporterebbe un incremento del tempo di calcolo incompatibile con le finalità della presente ricerca. La comparazione delle prestazioni del modello con dati da rilievo su edifici campione (con i dati IEA, progetto EBC, Annex 58, Subtask 4a) ha confermato un'accuratezza comparabile con quella di software commerciali.

Per ciascuna zona termica è simulato:

- Il comportamento dell'utente
- L'interfaccia HIS di acquisizione dei comandi dell'utente
- Le utenze elettriche interne, esclusi gli apparati di climatizzazione
- Il comando locale di controllo della climatizzazione
- I terminali di climatizzazione
- Il modello termico dell'appartamento

Le prestazioni delle singole zone termiche sono utilizzate per simulare il comportamento della centrale termica. Dalle prestazioni della centrale termica sono ricavati gli assorbimenti elettrici della centrale. Sono calcolati gli impegni di potenza elettrica per le altre utenze condominiali. È determinata la potenza elettrica fornita dall'impianto fotovoltaico. Tutti gli assorbimenti elettrici sono aggregati al punto di consegna POD.

Gli stati delle variabili di controllo sono inviate al BEMS che determina quindi gli stati delle variabili di attuazione. Nel modello privo di controllo, il BEMS non attua alcuna scelta, limitandosi ad eseguire le azioni richieste dagli apparati. Nei modelli con controllo, il BEMS esegue la logica di controllo selezionata.

Al fine di gestire in modo ottimale il codice di calcolo, eliminando la necessità di attività input/output dalla memoria dell'elaboratore, la descrizione dell'edificio e gli stati dei singoli apparati sono gestiti come variabili globali. Ogni routine di simulazione del singolo componente acquisisce quindi i parametri descrittivi del componente specifico e del suo stato specifico come variabili locali, esegue le operazioni e restituisce lo stato aggiornato. Ciò consente di ridurre l'uso di memoria e i tempi di esecuzione.

I dati meteorologici sono rilevati da un anno normalizzato Meteoronorm, disponibili con cadenza oraria. I valori di irraggiamento solare e della temperatura esterna negli istanti intermedi sono determinati mediante interpolazione lineare.

Il modello è schematizzato nella figura seguente.

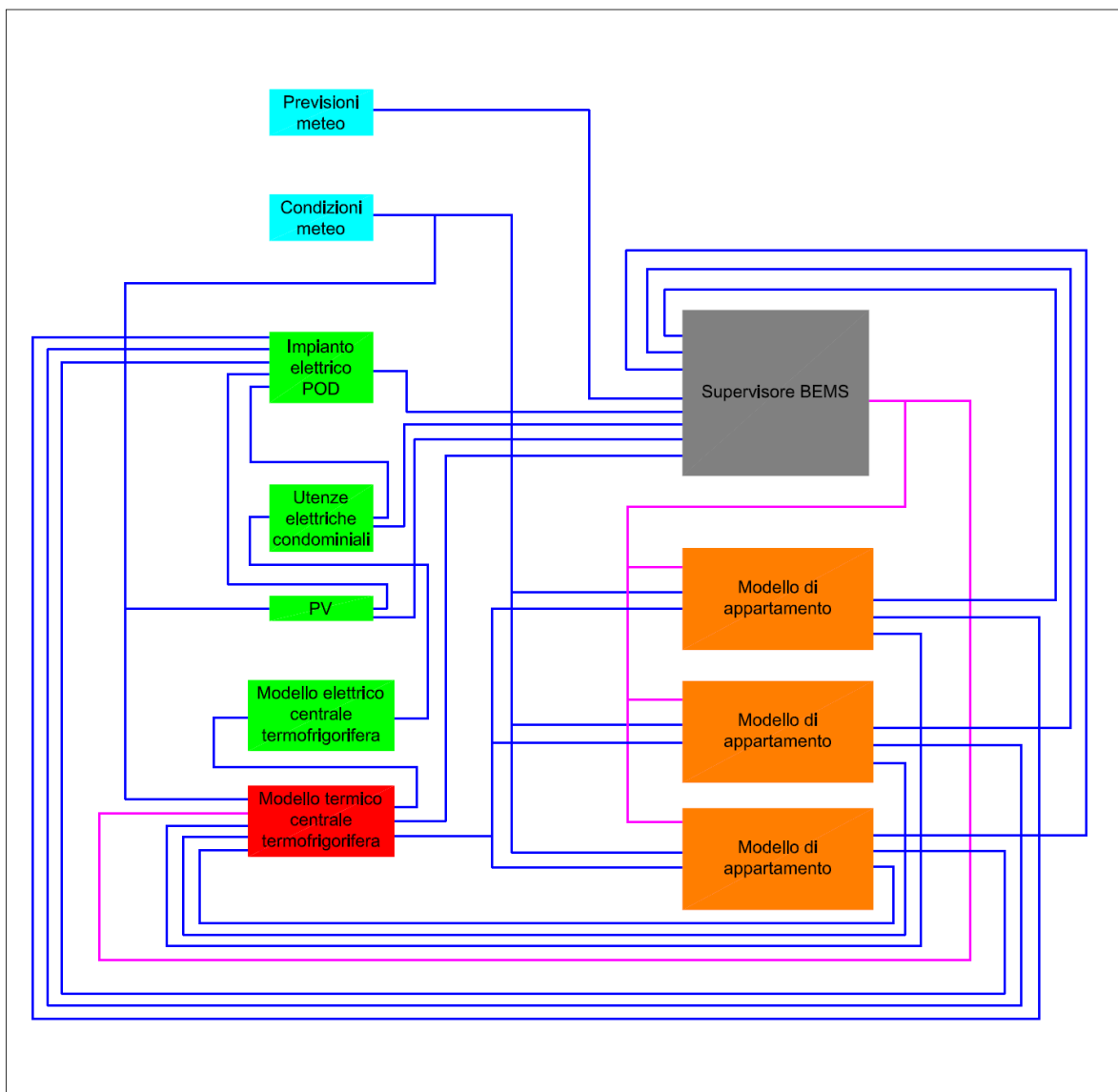


Figura 20. Modello di simulazione adottato per l'edificio tipo MURB.

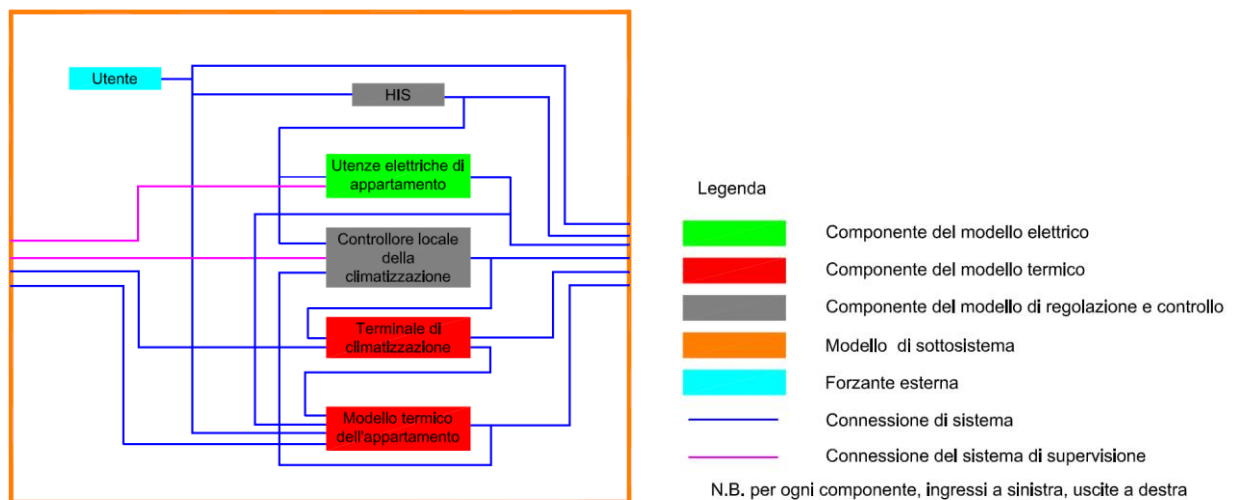


Figura 21. Modello di simulazione adottato per l'appartamento.

4.1.1 Modello della zona termica

Utente

Gli utenti delle zone termiche sono simulati su base stocastica. L'attività è determinata con cadenza di 10 minuti, sincrona per tutte le zone termiche. Le regole di comportamento generate sono:

- Uscita al mattino con probabilità differenziata per giorno feriale o festivo (sabato e domenica), uscita pomeridiana se l'utente è presente all'ora di pranzo. È possibile che un utente non esca durante l'intera giornata.
- Rientro pomeridiano con probabilità differenziata per giorno feriale o festivo (sabato e domenica), probabilità di rientro all'ora di pranzo. È possibile che un utente non rientri a fine giornata.
- Se l'utente è presente negli orari di pranzo e cena, è assegnata una probabilità che inizi l'attività di cottura. Qualora stia cucinando al passo precedente.
- È previsto al più 1 azionamento della lavatrice e della lavastoviglie per ciascun giorno. La probabilità di attivazione della lavatrice e della lavastoviglie è uniforme.
- L'orario di inizio sonno dell'utente è determinata con la medesima probabilità per tutti i giorni della settimana, esclusivamente in orario notturno.
- L'orario di sveglia è determinato in modo stocastico in relazione all'orario di inizio sonno con durata variabile mediamente tra 7 e 9 ore.
- Il consumo di acqua calda sanitaria è attribuito ad uso per doccia, per cucina o per altri usi. Per semplicità di simulazione, nonché per simulare condizioni meno favorevoli, l'uso della doccia è associato al periodo immediatamente precedente o immediatamente successivo al periodo di sonno. L'uso dell'acqua calda per la cucina è associato in modo stocastico all'attività di cucina. È previsto un uso casuale di acqua calda per altri fini durante la giornata con probabilità uniforme durante il giorno.

In caso di assenza di utenti non possono essere introdotte altre attività. Nel periodo di sonno sono escluse tutte le attività. Per coerenza con la tipologia di zone simulate, è stato considerato un solo utente per zona.

HIS

Il modulo di simulazione comanda tutti gli azionamenti, sia controllabili che non controllabili, in previsioni di eventuali successivi ampliamenti dei servizi elettrici gestiti dal BEMS.

Il controllo della climatizzazione invernale è previsto automatico con periodo di accensione differenziato per giorni festivi e feriali. Il controllo della climatizzazione estiva è demandato all'utente con isteresi: viene attivato al superamento della temperatura di soglia e spento al termine del periodo di veglia e presenza, oppure se la temperatura ambiente scende al di sotto della soglia di spegnimento. L'impostazione della climatizzazione, sia invernale che estiva è inviata al BEMS che la attua in relazione alla

logica di controllo impostata. In caso di assenza di controllo, la richiesta è tradotta direttamente in azione. È prevista l'opportunità di intervento degli utenti sull'impostazione di temperatura richiesta, attualmente non implementata.

In presenza di attività vengono determinato l'uso delle apparecchiature in modo casuale. Quando l'utente è nello stato di attivazione lavatrice/lavastoviglie viene generata una richiesta di attivazione dell'elettrodomestico che viene inviato al BEMS. L'orario richiesto per la fine del ciclo è determinato in modo casuale entro le successive 24 ore, uniforme per la lavatrice, entro il pasto successivo per la lavastoviglie. In assenza di controllo il BEMS simulato si limita ad attivare le apparecchiature non appena riceve la richiesta. Il carico di illuminazione è inibito in orario diurno.

Utenze elettriche

Il modulo esegue l'aggregazione dei carichi elettrici attivati direttamente dal HIS o tramite il BEMS. Esegu inoltre la valutazione degli apporti termici interni conseguenti.

Controllore locale della climatizzazione

Attua il controllo locale.

La climatizzazione invernale, realizzata con pannelli radianti, è gestita con modalità on-off mediante valvola di intercettazione a 2-vie (valvola di zona) con isteresi di 2 K.

La climatizzazione estiva, realizzata con unità split autonome, è gestita con modulazione della potenza erogata con controllore proporzionale con banda di 2K.

Terminale di climatizzazione

Il pavimento radiante è simulato con modello resistenza-capacità a un nodo intermedio. Le resistenze sono state determinate in base alle prestazioni nominali dell'impianto. La capacità e la distribuzione delle resistenze è stata calcolata secondo un modello semplificato, comparando le prestazioni con simulazioni bidimensionali del pavimento radiante eseguite mediante risoluzione agli elementi finiti delle PDE con il risolutore interno di Matlab. Il modello semplificato comporta scostamenti della differenza tra la temperatura media del pavimento radiante e la temperatura ambiente inferiore al 10% in transitorio, valore ritenuto accettabile.

Il condizionatore del tipo ad espansione diretta, è simulato privo di inerzia. Il transitorio di tale apparecchiatura ha una costante di tempo dello stesso ordine di grandezza del sistema idronico, pertanto si è ritenuto opportuno trascurarlo per omogeneità.

Modello termico della zona

Viene calcolato lo stato termico dell'appartamento e dell'involucro. Sono gestiti separatamente gli scambi convettivi, gli scambi radiativi nell'infrarosso lontano e gli scambi radiativi derivanti dalla radiazione solare. La radiazione solare in ingresso all'ambiente è distribuita su tutte le pareti in modo proporzionale alla superficie. Il contributo nell'infrarosso lontano è distribuito in modo uniforme tra le pareti in modo proporzionale alla superficie. La quota di radiazione solare incidente sulle finestre viene considerata espulsa. Per le finestre è stato scelto di non considerare il contributo delle tapparelle alla resistenza termica in quanto la bassa trasmittanza delle finestre stesse rende tale contributo marginale (oltre a comportare un costo computazionale apprezzabile). Le pareti sono descritte con modelli resistenza-capacità a tre nodi intermedi. Sono stati utilizzati due nodi superficiali in corrispondenza della profondità di penetrazione di sollecitazioni termiche periodiche di durata 1 ora, oltre al nodo intermedio. Tale distribuzione garantisce un'accettabile fedeltà del sistema, consentendo la descrizioni di ciascuna zona termica con circa 30 nodi di temperatura. La ventilazione è assunta costante pari a 0.5 volumi ora.

4.1.2 Modello dell'edificio

Centrale termica

La centrale termica è costituita di due pompe di calore con sonde geotermiche, ciascuna operante con due gradini di parzializzazione, per complessivi 4 gradini in cascata. Queste alimentano un serbatoio inerziale da cui è prelevata l'acqua per ogni utenza, compresa la preparazione dell'acqua calda sanitaria.

L'attivazione delle pompe di calore è determinata mediante controllo on-off con isteresi di 2 K. La portata del circuito primario è proporzionale al numero di gradini attivi. La potenza generata da ciascun gradino e l'assorbimento di potenza elettrica delle pompe di calore sono valutate con riferimento alla temperatura di ingresso dell'acqua lato evaporatore (assunta costante) e alla temperatura di ingresso lato condensatore data dalla temperatura del serbatoio inerziale.

I bollitori di preparazione dell'acqua calda sanitaria sono gestiti in parallelo, pertanto con temperatura comune. L'acqua calda è erogata a 40°C costanti mediante miscelazione, pertanto la portata erogata dal bollitore è ridotta quando la temperatura di accumulo è superiore alla temperatura di erogazione. Quando la temperatura di accumulo è inferiore a quella di erogazione la portata erogata dal serbatoio è pari a quella richiesta dalle utenze. La portata al secondario è pari alla somma delle portate richieste dalle utenze, con una portata minima di 3600 l/h garantita da una valvola di by-pass. In assenza di richiesta di erogazione si assume il fermo delle pompe secondarie.

Consumi elettrici della centrale termica

Gli assorbimenti elettrici della centrale termica sono determinati dalla somma di quelli delle pompe di calore e delle pompe di circolazione primaria e secondaria.

Utenze elettriche condominiali

Le utenze elettriche condominiali sono limitate al carico per l'illuminazione dell'androne e dei pianerottoli. Il carico è ripartito in una quota permanente per l'illuminazione delle porzioni con ridotta illuminazione naturale ed una quota supplementare in orario notturno.

Generazione da fotovoltaico

La produzione dell'impianto fotovoltaico è determinata direttamente in proporzione all'irraggiamento solare disponibile. È prevista l'introduzione della correzione della potenza per la temperatura dell'aria ambiente.

POD

Le utenze elettriche delle singole zone termiche, condominiali e della centrale termica sono aggregate al punto di consegna. È possibile la simulazione delle prestazioni della cabina di trasformazione in relazione al carico erogato, attualmente non implementato.

BEMS

Il sistema di gestione energetica dell'edificio acquisisce, dal sistema elettrico:

- lo storico delle potenze assorbite al netto della produzione da fotovoltaico,
- la generazione da fotovoltaico istantanea,
- l'assorbimento istantaneo di potenza al POD.

Dai sensori in campo:

- gli stati dei sensori di temperatura delle zone,
- lo stato di temperatura del serbatoio inerziale,
- lo stato di temperatura del bollitore di preparazione dell'ACS,
- lo stato delle pompe di calore.

Dagli HIS delle singole zone:

- le richieste di attivazione del riscaldamento,
- le richieste di attivazione del condizionamento,

- le richieste di impostazione dei set-point della temperatura ambiente,
- gli stati delle valvole di zona dei pavimenti radianti,
- gli stati di regolazione dei terminali di climatizzazione,
- le richieste di attivazione pendenti degli elettrodomestici controllabili.

Da sistemi di acquisizione autonomi le previsioni meteorologiche delle successive 24 ore.

Il sistema di controllo è inoltre addestrato con la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico e con il coefficiente di accoppiamento termico dell'edificio.

Il controllo è eseguito con regole di priorità deterministiche. Ad ogni passo di controllo viene comandata una sola utenza in modo da garantire un inserimento/disinserimento graduale. L'attivazione degli elettrodomestici è determinato in base alla priorità di termine ciclo richiesto.

Nel controllo finalizzato alla riduzione dei picchi di potenza l'ordine di priorità degli interventi per l'incremento della potenza impegnata è il seguente:

- attivazione elettrodomestici;
- attivazione condizionatori;
- con condizionatore attivo, riduzione del set-point;
- con riscaldamento attivo, per zone con valvola chiusa, aumento del set-point;
- aumento del set-point ACS;
- aumento del set-point del serbatoio.

La riduzione della temperatura di set-point in climatizzazione e l'incremento del set-point di riscaldamento è operato con priorità per le utenze con minore scostamento rispetto al set-point.

L'ordine di priorità degli interventi per la riduzione della potenza impegnata è il seguente:

- aumento del set-point del serbatoio;
- disattivazione condizionatori operazione forzata dal BEMS;
- con condizionatore attivo, aumento del set-point;
- con riscaldamento attivo, per zone con valvola aperta, riduzione del set-point;
- riduzione del set-point ACS.

L'incremento della temperatura di set-point in climatizzazione e la riduzione del set-point di riscaldamento è operato con priorità per le utenze con minore scostamento rispetto al set-point.

Nel controllo finalizzato all'incremento dell'autoconsumo di energia da fotovoltaico, viene determinato in base alle previsioni meteorologiche la produzione disponibile attesa. Nei periodi di disponibilità di energia viene programmata l'impostazione dei set-point ambiente in modo da determinare una domanda attesa di energia che copra l'intera produzione. Nei periodi con assenza di produzione da fotovoltaico viene minimizzato il fabbisogno atteso per la climatizzazione. La differenza residua di potenza disponibile viene esaurita mediante interventi con regole di priorità deterministiche. L'ordine degli interventi per l'incremento della potenza impegnata è il seguente:

- attivazione elettrodomestici;
- aumento del set-point ACS;
- attivazione condizionatori;
- con condizionatore attivo, riduzione del set-point;
- con riscaldamento attivo, per zone con valvola chiusa, aumento del set-point;
- aumento del set-point del serbatoio.

La riduzione della temperatura di set-point in climatizzazione e l'incremento del set-point di riscaldamento è operato con priorità per le utenze con minore scostamento rispetto al set-point.

L'ordine di priorità degli interventi per la riduzione della potenza impegnata è il seguente:

- aumento del set-point del serbatoio;
- riduzione del set-point ACS;
- disattivazione condizionatori operazione forzata dal BEMS;
- con condizionatore attivo, aumento del set-point;
- con riscaldamento attivo, per zone con valvola aperta, riduzione del set-point.

L'incremento della temperatura di set-point in climatizzazione e la riduzione del set-point di riscaldamento è operato con priorità per le utenze con minore scostamento rispetto al set-point.

Le azioni sulle impostazioni di temperatura ambiente sono limitate a ± 0.5 K. Le azioni sulle impostazioni del serbatoio inerziale sono limitate nell'intervallo $48^{\circ}\text{C} \div 60^{\circ}\text{C}$. Le azioni sulle impostazioni del bollitore di preparazione dell'acqua calda sanitaria sono limitate inferiormente a 44°C , superiormente ad una differenza di temperatura di 4 K con la temperatura del serbatoio inerziale.

4.2 Risultati della simulazione

Le simulazioni dell'edificio privo di controllo consentono di individuare le opportunità offerte dal sistema di supervisione e controllo:

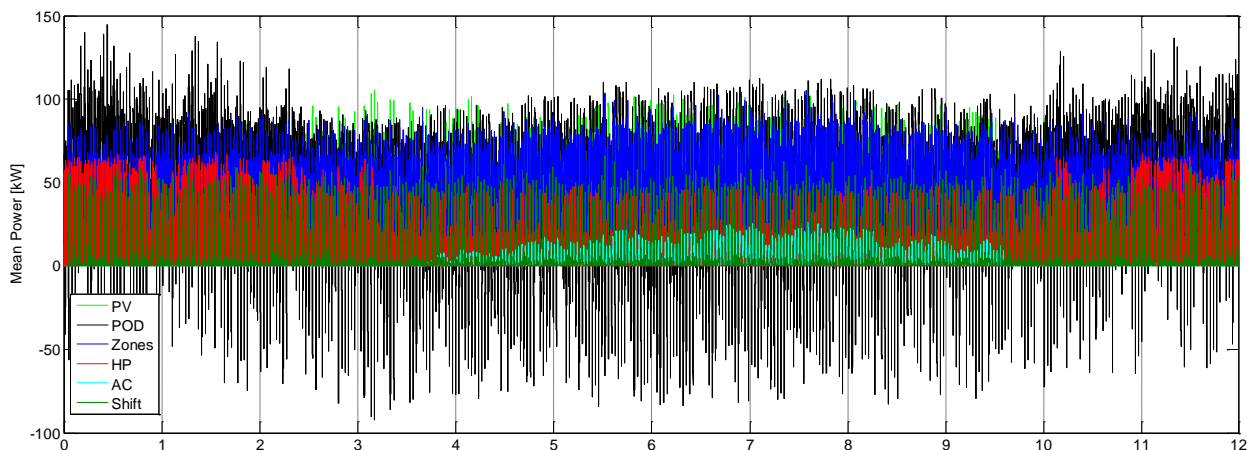


Figura 22. Risultati delle simulazioni privo di controllo (PV fotovoltaico, POD potenza netta nel punto di consegna, Zones potenza agli appartamenti, HP potenza alle pompe di calore, AC potenza ai condizionatori d'aria, Shift potenza dei carichi gestibili).

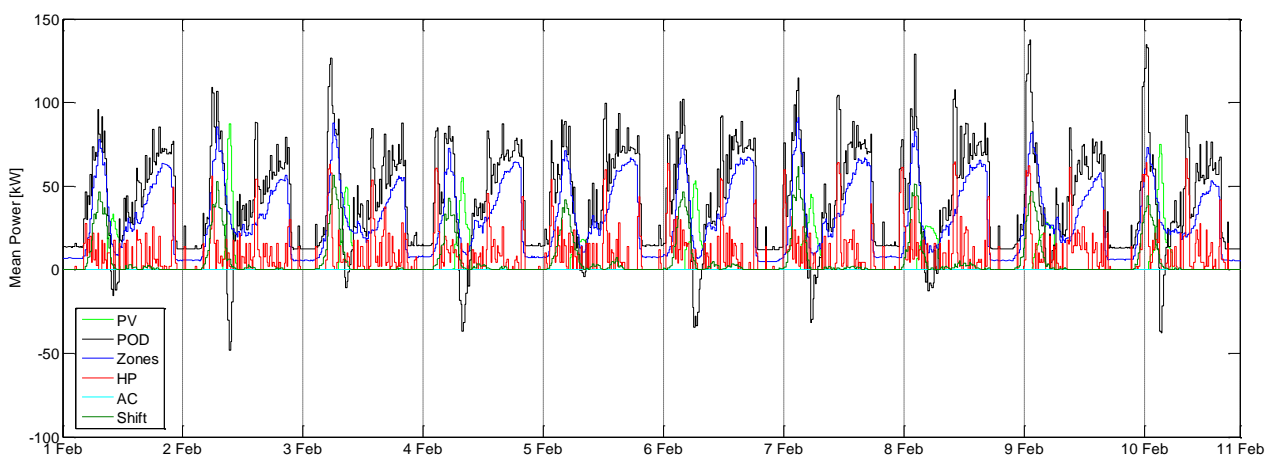


Figura 23. Risultati delle simulazioni per il mese di febbraio (PV fotovoltaico, POD potenza netta nel punto di consegna, Zones potenza agli appartamenti, HP potenza alle pompe di calore, AC potenza ai condizionatori d'aria, Shift potenza dei carichi gestibili).

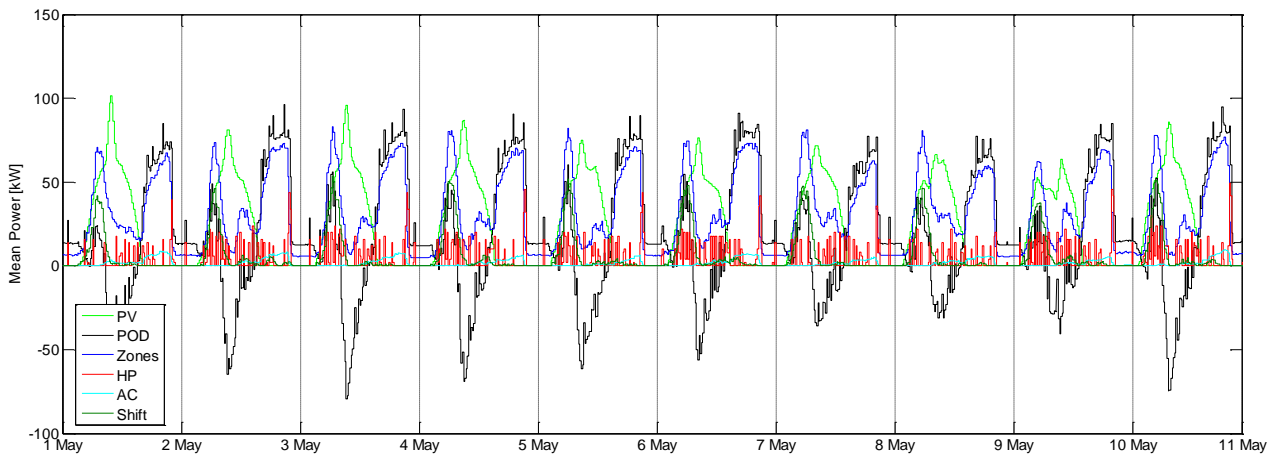


Figura 24. Risultati delle simulazioni per il mese di maggio (PV fotovoltaico, POD potenza netta nel punto di consegna, Zones potenza agli appartamenti, HP potenza alle pompe di calore, AC potenza ai condizionatori d'aria, Shift potenza dei carichi gestibili).

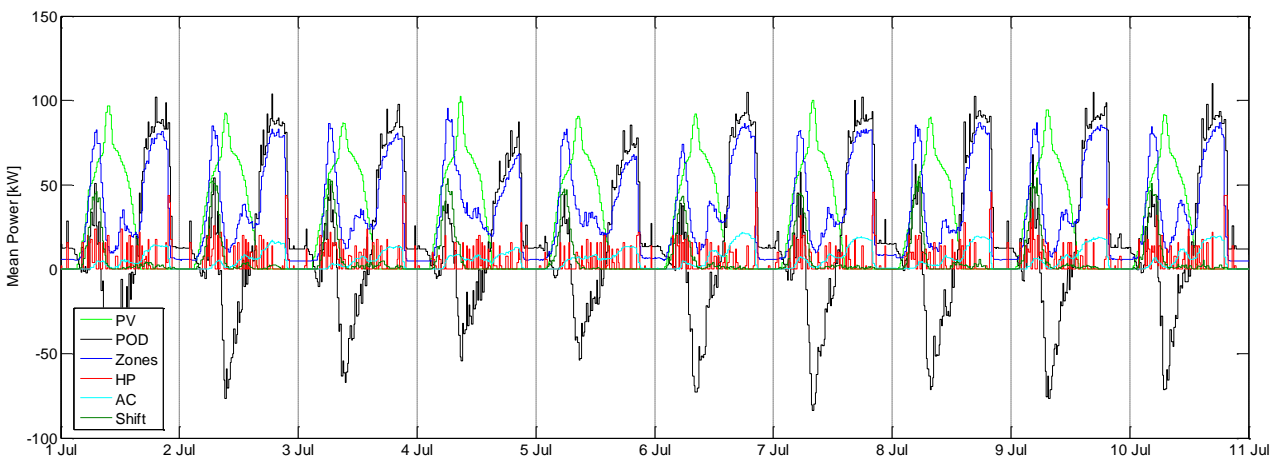


Figura 25. Risultati delle simulazioni per il mese di luglio (PV fotovoltaico, POD potenza netta nel punto di consegna, Zones potenza agli appartamenti, HP potenza alle pompe di calore, AC potenza ai condizionatori d'aria, Shift potenza dei carichi gestibili).

Dai diagrammi dei carichi si osserva che la potenza generata dall'impianto fotovoltaico (PV) viene in larga parte ceduta alla rete in quanto erogata nel periodo di ridotta attività degli impianti.

Il carico giornaliero manifesta la distribuzione ben nota per carico residenziale con un picco di carico stretto al mattino e più largo alla sera. Anche nel periodo invernale in cui la produzione da fotovoltaico è ridotta mentre i carichi elettrici sono aumentati dal fabbisogno dell'impianto di climatizzazione, non si ha sincronia tra i due, tanto da avere erogazione di potenza verso la rete anche in tale periodo.

I carichi controllabili dovuti ai lavaggi (Shift) costituiscono una piccola porzione del totale (POD) che tende a sovrapporsi ai picchi degli altri carichi. Allo stesso modo i carichi per il condizionamento (AC) ricalcano il profilo dei carichi degli appartamenti (Zones).

È evidente quindi che il sistema di controllo e supervisione offre opportunità di gestione del carico.

5 Progetto dell'architettura del sistema BEMS

5.1 Architettura hardware del BEMS

Il modello di BEMS proposto necessita di una architettura hardware costituita da:

- Sistema domotico distribuito (HES, home electronic system)
- Sistema di building automation di edificio (BES, building electronic system)
- Sistema di metering (SMS, smart metering system) che può essere integrato o meno con il BES, a seconda dello standard di comunicazione adottato
- Sistema BACS per la parte termica, tipicamente separato dal BES perché su standard diverso ma integrato a livello di BEMS
- PLC per l'allocazione delle logiche BEMS, consistente in una unità separata e indipendente di input e output, provenienti e verso HES, BES, SMS
- SCADA per la gestione del sistema, allocato su un server
- La microrete proposta può essere schematizzata nella figura seguente.

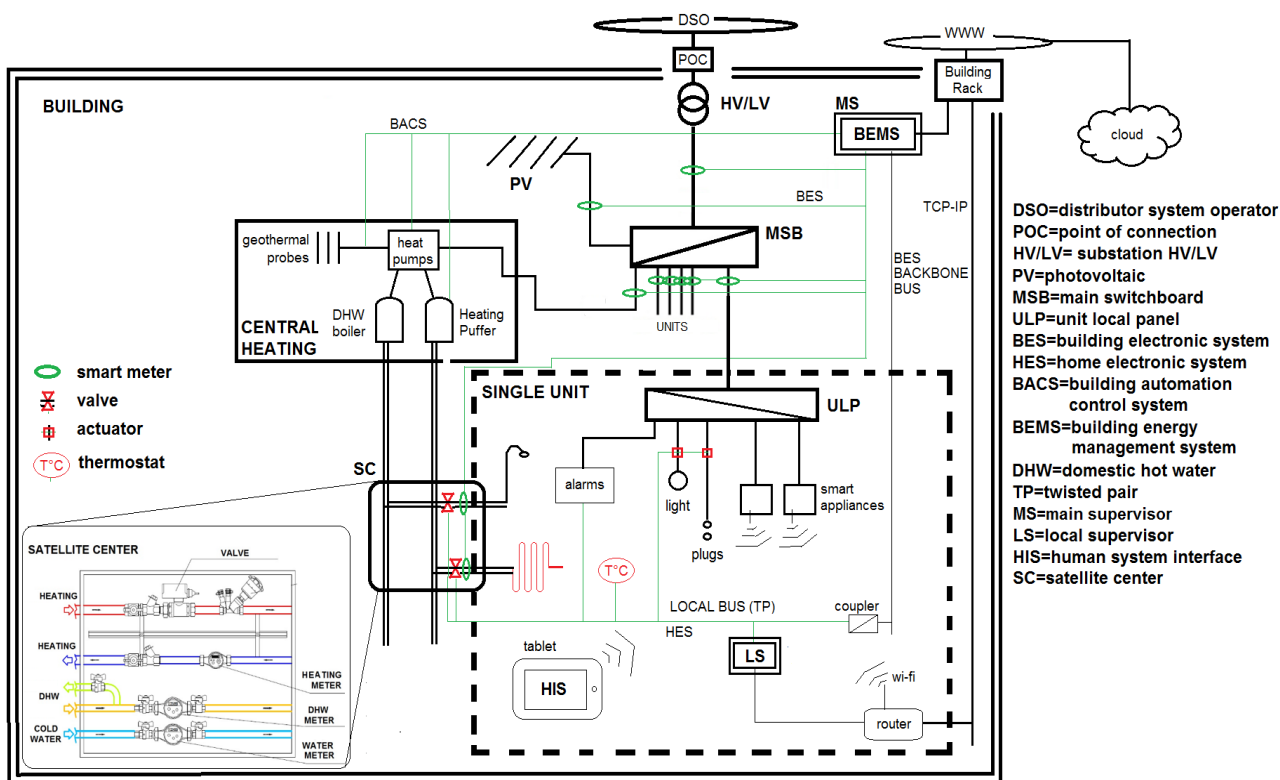


Figura 26. Schema del sistema BACS/BEMS proposto.

4. Architecture of the micro grid Building automation - Single unit

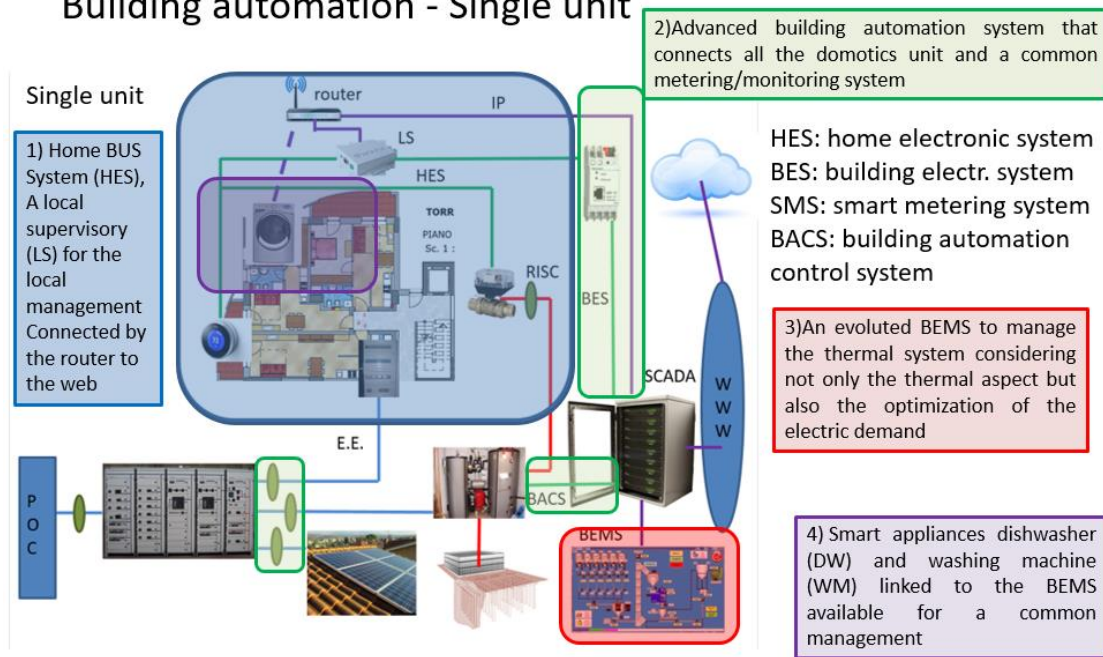


Figura 27. Schema della comunicazione tra gli elementi del BEMS proposto.

5.2 Progetto del PLC per l'allocazione delle logiche BEMS

Il PLC è costituito da un controllore multi canale per la gestione di ingressi e uscite digitali e analogiche.

5.2.1 Ingressi

Gli ingressi del PLC sono:

- Previsione climatica della temperatura delle prossime 24 ore
- Previsione climatica dell'irraggiamento solare delle prossime 24 ore
- Richieste di attivazione degli elettrodomestici intelligenti (con tempo richiesto di fine ciclo)
- Richiesta di attivazione del riscaldamento di ciascuna zona termica
- Proposta di impostazione della temperatura di set-point del controllore dell'impianto di riscaldamento di ciascuna zona termica
- Richiesta di attivazione del condizionatore per ciascun ambiente/zona termica
- Proposta di impostazione della temperatura di set-point del controllore del condizionatore di ciascuna zona termica
- Proposta di impostazione della temperatura di set-point del controllore del serbatoio inerziale
- Proposta di impostazione della temperatura di set-point del controllore dei bollitori di preparazione dell'acqua calda sanitaria
- Stato delle valvole di zona dell'impianto di riscaldamento
- Stato dei condizionatori
- Temperatura rilevata in ciascun zona termica
- Potenza elettrica assorbita al quadro condominiale
- Potenza elettrica prodotta dall'impianto PV
- Potenza elettrica scambiata al POD
- Numero di pompe di calore in uso

- Attuale impostazione della temperatura di set-point del controllore dell'impianto di riscaldamento di ciascuna zona termica
- Attuale impostazione della temperatura di set-point del controllore del condizionatore di ciascuna zona termica
- Attuale impostazione della temperatura di set-point del controllore del serbatoio inerziale
- Attuale impostazione della temperatura di set-point del controllore dei bollitori di preparazione dell'acqua calda sanitaria
- Temperatura rilevata del serbatoio inerziale
- Temperatura rilevata dei bollitori ACS

5.2.2 Uscite

Le uscite del PLC verso HES, BES, BACS sono

- Impostazione della temperatura di set-point del controllore dell'impianto di riscaldamento di ciascuna zona termica
- Impostazione della temperatura di set-point del controllore del condizionatore per ciascun ambiente/zona termica
- Impostazione di attivazione del condizionatore per ciascun ambiente/zona termica
- Impostazione di attivazione dell'impianto di riscaldamento per ciascuna zona termica
- Consenso all'attivazione di un elettrodomestico intelligente (smart appliance – lavatrice/lavastoviglie)
- Impostazione della temperatura di set-point del controllore del serbatoio inerziale
- Impostazione della temperatura di set-point del controllore dei bollitori di preparazione dell'acqua calda sanitaria

5.2.3 Variabili di Sistema

Le variabili di sistema elaborate dal BEMS sono:

- Assorbimento medio di potenza elettrica
- Previsione della domanda di energia per la climatizzazione

5.2.4 Impostazioni

Le impostazioni iniziali sono:

- Potenza di picco dell'impianto PV
- Coefficiente di accoppiamento termico H tra l'edificio e l'ambiente
- Numero di pompe di calore disponibili

5.3 Sistema di smart metering SMS

Il sistema BEMS prevede la comunicazione con il sistema di smart metering SMS costituito da:

- un sistema di misura distribuita per l'energia elettrica;
- un sistema di misura distribuita per l'acqua calda sanitaria, per il riscaldamento e per l'acqua potabile;
- un sistema di misura dei parametri ambientali.

Tutti i misuratori adottati devono essere del tipo comunicante per realizzare un sistema di misura distribuita. L'archiviazione delle misure deve avvenire sia a livello di misuratore, tramite il data logger presente, per le ultime misure (circa un anno), sia a livello centralizzato con archivio completo delle informazioni nel sistema SCADA di edificio sul quale è allocato fisicamente il BEMS.

La visualizzazione avviene sia interrogando il misuratore locale, sia a livello centralizzato tramite il sistema SCADA e sia attraverso un sistema di APP a disposizione di ogni utente.

Il progetto prevede la realizzazione di un sistema di misura distribuita per l'elettricità consumata dalle singole utenze capace di fornire misure orarie e profili giornalieri dotato di:

- misuratori di energia elettrica per ogni utenza residenziale, allocati in partenza di ogni montante nel quadro generale di edificio;
- misuratori di energia elettrica per le utenze comuni accorpate (centrali termiche, illuminazione, ecc.);
- msuratore di energia elettrica per il fotovoltaico;
- misuratore di energia elettrico generale.

I misuratori sono previsti del tipo comunicante con standard tipo M-Bus o equivalente in modo da essere integrati nel sistema generale SCADA di edificio.

Il sistema prevede la realizzazione di un sistema di misura per acqua calda, calore e acqua potabile costituito da misuratori allocati nelle cassette di smistamento al piano, del tipo:

- contatore acqua potabile
- contatore acqua calda sanitaria
- contacalorie riscaldamento

I misuratori sono tutti comunicanti con il sistema centralizzato.

5.4 Impianti domotici posti all'interno delle unità abitative

La dotazione impiantistica nelle unità residenziali di tipo domotico devono prevedere alcune funzionalità digitali IN/OUT che possono comunicare con il BES e di conseguenza con il BEMS.

L'impianto domotico proposto è dotato di un integratore multiprotocollo (KNX, DALI, BACNET, MODbus, ecc.) completo di webserver (LS in figura) per la comunicazione in rete locale e attraverso internet con sistemi cloud centralizzati che possono gestire le funzionalità delle appliance comandabili e egestibili (lavaggi).

L'impianto domotico di appartamento consente:

- la gestione dell'illuminazione, mediante protocolli digitali tipo DALI, KNX, ecc.;
- la gestione della termoregolazione, ovvero input e output dei setpoint degli ambienti, mediante protocolli tipo KNX, ZWAVE;
- la gestione delle unità terminali HVAC, mediante unità di controllo su protocolli tipo KNX, Zwave;
- la gestione di alcune utenze elettriche, interrompibili in modo diretto, attraverso canali di attuatore locale che interrompono la circolazione di corrente.
- la gestione di alcune utenze elettriche gestibili in modo soft, attraverso comunicazione tramite webserver.

In particolare l'impianto domotico attraverso un ripetitore / accoppiatore comunica con il BES. Una tabella filtro opportunamente programmata consente di definire i segnali IN/OUT da condividere in ingresso uscita.

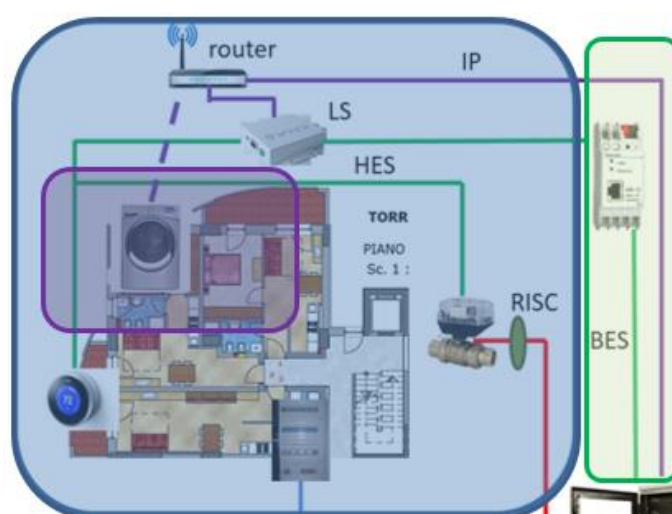


Figura 28. Schema del sistema domotico di appartamento.

La funzione del local server LS è fondamentale per avere le funzioni di:

- integrazione di protocolli;
- supporto con interfaccia di gestione locale integrata su tablet o smartphone;
- comunicazione tramite router verso internet.

Il modello suggerito prevede l'impiego di un supervisore con protocollo principale Konnex con supervisore integrato.

Il supervisore previsto è del tipo Micro della Pulsar Engineering completo di modulo controllore Z-Wave.

Sul supervisore è allocato un sistema di supervisione locale del tipo ThinKnx per l'automazione della unità, basato su un'architettura del tipo client-server. La sezione dal lato server consiste in un dispositivo ThinKnx – Micro che rappresenta

l'unità logica del sistema e permette il controllo di tutti i dispositivi ad esso connessi.

La componente client consiste nei PC, touch screen, tablet e smartphone, connessi alla rete LAN via cavo (Ethernet) o WiFi; questi dispositivi comunicano tramite il software ThinKnx con il server per controllare l'impianto. Il supervisore costituisce un arricchimento importante dell'impianto domotico della singola unità con i seguenti vantaggi:

- Possibilità di implementare funzioni complesse, logiche e temporizzazioni;
- Possibilità di gestire apparati Z-Wave come smart plug o altri dispositivi;
- Creazione di un'interfaccia uomo impianto per ogni unità;
- Integrazione con il sistema di metering.

5.5 Building automation, backbone di edificio

Il modello prevede la presenza di una dorsale backbone di edificio (BES) su protocollo Konnex on IP, per il collegamento di tutti i sistemi BES locali. Si utilizzeranno accoppiatori TP/IP per ogni unità.

La gestione integrata delle domotiche di appartamento consente un notevole aspetto innovativo del modello proposto.



IAS Annual Meeting 2016 - Smart Micro Grids for Nearly Zero Energy Buildings

Figura 29. Schema del sistema BEMS di edificio.

Il sistema BEMS gestirà non solo un appartamento ma decine di appartamenti con evidenti potenzialità di energy management.

Sulla linea dorsale di edificio sarà collegato il supervisore centralizzato dove è allocato lo SCADA. Il supervisore sarà costituito da un server rack allocato nella sala controllo (control room) del complesso.

5.6 Sistema di supervisione (SCADA). Supervisione degli impianti.

Nel modello è prevista la realizzazione di un sistema di gestione e supervisione (SCADA) di tutti gli impianti elettrici e termici.

Il sistema è previsto realizzato su piattaforma Movicon BA della Progea srl che integra in un'unica piattaforma tutti i sistemi di edificio.

Il software SCADA consente l'integrazione multiprotocollo di:

- HES
- BES
- BACS
- SMS
- PLC con BEMS

Il sistema consente:

- il monitoraggio dei consumi energetici (elettrici e termici) suddiviso per ogni unità e su profili orari;
- la supervisione degli impianti elettrici e termici per la diagnostica e la manutenzione;
- la gestione dell'impianto centralizzato di riscaldamento/raffrescamento;
- la gestione degli impianti elettrici e di illuminazione delle aree comuni;
- la possibilità di gestione degli impianti locali di riscaldamento/raffrescamento;
- la possibilità di gestione degli impianti locali elettrici, potendo intervenire sul distacco o ritardo di alcuni carichi non prioritari (lavaggi);
- la predisposizione alla gestione di carichi importanti e comuni quali ad esempio ricariche di veicoli o servizi di lavanderia;
- la predisposizione alla gestione di sistemi di accumulo elettrico centralizzato e/o distribuito.
- la predisposizione alla gestione di sistemi di generazione di emergenza (gruppi elettrogeni ed UPS).

5.7 BEMS proposto.

Nel modello proposto l'edificio è completamente alimentato dal vettore elettrico.

Il BEMS suggerito ha come funzione obiettivo il Demand Side Management per incidere sulla domanda di energia e sull'impatto con la rete di distribuzione (demand side management) sia operando politiche di gestione dei carichi elettrici sia operando politiche di gestione dei carichi termici.

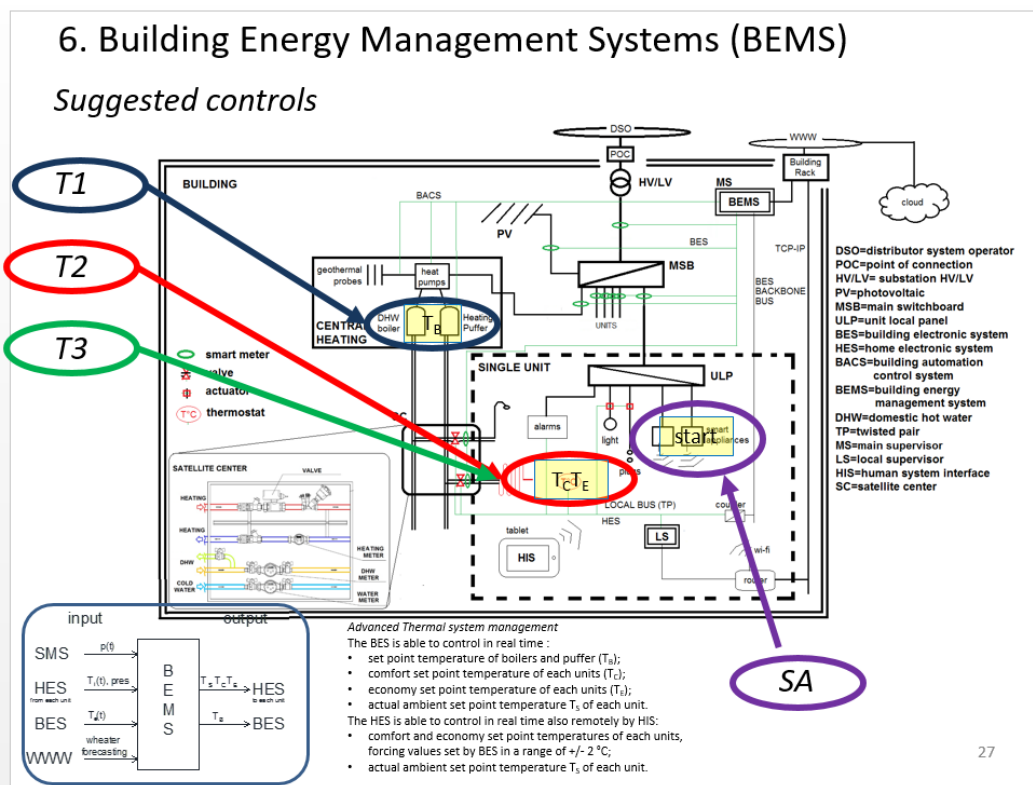


Figura 30. Schema sinottico dei controlli BEMS adottati.

Sono previste le seguenti possibili strategie di gestione dei carichi e dei flussi energetici.

T1. Controllo delle temperature di setpoint a livello di centrale termica operando forzature sulle temperature dei boiler e di mandata (accumuli termici centralizzati).

T2. Controllo del riscaldamento a livello di singole unità o di gruppi di unità, operando forzature sui setpoint dell'ordine di ½ o 1 grado (accumuli termici distribuiti).

T3. Controllo del preriscaldamento degli ambienti per sfruttare gli esuberi di potenza elettrica disponibili, l'elevata inerzia dell'edificio ed aumentare contestualmente il comfort degli utenti.

SA. Controllo dei lavaggi elettrici che operano nelle singole unità ovvero lavatrice e lavastoviglie.

5.7.1 T1. Boiler control. Accumuli termici centralizzati

La presenza nell'impianto HVAC di un puffer di accumulo per la gestione del riscaldamento e di boiler di accumulo per l'acqua calda sanitaria costituiscono sistemi di accumulo termico naturali.

Attraverso la gestione dei setpoint dei sistemi di accumulo è possibile sfruttare il sistema termico come volano energetico di elettricità.

Il sistema di metering SM rileva i valori di assorbimento e generazione elettrica di edificio.

Su richiesta del DSO è possibile modificare i setpoint degli accumuli per modulare la potenza elettrica assorbita dal sistema termico.

In questo modo il sistema termico si comporta come un volano di elettricità:

- Consuma energia elettrica in caso di esubero di generazione o in caso di basso carico proveniente dalla rete del DSO (setpoint boiler elevato),
- Accumula energia elettrica, scaricando l'energia termica in caso di elevato carico proveniente dalla rete del DSO (setpoint boiler ridotto).

5. Building Energy Management Systems (BEMS)

Control T2 – Local control

It is possible to reduce the electric peak load in case of high global load or to store energy in case of low (or negative) global load by forcing set points T_C of local thermostats :

$$\begin{aligned} \text{if } p(t) > P_{M2} &\rightarrow \text{BEMS forces } T_C \text{ from } T_{CN} \text{ to } T_{CL} \\ \text{if } p(t) < P_{m2} &\rightarrow \text{BEMS forces } T_C \text{ from } T_{CN} \text{ to } T_{CH} \end{aligned}$$

P_{M2} threshold value of maximum power;
 P_{m2} threshold value of minimum power;
 T_{CL} lower value of comfort mode setpoint;
 T_{CH} higher value of comfort mode setpoint.
 T_{CL} and T_{CH} may vary from 0.5 to 1 °C

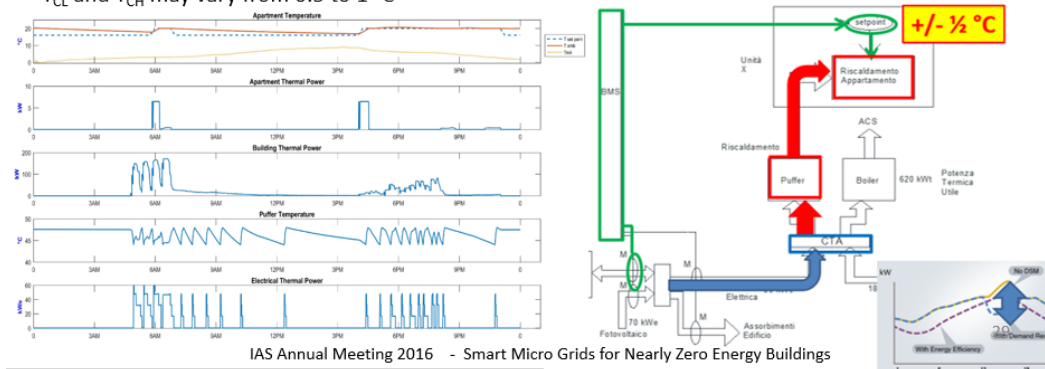


Figura 32. Scheda del controllo locale

5.7.3 T3. Pre Heating

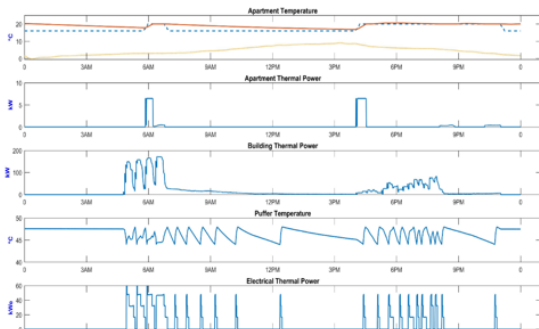
Le elevate prestazioni di isolamento dell'edificio abbinate al sistema di diffusione del calore a pavimento a bassa entalpia consente di avere un elevato valore di inerzia che permette logiche gestionali di preriscaldamento.

5. Building Energy Management Systems (BEMS)

Control T3 - Pre-heating control

It is possible to reduce global load by scheduling a switching of ambient operation mode from economy (T_{EN}) to a pre-comfort mode (T_{PN}) in the first morning and of non-occupied units before presumed evening reentry time.

$$\begin{aligned} \text{if } p(t) < P_{m3} &\rightarrow \text{BEMS forces } T_{\text{Setpoint}} \text{ from } T_{EN} \text{ to } T_{PN} \\ &\text{with } T_{EN} < T_{PN} < T_{CN} \end{aligned}$$



T_{PN} is the pre-comfort operating temperature $f(T_e)$.

Note.
 This control improves users comfort as it reduces heating time from T_{EN} to T_{CN} at evening reentry.

Figura 33. Scheda del controllo del pre heating

5.7.4 SA. Smart Appliances. Gestione dei carichi elettrici. Elettrodomestici smart

Per il controllo dei carichi elettrici delle singole unità è necessaria la presenza di elettrodomestici intelligenti.

- Lavatrice
- Lavastoviglie

Gli elettrodomestici risultano comunicanti attraverso la rete wifi di unità fino al router di unità.

E' da prevedere una piattaforma APP di gestione dedicata.

Le regole sono semplici e migliorano il comfort degli utenti non impattando le abitudini e le volontà.

Il ciclo di lavaggio non è mai interrotto.

Il BEMS riceve la richiesta dell'attivazione di un nuovo ciclo dal supervisore locale connesso alla APP di gestione.

L'utente decide il momento della giornata in cui desidera LA FINE DEL CICLO.

La lavastoviglie dovrà finire in ciclo ENTRO QUEL momento.

La lavatrice dovrà finire il ciclo IN QUEL momento.

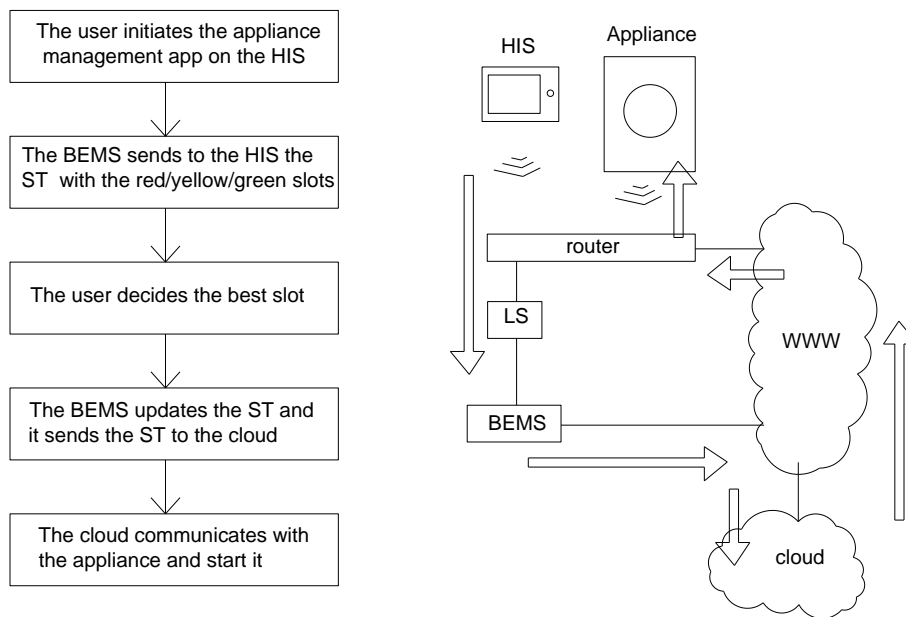


Figura 34. Controllo delle appliances

5.8 Simulazione del controllore e risultati

L'introduzione del sistema di supervisione e controllo comporta la modifica delle temperature ambientali che potrebbero determinare incrementi del fabbisogno complessivo dell'edificio. È stato quindi comparato il fabbisogno di potenza elettrica dell'edificio con le diverse strategie di controllo.

La verifica ha confermato l'assenza di variazioni, con fluttuazioni della potenza media mensile derivanti dalle fluttuazioni del carico e della relativa risposta. Ciò è dovuto alle modeste variazioni delle temperature nelle zone, nonché all'elevato grado di isolamento dell'edificio considerato.

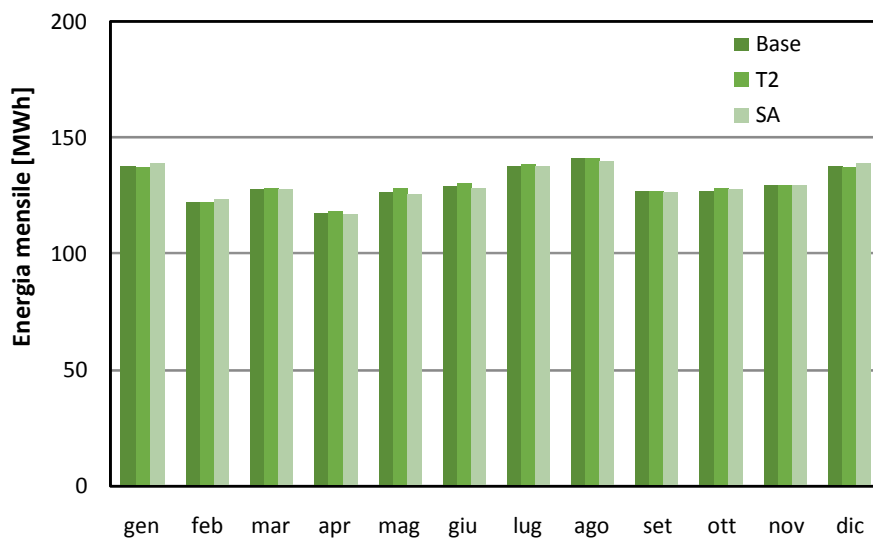


Figura 36. Risultati delle simulazioni: energia mensile

Il controllo consente significativi incrementi della potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico consumata direttamente sul posto.

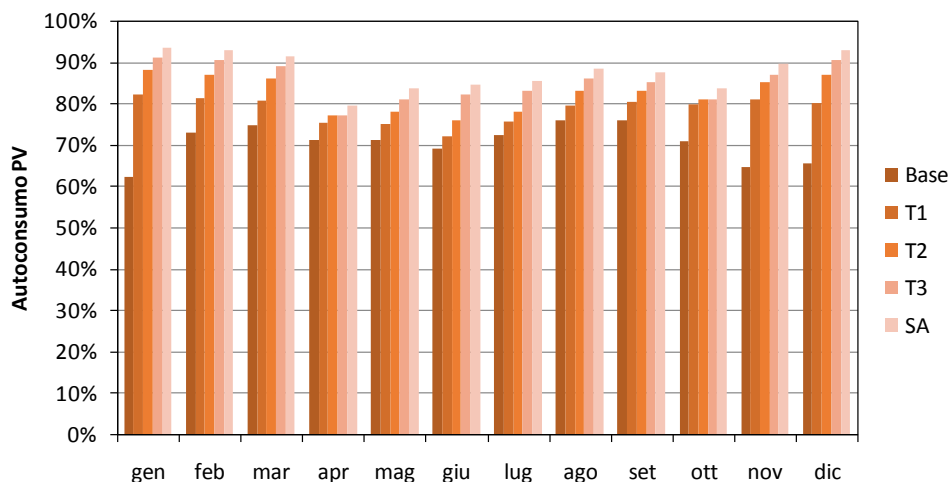


Figura 37. Risultati delle simulazioni: autocomsumo PV

Si osserva che la quota di autoconsumo pur aumentando notevolmente dalla condizione senza controllo alle simulazioni controllate, non raggiunge mai il 100%, nonostante nei mesi invernali ciò sarebbe teoricamente possibile. Ciò è dovuto alle limitazioni imposte all'intervallo di controllo. D'altra parte, l'esame della potenza media mensile prelevata al POD evidenzia una modesta influenza dell'incremento dell'autoconsumo.

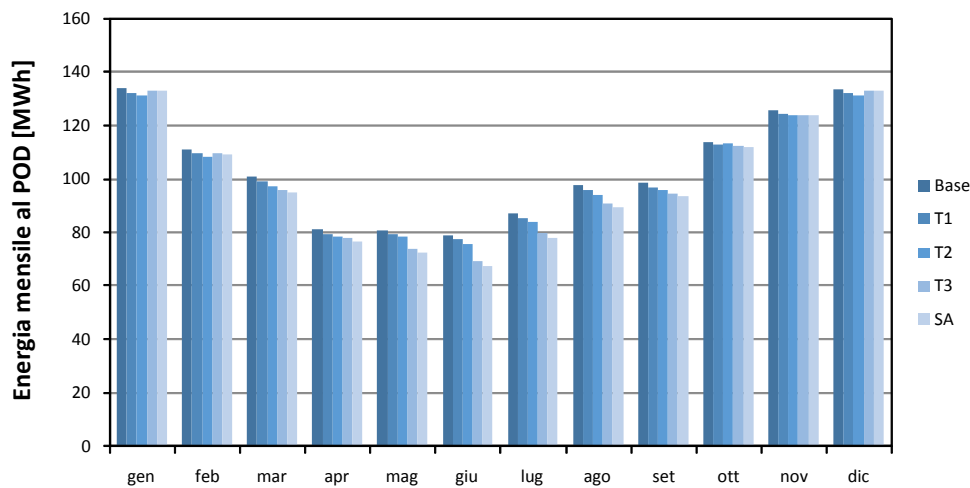


Figura 38. Risultati delle simulazioni: energia mensile al POD di microgrid

Per contro, nel periodo estivo si ha una significativa riduzione della domanda di energia da rete. Ciò è evidentemente dovuto al maggiore valore della produzione da PV. In particolare si osserva che nei mesi estivi la possibilità di attivazione del condizionamento nei periodi diurni consente una riduzione notevole del fabbisogno di energia derivante dall'incremento dell'autoconsumo.

È stata verificato il picco di potenza assorbita al POD per ciascun periodo di 15 minuti.

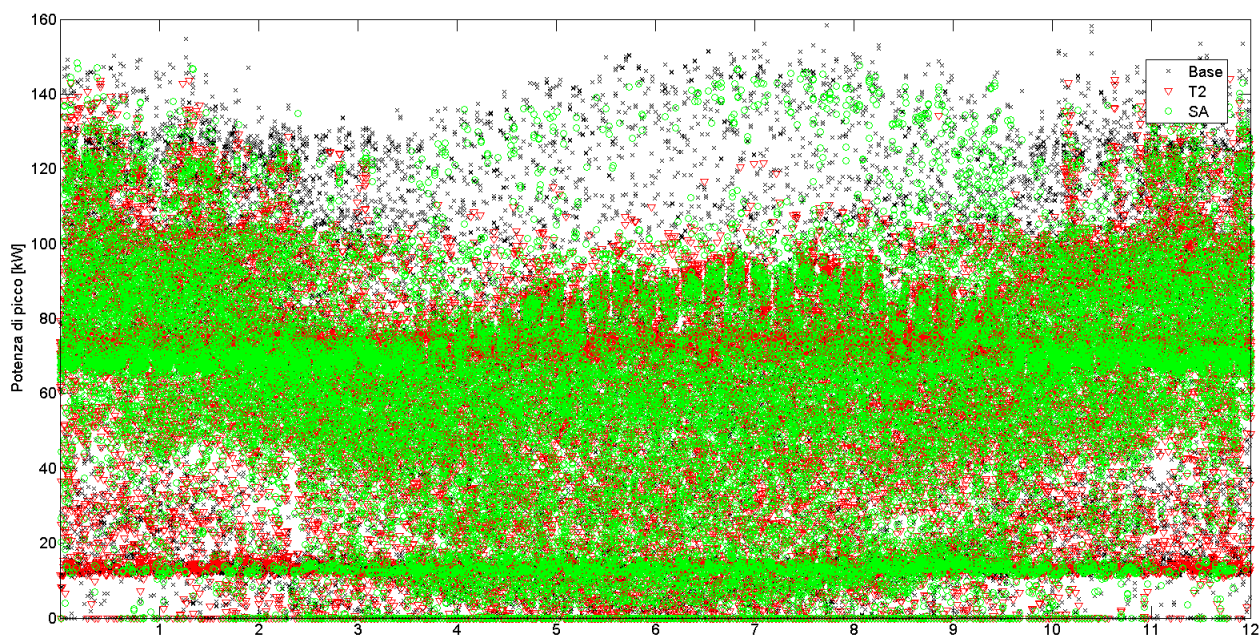


Figura 39. Risultati delle simulazioni: potenza di picco durante l'anno.

La comparazione evidenzia una minore efficacia del controllore SA rispetto al controllo T2. Nonostante riesca a ridurre i periodi con picco nullo, corrispondenti a cessione di potenza alla rete, nel periodo estivo manifesta dei picchi di assorbimento dovuti a limiti nella capacità di controllo. Si tratta infatti di eventi relativamente sporadici ma ricorrenti, nonostante il picco di potenza del controllo SA sia mediamente inferiore al picco con controllo T2.

Nei periodi invernali sia il controllore SA che il controllore T2 determinano uno spostamento del picco da un istante all'altro, senza eliminarlo.

I risultati illustrati evidenziano quindi l'efficacia dei metodi di controllo proposti. Ciononostante, emerge che vi è un margine per il miglioramento delle logiche di azione. È infatti necessario ridurre il picco istantaneo. L'incremento dell'autoconsumo deve essere sviluppato con riferimento al periodo estivo, in cui

vi sono più margini. Infatti, pur realizzando l'autoconsumo integrale nel periodo invernale, il vantaggio tecnico-economico conseguente sarebbe marginale.

D'altra parte, l'introduzione di logiche di controllo legate al prezzo dell'energia elettrica o a obiettivi di servizio per la rete comportano la necessità di un migliore controllo con maggiore capacità predittiva.

6 Conclusioni

La ricerca ha riguardato la modellazione e l'analisi di architetture impiantistiche innovative a servizio di edifici multi unità a prevalente destinazione abitativa (Multi Unit Residential Building MURB) costituiti dal palazzo/condominio con unità immobiliari (appartamenti, uffici e negozi) dislocate verticalmente su più piani, e con servizi comuni di connettività e parcheggi.

Lo studio partendo da un modello di micro grid elettrica già proposta in precedenti ricerche, capace di integrare impianti a fonti rinnovabili, analizza il comportamento energetico con presenza di sistema di building automation evoluto per l'implementazione di un sistema gestionale dell'intero edificio (Building Energy Management System BEMS) con logiche gestionali avanzate.

Il modello proposto si inquadra in un contesto di energy community.

Con il termine "Energy Community" si fa riferimento ad un insieme di utenze che decidono di fare scelte energetiche comuni al fine di massimizzare i risparmi derivanti dall'utilizzo dell'energia, attraverso soluzioni di generazione distribuita e di gestione intelligente dei flussi energetici.

Lo studio ha analizzato i modelli di energy community attualmente contemplati nello scenario regolatorio nazionale evidenziandone le caratteristiche principali.

È stato analizzato quindi il sistema tariffario nazionale con particolare attenzione all'impatto che la tariffa può avere sul sviluppo di modelli di aggregazione.

I risultati riguardano l'individuazione della criticità della gestione della componente A3 degli oneri di rete. Nei modelli di sistemi di distribuzione chiusa SDC, attualmente contemplati dal sistema regolatorio nazionale, il gestore del sistema deve versare alla Cassa dei servizi elettrici e ambientali CSEA, la quota di gettito derivante dall'applicazione delle componenti A e UC ai clienti finali utenti del SDC, calcolata a seconda della tipologia di SDC. Nei modelli di rete proposti è importante che la valutazione delle partite di energia sia condotta dal gestore adottando contatori di tipo fiscali. La quota A3 rappresenta la quota più significativa degli oneri di rete e il modello di energy community per gli edifici MURB deve considerare una apposita modalità di contabilizzazione di tale componente che possa determinare un giusto equilibrio tra gli interessi degli utenti e quello della cassa.

È stato quindi messo a punto un modello di energy community realizzabile per gli edifici misti tipo MURB.

Il modello che si propone tende quindi a raggiungere un equilibrio tra le esigenze delle utenze a costituire liberamente gruppi e poli energetici e le esigenze regolatorie a stabilire equilibri nazionali.

Il modello di aggregazione proposto può essere definito come "modello a ripartizione".

L'energia consumata dalla microgrid non è rivenduta ai singoli utenti ma è semplicemente ripartita, come nel modello della contabilizzazione del calore in impianti di riscaldamento condominiali centralizzati.

Il modello ripartitore prevede:

- aggregazione fisica di tutti gli utenti su rete elettrica unica;
- unico punto di fornitura per tutte le utenze interne alla microgrid;
- sistema di riscaldamento elettrico a pompa di calore;
- impianto fotovoltaico;
- doppio sistema di contabilizzazione fiscale, con contatore unico di microgrid e contatori separati di utenze;
- un sistema di metering distribuito;
- realizzazione di una rete di building automation di edificio, backbone collettiva di tutti gli impianti domotici locali;
- un sistema SCADA di gestione del sistema di riscaldamento, in funzione delle informazioni raccolte dagli impianti domotici locali e dal sistema di metering;
- individuazione di un valore della componente A3 da applicare all'utenza microgrid, alla stregua delle nuove componenti per utenze pompa di calore o colonnine di ricarica.

Il modello di energy community proposto per edifici di tipo multifamiliare misti residenziale commerciale MURB (multi-unit residential building) consiste in una microgrid ibrida. Il modello può essere attuato anche

nell'assetto regolatorio attuale e costituisce una prima fase per un modello completo che potrà essere attuato con nuovi assetti regolatori.

Il modello si basa sulla implementazione del sistema di riscaldamento/climatizzazione con pompa di calore alimentata elettricamente. La soluzione ottimale consiste nell'uso di sistemi con scambiatori ad acqua del tipo "Source Ground Heat Pump" con sonde geotermiche verticali. La centrale termica/frigorifera in questo modo costituisce un carico elettrico comune per l'intero edificio e gestita dal condominio alla stregua di una caldaia a gas. La centrale è alimentata tramite un punto di consegna del Distributore in bassa o media tensione a seconda della taglia delle macchine. Il modello prevede l'integrazione della microgrid con gli altri servizi condominiali: illuminazione, ascensori, servizi e un sistema di generazione locale tramite sistema fotovoltaico opportunamente dimensionato. Il dimensionamento del sistema fotovoltaico è basato sul requisito di qualificazione per gli edifici ad energia quasi zero, in modo tale che l'energia generata annualmente sia pari all'energia consumata dai servizi tecnici dell'edificio.

Dalle analisi svolte con la modellazione proposta risulta che il dimensionamento del sistema fotovoltaico su base energetica annuale, determina condizioni giornaliere critiche con possibili scambi di potenza verso la rete determinando una riduzione della performance economica del sistema.

Il sistema di controllo suggerito propone di attuare tecniche di demand side management con l'obiettivo di ridurre le diseconomie e valorizzare al massimo l'energia generata localmente.

In previsione di contratti sempre più spinti verso l'uso del parametro di riferimento del PUN orario, attuare strategie di demand side management consente di operare forti economie.

Il modello proposto prevede, in una fase avanzata quando il regime regolatorio lo consentirà, il collegamento delle singole unità allo stesso punto di allaccio della centrale termica e dei servizi consominiali. In questo modo la fornitura di energia elettrica per l'intero condominio consiste in un unico punto di allaccio, prevedibilmente in media tensione.

Il modello è simile alla cooperativa elettrica, in cui i consumi sono ripartiti e non si attuano rivendite di energia.

I vantaggi di natura economica riguardano:

- uso di tariffa MT altri usi, invece della tariffa BT usi residenziali;
- possibilità di sfruttare al meglio la generazione fotovoltaica incrementando la quota di autoconsumo;
- possibilità di ottimizzare la gestione dei carichi al fine di incrementare ulteriormente la quota di autoconsumo di energia generata localmente,
- possibilità di ottimizzare la gestione dei carichi al fine di ottimizzare gli oneri di acquisto dell'energia con contratti che tengano conto del profilo di assorbimento controllato;
- la gestione ottimizzata e di precisione del riscaldamento, potendo verificare ed impostare i setpoint delle unità;
- possibilità di implementare servizi innovativi di gestione dei carichi, quali in particolare la gestione ottimizzata del riscaldamento e la gestione ottimizzata dei lavaggi;
- la messa a punto di un sistema di supervisione e monitoraggio dei consumi consente un'ulteriore ottimizzazione energetica, poiché ciascun utente è a conoscenza dei propri consumi elettrici e termici e può di conseguenza ottimizzare le proprie abitudini.

I vantaggi di natura tecnica riguardano:

- la migliore qualità del servizio elettrico dovuto all'allaccio diretto in MT;
- la possibilità di migliorare ulteriormente la qualità del servizio prevedendo sistemi di generazione in emergenza;
- la sicurezza degli utenti per mezzo del sistema di distribuzione TN invece del sistema TT.

In una parte apposita è stato sviluppato un aggiornamento del modello energetico di edificio già studiato in precedenti ricerche. L'aggiornamento riguarda la rivisitazione del codice in matlab (in allegato), l'introduzione della climatizzazione estiva e la scala annuale e non settimanale.

Il nuovo modello di simulazione è stato completamente riscritto.

Il codice matlab implementato per le simulazione è riportato in allegato. Esso consiste in una parte simulativa termica di unità (appartamento), in una parte collettrice di edificio e una parte che simula gli impianti.

La comparazione delle prestazioni del modello con dati da rilievo su edifici campione (con i dati IEA, progetto EBC, Annex 58, Subtask 4a) ha confermato un'accuratezza comparabile con quella di software commerciali.

Per ciascuna zona termica è simulato:

- Il comportamento dell'utente
- L'interfaccia HIS di acquisizione dei comandi dell'utente
- Le utenze elettriche interne, esclusi gli apparati di climatizzazione
- Il comando locale di controllo della climatizzazione
- I terminali di climatizzazione
- Il modello termico dell'appartamento

Le prestazioni delle singole zone termiche sono utilizzate per simulare il comportamento della centrale termica. Dalle prestazioni della centrale termica sono ricavati gli assorbimenti elettrici della centrale. Sono calcolati gli impegni di potenza elettrica per le altre utenze condominiali. È determinata la potenza elettrica fornita dall'impianto fotovoltaico. Tutti gli assorbimenti elettrici sono aggregati al punto di consegna POD. Gli stati delle variabili di controllo sono inviate al BEMS che determina quindi gli stati delle variabili di attuazione. Nel modello privo di controllo, il BEMS non attua alcuna scelta, limitandosi ad eseguire le azioni richieste dagli apparati. Nei modelli con controllo, il BEMS esegue la logica di controllo selezionata.

Al fine di gestire in modo ottimale il codice di calcolo, eliminando la necessità di attività input/output dalla memoria dell'elaboratore, la descrizione dell'edificio e gli stati dei singoli apparati sono gestiti come variabili globali. Ogni routine di simulazione del singolo componente acquisisce quindi i parametri descrittivi del componente specifico e del suo stato specifico come variabili locali, esegue le operazioni e restituisce lo stato aggiornato. Ciò consente di ridurre l'uso di memoria e i tempi di esecuzione.

I dati meteorologici sono rilevati da un anno normalizzato Meteoronorm, disponibili con cadenza oraria. I valori di irraggiamento solare e della temperatura esterna negli istanti intermedi sono determinati mediante interpolazione lineare.

Obiettivo del modello è di verificare le regole controllistiche proposte nel BEMS e valutare l'impatto in termini di riduzione della potenza e shift energetico.

La ricerca condotta su un modello di edificio e su un case study, dimostra che avvalendosi di algoritmi di gestione ottimizzati è possibile raggiungere comportamenti virtuosi per l'edificio, fino al raggiungimento di un comportamento a massimo autoconsumo locale.

Partendo dalle logiche gestionali già studiate in ricerche precedenti, lo studio ha sofisticato le regole controllistiche dell'impianto di riscaldamento e di acqua calda sanitaria, alimentati da pompa di calore elettrica, al fine di ottenere variazioni di potenza elettrica nel nodo di saldo dell'edificio, sfruttando l'inerzia termica degli impianti e il livello di sensibilità al confort degli utenti. La presenza di un puffer di accumulo per la gestione del riscaldamento e dei boiler di accumulo per l'acqua calda sanitaria costituiscono sistemi di accumulo termico naturali che abbinati alla elevata resistenza termica dell'edificio ed alla notevole inerzia termica del sistema dei pannelli radianti, offrono notevoli margini di controllo dell'impianto a parità di comfort o ancora con impatti positivi sul comfort termoigrometrico. Inoltre l'elevata resistenza termica degli ambienti consente un ulteriore livello di gestione sui set point dei termostati locali.

Inoltre la ricerca propone un modello gestionale dei carichi elettrici differibili dei lavaggi (lavatrici e lavastoviglie) che operano nelle singole unità, previste di tipo comunicante.

I risultati evidenziano che con l'implementazione di tutti i controlli proposti è possibile ottenere una riduzione massima della punta giornaliera in potenza anche dell'ordine del 30-40%, gestendo un quantitativo di energia che può arrivare al 30% dell'energia consumata giornaliera.

L'approccio proposto consiste in una visione innovativa degli impianti tecnici a servizio degli edifici, visti come impianti centralizzati e gestiti in modo comune, con unico allaccio ed interfaccia con la rete di distribuzione. Tale approccio consente di implementare logiche gestionali avanzate che consentono importanti ottimizzazioni energetiche perché applicabili a un insieme significativo di utenze.

L'edificio può essere considerato un soggetto unico che interagisce con la rete di distribuzione elettrica, potenziando le sue prestazioni in termini di efficienza energetica e costo. In tale approccio, il DSM della domanda di energia elettrica può avere un grande impatto rispetto alla rete, specialmente tenendo in considerazione la presenza di carichi gestibili, come gli elettrodomestici (ad es. lavatrici) e i sistemi di condizionamento, che possono essere sfruttati come sistemi di accumulo di energia.

Le conclusioni sono incoraggianti poichè dalle simulazioni svolte risulta un impatto considerevole delle logiche gestionali in termini di controllo della curva di potenza e di gestione energetica. La funzione obiettivo primaria di massimizzazione dell'autoconsumo di energia elettrica generata in loco, può essere affiancata da una seconda funzione obiettivo di controllo della potenza e dell'energia in funzione del costo orario. Tale seconda funzione può essere meglio fruttata se i contratti di fornitura prevedono una indicizzazione su una componente oraria piuttosto che a fascia. Inoltre il modello proposto "ripartitore" consente una ottimizzazione dei costi relativi agli oneri di rete a favore degli utenti.

In considerazione dell'attuale scenario regolatorio nazionale, il modello proposto può essere implementato in immediatamente solo in modo parziale (centralizzazione degli usi comuni e dei servizi termici). Il modello completo necessita di alcuni aggiornamenti sia dal punto di vista regolatorio sia dal punto di vista della tariffazione. La proposta è di introdurre un nuovo modello di ripartizione per gli edifici MURB alla stregua di quanto accade già negli impianti di riscaldamento, prevedendo punti di fornitura centralizzati e possibilità di ripartizione dei costi energetici con apposite tariffe specialmente per quanto riguarda la parte regolata degli oneri di rete.

Alcune conclusioni sono state riportate nei seguenti articoli:

Luigi Martirano; Emanuele Habib; Giuseppe Parise; Giacomo Greco; Matteo Manganelli; Ferdinando Massarella; Luigi Parise; Demand Side Management in Micro-grids for Load Control in Nearly Zero Energy Buildings, IEEE Transactions on Industry Applications, Year: 2017, Volume: 53, Issue: 3, Pages: 1 - 1, DOI: 10.1109/TIA.2017.2672918

Luigi Martirano, Emanuele Habib, Giuseppe Parise, Giacomo Greco, Marta Cianfrini, Luigi Parise, Ferdinando Massarella, Paolo di Laura Frattura, Demand side management in mixed residential/commercial buildings with PV on site generation, IEEE I&CPS 2017, 8-11 May 2017, Niagara Falls, Canada; DOI: 10.1109/ICPS.2017.7945093, in corso di pubblicazione su IEEE IAS Magazine

Luigi Martirano, Emanuele Habib, Giacomo Greco, Matteo Manganelli, Alessandro Ruvio, Biagio Di Pietra, Alessandro Pannicelli, Sara Piccinelli, Giovanni Puglisi, Pasquale Regina, An example of smart building with a km zero energy performance, IEEE IAS Annual Meeting, Cincinnati, USA, 1-6 October 2017.

7 Riferimenti bibliografici

- [1] Osservatorio GDF Suez, report sulle energycommunities
- [2] Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica degli edifici
- [3] Legge 90/2013, Conversione, con modificazioni, del decreto-legge 4 giugno 2013, n. 63. Disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale
- [4] UNI/TS 11300-1 Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva ed invernale
- [5] UNI CEI EN ISO 50001, Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso
- [6] UNI CEI EN 16247-1:2012 "Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali".
- [7] UNI EN 15232 Efficienza Energetica: impatto dell'automazione sulle prestazioni energetiche degli edifici
- [8] UNI 13786 Caratteristiche termiche dinamiche. Metodi di calcolo
- [9] Norma CEI EN 50090 del CLC/CT 205;
- [10] Norme EN ISO 16484 del CEN/TC 247;
- [11] CEI 64-8/8.1 Efficienza energetica degli impianti elettrici
- [12] CEI 205-2 Guida ai sistemi BUS su doppino per l'automazione della casa e negli edifici, secondo le norme CEI EN 50090
- [13] CEI 205-14 Guida alla progettazione, installazione e collaudo degli impianti HBES
- [14] CEI 205-18 Guida all'impiego dei sistemi di automazione degli impianti tecnici negli edifici
- [15] Fascicule de documentation AFNOR X30-147«Energy Measurement plan – Design and implementation”
- [16] Ricerca di sistema RDS PAR2014 Strumenti per favorire la valutazione dei sistemi di building automation negli edifici residenziali e definizione di indici di efficienza anche in presenza di sistemi di generazione locale con accumulo
- [17] Ricerca di Sistema RDS PAR2013_059, Analisi dei profili di carico di utenze elettrotermiche ed implementazione di nuove soluzioni gestionali che favoriscano la fornitura di nuovi servizi ancillari nelle reti termiche di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ENEA
- [18] L. Martirano, “Domotica e building automation per l'efficienza energetica degli edifici”, Rivista AEIT, N.9, Settembre 2009.
- [19] Parise, G.; Martirano, L., "Impact of building automation, controls and building management on energy performance of lighting systems," Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference - Conference Record 2009 IEEE, vol., no., pp.1,5, 3-7 May 2009
- [20] Martirano, L.; Aliberti, M.; Massarella, F., "Metering of energy used for lighting: A practical indirect method," Electric Power and Energy Conference (EPEC), 2010 IEEE, vol., no., pp.1,8, 25-27 Aug. 2010;
- [21] Martirano, L., "A smart lighting control to save energy," Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems (IDAACS), 2011 IEEE 6th International Conference on , vol.1, no., pp.132,138, 15-17 Sept. 2011;
- [22] Martirano, L., "Lighting systems to save energy in educational classrooms," Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on , vol., no., pp.1,5, 8-11 May 2011;
- [23] Martirano, L.; Parise, G.; Parise, L.; Manganelli, M., A Fuzzy-Based Building Automation Control System: Optimizing the Level of Energy Performance and Comfort in an Office Space by Taking Advantage of Building Automation Systems and Solar Energy, IEEE Industry Applications Magazine, 2016, Volume: 22, Issue: 2, DOI 10.1109/MIAS.2015.2459097
- [24] Brenna, M.; Falvo, M.C.; Foiadelli, F.; Martirano, L.; Poli, D., Sustainable Energy Microsystem (SEM): preliminary energy analysis, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Washington DC, USA, 16-20 Jan. 2012, 2012 IEEE PES

- [25] M. Brenna, M.C. Falvo, F. Foadelli, L. Martirano, F. Massaro, D. Poli, A. Vaccaro, Challenges in Energy Systems for the Smart-Cities of the Future, 2nd ENERGYCON Conference & Exhibition, 2012 (Future Energy Grids and Systems Symposium, Firenze, 9-12 Settembre 2012)
- [26] G. Parise, L. Martirano, L. Parise, M. Mitolo, Safety Evolution of Residential Microsystems, 2nd ENERGYCON Conference & Exhibition, 2012 (Future Energy Grids and Systems Symposium, Firenze, 9-12 Settembre 2012)
- [27] G. Parise, L. Martirano, L. Parise, Evoluted Architectures for Smart Micro Grids, 2013 IEEE IAS Annual Meeting, Orlando (USA), 6-11 October 2103
- [28] L. Martirano, S. Fornari, A. Di Giorgio, and F. Liberati, "A case study of a commercial/residential microgrid integrating cogeneration and electrical local users," in Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2013 12th International Conference on, 2013, pp. 363–368.
- [29] G. Parise, L. Martirano, L. Parise, Ecodesign of Ever Net-Load Microgrids, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 50 Issue 1, 2014
- [30] R. Lamedica, A. Capasso, A Bottom-Up approach to residential load modeling", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, n.2, Maggio 1994.
- [31] I. A. Sajjad, M. Manganelli, L. Martirano, R. Napoli, G. Chicco, G. Parise "Net Metering Benefits for Residential Buildings: A Case Study in Italy", Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 15th International Conference on, 2015
- [32] G. Gross, "Key issues and challenges in the deepening penetration of demand response resources", *Summer School on Smart Grid*, Salerno, July 2015.
- [33] M. Coppo, "Controllo coordinato e distribuito di reti elettriche di distribuzione attive"
- [34] G. Graditi, M.G. Ippolito, R. Lamedica, A. Piccolo, A. Ruvio, E. Santini, P. Siano, G. Zizzo, Innovative control logics for a rational utilization of electric loads and air-conditioning systems in a residential building, Energy and Buildings, Volume 102, 1 September 2015, Pages 1-17, ISSN 0378-7788
- [35] M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo, Impact of building automation control systems and technical building management systems on the energy performance class of residential buildings: An Italian case study, Energy and Buildings, Volume 69, February 2014, Pages 33-40, ISSN 0378-7788
- [36] Intisar A. Sajjad; Roberto Napoli; Gianfranco Chicco; Luigi Martirano, A conceptual framework for the business model of smart grids, 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)
- [37] J.L. Enos, Petroleum Progress and Profits: A History of Process Innovation, 1962, MIT Press, Cambridge, MA.
- [38] M. Brenna; M. C. Falvo; F. Foadelli; L. Martirano; D. Poli, From Virtual Power Plant (VPP) to Sustainable Energy Microsystem (SEM): An opportunity for buildings energy management, Industry Applications Society Annual Meeting, 2015 IEEE
- [39] Luigi Martirano; Roberto Marrocco; Francesco Liberati; Alessandro Di Giorgio, KNX protocol compliant load shifting and storage control in residential buildings, Industry Applications Society Annual Meeting, 2015 IEEE
- [40] Edwin Xavier Domínguez; Pablo Arboleya; Felix Manuel Lorenzo, Computer tool for assessing the selection of distributed generation systems in NZEB, 2015 IEEE-EEEIC
- [41] Oscar Hernandez Uribe; Matilde Santos; Maria C. Garcia-Alegre; Domingo Guinea , A context-awareness architecture for managing thermal energy in an nZEB building, 2015 IEEE First International Smart Cities Conference (ISC2)
- [42] Tarek Samarji; Adnan Jouni; Ali Karaki, Net zero energy buildings: Application in Lebanon on a typical residential building, 2012 International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)
- [43] L. Martirano; G. Parise; M. C. Falvo; U. Grasselli; A. Di Giorgio, On the integration of small scale storage at home: Electrical and control design, 2015 IEEE/IAS 51st Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)
- [44] E. Currà; E. Habib, Riqualificazione energetica dell'architettura residenziale bellica in Italia, Colloqui.AT.e 2016, Convegno Ar.Tec - Matera