



## Ricerca di Sistema elettrico

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

L. Martirano, D. A. Sbordone, M. Manganelli,  
Biagio Di Pietra

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

Luigi Martirano, Danilo Antonio Sbordone, Matteo Manganelli (Sapienza Università di Roma, DIAEE)  
Biagio Di Pietra (ENEA)

Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2014

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico

Obiettivo: Edifici pubblici tipo, Indici di benchmark di consumo per tipologie di edificio ad uso ufficio e scuole, Applicabilità di tecnologie innovative e modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica

Responsabile del Progetto: Gaetano Fasano - ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione per una attività di ricerca dal titolo: "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"

Responsabile scientifico ENEA: ing. Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico Dip. DIAEE Università La Sapienza : Prof. Luigi Martirano.

## Indice

SOMMARIO.....	6
1 INTRODUZIONE.....	7
2 DEFINIZIONI .....	8
3 RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI .....	10
4 IMPIANTI TECNICI DI EDIFICIO. SERVIZI ENERGETICI DI EDIFICIO.....	11
4.1 IMPIANTI FISSI .....	11
4.1.1 <i>Impianti termici / HVAC</i> .....	12
4.1.2 <i>Impianti di illuminazione</i> .....	12
4.1.3 <i>Altri impianti tecnici</i> .....	12
4.2 IMPIANTI RANDOM .....	13
4.3 CLASSIFICAZIONE DEI CARICHI ELETTRICI .....	13
4.4 AGGREGAZIONE DEI CARICHI ELETTRICI DI UN EDIFICIO: MODELLO VETTORIALE PROPOSTO .....	13
4.4.1 <i>Potenza convenzionale di un'utenza</i> .....	13
4.4.2 <i>Profilo giornaliero del singolo carico</i> .....	15
4.4.3 <i>Profilo del carico di una singola unità</i> .....	15
4.4.4 <i>Appartamento standard</i> .....	17
4.4.5 <i>Appartamento economy</i> .....	21
4.4.6 <i>Appartamento lusso</i> .....	25
4.4.7 <i>Profilo di carico tipo</i> .....	29
4.4.8 <i>Profilo del carico di edificio</i> .....	31
5 SISTEMI DI BUILDING AUTOMATION .....	33
5.1 GENERALITÀ.....	33
5.2 SISTEMI HBES.....	33
5.2.1 <i>Funzioni HBES</i> .....	35
5.2.2 <i>Soluzioni HBES</i> .....	36
5.3 SISTEMI BACS.....	37
5.4 SISTEMI TBM.....	37
5.5 ANALISI DEGLI STANDARD E DELLE SOLUZIONI DI DOMOTICA E BUILDING AUTOMATION (HBES).....	38
5.6 STANDARD .....	39
5.6.1 <i>X-10</i> .....	39
5.6.2 <i>KNX</i> .....	39
5.6.3 <i>BACNET</i> .....	40
5.6.4 <i>LONWORKS (ECHELON)</i> .....	41
5.6.5 <i>Ethernet</i> .....	42
5.6.6 <i>Wifi</i> .....	43
5.6.7 <i>Modbus (ANIE building automation)</i> .....	44
5.6.8 <i>Z-WAVE</i> .....	45
5.6.9 <i>ZIGBEE (IEEE 802.15.4)</i> .....	46
6 MICROGRIDS A SERVIZIO DEGLI EDIFICI.....	52
6.1 EDIFICI AD ENERGIA QUASI ZERO NZEB.....	52
6.2 EDIFICI A POTENZA QUASI ZERO NZPB.....	53
6.3 ARCHITETTURA DI MICROGRID ELETTRICA A SERVIZIO DI UN EDIFICIO .....	54
6.3.1 <i>Micro-grid per edifici multiunità</i> .....	54
6.3.2 <i>Sistema di distribuzione elettrica attuale per usi residenziali, terziari e commerciali. Concessione territoriale agli enti distributori</i> .....	55
6.3.3 <i>Aspetti di sicurezza elettrica per gli utenti nel sistema di distribuzione attuale</i> .....	56
6.3.4 <i>Impianti di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria negli edifici residenziali</i> .....	56
6.3.5 <i>L'edificio NZEB/NZPB come microsistema elettroenergetico e di ICT</i> .....	57

6.3.6	Micro grid evoluta per gli edifici NZEB/NZPB: aggregazione virtuale su un punto di allaccio .....	58
6.3.7	Micro grid evoluta per gli edifici NZEB/NZPB: architettura ibrida .....	58
6.3.8	Soluzione di allaccio delle singole unità con trasformatori di sicurezza (TN ad isola) .....	60
6.3.9	Soluzione di allaccio delle singole unità con trasformatori di sicurezza a tensioni speciali (TN ad isola ad 1 kV) .....	62
6.4	INTEGRAZIONE CON GENERAZIONE LOCALE ED ACCUMULO .....	63
6.5	SISTEMA DI CONTROLLO E SISTEMA DI METERING DI EDIFICIO .....	66
7	IMPATTO DEI SISTEMI HBES E BACS.....	67
7.1	PRESTAZIONE ENERGETICA E PRESTAZIONE IN POTENZA. ....	67
7.2	IMPATTO SULLA PRESTAZIONE ENERGETICA. EFFICIENZA ED EFFICACIA DI UN SISTEMA. ....	67
7.2.1	Efficienza dei sistemi .....	68
7.2.2	Efficacia dei sistemi.....	68
7.2.3	Strategie di controllo.....	69
7.2.4	BAC factors.....	70
7.3	IMPATTO DEI SISTEMI HBES/BACS SULLE RETI ELETTRICHE ED ENERGETICHE .....	73
7.3.1	Demand Side Management .....	74
7.3.2	Key performance indicators .....	75
8	ESEMPI REALIZZATIVI DI SISTEMI HBES E BACS .....	77
8.1	IMPIANTO DOMOTICO A SERVIZIO DI UNA VILLA UNIFAMILIARE.....	77
8.2	IMPIANTO DOMOTICO A SERVIZIO DI UN EDIFICIO TERZIARIO SCOLASTICO .....	79
8.3	IMPIANTO DOMOTICO A SERVIZIO DI UN BED AND BREAKFAST .....	80
9	SISTEMI DI METERING.....	90
9.1	GENERALITÀ.....	90
9.2	SISTEMI DI SMART METERING DISTRIBUITI.....	91
9.2.1	Fasi del processo di misura .....	91
9.2.2	Raccolta dati .....	91
9.2.3	Comunicazione.....	92
9.2.4	Archiviazione.....	93
9.2.5	Visualizzazione ed analisi.....	93
9.2.6	Dispositivi di misura .....	94
9.2.7	Dispositivi stand-alone o dispositivi di misura integrati nei dispositivi di protezione .....	96
9.2.8	Modalità di installazione e il tempo di interruzione.....	97
9.2.9	Metodi di misurazione .....	97
9.3	PROTOCOLLI DI COMUNICAZIONE.....	99
9.3.1	Rete di comunicazione .....	99
9.3.2	Protocolli di comunicazione .....	99
9.3.3	MODBUS .....	100
9.3.4	M-BUS.....	102
9.4	CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI DI SMART METERING DISTRIBUITI.....	103
9.4.1	Definizioni .....	103
9.4.2	Modello tabellare.....	106
9.4.3	Modello numerico (OPI).....	109
9.4.4	Modello per servizi d'area.....	110
9.5	CASI ESEMPLIFICATIVI.....	117
10	IMPLEMENTAZIONE MODELLO SIMULINK DEL SISTEMA INTEGRATO: ACCUMULO POMPA DI CALORE E CAMPO FOTOVOLTAICO (STUDIO ENEA) .....	119
10.1	MODELLO DEL SISTEMA INTEGRATO PV+HP+STORAGE .....	119
10.2	APPLICAZIONE DEL MODELLO DEL SISTEMA INTEGRATO PV+HP+STORAGE AD UN CASO STUDIO.....	127
11	SIMULAZIONI.....	131
11.1	MODELLO DI RIFERIMENTO IMPIEGATO PER LE SIMULAZIONI .....	131
11.2	SIMULAZIONE 1 .....	132
11.3	SIMULAZIONE 2 .....	134
11.4	SIMULAZIONE 3 .....	135

11.5	SIMULAZIONE 4 .....	136
11.6	OSSERVAZIONI SULLE SIMULAZIONI .....	138
12	CONCLUSIONI.....	139
13	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI .....	141
14	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	144

## Sommario

La ricerca riguarda l'analisi dell'applicazione dei sistemi di Home e Building Automation (HBA) negli edifici ad uso residenziale e non residenziale, per valutarne l'impatto in termini di prestazione energetica, anche in presenza di generazione e sistemi di accumulo.

In una prima parte vengono descritti i sistemi di Home e Building Automation (HBA), evidenziando le soluzioni e gli standard più affermati a livello internazionale e le diverse architetture di sistema HBA.

In un secondo capitolo vengono affrontate possibili soluzioni di microgrids a servizio degli Edifici ad Energia Quasi Zero (NZEB). Sono trattate proposte innovative di architettura di micro grid elettriche di servizio ad un NZEB. A tal riguardo gli edifici sono stati suddivisi in "a singola unità" e "multi unità" e "residenziale" o "terziario-commerciale". Le architetture di rete proposte considerano la problematica dell'integrazione con generazione locale al fine di conseguire gli obiettivi richiesti dalla direttiva sugli NZEB. E' proposta una classificazione dei carichi in "utilizzatori fissi" ed "impianti con comportamento random" e in base al livello di gestibilità del carico: - "non gestibili", - "gestibili", "differibili".

Nella terza parte viene valutato l'impatto della HBA sulla prestazione energetica degli edifici in termini di miglioramento della prestazione energetica (meno energia assorbita a parità di prestazione conseguita) ed in termini di impatto con le reti (riduzione delle punte, sfruttamento dell'energia generata localmente).

Per l'analisi dell'impatto sulla grid, sono definiti modelli di controllo del carico, della generazione e dell'accumulo e sono definiti alcuni indici di impatto (KPI), la cui analisi sensitiva può essere di utilità sia in fase di progettazione, al fine di ottimizzare il dimensionamento della microgrid, sia in fase di esercizio per verificare la prestazione effettiva del sistema.

La quarta parte del lavoro è dedicata ai sistemi di metering ed all'importanza che hanno nella gestione energetica degli edifici. La ricerca propone 3 diverse metodologie di classificazione dei sistemi di misura fornendo indici di bontà di semplice applicazione. Uno è basato su un approccio di tipo tabellare, un secondo si basa su alcuni fattori che tengono conto della posizione dei misuratori e della loro capacità di monitorare i singoli carichi. Un altro si basa sulla definizione dei servizi d'area in funzione all'interno dell'unità immobiliare in analisi. Gli indici valutati per tutti e tre i metodi sono applicati ad esempi di studio elementari in diverse configurazioni di sistema di metering.

La parte finale è dedicata alle simulazioni condotte in collaborazione con ENEA. In particolare l'attività ENEA è descritta nel capitolo 10 e riguarda lo sviluppo di un modello in ambiente Matlab/Simulink per verificare i benefici apportati dal accumulo elettrico al sistema integrato impianto fotovoltaico e pompa di calore in assenza di sistemi Home e Building Automation (HBA). Lo stesso modello è stato utilizzato e opportunamente integrato dal dipartimento DIAEE, come descritto al Cap. 11, per valutare l'impatto degli HBES all'interno di un edificio dotato di impianto fotovoltaico e pompa di calore in assenza di accumulo elettrico. Si è scelto di utilizzare un edificio ad uso residenziale di tipo unifamiliare dotata di microgrid con: riscaldamento/raffrescamento tramite pompa di calore, generazione da FER con un impianto fotovoltaico di 2,7 kW, accumulo termico per la pompa di calore, presenza dei carichi gestibili quali lavatrice e lavastoviglie. Sono stati valutati gli indicatori KPI proposti ovvero autonomia, autoconsumo e indice di scambio di energia con la rete, per diverse situazioni di controllo tramite HBES che tengano conto o meno del sistema fotovoltaico e della pompa di calore.

## 1 Introduzione

La ricerca riguarda l'analisi dell'applicazione dei sistemi di Home e Building Automation (HBA) negli edifici ad uso residenziale e non residenziale, in particolare per valutarne l'impatto in termini di prestazione energetica, anche in presenza di soluzioni evolute tecnologicamente e con presenza di accumulo.

Gli edifici sono responsabili del 40 % del consumo globale di energia nell'Unione. Il settore è in espansione, e ciò è destinato ad aumentarne il consumo energetico.

Pertanto, la riduzione del consumo energetico e l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili nel settore dell'edilizia costituiscono misure importanti necessarie per ridurre la dipendenza energetica dell'Unione e le emissioni di gas a effetto serra.

È necessario predisporre interventi più concreti al fine di realizzare il grande potenziale di risparmio energetico nell'edilizia, tuttora inattuato, e i sistemi di Home e Building Automation (HBA) costituiscono una delle leve più efficaci per ottimizzare la prestazione energetica degli edifici.

Gli edifici influiscono sul consumo energetico a lungo termine. Considerato il lungo ciclo di ristrutturazione degli edifici esistenti, gli edifici di nuova costruzione e gli edifici esistenti che subiscono una ristrutturazione importante dovrebbero pertanto essere assoggettati a requisiti minimi di prestazione energetica stabiliti in funzione delle locali condizioni climatiche.

La progettazione, l'esercizio ed il controllo nei sistemi tecnici degli edifici gioca un ruolo determinante per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici.

Un sistema di monitoraggio efficace delle prestazioni energetiche degli edifici appare come uno strumento indispensabile per verificare ed ottimizzare la gestione tecnica ed energetica degli immobili.

Il concetto di edificio ad energia quasi zero NZEB è ormai stato introdotto e proposto come obiettivo di riferimento per i prossimi anni.

Le nuove disposizioni comunitarie hanno introdotto formalmente il concetto di "edificio a energia quasi zero" definito come quell'edificio ad altissima prestazione energetica, il cui fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze.

La comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo al Consiglio al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni sull'uso delle tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni (TIC) del 12 marzo 2009 n. 111 [1], ha evidenziato come l'uso delle TIC può consentire incrementi di efficienza energetica riducendo la quantità di energia necessaria per fornire un determinato servizio. Le TIC possono fornire la base quantitativa per elaborare, attuare e valutare strategie di efficienza energetica. esse offrono anche la possibilità di sviluppare applicazioni e strumenti software che consentano di rispettare la direttiva sul rendimento energetico nell'edilizia. La lettura cosciente dei consumi, sfruttando la capacità delle TIC di quantificare il consumo energetico, fornisce informazioni adeguate agli utenti. Comprendendo da dove nascono le inefficienze, i consumatori possono intervenire per ridurle o eliminarle completamente. Prove con contatori intelligenti effettuate nell'UE dimostrano che fornendo informazioni ai clienti sui loro reali consumi energetici è possibile arrivare fino a riduzioni del 10% [2].

## 2 Definizioni

E' opportuno introdurre alcune definizioni al fine di agevolare la lettura della relazione. Le definizioni sono tratte dalle direttive comunitarie in materia, dalla normativa nazionale ed internazionale e dalla letteratura.

- *unità immobiliare*: parte, piano o appartamento di un edificio progettati o modificati per essere usati separatamente;
- *edificio*: costruzione provvista di tetto e di muri, per la quale l'energia è utilizzata per il condizionamento del clima degli ambienti interni;
- *unità, edificio ad uso residenziale*: unità, edificio destinato ad impieghi di tipo residenziale;
- *unità, edificio ad uso non residenziale*: unità, edificio destinato ad impieghi di tipo non residenziale come terziario, commerciale, industriale;
- *condominio*: edificio con almeno due unità immobiliari, di proprietà in via esclusiva di soggetti che sono anche comproprietari delle parti comuni;
- *edificio a energia quasi zero*: edificio ad altissima prestazione energetica il cui fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze;
- *sistema tecnico per l'edilizia*: impianto tecnologico per il riscaldamento, il rinfrescamento, la ventilazione, la produzione di acqua calda, l'illuminazione di un edificio o di un'unità immobiliare, o per una combinazione di tali funzioni;
- *prestazione energetica di un edificio*: quantità di energia, calcolata o misurata, necessaria per soddisfare il fabbisogno energetico connesso ad un uso normale dell'edificio, compresa, in particolare, l'energia utilizzata per il riscaldamento, il rinfrescamento, la ventilazione, la produzione di acqua calda e l'illuminazione;
- *energia primaria*: energia da fonti rinnovabili e non rinnovabili che non ha subito alcun processo di conversione o trasformazione;
- *energia da fonti rinnovabili*: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;
- *elemento edilizio*: sistema tecnico per l'edilizia o componente dell'involucro di un edificio;
- *BUS*, Comunicazione seriale su BUS, tecnica di comunicazione che permette la trasmissione e/o ricezione sequenziale di segnali di controllo, comando o più generalmente di dati tra dispositivi interconnessi mediante mezzo di comunicazione condiviso (ad es. doppino in rame, onde radio, raggi infrarossi ecc.).
- *HBES*, Home and Building Electronic System, Sistema di automazione degli impianti tecnici di edificio conforme alla serie di Norme CEI EN 50090 del CLC/CT 205 [3].
- *BACS*: Building Automation and Control Systems, comprende prodotti e servizi per il controllo automatico, la gestione, il monitoraggio, l'esercizio e la manutenzione degli impianti tecnologici a servizio dell'edificio o unità. Sistema di automazione degli impianti tecnici di edificio conforme alle Norme EN ISO 16484 del CEN/TC 247 [4]. Richiede la comunicazione seriale su BUS.
- *BM*: Building Management, la totalità dei servizi destinati alla gestione e al management dell'edificio;
- *HBA*, Home e Building Automation, termine generale utilizzato (ad es. BACS o HBES), comprendente prodotti e software per il controllo automatico degli impianti tecnici dell'abitazione e dell'edificio con l'impiego della comunicazione seriale su BUS.
- *HVAC*: Heating, ventilation, air conditioning, sistema tecnico per il riscaldamento, la ventilazione e il rinfrescamento dell'edificio o unità;
- *servizi energetici di edificio*: servizi realizzati tramite impianti tecnici fissi per il comfort e la sicurezza (climatizzazione invernale, produzione di acqua calda sanitaria, climatizzazione estiva, illuminazione);

- *climatizzazione invernale*: fornitura di energia termica utile agli ambienti dell'edificio per mantenere condizioni prefissate di temperatura ed eventualmente, entro limiti prefissati, di umidità relativa;
- *climatizzazione estiva*: compensazione degli apporti di energia termica sensibile e latente per mantenere all'interno degli ambienti condizioni di temperatura a bulbo secco e umidità relativa idonee ad assicurare condizioni di benessere per gli occupanti;
- *potenza installata  $P_i$* , la potenza di targa di un utilizzatore elettrico;
- *potenza convenzionale  $P_B$* , la potenza effettivamente consumata da un utilizzatore elettrico durante l'esercizio.

### 3 Riferimenti legislativi e normativi

- Direttiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010 sulla prestazione energetica nell'edilizia;
- Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- Decreto Legislativo n. 192 del 19 agosto 2005 "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia;
- Decreto Legislativo n. 311 del 29 dicembre 2006 "Disposizioni correttive ed integrative al Decreto legislativo 19 agosto 2005, n.192;
- Decreto Legislativo 4 luglio 2014 , n. 102;
- Decreto 26 giugno 2015;
- Norma UNI 15232;
- Norma UNI 15193;

## 4 Impianti tecnici di edificio. Servizi energetici di edificio.

Gli edifici, sia di tipo residenziale sia di tipo non residenziale, sono dotati di un complesso sistema di impianti tecnici per fornire i servizi energetici all'edificio per soddisfare i requisiti di comfort e sicurezza degli utenti.

I vettori energetici impiegati tipicamente sono l'energia elettrica ed il gas naturale, mediante allacci alle reti pubbliche di distribuzione.

Negli ultimi tempi si sta affermando una tendenza alla realizzazione di edifici definiti "full electric", ovvero con allaccio unico alla rete elettrica evitando allacci alla rete gas.

I servizi energetici degli edifici sono forniti tramite gli impianti tecnici fissi, e possono essere suddivisi in:

- a) climatizzazione invernale: fornitura di energia termica utile agli ambienti dell'edificio per mantenere condizioni prefissate di temperatura ed eventualmente, entro limiti prefissati, di umidità relativa;
- b) produzione di acqua calda sanitaria: fornitura, per usi igienico sanitari, di acqua calda a temperatura prefissata ai terminali di erogazione degli edifici;
- c) climatizzazione estiva: compensazione degli apporti di energia termica sensibile e latente per mantenere all'interno degli ambienti condizioni di temperatura a bulbo secco e umidità relativa idonee ad assicurare condizioni di benessere per gli occupanti;
- d) illuminazione: fornitura di luce artificiale quando l'illuminazione naturale risulti insufficiente per gli ambienti interni e per gli spazi esterni di pertinenza dell'edificio;

Oltre ai servizi energetici, sono presenti ulteriori servizi tecnici per l'edificio quali quello idrico, di mobilità, ecc. che possono usufruire di altri impianti tecnici fissi.

In definitiva, dal punto di vista dell'utilizzazione, gli impianti tecnici di servizio ad un edificio possono essere suddivisi in:

- Impianti tecnici con utilizzazione prefissata (*impianti fissi*),
- Impianti tecnici con utilizzazione random (*impianti random*).

Dal punto di vista della sorgente primaria, gli impianti possono essere distinti in base alla rete di allaccio per l'energia primaria:

- Impianti allacciati alla rete elettrica
- Impianti allacciati alla rete gas
- Impianti allacciati sia alla rete gas sia alla rete elettrica

### 4.1 Impianti fissi

Per impianti tecnici con utilizzazione prefissata (*impianti fissi*) si possono intendere tutti quegli impianti che alimentano i servizi energetici e i servizi tecnici di edificio e terminano in utilizzatori fissi (punti luce, unità fan coil, pompe, ecc.) con ciclo di funzionamento previsto o prevedibile.

Come detto, gli impianti fissi più importanti sono:

- impianti di riscaldamento, raffrescamento, climatizzazione e ventilazione (*HVAC*);
- produzione di acqua calda sanitaria;
- impianti di illuminazione (*lighting*).

Gli impianti fissi ricadono nella normativa riguardante la certificazione energetica che prevede l'individuazione di indici prestazionali (*Energy Performance, EP*), in kilowattora al metro quadro all'anno.

I decreti legislativi n.192 e n.311 [5-6] stabiliscono l'obbligo di certificazione energetica degli edifici con riferimento sia alla parte edilizia sia agli impianti in essa contenuti, come riportato nel seguente estratto (da D.Lgs 29 dicembre 2006 n.311) [6]:

“(omissis) Art. 3. Ambito di intervento

1. Il presente decreto si applica (omissis), ai fini del contenimento dei consumi energetici:

- a) alla progettazione e realizzazione di edifici di nuova costruzione e degli impianti in essi installati, di nuovi impianti installati in edifici esistenti, delle opere di ristrutturazione degli edifici e degli impianti esistenti (omissis);
- b) all'esercizio, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici degli edifici, anche preesistenti (omissis);”

#### 4.1.1 Impianti termici / HVAC

Gli impianti termici sono gli impianti tecnologici destinati ai servizi di climatizzazione invernale e/o estiva degli ambienti, con o senza produzione di acqua calda sanitaria, indipendentemente dal vettore energetico utilizzato, comprendente eventuali sistemi di produzione, distribuzione e utilizzazione del calore nonché gli organi di regolarizzazione e controllo.

Nel caso di unità immobiliari multifamiliari, sono compresi negli impianti termici gli impianti individuali di riscaldamento. Non sono considerati impianti termici apparecchi quali: stufe, caminetti, apparecchi di riscaldamento localizzato ad energia radiante; tali apparecchi, se fissi, sono tuttavia assimilati agli impianti termici quando la somma delle potenze nominali del focolare degli apparecchi al servizio della singola unità immobiliare è maggiore o uguale a 5 kW.

Non sono considerati impianti termici i sistemi dedicati esclusivamente alla produzione di acqua calda sanitaria al servizio di singole unità immobiliari ad uso residenziale ed assimilate.

Tali impianti sono caratterizzati dai segmenti di generazione, distribuzione, utilizzazione e regolazione/controllo. Ciascun segmento dell'impianto è caratterizzato da un suo rendimento. La normativa vigente consente di valutare i rendimenti di impianto per determinare la prestazione energetica EP in termini di energia primaria effettivamente consumata [7] (differente dal fabbisogno teorico precedentemente in uso). La normativa presta particolare attenzione all'impatto dei sistemi di controllo e regolazione [8].

#### 4.1.2 Impianti di illuminazione

Gli impianti di *illuminazione* sono quelli destinati all'illuminazione normale e di emergenza dell'edificio. Essi sono caratterizzati da una prestazione energetica complessiva in termini di kWh/anno che dipende da un lato dalla prestazione energetica dei componenti in termini di efficienza di conversione e dall'altra dall'efficacia del sistema di controllo e gestione [9, 11-30].

Con l'affermarsi della tecnologia LED, l'efficienza dei componenti utilizzati sta subendo un radicale processo di miglioramento. Per quanto riguarda l'efficacia del controllo, invece, non sempre gli impianti di ultima generazione, affiancano a soluzioni evolute di componentistica, soluzioni altrettanto evolute per la gestione ed il controllo. Qualsiasi intervento di efficientamento di tipo passivo sui componenti dell'impianto (lampade, alimentatori, apparecchi, ecc.) risulterebbe senz'altro vanificato senza un efficace sistema di controllo che agisca sulle regolazioni e sullo spegnimento/accensione. Risparmi energetici consistenti sono possibili mediante l'adozione di opportuni sistemi di controllo e regolazione che gestiscano l'impianto in modo intelligente tenendo conto di eventuali guadagni/benefici provenienti dalla luce naturale per rispondere alle esigenze effettive degli occupanti dell'ambiente riducendo il consumo di energia a quello minimo possibile.

#### 4.1.3 Altri impianti tecnici

Altri impianti fissi, che non ricadono nella normativa sulla prestazione energetica, sono quelli relativi a:

- Ascensori;
- Motorizzazioni;
- Sistemi di pompaggio;
- Refrigerazione di cibi;
- Etc.

Tali impianti, seppur costituiti da un ciclo di funzionamento in alcuni casi prevedibile, di fatto possono essere classificati come impianti random, di seguito illustrati.

#### 4.2 Impianti random

Per impianti tecnici con utilizzazione random (*impianti random*) si possono intendere tutti quegli impianti elettrici di distribuzione con terminazione alle prese elettriche d'utenza, per servizi vari. I principali servizi, in ambito residenziale e non, sono:

- PC e rete dati;
- Lavaggi;
- Cottura;
- Etc.

Tali impianti sono caratterizzati dall'aleatorietà dei cicli di funzionamento. La prestazione energetica di tali impianti è, di fatto, correlata esclusivamente al rendimento degli utilizzatori, dal momento che la rete di distribuzione elettrica fornisce modesti margini di ottimizzazione in termini di riduzione delle perdite. Uno dei pochi aspetti correlati alla riduzione dell'energia consumata dagli impianti random è la limitazione delle perdite per stand-by.

#### 4.3 Classificazione dei carichi elettrici

Dal punto di vista della gestibilità, i carichi elettrici possono essere suddivisi in:

- Incontrollabili (non gestibili);
- Programmabili (differibili);
- Controllabili (gestibili o interrompibili).

Sono incontrollabili tutti quei carichi elettrici che non possono essere né interrotti né differiti. Un esempio di carico incontrollabile è l'illuminazione.

Sono programmabili tutti quei carichi elettrici che possono essere differiti nel tempo ma non possono essere interrotti, per evitare problematiche sul ciclo di funzionamento o sulla qualità del dispositivo. Un esempio di carico programmabile è un lavaggio.

Sono controllabili tutti quei carichi elettrici che possono essere differiti ed anche interrotti durante il ciclo di funzionamento. Un esempio di un carico controllabile è un boiler elettrico.

Nel campo dei carichi controllabili possono essere inseriti anche quei carichi elettrici che godono di una notevole inerzia termica per cui una eventuale interruzione del funzionamento non pregiudica un problema di funzionamento, purché sia limitato nel tempo. Un esempio di carico controllabile di questo tipo è il condizionatore.

#### 4.4 Aggregazione dei carichi elettrici di un edificio: modello vettoriale proposto

Di seguito viene descritta la metodologia proposta per la modellizzazione del carico elettrico aggregato per varie tipologie di edificio, con particolare riferimento all'edificio di tipo residenziale [31-42].

##### 4.4.1 Potenza convenzionale di un'utenza

Disponendo dei valori di potenza di targa, o nominale, di tutti i dispositivi utilizzatori che interessano l'impianto elettrico, la somma di tali potenze nominali corrisponde alla *potenza installata*,  $P_i$ , che costituisce un valore di potenza di riferimento. Tale potenza non può certo essere assunta come effettiva: si verrebbe infatti a un valore certamente eccessivo. Infatti, non tutti gli apparecchi utilizzatori assorbono, in esercizio, una potenza pari al valore di targa.

Ciascun utilizzatore è caratterizzato da un ciclo di funzionamento e da un potenza effettiva di assorbimento che concorre alla determinazione della potenza effettiva non con la sua potenza di targa ma con valore che può essere inferiore.

Il valore di potenza convenzionale  $P_B$  può essere valutato partendo dal valore di potenza installata, mediante un coefficiente detto *coefficiente di utilizzazione* (*c.u.*). La determinazione dei valori di tale coefficiente, che vanno a caratterizzare ciascun utilizzatore, è uno dei passi progettuali affidati all'esperienza e alla sensibilità del progettista, in fase di progettazione, e dell'energy manager, in fase di diagnosi energetica.

Inoltre, occorre tener conto del fatto che, in esercizio, non tutti gli utilizzatori, alimentati dallo stesso circuito elettrico, assorbono la massima potenza contemporaneamente. Si introduce perciò un secondo coefficiente, detto *coefficiente di contemporaneità* (*c.c.*), che va a caratterizzare l'esercizio dell'utenza nel suo complesso.

A titolo di esempio, si consideri la potenza installata per l'illuminazione in un insieme di ambienti. In questo caso, il coefficiente di utilizzazione non può discostarsi dall'unità mentre il coefficiente di contemporaneità deve essere più alto o più basso, a seconda di quanto si ritiene probabile che un gran numero di ambienti considerati sia illuminato contemporaneamente.

In sintesi, nota la potenza installata o prevista per tutti gli utilizzatori, che costituisce la potenza di riferimento, occorre valutare due coefficienti riduttivi (minori o uguali a 1):

- il *coefficiente di utilizzazione* (*c.u.*), che diminuisce la potenza di targa del singolo utilizzatore, in relazione al suo servizio intermittente o all'eventuale sovradimensionamento;
- il *coefficiente di contemporaneità* (*c.c.*), che diminuisce potenza di più utilizzatori alimentati dallo stesso circuito, ovvero di più circuiti, in relazione al loro funzionamento mai contemporaneo.

La potenza installata nell'impianto, corretta dai due coefficienti, si riduce al carico convenzionale  $P_B$  dell'impianto, che è la potenza di progetto:

$$P_B = cu \cdot cc \cdot P_i [W]$$

La potenza convenzionale  $P_B$ , corrisponde alla potenza mediamente assorbita dal carico durante l'esercizio, ma in effetti non dice nulla sull'effettivo diagramma di funzionamento istante per istante.

Si definisce *diagramma di carico elettrico* l'andamento della potenza attiva assorbita da una data utenza elettrica in un lasso temporale, tipicamente giornaliero. L'area sottesa dal diagramma di carico elettrico rappresenta l'energia elettrica totale assorbita nel periodo di tempo preso a riferimento.

L'ordinata massima indica la massima potenza attiva assorbita dal carico ed è detta *picco di potenza*. I diagrammi di carico possono riportare valori di potenza istantanea oppure valori di potenza media assorbiti in intervalli di tempo regolari (in genere un'ora, un quarto d'ora o 10 minuti).

Il problema della costruzione dei diagrammi di carico elettrico di utenti domestici (o residenziali in genere) è generalmente affrontato mediante due approcci:

- Un primo approccio è di tipo statistico-probabilistico;
- Un secondo approccio è di tipo *bottom-up*, per cui il comportamento elettrico di un'abitazione, espresso attraverso diagrammi di carico giornalieri, si determina ricostruendo il comportamento degli occupanti rispetto all'utilizzo dei carichi elettrici.

Ai fini della costruzione del diagramma di carico giornaliero, il modello proposto suddivide la giornata in 96 intervalli da 15 minuti.

Si assume quindi che ogni intervallo è caratterizzato da un valore di potenza costante, pari alla potenza media assorbita nell'intervallo stesso.

#### 4.4.2 Profilo giornaliero del singolo carico

Nel modello proposto, il profilo giornaliero di potenza del singolo carico  $P_{c,i}(t)$  può essere espresso come:

$$P_{c,i}(t) = P_{T,i} \cdot c.u._i(t) \cdot p_i(t) \quad [W]$$

Dove:

- $P_{T,i}$ : è la potenza di targa del carico elettrico i-esimo dell'abitazione [W];
- $c.u._i$ : è il coefficiente di utilizzazione, variabile tra 0 e 1, del carico elettrico i-esimo (e.g., lavatrice, lavastoviglie);
- $p_i$ : è il vettore del *profilo di utilizzazione* del carico i-esimo.

Il vettore del *profilo di utilizzazione* di un carico è un vettore costituito da 96 elementi (pari al numero di intervalli temporali considerati), i quali assumono valore 0 o 1 a seconda degli intervalli in cui il carico sia rispettivamente spento o in esercizio.

Si noti che il coefficiente di contemporaneità può essere tralasciato (come nel caso dell'espressione proposta) qualora, tramite analisi sull'utilizzo dei carichi elettrici, si possano identificare delle fasce orarie in cui è più probabile l'utilizzo dei vari apparecchi considerati.

#### 4.4.3 Profilo del carico di una singola unità

Partendo dal profilo del carico elementare è possibile ricostruire il profilo del carico di una singola unità, suddividendo i carichi, come accennato, in:

- Incontrollabili;
- Programmabili (differibili);
- Controllabili (gestibili o interrompibili).
- 

Si possono calcolare le seguenti grandezze:

- Potenza complessiva assorbita dai carichi incontrollabili (non gestibili):

$$P_{ng}(t) = \sum_i^N P_{i,ng}(t) = \sum_i^N P_{T,i,ng} \cdot c.u._{i,ng}(t) \cdot p_{i,ng}(t) \quad [W]$$

- Potenza complessiva assorbita dai carichi controllabili (gestibili):

$$P_g(t) = \sum_i^M P_{i,g}(t) = \sum_i^M P_{T,i,g} \cdot c.u._{i,g}(t) \cdot p_{i,g}(t) \quad [W]$$

- Potenza complessiva assorbita dai carichi programmabili (differibili):

$$P_d(t) = \sum_i^K P_{i,d}(t) = \sum_i^K P_{T,i,d} \cdot c.u._{i,d}(t) \cdot p_{i,d}(t) \quad [W]$$

Dove:

- $N$ : è il numero di carichi incontrollabili (non gestibili) presenti all'interno dell'unità;
- $M$ : è il numero di carichi controllabili (gestibili) presenti all'interno dell'unità;
- $K$ : è il numero di carichi differibili presenti all'interno dell'unità.

Ciascuna delle tre formulazioni corrisponde ad un vettore costituito da 96 elementi.

Per ottenere la potenza complessiva impegnata dalla singola unità, si calcola la somma:

$$P(t) = P_{ng}(t) + P_g(t) + P_d(t) [W]$$

Ai fini della modellizzazione dei profili di carico tipici, il modello propone di operare alcune classificazioni:

- In base al periodo di riferimento (invernale o estivo);
- In base al nucleo familiare (famiglia o coppia);
- In base alla categoria dell'appartamento (standard, economico o di lusso).

La differenza tra le varie categorie sta nel numero, nella tipologia e nella potenza nominale degli elettrodomestici presenti all'interno dell'abitazione.

A tal fine è possibile far riferimento alla norma CEI 64-8/3, nella quale sono forniti i criteri e le dotazioni minime dell'impianto elettrico, rispetto a diversi livelli prestazionali e di fruibilità.

Per ogni tipologia di unità abitativa è interessante calcolare alcune grandezze di interesse.

- Numero di ore equivalenti di utilizzazione, calcolato mediante l'espressione:

$$h_{eq,i} = \frac{C_i \cdot n_g}{P_{T,i}} [h]$$

Dove:  $C_i$ : è il consumo del singolo utilizzatore nell'arco della giornata [Wh/giorno];  $n_g$ : è il numero di giorni considerati nel periodo invernale, ossia il numero di giorni di accensione di un eventuale CHP, per Roma vale 166 giorni, dal 1° Novembre al 15 Aprile;  $P_{T,i}$ : è la potenza di targa del carico elettrico  $i$ -esimo dell'abitazione [W].

- Consumo (kWh/giorno) totale, ricavato dalla potenza complessiva impegnata dal singolo appartamento:

$$\frac{kWh}{giorno_T} = \frac{P_T \cdot 0,25}{1000} [kWh/g]$$

- Consumo giornaliero (kWh/giorno) gestibile, calcolato dalla potenza gestibile del singolo appartamento:

$$\frac{kWh}{giorno_G} = \frac{P_g \cdot 0,25}{1000} [kWh/g]$$

- Percentuale di consumo giornaliero gestibile rispetto al totale:

$$\% \frac{kWh}{giorno_{G,T}} = \frac{kWh/giorno_G}{kWh/giorno_T} \cdot 100$$

- Potenza massima totale e potenza massima gestibile (W):

$$P_{T,max} = \max (P_T) [W]$$

$$P_{g,max} = \max (P_g) [W]$$

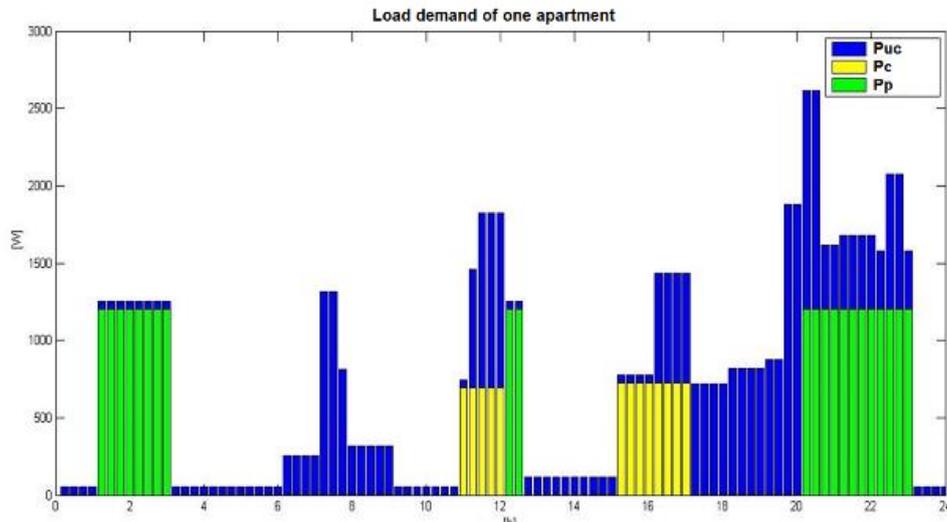


Figura 1. Esempio di profilo di carico con suddivisione dei carichi elettrici in incontrollabili  $P_{ng}$ , controllabili  $P_g$  e programmabili  $P_d$

#### 4.4.4 Appartamento standard

Le potenze di targa dei singoli apparecchi utilizzatori sono state ricavate mediante cataloghi tecnici di indagini di mercato (Bosch, Ariston, Samsung, Daikin, ecc. ); si riportano nella Tabella 1 i valori di tali potenze di targa, con la suddivisione tra carichi non gestibili, differibili e gestibili.

Tabella 1. Potenze di targa appartamento di tipo standard

Carichi Elettrici Appartamento Standard		Potenza di targa [W]
CARICHI NON GESTIBILI	Illuminazione	1000
	Frigorifero	160
	Televisore e accessori TV (DVD, home theater) e stand by	309,4
	Carichi cucina (forno elettrico, robot, tostapane)	2500
	Carichi casa (ferro da stiro, aspirapolvere)	3600
	Carichi PC e multimediali	800
	Carichi termici uso igiene (asciugacapelli, piastra, rasoio)	2500
CARICHI DIFFERIBILI	Lavatrice (stand by)	2300
	Lavastoviglie (stand by)	2400
CARICHI GESTIBILI	Boiler 10 l cucina	1200
	Boiler 50 l	1200
	Boiler 80 l	1200
	Climatizzazione	760

Tabella 2. Consumi giornalieri per unità di tipo standard

	Unità standard							
	Consumo utilizzatore				Ore equivalenti utilizzazione			
	[kWh/giorno]				[h]			
	Inverno		Estate		Inverno		Estate	
	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia
Illuminazione	2,4	1,6	0,9	0,75	398	266	179	149
Frigorifero	0,77	0,77	0,77	0,77	797	797	955	955
Televisore e accessori	0,68	0,62	0,68	0,62	364	333	436	399
Carichi cucina	1,38	0,88	0,63	0,63	91	58	50	50
Carichi casa	0,99	0,72	0,99	0,72	46	33	55	40
Carichi PC e multimediali	2,24	1,66	2,24	1,66	465	344	557	413
Carichi termici uso igiene	0,5	0,25	0,5	0,25	33	17	40	20
Lavatrice (stand by)	0,91	0,91	0,91	0,91	66	66	79	79
Lavastoviglie (stand by)	1,49	1,49	1,49	1,49	103	103	124	124
Boiler 10 l	0,6	0,6	0,6	0,6	83	83	100	100
Boiler 50 l	2,4	2,4	1,8	1,8	332	332	299	299
Boiler 80 l	3,6	3,6	3,0	3,0	498	498	498	498
Climatizzazione			4,13	2,42			490	286

Nel caso dell'appartamento tipo Standard si sono considerati 2 televisori. L'impianto di climatizzazione è attivo solamente nel periodo estivo, ed è costituito da un unico split, posizionato nella sala da pranzo o nella camera padronale. Nei grafici seguenti si riportano i profili nel caso di famiglia e coppia.

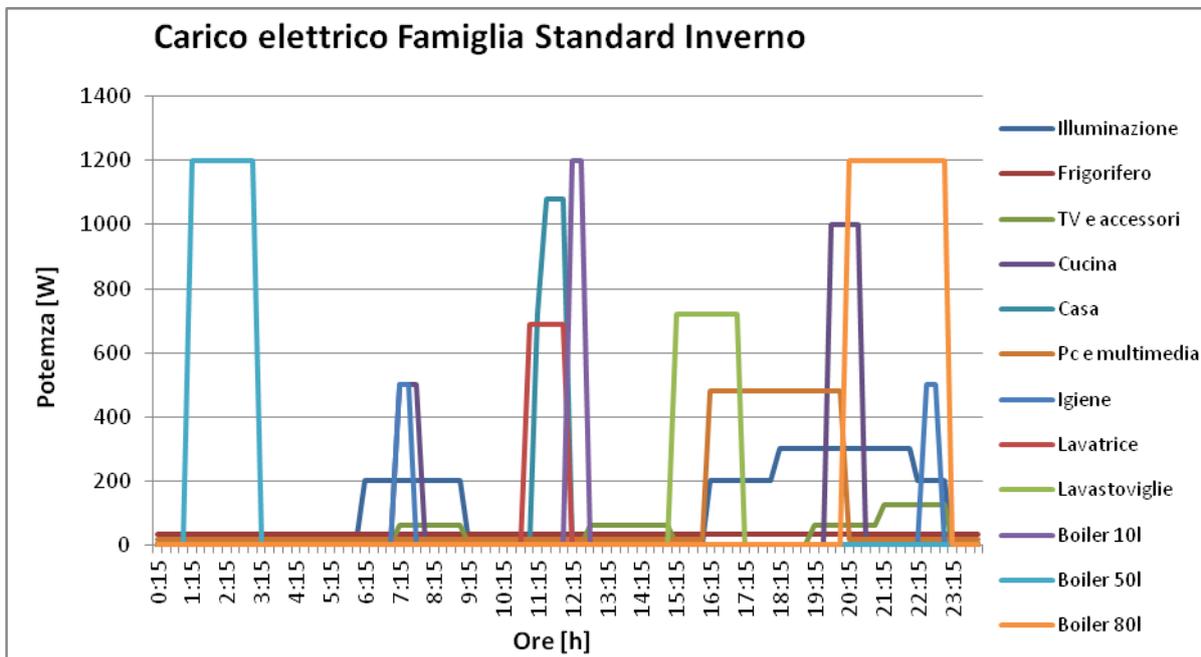


Figura 2. Diagramma di carico di un appartamento tipo Standard, 2 persone, periodo invernale

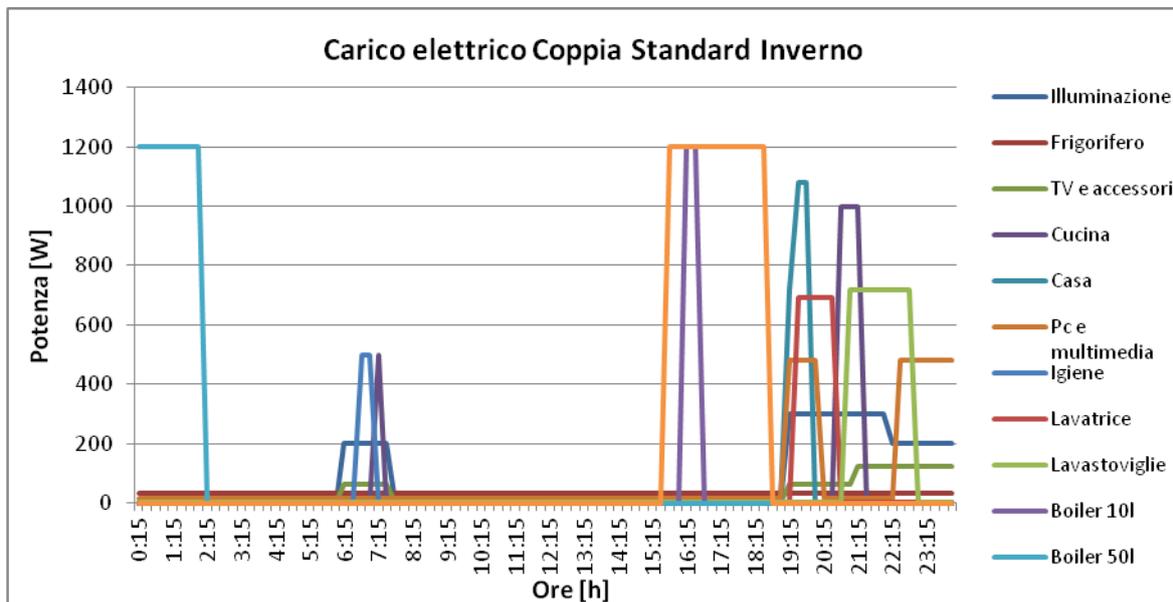


Figura 3. Diagramma di carico di un appartamento tipo Standard, 4 persone, periodo estivo.

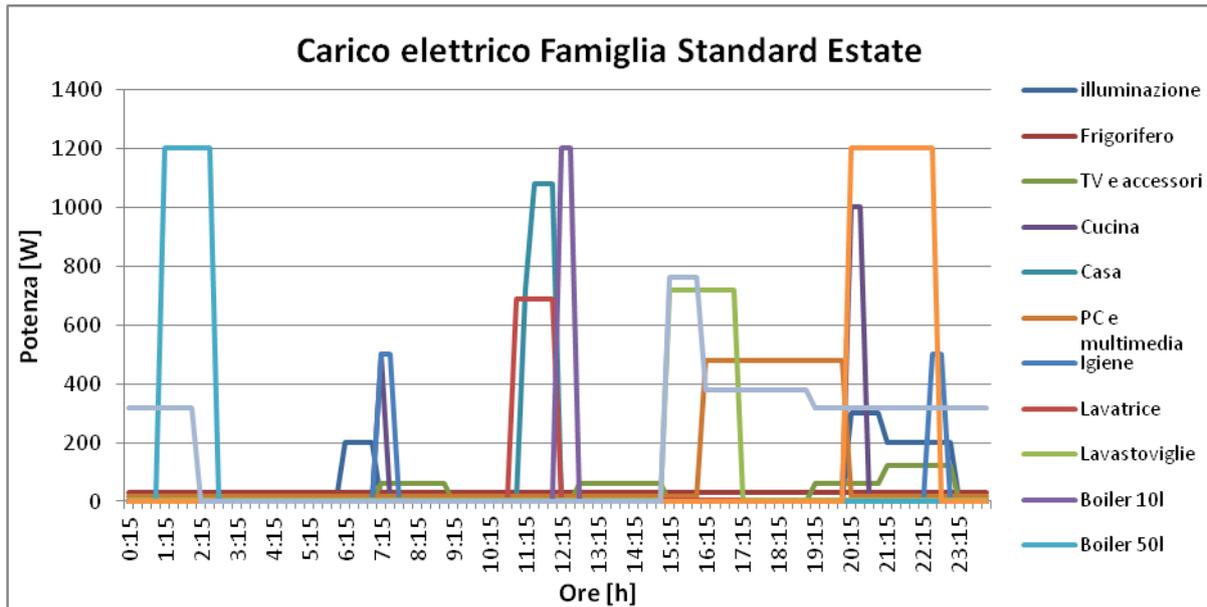


Figura 4. Diagramma di carico di un appartamento di tipo Standard, 4 persone, periodo estivo

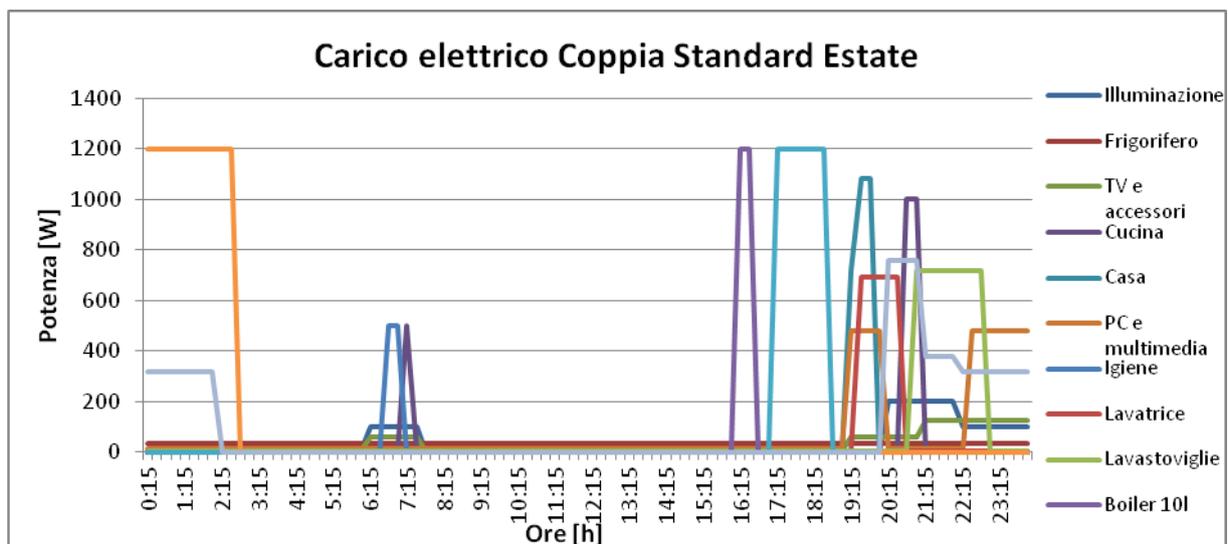


Figura 5. Diagramma di carico di un appartamento tipo Standard, 2 persone, periodo estivo

Si riporta nella Tabella 3 il consumo totale e la potenza contrattuale nel caso di appartamento in tipologia Standard, con la presenza del boiler elettrico per l'acqua calda sanitaria.

Tabella 3. Consumo totale e potenza contrattuale appartamento di tipo Standard

	Standard			
	Inverno		Estate	
	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia
Consumo per appartamento [kWh/giorno]	17,96	15,50	18,64	15,62
Potenza contrattuale [kW]	3	3	3	3

#### 4.4.5 Appartamento economy

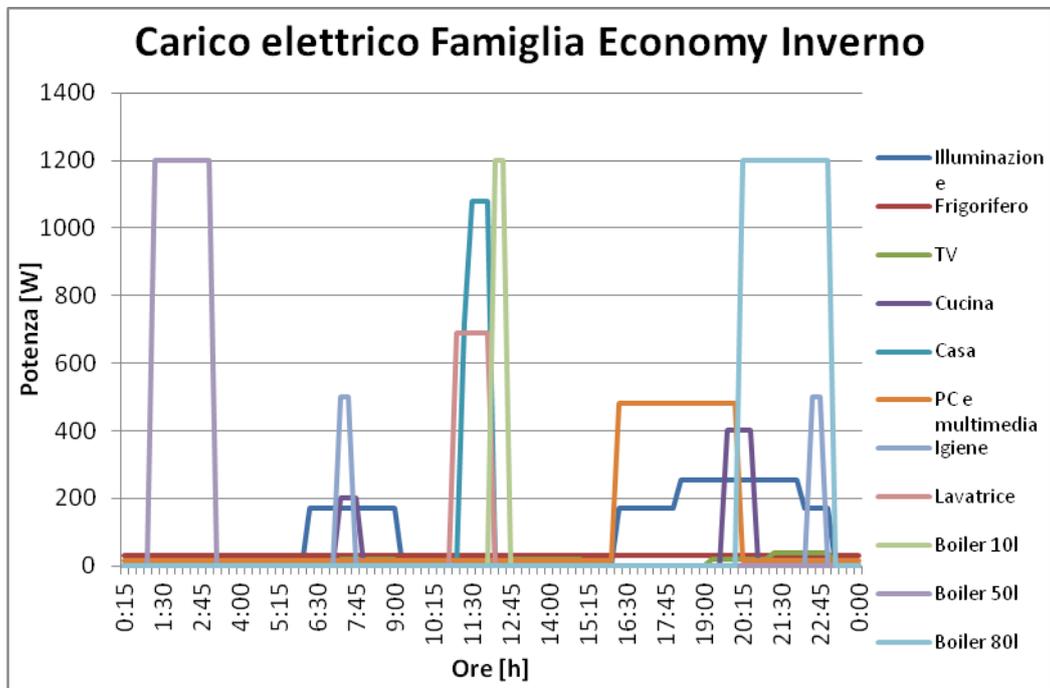
Rispetto allo scenario analizzato in precedenza per l'appartamento in tipologia Economy, vi è una potenza di targa dell'impianto di illuminazione minore. Nonostante la superficie dell'appartamento sia la stessa, in questo caso non è prevista la presenza di apparecchi di illuminazione tipo piantane o faretti diffusori. Per quanto riguarda gli elettrodomestici si interviene considerando un solo televisore, senza impianto home theater, il solo forno elettrico tra i carichi cucina e l'assenza di lavastoviglie.

**Tabella 4. Potenze di targa appartamento di tipo economy**

<b>Carichi Elettrici Appartamento Economy</b>		<b>Potenza di targa [W]</b>
<b>CARICHI NON GESTIBILI</b>	Illuminazione	850
	Frigorifero	160
	Televisore e accessori TV (DVD) e stand by	96
	Carichi cucina (forno elettrico)	1000
	Carichi casa (ferro da stiro, aspirapolvere)	3600
	Carichi PC e multimediali	800
	Carichi termici uso igiene (asciugacapelli, piastra, rasoio)	2500
<b>CARICHI DIFFERIBILI</b>	Lavatrice (stand by)	2300
<b>CARICHI GESTIBILI</b>	Boiler 10 l cucina	1200
	Boiler 50 l	1200
	Boiler 80 l	1200

**Tabella 5. Consumi giornalieri per unità di tipo economy**

	Unità economy							
	Consumo utilizzatore [kWh/giorno]				Ore equivalenti utilizzazione [h]			
	Inverno		Estate		Inverno		Estate	
	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia
Illuminazione	2,04	1,36	0,9	0,64	398	266	179	149,25
Frigorifero	0,77	0,77	0,77	0,77	797	797	955	955,2
Televisore e accessori	0,21	0,19	0,68	0,19	364	333	436	399
Carichi cucina	0,55	0,35	0,63	0,25	91	58	50	49,75
Carichi casa	0,99	0,72	0,99	0,72	46	33	55	39,8
Carichi PC e multimediali	2,24	1,66	2,24	1,66	465	344	557	412,93
Carichi termici uso igiene	0,5	0,25	0,5	0,25	33	17	40	19,9
Lavatrice (stand by)	0,91	0,91	0,91	0,91	66	66	79	79,15
Boiler 10 l	0,6	0,6	0,6	0,6	83	83	100	99,5
Boiler 50 l	2,4	2,4	1,8	1,8	332	332	299	298,5
Boiler 80 l	3,6	3,6	3,0	3	498	498	498	497,5



**Figura 6. Diagramma di carico di un appartamento tipo Economy, 4 persone, periodo invernale**

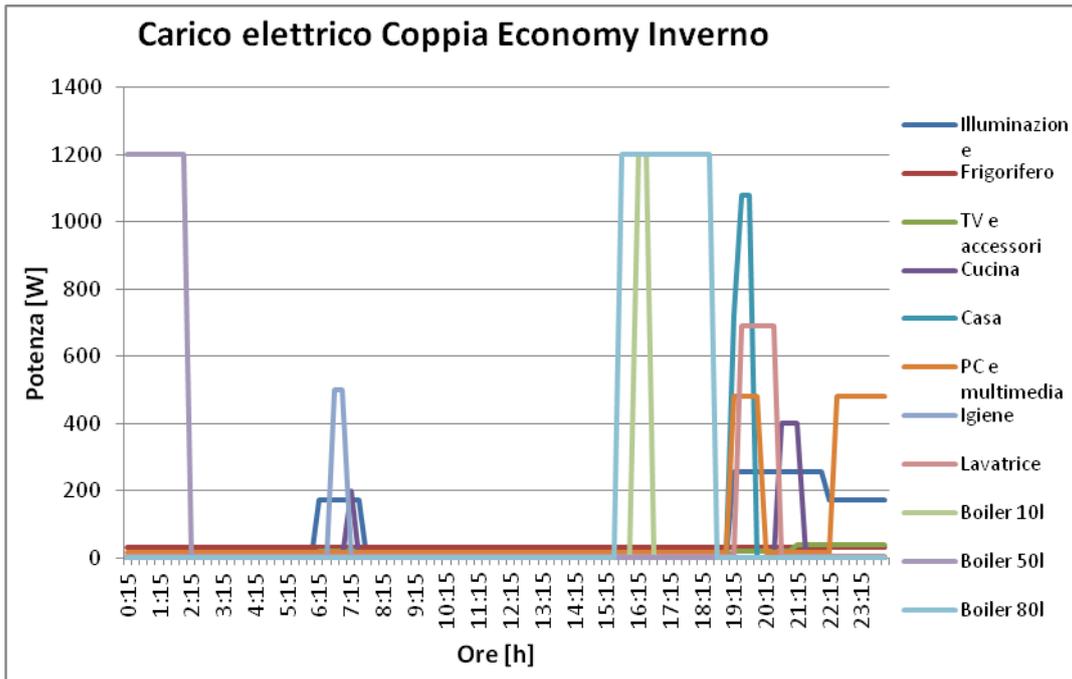


Figura 7. Diagramma di carico di un appartamento tipo Economy, 2 persone, periodo invernale

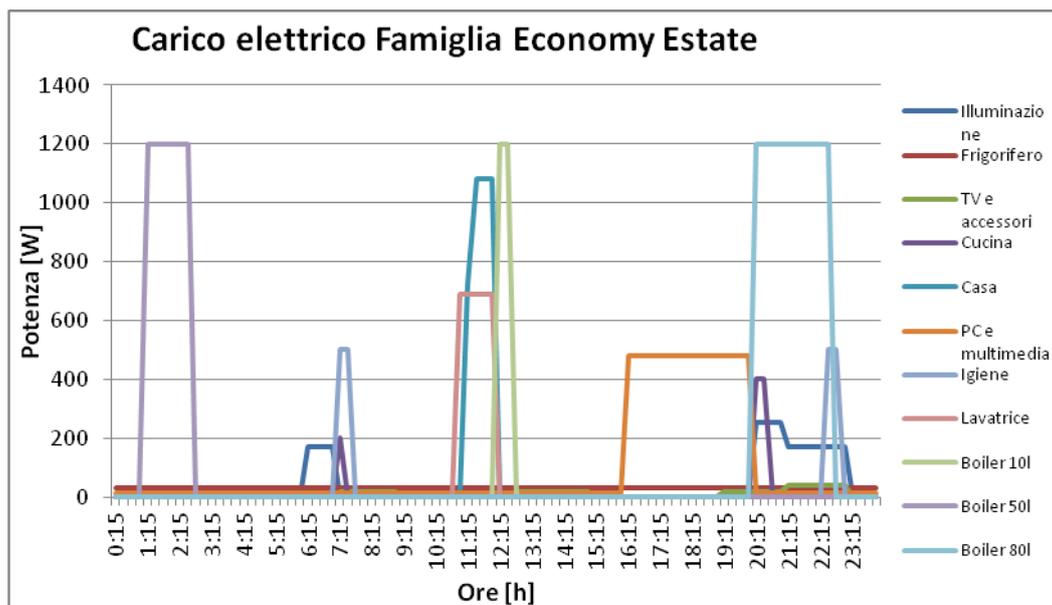


Figura 8. Diagramma di carico di un appartamento tipo Economy, 4 persone, periodo estivo

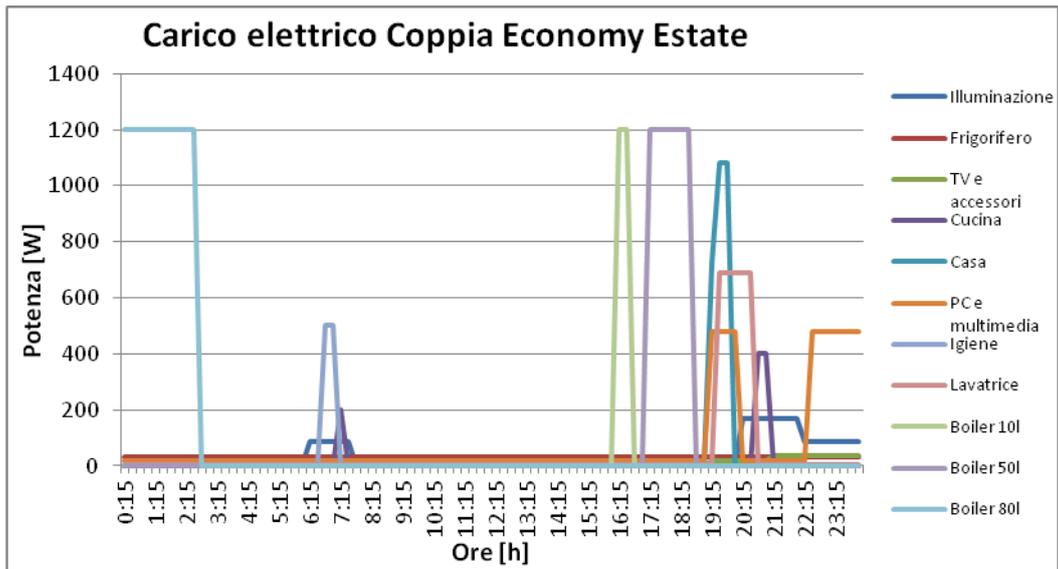


Figura 9. Diagramma di carico di un appartamento tipo Economy, 4 persone, periodo estivo

Nella Tabella 6 è mostrato il consumo totale per l'unità in tipologia Economy, con la relativa potenza contrattuale.

Tabella 6. Consumo totale e potenza contrattuale appartamento di tipo Economy

	Economy			
	Inverno		Estate	
	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia
Consumo per appartamento [kWh/giorno]	14,81	12,82	12,04	10,79
Potenza contrattuale [kW]	3	3	3	3

#### 4.4.6 Appartamento lusso

Nell'appartamento di tipologia Lusso si considera una potenza di targa dell'impianto di illuminazione superiore al caso Standard, prevedendo la presenza di piantane o faretti diffusori, nell'unità abitativa. Tra i carichi non gestibili aumenta il numero di televisori, pari a 3. Per i carichi differibili è presente oltre alla lavastoviglie e la lavatrice anche l'asciugatrice.

L'impianto di climatizzazione, in funzione solo nel periodo estivo, è costituito da 3 unità posizionate nel salone e nelle due camere da letto, ognuna da 760 W.

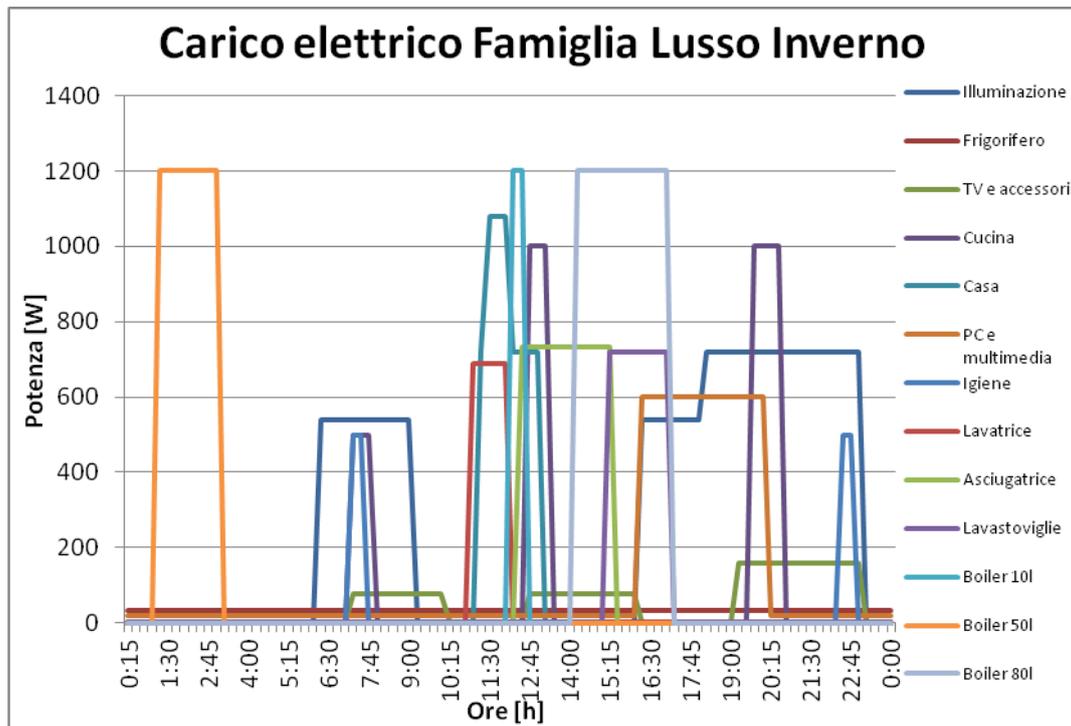
Per l'impianto di climatizzazione si considera all'accensione una potenza impegnata pari al valore massimo di assorbimento per poi ridursi, raggiunta la temperatura ottimale, fino al mantenimento della temperatura desiderata anche nelle ore notturne.

**Tabella 7. Potenze di targa appartamento Lusso**

<b>Carichi Elettrici Appartamento Lusso</b>		<b>Potenza di targa [W]</b>
<b>CARICHI NON GESTIBILI</b>	Illuminazione	1800
	Frigorifero	160
	Televisore e accessori TV (DVD, home theater) e stand by	394,8
	Carichi cucina (forno elettrico, robot, tostapane)	2500
	Carichi casa (ferro da stiro, aspirapolvere)	3600
	Carichi PC e multimediali	1000
	Carichi termici uso igiene (asciugacapelli, piastra, rasoio)	2500
<b>CARICHI DIFFERIBILI</b>	Lavatrice (stand by)	2300
	Asciugatrice	2200
	Lavastoviglie (stand by)	2400
<b>CARICHI GESTIBILI</b>	Boiler 10 l cucina	1200
	Boiler 50 l	1200
	Boiler 80 l	1200
	Climatizzazione	2280

**Tabella 8. Consumi giornalieri per unità di tipo lusso**

	Unità lusso							
	Consumo utilizzatore [kWh/giorno]				Ore equivalenti utilizzazione [h]			
	Inverno		Estate		Inverno		Estate	
	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia
Illuminazione	6,3	4,23	1,98	2,21	581	390,1	218,9	243,78
Frigorifero	0,77	0,77	0,77	0,77	796,8	796,8	955,2	955,2
Televisore e accessori	1,18	0,87	0,87	0,79	494,85	366,03	436,41	399
Carichi cucina	2,13	1	0,63	0,63	141,1	66,4	49,75	49,75
Carichi casa	1,71	0,72	0,99	0,72	78,85	33,2	54,73	39,8
Carichi PC e multimediali	2,8	2,26	2,8	2,08	464,8	374,33	557,2	412,93
Carichi termici uso igiene	0,5	0,25	0,5	0,25	33,2	16,6	39,8	19,9
Lavatrice (stand by)	0,91	0,91	0,91	0,91	66,03	66,03	79,15	79,15
Asciugatrice	2,2	1,47	2,2	1,47	166	110,67	199	132,67
Lavastoviglie (stand by)	1,49	1,49	1,49	1,49	103,25	103,25	123,78	123,78
Boiler 10 l cucina	0,6	0,6	0,6	0,6	83	83	99,5	99,5
Boiler 50 l	2,4	2,4	1,8	1,8	332	332	298,5	298,5
Boiler 80 l	3,6	3,6	3	3	498	498	497,5	497,5
Climatizzazione			12,4	7,25			489,6	286,2



**Figura 10. Diagramma di carico di un appartamento tipo Lusso, 4 persone, periodo invernale**

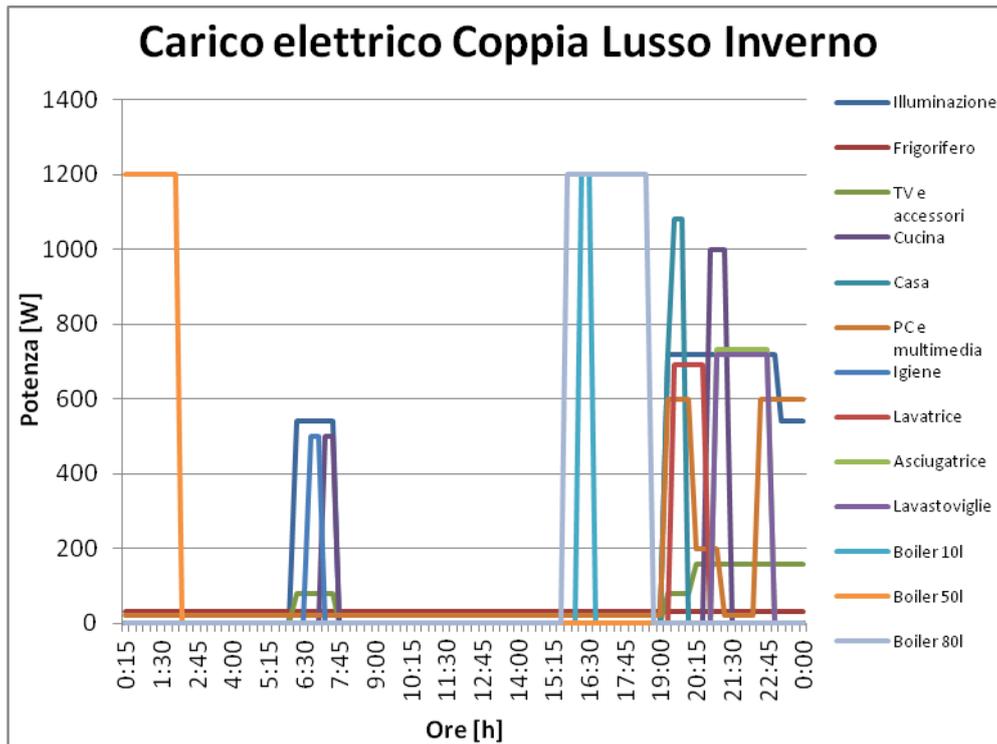


Figura 11. Diagramma di carico di un appartamento tipo Lusso, 2 persone, periodo invernale

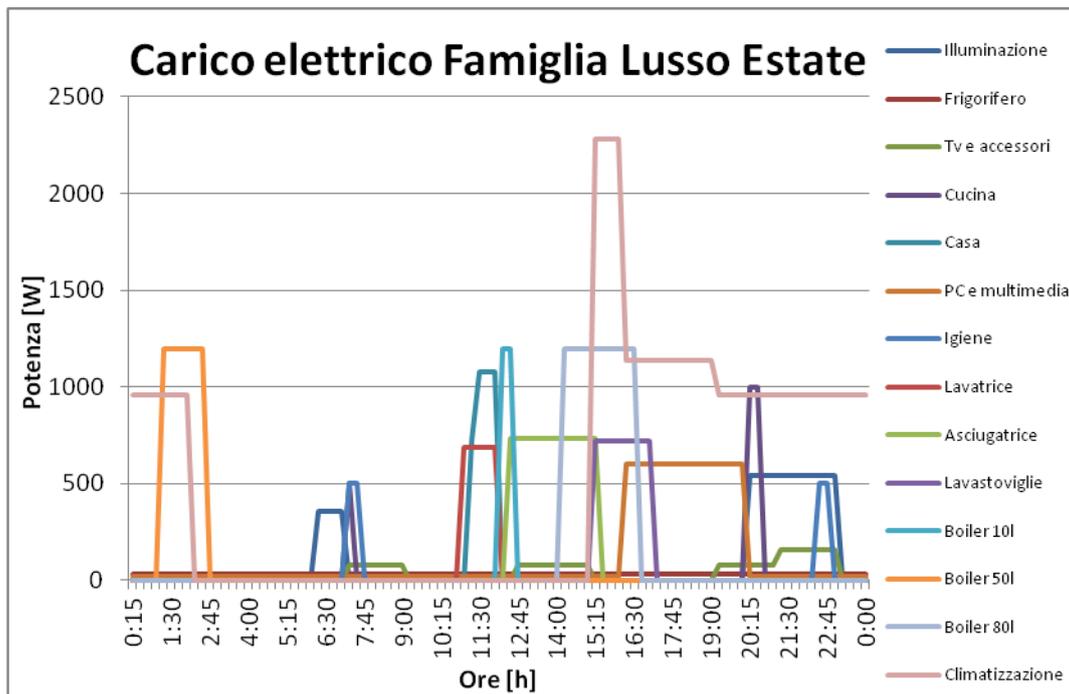


Figura 12. Diagramma di carico di un appartamento tipo Lusso, 4 persone, periodo estivo

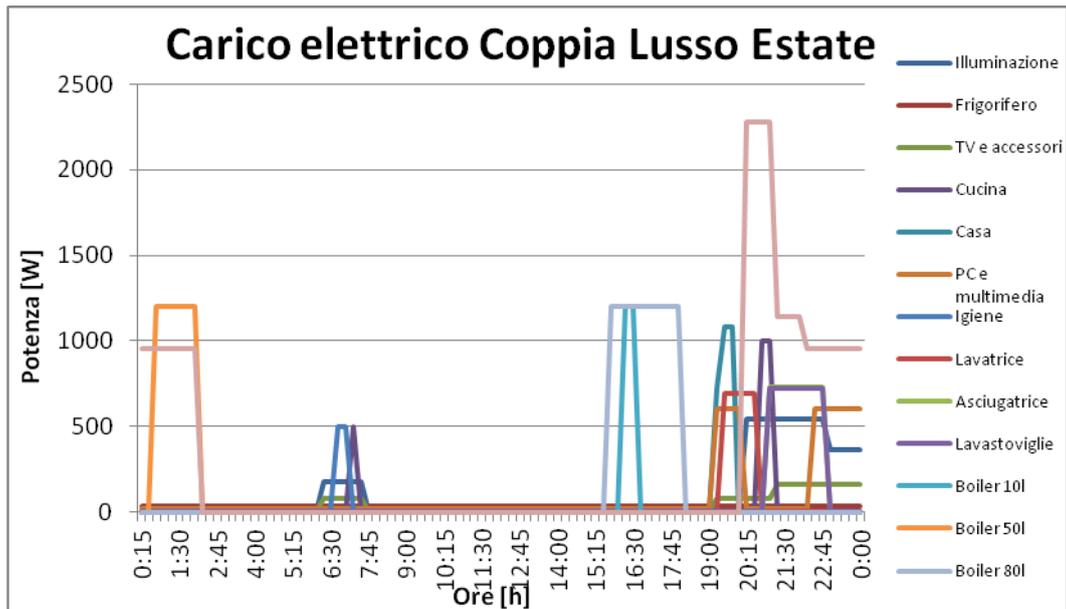


Figura 13. Diagramma di carico di un appartamento tipo Lusso, 2 persone, periodo estivo

Si riporta la tabella riassuntiva (Tabella 9) dei consumi totali dell'appartamento in tipologia Lusso:

Tabella 9. Consumo totale e potenza contrattuale appartamento di tipo Lusso

	Lusso			
	Inverno		Estate	
	Famiglia	Coppia	Famiglia	Coppia
Consumo per appartamento [kWh/giorno]	26,59	20,57	30,94	23,96
Potenza contrattuale [kW]	6	6	6	6

Nell'appartamento di tipologia Lusso la presenza dei 3 climatizzatori, influisce sui consumi totali, i quali sia per la famiglia che per la coppia, crescono durante il periodo estivo.

In questo caso la potenza contrattuale non può essere inferiore ai 6 kW, data la maggiore potenza impegnata rispetto all'appartamento Standard ed Economy, garantendo così la continuità del servizio da parte dell'utente.

#### 4.4.7 Profilo di carico tipo

Il modello ha ricostruito quindi dodici profili di carico elementari:

- 2 profili secondo stagione: estate / inverno
- 2 profili secondo tipo di nucleo occupante: famiglia / coppia
- 3 profili secondo livello: standard / economy / lusso

Di seguito si riportano i diagrammi invernali ricostruiti per le varie casistiche.

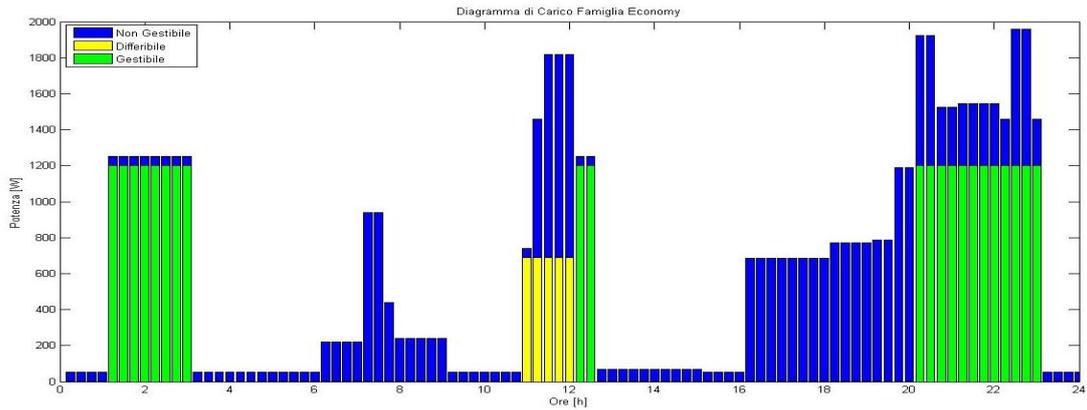


Figura 14. Profilo di carico in caso Famiglia economy

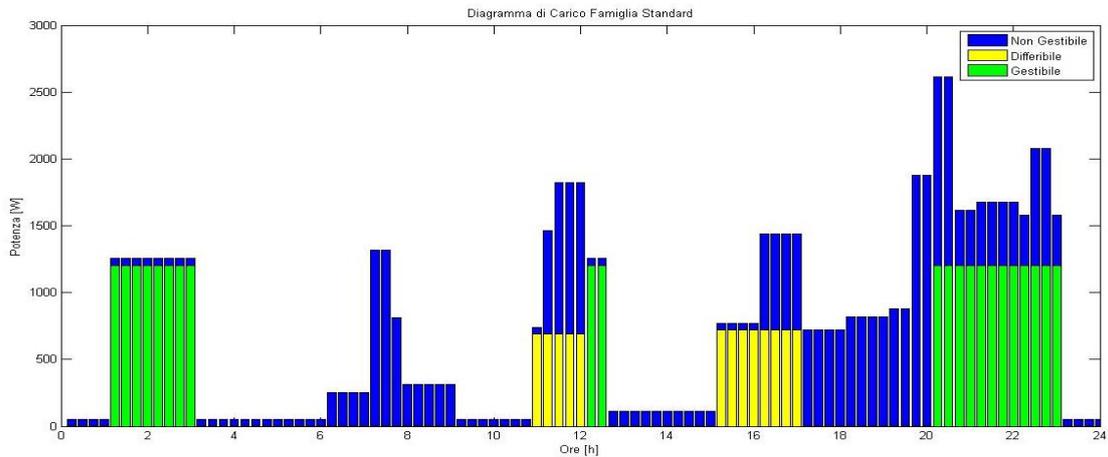


Figura 15. Profilo di carico in caso Famiglia standard

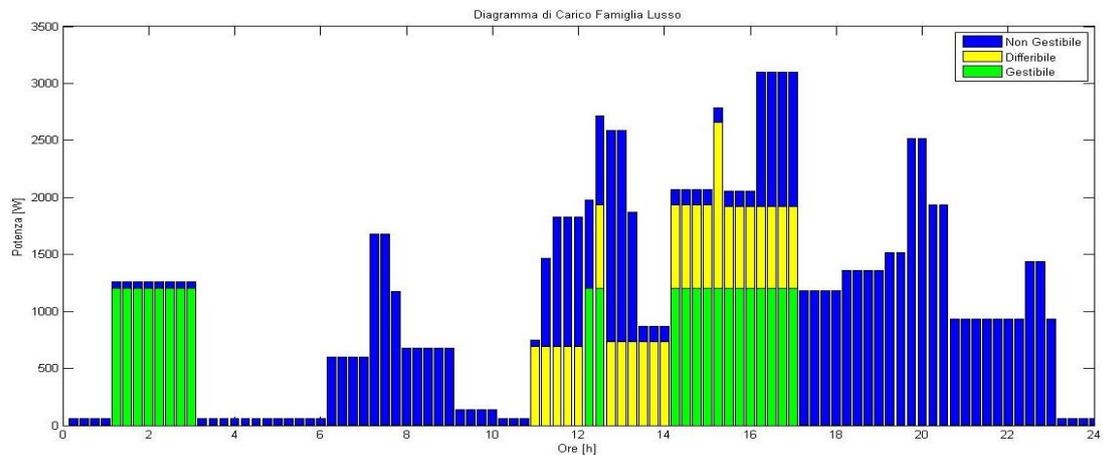


Figura 16. Profilo di carico in caso Famiglia lusso

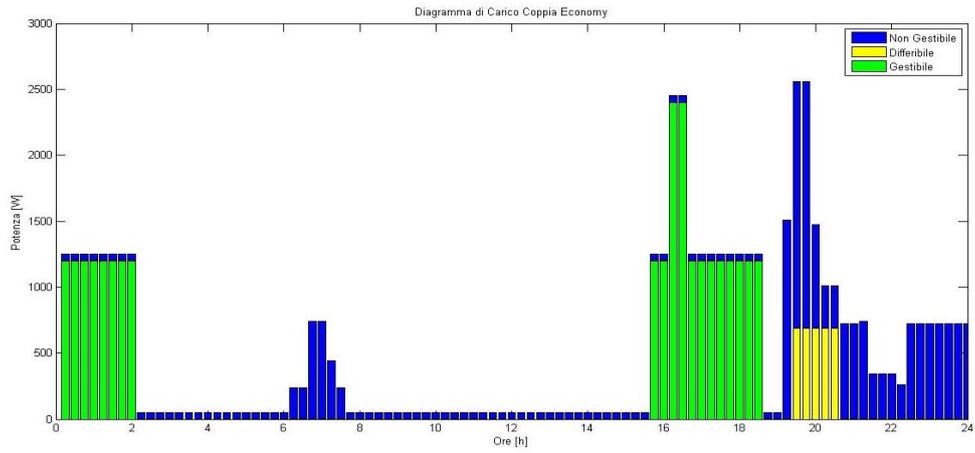


Figura 17. Profilo di carico in caso Coppia economy

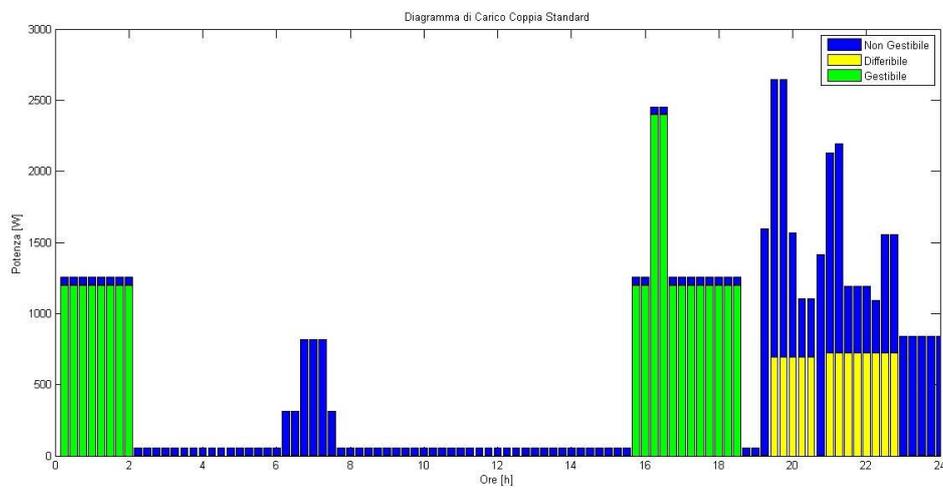


Figura 18. Profilo di carico in caso Coppia standard

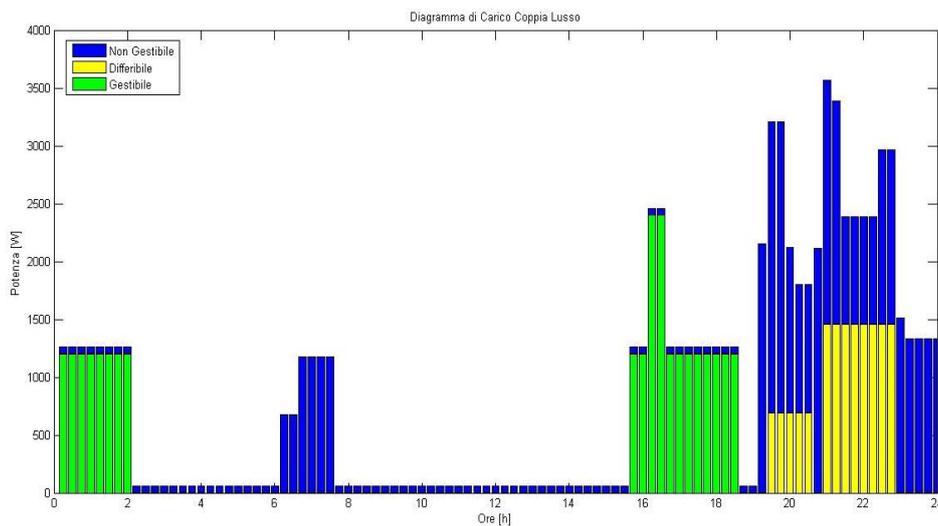


Figura 19. Profilo di carico in caso Coppia lusso

#### 4.4.8 Profilo del carico di edificio

L'obiettivo del modello proposto è quello di aggregare più profili di unità aventi caratteristiche diverse, a formare un profilo aggregato di edificio o di complesso di edifici.

L'aggregazione non può essere effettuata, come semplice somma di un certo numero di unità per la curva di carico relativa, ma si deve tener conto del naturale sfasamento temporale nell'attivazione dei carichi.

Il modello proposto consiste nel costruire un vettore tempo, con cui realizzare lo spostamento temporale dei carichi della singola unità.

Il profilo di carico della singola unità è costruito incentrando lo *start time* dei carichi nella fascia oraria più probabile.

Detto ciò, è possibile costruire il vettore tempo basandosi su una Distribuzione di Gauss avente:

- media ( $\mu$ ) pari a zero, a rappresentare il fatto che si ha una maggiore probabilità che i carichi si manifestino agli orari proposti;
- varianza ( $\sigma$ ) pari a  $16/3$ , ciò deriva dalla seguente assunzione: la probabilità che si manifesti un valore oltre  $(\mu+3\sigma)$  è inferiore all'1%. Si vuole evitare, o comunque ridurre il più possibile la presenza di spostamenti temporali degli appartamenti oltre le 4 ore, a cui corrisponde uno shift pari a 16. Dall'equazione:  $\mu + 3\sigma = 16$  si ricava  $\sigma = 16/3$ .

Il vettore zeta risulterà perciò composto da un numero di elementi pari al numero totale di appartamenti da simulare, il cui valore è random ma segue le caratteristiche della Distribuzione di Gauss impostata.

Inoltre essendo la media pari a zero, si avranno elementi di zeta positivi a significare uno spostamento dei carichi verso destra, quindi con un ritardo temporale rispetto alla curva di carico proposta, ed elementi negativi rappresentanti uno shift verso sinistra ossia un anticipo nell'attivazione dei carichi elettrici.

La curva di carico elettrico dell'Aggregato si realizza considerando una combinazione lineare, mediante uno spostamento temporale dei carichi del singolo appartamento, basato sul vettore tempo.

In generale si ha:

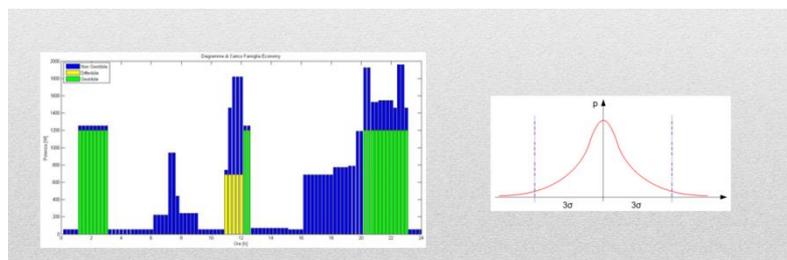
$$P_{nongestibile}(t) = P_{ng}(t - t') + P_{ng}(t - t'') + \dots P_{ng}(t - t^{n_{app}}) \quad [kW]$$

$$P_{gestibile}(t) = P_g(t - t') + (t - t'') + \dots P_g(t - t^{n_{app}}) \quad [kW]$$

$$P_{differibile}(t) = P_d(t - t') + P_d(t - t'') + \dots P_d(t - t^{n_{app}}) \quad [kW]$$

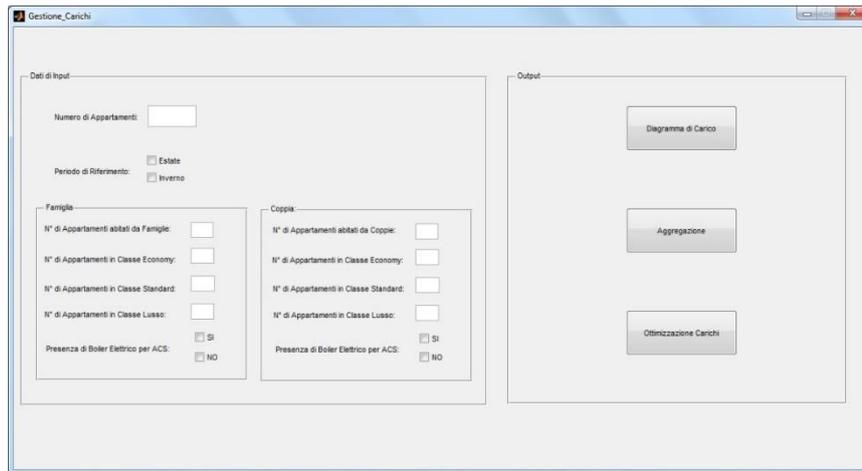
$$P_{aggregato}(t) = P_{nongestibile}(t) + P_{gestibile}(t) + P_{differibile}(t) \quad [kW]$$

Con  $(t-t')$  che rappresenta lo shift temporale dei carichi elettrici, secondo il vettore tempo.



**Figura 20. Profilo di carico aggregato (sinistra) e distribuzione temporale dello *start time* dei dispositivi secondo una distribuzione gaussiana (destra)**

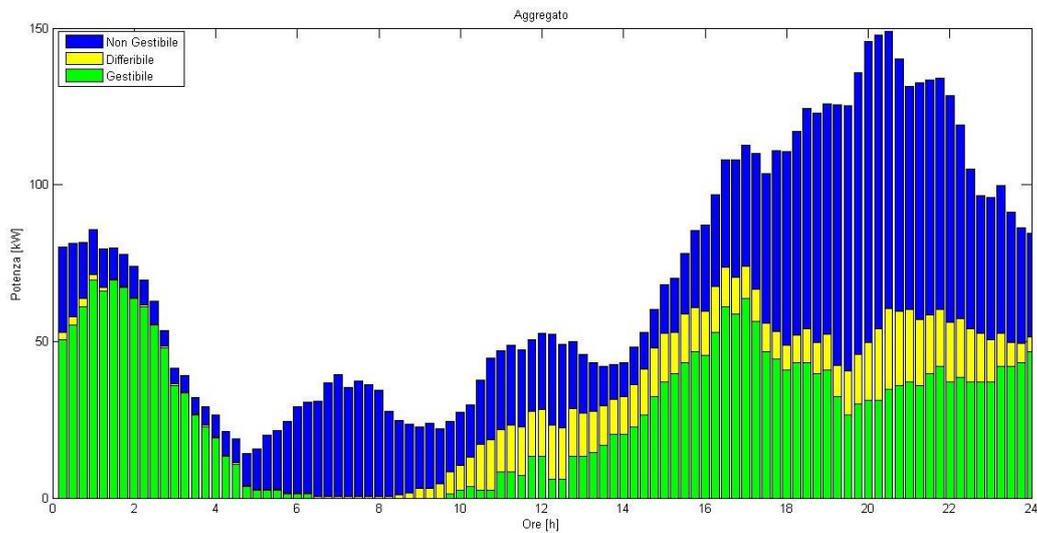
E' stato implementato un tool di simulazione di profili di carico elettrico per edifici in ambiente MATLAB, che partendo dall'inserimento del numero di unità, ricostruisce un possibile profilo di assorbimento suddiviso per tipologie di carico.



**Figura 21. Interfaccia del tool di simulazione**

Nella Figura 22 è riportato un esempio di aggregazione, per un edificio costituito da 100 unità abitative, ricostruito tramite il simulatore. L'edificio è così composto

- 20 appartamenti economy, famiglia
- 20 appartamenti standard, famiglia
- 10 appartamenti lusso, famiglia
- 20 appartamenti economy, coppia
- 25 appartamenti standard, coppia
- 5 appartamenti lusso, coppia



**Figura 22. Esempio di aggregazione del profilo di carico elettrico per un edificio costituito da 100 unità abitative**

## 5 Sistemi di building automation

### 5.1 Generalità

Per sistema di home e building automation (HBA) si intende l'insieme delle soluzioni di controllo, supervisione, monitoraggio e misura degli impianti tecnici.

I sistemi HBA si basano sulla presenza di un sistema BUS di controllo sovrapposto agli impianti tecnici.

Un sistema BUS è l'insieme dei dispositivi e delle loro interconnessioni che realizza applicazioni utilizzando uno o più supporti di comunicazione comune a tutti i dispositivi ed attuando la comunicazione dei dati tra gli stessi secondo un protocollo di comunicazione prestabilito.

Tali sistemi possono essere classificati a seconda del *livello funzionale*, ossia del livello di interconnessione e di interoperabilità dei vari dispositivi o sistemi, come illustrato nella Tabella 10.

**Tabella 10. Definizione dei livelli funzionali dei sistemi HBA**

<b>Livello funzionale</b>	<b>Denominazione</b>	<b>Definizione</b>
Livello 0	Soluzioni isolate	Prodotti e soluzioni <i>stand-alone</i> e non interconnettibili
Livello 1	Soluzioni di base	Prodotti e soluzioni interconnettibili
Livello 2	Soluzioni integrate	Prodotti e soluzioni interoperabili

Per i sistemi HBA si richiamano le definizioni che seguono.

**HBES (Home and building electronic system).** Un sistema HBES è un sistema BUS conforme alla serie di norme CEI EN 50090.

**BAC (Building automation and controls).** È un termine utilizzato per indicare in modo generico un prodotto, software o servizio relativo al controllo automatico degli impianti tecnici di un edificio.

**BACS (Building automation and control systems).** Un sistema BACS è in modo specifico un sistema composto da prodotti, software o servizi BAC per il controllo automatico degli impianti tecnici di un edificio.

**BM (Building management).** Per BM si intende l'insieme globale dei servizi dedicati alla gestione e supervisione degli edifici.

**BMS (Building management system).** Analogo a BACS.

**TBM (Technical building management).** Per TBM si intende la parte della gestione di edificio (BM) relativa al funzionamento, manutenzione e gestione degli impianti tecnici per la verifica della loro efficienza energetica. Comprende funzioni di misura, registrazione e verifica della tendenza dei consumi, rivelazione degli allarmi e diagnostica relative all'uso improprio di energia.

### 5.2 Sistemi HBES

Un sistema HBES (*home and building electronic system*, sistema elettronico per la casa e l'edificio) è un sistema di controllo via BUS, conforme alla serie di norme CEI EN 50090 del Comitato tecnico CEI CT205 [3], comunemente relativo all'automazione e al controllo degli impianti elettrici.

Secondo la norma CEI 205-2 [43], in accordo con le norme CEI EN 50090, un sistema HBES è "un sistema elettrico/elettronico che ha come obiettivo quello di controllare e comandare, in maniera automatizzata o no, un insieme integrato di funzioni in edifici ad uso residenziale civile, terziario o industriale".

La serie di norme CEI EN 50090 suddivide i sistemi HBES nelle seguenti classi:

- **HBES di classe 1:** sistemi con caratteristiche per le applicazioni di telecontrollo quali: il controllo, il monitoraggio, la misura, l'allarme, il trasferimento dati a bassa velocità (automazione e sicurezza);
- **HBES di classe 2:** sistemi con caratteristiche della classe 1 ed inoltre il trasferimento commutato della voce o di altre informazioni con larghezza di banda simile (telefono, fax);

- *HBES di classe 3*: sistemi con caratteristiche della classe 2 ed inoltre il trasferimento commutato di elevata qualità dell'audio e delle immagini video e trasferimento ad alta velocità dei dati (rete dati).

Sempre stando alla norma CEI 205-2 [43], un sistema HBES si compone di:

- *Elementi con funzione HBES*, che scambiano informazioni tra loro, opportunamente connessi a dispositivi con funzione primaria da comandare e/o dai quali rilevare informazioni (e.g., un interruttore, un sensore di temperatura);
- Uno o più *supporti di comunicazione HBES* sui quali transitano tali informazioni, i.e., il mezzo fisico utilizzato per realizzare la comunicazione (e.g. cavi metallici, cavi a fibra ottica, onde radio, raggi infrarossi);
- Una *modalità di comunicazione HBES* con la quale le informazioni sono scambiate, i.e., la modalità con la quale i dati, scambiati tra gli elementi, vengono trasmessi sul bus (i.e., in forma digitale a pacchetti).

I dati scambiati tra gli elementi sono suddivisibili in due classi [43]:

- *Comandi*, che richiedono l'esecuzione di un'azione e che possono essere manuali o automatizzati;
- *Stati*, che forniscono informazioni, e.g., relative alla situazione di espletamento di una funzione primaria svolta da un dispositivo oppure contenenti i valori di una grandezza o altre informazioni utili.

Ogni elemento o dispositivo HBES deve poter essere individuato in maniera univoca. Essendo un sistema HBES basato su BUS, tutti gli elementi sono connessi ad un BUS unico, sul quale sono trasmessi tutti i messaggi, che sono ricevuti da tutti i dispositivi. È quindi necessario un metodo per selezionare i destinatari di ciascun messaggio. Tale metodo è basato sui *identificatori e indirizzi* (CEI 205-2):

- L'*identificatore* è un codice che identifica un elemento univocamente (tale che una parte sia identica per più elementi, in modo da poter considerare questi parte di un gruppo);
- L'*indirizzo* è la parte iniziale di un messaggio e ha lo scopo di identificare il destinatario di ogni messaggio.

L'indirizzo può essere:

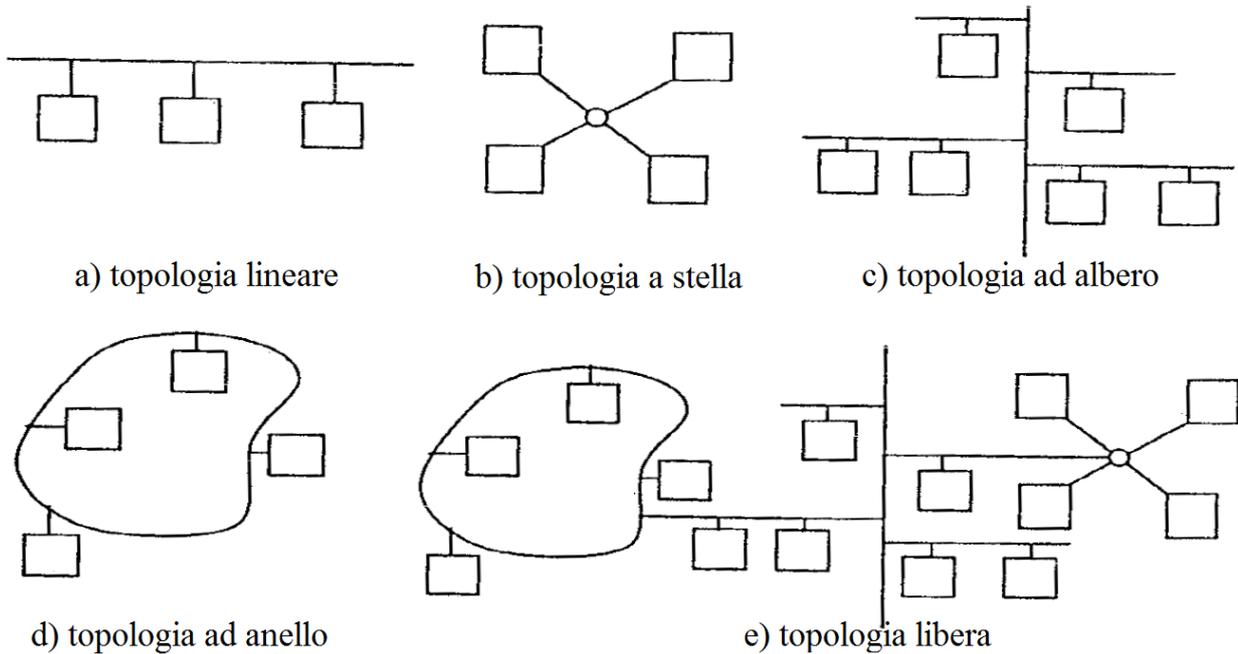
- *Singolo*: ha lo scopo di identificare un elemento unico tra tutti quelli connessi al bus (e.g. una specifica lampada);
- *Di gruppo*: ha lo scopo di identificare un gruppo di elementi (e.g. tutte le lampade di un piano).

Si noti che un elemento può far parte contemporaneamente di più gruppi, secondo le funzionalità programmate, in base alle esigenze di esercizio.

I collegamenti tra gli elementi HBES possono essere realizzati secondo le seguenti topologie (CEI 2015-2):

- Topologia lineare (Figura 23 a), costituita da un'unica dorsale aperta a cui sono connessi tutti gli elementi;
- Topologia a stella (Figura 23 b), in cui ogni elemento è connesso ad un punto centrale (che può essere un elemento attivo o un semplice collegamento passivo);
- Topologia ad albero (Figura 23 c), costituita da una dorsale aperta da cui partono rami che collegano più elementi;
- Topologia ad anello (Figura 23 d), costituita da un'unica dorsale ad anello chiuso a cui sono connessi tutti gli elementi;
- Topologia libera (Figura 23 e), ossia una combinazione delle topologie precedenti.

Si noti che la topologia ad anello consente una maggiore disponibilità di collegamento ma richiede particolari attenzioni per ragioni di propagazione del segnale. Inoltre la topologia libera ha il vantaggio di adattarsi agevolmente ai vincoli edili e non ha restrizioni sui collegamenti (salvo quanto detto per la topologia ad anello).



**Figura 23. Topologie di sistemi HBES**

Rispetto ad un sistema tradizionale, gli svantaggi di un sistema HBES sono [43]:

- Un aumento della complessità dei dispositivi e del sistema;
- Una riduzione dell'affidabilità del sistema.

D'altra parte, i vantaggi sono:

- La semplificazione e la riduzione dei costi del cablaggio e delle verifiche;
- L'aumento della flessibilità funzionale dell'impianto;
- L'aumento della sicurezza elettrica per gli utilizzatori;
- L'aumento della scalabilità dell'impianto;
- L'integrazione delle funzioni e dei sottosistemi;
- La supervisione dell'intero sistema;
- L'ottimizzazione della gestione;
- La tele-gestione;
- L'intelligenza distribuita.

### 5.2.1 Funzioni HBES

Le funzioni realizzate dai dispositivi HBES possono essere suddivise in funzioni *elementari* e *complesse*, secondo le seguenti definizioni:

- *Funzioni elementari*: sono le funzioni, di tipo tradizionale, che sono circoscritte al singolo dispositivo utilizzatore e possono essere eseguite da quest'ultimo in modo individuale (i.e., accensione/spengimento di un dispositivo);

- *Funzioni complesse*: sono le funzioni, di tipo avanzato, che richiedono l'azione di più dispositivi, in modo coordinato, attraverso l'uso di logiche, e.g., temporizzate o basate su eventi o grandezze rilevate (i.e., scenari).

### 5.2.2 Soluzioni HBES

Con riferimento alle varie modalità di esecuzione di sistemi HBES, è possibile distinguere 3 tipologie di sistemi, in base alle definizioni seguenti:

- *Sistemi interamente distribuiti* (Figura 24), in cui le logiche di controllo sono memorizzate nei singoli dispositivi, per l'implementazione delle funzioni sia elementari che complesse;
- *Sistemi distribuiti con supervisore* (Figura 25), in cui le logiche di controllo sono memorizzate nei singoli dispositivi (per l'implementazione delle funzioni elementari) ma è presente un sistema di supervisione (per l'implementazione delle funzioni complesse) che si interfaccia con una rete esterna;
- *Sistemi concentrati* (Figura 26), in cui le logiche di controllo sono memorizzate in un'unità centrale (e.g., PLC) che comunica con i singoli dispositivi, per l'implementazione delle funzioni sia elementari che complesse.

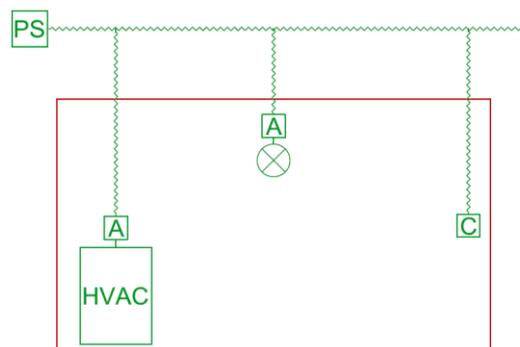


Figura 24. Sistema HBES interamente distribuito

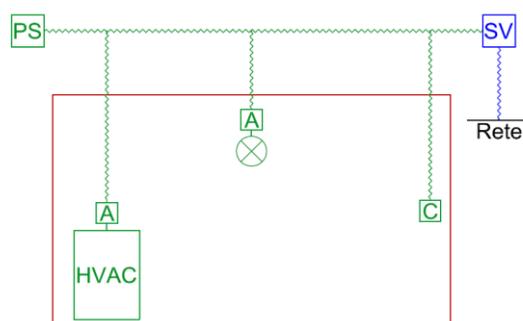


Figura 25. Sistema HBES distribuito con supervisore

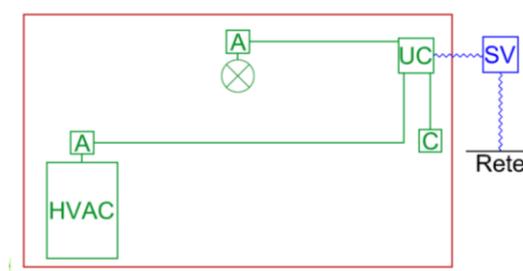


Figura 26. Sistema HBES concentrato

### 5.3 Sistemi BACS

Un sistema BACS (*building automation and control system*) è un sistema di controllo conforme alle norme EN ISO 16484 del Comitato Tecnico TC247, comunemente relativi all'automazione e controllo degli impianti meccanici HVAC. È un sistema di livello superiore, interfacciato con i singoli sistemi HBES e di metering presenti, che fa capo ad un supervisore, dotato di sistema di supervisione e telecontrollo.

In riferimento ai sistemi HBES e BACS, è stato avviato un processo di unificazione delle due serie di norme in un'attività congiunta, da parte dei Comitati tecnici CENELEC-CT205 e CEN-CT247, col fine di produrre una serie di norme CEN/CENELEC EN 50491, dal titolo *General requirements for Home and Building Electronic Systems (HBES) and Building Automation and Control Systems (BACS)*, conducendo ad una armonizzazione delle due tipologie di impianto, di fatto uguali.

Si definiscono *integrated building automation and control systems* i sistemi BACS progettati per essere interoperabili e in grado di essere connessi a uno o più sistemi o dispositivi, di building automation o di controllo, di terze parti, mediante reti di comunicazione dati aperte o interfacce [8].

Si definiscono inoltre *integrated functions* (funzioni integrate) gli effetti BACS di programmi, punti dati condivisi e parametri per relazioni multidisciplinari tra vari servizi e tecnologie di edificio.

Gli impianti tecnici negli edifici prevedono sistemi di controllo del tipo BACS/HBES per:

- Riscaldamento e raffrescamento;
- Ventilazione;
- Produzione di acqua calda;
- Illuminazione;
- Controllo tapparelle e luminosità ambienti.

Relativamente alla definizione dei concetti di *supervisione* e *controllo* vale quanto segue.

- La *supervisione* consiste nella verifica dello stato dei dispositivi;
- Il *telecontrollo*, invece, consiste nel controllo dei dispositivi a distanza.

Il processo di supervisione opera tramite le seguenti fasi:

- Rilievo dei dati in campo (i dati possono avere anche una prima elaborazione direttamente a livello di dispositivo);
- Trasmissione dei dati ad una o più unità di elaborazione;
- Elaborazione dei dati;
- Visualizzazione dei dati;
- Archiviazione dei dati.

### 5.4 Sistemi TBM

Un sistema di TBM si avvale dei sistemi BACS e HBES. L'importanza dei sistemi TBM nell'esercizio dell'edificio si riscontra nei campi della prestazione energetica, della sicurezza (sia come *safety* che come *security*) e della manutenzione.

In riferimento agli impianti HBES, valgono le classificazioni riportate in Tabella 11.

Tabella 11. Classificazione degli impianti HBES

<b>Sottosistema</b>	<b>Tipo di impianto</b>	<b>Classe HBES (EN 50090)</b>	<b>Principali norme di riferimento</b>
Energia	Energia elettrica	-	CEI 64-8
Automazione	Telecontrollo (HBES/BACS)	1	CEI EN 50090 EN ISO 16484
Sicurezza	Allarmi tecnici	1	-
	Antintrusione	1	UNI EN 50131
	Antincendio	1	UNI 9795 UNI 54
Audio/video	Diffusione sonora	2	CEI EN 60728-11
	TV	3	CEI EN 60728-11
	A/V	3	CEI EN 60728-11
	Videocitofono	3	EN 50486
Telecomunicazioni	Telefono	2	EN 50174-2
	Rete dati	3	EN 50173-4 EN 50310 EN 50346

### 5.5 Analisi degli standard e delle soluzioni di domotica e building automation (HBES)

Nel quadro normativo nazionale vigente, la norma che definisce gli impianti di domotica e building automation è la norma CEI 205-14. Tale norma è stata recepita dalla norma Europea Cenelec EN 50090-2-2 sui sistemi elettronici per la casa e l'edificio (HBES) che definisce i requisiti tecnici generali per un sistema elettronico per abitazioni e edifici basato sui sistemi SELV o PELV. Tale norma riporta i requisiti riferiti al cablaggio e alla topologia, alla sicurezza elettrica e funzionale, alle condizioni ambientali, al comportamento in caso di malfunzionamento e alle regole di installazione. La norma CEI 205-14 definisce le regole per la gestione del processo di progettazione, installazione e collaudo degli impianti HBES.

I sensori rilevano grandezze fisiche nell'ambiente circostante (es. temperatura, luminosità, ecc.) per renderle disponibili ad altri dispositivi BUS in grado di compiere azioni programmate. I dispositivi di comando (pulsanti o interruttori) sono classificabili come sensori particolari che rilevano il "tocco dell'utente" per inviare sul BUS messaggi che producono azioni simili a quelle viste sopra per i sensori.

I dispositivi di gestione e controllo permettono di realizzare funzioni di diverso grado di complessità per le seguenti applicazioni:

- controllo carichi: il dispositivo rileva l'assorbimento di potenza dell'impianto ed evita l'intervento dell'interruttore automatico, disattivando i carichi secondo una sequenza prestabilita;
- orologio programmatore: consente l'attivazione/disattivazione di carichi secondo periodicità giornaliera o settimanale (ad es. per gestione irrigazione, luci giardino, simulazione della presenza);
- centrale scenari: permette di riunire sotto un unico comando azionamenti diversi secondo una impostazione definita in fase di configurazione ad esempio:
  - scenario uscita da casa: spegnimento luci + abbassamento tapparelle + chiusura
  - automatica di accessi secondari;
  - scenario comfort in un locale: regolazione luce + regolazione temperatura.
- Modulo logico: per alcune funzioni può essere necessario ricorrere a controllori programmabili a logica AND/OR, che rilevano lo stato di diverse utenze per realizzare un certo evento ad esempio:
  - attivare il clima solo se la finestra è chiusa; oppure
  - accendere le luci del giardino in orario serale solo in seguito al consenso del sensore crepuscolare.

I sistemi di gestione dell'energia elettrica permettono di scollegare e collegare i carichi elettrici più consistenti allo scopo di:

- evitare il sovraccarico (e il conseguente intervento dei dispositivi di limitazione)
- sfruttare le fasce orarie in cui l'energia viene fornita con costi inferiori.

## 5.6 Standard

Nel seguito si illustrano i principali standard vigenti nel campo dei sistemi di building automation.

### 5.6.1 X-10

X10 è uno standard storico dell'automazione domestica, presente ormai da vent'anni in America, che ha avuto una larga diffusione anche in Europa, e sembra mantenere, grazie anche alle innumerevoli periferiche disponibili sul mercato, una salda posizione nel panorama delle soluzioni HA. È costituito da una o più unità centrali che dialogano in maniera bidirezionale con dispositivi periferici, utilizzando un sistema ad onde convogliate su rete elettrica per la trasmissione dei dati a bassa velocità (50 bps in Europa). Il sistema centrale può anche essere interfacciato al PC, oppure pilotato a distanza grazie a telecomandi a infrarossi. I dispositivi sono spesso direttamente inseribili nelle prese della rete domestica.

Ogni dispositivo è identificato da un indirizzo composto da una lettera (A-P) chiamata "House Code, e un numero (1-16) chiamato "Unit Code. Con questo protocollo si possono, dunque, collegare fino a  $16 \times 16 = 256$  dispositivi o gruppi di dispositivi. La tecnologia è molto economica ed è facilmente installabile. Sfrutta la tecnica del PLC e la portata dei segnali è di 80 mt. sulla rete elettrica. Per l'invio di un comando sono necessari 47 cicli di corrente (0,94 sec). I dispositivi si dividono in moduli e controller. I moduli rispondono sia ai comandi inviati al loro indirizzo specifico che a comandi inviati in broadcast.

### 5.6.2 KNX

KNX è il primo standard di building automation aperto, coperto da royalty ed indipendente dalla piattaforma, approvato come standard europeo (EN 50090 - EN 13321-1) e mondiale (ISO/IEC 14543). Lo standard è stato sviluppato da KNX Association (fondata da parte di EIBA, BCI, ed EHS con lo scopo di realizzare e promuovere uno "standard unico" per applicazioni di home e building Automation).

I componenti, realizzati da costruttori diversi, vengono garantiti, dopo una procedura di certificazione operata dall'associazione Konnex, per essere interoperabili, cioè per funzionare correttamente senza necessità di realizzare interfacce. KNX è stato pensato anche per diventare un marchio di qualità.

Esistono tre modalità di KNX:

- Automatic-Mode : riprende le specifiche di EHS.
- Easy-Mode : riprende le specifiche di BatiBUS.
- System-Mode : riprende le specifiche di EIB.

Uno dei punti di forza del sistema KNX, è che qualsiasi prodotto etichettato con il marchio KNX non è una semplice dichiarazione del produttore, ma si basa su prove di conformità effettuate dai laboratori. Durante questi test, si verifica non solo che il dispositivo supporta il protocollo KNX, ma che i suoi dati utili sono codificati secondo i tipi di dati standardizzati KNX. Ciò permette di realizzare impianti funzionanti anche mediante la combinazione di dispositivi di produttori diversi (interoperabilità). Una vasta gamma di prodotti permette, per esempio, l'integrazione di alcune funzioni:

- Controllo dell'illuminazione
- Gestione dell'impianto di riscaldamento/ventilazione
- Monitoraggi degli allarmi
- Gestione energia e elettricità/gas
- Gestione di impianti audio e video

Inoltre è possibile accedere al sistema tramite rete LAN, reti telefoniche analogiche o cellulari per avere un controllo centrale o distribuito del sistema tramite PC, display touch-screen e smartphone.

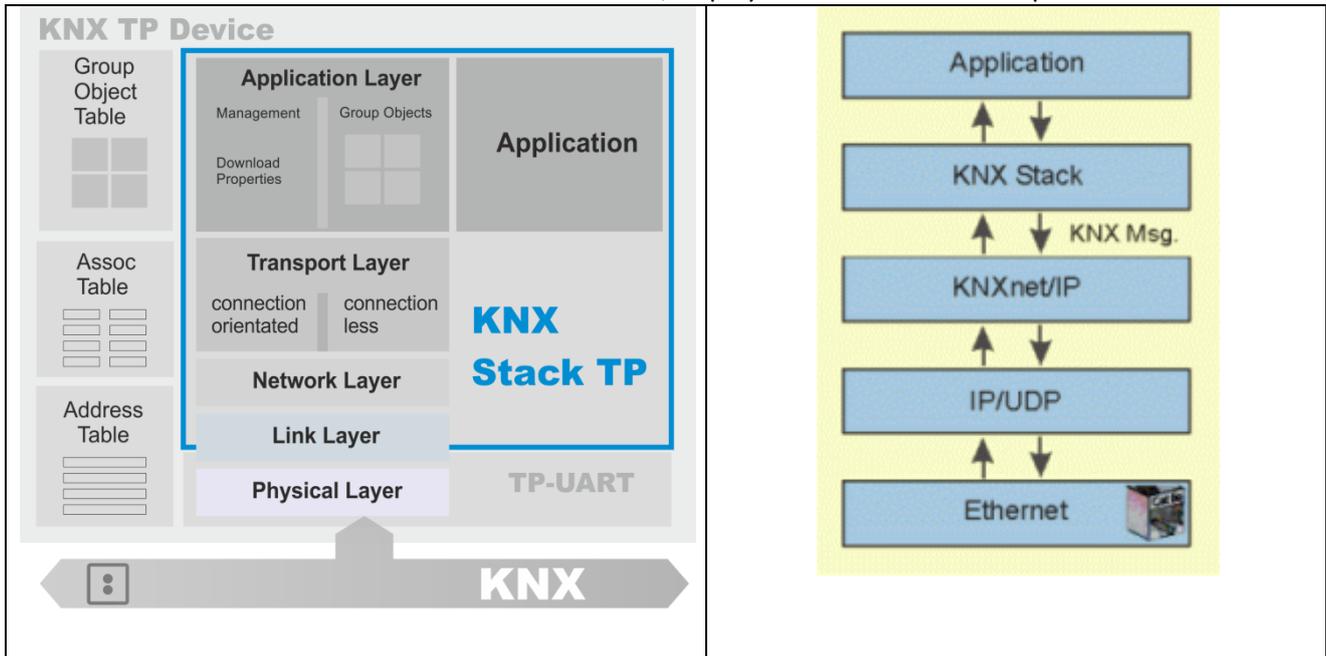


Figura 27. Layers KNX

### 5.6.3 BACNET

Il protocollo BACnet (ISO 16484) è un protocollo di comunicazione di dati per la creazione di reti di automazione. Il protocollo BACnet è basato su un modello client-server e i suoi messaggi sono chiamati "richieste di servizio." Una macchina client invia una richiesta di servizio a un server macchina, che svolge il servizio e riporta i risultati al client. BACnet prevede un'architettura a strati con postazioni di lavoro al livello superiore, i controllori al livello successivo, e così via. Questa rete richiede dei gateway per tradurre tra un protocollo ed altri protocolli che possono essere utilizzati.

ISO (International Standard Organization) ha definito un'architettura di rete normalizzata comunemente nota come modello OSI (Open System Interconnection). Il modello è costituito da sette livelli progressivi, ciascuno dei quali svolge una parte specifica delle funzioni necessarie ad interconnettere un sistema. I livelli comunicano con i livelli equivalenti di altri dispositivi tramite protocolli standardizzati.

In Figura 28 si riporta uno schema dei layer BACnet e, per confronto, i layer equivalenti nello standard OSI.

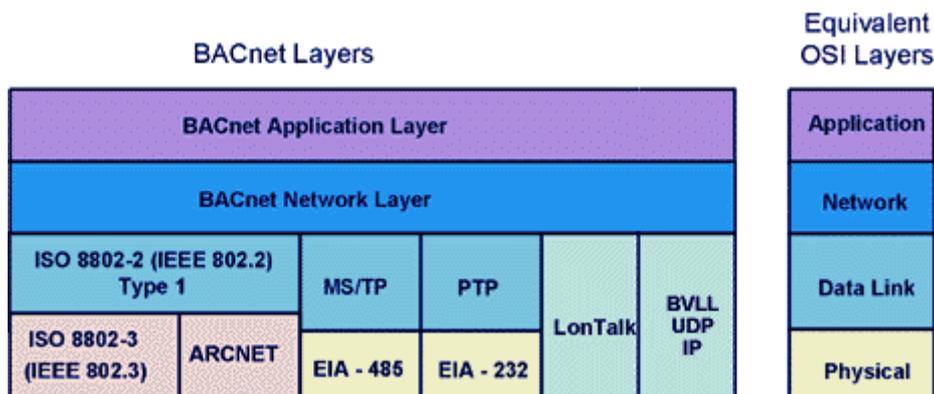


Figura 28. Layers BACnet

I gateway sono dispositivi costosi; il costo complessivo per implementare, gestire e mantenere tale sistema a più livelli è superiore rispetto ad architetture non basate su livelli o *flat*. Il protocollo BACnet

fornisce un mezzo predefinito di rappresentazione delle funzioni di ogni dispositivo. Sulla base di una struttura di protocollo compressa in quattro layer, questa architettura corrisponde ai livelli fisico, di collegamento dati, di rete e di applicazione del modello OSI (Figura 28). Il protocollo BACnet è progettato in modo che vi sia un solo percorso logico tra dispositivi in rete. Il livello di rete BACnet è personalizzato per l'utilizzo in sistemi BACnet, il che significa che i componenti dell'infrastruttura standard, come i router Ethernet, non possono essere utilizzati per il routing tra i canali BACnet. Invece questo livello è stato personalizzato per supportare la tecnologia di collegamento dati MS / TP, che non è economica quanto l'infrastruttura standard di una rete Ethernet. Tutti i dati tramite il protocollo BACnet devono essere codificati ASN, cosa che è difficile da ospitare nei microcontrollori a 8 bit utilizzati in piccoli dispositivi come regolatori VAV, controllori di zona etc. Per quanto riguarda il sistema di comunicazioni aziendali, l'obbligo di utilizzare ASN è problematico, in quanto questa forma di codifica non è mai stata ampiamente adottata. La norma industriale è quello di utilizzare ASN XML per le applicazioni infrastrutturali. Per le soluzioni aziendali, lo standard IP deve essere incorporato nell'architettura complessiva del sistema. In effetti, lo strato di applicazione stesso è più complicato utilizzando il protocollo BACnet, lo strato OSI di presentazione non è presente – una sola sintassi di trasferimento viene utilizzata, quella definita da un sistema di codifica fisso.

#### 5.6.4 LONWORKS (ECHELON)

LonWorks è una tecnologia di comunicazione digitale su Bus creata per garantire in modo particolare prestazioni, affidabilità, flessibilità e una facile installazione o manutenzione di sistemi di automazione ad intelligenza distribuita. La tecnologia si basa su un protocollo originariamente sviluppato da Echelon Corporation per dispositivi di rete o nodi che potessero comunicare utilizzando diversi tipi di connessioni fisiche come doppino, onde convogliate, fibra ottica, trasmissioni radio e il diffusissimo e noto TCP/IP. Il protocollo, storicamente denominato LonTalk, implementa tutti i sette strati della pila ISO/OSI ed è oggi uno standard internazionale sotto il nome di ISO/IEC 14908. Dopo una rapida diffusione in sistemi di automazione di edifici, in particolare nei sistemi di illuminazione, di condizionamento e riscaldamento, di controllo accessi, allarme ed antincendio, la tecnologia LonWorks si è in seguito affermata anche in settori industriali, in sistemi di contatori intelligenti ed ora anche nella domotica e nell'automazione dei sistemi di illuminazione pubblica.

Dati i vantaggi intrinseci della tecnologia LonWorks, negli ultimi anni è sempre più spesso utilizzata in sistemi di gestione energetica, in particolare per ridurre i consumi energetici e allo stesso tempo abbassare i costi e la frequenza di interventi di manutenzione.

Nel 2008 il protocollo di comunicazione LonTalk ha completato il suo iter di standardizzazione internazionale ed è stato riconosciuto ed approvato da ISO and IEC come standard per la comunicazione ISO/IEC 14908.

Il protocollo ha alcune caratteristiche che lo differenziano da altri standard:

- Comunicazione paritetica tra nodi, cioè mancanza di un master che gestisce la comunicazione. Ogni nodo comunica con gli altri in modo indipendente, e questo elimina singoli punti di guasto che potrebbero bloccare tutta la rete in caso di malfunzionamento.
- Collegamento su doppino non polarizzato a topologia libera, che consente di abbassare drasticamente i costi di installazione e messa in opera di un impianto
- Possibilità di autenticazione dei messaggi con chiave a 48 bit già implementata a livello di protocollo, utile negli impianti di anti-intrusione e/o controllo accessi.
- Comunicazione ad eventi: i nodi normalmente trasferiscono le informazioni solo quando queste cambiano, pertanto viene ridotto di molto il traffico di rete e si possono utilizzare canali di comunicazione più lenti e meno costosi.
- Indipendenza di funzionamento dal livello fisico come previsto nel layer 1 dello standard ISO/OSI e dalla velocità del mezzo di trasmissione.
- Possibilità di comunicare coi nodi sia usando indirizzi fisici, sia indirizzi logici (dominio/rete/sotto-rete) in modo equivalente a TCP/IP.

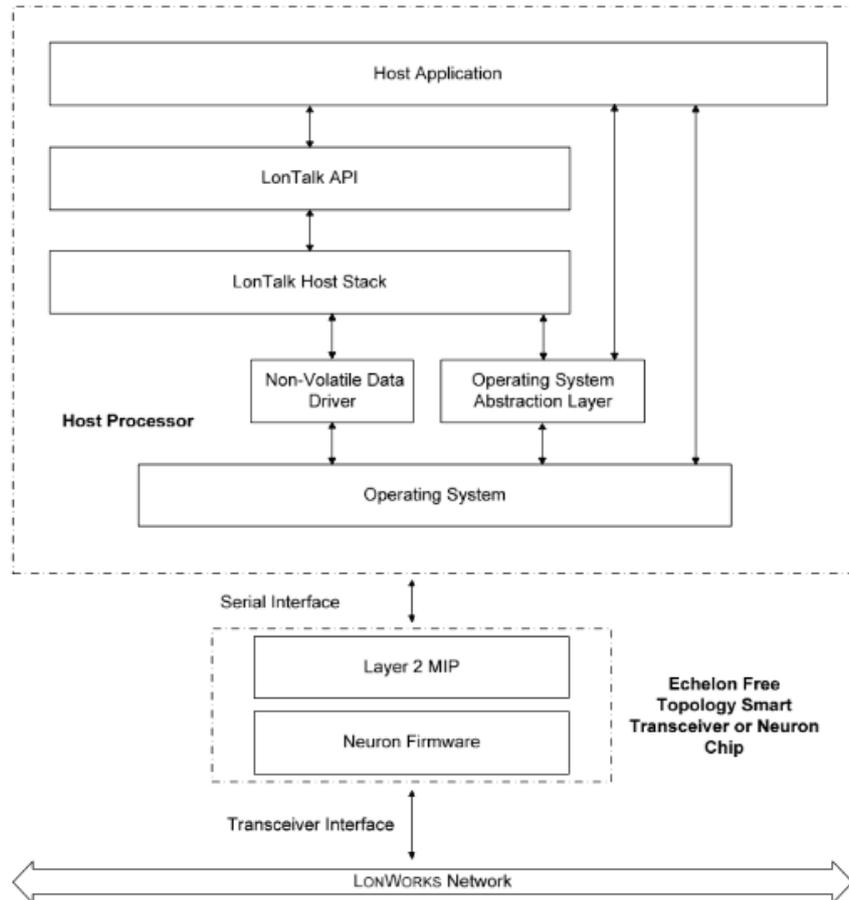


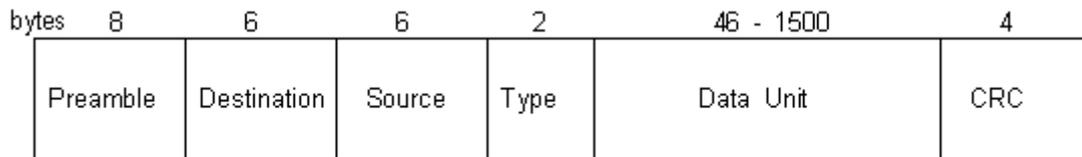
Figura 29. Layers LonWorks

### 5.6.5 Ethernet

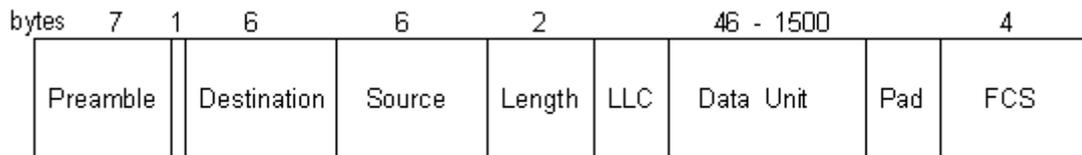
Ethernet (IEEE 802.3) attualmente è il sistema LAN più diffuso per diverse ragioni:

- è nata molto presto e si è diffusa velocemente, per cui le uscite di nuove tecnologie come FDDI e ATM hanno trovato il campo occupato;
- rispetto ai sistemi concorrenti, è più economica e facile da usare e la diffusione delle componenti hardware ne ha facilitato l'adozione;
- funziona bene e genera pochi problemi;
- è adeguata all'utilizzo con TCP/IP.

L'elemento comune nella struttura del pacchetto Ethernet è detto frame, e viene definito DIX (DEC, Intel, Xerox).



DIX Ethernet Packet



IEEE 802.3 Frame

**Figura 30. Pacchetto e frame Ethernet**

Attraverso un router è possibile collegare diverse LAN. I vantaggi dei sistemi di building automation via Ethernet sono:

- Uguali diritti per tutti i server e dispositivi client in ogni driver (non è necessario utilizzare l'host principale)
- La possibilità di condividere servizi su qualsiasi distanza (LAN , Wi-Fi , Internet , WAN, ecc)
- Non si ha bisogno di software per il collegamento diretto al driver
- Tutti i protocolli di trasmissione in stack TCP / IP nel driver senza richiedere la conoscenza degli strati inferiori della Ethernet .

Ultimamente viene impiegato in campo domotico grazie alle sue doti di versatilità e al grande numero di dispositivi ed applicazioni disponibili sul mercato.

### 5.6.6 Wifi

La rete Wi-Fi è una rete di telecomunicazioni, eventualmente interconnessa con la rete Internet, concettualmente paragonabile a una rete a copertura cellulare a piccola scala (locale), con dispositivi di ricetrasmisione radio come gli access point (AP) in sostituzione delle tradizionali stazioni radio base delle reti radiomobili (modello di architettura client-server).

Per aumentare il range di connettività di un singolo access point (100 m circa), la cui potenza di trasmissione è limitata da normative specifiche di sicurezza legate al rischio elettromagnetico (100 mW), e poter coprire così una desiderata area si usano comunemente più Access Point (e relative celle di copertura) collegati tra loro tramite cablaggio in rete locale. La parte radio o interfaccia radio Access Point-utente costituisce la rete di accesso, mentre la LAN cablata che collega tutti gli Access Point rappresenta la rete di trasporto. Le celle di copertura degli AP sono spesso parzialmente sovrapposte per evitare buchi di copertura del segnale creando un'area di copertura totale detta ESS (Extended Service Set), mentre la parte cablata è generalmente una rete Ethernet che può essere a bus condiviso oppure commutata ovvero switchata. I singoli AP hanno funzionalità di bridge e hanno il compito d'inviare in broadcast alle stazioni ricetrasmittenti wireless nel loro raggio di copertura l'SSID che identifica la rete o le reti che stanno servendo, mentre l'insieme delle stazioni servite dagli AP è detto BSS (Basic Service Set). La rete totale così ottenuta può essere connessa alla rete Internet per il tramite di un router usufruendo dei relativi servizi di internetworking.

Sono possibili anche soluzioni architetture senza dorsale cablata che collegano direttamente in maniera wireless gli Access Point consentendo loro una comunicazione come sistema wireless distribuito ovvero con

scambio di informazioni interamente tramite le interfacce radio pur con una perdita in efficienza spettrale del sistema oppure architetture completamente wireless senza alcun access point (modello di architettura peer-to-peer) con ciascuna stazione base che riceve/trasmette direttamente da o verso altre stazioni (IBSS Independent Basic Service Set o rete ad-hoc mobile). Soluzioni architetture di questo tipo, cioè senza cablaggio, comportano ovviamente costi e tempi di realizzazione sensibilmente inferiori a prezzo di prestazioni di collegamento inferiori.

La differenza del Wi-Fi con le altre reti a copertura cellulare risiede invece nei protocolli di comunicazione ovvero nello stack protocollare che ridefinisce i primi due livelli (fisico e di collegamento) ovvero i protocolli di strato fisico e i protocolli di accesso multiplo o condiviso al mezzo radio, cioè nella comunicazione access point-terminali, e i protocolli di trasporto per quanto riguarda la parte cablata. In particolare dato che la trasmissione di ciascuna stazione avviene alla stessa frequenza operativa (2,4 o 5 GHz) per evitare collisioni in ricezione si utilizza il protocollo di accesso multiplo CSMA/CA. I protocolli Wi-Fi consentono anche di adattare la velocità di trasmissione nella tratta wireless di accesso in funzione della distanza della stazione mobile ricevente dall'Access Point minimizzando le perdite di trasmissione.

Per poter comunicare con stazioni riceventi poste nell'area di copertura di altri Access Point ogni stazione a livello logico deve potersi registrare/deregistrare, all'atto della connessione, sull'Access Point della cella di appartenenza (ed eventualmente riassociarsi su un altro AP se la stazione mobile cambia nel tempo cella di copertura (handover)) il quale poi dovrà comunicare agli altri Access Point la presenza nella sua cella di copertura di ogni stazione servita con rispettivo indirizzo per il roaming. In particolare la registrazione della stazione sull'Access Point avviene attraverso l'invio di un normale pacchetto dati al cui interno è contenuto l'indirizzo di sorgente e quello di destinazione utilizzati per l'indirizzamento. Tale pacchetto è poi incapsulato all'interno di una trama di livello MAC per il trasporto sulla parte cablata, mentre la segnalazione agli altri AP della stazione servita per il roaming sull'eventuale pacchetto di risposta da parte delle altre stazioni riceventi avviene aggiungendo alla trama formata l'indirizzo dell'AP ricevente (per ulteriori dettagli si veda lo standard IEEE 802.11). Gli indirizzi Wi-Fi hanno lo stesso formato degli indirizzi MAC cioè stringhe di 48 bit espresse in forma esadecimale risultando pertanto indistinguibili da questi e sono memorizzati nella scheda di rete Wi-Fi dei dispositivi coinvolti (stazioni e AP).

L'installazione delle antenne ovvero degli access point è semplice. Si tratta di antenne piccole: normalmente sono scatolotti larghi circa 20 cm e spessi qualche centimetro, ma possono essere anche più piccole.

D'altra parte una rete Wi-Fi può disporre di un accesso a Internet diretto. In tal caso l'architettura Internet è del tutto simile ai tradizionali ISP che forniscono un punto di accesso (il PoP) agli utenti che si collegano da remoto tramite collegamento wireless attraverso il cosiddetto hotspot. La fonte di connettività a banda larga cui l'hot-spot si appoggia può essere via cavo (ADSL o HDSL) oppure via satellite. Oggi esistono connessioni a internet satellitari bidirezionali che consentono alte velocità di trasferimento dei dati sia in download sia in upload. La trasmissione satellitare ha tuttavia tempi di latenza elevati; il tempo di attesa prima che cominci l'invio dei pacchetti è infatti dell'ordine di 1-2 secondi, e quindi un tempo molto grande se confrontato ai pochi centesimi di secondo necessari a una connessione DSL. A partire dalla fonte di banda si può espandere la rete attraverso la tecnologia Wi-Fi.

#### 5.6.7 Modbus (ANIE building automation)

Il Modbus è un protocollo di comunicazione seriale, creato nel 1979 da Modicon (azienda ora parte del gruppo Schneider Electric) per mettere in comunicazione i propri controllori logici programmabili (PLC). È diventato uno standard de facto nella comunicazione di tipo industriale; attualmente è uno dei protocolli di connessione fra i dispositivi elettronici industriali più diffusi al mondo. Le principali ragioni di un così elevato utilizzo del Modbus rispetto agli altri protocolli di comunicazione sono costituite dal fatto che è un protocollo pubblicato apertamente e royalty-free e non pone molte restrizioni ai produttori.

Modbus consente la comunicazione fra diversi dispositivi connessi alla stessa rete, per esempio un sistema che misura la temperatura e l'umidità e comunica il risultato a un computer. Modbus è spesso usato per connettere un computer supervisore con un'unità terminale remota (RTU) nel controllo di supervisione e sistemi di acquisizione dati (SCADA). Esistono due versioni del protocollo: su porta seriale (RS232 di default, ma anche RS485) e su Ethernet.

Esistono due varianti, con differenti rappresentazioni dei dati numerici e piccole differenze sul protocollo stesso. Modbus RTU è una rappresentazione dei dati compatta di tipo esadecimale. Modbus ASCII è facilmente leggibile e ridondante. Entrambe le varianti usano la comunicazione seriale. Il formato RTU fa seguire ai comandi/dati un campo checksum di tipo CRC (Cyclic redundancy check) mentre il formato ASCII usa un checksum di tipo LRC (Longitudinal redundancy check). I nodi configurati per la variante RTU non possono comunicare con nodi configurati per l'ASCII e viceversa. Modbus/TCP è molto simile al Modbus RTU, ma trasmette i pacchetti del protocollo dentro pacchetti di dati TCP/IP.

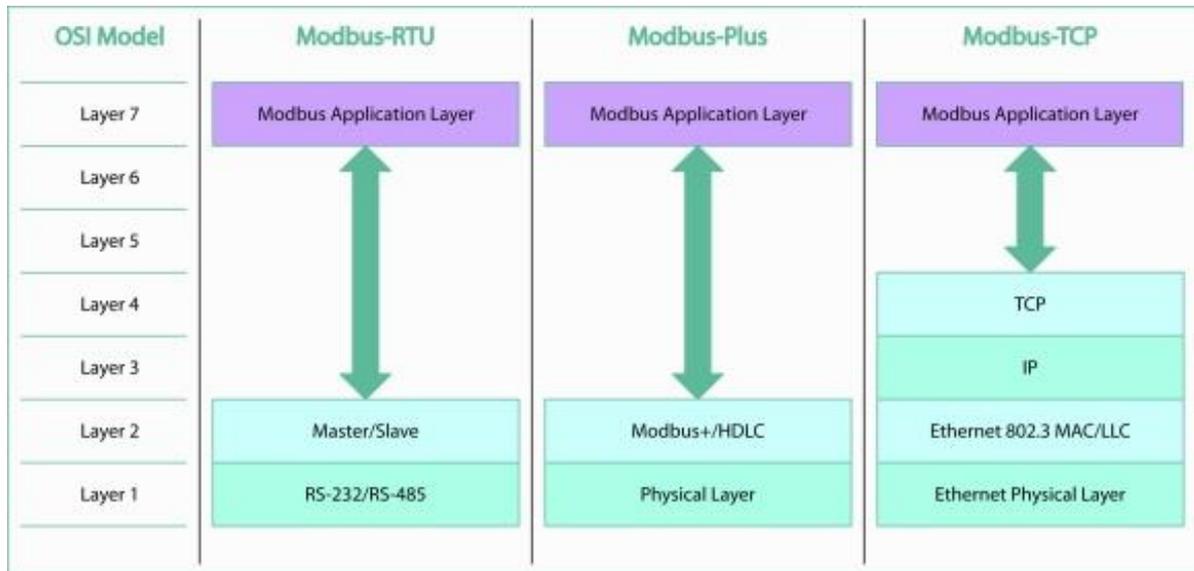


Figura 31. Layers Modbus

A ogni periferica che necessita di comunicare per mezzo del Modbus viene assegnato un indirizzo unico. Ognuna di queste può inviare un comando Modbus, sebbene generalmente (nel seriale obbligatoriamente) solo una periferica agisce come master. Un comando Modbus contiene l'indirizzo Modbus della periferica con la quale si vuole comunicare. Solo quest'ultima agirà sul comando, sebbene anche le altre periferiche lo ricevano. Tutti i comandi Modbus contengono informazioni di controllo, che assicurano che il comando arrivato sia corretto. I comandi base possono chiedere ad un RTU di cambiare un valore in uno dei suoi registri, così come comandare alla periferica di restituire uno o più valori contenuti nei suoi registri. Ci sono diversi modem che supportano Modbus. Alcuni di questi sono specificatamente progettati per questo protocollo. Alcune implementazioni usano fili, comunicazioni wireless o anche SMS o GPRS. Problemi tipici in cui può imbattersi il progettista sono l'alta latenza e problemi di temporizzazione.

### 5.6.8 Z-WAVE

Z-Wave è un protocollo wireless progettato appositamente per la domotica, il cui ambito di utilizzo comprende l'automazione negli ambienti residenziali, commerciali, ricettivi e assistenziali e le cui applicazioni spaziano dalla domotica alla telesorveglianza e alla telemedicina, per continuare con l'intrattenimento domestico, il controllo accessi, i sistemi di efficientamento e di risparmio energetico. Z-Wave utilizza un flusso di dati ridotto per scelta progettuale. Questa scelta permette di ottenere una comunicazione a bassa latenza con una velocità di trasmissione dei dati fino a 100 kbps. Z-Wave fa dell'interoperabilità dei prodotti di diversi costruttori uno dei propri punti di forza e persegue tale obiettivo anche tramite un processo di certificazione dei dispositivi. L'ecosistema Z-Wave annovera nel 2014 più di mille prodotti certificati.[1] Z-Wave opera attorno ai 900 MHz. L'utilizzo di tale banda di frequenze permette di evitare le interferenze con sistemi Wi-Fi, Bluetooth e con gli altri sistemi che operano nella banda dei 2.4 GHz ed inoltre fa sì che il segnale Z-Wave attraversi le pareti degli edifici con maggiore facilità rispetto al segnale Wi-Fi, assicurando una trasmissione dei messaggi più efficiente ed affidabile. I nodi di una rete Z-Wave si possono dividere innanzi tutto in due macro categorie: nodi controllori e nodi slave.

- I nodi controllori sono quei nodi che hanno la capacità di ospitare una tabella di indirizzamento dell'intera rete e calcolare i percorsi sulla base di essa. Tali nodi hanno la capacità di trasmettere i percorsi ai dispositivi slave in modo da abilitarli alla trasmissione dei segnali instradati.
- I nodi slave sono invece quei nodi che non sono in grado di stabilire i percorsi e generalmente funzionano come unità di ingresso e uscita nelle applicazioni Z-Wave. Esempi di nodi slave sono i dispositivi che controllano l'accensione, lo spegnimento o infine regolano l'intensità delle luci, i dispositivi che rilevano la temperatura interna ed esterna, quelli che comandano motori che determinano il movimento di tapparelle o tende, misurano l'energia elettrica consumata o prodotta, comandano l'irrigazione del giardino, etc.

Al fine di creare una rete Z-Wave, almeno uno dei suoi nodi dev'essere un controllore. Una singola rete Z-Wave può avere una estensione massima di 232 nodi. Ciascuna rete Z-Wave è identificata da un Network ID (o Home ID), con lunghezza di 32 bit, che identifica tutti i nodi appartenenti alla stessa rete; nodi con diversi Network ID, infatti, non possono comunicare tra loro. Ciascun dispositivo, all'interno di ciascuna rete, è identificato da un Node ID, con una lunghezza di 8 bit, che rappresenta l'indirizzo del nodo all'interno della rete e viene assegnato a ciascun dispositivo dal controllore, durante il processo detto di inclusione. Il controllore usato per includere il primo nodo è designato automaticamente come Controllore Primario ed ha il compito di includere ed escludere tutti i successivi nodi della rete. Il controllore primario impone il proprio Home ID a tutti i nodi della rete e assegna a ciascuno di loro un Node ID univoco. Essere un Controllore Primario è solo un ruolo, infatti qualunque controllore può essere il Primario; ovviamente, però, solo un controllore alla volta può esserlo. Ulteriori controllori possono essere aggiunti alla rete man mano che la stessa cresce; tali controllori saranno Controllori Secondari. In un normale appartamento è di norma sufficiente un unico controllore, mentre l'utilizzo di controllori secondari può essere utile in caso di installazioni più complesse e articolate. In generale, i controllori permettono di eseguire le configurazioni della rete: inclusioni ed esclusioni, configurare le associazioni, definizione della tabella di instradamento dei nodi (Routing Table). I controllori possono avere diverse implementazioni: chiavetta USB, telecomando, software multipiattaforma (Microsoft Windows, Linux, Mac OS, etc.), router e infine dispositivi IP dedicati.

#### 5.6.9 ZIGBEE (IEEE 802.15.4)

Questo standard permette l'interconnessione tra loro di dispositivi quali videocitofoni, condizionatori d'aria, televisori, sistemi d'allarme, lettori DVD, circuiti del sistema d'accensione degli apparecchi illuminanti e, soprattutto, con l'utilizzatore, che potrà quindi comandarli a distanza. Lo standard ZigBee è stato creato dalla Motorola, basandosi sullo standard IEEE 802.15.4; in seguito è stata fondata la ZigBee Alliance, un'associazione no profit composta da Motorola, Philips, Samsung, Freescale, Honeywell ed altri importanti componenti nel settore delle nuove tecnologie. Lo scopo principale è quello di implementare uno standard in grado di realizzare reti stabili, caratterizzate da un basso consumo e un'implementazione dello stack d'estrema semplicità, tutto ciò però a discapito di un bitrate relativamente basso. Come tutti i membri della famiglia IEEE 802, questo si preoccupa di definire solamente i primi due livelli, corrispondenti, nel modello ISO/OSI, al livello fisico e al datalink, come si può notare in Figura 32.

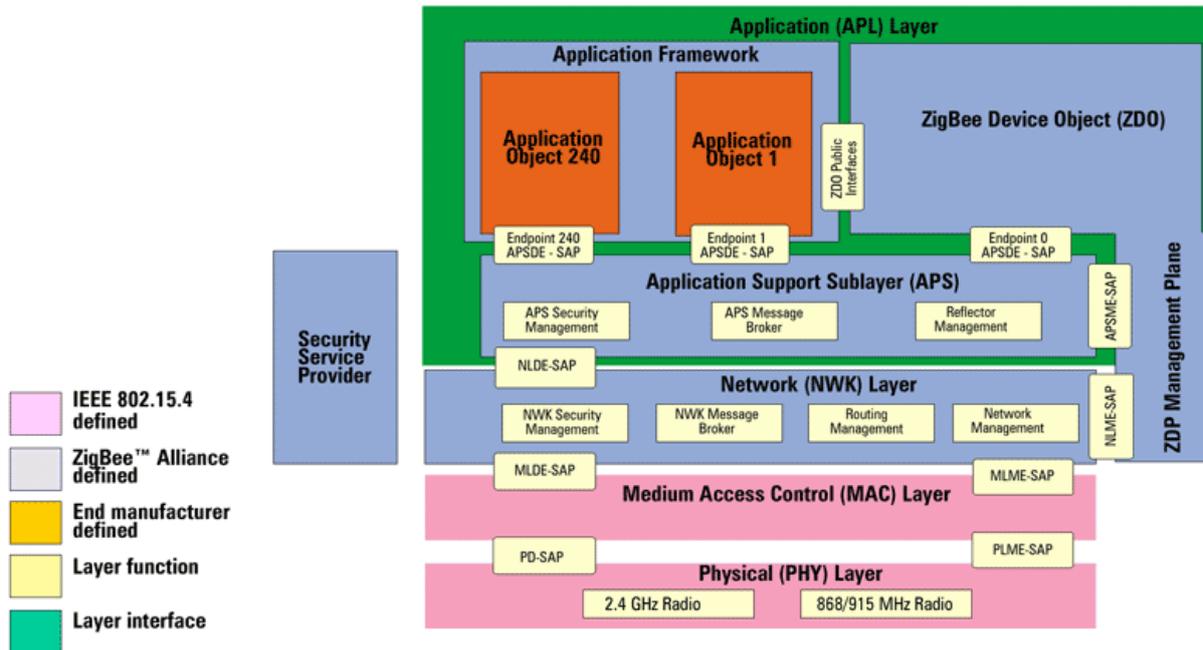


Figura 32. Layers ZigBee

	RF4CE		PRO						IPv6	
Application Profile	ZRC 1.x	ZID	ZLL	ZHA	ZBA	ZTS	ZRS	ZHC	ZSE 1.X	ZSE 2.0
Network Layer	ZigBee RF4CE		ZigBee PRO						ZigBee IP	
Media Access Layer (MAC)	IEEE 802.15.4 – MAC								IEEE802.15.4 (or Wi-Fi/HomePlug)	
Physical Layer (PHY – Radio)	IEEE 802.15.4 – sub-GHz (specified per region)			IEEE 802.15.4 – 2.4 GHz (worldwide)					IEEE 802.15.4 - 2.4GHz (or Wi-Fi/HomePlug)	

Legend

ZRC	ZigBee Remote Control	ZSE	ZigBee Smart Energy
ZID	ZigBee Input Devices	ZHA	ZigBee Home Automation
ZGP	ZigBee Green Power (optional)	ZBA	ZigBee Building Automation
ZigBee IP	Internet Protocol	ZTS	ZigBee Telecom Services
MAC	Media Access Control	ZRS	ZigBee Retail Services
PHY	Physical Layer	ZHC	ZigBee Health Care
RF4CE	RF for Consumer Electronics	ZLL	ZigBee Light Link

Figura 33. ZigBee standard overview

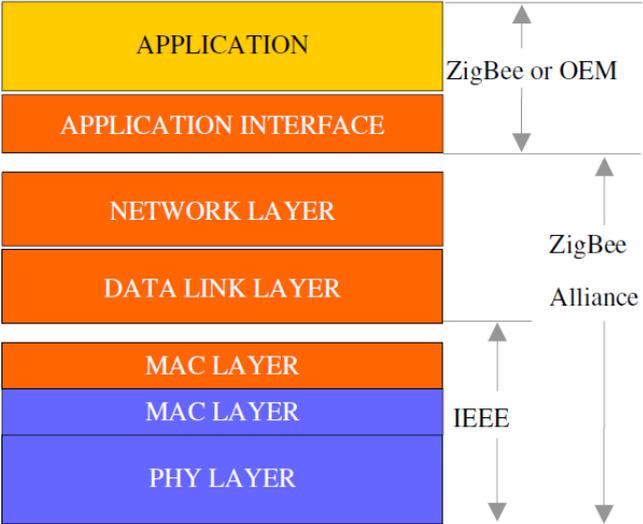


Figura 34. ZigBee protocol stack

**Tabella 12. Comparazione tra i diversi standard: Caratteristiche generali**

	<i>Konnex</i>	<i>LonMark/ Lonwork</i>	<i>BacNet</i>	<i>IP</i>	<i>WiFi</i>	<i>ZigBee</i>	<i>Z-Wave</i>	<i>Modbus</i>	<i>Ethernet</i>	<i>CAN</i>	<i>DALI</i>
<b>Accesso</b>	Specifiche di protocollo a pagamento	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili	Specifiche di protocollo open e accessibili
<b>Struttura Protocollo</b>	Da 1 a 7 del protocollo OSI	Da 1 a 7 del protocollo OSI	Da 3 a 7 del protocollo OSI	Strato 3 del protocollo OSI	Da 1 a 2 del protocollo OSI	Da 1 a 4 del protocollo OSI (Usa IEEE 802.15.4)	Da 1 a 4 del protocollo OSI	Da 1 a 7 del protocollo OSI	Da 1 a 2 del del protocollo OSI	Da 1 a 7 del protocollo OSI	
<b>Tool di sviluppo</b>	ETS	OpenLNS, e altri software a pagamento	Differenti software da diverse aziende	Differenti software da diverse aziende	Differenti software da diverse aziende	Differenti software da diverse aziende					
<b>Costo tool di Programmazione /configurazione</b>	ETS unico tool: 1000 euro	Gratis: librerie per lo sviluppo e alcuni programmi . A pagamento : upgrade e programmi evoluti di configurazione/progr ammazione)	Gratis: librerie per lo sviluppo e alcuni programmi. A pagamento: programmi evoluti e plugin di sviluppo di configurazione /programmazio ne semplificata)	Gratis: librerie per lo sviluppo e alcuni programmi. A pagamento: programmi evoluti e plugin di sviluppo di configurazione /programmazio ne semplificata)	Gratis: librerie per lo sviluppo e gratis programmi. A pagamento: programmi evoluti e plugin di sviluppo di configurazione /programmazio ne semplificata)	Gratis: librerie per lo sviluppo e gratis programmi. A pagamento: programmi evoluti e plugin di sviluppo di configurazione /programmazio ne semplificata)	Gratis: librerie per lo sviluppo e gratis programmi. A pagamento: programmi evoluti e plugin di sviluppo di configurazione /programmazio ne semplificata)	Gratis: librerie per lo sviluppo e gratis programmi. A pagamento: programmi evoluti e plugin di sviluppo di configurazione /programmazio ne semplificata)	Gratis: librerie per lo sviluppo e gratis programmi. A pagamento: programmi evoluti e plugin di sviluppo di configurazione/ programmazion e)	Gratis: librerie per lo sviluppo e gratis programmi. A pagamento: programmi evoluti di configurazione/ programmazion e)	Gratis: alcuni programmi. A pagamento: upgrade e programmi evoluti di configurazione/ programmazion e)
<b>Dispositivi interfacciabili</b>	Differenti produttori	Diff. Prod.	Diff. Prod.	Diff. Prod.	Diff. Prod.	Diff. Prod.	Diff. Prod.	Diff. Prod.	Diff. Prod.	Diff. Prod.	Diff. Prod.
<b>Competenza installatore</b>	Programmazione relativamente semplice – necessaria certificazione	Programmazione che prevede elevate competenze	Dipendente dal programma scelto	Programmazione e che prevede elevate competenze	Dipendente dal programma scelto	Dipendente dal programma scelto	Dipendente dal programma scelto				
<b>Predilezione di utilizzo</b>	Integrazione tra sistemi	Integrazion e tra sistemi	HVAC	Integrazione tra sistemi	Monitoraggio e controllo in un ambiente difficilmente “cablabile”	Smart metering	Smart metering	Smart metering	Integrazione tra sistemi /smart metering	Monitoraggio e controllo in un ambiente limitato	Illuminazione
<b>Sicurezza dei</b>	Accessibilità	Accessibilit	Accessibilità	Accessibilità	Accessibilità	Accessibilità	Accessibilità	Accessibilità	Accessibilità	Accessibilità dei	Accessibilità dei

Accordo di Programma MSE-ENEA

<b>Dati in ambito pubblico</b>	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio o e prevista dal DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014	dei dati garantita dal sistema di monitoraggio DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014
<b>Interazione con altri protocolli</b>	KNX è interoperabile con gli altri protocolli attraverso gateway	Lonwork è interoperabile con gli altri protocolli attraverso gateway	Bacnet è interoperabile con gli altri protocolli attraverso gateway	IP è interoperabile con gli altri protocolli attraverso gateway	WiFi è interoperabile con protocolli cablati.	Zigbee è interoperabile con protocolli cablati	Zwave è interoperabile con protocolli cablati	Modbus è interoperabile	Ethernet è interoperabile	CAN è interoperabile	DALI è interoperabile attraverso gateway	

Caratteristiche tecniche del protocollo

	<b>Konnex</b>	<b>Lonwork/Lontalk</b>	<b>BacNet</b>	<b>IP</b>	<b>WiFi</b>	<b>ZigBee</b>	<b>Z-Wave</b>	<b>Modbus</b>	<b>Ethernet</b>	<b>CAN</b>	<b>DALI</b>
<b>Topologia di Rete</b>	Bus; Albero	Bus; Albero	Bus, Albero	Bus, Albero, Anello	Albero	Albero	Albero	Bus, Albero	Bus, Albero	Bus	Libera (parallelo, serie, combinazione,...)
<b>Data Rate</b>	9,6 kbit/s su TP	1,25 Mbit/s su TP/XF	9.6 to 78.4 kbps su TP	1 Gbit/sec per utente finale	802.11a da 6 a 54mbs 802.11b fino a 11mbs 802.11g da 1 a 54mbs 802.11n fino a 240mbs	250 kbit/s	40 kbit/s	115.2 Kbps	1 Gbit/sec per utente finale	1 Mbit/s	1200 baud
<b>Alimentazione</b>	30 V	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	Differenti tensioni alternate e continue (dipende dal dispositivo)	16V o 24V DC, 250mA
<b>Consumo</b>	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile	Dato che può essere stimato, valutato, non disponibile
<b>Numero dispositivi per segmento</b>	64	127	127	IPv4 IPv6	254	65535	232	254	1023	Dipende dai frame	64

<b>Massimo numero di segmenti per area</b>	15	255 subnet							5		
<b>Massima lunghezza cavo per area</b>	1000 m	125 m	1200 m	Territorio mondiale ed oltre	50m	100m		1200 m	500 m TP	40 m a 1mbit/s	Tale che la cdt sia al più 2 V (200 m a 1.5 mm <sup>2</sup> )
<b>Massima distanza tra dispositivi</b>	1000 m	125 m				10 m					
<b>Sicurezza dei Dati nel protocollo</b>	Supporta AES standard. Di solito disattivata per potenza di calcolo ridotta	Sicurezza sull'integrità dei dati ed il loro mantenimento (trasparente)	Supporta crittografia ed autenticazione LDAP	Può usare diversi algoritmi di autenticazione e crittografia			Supporta crittografia	Supporta AES standard a 128 bit.	(...)		

## 6 Microgrids a servizio degli edifici

### 6.1 Edifici ad energia quasi zero NZEB

La liberalizzazione del mercato dell'energia, la promozione di interventi di efficienza energetica, di sistemi di cogenerazione ad alto rendimento e di impiego di risorse rinnovabili (fotovoltaico, eolico, ecc.), nonché le ultime frontiere relative all'impiego di sistemi di accumulo e di sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, richiedono un adeguamento strutturale nella distribuzione elettrica in bassa tensione, con la costituzione di microgrids evolute che riescano ad integrare ed ottimizzare le risorse.

Le recenti disposizioni comunitarie hanno introdotto il concetto di "edificio a energia quasi zero" (NZEB) definito come quell'edificio ad altissima prestazione energetica, il cui fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze.

Sebbene la definizione operativa di edificio ad energia quasi zero sia ancora allo studio, si può in ogni caso affermare che per classificare un edificio di tipo NZEB devono essere soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- 1) L'edificio deve presentare elevati standard di prestazione energetica in termini di misure passive ed isolamenti termici.
- 2) L'edificio deve essere dotato di impianti tecnici ad alta efficienza in termini di componenti impiegati e soluzioni adottate
- 3) Il fabbisogno energetico dell'edificio (molto basso per i punti precedenti) deve essere coperto in modo significativo da fonti rinnovabili
- 4) L'edificio necessita di un sistema elettrico evoluto capace di implementare le soluzioni tecnologicamente più avanzate

Ciò premesso, appare sempre più necessario individuare nuove linee guida per la realizzazione di un sistema di distribuzione dell'energia elettrica per edifici sia residenziali sia non residenziali capaci di accogliere in modo ottimale le nuove soluzioni e magari gravitanti su un unico nodo di assorbimento.

La suddivisione dell'impianto elettrico in micro unità da pochi kW certamente scoraggia tecnicamente ed economicamente l'individuazione di soluzioni evolute come la generazione locale, la cogenerazione e l'accumulo

Le prospettive mirano alla promozione a livello nazionale di "aggregati di utenza" con fornitura e/o gestione unica per aree residenziali e non dei servizi come l'energia (elettrica, termica, gas), le comunicazioni (telefono, dati, TV, posta) ed altri (acqua, rifiuti, bike e car sharing ecc.).

Particolare attenzione deve rivolgersi all'analisi di fattibilità di soluzioni di microproduzione di energia elettrica con sistemi fotovoltaici e di produzione combinata di energia elettrica e termica con sistemi cogenerativi e trigenerativi ed a soluzioni di accumulo elettrico e termico.

Le disposizioni comunitarie e nazionali, al fine di completare il processo di liberalizzazione del settore elettrico e ridefinire conseguentemente tutti gli aspetti connessi della normativa sul sistema elettrico nazionale, perseguono, tra gli altri, i seguenti criteri direttivi:

1. Promuovere la realizzazione di un mercato concorrenziale dell'offerta di energia elettrica che tenga conto delle esigenze di diversificazione delle fonti, delle aree di approvvigionamento e della sostenibilità sotto il profilo ambientale, con la chiara identificazione degli obblighi di servizio pubblico imposti, nell'interesse economico generale, alle imprese che operano nel settore in maniera omogenea, efficiente e non discriminatoria, evitando effetti distorsivi dovuti a ritardi nello sviluppo delle reti dell'energia elettrica e del gas naturale
2. Sviluppare l'impiego delle nuove fonti rinnovabili di energia e della cogenerazione attraverso strumenti di mercato, prevedendo il riordino degli interventi esistenti con misure anche differenziate per tipologie di impianto e introducendo meccanismi di incentivazione basati su gare per la promozione delle soluzioni tecnologiche più avanzate e ancora lontane dalla competitività commerciale, ferma

restando la cessazione, senza possibilità di proroghe, di ogni incentivazione per gli impianti funzionanti con fonti assimilate alle rinnovabili alla scadenza delle convenzioni in essere.

Allo stato attuale i due criteri direttivi di creazione di un mercato concorrenziale dell'energia elettrica e di promozione dell'utilizzo di fonti rinnovabili e della cogenerazione, sembrano non applicabili in modo efficace e convincente nel settore residenziale e non.

Infatti, per quanto riguarda il primo criterio direttivo è da sottolineare che per un singolo utente di tipo residenziale o piccolo commerciante la domanda di energia elettrica (dell'ordine di grandezza pari alle migliaia di kWh/anno) non è sufficiente per determinare una massa energetica tale da favorire l'attuazione del criterio di realizzazione di un mercato concorrenziale dell'offerta di energia elettrica.

Per quanto riguarda il secondo criterio direttivo l'iniziativa da parte di ciascun utente domestico o commerciale di realizzazione di sistemi di microgenerazione è fortemente limitata, specialmente per utenti in contesti edilizi di tipo condominiale a palazzine, almeno per le seguenti tre motivazioni:

1. L'attuale sistema regolatorio della distribuzione dell'energia elettrica impone impianti di produzione separati per le diverse unità immobiliari che costituiscono il condominio perché ogni impianto deve fare capo ad una singola utenza
2. È assai complicato disporre di spazi installativi per ciascuna utenza indipendente dove poter realizzare sistemi di microgenerazione ad esempio del tipo fotovoltaico o cogenerativo
3. L'entità dei consumi energetici sia termici che elettrici per ciascuna unità immobiliare, in ogni caso non renderebbe tecnicamente ed economicamente conveniente per il singolo utente l'installazione di sistemi cogenerativi.

Le stesse Direttive Comunitarie 2004/8/CE dell'11 Febbraio 2004 sulla "promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia" e 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 Settembre 2001 sulla "promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", evidenziano come attualmente nell'Unione il potenziale di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili ed il potenziale per l'uso della cogenerazione come mezzo per risparmiare energia siano sottoutilizzati.

## 6.2 Edifici a potenza quasi zero NZPB

La definizione di edificio ad energia quasi zero è impostata su aspetti prettamente energetici che non tengono conto dell'impatto dell'edificio sulle reti di distribuzione, in particolare quella elettrica.

La definizione sembra riferirsi ai saldi energetici annuali in entrate ed in uscita dall'edificio, senza considerare l'andamento istantaneo della potenza.

Un passo successivo della definizione degli edifici NZEB è quello di considerare gli andamenti relativi alla potenza elettrica istantanea piuttosto che ai saldi energetici annuali.

In questo caso si può introdurre un concetto innovativo di edificio a potenza quasi zero, che è la frontiera più interessante dal punto di vista delle microgrid.

Un "edificio a potenza quasi zero", non solo ha un fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, ma presenta caratteristiche di significativo autoconsumo istantaneo. A tal fine diventa fondamentale ricorrere a strumenti di pianificazione quali:

- controllo dei carichi elettrici;
- accumulo energetico, sia elettrico sia termico.

Come visto alcuni carichi elettrici presentano una naturale predisposizione alla controllabilità, in particolare i lavaggi che costituiscono una fetta importante in termini energetici, possono essere differiti per un periodo di tempo, senza particolari problematiche.

Si può affermare che per classificare un edificio di tipo NZPB devono essere soddisfatte oltre alle condizioni previste per gli edifici NZEB, anche le seguenti condizioni:

1. L'edificio deve essere dotato di un sistema elettrico di alimentazione organizzato in modo aggregato al fine di armonizzare i profili dei singoli utenti;
2. L'edificio necessita di un sistema di home e building automation HBA capace di controllare efficacemente e misurare costantemente il funzionamento degli impianti tecnici, con particolare attenzione alla gestione intelligente dei carichi controllabili.
3. L'edificio può essere dotato di sistemi di accumulo energetico, elettrico e/o termico. I sistemi di accumulo possono essere sia di tipo distribuito, sia di tipo concentrato, sia di tipo convenzionale (batterie appositamente dedicate) sia di tipo innovativo (impiego di veicoli elettrici come storage).

### 6.3 Architettura di microgrid elettrica a servizio di un edificio

Una classificazione di massima degli edifici può essere:

- edifici con una sola unità (residenziale e non);
- edifici multiunità.

Per gli edifici a singola unità, non esistono vincoli regolatori né vincoli di spazi comuni, per la realizzazione di una microgrid evoluta, essendo unico il proprietario e/o utente, ed essendo unici gli allacci alle reti pubbliche.

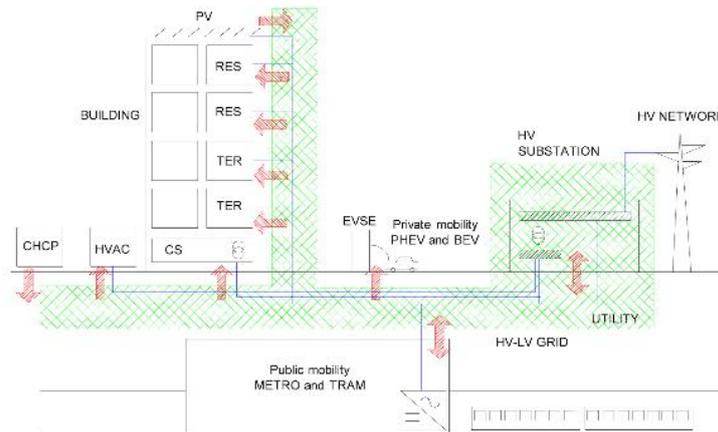
Per gli edifici multiunità vincoli regolatori e vincoli correlati agli spazi comuni complicano la realizzazione di architetture di rete microgrid più evolute.

#### 6.3.1 Micro-grid per edifici multiunità

Negli edifici multiunità gli impianti tecnici presentano generalmente la razionale distribuzione in un sistema comune. Una simile strutturazione della distribuzione elettrica e degli impianti speciali può consentire una naturale attuazione della legislazione nazionale mirata alla promozione dell'efficienza energetica, alla garanzia della sicurezza e delle linee guida suggerite dalle normative CEI/UNI in una visione di insieme per il residenziale - terziario. In altri termini, la reale messa in atto delle innovazioni energetiche incentivate dalle disposizioni legislative, dovrà essere affiancata da un parallelo adeguamento ed una naturale evoluzione del sistema elettrico, con una apertura a nuovi scenari di organizzazione delle utenze in aree di assorbimento e di sistemi adeguati di distribuzione.

Nell'ambito di utenze residenziali e non la costituzione di un "microsistema elettroenergetico" ovvero di una microgrid di "aggregati di utenze", cioè gruppi di utenze gravitanti su un unico punto di consegna, con la proprietà o la fruizione della distribuzione principale comune a valle del punto di consegna stesso appare come la soluzione più idonea per realizzare una micro grid evoluta di edificio e quindi per risolvere i problemi di raggiungimento dei valori di soglia utili per ottenere proficui risparmi per gli utenti stessi e sensibili incrementi della qualità del servizio delle reti BT locali.

Si può definire "microsistema elettroenergetico" un gruppo di utenze elettriche gravitanti su un unico punto di consegna, con la proprietà o la fruizione della distribuzione principale comune a valle del punto di consegna stesso integrato con sistemi di microproduzione da fonti rinnovabili e/o da cogenerazione, in cui produzione locale, distribuzione ed utilizzazione formano un organismo unico ed indivisibile (atomico), che nell'esercizio coordinato fondano l'efficienza di una realtà locale smart-grid.

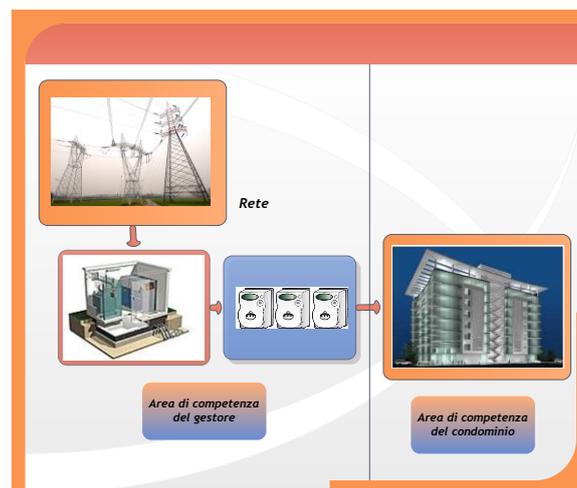


**Figura 35. Esempio di microgrid evoluta per un edificio**

La gestione della micro grid evoluta di edificio dipende sostanzialmente dalla gestione del punto di allaccio della micro grid con la rete pubblica e dalla proprietà/fruizione della rete elettrica interna all'edificio.

### 6.3.2 Sistema di distribuzione elettrica attuale per usi residenziali, terziari e commerciali. Concessione territoriale agli enti distributori

La distribuzione elettrica attuale all'interno dei complessi di tipo residenziale e non (terziario e commerciale) è prevista mediante una rete di proprietà del gestore fino ai punti di consegna con contatore, ubicati in appositi locali all'interno degli edifici. Non esiste, quindi, un punto di allaccio unico di edificio. Attualmente, infatti, l'attività di distribuzione, definita dall'articolo 2, numero 6, della Direttiva europea 96/92/CE, dall'articolo 2 comma 14 del D.Lgs. 79/99 e dall'articolo 4, comma 6, della Deliberazione n. 61/99, è affidata in concessione in un ambito territoriale di competenza all'impresa distributrice titolare della concessione. La Delibera 37/01 dell'AEEG, all'articolo 3 dell'allegato A, prevede la possibilità per l'impresa distributrice, di stipulare una sub-concessione previa autorizzazione del Ministero dello Sviluppo economico.



**Figura 36. Aree di competenza del gestore e del condominio**

La convenzione di sub-concessione prescrive l'osservanza da parte del subconcessionario degli stessi obblighi e delle stesse condizioni cui è tenuta l'impresa distributrice titolare della concessione, restando, comunque, detta impresa responsabile dell'adempimento degli obblighi nei confronti dell'Amministrazione concedente. A tal proposito, al fine di razionalizzare la distribuzione dell'energia elettrica, il Decreto Legislativo 16 Marzo 1999 n. 79 di attuazione della Direttiva 96/92/CE (il c.d. "Decreto Bersani") all'articolo 9 comma 3 prevede che sia rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e che nei

comuni ove alla data di entrata in vigore del Decreto siano operanti più distributori, questi ultimi adottano le opportune iniziative per la loro aggregazione. Lo stesso Decreto, all'articolo 9 comma 1, ha inoltre disposto che le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore dello stesso Decreto continuino a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 Marzo 2001 dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato e aventi scadenza il 31 Dicembre 2030.

La Delibera 37/01 dell'AEEG, propone poi, ai fini della delimitazione dell'ambito territoriale di efficacia dei singoli atti di concessione, che siano previste una estensione minima di norma pari a quella del territorio di pertinenza di un singolo Comune ed una estensione massima pari a quella del territorio di pertinenza di una singola Regione.

### 6.3.3 Aspetti di sicurezza elettrica per gli utenti nel sistema di distribuzione attuale

In Italia, le utenze domestiche sono generalmente alimentate dal distributore in bassa tensione con consegna dell'energia elettrica monofase e sistema a 2 conduttori, fase e neutro. Il sistema di distribuzione pubblica in bassa tensione è generalmente di tipo radiale a 4 conduttori, trifase con neutro, ed è esercita alla tensione di 400V concatenata.

All'interno delle abitazioni, a valle del punto di consegna, il sistema BT diventa a 3 conduttori, con l'aggiunta del conduttore di protezione PE collegato all'impianto di terra di edificio, separato rispetto all'impianto di messa a terra del neutro del trasformatore MT/BT (sistema di distribuzione TT).

Le utenze, pur essendo indipendenti fra loro come consegna dell'energia, risultano interdipendenti dal punto di vista elettrico; un guasto a terra in un'unità, infatti, può determinare il trasferimento di potenziali nelle unità limitrofe. Attualmente nei complessi di edifici residenziali - commerciali si realizza un impianto di terra di utenza separato rispetto all'impianto di terra del distributore realizzando quindi il sistema di distribuzione definito dalla normativa CEI "sistema TT".

In un sistema TT la protezione contro i contatti indiretti (shock elettrico) può essere garantito esclusivamente mediante l'utilizzo di protezioni differenziali, dal momento che la corrente di circolazione in caso di guasto è limitata dal percorso nel terreno.

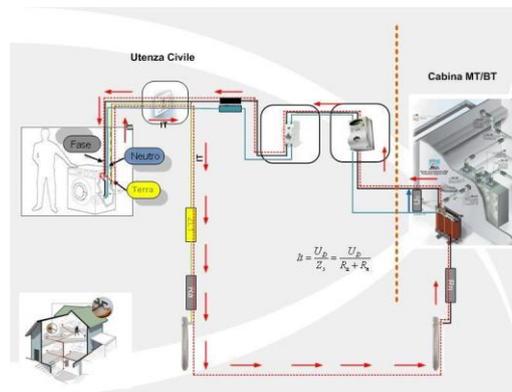


Figura 37. Sistema TT

La tensione di contatto che si viene a determinare in un evento di guasto generalmente è una quota significativa della tensione fase - terra (pari a 220V) dal momento che la resistenza di terra del distributore (RN in Figura 37) è certamente più bassa della resistenza di terra dell'utente (RA in Figura 37).

### 6.3.4 Impianti di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria negli edifici residenziali

Nei complessi di tipo residenziale, i sistemi di riscaldamento generalmente prevedono una caldaia comune che, nel caso di alimentazione a gas, è allacciata in un unico punto di consegna al sistema di distribuzione del gas naturale. Il sistema poi è costituito dalle tubazioni di distribuzione dell'acqua calda fino ai radiatori degli appartamenti. La contabilizzazione, tradizionalmente prevista a millesimi, è sempre di più organizzata ad effettivi consumi mediante l'utilizzo di contatori di energia termica. Anche per la produzione dell'acqua calda ad uso sanitario, tradizionalmente realizzata tramite caldaie indipendenti per ciascuna unità abitativa, la tendenza è di realizzare impianti comuni associando le funzioni di riscaldamento invernale ed acqua

calda sanitaria mediante la realizzazione di un'unica caldaia a prestazioni più performanti e la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento per le unità abitative. Le attuali leggi regolatorie del servizio di distribuzione del gas naturale consentono la realizzazione di impianti comuni di riscaldamento e di distribuzione dell'acqua calda. La quantità di energia termica necessaria per il sistema di riscaldamento invernale e produzione di acqua calda sanitaria per le unità abitative del complesso, promuove interventi di tipo cogenerativo per la produzione combinata di acqua calda ed elettricità.



**Figura 38. Sistemi di riscaldamento a pannelli radianti**

### 6.3.5 L'edificio NZEB/NZPB come microsistema elettroenergetico e di ICT

I servizi di edificio quali il riscaldamento invernale e la climatizzazione estiva possono essere realizzati in modo certamente più efficiente dal punto di vista energetico con soluzioni centralizzate e distribuzione del fluido termico caldo/freddo nelle varie unità immobiliari.

A tali servizi comuni si sommano i servizi condominiali "tradizionali" quali quelli relativi all'illuminazione degli spazi comuni, degli esterni, della viabilità, dell'autorimessa, all'alimentazione degli impianti tecnici comuni, degli ascensori ed un servizio di alimentazione in emergenza per le singole unità immobiliari.

La soluzione ottimale ai fini di un utilizzo razionale dei vettori energetici per un complesso residenziale-commerciale generico che presenti una certa consistenza minima in termini energetici ed una certa strutturazione in termini impiantistici, è quella di considerarlo come un polo unico di assorbimento energetico con fornitura e gestione unica di tutti i servizi presenti:

- energia elettrica
- energia termica
- fornitura gas
- comunicazioni telefono e dati
- segnale TV (terrestre e satellitare)
- posta
- fornitura acqua
- gestione rifiuti
- altri servizi innovativi quali ad esempio bike e car sharing
- ecc.

Il polo di assorbimento con gestione comune dei fabbisogni energetici risulta idoneo per la realizzazione di interventi di efficienza energetica quali la generazione elettrica distribuita (pannelli fotovoltaici, microproduzione a gas) e la cogenerazione (microturbine a gas).

Per quanto riguarda i servizi energetici del "microsistema" la soluzione ottimale prevede da parte degli enti distributori:

- un punto di fornitura unico per l'energia elettrica
- un punto di fornitura unico per il gas

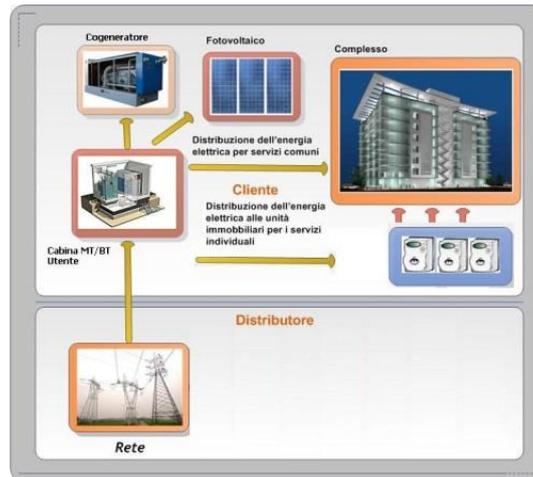


Figura 39. Definizione di un polo di assorbimento con unico punto di allaccio.

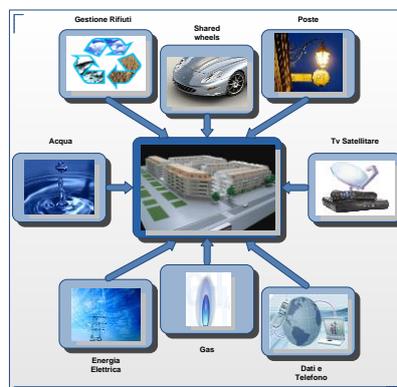


Figura 40. Schematizzazione di polo unico di assorbimento energetico

La realizzazione di una micro grid con un punto unico di allaccio con la rete si scontra con le barriere regolatorie attualmente vigenti. Infatti, allo stato attuale l'assetto regolatorio nazionale del servizio elettrico non consente la realizzazione del progetto di unico polo di assorbimento energetico, con un unico punto di consegna, perché l'attività di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti finali è assegnata in concessione ad un unico distributore per ambito comunale. In attesa di possibili modifiche ed evoluzioni del quadro normativo, che consentiranno la realizzazione del polo unico con allaccio unico, si possono individuare due possibili architetture di rete per edifici:

- aggregazione virtuale su un punto di allaccio;
- architettura ibrida di microgrid.

### 6.3.6 Micro grid evoluta per gli edifici NZEB/NZPB: aggregazione virtuale su un punto di allaccio

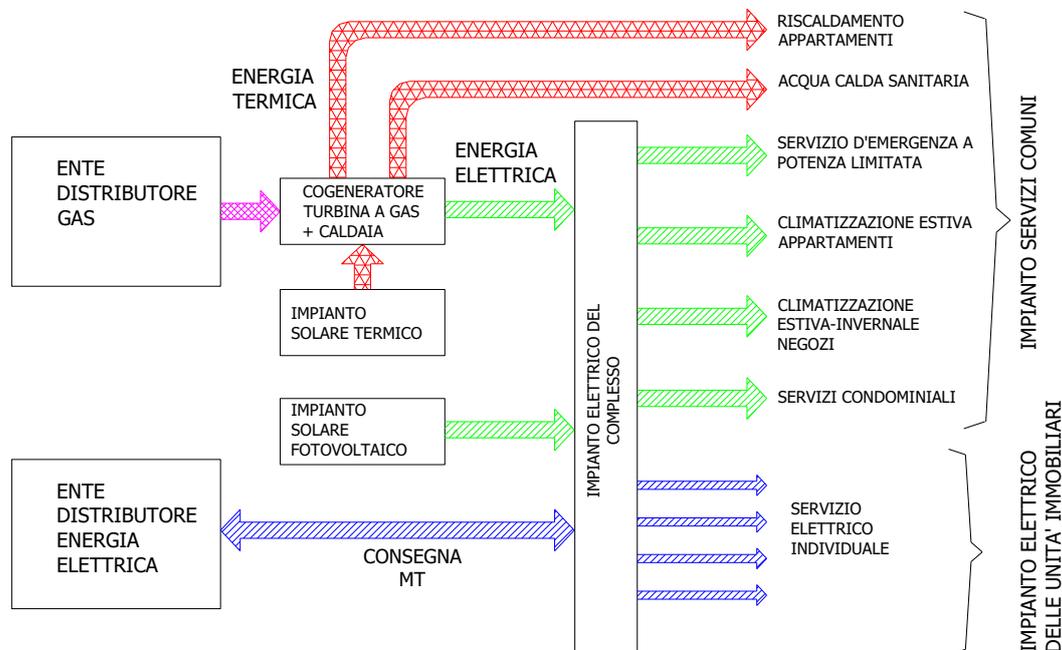
La prima soluzione consiste nel realizzare una micro grid per l'edificio come se fosse un unico polo di assorbimento, ma mantenere solo la fruizione della rete fino ai singoli punti di allaccio degli utenti, poiché la proprietà resterebbe del distributore di zona. E' il modello ben noto del "virtual power plant" applicato agli edifici di tipo residenziale/terziario.

L'aggregazione avverrebbe solo a livello energetico e la gestione dei flussi di potenza sarebbe gestito dal building manager, mediante un sistema di rilevamento delle potenze sovrapposto a quello della rete elettrica. In questo scenario è necessario ridefinire gli aspetti di contabilizzazione dell'energia all'interno del complesso.

### 6.3.7 Micro grid evoluta per gli edifici NZEB/NZPB: architettura ibrida

Una soluzione praticabile di micro grid per gli edifici NZEB/NZPB consiste nel tenere separati:

- L'impianto "SERVIZI COMUNI" di distribuzione dell'energia elettrica per i servizi comuni eventualmente integrato da sistemi cogenerativi, di generazione da fonti rinnovabili e di accumulo con punto di consegna unico ed indipendente.
- L'impianto "DSO" del Distributore per la distribuzione dell'energia elettrica alle unità immobiliari per i servizi individuali organizzato in modo tradizionale con consegne singole da parte del DSO in un locale contatori.



**Figura 41. Esempio di micro grid evoluta. Schema a blocchi del micro sistema**

Il polo energetico di assorbimento può essere organizzato e costituito limitatamente ai servizi comuni dovendo la distribuzione di energia elettrica alle singole unità immobiliari per i servizi individuali essere assegnata in concessione al distributore di zona.

I servizi di riscaldamento invernale e di climatizzazione estiva, se prevista, costituiscono certamente servizi comuni perché prevedono una gestione comune unica. Le centrali di produzione del caldo e del freddo possono essere alimentati attraverso l'impianto elettrico dei servizi comuni con fornitura indipendente.

Pertanto per un edificio ad energia quasi zero costituito da più unità immobiliari, si prevede la realizzazione di un impianto elettrico di alimentazione dei servizi comuni con fornitura unica eventualmente in media tensione per:

1. Servizi condominiali "tradizionali":

- illuminazione delle aree comuni (scale, autorimesse, viabilità parcheggi, aree verdi, ecc.);
- ascensori;
- servizio prese condominiali;
- impianti tecnici comuni di edificio (idrica, acque nere, antenna TV, passi carrabili, videosorveglianza e sicurezza, videocitofono, ecc);
- ausiliari della centrale termica a gas per il riscaldamento degli appartamenti con sistema a bassa entalpia con serpentine affogate nei pavimenti ed integrato a pannelli solari termici e sistemi cogenerativi.

2. Climatizzazione:

- climatizzazione estiva ed invernale delle unità non residenziali con sistema centralizzato a pompa di calore ad alta efficienza;
- climatizzazione estiva delle unità residenziali con sistemi centralizzati a flusso refrigerante variabile VRF ad alta efficienza. Il sistema deve essere previsto interamente controllato e gestito da un sistema

di supervisione che consente anche la contabilizzazione dell'effettiva energia termica consumata per ogni unità.

3. Alimentazione d'emergenza:

- Una idea innovativa può essere quella di prevedere la distribuzione in ogni unità di un servizio di alimentazione elettrica in emergenza di potenza limitata. Il servizio consiste nel dotare ciascuna unità di un circuito speciale garantito H24 dal sistema di cogenerazione/generazione/accumulo funzionante anche in isola per l'alimentazione del frigorifero, una presa ed un punto luce di emergenza per una potenza complessiva per ogni unità limitata per esempio a 200/400 W.

4. SCADA di edificio:

- Un sistema SCADA di supervisione, gestione e telecontrollo delle utenze comuni ma interfacciato con gli impianti domotici delle singole unità. In questo modo è possibile mantenere l'indipendenza tra i servizi comuni e le singole unità ma nello stesso tempo garantire la comunicazione per le polite di gestione energetica e di controllo dei carichi.

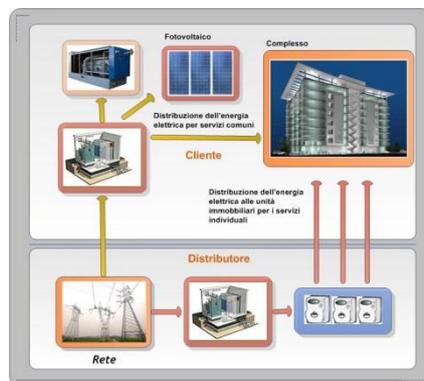


Figura 42- Schema di architettura ibrida

All'impianto comune sarà possibile allacciare i componenti relativi alla generazione locale, eventualmente combinata (cogenerazione) ed i sistemi di accumulo.

6.3.8 Soluzione di allaccio delle singole unità con trasformatori di sicurezza (TN ad isola)

Una soluzione innovativa (TN ad isola) consiste nella realizzazione di un sistema ad isola che prevede l'installazione per ciascuna utenza di un trasformatore locale (TL), rendendo indipendenti le utenze non solo dal punto di vista della consegna dell'energia ma anche dal punto di vista elettrico.

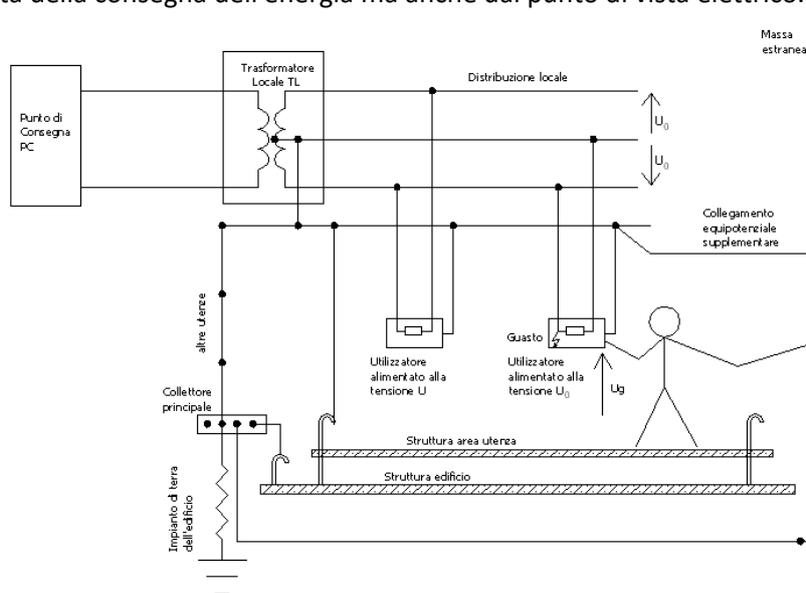


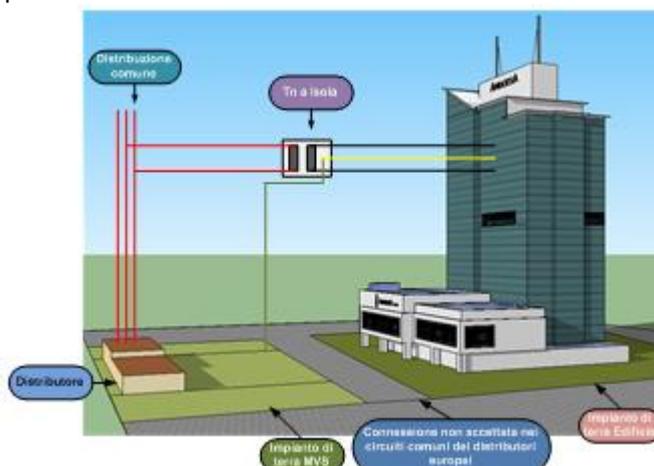
Figura 43. Sistema TN ad isola

Il sistema ad isola può essere gestito come sistema TN, realizzando la messa a terra del punto centrale del secondario del trasformatore locale e, per casi speciali, come sistema IT, mantenendo isolato da terra e monitorato il punto centrale. La messa a terra nel punto centrale dell'avvolgimento determina un bilanciamento delle capacità distribuite del sistema verso terra.

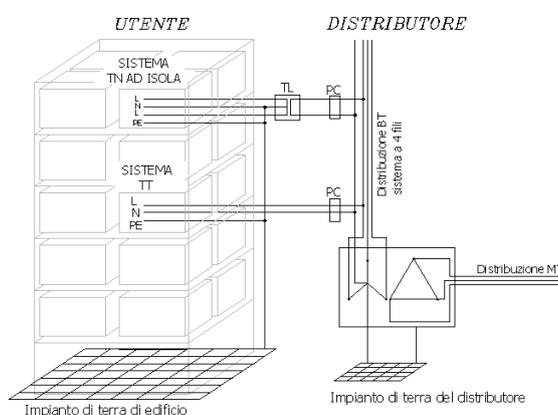
Il sistema ad isola consente innanzitutto di livellare le differenze tra i sistemi di distribuzione pubblica europea e nordamericana, e di accettarne entrambe le soluzioni.

Il TL può alimentare utilizzatori sia di tipo europeo alla tensione nominale  $U$  fase-fase (230V), sia di tipo americano alla tensione  $U_0=U/2$  (115V) fase-neutro, considerando fattori di conversione in funzione della frequenza (50/60 Hz) e differenti tipi di presa (230V-IEC, 115V-IEEE) per garantire la sicurezza nell'uso delle due tensioni.

Un indubbio vantaggio che si ottiene adottando il sistema proposto, è che le singole utenze BT possono essere alimentate anche in Europa con sistema TN ovvero con sistema IT con vantaggi di sicurezza, semplicità di protezione e qualità



**Figura 44. Applicazione del sistema TN ad isola**



**Figura 45. Applicazione del sistema TN ad isola**

Un vantaggio del sistema proposto (TN ad isola) è che la messa a terra del punto centrale dell'avvolgimento determina un bilanciamento delle capacità distribuite del sistema verso terra. Inoltre si nota che l'impedenza del trasformatore locale è in serie al circuito di distribuzione, dunque permette di controllare la tensione di esercizio e il livello di cortocircuito in un range stabilito. Questo significa poter garantire per ciascun utente le stesse caratteristiche di consegna, tensione di esercizio e livello di cortocircuito, in funzione della scelta delle caratteristiche del trasformatore locale, quali vcc% e rapporto spire, rispetto al punto di installazione. Infine, altro vantaggio di natura generale, si può ridurre il rischio di scariche pericolose in caso di sovratensioni di natura atmosferica con una serie di collegamenti generali equipotenziali, evitando la necessità di installare scaricatori di tensione. Nella figura seguente si vede con più dettaglio la configurazione del sistema TN ad isola, dal secondario del trasformatore di cabina agli utilizzatori degli appartamenti. Si nota con facilità la versatilità del sistema relativamente alle tensioni di

alimentazione degli apparecchi utilizzatori. In particolare, l'utilizzatore a sinistra è alimentato con sistema di tensioni europeo, mentre quello di destra è alimentato con sistema americano.

Tutte le masse relative all'impianto dell'appartamento sono collegate al conduttore di protezione, che fa capo all'impianto di messa a terra della cabina di trasformazione MT/BT. Per garantire l'equipotenzialità, vengono connesse allo stesso conduttore l'impianto di messa a terra dell'edificio, la presa centrale del secondario del trasformatore locale e le masse conduttive estranee. Infine, per migliorare l'equipotenzialità, si può pensare di realizzare una serie di collegamenti supplementari.

Il sistema TN ad isola presenta una serie di sostanziali differenze rispetto alla distribuzione dell'energia elettrica attualmente in uso per le utenze residenziali. Tali differenze non si fermano ad aspetti puramente impiantistici, ma hanno notevoli risvolti nella gestione dell'energia e, in generale, nell'esercizio dell'impianto del complesso. Come detto, attualmente tutte le utenze domestiche sono collegate direttamente alla rete del distributore a tensione di 230V monofase o 380V trifase, con contratti di fornitura di 3, 6, 10kW. Tutte le utenze, siano esse unità abitative o impianti comuni, sono collegate indipendentemente una dall'altra alla rete del distributore.

La caratteristica tipica dei sistemi TN è sicuramente quella di facilitare l'intervento delle protezioni di tipo magnetotermico, in quanto intrinsecamente la corrente di guasto tende a raggiungere il valore di cortocircuito. Il dispositivo a corrente differenziale diviene, dunque, efficace solo per il guasto incipiente. In caso di guasto elettrico all'interno di una unità abitativa del complesso, l'anello di guasto corrispondente a tale situazione risulta confinato all'interno dell'impianto alimentato dal trasformatore locale. In questo modo ogni abitazione risulta indipendente rispetto alle altre, evitando pericolose situazioni di trasferimento di potenziali tra unità abitative.

Un altro aspetto molto interessante è l'effettiva riduzione della tensione verso terra. La tensione è pari alla metà rispetto a quella del sistema TT, risulta infatti:

$$U_0 = \frac{U}{2} \leq 115V$$

Tale condizione permette di considerare tempi di intervento per le protezioni pari a 0,8s per la protezione dai contatti indiretti. La relazione tra  $U_0$  e  $U$  viene definita ipotizzando che l'impedenza dell'anello di guasto sia equipartita tra conduttore di fase e conduttore di protezione. Inoltre, prevedendo una serie di collegamenti equipotenziali supplementari locali, si può ridurre ulteriormente la tensione a valori inferiori a 60V, dunque garantendo la sicurezza intrinseca dell'utenza per valori al di sotto del limite permanente di 50V, che può essere verificato in ogni impianto reale tramite misura dell'impedenza del conduttore di protezione di tutte le prese.

### 6.3.9 Soluzione di allaccio delle singole unità con trasformatori di sicurezza a tensioni speciali (TN ad isola ad 1 kV)

Una soluzione spinta promuove l'impiego di livelli di tensione intermedi, fino ad 1 kV per l'alimentazione di grossi carichi concentrati e per garantire maggiori livelli di efficienza per la distribuzione principale a valle dei trasformatori MT/BT. Le utenze delle unità residenziali e commerciali e quelle dei servizi comuni saranno alimentate tramite linee ad 1 kV e trasformatori speciali 1/0,22kV. Si possono adottare configurazioni speciali per i trasformatori locali del tipo:

- Trasformatori con secondario costituito da tre avvolgimenti monofasi separati a 220V con punto centrale a terra.
- Trasformatori 1 kV / 220 V con messa a terra del punto centrale in modo da avere la tensione verso terra di 110 V.

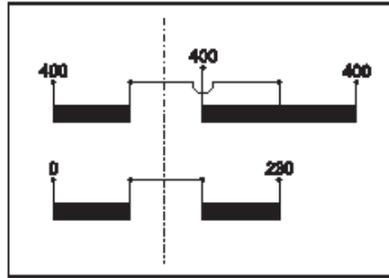


Figura 46. Schema dell'avvolgimento



Figura 47. Trasformatore "trimonofase"

Il sistema TN ad isola, illustrato in precedenza, necessita di una serie di soluzioni atte all'ottimizzazione del funzionamento, o meglio, del suo esercizio. In particolare è necessario pensare alla più opportuna tensione da associare all'impianto di distribuzione, dalla cabina MT/BT al trasformatore locale LT. Si opta, a tal proposito, per una tensione pari a 1kV, che è la massima possibile per restare nel campo della bassa tensione (IEC). Questa scelta presenta tutti i vantaggi legati soprattutto alle perdite di linea, notoriamente minori per tensioni crescenti, ma anche punti critici legati alla sicurezza dei componenti e alle loro dimensioni. Inoltre si potrebbe pensare, per esempio, di derivare l'alimentazione dei carichi concentrati (e.g., ascensore) dalla linea a 1kV.

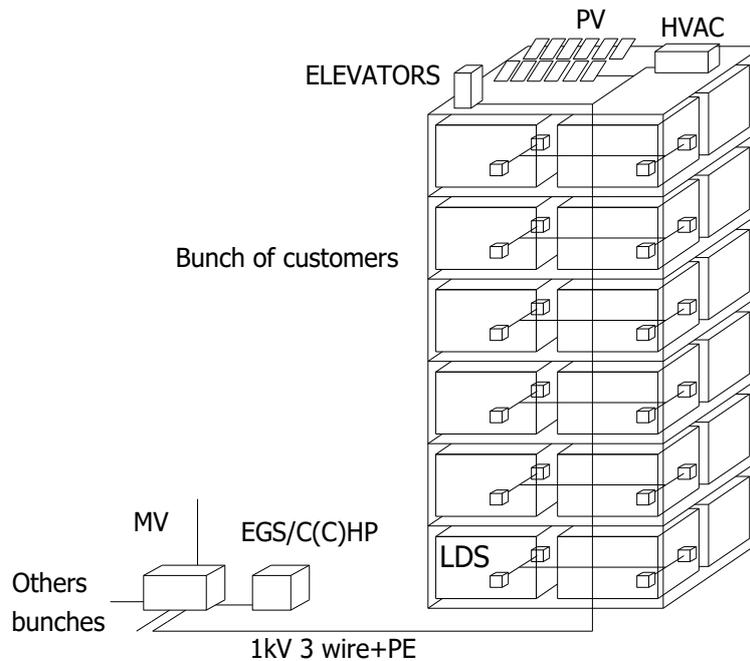


Figura 48

#### 6.4 Integrazione con generazione locale ed accumulo

Un elemento chiave all'interno delle microgrid e dei sistemi di building automation sono i sistemi di accumulo dell'energia (*energy storage systems*). Il livello di interazione di una microgrid con la rete elettrica dipende dall'effettiva flessibilità della domanda e della generazione di potenza: ciò può essere incrementato grazie all'implementazione di dispositivi di accumulo di energia, che sono in grado di operare come nodo di saldo; inoltre, tali dispositivi permettono alla microgrid di erogare servizi ancillari verso la rete (i.e., controllo della potenza attiva e reattiva, supporto alla tensione, compensazione degli sbilanciamenti e delle armoniche).

Un caso tipico di micro grid è una rete a bassa tensione che alimenta uno o più edifici ad uso residenziale o terziario. In questo caso la micro grid include:

- I carichi dell'edificio relativi agli impianti fissi (illuminazione, HVAC, etc.);
- I carichi dell'edificio relativi agli impianti random (prese a spina, etc.);
- Carichi speciali (e.g. sistemi di ricarica di veicoli elettrici);
- Sistemi di cogenerazione;
- Sistemi di generazione fotovoltaica;
- Altri sistemi di generazione a fonte rinnovabile (e.g. microeolico, microturbine a gas).

Nel caso di micro grid a servizio di edifici, si possono individuare due casistiche:

- Edificio costituito da una singola unità (residenziale o terziaria);
- Edificio costituito da più unità.

La compresenza di generazione e carico nello stesso sistema elettrico è causa di un comportamento incontrollabile della micro grid, con conseguente impatto sulla rete elettrica. In assenza di sistemi di accumulo, l'efficienza e la disponibilità della microgrid sarebbe fortemente limitata, a causa della non-contemporaneità di carico e generazione. D'altro canto, l'implementazione di sistemi di accumulo è in grado di migliorare l'interazione della microgrid con la rete elettrica attraverso la gestione di generazione e domanda. All'interno di una microgrid (e.g., un complesso edilizio) è possibile identificare i seguenti flussi di energia (e.g. su base giornaliera) (Figura 49):

- $E_L$  Energia consumata dalla microgrid;
- $E_P$  Energia acquistata dalla rete;
- $E_G$  Energia generata dai sistemi attivi;
- $E_C$  Energia generata e autoconsumata dall'utente;
- $E_N$  Energia generata e ceduta alla rete;
- $E_S$  Energia immagazzinata e rilasciata dal sistema di accumulo.

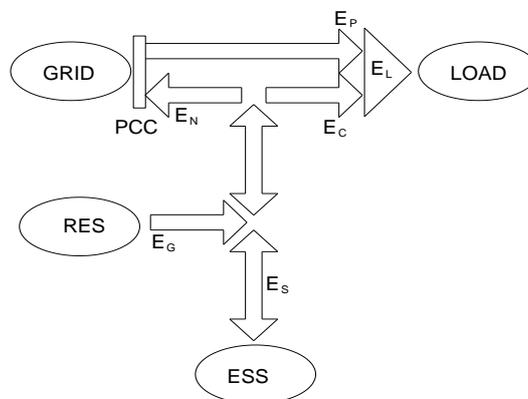


Figura 49. Flussi di energia in una microgrid dotata di sistemi di accumulo

Il corretto dimensionamento dei sistemi di accumulo è sostanzialmente legato a:

- La massima potenza attiva relativa all’inverter;
- La massima capacità relativa alle batterie;
- La tipologia di controllo relativa all’elettronica di potenza del sistema di conversione.

Le soluzioni progettuali, con riferimento a tali punti, sono fortemente legate al punto di installazione del sistema di accumulo nel sistema elettrico e quindi all’architettura di quest’ultimo.

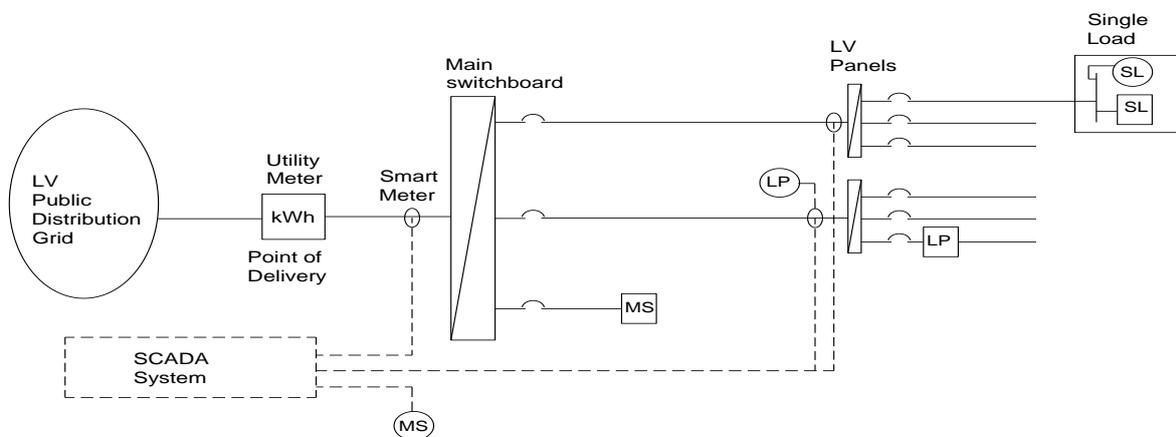
Tre possibilità di integrazione sussistono:

- a livello di quadro generale;
- a livello locale;
- a livello di carico.

La Tabella 13 riporta una classificazione delle possibilità di installazione dei sistemi di accumulo. La Figura 50 schematizza l’architettura di una microgrid con i possibili punti di connessione di un sistema di accumulo in riferimento alle interfacce dati e potenza.

**Tabella 13. Classificazione delle possibilità di installazione dei sistemi di accumulo**

Livello	Simbolo	Potenza (kW)	Energia (kWh)	Sistema di comunicazione
Singolo carico	SL	<1	<1	Locale
Quadro locale	LP	<5	<5	Panel BUS
PCC principale	MS	>5	>5	SCADA



**Figura 50. Architettura di una microgrid con i possibili punti di connessione per la trasmissione dati (cerchi) e potenza (quadrati)**

Per il corretto funzionamento del sistema di accumulo, è essenziale la presenza di un sistema di controllo e di un BMS (*battery management system*). Il controllo può essere locale oppure interfacciato con un sistema SCADA. Nel primo caso, la gestione del sistema di accumulo può basarsi unicamente sui parametri locali (i.e., nel caso di sistemi di accumulo implementati a livello di singolo carico); nel secondo caso, il sistema SCADA permette di gestire il sistema di accumulo anche tenendo conto dei dati di metering. In Figura 51 si riporta il tipico layout di un sistema di accumulo. I principali componenti elettrici sono:

- Un inverter di potenza;
- Un bus DC;
- Un convertitore DC/DC a servizio delle batterie;
- Batterie;
- Una sbarra DC per la connessione di altri generatori o carichi DC.

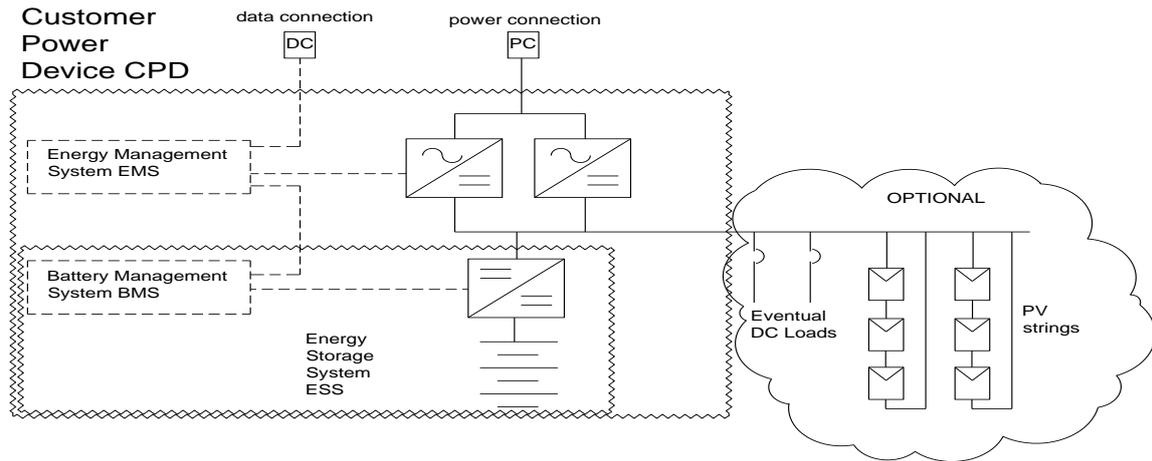


Figura 51. Layout di un sistema di accumulo

### 6.5 Sistema di controllo e sistema di metering di edificio

Una caratteristica necessaria per il modello proposto è, in ogni caso, la presenza di un sistema di controllo e di metring (SCADA) all'interno dell'edificio.

Tale sistema permette di effettuare tutta una serie di operazioni che vanno dalla supervisione dei carichi, alla loro gestione, dal controllo della produzione di energia da parte di eventuali organi di generazione alla contabilizzazione centralizzata dell'energia, e così via. Per fare ciò è necessario provvedere alla distribuzione contemporanea della linea di energia e della linea di trasmissione dati.

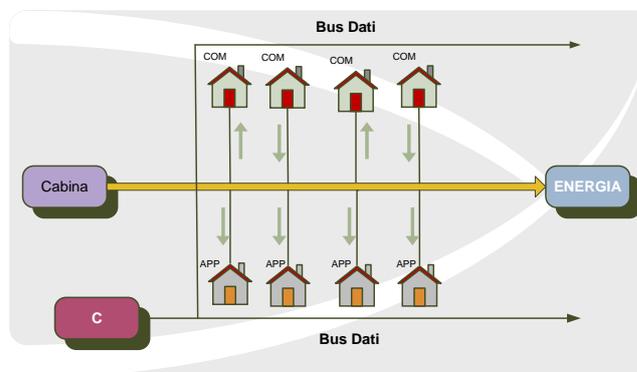


Figura 52. Schematizzazione della linea di energia e della linea di trasmissione dati

L'idea è di realizzare un sistema SCADA organizzato in una gerarchia a due livelli:

1. SCADA di edificio;
2. SCADA di unità.

Il flusso di informazioni tra i due livelli di SCADA sarà definito in modo da limitare le interferenze dello SCADA di edificio sulla SCADA di unità.

Le informazioni che lo SCADA di edificio chiederà a quello di unità saranno limitate alle misure elettriche ed energetiche, oltre che alle richieste di attivazioni di carichi gestibili. Le attuazioni che lo SCADA di edificio potrà imporre a quello di unità riguarderanno esclusivamente la gestione dei carichi distaccabili.

## 7 Impatto dei sistemi HBES e BACS

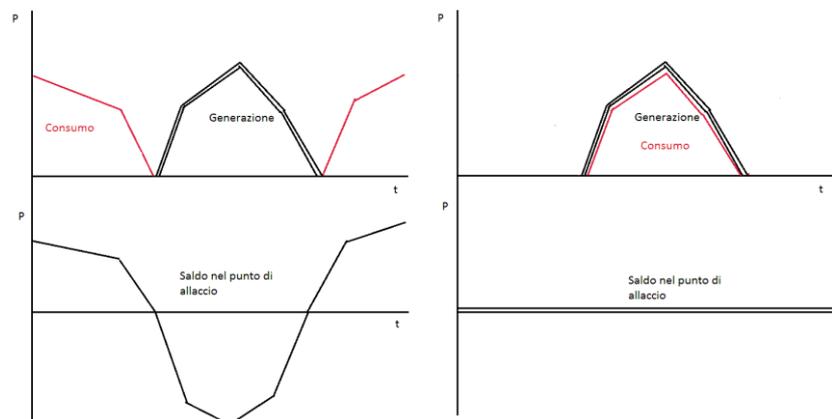
### 7.1 Prestazione energetica e prestazione in potenza.

L'impatto dei sistemi HBES e BACS nella gestione energetica degli edifici è di duplice natura:

- impatto sulla prestazione energetica, intesa come riduzione dei consumi energetici annuali a parità di livello di comfort, riconducibile al concetto di NZEB;
- impatto sulla rete elettrica del distributore, intesa come prestazione in potenza, riconducibile al concetto di NZPB.

Un edificio può avere un saldo energetico annuo nullo, ma impattare pesantemente sulla rete elettrica di distribuzione, se l'energia generata localmente non è autoconsumata in tempo reale (potenza).

Si pensi ad un edificio con un consumo di energia annuale pari a 100 ed una generazione locale di energia tramite fonti rinnovabili pari a 100. Dal punto di vista prettamente energetico, l'edificio è classificabile come NZEB. Ma se la generazione avviene in orari complementari al prelievo, dal punto di vista dell'impatto con la rete l'edificio non ha migliorato la prestazione, non è pertanto definibile come NZPB, figura a sinistra. Se si riuscisse a far coincidere i due profili di generazione e di assorbimento mediante tecniche di controllo dei carichi e/o di accumulo, l'impatto con la rete sarebbe ottimizzato, e l'edificio sarebbe classificato NZPB, figura a destra.



**Figura 53. Confronto tra saldo di potenza di edificio NZEB a saldo non nullo (sinistra) ed edificio NZPB a saldo nullo (destra)**

### 7.2 Impatto sulla prestazione energetica. Efficienza ed efficacia di un sistema.

L'uso razionale dell'energia per gli impianti tecnici consiste nell'adozione di misure attive e passive per la riduzione dell'energia consumata dagli impianti senza ridurne la prestazione anzi aumentandone comfort e sicurezza. L'effettiva prestazione energetica di un sistema è data non solo dall'efficienza del singolo componente o della soluzione adottata ma dalla performance complessiva del sistema. È il concetto di *efficacia* dell'impianto, ovvero l'utilizzare l'energia "strettamente necessaria" (potenza modulabile) solo quando effettivamente è necessaria (riduzione del tempo di utilizzazione).

L'efficacia nella gestione può essere perseguita mediante:

- *azioni manuali da parte degli utenti*, a patto che siano spinti da comportamenti corretti e proattivi e che l'impianto sia predisposto a un efficace utilizzo;
- *implementazione di tecnologie di automazione e di controllo* che, se ben progettate, integrano (e non sostituiscono) i comportamenti umani.

### 7.2.1 Efficienza dei sistemi

Le misure possono coinvolgere l'efficienza dei componenti e dell'impianto, agendo sostanzialmente col fine di ridurre la potenza di progetto. Tali misure che possono essere definite passive riguardano:

- l'involucro architettonico che contiene gli impianti al fine di ottimizzare i guadagni, ottimizzare la gestione degli spazi, ecc.
- la progettazione degli impianti stessi al fine di garantire i livelli di comfort ottimali evitando inutili eccessi di prestazione laddove non sono necessari,
- l'utilizzo di componenti ad alta efficienza di conversione dell'energia, quali ad esempio componenti ad alta efficienza, alimentatori a basse perdite, ecc.

### 7.2.2 Efficacia dei sistemi

Le misure possono coinvolgere poi l'efficacia dell'impianto, agendo sostanzialmente col fine di ridurre il tempo di utilizzazione  $t$  dell'impianto e regolare opportunamente la potenza effettivamente assorbita rispetto a quella di progetto. In tali misure rientrano anche i piani di manutenzione.

Le misure sull'efficacia possono essere definite attive e riguardano sostanzialmente il sistema di gestione e controllo degli impianti (building management system BMS) che si può avvalere di impianti domotici e di building automation (building automation and control systems BACS) e servizi di gestione tecnica per l'esercizio e la manutenzione degli impianti (technical building management TBM).

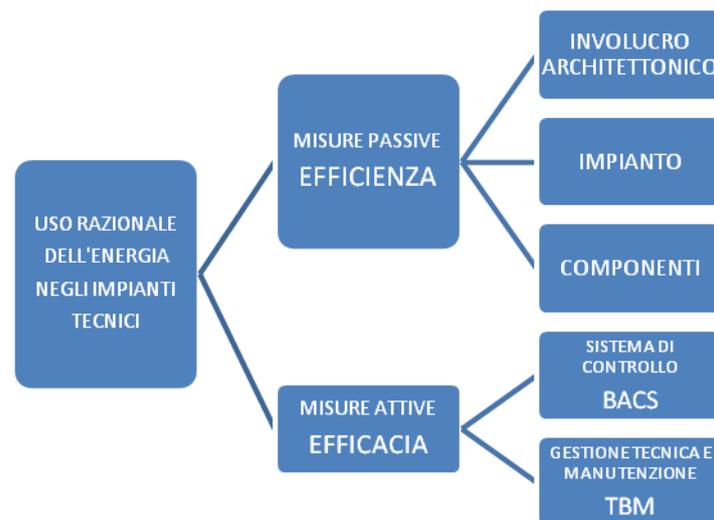


Figura 54. Schematizzazione delle misure di uso razionale dell'energia di tipo attivo e passivo

Tenendo conto dei BMS, ovvero dei BACS e del TBM, il consumo energetico si può esprimere come:

$$W = (k_p P_N) (k_t t) [kWh]$$

Dove:

- $W$  è l'energia consumata da un impianto tecnico in un anno
- $P_N$  è la potenza elettrica assorbita nominale
- $t$  è il tempo di funzionamento
- $k_p$  è un fattore correttivo di riduzione del tempo
- $k_t$  è un fattore correttivo di riduzione della potenza

E' evidente che risparmi energetici consistenti sono possibili mediante l'adozione di opportuni e opportunamente progettati sistemi di controllo e regolazione. Lo scopo di un sistema di controllo è di permettere l'accensione e la regolazione intelligente degli impianti tenendo conto di eventuali

guadagni/benefici provenienti dall'esterno per rispondere alle esigenze effettive degli occupanti dell'ambiente riducendo il consumo di energia a quello minimo possibile.

In generale controllando un impianto:

- tramite un comando ON/OFF si incide sul parametro tempo di funzionamento (h),
- tramite un comando regolazione si incide sul parametro potenza effettiva (kW).

L'impiego dei sistemi di controllo e regolazione quasi sempre migliorano anche il comfort e la sicurezza degli impianti.

### 7.2.3 Strategie di controllo

E' possibile classificare per un sistema tecnico differenti:

*Tecniche di controllo*, ovvero come viene effettuata la regolazione:

- Binaria: attraverso l'accensione parzializzata dei componenti (on/off);
- Modulata: attraverso la regolazione continua dei componenti (regolazione).

*Azioni di controllo*, ovvero come viene implementata la tecnica di controllo:

- mediante l'interruzione diretta del circuito di alimentazione (tradizionale),
- mediante un circuito di controllo ausiliario (relay),
- mediante un sistema ausiliario BUS di tipo distribuito (attuatori BUS),
- mediante un sistema ausiliario BUS di tipo concentrato (PLC).

*Modi di controllo*, ovvero come funziona l'azione di controllo:

- in modalità manuale attraverso decisioni dirette dell'operatore/fruttore,
- in modalità automatica attraverso sensori e controllori logici (automatico stand alone o automatico centralizzato).

*Strategie di controllo*, ovvero quale fine deve perseguire il controllo:

- Scheduling: programmazione oraria delle accensioni e regolazioni mediante un dispositivo orario,
- Gain: sfruttamento dei guadagni naturali,
- Occupancy: accensioni e regolazioni in funzione dell'effettiva presenza di persone all'interno del locale (room occupancy) o dell'area di lavoro considerata (area occupancy),
- Integrating: integrazione del sistema di controllo con un supervisore centralizzato per una regolazione costante ad inseguimento di un valore obiettivo prefissato nell'ambiente o nell'area di lavoro considerata.
- Zoning: zonizzazione degli ambienti al fine di garantire i livelli ottimali di prestazione dell'impianto tenendo conto dell'effettiva destinazione d'uso.
- Remoting: remotizzazione del sistema di controllo mediante l'uso di comandi generali e di sistemi di supervisione e telecontrollo.
- Metering: misura degli impegni di energia del sistema differenziati per ambienti o per aree di edificio.

*Programmazione oraria (scheduling).*

L'accensione, lo spegnimento e la regolazione dell'impianto in un ambiente o in una zona dell'ambiente sono comandati tramite un segnale orario. Il segnale orario utilizzato può essere di tipo fisso (e.g., ore 8.30) oppure di tipo temporizzato (e.g., 30 minuti). La strategia consente di risparmiare lo spreco di energia che si avrebbe negli ambienti dopo l'orario di sicura assenza di attività

*Presenza (occupancy).*

L'accensione, lo spegnimento e la regolazione dell'impianto in un ambiente o in una zona dell'ambiente sono comandati tramite un segnale che indica l'effettiva presenza di persone nel locale considerato. Il

segnale può provenire da un sensore di presenza sensibile alla rilevazione di movimento oppure da altri dispositivi quali un contatto magnetico posto sulla porta del locale, una scheda elettronica utilizzata come chiave con relativo porta schede etc. La strategia consente di risparmiare lo spreco di energia che si avrebbe negli ambienti in assenza di persone o attività.

#### *Guadagno (gain)*

L'accensione, lo spegnimento e la regolazione dell'impianto in un ambiente o in una zona dell'ambiente sono comandati tenendo conto della disponibilità di energia luminosa o termica proveniente dall'esterno. La disponibilità di luce è data da un segnale fornito da un sensore di luminosità posto all'interno del locale; la disponibilità di calore da un termometro posto all'esterno. La strategia consente di recuperare l'energia guadagnata per la presenza di luce naturale o di temperatura favorevole esterna.

#### *Zonizzazione (zoning)*

È possibile suddividere l'impianto in più zone di utilizzazione specialmente per i locali di notevoli dimensioni che prevedono differenti attività. L'impianto può offrire prestazioni differenziate in funzione delle attività prevedibili nelle varie zone del locale.

La strategia consente di ottimizzare l'utilizzo degli impianti, evitando lo spreco di energia in zone degli ambienti dove non è necessaria.

#### *Integrazione (integrating)*

La strategia consente di gestire l'impianto attraverso un controllore intelligente che tiene conto delle effettive necessità di energia dell'ambiente o della zona dell'ambiente inseguendo un valore prefissato di prestazione (temperatura, luminosità etc.).

La strategia consente di ottimizzare l'utilizzo degli impianti inseguendo il valore ottimale di prestazione ed evitando gli sprechi di energia in esubero.

#### *Remotizzazione (remoting)*

La strategia consente di gestire l'impianto in modo remotato, offrendo al personale di esercizio (guardiani etc.) oppure al servizio di gestione tecnica per l'esercizio e la manutenzione degli impianti (technical building management) uno strumento di supervisione e telecontrollo.

La strategia consente di ottimizzare l'utilizzo degli impianti avendo a disposizione un sistema di supervisione dello stato di effettivo funzionamento dell'impianto e un sistema di comando remotato delle accensioni e delle regolazioni.

#### *Misura (metering)*

La strategia consente di effettuare il monitoraggio continuo dei consumi energetici differenziati per utilizzazione (illuminazione, termico e carichi elettrici). La misura risulta ancora più efficace se è suddivisa per zone di edificio e se è remotata in sistemi centralizzati di raccolta ed elaborazione delle informazioni. La conoscenza degli effettivi impegni di energia è fondamentale per l'attuazione di piani di efficientamento mirati ed efficaci.

### 7.2.4 BAC factors

La Norma europea 15232 "Energy performance of buildings – Impact of Building Automation, Controls and Building Management" [8] definisce i metodi per la valutazione del risparmio energetico conseguibile in edifici ove vengano impiegate tecnologie di gestione e controllo automatico degli impianti tecnologici e dell'impianto elettrico. La EN 15232 [8] fa riferimento e completa tutta una serie di norme che in modo specifico, per ogni singola tipologia di impianto, definiscono un metodo di calcolo analitico per determinare il risparmio energetico. Tali norme appartengono alle serie EN 15000 e EN 12000 e trattano i seguenti tipi di impianti:

- Riscaldamento (BACS/HBES)
- Raffrescamento (BACS/HBES)

- Ventilazione e condizionamento (BACS/HBES)
- Produzione di acqua calda (BACS/HBES)
- Illuminazione (BACS/HBES)
- Controllo schermature solari (tapparelle e luce ambiente) (BACS/HBES)
- Centralizzazione e controllo integrato delle diverse applicazioni (TBM)
- Diagnostica (TBM)
- Rilevamento consumi / miglioramento dei parametri di automazione (TBM)

La norma EN 15232 [8] consente quindi di determinare il risparmio energetico conseguibile grazie all'uso dei sistemi di gestione e controllo automatico degli impianti BACS, HBES e TBM, ed è utilizzabile sia nella progettazione di nuovi edifici, sia nella verifica di edifici esistenti.

Attraverso i sistemi HBES è possibile conseguire un risparmio energetico solo per gli impianti fissi. Per gli impianti random l'unico risparmio consiste nell'eliminazione delle perdite per stand by.

Le funzioni BAC che hanno un impatto sulla prestazione energetica dell'edificio sono riportate in apposite tabelle definiti nella normativa UNI 15232 [8]. Tali funzioni possono essere divise in tre gruppi:

- Funzioni per il controllo automatico;
- Funzioni per i sistemi di *home automation* e BACS;
- Funzioni per *technical home and building management*.

La norma UNI 15232 [8] definisce quattro classi di efficienza BAC (A, B, C, D) per le funzioni BAC per gli edifici residenziali e non residenziali:

- La classe D corrisponde a sistemi BACS non efficienti. Edifici con tali sistemi necessitano di essere adeguati (via *retrofitting*) mentre non deve essere possibile realizzare nuovi edifici con sistemi di tale classe;
- La classe C corrisponde ai sistemi BACS di tipo standard;
- La classe B corrisponde ai sistemi BACS di tipo avanzato e a specifiche funzioni TBM;
- La classe A corrisponde a sistemi BACS e TBM ad alta prestazione energetica.

Le funzioni che caratterizzano ogni classe di efficienza sono elencate e descritte in una tabella della EN 15232 [8]; per ogni funzione sono indicati diversi livelli prestazionali, identificati con un numero che va da 0 a valori maggiori secondo prestazioni energetiche crescenti. La tabella distingue tra "Edifici Non-Residenziali" ed "Edifici Residenziali", e identifica per ogni classe quali sono i livelli minimi prestazionali che devono essere garantiti relativamente ad ogni funzione di automazione.

La Norma EN 15232 propone due diversi metodi di calcolo dell'influenza di un sistema di automazione sulla prestazione energetica di un edificio:

*Calcolo dettagliato*: procedura di calcolo analitica utilizzabile solo quando il sistema è completamente noto, cioè quando sono già state stabilite tutte le funzioni di controllo/comando/gestione e l'impianto energetico è conosciuto; il calcolo dettagliato può essere utilizzato anche in fase di verifica.

*Calcolo basato su fattori di efficienza "BAC factors"*: procedura di calcolo su base statistica che consente di effettuare una valutazione di massima; questa procedura di calcolo è di grande utilità sia nella fase iniziale di progetto/predisposizione sia nella fase di verifica dell'edificio e del sistema di controllo e gestione dell'energia ai fini di una stima dei risparmi conseguibili. Questo metodo permette di valutare in modo semplice l'impatto dell'applicazione dei sistemi di automazione BACS/HBES sulla prestazione energetica di un edificio nell'arco di un anno, con particolare riferimento alle applicazioni a maggior consumo, cioè riscaldamento, raffrescamento, ventilazione e illuminazione.

L'influenza dell'applicazione di funzioni automatiche a diversi tipi di edifici, quantificata in un fattore di efficienza energetica BACS/HBES, è stata ricavata confrontando il consumo annuale di energia di un locale

standard, di riferimento (EPBD 2006) con quello introdotto nello stesso locale nelle stesse condizioni (tempi di occupazione, profilo d'utente, tempo atmosferico, esposizione solare, conduttanza termica, dimensioni, superfici radianti) dall'applicazione di un sistema di automazione BACS/HBES secondo diverse classi di efficienza (A, B, C, D).

I fattori di efficienza energetica così determinati sono riportati nelle tabelle riportate di seguito tratte dalla Norma EN 15232, divisi per tipologia di impianto: riscaldamento/raffrescamento ed elettrico, per tipologia di applicazione: residenziale e non-residenziale, e per Classe di Efficienza Energetica del sistema di automazione. I fattori di efficienza riportati in ogni tabella per le diverse Classi di Efficienza sono calcolati come rapporto tra i consumi della Classe a cui si riferiscono e la Classe C, presa come classe standard di riferimento (per questo motivo nella colonna relativa alla Classe C tutti i fattori sono uguali ad 1).

**Tabella 14. Fattori di efficienza (BAC Factors) per il Riscaldamento ed il Raffrescamento negli edifici non residenziali (Tabella 3 EN15232)**

Edifici non residenziali	Fattori di efficienza			
	D	C Riferimento	B	A
	Non energeticamente efficiente	Standard	Avanzato	Alte prestazioni energetiche
Uffici	1,51	1	0,80	0,70
Sale di lettura	1,24	1	0,75	0,50 (*)
Scuole e simili	1,20	1	0,88	0,80
Ospedali	1,31	1	0,91	0,86
Hotel	1,31	1	0,75	0,68
Ristoranti	1,23	1	0,77	0,68
Centri commerciali e Negozi	1,56	1	0,73	0,60 (*)
Altri : - edifici per lo sport - magazzini - edifici industriali ...		1		

(\*) valore dipendente dalla ventilazione richiesta

**Tabella 15. Fattori di efficienza (BAC Factors) per il Riscaldamento ed il Raffrescamento negli edifici residenziali (Tabella 4 EN15232)**

Edifici residenziali	Fattori di efficienza			
	D	C Riferimento	B	A
	Non energeticamente efficiente	Standard	Avanzato	Alte prestazioni energetiche
- Appartamenti - Abitazioni singole - altri residenziali	1,10	1	0,88	0,81

**Tabella 16. Fattori di efficienza (BAC Factors) per il consumo di energia elettrica negli edifici non residenziali (Tabella 5 EN15232)**

Edifici non residenziali	Fattori di efficienza			
	D	C Riferimento	B	A
	Non energeticamente efficiente	Standard	Avanzato	Alte prestazioni energetiche
Uffici	1,10	1	0,93	0,87
Sale di lettura	1,06	1	0,94	0,89
Scuole e simili	1,07	1	0,93	0,86
Ospedali	1,05	1	0,98	0,96
Hotel	1,07	1	0,95	0,90
Ristoranti	1,04	1	0,96	0,92
Centri commerciali e Negozi	1,08	1	0,95	0,91
Altri: - edifici per lo sport - magazzini - edifici industriali ...		1		

**Tabella 17. Fattori di efficienza (BAC Factors) per il consumo di energia elettrica negli edifici residenziali (Tabella 6 EN15232)**

Edifici residenziali	Fattori di efficienza			
	D	C Riferimento	B	A
	Non energeticamente efficiente	Standard	Avanzato	Alte prestazioni energetiche
- Appartamenti - Abitazioni singole - altri residenziali	1,08	1	0,93	0,92

### 7.3 Impatto dei sistemi HBES/BACS sulle reti elettriche ed energetiche

Attraverso i sistemi HBES è possibile conseguire un'importante ottimizzazione delle reti elettriche ed energetiche, in generale, controllando sia gli impianti fissi che gli impianti random: il demand side management.

A parità di saldo energetico annuale, infatti, la rete può avere un comportamento più o meno virtuoso rispetto alla rete di distribuzione, in funzione dell'entità dei flussi di potenza da e verso la rete di distribuzione.

La definizione di edificio ad energia quasi zero è impostata su aspetti prettamente energetici che non tengono conto dell'impatto dell'edificio sulle reti di distribuzione, in particolare quella elettrica.

La definizione sembra riferirsi ai saldi energetici annuali in entrate ed in uscita dall'edificio, senza considerare l'andamento istantaneo della potenza.

Come precedentemente detto, un passo successivo della definizione degli edifici NZEB è quello di considerare gli andamenti relativi alla potenza elettrica istantanea piuttosto che ai saldi energetici annuali.

Si propone a tal proposito il concetto innovativo di "edificio a potenza quasi zero", che appare come la frontiera più interessante dal punto di vista delle micro grid integrate in una visione ampia di rete di distribuzione.

Come detto, un" edificio a potenza quasi zero", non solo ha un fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, ma presenta caratteristiche di significativo autoconsumo istantaneo. A tal fine diventa fondamentale ricorrere a strumenti di pianificazione quali:

- controllo dei carichi elettrici (demand side management);
- accumulo energetico, sia elettrico sia termico.

Come visto alcuni carichi elettrici presentano una naturale predisposizione alla controllabilità, in particolare i lavaggi che costituiscono una fetta importante in termini energetici, possono essere differiti per un periodo di tempo, senza particolari problematiche.

### 7.3.1 Demand Side Management

Il termine *demand side management DSM* (o gestione della domanda di energia) fa riferimento a quella serie di azioni che influenzano la quantità o la modalità d'uso dell'energia, consumata da parte degli utenti finali. Un esempio di DSM si riscontra nelle attività finalizzate alla riduzione della cosiddetta "domanda di punta". Nei periodi in cui i sistemi di produzione di energia sono limitati, ricorrere ad attività di DSM permette di gestire la domanda di energia da parte degli utenti, attraverso l'utilizzo di tecnologie e strumenti per una pianificazione razionale della produzione e della distribuzione di energia. La gestione della domanda di punta (*peak demand management*) non riduce l'energia totale consumata dagli utenti in un giorno, ma la distribuisce nell'arco della giornata, ottimizzando tempi/costi di produzione e distribuzione (es: suddivisione in fasce orarie, recupero della dispersione di energia).

Le metodologie di applicazione del DSM sono di interesse per le imprese elettriche le quali, a fronte di una pianificazione a medio e a lungo termine della propria capacità di fornitura del prodotto elettrico (Supply Side Management), necessitano di strumenti tecnico-commerciali idonei per indurre l'utenza a produrre una curva di carico che si armonizzi con le proprie esigenze.

Il demand side management comprende dunque interventi di pianificazione, attuazione, monitoraggio, di iniziative aziendali deliberate, miranti ad incentivare gli utenti a modificare le modalità e l'entità del consumo di energia elettrica, in modo da ottenere variazioni desiderate nella forma del diagramma di carico. Ciò, attraverso la simultanea determinazione di obiettivi degli utenti e di come questi si possano conciliare con quelli dell'impresa elettrica.

Con la liberalizzazione del settore energetico, il settore residenziale e i consumatori commerciali svolgono un ruolo importante nella gestione della domanda dell'energia elettrica. In tale contesto, un insieme di azioni rivolte all'utenza, aventi uno specifico obiettivo di impatto sulla curva di carico (ad esempio, di risparmio energetico, di abbattimento dei picchi) costituisce un programma di DSM.

Il processo di pianificazione della produzione, trasmissione, distribuzione elettrica che deriva dall'associazione delle esigenze dell'impresa elettrica e dell'utente, e dal loro simultaneo soddisfacimento in maniera ottimizzata, è noto come *Pianificazione Integrata delle Risorse-IRP-Integrated Resource Planning*.

L'utilizzo di strumenti di pianificazione quali quelli sopra citati si risolve in una serie di vantaggi e benefici che riguardano vari attori nel contesto economico-sociale:

- riduzioni del costo del servizio elettrico o incremento della sua qualità;
- adeguato utilizzo di elettrotecnologie;
- mantenimento o miglioramento del tenore di vita.

Nel settore dell'energia il DSM mira a ridurre il consumo energetico e migliorare la complessiva efficienza di utilizzo dell'energia elettrica, attraverso la realizzazione di politiche e metodologie di controllo della domanda di elettricità.

La pluralità degli obiettivi che si persegue nell'ambito di un'azione DSM sono legati essenzialmente alla modifica della forma della curva di carico. Tali modifiche possono essere perseguite mediante interventi di gestione del carico (load management), quali:

- lo spianamento delle punte;

- il riempimento delle valli;
- la traslazione del carico;
- la flessibilità della forma del carico.

Tipiche azioni che vengono intraprese in un programma di DSM sono le seguenti:

- controllo diretto del carico;
- spostamento del carico;
- miglioramento dell'efficienza delle apparecchiature e dei processi;
- diffusione di elettrotecnologie;
- adozione di adeguate politiche tariffarie;
- miglioramento selettivo dell'affidabilità;
- incentivazione all'autoproduzione.

Lo spianamento delle punte viene realizzato riducendo la domanda di potenza nel periodo di picco del sistema. La motivazione principale di questo intervento è associata ad una riduzione dei fabbisogni di potenza attuali e futuri che si prevede. I principali vantaggi sono legati all'attuazione di un risparmio sui costi di investimento, per differimento temporale del potenziamento del sistema.

Il riempimento delle valli viene attuato incoraggiando l'utenza ad utilizzare maggiormente l'energia elettrica, nei periodi nei quali esiste abbondanza di capacità produttiva a basso costo. I vantaggi consistono in una diminuzione del costo unitario del servizio, per la distribuzione dei costi fissi su un volume maggiore di vendite, e per la riduzione del costo di esercizio (utilizzo di impianti con combustibile meno pregiato, funzionamento delle centrali con un rendimento più elevato). Gli svantaggi sono legati ai possibili sovraccarichi notturni sugli impianti di distribuzione. Le azioni intraprese per conseguire tale azione sono lo spostamento del carico (es. mediante sistemi di accumulo), politiche tariffarie stagionali, di fuori-picco e multiorarie.

La traslazione del carico comporta lo spostamento del carico da periodi di picco a periodi di fuori-picco, ottenendo in tal modo l'effetto combinato degli interventi dello spianamento delle punte e del riempimento delle valli.

La flessibilità della forma del carico è legata alla necessità del fornitore del servizio elettrico di modellare una curva di carico sulla base di proprie episodiche esigenze, legate ad esempio a disponibilità ridotta o a mancanza di impianti, o comunque di disporre di una diversa collocazione dei picchi e della loro durata. La flessibilità della forma del carico è data dalla possibilità di conseguire in tempo reale le modificazioni prefissate per questa. Tale requisito finisce per collidere con le esigenze, legate soprattutto alla qualità del servizio, di una larga fascia di utenti, a meno che non si consentano agli utenti stessi incentivi di varia natura, tra cui quello tariffario, a fronte della consapevole accettazione da parte di questi di un temporaneo degrado del servizio. I vantaggi per l'impresa elettrica sono connessi alla modulazione dell'affidabilità, si mantiene un livello di affidabilità senza sensibili investimenti per margine di riserva, e al minore costo del combustibile. Lo svantaggio risiede in una diminuzione dell'energia venduta. Gli strumenti utilizzati sono politiche tariffarie e fornitura di servizi suppletivi in funzione del livello di affidabilità richiesto dall'utente per miglioramento selettivo dell'affidabilità, sistemi integrati di gestione dell'energia, controllo del carico diretto, locale o distribuito.

### 7.3.2 Key performance indicators

Nelle simulazioni, successivamente illustrate, sono state considerate le seguenti grandezze:

- Energia immessa in rete annualmente  $E_i$ ;
- Energia prelevata da rete annualmente  $E_A$ ;
- Energia richiesta dal carico annualmente  $E_C$ ;
- Energia prodotta dall'impianto PV annualmente  $E_G$ ;

Tutte le grandezze sono espresse in kWh/anno.

Per valutare l'impatto sulla rete elettrica, sono stati considerati i seguenti *key performance indicators KPI*:

- *Indice di autoconsumo*  $I_{AC}$ , definito come la differenza tra l'energia prodotta da PV e quella immessa in rete, in rapporto all'energia prodotta da PV,  $I_{AC} = \frac{E_G - E_I}{E_G}$ ;
- *Indice di autonomia*  $I_A$ , definito come il rapporto tra l'energia richiesta dal carico e l'energia prodotta da PV,  $I_A = \frac{E_C}{E_G}$ ;
- *Indice di scambio con la rete*  $I_{SR}$ , calcolato come il rapporto tra l'energia annualmente immessa in rete e la potenza nominale dell'impianto FV, che corrisponde al numero di ore equivalente di immissione.

## 8 Esempi realizzativi di sistemi HBES e BACS

Nel presente capitolo si illustrano, come case studies, degli impianti domotici realizzati a servizio di edifici civili. Sono stati scelti tre edifici di diversa tipologia:

1. Edificio residenziale (villa unifamiliare)
2. Edificio scolastico (scuola media superiore)
3. Edificio adibito a struttura ricettiva (bed and breakfast)

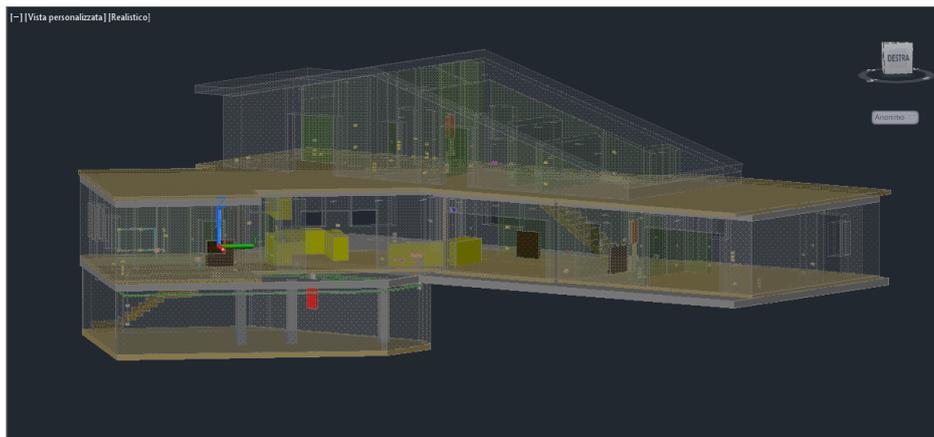
Ciò allo scopo di comprendere varie casistiche di edifici tipicamente presenti in ambito edilizio, in grado di beneficiare dell'installazione di impianti domotici, e di consentire una prima valutazione di come degli interventi domotici influiscono tecnicamente ed economicamente a seconda del tipo di edificio.

In tutti e tre i casi l'impianto domotico è basato su protocollo KNX.

Per i tre casi si riportano le macro-voci di costi economici legati alla realizzazione dell'impianto domotico al fine di valutare economicamente l'incidenza percentuale degli interventi domotici rispetto al quadro economico complessivo relativo all'edificio.

### 8.1 Impianto domotico a servizio di una villa unifamiliare

Un primo esempio di impianto domotico realizzato è a servizio di una villa unifamiliare (Figura 55).



**Figura 55. Rendering della villa unifamiliare**

La struttura si sviluppa su tre livelli e conta una superficie coperta di 450 m<sup>2</sup>. Inoltre è eventualmente possibile suddividere la struttura in 3 unità abitative indipendenti.

L'impianto di building automation realizzato prevede le seguenti funzionalità:

- Illuminazione
- Condizionamento
- Ventilazione
- Gestione carichi e metering
- Schermatura solare
- Riscaldamento
- Comandi locali e da remoto
- Allarmi
- Comunicazione
- Supervisione

Si riporta in Tabella 18 una valutazione di massima delle macro-voci di costo, utili al fine di stimare l'incidenza economica percentuale degli interventi di domotica all'interno del quadro economico complessivo.

Per un edificio di tale tipologia, è stato possibile stimare una riduzione dei consumi di energia, grazie agli interventi domotici, come segue:

- Illuminazione: 50%-60%
- Riscaldamento: 15%-20%
- Ventilazione: 40%

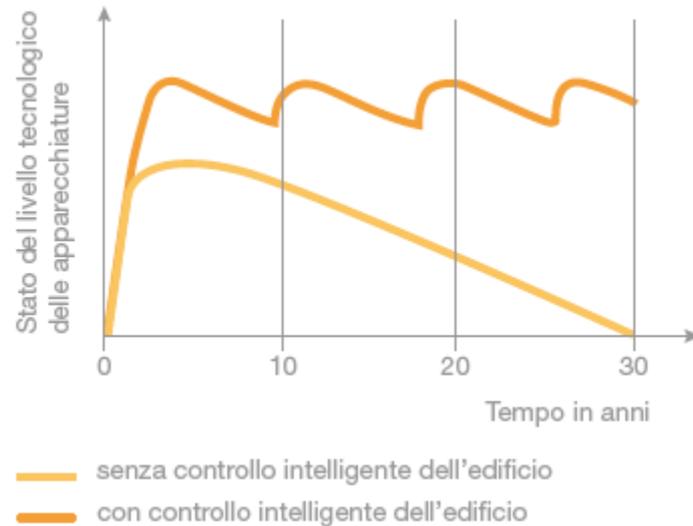
**Tabella 18. Macro voci di costo dell'impianto domotico realizzato presso una villa unifamiliare**

<b>MATERIALE - componenti</b>		
componenti knx [1]	€ 12.446,99	28%
antintrusione [2]	€ 4.303,00	10%
networking [a corpo]	€ 1.000,00	2%
TV sat [3]	€ 1.241,54	3%
serie civile [a corpo]	€ 3.400,00	8%
	<b>€ 22.391,53</b>	<b>51%</b>
<b>MATERIALE - DISTRIBUZIONE</b>		
quadri elettrici	€ 4.500,00	10%
cavi	€ 1.000,00	2%
allacci reti (enel, telecom)	€ 2.000,00	5%
scatole e tubazioni	€ 1.500,00	3%
pozzetti e distrib. esterna	€ 500,00	1%
	<b>€ 9.500,00</b>	<b>22%</b>
<b>MANODOPERA</b>	<b>€ 8.000,00</b>	<b>18%</b>
<b>SPESE TECNICHE</b>		
progettazione e programmazione	€ 2.000,00	5%
as biult	€ 2.000,00	5%
	<b>€ 4.000,00</b>	<b>9%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>€ 43.891,53</b>	
	u.i. € 4.389,15	10%
<b>COSTO al netto del ribasso</b>	<b>€ 48.280,69</b>	

Il costo degli impianti elettrici, speciali e domotici somma a circa € 48000.

Considerando una superficie di 450 m<sup>2</sup>, il costo totale degli impianti al metro quadro è di circa 100 €/ m<sup>2</sup>, di cui la quota parte per gli impianti domotici è di circa 25-30 €/ m<sup>2</sup>.

Uno dei benefici dell'innovazione tecnologica (specialmente come domotica) nel quadro economico dell'immobile è dato dal fatto che l'innovazione può essere ritenuta un investimento sull'immobile stesso. In Figura 56 si riporta una stima qualitativa del grado di invecchiamento di un immobile nel corso del tempo (in un orizzonte temporale di 30 anni). Si nota che, in presenza di sistemi di controllo intelligenti, quali quelli domotici, l'immobile mantiene un alto livello tecnologico degli impianti, ossia un ridotto invecchiamento, diversamente da quanto succede per un immobile privo di tali sistemi.



**Figura 56. Stima dell'invecchiamento degli impianti tecnici di un immobile in assenza e in presenza di sistemi di controllo intelligente**

## 8.2 Impianto domotico a servizio di un edificio terziario scolastico

Un secondo esempio di impianto domotico realizzato è a servizio di un edificio scolastico (scuola media superiore), sviluppato su tre livelli, per un totale di circa 2500 m<sup>2</sup>.



**Figura 57. Prospetto dell'edificio scolastico**

L'estensione dell'edificio risulta composta come da Tabella 19.

**Tabella 19. Composizione dell'edificio scolastico**

	<b>Attività didattiche</b>	<b>Attività complementari</b>	<b>Attività uso collettivo</b>	<b>Altri locali</b>
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>
<b>Seminterrato</b>				370
<b>Piano terra</b>	300	800		
<b>Primo piano</b>	300	530	160	
<b>Totale</b>	600	1330	160	370

In Figura 58 si riporta lo schema dell'impianto domotico realizzato.

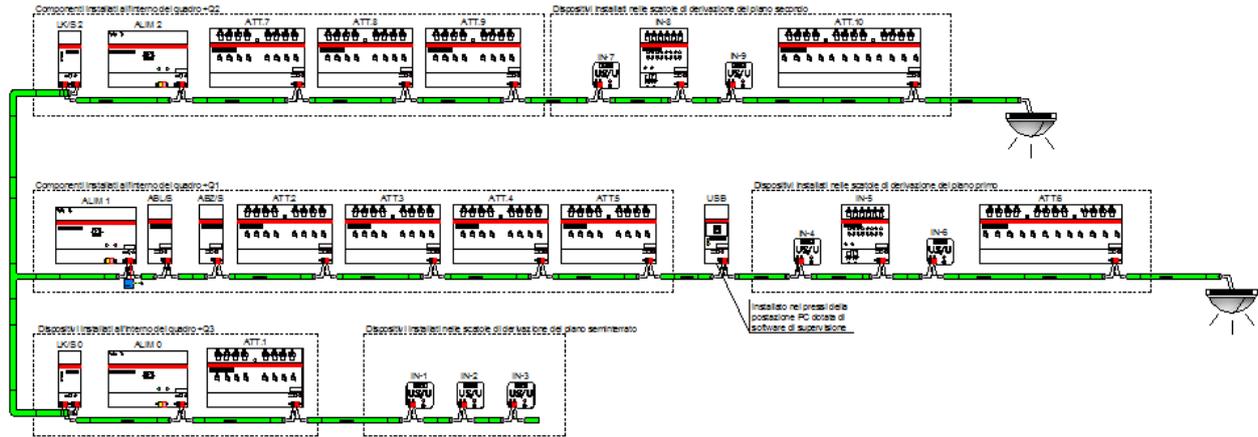


Figura 58. Schema dell'impianto domotico a servizio dell'edificio scolastico

Anche in questo caso si riporta (Tabella 20) una valutazione delle macro-voci di costo, al fine di valutare l'incidenza economica percentuale dell'impianto domotico all'interno del quadro economico complessivo.

Tabella 20. Macro voci di costo relative all'edificio scolastico

Tipologia lavori	Importo lavori	Incidenza percentuale	Incidenza al m <sup>2</sup>
distribuzione	€ 37.122,00	21%	15
cavi elettrici	€ 7.250,00	4%	3
quadri elettrici	€ 16.053,00	9%	7
sistemi di illuminazione	€ 30.680,00	18%	12
cablaggio strutturato	€ 14.354,00	8%	6
impianto di terra	€ 1.668,00	1%	1
rivelazione fumi	€ 27.308,00	16%	11
antintrusione	€ 6.730,00	4%	3
controllo accessi	€ 5.350,00	3%	2
<b>BUILDING AUTOMATION</b>	<b>€ 28.000,00</b>	<b>16%</b>	<b>11</b>
<b>totale</b>	<b>€ 174.515,00</b>	<b>100%</b>	<b>71</b>

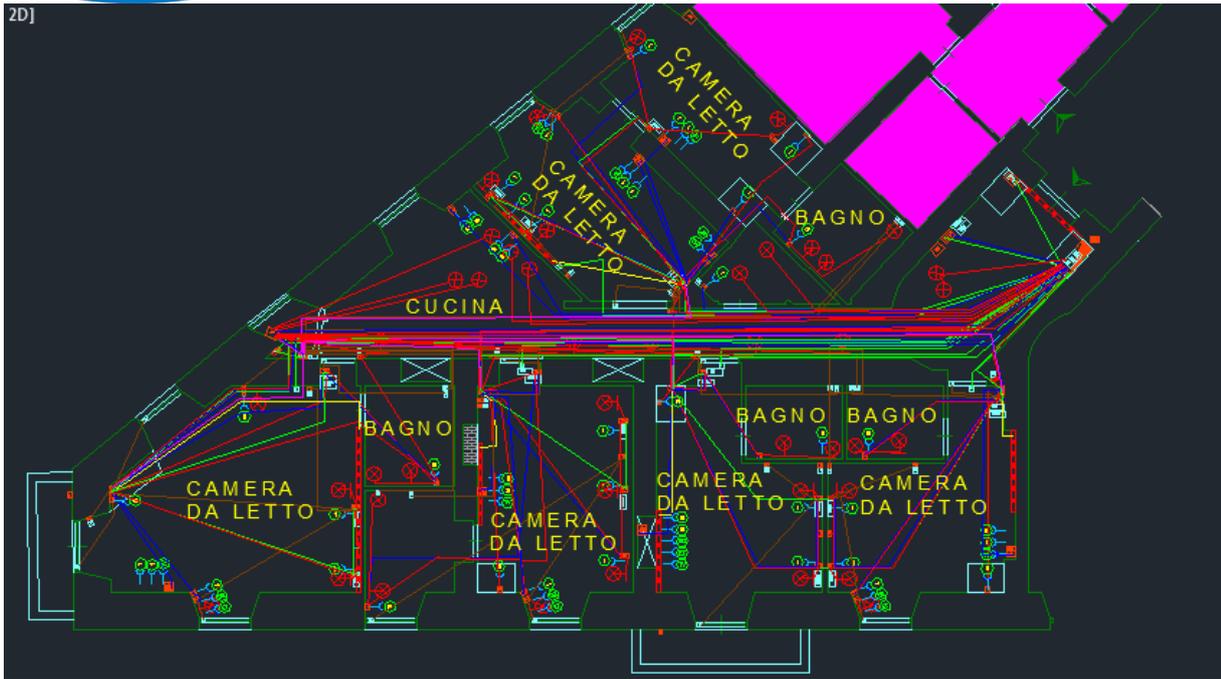
il costo degli impianti elettrici, speciali e domotici somma a circa € 175000.

Considerando una superficie di 2500 m<sup>2</sup>, il costo totale degli impianti al metro quadro è di circa 75 €/ m<sup>2</sup>, di cui la quota parte per gli impianti domotici è di circa 10-15 €/ m<sup>2</sup>.

### 8.3 Impianto domotico a servizio di un bed and breakfast

Infine, come terzo esempio, si illustra l'impianto domotico realizzato a servizio di un edificio adibito a struttura ricettiva (bed and breakfast) sito nel centro di Roma.

La pianta della struttura con l'impianto realizzato è mostrata in Figura 59.



**Figura 59. Pianta del bed and breakfast con schemi d'impianto**

Gli impianti elettrici sono costituiti dai componenti necessari per la distribuzione elettrica alle varie utenze e vengono alimentati a monte dalla consegna in BT dell'ente erogatore locale.

All'interno di tale progetto sono state realizzati:

- L'impianto elettrico
- L'impianto di illuminazione
- Il sistema di controllo e automazione dell'impianto di illuminazione
- Il sistema di controllo e automazione dei carichi
- Il controllo accessi

La progettazione e l'installazione hanno riguardato la totalità degli impianti tecnici presenti nell'unità ed in particolare dell'impianto elettrico e di automazione.

Il sistema elettrico dell'impianto generale è TT, con consegna in bassa tensione a 230V – FF – 50Hz dall'ente erogatore.

A valle del punto di consegna fornito dal distributore di zona è stato installato, uno smart meter per analizzare la potenza assorbita, istante per istante, dall'intero impianto.

Il valore della potenza di progetto è valutata complessivamente in circa 15 kW, così ripartita:

- Impianto elettrici (prese): 3.8 kW
- Impianto di illuminazione: 1.3 kW
- Altri carichi elettrici: 9.2 kW
- Totale: 14.3 kW

**Tabella 21. Ripartizione e analisi delle potenze dell'impianto elettrico della struttura ricettiva**

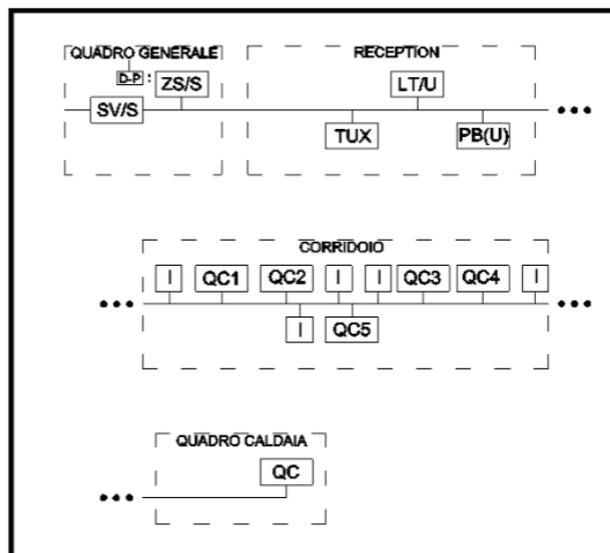
N° camera	Tipo	ILLUMINAZIONE				PRESE					Condizionatori Daikin 4mxs80e	Splitter Daikin FTXG25JA			Potenza totale (W)
		Potenza (W)	C.U.	C.C.	potenza progetto (W)	N° prese	Potenza (W)	C.U.	C.C.	potenza progetto (W)	Potenza (kW)	Potenza (kW)	C.C.	C.U.	
1	Stanza	170	1	0,8	136	7	20000	0,1	0,2	400		1,32	0,7	0,7	1182,8
	Bagno	40	1	0,8	32	2	6500	0,1	0,2	130					162
2	Stanza	170	1	0,8	136	7	20000	0,1	0,2	400	2,65	1,32	0,7	0,7	3832,8
	Bagno	40	1	0,8	32	2	6500	0,1	0,2	130					162
3	Stanza	170	1	0,8	136	7	20000	0,1	0,2	400		1,32	0,7	0,7	1182,8
	Bagno	40	1	0,8	32	2	6500	0,1	0,2	130					162
4	Stanza	170	1	0,8	136	4	13000	0,1	0,2	260		1,32	0,7	0,7	1042,8
	Bagno	40	1	0,8	32	2	6500	0,1	0,2	130					162
5	Stanza	170	1	0,8	136	7	20000	0,1	0,2	400		1,32	0,7	0,7	1182,8
	Bagno	40	1	0,8	32	2	6500	0,1	0,2	130					162
6	Stanza	220	1	0,8	176	8	23000	0,1	0,2	460	2,65	1,32	0,7	0,7	3932,8
	Bagno	40	1	0,8	32	2	6500	0,1	0,2	130					162
	Bagno Servizi	40	1	0,8	32	2	6500	0,1	0,2	130					162
	Zona Comune (cucina)	30	1	0,8	24	3	6500	0,1	0,2	130					154
	Reception	100	1	0,8	80	4	13000	0,1	0,2	260					340
	Corridoio	130	1	0,8	104	2	6500	0,1	0,3	195					299
<b>Totale</b>		<b>1610</b>			<b>1288</b>	<b>63</b>	<b>187500</b>			<b>3815</b>					<b>14284</b>

Le funzionalità offerte dal sistema di building automation, per funzioni nell'ottica dell'efficienza energetica, sono:

- Gestione carichi ed attuazione del peak shaving, con l'obiettivo di mantenere una potenza contrattuale entro i 6 kW a fronte di una potenza di progetto di circa 15 kW;
- Regolazione automatica dell'illuminazione, attraverso sensori di luminanza e dimmer per lampade a led;
- Sensori di presenza e di apertura finestre, per lo spegnimento dei climatizzatori;

L'impianto è costituito da:

- un quadro elettrico generale, denominato QG, suddiviso in una sezione generale, una sezione camere ed una sezione luci emergenza e UPS;
- cinque quadri di stanza QC1, QC2, QC3, QC4, QC5;
- un quadro vano caldaia QC.



**Figura 60. Schema a blocchi dell'impianto elettrico**

In Figura 61 si riporta uno schema dell'impianto KNX.

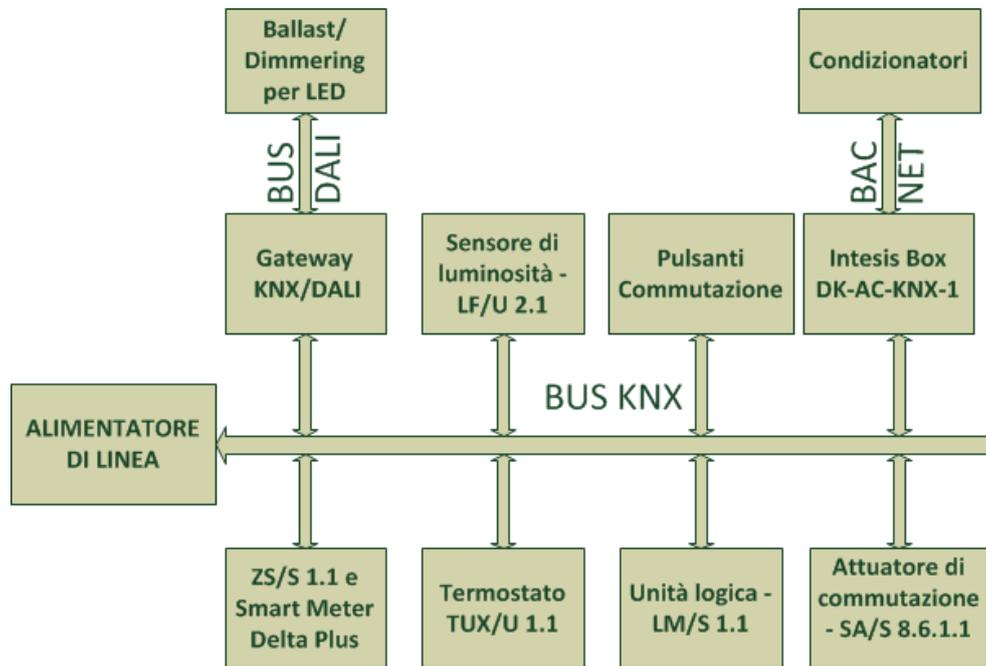


Figura 61 - Schema KNX

Si riporta di seguito un'analisi nel dettaglio dei componenti dell'impianto elettrico.

#### Quadro QG

Il quadro QG è costituito da:

- un alimentatore di linea SV/S 30.640.5 ABB che alimenterà il BUS KNX;
- un dispositivo d'interfaccia ZS/S 1.1 ABB, posto in comunicazione con un contatore di energia Delta Plus DZ+4105 W E ABB;
- un interruttore differenziale da AC 63/0,03 ed un MT C25 a protezione generale dell'impianto;
- un distributore per i carichi;
- quattro interruttori automatici magnetotermici C16 per la protezione ed il sezionamento di Servizi Cucina, FM Caldaia e Aspirazione Bagni, Motore Climatizzazione 1 e 2;
- un Contattore Serie NC (Normalmente Chiuso) da 20A/230V, per il sezionamento di alcuni carichi in Cucina;
- cinque MT C10 a protezione e sezionamento delle Camere;
- due MTD C10/0,03 a protezione e sezionamento delle Luci Corridoio e Frigorifero Cucina;
- un MTD C16/0,03 a protezione e sezionamento del Bagno di Servizio;
- una sezione H24 costituita da un ID da AC 63/0,03 ed un MT C16 a protezione generale dell'UPS, un Led Spia in segnalazione di alimentazione dell'UPS, un ID da AC 63/0,03 in protezione dei carichi a valle dell'UPS e quattro MT C16 a protezione e sezionamento dei carichi alimentati dall'UPS (tra cui l'Illuminazione di Emergenza).

#### Quadri QC1-2-3-4-5

I quadri QCX delle stanze sono costituito da:

- un interruttore differenziale da AC 25/0,03 a protezione di tutta la camera;
- due MT C10 a protezione e sezionamento dell'Illuminazione e del Frigo-bar;
- un MT C16 a protezione e sezionamento delle Prese di Potenza;

- un Contattore Manuale da 20A/230V per il sezionamento dell'Illuminazione e delle Prese di Potenza;
- un Contattore Serie NC da 20A/230V per il sezionamento del Phon.

#### Quadro QC

Il quadro caldaia QC è costituito da:

- un BE/S 8.20.2.1 ABB;
- un DLR/S 8.16.1M ;
- un LM/S 1.1.

L'automazione è stata gestita da un sistema a bus KNX che gestisce l'intera automazione all'interno del B&B. Le automazioni presenti riguardano:

- L'illuminazione, effettuata attraverso l'interfacciamento dei dimmer KNX/DALI;
- Il monitoraggio e la gestione della potenza dei climatizzatori attraverso l'interfaccia KNX/BacNET;
- Il controllo dei carichi distaccabili per logiche di peak shaving con la finalità di mantenere la potenza assorbita entro la massima contrattuale pari a 6,6 kW (6 kW+10%).

L'illuminazione viene gestita in parte tramite protocollo DALI e in parte tramite standard KNX:

- La parte d'impianto DALI gestisce l'illuminazione LED delle camere e del corridoio;
- La parte d'impianto KNX gestisce l'illuminazione della zona comune e l'illuminazione supplementare delle camere.

In caso di mancata alimentazione ordinaria, è previsto un sistema di alimentazione ausiliario, supportato da UPS dedicati, con un'autonomia di circa 30 minuti, che alimenta i carichi privilegiati, corrispondenti a:

- Bus KNX
- Illuminazione d'emergenza

L'impianto KNX è così strutturato: a partire dal quadro generale si sviluppano delle dorsali KNX che servono:

- I cinque quadri di stanza (i quali a loro volta servono i dispositivi nella stanza stessa)
- I dispositivi KNX nel quadro caldaia
- I dispositivi Intesis Box per il controllo del condizionamento
- I dispositivi KNX nella reception e nel quadro generale medesimo.

La funzione di controllo dei carichi distaccabili ha consentito di ridurre la potenza contrattuale di fornitura da 15 kW a 6 kW. Infatti, il sistema di controllo è in grado di escludere, con logiche a priorità, carichi scelti nel caso di superamento di soglie predeterminate.

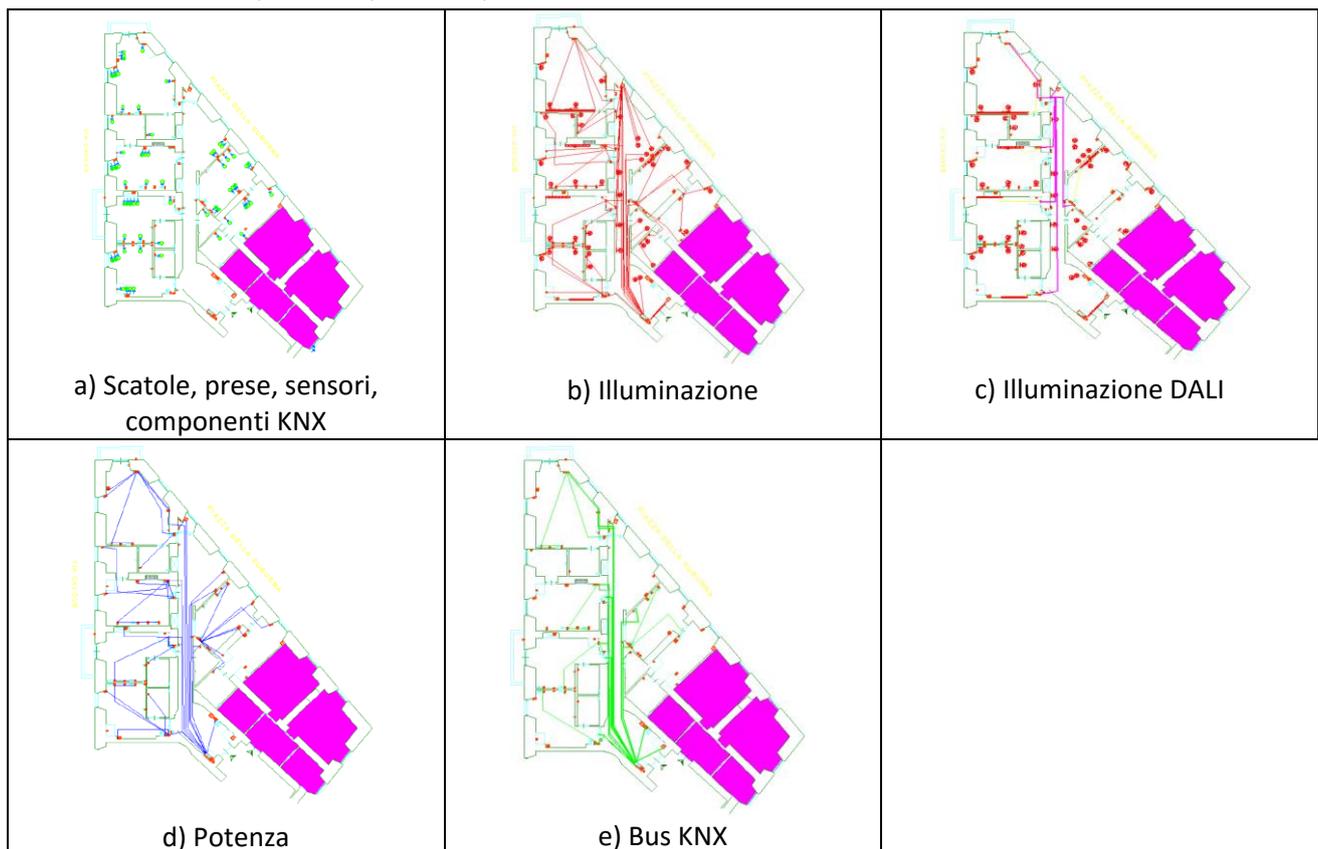
L'interfaccia ZS/S 1.1 permette di ricevere i valori dal contatore ad esso associato e, settandolo opportunamente, di poter inviare nel BUS tali valori. Il valore più importante ai fini dell'Energy Meter è chiaramente quello della potenza: infatti, utilizzando tale valore, si è in grado di monitorare, istante per istante, l'assorbimento del B&B e di poter intervenire con le logiche previste, in maniera tale da poter distaccare alcuni carichi in modo da non superare mai la soglia di consegna di 6,6 kW che è il limite di fornitura. Tali logiche verranno illustrate in seguito, quando si descriverà il componente LM/S 1.1 che è l'unità chiamata ad implementare tali logiche.

I componenti atti a gestire tali automazioni sono riportati in Tabella 22.

**Tabella 22. Elenco dei componenti**

<u>DISPOSITIVO</u>	<u>QUANTITA' COMPLESSIVA</u>
ALIMENTATORE DI LINEA SV/S 30.320.5	1
INTERFACCIA USB/S 1.1	(non in dotazione)
GATEWAY DALI DLR/S 8.16.1M	1
TERMINALE DI INGRESSO 2CSYK1003C/S	5
ATTUATORE DI USCITA 2CSYK1006C/S	12
TERMOSTATO TUX/U 1.1	1
INTERFACCIA CONTATORI	1
SENSORE LUMINOSITA' LF/U 2.1	8
TERMINALE DI INGRESSO BINARIO BE/S 8.20.2.1	1
CONTATORE DI ENERGIA DELTA-PLUS DZ+4105 W E	1
LETTORE TRASPONDER LT/U 1.1	1
TASCA PORTA TRASPONDER PTI/U 1.1	5
ATTUATORE DI COMMUTAZIONE SA/S 8.16.1.1	1
UNITA' LOGICA LM/S 1.1	1
INTESIS BOX	5
MAGNETE FINESTRA	9
TERMOSTATO ANALOGICO	5
SENSORE DI POSIZIONE	8

In Figura 62 si riportano in dettaglio le piante d'impianto relative ai componenti, all'impianto di illuminazione, all'impianto di potenza (prese) e al bus KNX.



**Figura 62. Piante dell'impianto domestico**

In Tabella 23 si riporta un elenco dei componenti suddivisi per ambiente.

Tabella 23. Distinta dei componenti suddivisi per ambiente

<u>STANZA</u>	<u>DISPOSITIVI UTILIZZATI</u>
<p>RECEPTION – QUADRO GENERALE</p> <p>CAMERA 1</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (1) LT/U 1.1</li> <li>• (1) SV/S 30.320.5</li> <li>• (1) TUX/U 1.1</li> <li>• (1) ZS/S 1.1</li> <li>• (1) DELTA-PLUS DZ 4105 W E</li> <li>• (1) 2CSYK1006C/S</li> <li>• (1) SENSORE POSIZIONE</li> <li>• (1) PTI/U 1.1</li> <li>• (2) 2CSYK1006C/S</li> <li>• (1) 2CSYK1003C/S</li> <li>• (1) LF/U 2.1</li> <li>• (1) INTESIS BOX</li> <li>• (1) SENSORE POSIZIONE</li> <li>• (1) MAGNETE FINESTRA</li> <li>• (1) TERMOSTATO ANALOGICO</li> </ul>
<p>CAMERA 2</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (1) PTI/U 1.1</li> <li>• (2) 2CSYK1006C/S</li> <li>• (1) 2CSYK1003C/S</li> <li>• (1) LF/U 2.1</li> <li>• (1) INTESIS BOX</li> <li>• (1) SENSORE POSIZIONE</li> <li>• (1) MAGNETE FINESTRA</li> <li>• (1) TERMOSTATO ANALOGICO</li> </ul>
<p>CAMERA 3</p> <p>CAMERA 4</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (1) PTI/U 1.1</li> <li>• (2) 2CSYK1006C/S</li> <li>• (1) 2CSYK1003C/S</li> <li>• (1) LF/U 2.1</li> <li>• (1) INTESIS BOX</li> <li>• (1) SENSORE POSIZIONE</li> <li>• (2) MAGNETE FINESTRA</li> <li>• (1) TERMOSTATO ANALOGICO</li> <li>• (1) PTI/U 1.1</li> <li>• (2) 2CSYK1006C/S</li> <li>• (1) 2CSYK1003C/S</li> <li>• (1) LF/U 2.1</li> <li>• (1) INTESIS BOX</li> <li>• (1) SENSORE POSIZIONE</li> <li>• (3) MAGNETE FINESTRA</li> <li>• (1) TERMOSTATO ANALOGICO</li> </ul>
<p>CAMERA 5</p> <p>ZONA COMUNE – QUADRO CALDAIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (1) PTI/U 1.1</li> <li>• (3) 2CSYK1006C/S</li> <li>• (1) 2CSYK1003C/S</li> <li>• (1) LF/U 2.1</li> <li>• (1) INTESIS BOX</li> <li>• (1) SENSORE POSIZIONE</li> <li>• (2) MAGNETE FINESTRA</li> <li>• (1) TERMOSTATO ANALOGICO</li> <li>• (1) BE/S 8.20.2.1</li> <li>• (1) DLR/S 8.16.1M</li> <li>• (1) LM/S 1.1</li> <li>• (1) SA/S 8.16.1.1</li> <li>• (1) LF/U 2.1</li> <li>• (2) SENSORE POSIZIONE</li> </ul>

In particolare, si descrivono in seguito le funzionalità implementate dai vari componenti:

**Alimentatore di linea - SV/S 30.320.5:** L'alimentatore fornisce e controlla l'alimentazione della rete EIB. La linea BUS è isolata dall'alimentazione mediante una bobina integrata. L'alimentatore è collegato alla linea BUS tramite un terminale di connessione.

**Interfaccia USB - USB/S 1.1:** L'interfaccia USB consente la connessione tra personal computer e il sistema EIB/KNX. Il trasferimento dati viene visualizzato tramite 2 LED.

**Gateway DALI - DLR/S 8.16.1M:** Il prodotto unisce lo standard KNX di automazione e lo standard di gestione dell'illuminazione DALI e può gestire fino a 64 dispositivi DALI, suddivisi in 16 gruppi di cui 8 possono essere controllati utilizzando i sensori di luminosità indipendenti LF/U2.1. Le strisce a LED, sono alimentate dai ballast di stanza, i quali vengono comandati tramite il componente DLR/S 8.16.1M.

**Termostato: TUX/U 1.1:** Il lettore TUX/U1.1 è un Termostato adatto all'inserimento nelle scatole da incasso a tre moduli. E' progettato per realizzare la termoregolazione di ambienti utilizzando un sistema di comunicazione basata su BUS KONNEX.

**Interfaccia contatori - ZS/S 1.1:** L'Interfaccia contatori ZS/S 1.1 consente la lettura da remoto dei dati e dei valori degli smart meter ABB per i modelli DELTAplus, DELTAsingle e ODIN.

**Sensore di luminosità - LF/U 2.1:** Il sensore di luminosità LF / U 2.1 è un sensore per ambienti chiusi. Il sensore, dunque, misura i valori di luminosità in locali chiusi e viene combinato con i dispositivi KNX per la regolazione dell'intensità delle lampade

**Terminale di ingresso binario con comando manuale – 8 canali BE/S 8.20.2.1:** Il terminale d'ingresso binario 8 canali BE/S 8.20.2.1 con comando manuale è un dispositivo a installazione in serie in ripartitori. Il dispositivo è pensato per il rilevamento di contatti a potenziale zero. E' stato utilizzato per conoscere lo stato delle finestre.

**Contatore di energia Delta Plus DZ+4105 W E:** Il contatore di energia Delta Plus è un dispositivo in grado di poter leggere i parametri di un impianto elettrico, sia esso monofase o polifase, e di poter comunicare tali valori sul BUS KNX, accoppiandolo con l'interfaccia ZS/S 1.1

**Attuatore di commutazione - SA/S 8.6.1.1:** E' un attuatore di commutazione ed è un dispositivo per installazione modulare nel quadro di distribuzione. Questo componente è particolarmente adatto per i carichi di manovra con correnti di spunto elevate. La corrente massima per uscita di carico è di 20 A. E' stato utilizzato per la gestione dei carichi.

**Unità logica - LM/S 1.1:** L'unità logica è un dispositivo a incasso di serie per il montaggio in quadri di distribuzione. Negli impianti EIB l'unità logica si utilizza per creare logiche di controllo attraverso il verificarsi di eventi e/o misure acquisite tramite sensori su determinati attuatori.

**Interfaccia KNX per condizionatore Daikin - Intesis Box DK-AC-KNX-1:** Questo consente il monitoraggio e il controllo, completamente bidirezionale, di tutti i parametri di funzionamento del condizionatore Daikin per installazioni KNX. Può essere installato direttamente all'interno dello split e si collega da un lato al circuito elettronico dell'unità interna AC (Air Condition) e dall'altro lato direttamente al BUS KNX.

I prezzi di tali componenti sono riportati in Tabella 24. I prezzi tengono conto anche della posa in opera.

Il costo totale dei materiali e della posa in opera della parte domotica, comprensiva della gestione delle stanze, della termoregolazione integrata e del sistema di controllo dei carichi è pari a circa 14.000 euro.

Considerando una superficie di circa 250 m<sup>2</sup> risulta un costo al metro quadro degli impianti domotici di circa 50-60 €/m<sup>2</sup>.

L'impianto domotico realizzato classifica il B&B come di livello A in riferimento alla normativa UNI 15232. Considerando il B&B come struttura di tipo alberghiero l'impatto in termini energetici rispetto ad una soluzione priva di automazione (Classe C) è determinabile mediante le Tabella 25 e Tabella 26, tratte dalla norma citata.

Il risparmio è pari al:

- circa il 30% per gli impianti termici;
- circa il 10% per gli impianti elettrici.

Conoscendo i consumi annuali stimati è possibile valutare il tempo di ritorno del sistema di automazione.

Tabella 24. Distinta dei componenti dell'impianto domotico KNX installato presso il B&amp;B

Componenti	Prezzo unitario (EUR)	Quantità	Prezzo (EUR)
Alimentatore di linea - SV/S 30.320.5	343	1	343
Interfaccia USB/S 1.1			
Gateway DALI - DLR/S 8.16.1M	368	1	368
Terminale di ingresso 2CSYK1003C/S		5	
Attuatore di uscita 2CSYK1006C/S		12	
Termostato: TUX/U 1.1	301	1	301
Interfaccia contatori - ZS/S 1.1:	191	1	191
Sensore di luminosità - LF/U 2.1	82	8	656
Terminale ingresso binario BE/S 8.20.2.1	450	10	4500
Contatore di energia Delta Plus DZ+4105 WE	480	1	480
Lettore transponder LT/U 1.1	319	1	319
Tasca porta trasponder PT/U 1.1	319	5	1595
Attuatore di commutazione - SA/S 8.6.1.1	600	1	600
Unità logica - LM/S 1.1	144	1	144
Interfaccia KNX per condizionatore Daikin Intesis Box DK-AC-KNX-1	236	5	1180
10 Pulsanti da commutazione	60	10	600
Magnete finestra	30	9	272
Termostato analogico KNX	279	5	1395
Sensore di posizione	192	8	1537

Tabella 25. Fattori di efficienza (BAC Factors) per il Riscaldamento ed il Raffrescamento negli edifici non residenziali (come da Tabella 3 EN15232)

Edifici non residenziali	Fattori di efficienza			
	D	C Riferimento	B	A
	Non energeticamente efficiente	Standard	Avanzato	Alte prestazioni energetiche
Uffici	1,51	1	0,80	0,70
Sale di lettura	1,24	1	0,75	0,50 (*)
Scuole e simili	1,20	1	0,88	0,80
Ospedali	1,31	1	0,91	0,86
<b>Hotel</b>	<b>1,31</b>	<b>1</b>	<b>0,75</b>	<b>0,68</b>
Ristoranti	1,23	1	0,77	0,68
Centri commerciali e Negozi	1,56	1	0,73	0,60 (*)

**Tabella 26. Fattori di efficienza (BAC Factors) per il consumo di energia elettrica negli edifici non residenziali (come da Tabella 5 EN15232)**

Edifici non residenziali	Fattori di efficienza			
	D	C Riferimento	B	A
	Non energeticamente efficiente	Standard	Avanzato	Alte prestazioni energetiche
Uffici	1,10	1	0,93	0,87
Sale di lettura	1,06	1	0,94	0,89
Scuole e simili	1,07	1	0,93	0,86
Ospedali	1,05	1	0,98	0,96
<b>Hotel</b>	<b>1,07</b>	<b>1</b>	<b>0,95</b>	<b>0,90</b>
Ristoranti	1,04	1	0,96	0,92
Centri commerciali e Negozi	1,08	1	0,95	0,91

## 9 Sistemi di metering

### 9.1 Generalità

Attualmente, i sistemi di *metering* stanno evolvendo in sistemi di *smart metering* (sistema di misurazione intelligente) [44]. La Direttiva 2012/27/EC [10] definisce un sistema di *smart metering* come un “sistema elettronico in grado di misurare il consumo di energia, fornendo maggiori informazioni rispetto ad un dispositivo convenzionale, e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica”. Un sistema di *smart metering* distribuito consiste in un’architettura di *meter* installati nell’impianto elettrico a vari livelli di distribuzione (punto di consegna, quadro principale, quadri secondari, singolo circuito o carico) [44]. L’architettura più comune di un sistema di *smart metering* è composta da:

- Dispositivi *smart meter* (sistemi di misurazione elettronici locali)
- *Data concentrator* (dispositivi di elaborazione di dati da diversi meter)
- Protocolli di comunicazione (che consentono la comunicazione bidirezionale tra gli smart meter e i data concentrator, su *local* o *wide are network*)
- Sistema di monitoraggio (piattaforma IT in cui un programma acquisisce ed elabora i vari dati)

Il monitoraggio e la misura dei consumi energetici elettrici e di combustibile (*smart metering*) consente di avere coscienza degli effettivi impieghi di elettricità e di gas non solo a livello di contatore generale ma anche correlati ai vari utilizzi e alle diverse aree dell’edificio.

Il motto è che “non è possibile efficientare ciò che non si conosce e non è possibile conoscere ciò che non si misura”. Un sistema efficace di *smart metering* consente di risparmiare energia solo per il fatto che si mostrano in modo evidente gli effettivi consumi. Si pensi a tal riguardo al beneficio che si ha nell’aver un computer di bordo in auto con l’indicazione chiara dei consumi medi e istantanei di carburante durante la marcia, favorendo uno stile di guida più incline all’efficienza, evitando brusche e inutili accelerazioni.

Gli Smart Meters, pertanto, riservano numerosi vantaggi non solo per gli utenti ma anche per i gestori : per quanto riguarda gli utenti, questi diventano protagonisti perché possono accedere alle informazioni sui loro consumi e comunicare da remoto le letture, regolando in tempo reale le proprie abitudini riguardo l’utilizzo dell’energia elettrica, risparmiando ed evitando sprechi; per i gestori delle reti di distribuzioni i vantaggi risiedono nell’aver delle informazioni più dettagliate sull’utilizzo di energia elettrica da parte dei clienti con la possibilità di ridurre le spese operative, inclusi i costi per le operazioni di lettura dei contatori, evitare i furti di potenza e tutti i problemi connessi, e infine rilevare in modo rapido le interruzioni di corrente e i vari malfunzionamenti, senza dover intervenire sul posto.

Fattore chiave per un rapporto più consapevole con il consumo di energia elettrica è sicuramente portare sotto gli occhi dell’utilizzatore il consumo corrente in modo chiaro e diretto, per poter permettere all’utente stesso di intervenire istantaneamente con delle contromisure.

Il ruolo sempre più centrale degli Smart Meters ha spinto l’Unione Europea a regolamentare la materia attraverso la Direttiva denominata MID, Metrological Instruments Directive, recepita in Italia con il Decreto Legislativo n.22 del 2007.

La Direttiva ha come obiettivo la certificazione MID che armonizza le normative presenti nei singoli Paesi membri e regola in maniera univoca le caratteristiche della strumentazione destinata alla misura ufficiale di grandezze diverse riguardo:

- i contatori dell’acqua (MI-001);
- i contatori del gas e i dispositivi di conversione del volume (MI-002);
- i contatori di energia elettrica attiva e trasformatori di misura (MI-003);
- i contatori di calore (MI-004);
- i sistemi di misura per la misurazione continua e dinamica di quantità di liquidi diversi dall’acqua (MI-005);
- gli strumenti per pesare a funzionamento automatico (MI-006);
- i tassametri (MI-007);

- le misure materializzate (MI-008);
- gli strumenti di misura della dimensione (MI-009);
- gli analizzatori dei gas di scarico (MI-010).

La Direttiva definisce i requisiti ai quali i dispositivi e i sistemi debbono conformarsi per potere essere commercializzati e messi in servizio per le funzioni di misura giustificate da motivi di interesse pubblico, sanità pubblica, sicurezza pubblica, ordine pubblico, protezione dell'ambiente, tutela dei consumatori, imposizione di tasse e di diritti e lealtà delle transazioni commerciali.

La conformità di uno strumento di misura a tutte le disposizioni della direttiva è attestata dalla presenza, sul medesimo, della marcatura "CE" e della marcatura metrologica supplementare costituita dalla lettera maiuscola "M" e dalle ultime due cifre dell'anno di apposizione della marcatura.

## 9.2 Sistemi di smart metering distribuiti

Come detto, i sistemi di *metering* stanno evolvendo in sistemi di *smart metering* di tipo distribuito.

Anche se il termine "Smart Metering" viene spesso utilizzato, non si può dire che esiste una definizione concreta e universalmente accettata di quello che è SM e delle funzioni che questo termine include. Generalmente un sistema di smart metering utilizza contatori di energia e apparecchi di misura intelligenti, una rete di comunicazione, e infine un microcontrollore per la supervisione dell'intero sistema. L'insieme dei smart meters con l'intera rete di comunicazione e i data management formano il così detto AMI (Advanced Metering Infrastructure). Tramite questa infrastruttura il meter è connesso al fornitore e potrebbe essere connesso alle applicazioni domestiche tramite HAN (Home Area Network). Senza tutta questa infrastruttura i smart meters possono essere utilizzati solamente come dei contatori tradizionali elettromeccanici.

Si possono identificare sostanzialmente due tipologie di Smart Meter, secondo il loro livello di connettività e di automazione:

- AMR-Automated Meter Reading-Prevede uno scambio di dati unidirezionali tra il contatore e la rete locale (livello minimo di automazione)
- AMM-Automated Meter Management-Ammette uno scambio bidirezionale di informazioni tra il punto di misura e la rete locale, permettendo una più ampia gamma di funzioni. Un'ulteriore evoluzione di questo strumento è l'interval meter che permette la registrazione di dati nel periodo, per la comunicazione del consumo consuntivo.

In un sistema di metering i dati vengono raccolti tramite vari dispositivi di misura e poi trasmessi su una rete di comunicazione ad un sistema di archivio dati ,dove diventano accessibili per il software. I sistemi di metering sono costituiti da tre tipi di componenti: hardware per le misurazioni, rete di comunicazione e software.

- Hardware per le misurazioni: include i dispositivi di misura come contatori, sensori ecc.
- La rete di comunicazione: include dataloggers, server, gateway, cablaggio tra i dispositivi, switcher, router e altri componenti simili che comunicano tramite protocolli standard.
- Software: Include moduli software che raccolgono ,memorizzano, analizzano e presentano i dati raccolti dai dispositivi di misura all'interno del sistema di metering.

### 9.2.1 Fasi del processo di misura

Un processo di misurazione si può suddividere nelle seguenti fasi: raccolta dati, trasmissione, archivio ed elaborazione, visualizzazione, analisi.

### 9.2.2 Raccolta dati

Il primo passo in un processo di metering è la raccolta dei dati. I dati vengono rilevati tramite dispositivi di misura per ogni tipo di vettore energetico e di comfort. I dispositivi di misura possono essere permanenti o temporanei in funzione degli obiettivi del sistema di misura. Le soluzioni temporanee di tipo portatile sono disponibile in forma 'clip-on-device' e non sono invasive. Esse misurano senza interrompere il

funzionamento. Sono utili per siti che richiedono accesso rapido ai dati per un'analisi iniziale, sono facili da utilizzare e hanno un costo più basso rispetto ai dispositivi permanenti però le misure ottenute sono meno accurate e precise.

### 9.2.3 Comunicazione

Una volta che la lettura è stata effettuata i dati devono essere trasmessi ad un punto centrale dove vengono archiviati e analizzati. La trasmissione avviene sia attraverso una connessione diretta tra i dispositivi di misura e il server, sia tramite data loggers. Le opzioni per i mezzi di trasmissione sono multiple, tra le più utilizzate si evidenziano:

#### *Trasmissione cablata*

Utilizza cavi di tipo 'twisted pair', Ethernet o ad impulsi in funzione delle uscite dei contatori. Rappresenta una modalità sicura e veloce di trasmissione dei dati che è adatta per componenti localizzati ad una piccola distanza uno dall'altro. Invece se i componenti sono collegati ad un server centrale molto lontano allora l'installazione di una nuova rete di comunicazione cablata in un edificio esistente, potrebbe essere dirompente e costosa, i percorsi dei cavi si devono adattare alla struttura esistente dell'edificio.

#### *Trasmissione wireless*

I dati vengono trasmessi senza l'utilizzo dei mezzi fisici ma con l'impiego di un trasmettitore e un ricevitore. Una rete wireless presenta una serie di vantaggi per gli edifici esistenti dove l'installazione di una rete cablata presenta delle difficoltà. In particolare:

- Permette ai diversi componenti del sistema di essere situati ovunque nel edificio;
- Rende semplice estendere la capacità della rete – nuovi componenti possono essere aggiunti senza la necessità di installare nuovi cavi;
- Meno costoso per i collegamenti a lunga distanza dove il cablaggio diventa difficile o la trasmissione di dati si indebolisce.

#### *Standard*

Esistono diversi standard per la comunicazione tra i dispositivi di misura. Rispetto ai sistemi HBES dove le informazioni da condividere sono estremamente leggere in termini di bit, nel caso dei sistemi di metering, le informazioni possono avere una relativa maggiore complessità per il maggior numero di bit che costituiscono l'oggetto di comunicazione.

Un protocollo che si sta sempre di più affermando è quello M-BUS perfettamente integrabile nei sistemi Konnex KNX.

KNX Association aveva già lavorato insieme al CEN TC 294 WG5 sin dall'avvio della concezione di KNX RF e ottimizzato con la specifica M-Bus i parametri del livello fisico di KNX RF. Ciò comprendeva la deviazione FSK, Frequency Shift Keying, la tolleranza di frequenza, nonché un formato comune di base per il frame, fino a provisions dedicate negli apparecchi. Per mezzo di definizioni generali e dell'integrazione a questo livello, è possibile un prodotto KNX che possa accettare con un unico ricevitore sia telegrammi M-Bus che telegrammi KNX. L'apparecchio di misura M-Bus può essere distribuito ovunque nell'edificio e coprire più abitazioni o piani di uffici che sono equipaggiati con apparecchi M-Bus e KNX RF.

Negli edifici, se non già disponibile, viene installato un sistema KNX TP così da raccogliere i dati misurati mediante un numero ridotto di accoppiatori nell'impianto, riducendo sia i costi di installazione che di configurazione.

L'integrazione del KNX TP con M-Bus permette di trasportare i dati di misura mediante KNX TP e IP e poi vengono resi disponibili al personale di servizio in loco o in remoto.

A tale scopo è stato realizzato il Metering Data Collector integrato nell'unico accoppiatore KNX "radiofrequenza-verso-cavo" consente di mappare i dati di misura M-Bus verso un'interfaccia compatibile con KNX al quale si può accedere mediante un gateway a livello di singolo edificio o di intero complesso.

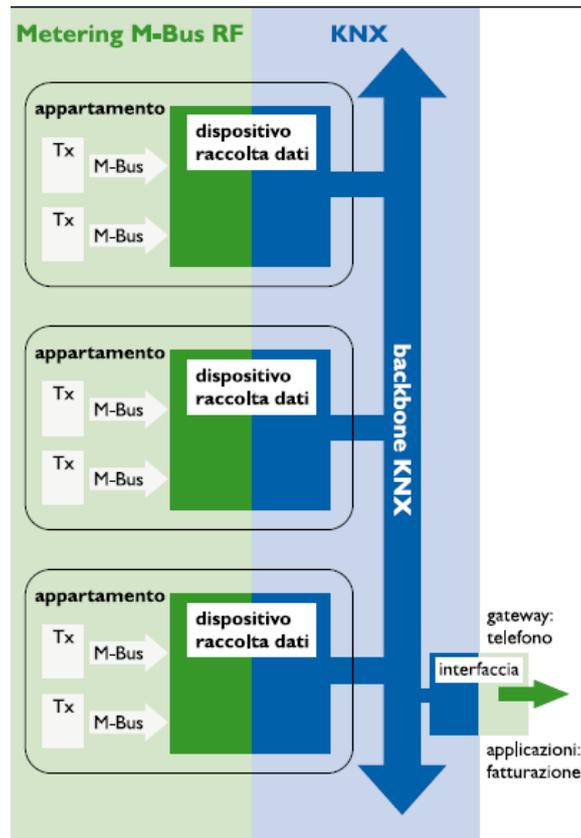


Figura 63. Integrazione M-bus-KNX

#### 9.2.4 Archiviazione

In qualsiasi forma i dati vengano inviati dal dispositivo di misura, l'informazione deve essere catturata da un dispositivo di archiviazione prima che possa essere analizzata. Questo può essere un data logger o un server centrale oppure un BMS.

- 1) Data logger: riceve e archivia dati provenienti da multipli dispositivi di misura. Il logger ha uno o più canali di ingresso, ciascuno di loro in grado di essere collegato ad un dispositivo di misura per raccogliere uscite ad impulsi.
- 2) Server centrale: I server possono ricevere i dati sia attraverso i data loggers sia direttamente dai contatori (devono essere dotati di capacità AMR);
- 3) BMS: Il BMS esistente può essere utilizzato nella stessa maniera come un server centrale per memorizzare i dati di misura acquisiti. Con questa opzione si possono ottenere significativi risparmi dal momento che l'infrastruttura di comunicazione e archiviazione dei dati è già in atto. Tuttavia il BMS potrebbe non essere progettato per la continua acquisizione di dati da più dispositivi di misura.

#### 9.2.5 Visualizzazione ed analisi

Per comprendere come l'energia viene consumata in un edificio è necessario analizzare i dati raccolti. Questo si realizza con l'aiuto di un software.

Modalità di lettura:

- dispositivi con display grafico per la lettura locale;
- dispositivi connessi ad un data logger;
- dispositivi connessi alla rete; i dati sono trasmessi ad un EMS(Energy Management System) o BMS(Building Management System)per l'analisi .Quindi il dispositivo deve avere uscita per la

comunicazione di tipo ad impulsi, RS-232/485, Fibra ottica, Wireless, Ethernet TCP/IP, Modbus, BACnet, KNX, ecc.

#### 9.2.6 Dispositivi di misura

Il mercato degli strumenti di misura per l'elettricità è il più sofisticato e sviluppato. Perciò esiste una vasta gamma di dispositivi, da quelli più elementari che forniscono informazioni solo sull'energia (in kWh) a quelli più sofisticati che consentono la misura di più parametri come potenza attiva e reattiva, fattore di potenza, armoniche, qualità di alimentazione, ecc.

L'evoluzione dei dispositivi di misura ha tenuto il passo con lo sviluppo di nuove tecnologie che permettono un miglioramento della gestione dell'energia, ottenendo così un uso più razionale della stessa. Dal punto di vista della tecnologia utilizzata l'evoluzione del contatore è mostrata nella seguente immagine:

La Commissione Europea ha stabilito dei requisiti funzionali minimi che un sistema di smart metering deve soddisfare nella sua 'Nota interpretativa su Direttiva 2009/72/CE' del 9 marzo 2012.

Per quanto riguarda i consumatori:

- a) Fornire la lettura del contatore direttamente all'utente. Questa funzione è essenziale in un sistema di misurazione intelligente, poiché il feedback diretto dell'utente è oltremodo importante per poter realizzare risparmi energetici sul versante della domanda. Vi è un ampio accordo sull'introduzione di interfacce standard che consentirebbero soluzioni di gestione energetica "in tempo reale", come la domotica, diversi regimi di risposta alla domanda e la trasmissione sicura di dati direttamente all'utente. La possibilità per l'utente o per un terzo da questi designato di visualizzare in modo preciso, tempestivo e facilmente leggibile i valori indicati dal contatore direttamente attraverso l'interfaccia scelta dall'utente è fortemente raccomandata in quanto si rivela un mezzo indispensabile per gestire i servizi di risposta alla domanda, prendere decisioni di risparmio energetico in tempo reale e realizzare un'efficace integrazione delle risorse energetiche distribuite. Per incoraggiare il risparmio energetico, si raccomanda vivamente agli Stati membri di far sì che tutti gli utenti finali che usano i sistemi di misurazione intelligenti siano dotati di un'interfaccia standard che consenta all'utente di visualizzare i dati sul consumo individuale;
- b) aggiornamento dei dati di lettura con sufficiente frequenza per consentire di risparmiare energia grazie a tali informazioni. Questa funzione riguarda esclusivamente il versante della domanda, cioè l'utente finale. Perché l'utente possa fare affidamento sulle informazioni fornitegli dal sistema, deve disporre di informazioni corrispondenti al proprio comportamento. La frequenza deve essere adeguata ai tempi di risposta dei prodotti che consumano o che producono energia. La frequenza generalmente ammessa come necessaria per l'aggiornamento dei dati è almeno ogni 15 minuti. Le comunicazioni diventeranno probabilmente più rapide con l'evoluzione tecnica e lo sviluppo di nuovi servizi energetici. Si raccomanda altresì che il sistema di misurazione intelligente sia in grado di memorizzare e conservare per un certo tempo i dati sul consumo dell'utente, affinché quest'ultimo o un terzo da lui designato possa consultarli e recuperarli. In questo modo sarebbe possibile calcolare i costi legati al consumo.

Per l'operatore addetto alla misurazione:

- a) telelettura del contatore. Questa funzione riguarda il versante dell'offerta, cioè l'operatore addetto alla misurazione. Secondo l'opinione generale, si tratta di una funzione chiave;
- b) comunicazione bidirezionale tra il sistema di misurazione intelligente e le reti esterne a fini di manutenzione e controllo del sistema di misurazione. Questa funzione riguarda la misurazione. Anche quest'ultima è una funzione chiave;
- c) lettura sufficientemente frequente perché i dati possano servire alla pianificazione della rete. Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta.

Per aspetti commerciali della fornitura di energia:

- a) supporto a regimi tariffari variabili. Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta. I sistemi di misurazione intelligenti dovrebbero comprendere strutture tariffarie avanzate, registrazione dei periodi di consumo e controllo a distanza delle tariffe. Questi elementi consentirebbero ai consumatori e agli operatori di rete di migliorare l'efficienza energetica e risparmiare sui costi, riducendo i picchi nella domanda di energia. Questa funzionalità, insieme a

quelle descritte alle lettere a) e b), rappresenta una molla potente per responsabilizzare il consumatore e migliorare l'efficienza energetica del sistema di fornitura. Si raccomanda che il sistema di misurazione intelligente consenta il trasferimento automatico di informazioni sulle opzioni tariffarie avanzate agli utenti finali, ad esempio tramite l'interfaccia standard di cui alla lettera a);

- b) telecomando on/off dell'erogazione e/o del flusso o limitazione della potenza. Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta. Offre all'utente una protezione aggiuntiva consentendo di modulare le limitazioni e abbrevia i tempi di attesa, ad esempio in caso di trasloco, consentendo di chiudere l'erogazione da una parte e aprirla dall'altra in modo semplice e rapido. È necessaria anche per la risoluzione di emergenze tecniche nella rete. Può tuttavia comportare ulteriori rischi per la sicurezza, che occorrerà ridurre al minimo.

Per la sicurezza e la protezione dei dati:

- a) sicurezza delle comunicazioni. Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta. È indispensabile garantire un elevato livello di sicurezza in tutte le comunicazioni tra il contatore e l'operatore. Ciò dicasi tanto per le comunicazioni dirette con il contatore quanto per qualsiasi messaggio trasmesso attraverso il contatore da e verso apparecchi o comandi presenti presso l'utente. Per le comunicazioni locali in casa dell'utente, occorre proteggere sia i dati sia la vita privata;
- b) prevenzione e accertamento delle frodi. Questa funzione riguarda il versante dell'offerta, più precisamente la sicurezza in caso di accesso. L'importanza di questa funzionalità è dimostrata dall'ampio consenso che essa riscuote. È infatti necessaria non solo per prevenire le frodi ma anche per proteggere l'utente, ad esempio, contro la pirateria informatica.

Per la generazione distribuita:

- a) fornire la misura della potenza importata/esportata e reattiva. Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta. Nella maggior parte dei paesi vengono predisposte le funzionalità necessarie per consentire la micro generazione locale e rinnovabile, ossia il contatore a prova di futuro. Si raccomanda di installare questa funzione di default e di attivarla/disattivarla secondo i bisogni o i desideri del consumatore.

Nella scelta di un dispositivo di misura si devono valutare molti fattori come per esempio l'accuratezza, il costo, la funzionalità, la sicurezza, l'integrazione in strutture già esistenti ecc.

I criteri principali di cui bisogna tenere conto nella scelta di un dispositivo di misura sono le informazioni che si devono raccogliere.

**Tabella 27. Dispositivi di misura**

Contatori di energia	Misurano l'energia elettrica consumata in circuiti monofase o trifase. Visualizzazione del consumo di energia in kWh e altri valori quali corrente, energia attiva, energia reattiva.
Multimetri	Sono strumenti di misura che inglobano la funzione di voltmetri, amperometri, cosfimetri, wattmetri, varmetri, frequenzimetri, contatori di energia attiva e reattiva in un unico strumento. Visualizza le principali grandezze elettriche come : <ul style="list-style-type: none"> <li>- tensione U [V];</li> <li>- corrente I [A];</li> <li>- potenza attiva [W];</li> <li>- potenza apparente [VA];</li> <li>- frequenza [Hz];</li> <li>- energia attiva [kWh];</li> <li>- energia reattiva [kVARh];</li> </ul>
Analizzatori di rete	Gli analizzatori di rete sono strumenti che, oltre a consentire la misura dei principali parametri elettrici (U,I,W,VA, Hz, kWh, cosfi ecc.) misurano anche la distorsione armonica totale THD, sfarfallio, disimmetria .
Datalogger	Un datalogger (o registratore dati) è un dispositivo elettronico che viene utilizzato per misurare e registrare in un certo periodo di tempo una grandezza fisica o elettrica. I dati possono essere relativi a misure di temperatura, sforzo, posizione, flusso, pressione, tensione, corrente, resistenza, potenza, ecc.

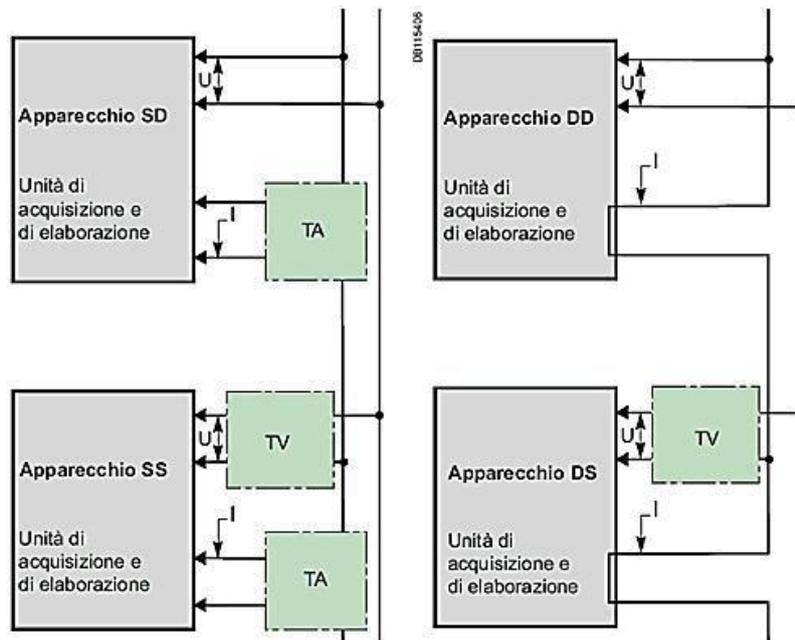
#### 9.2.7 Dispositivi stand-alone o dispositivi di misura integrati nei dispositivi di protezione

La misura dei parametri elettrici è possibile non solo utilizzando dispositivi di tipo stand-alone, ma anche tramite dispositivi di protezione e controllo con funzione di misura integrata.

La struttura generale di un apparecchio di misura e di controllo dell'energia elettrica è definita dalla norma CEI EN 61557-12.

Il segnale elettrico da misurare può essere acquisito direttamente o tramite TA. Il segnale viene successivamente elaborato e visualizzato (su un'unità di visualizzazione) o comunicato attraverso protocollo di comunicazione (ad esempio Modbus) o ancora inviato ad un'unità digitale d'ingresso/uscita.

Vista la potenziale complessità di un apparecchio di misura e di controllo dell'energia elettrica la norma suddivide i diversi tipi di strumenti in funzione dell'integrazione o meno dei TA. Si possono quindi distinguere apparecchi di tipo DD, SS, DS e SD.



**Figura 64. Struttura generale di un apparecchio di misura e di controllo dell'energia elettrica (CEI EN 61557-12)**

Vantaggi:

- riduzione dei costi di installazione: installare un unico dispositivo con la funzione di misura e protezione integrate è meno costoso che installarne due dispositivi.
- meno spazio per l'installazione
- l'associazione nello stesso prodotto delle due funzioni assicura il corretto dimensionamento dei TA, eliminando i rischi di errori di cablaggio e ne garantisce il funzionamento dal momento che l'insieme è testato in fabbrica.

Svantaggi:

- generalmente non forniscono tutte le funzioni di un dispositivo di misura stand-alone come per esempio la qualità dell'energia e non sono accurati come i contatori tradizionali.
- in alcuni casi a causa delle differenze nei protocolli di comunicazione lo sforzo e il software necessari superano il costo di un dispositivo stand-alone. Per esempio i sistemi tradizionali di misura utilizzano il protocollo Modbus. Invece sistemi integrati di misura e controllo utilizzano il BACnet. Aumentando il numero dei protocolli che un sistema dovrebbe sopportare può aumentare la sua complessità e il costo.

### 9.2.8 Modalità di installazione e il tempo di interruzione

Nella scelta dei dispositivi di misura un fattore molto importante per gli edifici esistenti lo rappresenta il tempo di interruzione del servizio che l'installazione di questi dispositivi richiede.

In funzione della modalità d'installazione i dispositivi si suddividono in:

- dispositivi a collegamento diretto;
- dispositivi a collegamento indiretto tramite TA: Clamp-on o solid core.

Il collegamento diretto è possibile quando la grandezza da misurare ha un livello compreso nella portata dello strumento. Quando la grandezza da misurare è più grande della portata dello strumento di misura, è necessario interporre un trasformatore che riduce la grandezza e la fornisce allo strumento con valori compatibili alla sua portata.

Quando la continuità in servizio è richiesta in un edificio esistente si possono utilizzare dispositivi di tipo clamp-on. Il loro costo però è abbastanza alto.

### 9.2.9 Metodi di misurazione

Ci sono diversi metodi per misurare i consumi. La guida tecnica GIBSE GIL 65 "Metering energy use in new non-domestic buildings" descrive alcune di queste tecniche:

*Misurazione diretta:*

Gli usi finali di energia vengono misurati direttamente tramite dispositivi di misura standard per elettricità, gas, calore, vapore ecc. Rappresenta l'opzione preferita, fornendo un'elevata precisione e una maggiore affidabilità. Tuttavia, non può essere conveniente o pratico misurare in modo diretto tutti gli usi finali, l'utilità di metering diretto si è verificata specialmente per i grossi carichi o per il sotto conteggio degli occupanti in un edificio o sito.

*Misurazione indiretta*

La misurazione indiretta si realizza combinando le informazioni provenienti da una misurazione diretta con altre misurazioni per stimare il consumo di energia. La sua applicazione più comune è la misura dell'acqua calda consumata; utilizzando un contatore per acqua fredda sulla tubatura di entrata nella caldaia, due sensori di temperatura per acqua calda e fredda e conoscendo il rendimento della caldaia si può stimare il consumo di acqua calda. La precisione di questo metodo potrebbe essere influenzata dalla valutazione del rendimento della caldaia che possa subire delle modifiche nel tempo.

*Conta ore*

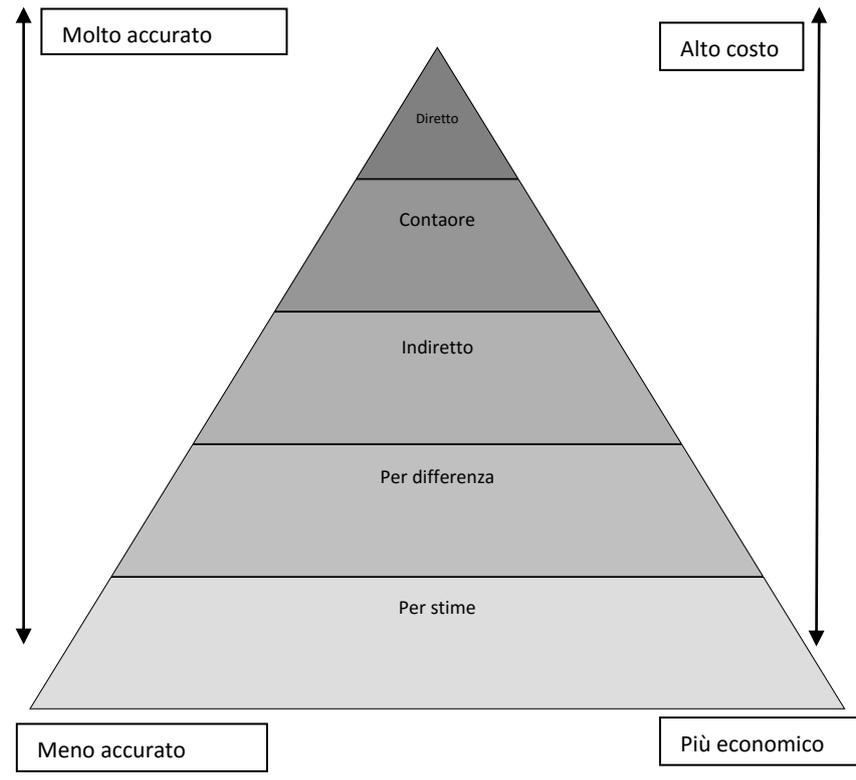
Questo metodo è conosciuto anche come "misurazione a carico noto" e viene utilizzato per equipaggiamenti che funzionano ad un carico costante e conosciuto (fan, motori, lampade). Un dispositivo registra il tempo di funzionamento per poi moltiplicarlo per il carico (in kW) e il fattore di carico per ottenere il consumo effettivo (in kWh). È un metodo economico e semplice per determinare il consumo. Diventa non più appropriato quando si parla di luci comandate con sensori o dei motori con VSD per la difficoltà nella valutazione del fattore di carico.

*Per differenza*

Per questo metodo si utilizzano due contatori diretti per determinare una terza misurazione. Per esempio in un edificio ad uso uffici se si misura con un contatore il consumo di gas per l'intero edificio e con un secondo contatore il consumo di gas per catering, la differenza delle due misurazioni corrisponderebbe ad un consumo associato al riscaldamento degli spazi e acqua calda sanitaria. Il metodo non diventa più affidabile per consumi molto piccoli che sono sottratti da grandi consumi perché il margine di errore del contatore che misura il consumo più alto potrebbe superare il consumo del secondo contatore.

*Per stime*

Dove non si possono utilizzare i metodi sopra elencati, il consumo dei piccoli carichi (come apparecchiature per ufficio) può essere stimato utilizzando alcuni indici (esempio kWh/m<sup>2</sup>). Il metodo non è molto accurato e dovrebbe essere accompagnato da verifiche periodiche del consumo effettivo.



**Figura 65. Metodi di misurazione**

### 9.3 Protocolli di comunicazione

#### 9.3.1 Rete di comunicazione

Un aspetto molto importante nella realizzazione di un sistema di smart metering è la scelta della tecnologia di comunicazione. Indipendentemente dal tipo di misuratore, una volta che i dati sono stati raccolti, avranno bisogno di una modalità di trasmissione ad un punto di processamento, memorizzazione e analisi. Questa rete di comunicazione è costituita da dispositivi hardware, cavi e protocolli di comunicazione. La tabella seguente evidenzia esempi di hardware tipici per la comunicazione.

**Tabella 28. Esempi di hardware per la comunicazione**

Hardware	Caratteristiche
Network gateway	Interfaccia tra reti separati o sottoreti ( es. RS-458 to TCP/IP). I gateways possono includere il protocollo di conversione( Modbus to Bacnet )
Data logger	Dispositivo che registra i parametri acquisiti da più dispositivi. Può essere installato permanente o temporaneo.
Server	Archivia i dati ricevuti sia dai data loggers sia direttamente dai misuratori ( devono essere dotati di capacità AMR)

#### 9.3.2 Protocolli di comunicazione

Quando si vuole gestire il traffico dei dati su una rete è necessario che i dispositivi installati possono dialogare tra di loro e comprendersi. È qui che interviene il ruolo del protocollo di comunicazione. Un protocollo di comunicazione è l'insieme di regole e comportamenti che due entità devono rispettare per scambiare informazioni tra loro; è una convenzione precisa associata ai dati scambiati tra i partner di comunicazione 4.

Per semplificarne la descrizione, si distingue in ciascun protocollo un livello fisico, un livello di collegamento e un livello applicativo (physical layer, data link layer, application layer):

- il livello fisico specifica il collegamento tra i diversi dispositivi dal punto di vista hardware e descrive i segnali elettrici utilizzati per trasmettere i bit dall'uno all'altro; descrive, ad esempio, i collegamenti elettrici e i metodi di cablaggio, le tensioni e le correnti utilizzate per rappresentare i bit 1 e 0 e le loro durate. Nei protocolli industriali, il livello fisico è in genere una delle interfacce standard tipo RS-232, RS-485, RS-422 ecc; dal punto di vista della classificazione a questo livello ci sono sistemi wireless (senza fili) che utilizzano come mezzo fisico onde radio, raggi infrarossi o segnali luminosi che si propagano liberamente nello spazio e sistemi Wired, o cablati, in cui i segnali sono trasmessi tramite cavi (o eventualmente fibre ottiche).
- il livello di collegamento descrive come i bit sono raggruppati in caratteri e questi in pacchetti, e come eventuali errori sono rilevati ed eventualmente corretti. Se necessario, definisce anche i turni o le priorità che i dispositivi devono rispettare per accedere al mezzo di trasmissione;
- il livello applicativo descrive quali sono i dati trasmessi e quale è il loro significato relativamente al processo sotto controllo. È il livello in cui si specifica quali dati devono essere contenuti nei pacchetti trasmessi e ricevuti e come sono utilizzati.

### 9.3.3 MODBUS

La famiglia di protocolli Modbus fu rilasciata nel 1979 dalla Schneider Automation Inc. per la creazione di reti industriali che utilizzassero i PLC Modicon, diventando in breve tempo uno standard de facto nei protocolli di comunicazione. Oggi giorno questa famiglia di protocolli viene ampiamente utilizzata per connettere dispositivi elettronici poiché:

- è open source e royalty free da parte della casa produttrice;
- le reti che sfruttano tale famiglia di protocolli sono facili da implementare;
- è possibile manipolare bit e parole senza porre particolari vincoli ai costruttori dei dispositivi

Tipicamente viene utilizzato in due modi: Modbus RTU-su linea seriale Rs 234 /RS 485 o Modbus TCP/Ethernet. Oltre alla tecnologia wireless e cablata, Modbus può sfruttare anche le comunicazioni di tipo SMS e GPRS.

In Figura 66 si riporta una schematizzazione di una rete che sfrutta le tre versioni del protocollo Modbus: Modbus seriale, Modbus TCP/IP e Modbus Plus.

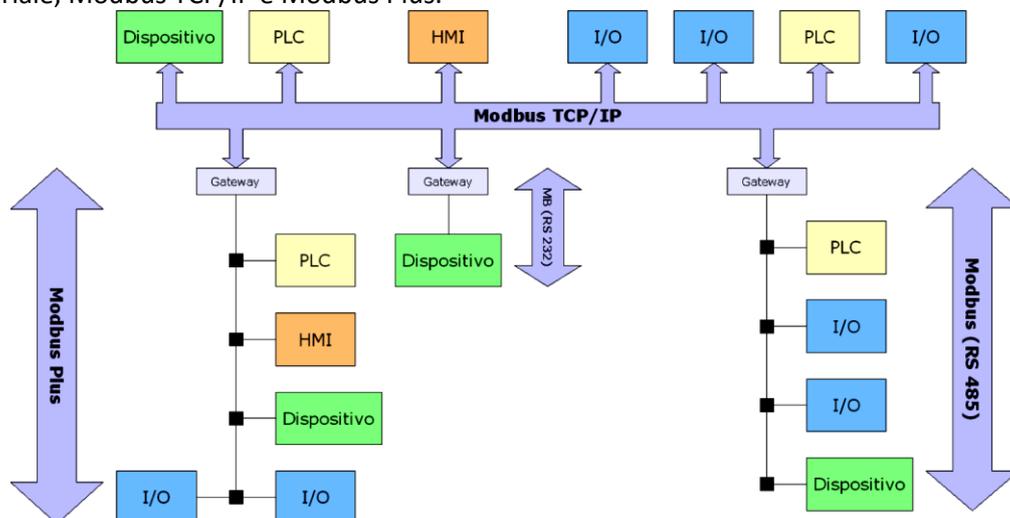
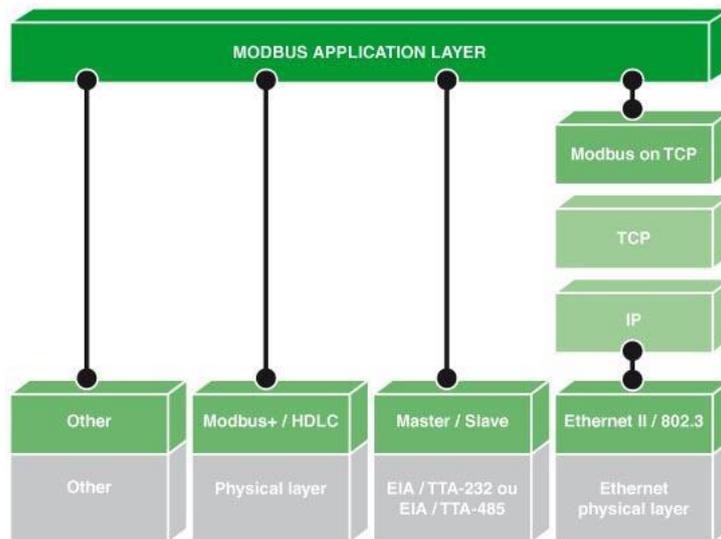


Figura 66. Schematizzazione di una rete che sfrutta tre versioni del protocollo Modbus (Modbus seriale, Modbus TCP/IP e Modbus Plus)

Modbus è un protocollo di comunicazione a livello applicativo, posizionato al livello 7 del modello ISO/OSI (Figura 67).



**Figura 67. Schematizzazione Modbus nel modello OSI**

### *Modbus seriale*

Modbus seriale è stato il protocollo più utilizzato nel mondo. Esso supporta velocità di comunicazione fino a 115 kbps, ma la maggior parte dei dispositivi supportano solo la comunicazione fino a 19,2 kbps. I punti deboli sono la velocità di trasmissione (che viene limitata dalla velocità della linea seriale) e il numero massimo di dispositivi. Il cavo principale può avere una lunghezza massima totale di 700 m. Tale distanza non include le diramazioni (che comunque devono essere corte - la presenza di diramazioni più lunghe potrebbe causare fenomeni di riflessione del segnale, con generazione di disturbi e lunghe potrebbe causare fenomeni di riflessione del segnale, con generazione di disturbi e conseguenti errori di ricezione dei dati.). Il numero massimo di dispositivi che si possono collegare ad un cavo principale è 32, compreso il Master. Per aumentare l'estensione della rete Modbus, si possono utilizzare dei ripetitori; dispositivi di amplificazione e rigenerazione del segnale, dotati di due porte di comunicazione, che trasferiscono su ciascuna di esse quello che ricevono dall'altra. Il numero massimo di ripetitori che è consigliabile collegare in serie è 3. Un numero maggiore introduce ritardi eccessivi nel sistema di comunicazione.

### *Modbus TCP*

Sviluppato nel 1999, Modbus/TCP è stato uno dei primi protocolli ad utilizzare Ethernet e TCP/IP. Come il nome indica, si tratta di un adattamento del protocollo Modbus tradizionale (su porta seriale) alle reti che utilizzano TCP/IP. I suoi vantaggi principali sono:

- la semplicità, che lo rende facilmente implementabile sia in nuovi dispositivi che per adattamenti di dispositivi esistenti;
- la somiglianza con il protocollo Modbus tradizionale, già conosciuto da moltissimi programmatori e sviluppatori di sistemi di controllo e supervisione;
- l'esistenza di dispositivi per interconnettere, attraverso reti Ethernet, dispositivi che utilizzano il Modbus tradizionale su porta seriale;
- un dispositivo remoto può essere acceduto da qualunque parte del mondo attraverso Internet.

Il protocollo Modbus TCP/IP utilizza anch'esso il paradigma master – slave, nella variante client – server tra dispositivi connessi ad una rete Ethernet TCP/IP. In questo tipo di comunicazione si utilizzano inoltre quattro tipi di messaggio:

- Modbus Request: è un messaggio spedito sulla rete dal dispositivo client che permette di iniziare una transazione;
- Modbus Confirmation: è il messaggio di Response ricevuto dal dispositivo client;
- Modbus Indication: è il messaggio di Request ricevuto dal dispositivo server;
- 56

- Modbus Response: è il messaggio di risposta alla Request inviato dal dispositivo server.

Più clienti possono inviare le richieste allo stesso tempo e più server possono rispondere allo stesso tempo. Un cliente può comunicare con più server allo stesso tempo, un server può rispondere ai più clienti nello stesso tempo.

Differenze tra modbus seriale e modbus TCP:

1. Dispositivi possono essere sia client che server allo stesso tempo
2. Tutti possono parlare allo stesso tempo: più dispositivi possono iniziare la comunicazione, non solo uno. Aumenta il tempo di risposta del sistema di comunicazioni parallele.
3. Richieste multiple possono essere inviate da un dispositivo ad un altro senza attendere la risposta per la prima richiesta.
4. La velocità di trasmissione è aumentata: 10Mb,100Mb,1Gb ecc
5. I mezzi di trasmissione sono più flessibili e costi sono più bassi: fibra, radio, ecc.
6. Il numero di nodi su una singola rete è quasi illimitato: il massimo raccomandato è intorno a 300,ma si possono utilizzare i router per unire più reti.

#### 9.3.4 M-BUS

Standard europeo per la lettura remota degli smart meter, definito nella specifica EN 13757. È un protocollo semplice, utilizzato principalmente per scambio di dati bidirezionale o unidirezionale con i contatori gas, acqua, calore etc.

M-bus può essere utilizzato in alternativa con DLMS/COSEM. I dispositivi che utilizzano DLMS/Cosem ( es. contatori elettrici o gateways) possono essere impostati come master M-bus, scambiando dati con altri dispositivi che utilizzano M-bus.

Ha un'architettura secondo ISO/OSI a tre strati:

- livello fisico: tecnologia wireless o cablata;
- il livello data link – in base a IEC 60870-5-1 e IEC 608070-5-2;
- il livello applicativo

Tabella 29. Layers OSI dell'architettura M-BUS

Layer	Function	Standard
Application	Data structures, data types, actions	EN 1434-3
Data link	Transmission parameters, telegram formats, addressing, data integrity	IEC 870
Physical	Cable, bit representation, bus extension, topology, electrical specification	M-bus

L'architettura M-BUS è diversa in funzione del mezzo di comunicazione utilizzato:

- wired: un Master, più slave, cavo di connessione (doppino intrecciato). Gli slave sono connessi in parallelo al mezzo di trasmissione. Per realizzare una rete estesa ad un basso costo, il cavo twistato è utilizzato sia per il trasferimento dei dati seriali che per l'alimentazione degli slave;
- wireless: onde radio SRD. Il Master/Listener (ascoltatore) memorizza e inoltra i dati letti dallo slave ad un sistema centrale e dal sistema centrale agli slave M-bus utilizzando un protocollo adeguato.

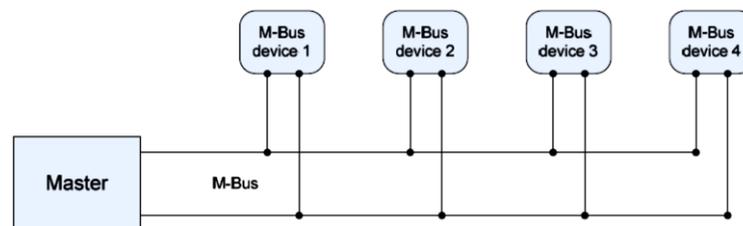


Figura 68. Esempio di architettura M-BUS wired.

## 9.4 Classificazione dei sistemi di smart metering distribuiti

### 9.4.1 Definizioni

Ai fini della valutazione e della classificazione dei sistemi di metering, occorre premettere le definizioni che seguono.

- $U$  Unità, impianto da monitorare, può essere un'unità residenziale o non residenziale
- $SM$  Sistema di misura distribuito, che ha la capacità di comunicare, archiviare ed elaborare le informazioni, costituito da  $n$  misuratori
- $A_j$  Area funzionale  $j$ , una porzione dell'unità da monitorare con caratteristiche di operatività omogenee (es. aree comuni, uffici, ecc.)
- $c$  Carico elementare, un carico elettrico elementare (i.e., un dispositivo utilizzatore) facente parte di un servizio (e.g.,  $l$  per un apparecchio illuminante,  $p$  per una presa a spina);
- $S_i$  Servizio  $i$ -esimo, un'utilizzazione degli impianti (e.g.,  $L$  per l'illuminazione,  $P$  per l'alimentazione delle prese a spina,  $W$  per i lavaggi,  $H$  per HVAC);
- $S_{A_j}$  Servizio di area, il servizio  $i$ -esimo che serve l'area  $j$ -esima (e.g., il sistema di illuminazione delle aree comuni);
- $M_i$  Misuratore  $i$ -esimo
- $Q_i$  Quadro elettrico  $j$ -esimo
- $C_i$  circuito  $i$ -esimo
- $NCD$  Numero totale di circuiti di distribuzione
- $NCQ$  Numero totale di circuiti del quadro elettrico  $Q$
- $NCT$  Numero totale di circuiti terminali nell'unità  $U$
- $NMD$  Numero totale di misuratori a livello di circuiti di distribuzione
- $NMQ$  Numero totale di misuratori presenti sul quadro  $Q$

- $NMT$  Numero totale di misuratori a livello di circuiti terminali
- $NQT$  Numero dei quadri presenti a livello terminale
- $NSAC$  Numero totale dei servizi d'area serviti dal circuito C
- $NSAQ$  Numero totale dei servizi d'area serviti dal quadro elettrico Q
- $NSAT$  Numero totale dei servizi d'area individuati o definiti nell'unità
- $I_{M,D}$  Indice di classificazione del sistema di misura a livello di distribuzione
- $I_{M,i}$  Indice di classificazione del misuratore iesimo
- $I_{M,Q}$  Indice di classificazione del quadro elettrico Q
- $I_{M,T}$  Indice di classificazione del sistema di misura a livello terminale

La Figura 69 schematizza le definizioni sopra riportate.

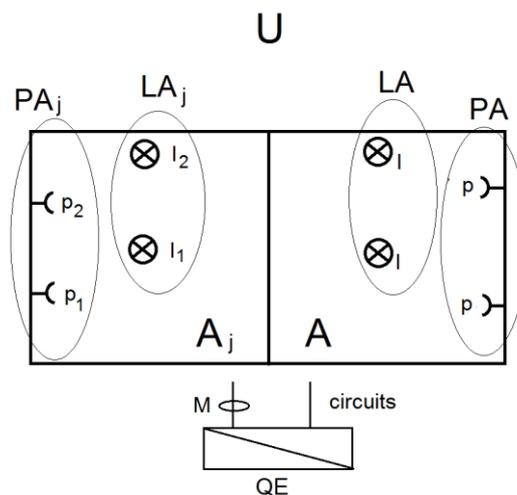


Figura 69. Schema delle definizioni per i sistemi di metering

Allo scopo di classificare il sistema di misura distribuito, occorre preliminarmente seguire i seguenti passi:

1. suddividere l'unità  $U$  in aree  $A$ ,
2. individuare i servizi  $S$ , operanti nell'unità  $U$ ,
3. individuare tutti i servizi di area  $SA$ ,
4. analizzare la collocazione dei singoli meter  $M$ .

Nella Tabella 30 è riportato un esempio di suddivisione in aree e servizi.

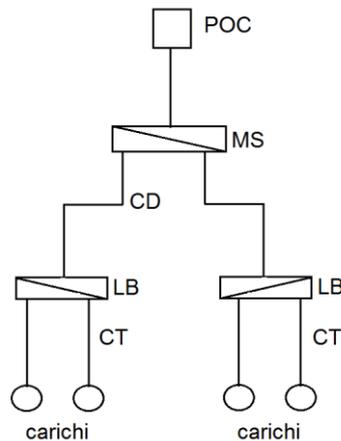
Tabella 30. Suddivisione del sistema di metering in aree e servizi

	Residenziale	Non residenziale
Aree	Singola unità abitativa Ambienti comuni Giardino Parcheggi Ecc.	Aree comuni Uffici Servizi Laboratori Ecc.
Servizi	Illuminazione Prese Lavaggi Climatizzazione Ecc.	Illuminazione Prese Servizio PC Forza motrice Data Ascensori Ecc.

Ai fini della classificazione di un sistema di metering, si può formulare il criterio per cui *un sistema di misura è di livello prestazionale ottimale ( $I_M$  pari a 1) se ogni servizio di area  $S_j A_j$  è monitorato.*

Il sistema di metering, tipicamente, è costituito da misuratori ubicati sui quadri elettrici; la sua architettura quindi dipende quindi dall'architettura dell'impianto elettrico, i.e., dalla suddivisione in circuiti di quest'ultimo. Un esempio canonico di impianto elettrico (Figura 70) è costituito da:

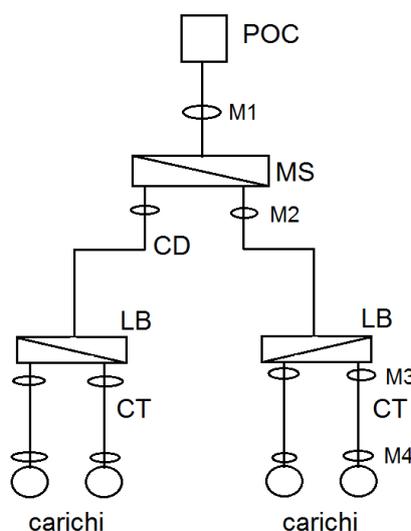
- Punto di connessione con la rete, *POC*
- Quadro generale, *MS*
- Circuiti di distribuzione fino ai quadri locali, *CD*
- Quadri locali, *LB*
- Circuiti terminali fino ai carichi, *CT*



**Figura 70. Esempio canonico di impianto elettrico**

I misuratori possono essere collocati (Figura 71):

- nel punto di consegna (*M1*);
- sui circuiti di distribuzione (*M2*);
- sui circuiti terminali (*M3*);
- a livello di quadro (*M4*).



**Figura 71. Schema della localizzazione dei misuratori all'interno dell'impianto elettrico**

In un sistema di misura distribuito di tipo avanzato, ciascun circuito terminale è dotato di misuratore (posizione M3 dello schema di riferimento). Una eccezione consiste nella possibilità di utilizzare misuratori ubicati presso i singoli utilizzatori (e.g. prese c.d. *smart*). Occorre, tuttavia, considerare che:

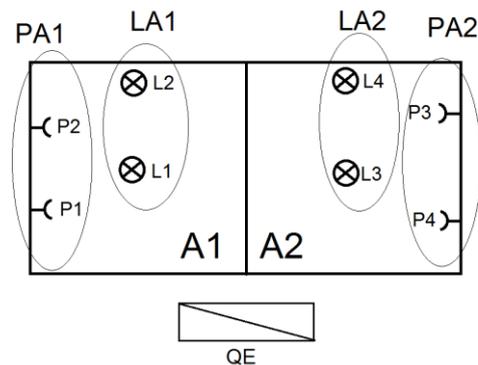
- Un servizio d'area può essere monitorato dalla differenza di un misuratore a monte ed uno ubicato a valle;
- Un circuito può servire più servizi.

Nella classificazione di ogni singolo meter  $M$ , si deve tenere conto di quanti servizi d'area sono monitorati dal misuratore. Un sistema di misura può essere ottimale, con livello prestazionale massimo, solamente a condizione che l'impianto elettrico sia suddiviso in modo tale che ogni servizio d'area sia servito da un circuito indipendente; nel caso contrario, sono necessari misuratori locali sui carichi. D'altro canto, un impianto elettrico costituito da circuiti promiscui, che servono più servizi d'area, anche se dotato di misuratori, non potrà raggiungere il massimo livello prestazionale.

Nel seguito, sono proposti i seguenti modelli di classificazione:

- *Modello tabellare*, in cui la valutazione è basata su caratteristiche tabellate;
- *Modello numerico (OPI)*, in cui la valutazione è basata su un metodo di calcolo in grado di fornire un indicatore numerico prestazionale complessivo (*overall performance index*);
- *Modello per servizi d'area*, in cui la valutazione è basata su un metodo di calcolo in grado di fornire indicatori numerici per i singoli misuratori, in base alla definizione di servizi d'area, e un indicatore numerico prestazionale complessivo.

Preliminarmente alla descrizione dei metodi di classificazione, si illustra di seguito un esempio di applicazione delle definizioni introdotte.



**Figura 72. Esempio di suddivisione dell'impianto elettrico in base alle definizioni proposte**

Nell'esempio in Figura 72 è riportata un'unità  $U$  suddivisa in due aree funzionali  $A_1, A_2$ . Per ciascuna area sono presenti due prese a spina e due apparecchi illuminanti. Di conseguenza, i servizi per l'unità  $U$  sono:

- illuminazione  $L$ ;
- alimentazione prese a spina  $P$ .

Ai fini della classificazione, si individuano 4 servizi d'area  $SA$ :  $P_{A1}, P_{A2}, L_{A1}, L_{A2}$ . Il sistema di metering è ottimale se riesce a monitorare tutti e 4 i servizi d'area individuati.

#### 9.4.2 Modello tabellare

I dispositivi di metering (smart meter) possono essere caratterizzati, come proposto in [44], in base alle prestazioni di:

- Misurazione, acquisizione ed elaborazione dati;
- Architettura e comunicazione;
- Servizio;
- Visualizzazione.

Per ogni aspetto, può essere assegnato un voto, e.g. da 0 a 3, secondo lo schema illustrato da Tabella 31 a Tabella 35.

**Tabella 31. Schema di valutazione della performance di misurazione**

Codice	Caratteristiche	Misurazioni	Voto
M0	(Nessuna)	(Nessuna)	0
M1	Monitoraggio	Tensione, corrente, Potenza attiva e reattiva, energia attiva e reattiva, fattore di potenza	1
M2	Gestione	Diagrammi di carico, valori minimi, massimi e medi, allarmi	2
M3	Qualità	THD <sub>i</sub> , THD <sub>u</sub> , sovratensioni, sottotensioni, variazioni di tensione	3

**Tabella 32. Schema di valutazione della performance di architettura e comunicazione**

Codice	Descrizione	Voto
A1	Stand-alone	1
A2	Network	2
A3	Integrato	3

**Tabella 33. Schema di valutazione della performance di servizio**

Codice	S0	S1	S2	S3
<b>Partizione</b>	No	Energia elettrica	HVAC	FCU
				Pumpe
			Illuminazione	Generale
				Localizzata
		Alimentazione prese a spina	Dispositivi	
			Altro	
Gas	HVAC	Boiler		
	Acqua calda sanitaria	Boiler		
<b>Voto</b>	0	1	2	3

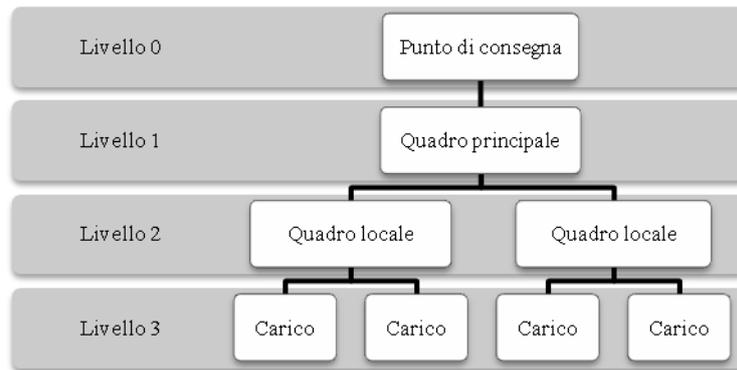
**Tabella 34. Schema di valutazione della performance di visualizzazione**

Codice	Descrizione	Voto
V1	Manuale	1
V2	Automatico	2
V3	Real-time	3

**Tabella 35. Schema di valutazione sintetico**

Livello	Voto	M	A	V	S
Zero	0	(No)	(No)	(No)	(No)
Standard	1	Monitoraggio	Stand alone	Manuale	Vettore energetico
Intermedio	2	Management	Network	Automatico	Tipo di carico
Avanzato	3	Qualità	Integrato	Real time	Gruppo di carichi

Essendo il sistema di metering accoppiato, e.g., all'impianto elettrico, data l'architettura di quest'ultimo è possibile identificare, all'interno del sistema di metering, un certo numero di livelli di localizzazione (Figura 73) e i dispositivi di metering opportuni [44].



**Figura 73. Possibili livelli di localizzazione di un dispositivo di metering in un impianto elettrico**

Ai fini della valutazione del sistema di metering, è possibile definire un valore di copertura, da parte dei meter facenti parte di ogni livello di localizzazione, pari alla percentuale di carichi monitorati rispetto al carico totale del rispettivo livello. Quindi è possibile assegnare una valutazione ad ogni meter in riferimento al valore di copertura, secondo lo schema in Tabella 36.

**Tabella 36. Schema di valutazione della copertura**

Copertura	Meno del 50%	Tra 50% e 75%	Tra 75% e 100%	100%
Voto	0	1	2	3

Il voto che caratterizza il singolo meter può essere calcolato come la somma dei voti relativi alle singole caratteristiche:

$$I_{Mi} = M_i + A_i + S_i + V_i + C_i$$

Per eseguire una valutazione globale di un sistema di metering distribuito, è possibile utilizzare lo schema proposto in [44] (Tabella 37).

Tabella 37. Schema di valutazione globale del sistema di metering

		POD				MSBs				LSBs				Loads			
		Zero	Standard	Intermediate	Advanced	Zero	Standard	Intermediate	Advanced	Zero	Standard	Intermediate	Advanced	Zero	Standard	Intermediate	Advanced
<b>Measurements</b>																	
0	None	X				X					X						X
1	Monitoring		X				X	X				X					X
2	Management			X					X				X				
3	Quality				X												
<b>Architecture</b>																	
0	None	X				X				X				X			
1	Stand Alone		X				X				X				X		
2	Network			X				X				X	X				X
3	Integrated				X				X								
<b>Visualization</b>																	
0	None	X				X				X				X	X	X	
1	Manual		X				X				X						X
2	Automated			X				X				X					
3	Real Time				X				X				X				
<b>Service</b>																	
0	None	X				X				X				X			
1	Vector		X			X				X							
2	System			X			X	X			X	X	X				
3	Subsystem				X				X						X	X	X
<b>Coverage</b>																	
0	<50%	X				X					X				X		
1	>50%						X					X				X	
2	>75%							X					X				X
3	100%		X	X	X				X								

Il voto globale del sistema di metering distribuito è pari a:

$$I_{MT} = I_{M,POD} + I_{M,quadro\ principale} + I_{M,quadri\ locali} + I_{M,carichi}$$

#### 9.4.3 Modello numerico (OPI)

Un secondo metodo di classificazione si basa sull'indicatore numerico *OPI* (overall performance index) [45]. Il voto del singolo dispositivo *i*-esimo è calcolato come:

$$I_{Mi} = L_i \cdot M_i \cdot WP_i = \frac{1}{N_{Cj}} \cdot M_i \cdot \frac{P_i}{P_{TOT}}$$

In cui:

- $L_j$  è l'indice che valuta la localizzazione del punto di misura in cui è installato il dispositivo  $j$ ,
- $M_j$  l'indice che valuta se la misurazione è di potenza e energia,
- $WP_j$  la potenza pesata (weighted power).

Così definiti:

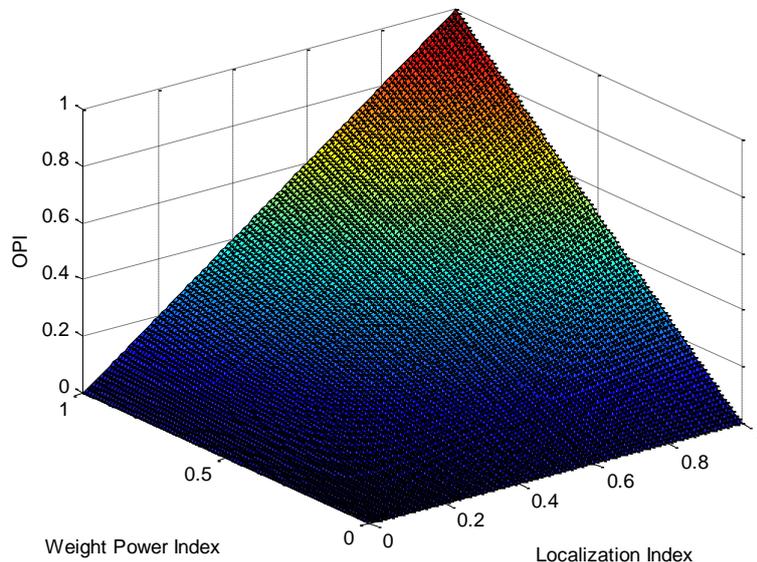
- $L_j$  è definito come il rapporto tra 1 e il numero di carichi indipendenti che il dispositivo è in grado di misurare ( $1/N_{Cj}$ );
- $M_j$  è definito come 0.5 se il dispositivo misura solo una grandezza tra potenza ed energia, 1 se misura entrambi;
- $WP_j$  è definito come il rapporto tra la potenza nominale dei carichi che il dispositivo è in grado di misurare e la potenza complessiva di tutti i carichi nell'edificio ( $P_j/P_{TOT}$ ).

L'OPI è definito come:

$$OPI = \min\left[\sum_{i=1}^{N_M} I_{M_i}, 1\right] = \min\left[\sum_{j=1}^{N_M} L_i \cdot M_i \cdot WP_i, 1\right]$$

In cui  $N_M$  è il numero totale di dispositivi di metering. La funzione minimo è introdotta per evitare che l'indice possa assumere valori superiori a 1 (fuorvianti), cosa che si verifica nel caso in cui vi siano dei dispositivi ridondanti nel sistema.

Nel grafico in Figura 74 si riporta l'andamento di OPI per dispositivi in grado di misurare sia potenza che energia ( $M_i = 1$ ).



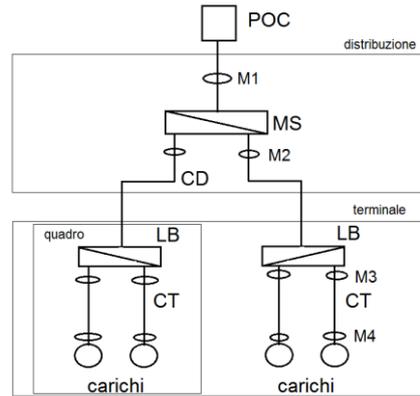
**Figura 74. Andamento di OPI, nel caso di dispositivi in grado di misurare sia potenza che energia ( $M = 1$ )**

#### 9.4.4 Modello per servizi d'area

Si analizzano separatamente i sistemi di misura a livello di:

- Distribuzione;
- Circuiti terminali;
- Quadro.

La Figura 75 riporta un esempio di suddivisione di un impianto elettrico in circuiti e quadri.



**Figura 75. Suddivisione dell'impianto elettrico**

Per l'analisi dell'indice di prestazione del sistema di misura si propone di analizzare quadro per quadro, partendo dai quadri terminali (*local boards, LB*).

Preliminarmente occorre individuare tutti i servizi d'area che operano nell'unità in esame.

### Servizi d'area

Preliminarmente:

- Si individuano i servizi d'area  $S_j A_j$  operativi nell'unità in esame e si calcola il numero totale  $NSA$ ;
- Si individuano tutti i quadri elettrici operativi nell'unità.

### Analisi a livello di quadro

In primo luogo, si individua il numero di circuiti terminali,  $NCQ$ , del quadro in esame. Si individuano quindi i servizi d'area serviti dal quadro in esame ed il loro numero totale,  $NSA$ . Per ogni circuito  $i$ -esimo  $CT$  si individua il numero di servizi d'area serviti dal circuito pari a  $NSAC_i$ . Per il circuito  $i$ -esimo  $CT$  si calcola l'indice di classificazione:

$$I_{Mi} = \frac{1}{NSAC_i}$$

Si calcola l'indice di classificazione del quadro  $j$ -esimo in esame come:

$$I_{MQ} = \frac{\sum_i I_{Mi}}{NCQ}$$

Ciascun quadro è caratterizzato da:

- $NCQ$
- $NSAQ$
- $NMQ$
- $I_{MQ}$

Se sul quadro in esame è presente un misuratore sul sezionatore o interruttore generale di arrivo, questo misuratore deve essere considerato come se fosse installato sul quadro a monte, pertanto nella valutazione dell'indice di classificazione del quadro non deve essere considerato. Sarà considerato nella valutazione dell'indice del quadro di monte. Nel caso a monte fosse presente direttamente il punto di fornitura, tale indice sarebbe riferito alla fornitura.

*Esempio 1.* Si consideri un'unità costituita da 2 aree,  $A1$  e  $A2$ . Sono presenti 4 servizi d'area:  $PA1$ ,  $PA2$ ,  $LA1$ ,  $LA2$  (con  $P$  prese,  $L$  illuminazione,  $A1$  e  $A2$  le aree). È presente un quadro elettrico  $QE$ . Il quadro  $QE$  è composto da 2 circuiti terminali,  $CT1$  e  $CT2$  (quindi con  $NCQ$  pari a 2), ciascuno dei quali dotato di misuratore  $M1$  e  $M2$ . Ciascun circuito serve due servizi d'area (Figura 76, Figura 77):

- il circuito CT1, i servizi PA1, LA1;
- il circuito CT2, i servizi PA2 e LA2.

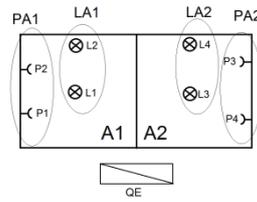


Figura 76. Pianta dell'esempio 1

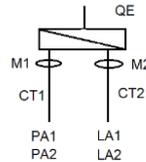


Figura 77. Schema elettrico dell'esempio 1

L'indice di ciascun misuratore è:

$$I_{M1} = \frac{1}{2} = 0,5$$

$$I_{M2} = \frac{1}{2} = 0,5$$

L'indice del quadro è:

$$I_{MQ} = \frac{(0,5 + 0,5)}{2} = 0,5$$

Ciò, nonostante il quadro sia dotato di misuratori su ogni circuito. Il quadro risulta caratterizzato dai seguenti dati:

$$NCQ = 2$$

$$NSAQ = 4$$

$$NMQ = 2$$

$$I_{MQ} = 0,5$$

*Esempio 2.* Rispetto all'esempio 1, si consideri di avere solo 2 servizi d'area e non 4, accorpandone i servizi d'area (PA=PA1+PA2, LA=LA1+LA2). In questo caso l'indice sarebbe calcolato come:

L'indice di ciascun misuratore è 1; l'indice del quadro è 1. I dati del quadro sono:

$$NCQ = 2$$

$$NSAQ = 2$$

$$NMQ = 2$$

$$I_{MQ} = 1$$

*Esempio 3.* Rispetto all'esempio 2, si consideri ora che il circuito CT1 serva anche parte del servizio d'area LA1 (Figura 78).

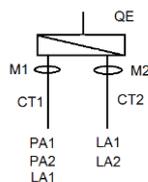


Figura 78. Schema elettrico dell'esempio 3

In questo caso l'indice è calcolato come segue. L'indice di del misuratore M1 è

$$I_{M1} = \frac{1}{3} = 0,33$$

L'indice di del misuratore M2 è

$$I_{M2} = \frac{1}{2} = 0,5$$

L'indice del quadro è

$$I_{MQ} = \frac{0,33 + 1}{2} = 0,65$$

I dati del quadro sono:

$$NCQ = 2$$

$$NSAQ = 2$$

$$NMQ = 2$$

$$I_{MQ} = 0,65$$

### Analisi a livello di circuiti terminali

In primo luogo, si individua il numero  $NQT$  di quadri elettrici di tipo locale  $Q$  che alimentano circuiti terminali presenti nell'unità  $U$ . Successivamente, si calcola il numero complessivo di circuiti terminali  $NCT$ . Si individuano quindi i servizi d'area presenti nell'unità  $U$  ed il loro numero totale  $NSA$ . Per ogni circuito  $i$ -esimo  $CT$  si individua il numero di servizi d'area serviti dal circuito, pari a  $NSAC_i$ . Per il circuito  $i$ -esimo  $CT$  si calcola l'indice di classificazione, in modo analogo all'indice per il quadro elettrico:

$$I_{Mi} = \frac{1}{NSAC_i}$$

Nel caso non siano stati ancora classificati i singoli quadri, si calcola l'indice di classificazione a livello terminale, analizzando tutti i misuratori presenti in tutti i quadri locali dell'unità  $U$ , come:

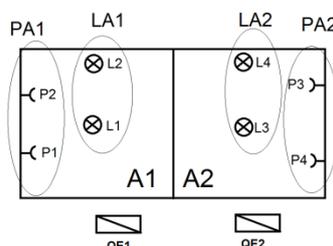
$$I'_{MT} = \frac{\sum_i I_{Mi}}{NCT}, i = 1, NMT$$

Altrimenti, nel caso si siano calcolati gli indici di classificazione dei quadri, si calcola l'indice di classificazione a livello terminale come:

$$I''_{MT} = \frac{\sum_j I_{MQ_j} NCTQ_j}{NCT}, j = 1, NQT$$

Dove  $NCTQ_j$  è il numero di circuiti terminali presente in ogni quadro  $Q_j$ .

*Esempio 4.* Si consideri un'unità costituita da 2 aree A1 e A2. Sono presenti 4 servizi d'area: PA1, PA2, LA1, LA2 (P prese, L illuminazione, A1 e A2 le aree). Siano presenti due quadri terminali QE1 e QE2 ().



**Figura 79. Pianta dell'esempio 4**

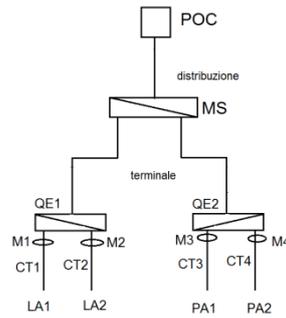


Figura 80. Schema elettrico dell'esempio 4

Risulta:

$$NSA = 4$$

$$NQT = 2$$

Il quadro QE1 è composto da 2 circuiti terminali CT1 e CT2. Il circuito CT1 alimenta il servizio d'area LA1; il circuito CT2 alimenta il servizio d'area LA2. Si possono calcolare:

$$NCTQ_1 = 2$$

$$NSAQ_1 = 2$$

$$NMQ_1 = 2$$

$$I_{MQ1} = \frac{1+1}{2} = 1$$

Il quadro QE2 è composto da 2 circuiti terminali CT3 e CT4. Il circuito CT3 alimenta il servizio d'area PA1; il circuito CT4 alimenta il servizio d'area PA2. Si possono calcolare:

$$NCTQ_2 = 2$$

$$NSAQ_2 = 2$$

$$NMQ_2 = 2$$

$$I_{MQ2} = \frac{1+1}{2} = 1$$

E' possibile calcolare l'indice di prestazione a livello terminale come:

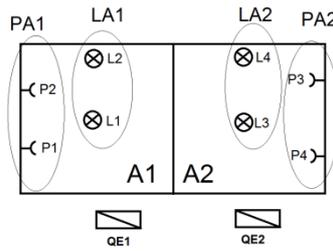
$$I_{MT} = \frac{\sum I_{Mi}}{NCQ} = \frac{1+1+1+1}{4} = 1$$

Ovvero, usando gli indici di quadro  $I_{MQ1}$  e  $I_{MQ2}$ :

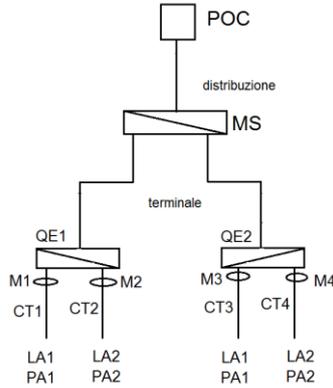
$$I_{MT} = \frac{\sum (I_{MQj} NCTQ_j)}{NCT} = \frac{1 \cdot 2 + 1 \cdot 2}{4} = 1$$

Esempio 5. Rispetto all'esempio 5 si consideri che (Figura 81, Figura 82):

- Il circuito CT1 alimenta LA1 e PA1
- Il circuito CT2 alimenta LA2 e PA2
- Il circuito CT3 alimenta LA1 e PA1
- Il circuito CT4 alimenta LA2 e PA2



**Figura 81. Pianta dell'esempio 5**



**Figura 82. Schema elettrico dell'esempio 5**

Per il quadro QE1 si può calcolare:

$$IMQ_1 = \frac{0,5 + 0,5}{2} = 0,5$$

Per il quadro QE2 si può calcolare:

$$IMQ_2 = \frac{0,5 + 0,5}{2} = 0,5$$

E' possibile calcolare l'indice di prestazione a livello terminale come:

$$I_{MT} = \frac{\sum I_{Mi}}{NCTQ} = \frac{0,5 + 0,5 + 0,5 + 0,5}{4} = 0,5$$

Ovvero usando gli indici di quadro  $I_{MQ1}$  e  $I_{MQ2}$ :

$$I_{MT} = \frac{\sum (IMQ_j \cdot NCTQ_j)}{NCT} = \frac{0,5 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2}{4} = 0,5$$

*Esempio 6.* Rispetto all'esempio 5 si consideri che:

- Il circuito CT1 alimenta LA1,PA1 e LA2
- Il circuito CT2 alimenta PA1 e PA2
- Il circuito CT3 alimenta LA1
- Il circuito CT4 alimenta LA2

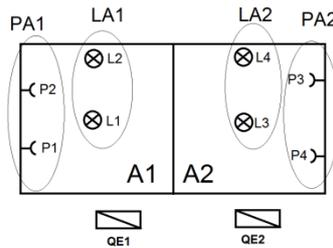


Figura 83. Pianta dell'esempio 6

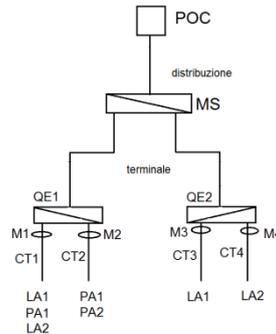


Figura 84. Schema elettrico dell'esempio 6

Per il quadro QE1 si può calcolare:

$$I_{MQ1} = \frac{0,33 + 0,5}{2} = 0,415$$

Per il quadro QE2 si può calcolare:

$$I_{MQ2} = \frac{1 + 1}{2} = 1$$

E' possibile calcolare l'indice di prestazione a livello terminale come:

$$I_{MT} = \frac{\sum I_{Mi}}{NCT} = \frac{0,33 + 0,5 + 1 + 1}{4} = 0,7$$

Ovvero, usando gli indici di quadro  $I_{MQ1}$  e  $I_{MQ2}$ ,

$$I_{MT} = \frac{(\sum I_{MQj} NCTQ_j)}{NCT} = \frac{0,415 \cdot 2 + 1 \cdot 2}{4} = 0,7$$

Esempio 7. Rispetto all'esempio 4, si consideri che circuito alimenta tutti e 4 i servizi d'area.

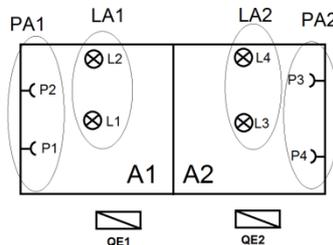
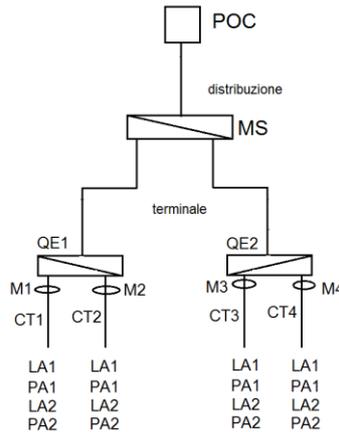


Figura 85. Pianta dell'esempio 7



**Figura 86. Schema elettrico dell'esempio 7**

Per il quadro QE1 si può calcolare:

$$I_{MQ1} = \frac{0,25 + 0,25}{2} = 0,25$$

Per il quadro QE2 si può calcolare:

$$I_{MQ2} = \frac{0,25 + 0,25}{2} = 0,25$$

E' possibile calcolare l'indice di prestazione a livello terminale come:

$$I_{M,T} = \frac{\sum(IMQ_j \cdot NCTQ_j)}{NCT} = \frac{0,25 \cdot 2 + 0,25 \cdot 2}{4} = 0,25$$

### Osservazioni

Il livello prestazionale di un sistema di misura distribuito *SM* dipende sia dal numero di misuratori installati sia dall'architettura dell'impianto elettrico di distribuzione terminale. L'architettura dell'impianto elettrico ottimale prevede che ciascun circuito possa alimentare un solo servizio d'area. Gli esempi dimostrano che anche se ciascun circuito di un quadro è dotato di misuratore, la prestazione del sistema di misura può essere declassato se la configurazione dei circuiti è promiscua.

### Analisi a livello di circuiti di distribuzione

Si individua il numero *NCD* di circuiti di distribuzione che alimentano gli *NQT* quadri elettrici di tipo locale *Q* presenti nell'unità *U*. L'indice di classificazione del sistema di misura a livello di distribuzione *I<sub>MD</sub>* è pari al numero di circuiti monitorati.

### 9.5 Casi esemplificativi

Come applicazione si riportano gli indicatori di valutazione riferiti agli esempi precedenti (), calcolati secondo i modelli 2 e 3 (Figura 87)

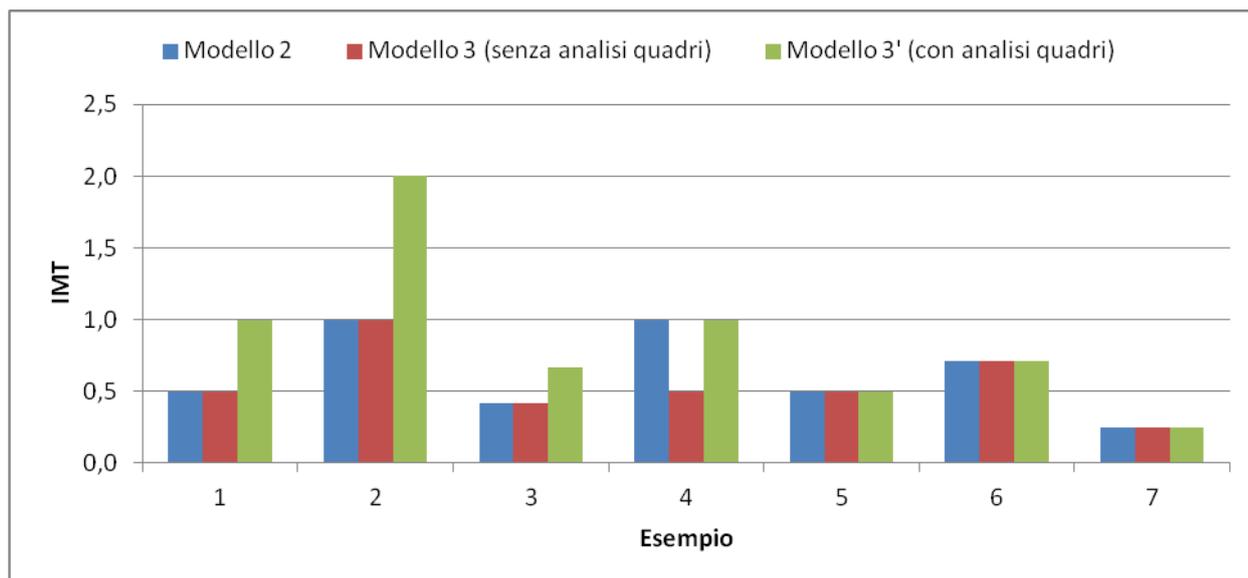


Figura 87. Indicatori di valutazione del sistema di metering nei casi esemplificativi (modelli 2 e 3)

## 10 Implementazione modello Simulink del sistema integrato: accumulo pompa di calore e campo fotovoltaico (studio ENEA)

### 10.1 Modello del sistema integrato PV+HP+Storage

In questa sezione viene descritto il modello implementato in Simulink per simulare la prestazione energetica di un sistema impiantistico integrato costituito da un impianto fotovoltaico installato in copertura di un edificio residenziale abbinato ad un sistema di storage elettrico e una pompa di calore del tipo aria acqua per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti.

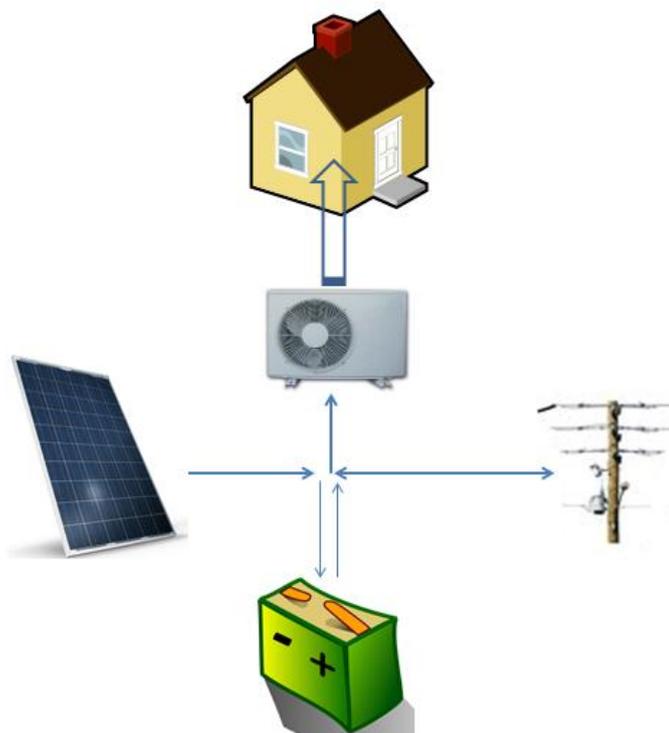
Il modello di seguito descritto è stato utilizzato nel corso della presente annualità al fine di analizzare le soluzioni tecniche capaci di incrementare la quota autoconsumata di energia rinnovabile prodotta localmente per ridurre lo scambio di potenza con la rete e massimizzare il vantaggio economico in assenza di accesso al regime di scambio sul posto.

Infatti secondo quanto stabilito dalla recente normativa sui sistemi SEU (Sistemi efficienti d'utenza), costituiti da almeno un impianto di produzione (es. PV) e da un'unità di consumo direttamente connessi tra loro, questi godono di condizioni tariffarie agevolate applicate all'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema.

Obiettivo del presente studio è valutare come l'integrazione della pompa di calore e dell'accumulo elettrico possano incrementare l'autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico installato in copertura all'edificio. La suddetta valutazione è stata condotta indagando diversi accoppiamenti tra la potenza nominale del impianto fotovoltaico (impiegando tutta la superficie del tetto disponibile) e la capacità di batteria a pari potenza della pompa di calore installata.

I risultati del presente studio vengono confrontati con i risultati dell'analisi condotta nei paragrafi successivi dove il Dipartimento DIAEE della Sapienza analizza la possibilità di incrementare la quota di energia autoconsumata agendo sul controllo dei carichi elettrici dell'edificio e sul pilotaggio della pompa di calore tramite sistemi di management dell'edificio (BEMS) appositamente progettati.

In Figura 88 si riporta lo schema del sistema integrato implementato in Matlab/Simulink per effettuare l'analisi sopra descritta.



**Figura 88: schema sistema integrato PV+HP+storage implementato in Matlab/Simulink**

In Figura 89 è raffigurato lo schema a blocchi implementato in ambiente Matlab/Simulink per simulare il sistema impiantistico integrato.

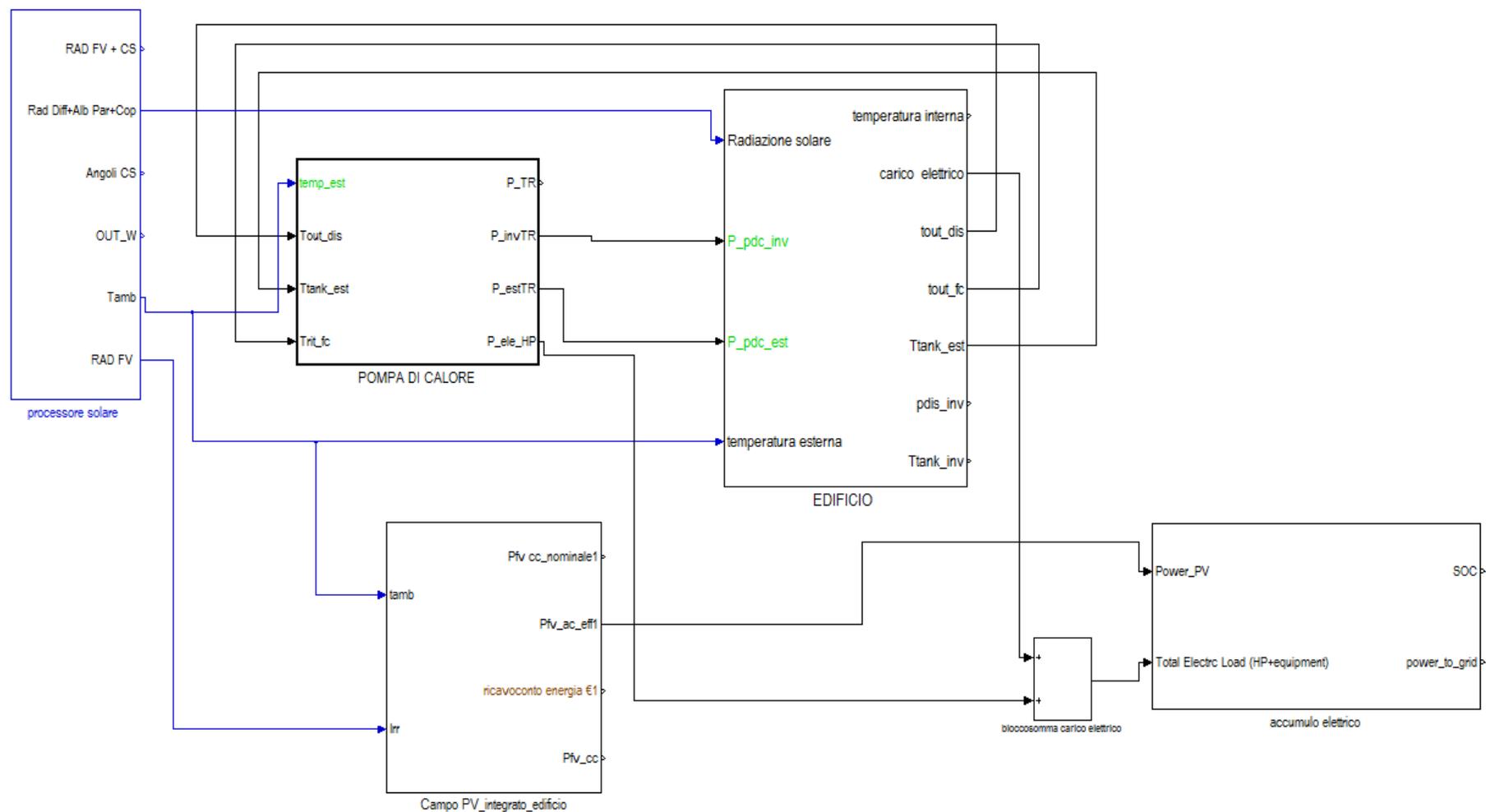


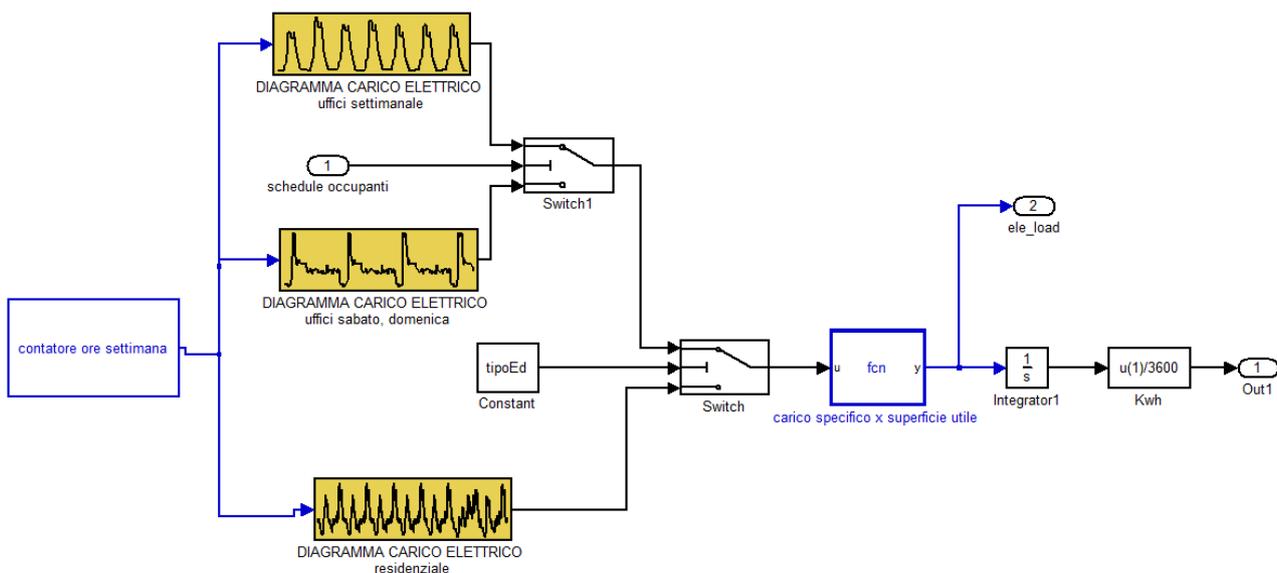
Figura 89: schema a blocchi in Simulink per simulare il sistema integrato: HP+PV+storage

Il modello Simulink di Figura 89 è stato implementando integrando e ottimizzando i seguenti componenti sviluppati da ENEA nelle precedenti annualità di Ricerca del Sistema elettrico in parte integrati nel software di simulazione del sistema edificio impianto ODESSSE :

- *Neural Weather Generator* (processore solare): descritto nel report RSE/2009/188; lo strumento implementato in ambiente Simulink consente di valutare, sulla base dei dati climatici disponibili (radiazione giornaliera media mensile della località, temperatura giornaliera media mensile), la radiazione totale, diffusa e diretta e la temperatura esterna con passo orario attraverso l'utilizzo delle reti neurali appositamente addestrate con dati meteo reali.
- Modello termico dell'edificio: descritto nei Report RSE/2009/188 ,RdS/2010/25 e RdS/2011/178. Il modello termico si basa sull'implementazione di una equazione differenziale del primo ordine riportata di seguito la cui soluzione fornisce la temperatura interna istantanea dell'edificio.

$$\sum m_i C_i \frac{dT}{dt} = Q_g + Q_i - Q_{disp} - Q_v + Q_{aux}$$

- I termini  $m_i$  e  $C_i$  dell'equazione sono la massa e la capacità termica di ciascun involucro edilizio di cui è composto l'edificio,  $Q_g$  è la potenza termica solare trasmessa attraverso l'involucro trasparente,  $Q_i$  è la potenza fornita dai guadagni interni (illuminazione, persone),  $Q_{inv}$  è la potenza dispersa per ventilazione,  $Q_{disp}$  è la potenza dispersa attraverso l'involucro edilizio e  $Q_{aux}$  è la potenza fornita dagli impianti per mantenere la temperatura al valore di comfort termico. Per maggiori dettagli sul modello termico dell'edificio e in particolare sul calcolo del carico termico estivo, si vedano i report di Ricerca di Sistema Elettrico sopra indicati.
- Carico elettrico il cui modello è riportato nello schema a blocchi di Figura 90; il modello è costituito da tre lookup table con le quali vengono definiti due profili di carico specifico (kW/mq) settimanale per edifici residenziali ed per edifici uffici ottenute dal monitoraggio di utenze reali come descritto nei report RDS/2012/078 ed RdS/2010/25.
- Il carico elettrico settimanale si ripete per tutto il periodo di simulazione; come mostrato nello schema di Figura 90 il valore assoluto viene determinato moltiplicando i profilo specifico settimanale per la superficie utile dell'edificio



**Figura 90: schema a blocchi simulink per generare il carico elettrico dell'edificio - escluso carico per climatizzazione**

- Pompa di calore: Il modello di pompa di calore integrato nello schema a blocchi di Figura 89 è descritto nel report RdS/2011/178; il modello consente di valutare con la sola definizione dei dati di targa le prestazioni orarie di pompe di calore ad azionamento elettrico (tipo aria-acqua, acqua-acqua) al variare

delle condizioni al contorno e in qualsiasi condizione di carico reale. In particolare l'implementazione del modello di pompa di calore si basa sulla costruzione di "matrici di correzione" delle prestazioni nominali della pompa di calore (Potenza termica, COP, EER) operante in condizioni di off design riportate in Figura 91 e in Figura 92 La costruzione delle suddette matrici è ottenuta tramite l'applicazione di una metodologia semiempirica basata sull'osservazione dei dati sperimentali di funzionamento di un campione costituito da pompe di calore presenti in commercio e dall'applicazione degli algoritmi forniti dalla normativa tecnica vigente (UNI EN 15316, UNI TS 11300 -3). La matrice di correzione dell'EER nominale per le pompe di calore operanti in condizioni di off design è stata costruita utilizzando i coefficienti correttivi indicati nelle tabelle del prospetto C della UNI TS 11300-3. La potenza termica generata dalla pompa di calore diviso il COP o l'EER effettivo fornisce il carico elettrico richiesto dalla pompa di calore in ogni istante del periodo di simulazione.

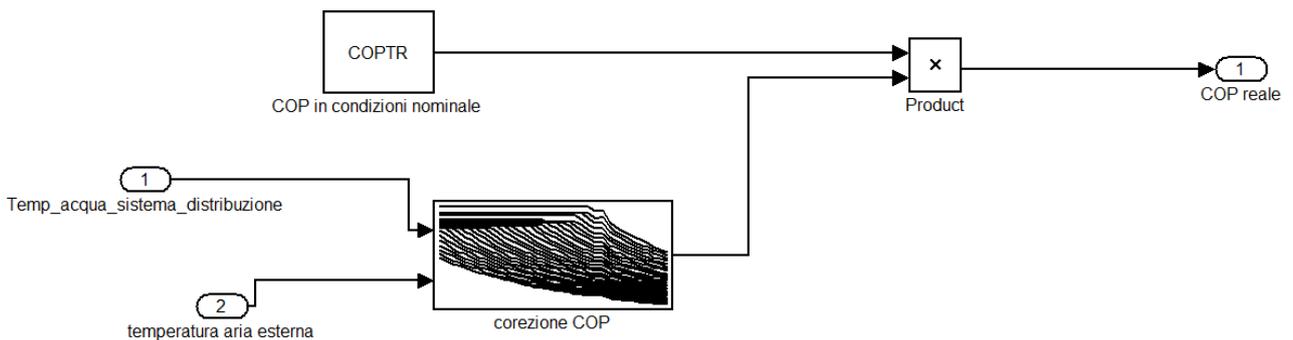


Figura 91: Matrice di correzione COP nominale modello pompa di calore in off design

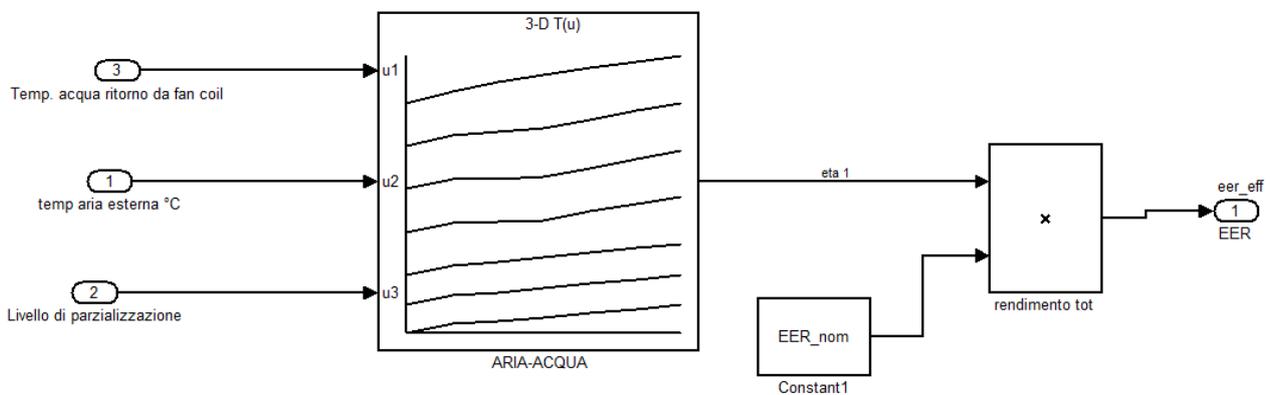


Figura 92: Matrice di correzione EER nominale pompa di calore in condizioni di off design

- Accumulo elettrico: lo sviluppo del modello è stato iniziato nelle annualità precedenti (Report RdS/2013/118) e concluso ed adattato nel corso delle presente annualità. Il modello riportato in Figura 93 si basa sul calcolo ad ogni time step dello stato di carica della batteria, SOC, definito della seguente equazione:

$$SOC = 100 * \frac{\eta_{BT} * \eta_{PC} * \left( \int_{t-1}^t P_i^{BT}(t) * dt \right) + E_{BT}(t-1)}{C_{BT}} [\%]$$

dove:

$P_i^{BT}$  = potenza scambiata , positiva immagazzinata , negativa ceduta. integrata per un intervallo di tempo pari ad un time step di simulazione

$E^{BT}(t-1)$  energia già contenuta in batteria ad ogni time step di simulazione

$\eta_{bt}$ : rendimento del sistema di accumulo ai polimeri di litio

$\eta_{PC}$ : rendimento del sistema di conversione di potenza bidirezionale

Il calcolo del SOC è stato implementato in Simulink secondo lo schema a blocchi di Figura 93, dove la potenza elettrica effettivamente disponibile,  $P_i^{BT}$ , determinata dal blocco “power management system” viene moltiplicata per il rendimento del sistema di conversione (AC/DC) e per il rendimento di batteria entrambi valutati sperimentalmente in ENEA Casaccia attraverso un attività sperimentale condotta nella precedente annualità. Il rendimento di batteria mantiene un valore medio di circa 0,96 al variare della corrente di carica e scarica. Invece misurando il rendimento del convertitore bidirezionale, al variare della potenza erogata e prelevata dalla rete, si è misurato un rendimento (compreso le perdite nei circuiti ausiliari) che va da 81% circa a 93% circa passando da 10% a 100 % della potenza nominale .

Il blocco “power management system” oltre a calcolare la potenza da/verso batteria incrementa il SOC fino al valore SOC\_max impostato e consente la scarica della batteria fino a raggiungere il SOC\_min impostato.

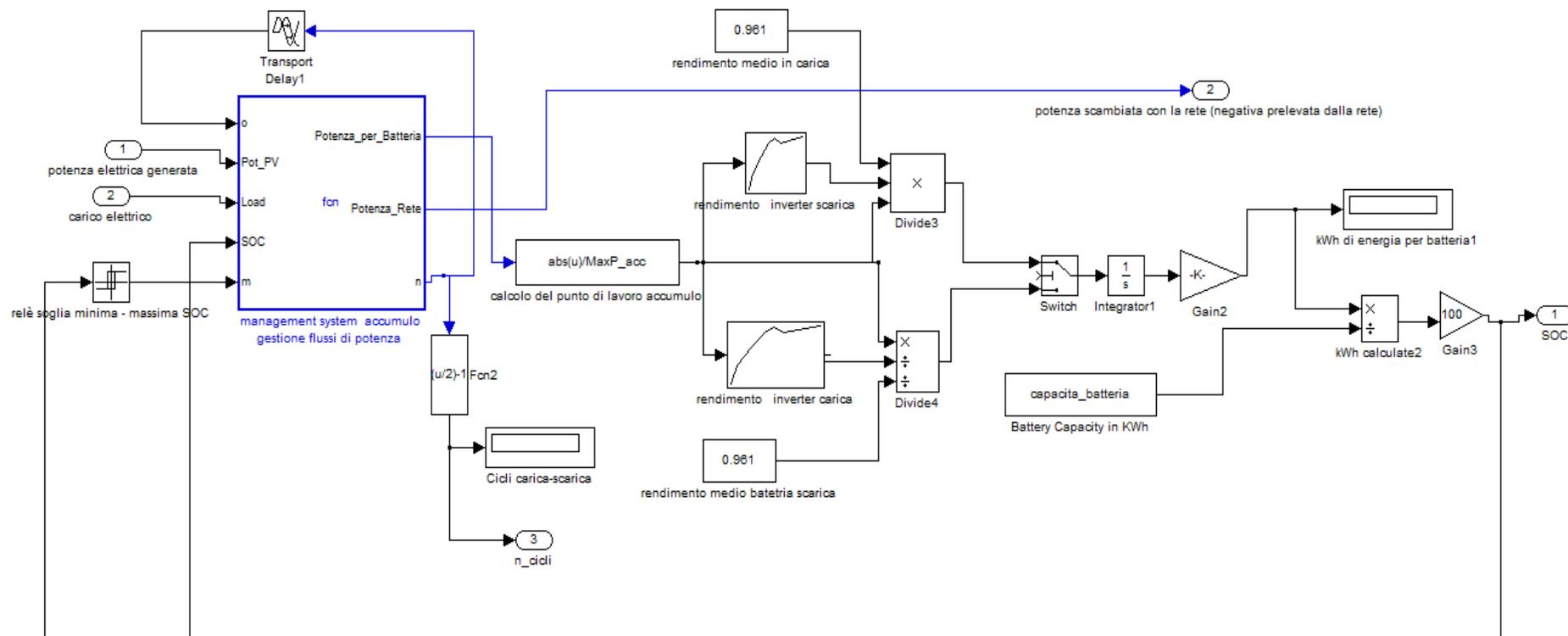


Figura 93: modello Simulink dell'accumulo ai polimeri di Litio

Si riporta nella seguente Tabella 38 l'algoritmo implementato nel blocco power management system del modello di Figura 93.

**Tabella 38: Algoritmo implementato nel blocco power management system per gestire la carica e scarica del sistema di storage e la potenza prelevata dalla rete**

```
function [Potenza_per_Batteria, Potenza_Rete,n] = fcn(m,p,o,Pot_PV, Load, SOC,
mP_Acc, MaxP_Acc, SOC_max,SOC_min)

Potenza_Rete= 0;
n=0;

Diff_Potenza=Pot_PV-Load;

if ((Diff_Potenza>=mP_Acc && Diff_Potenza<MaxP_Acc) && (SOC<SOC_max)) %
Procedura ricarica batteria
    Potenza_per_Batteria=Diff_Potenza;
    Potenza_Rete=0
else

    if (Diff_Potenza>=MaxP_Acc && SOC<=SOC_max) % Limitazione della massima
potenza per ricarica batteria
        Potenza_per_Batteria=MaxP_Acc;
        Potenza_Rete=Diff_Potenza-MaxP_Acc;
    else
        if ((Diff_Potenza<0 && Diff_Potenza>-MaxP_Acc) && (SOC>=SOC_min))
%Scarica della batteria
            Potenza_per_Batteria=Diff_Potenza;
        else
            if ((Diff_Potenza<-Max_potenza_batteria)&&(SOC>=SOC_min))
                Potenza_per_Batteria=-MaxP_Acc; %Limitazione della massima
potenza di scarica della batteria
            else
                Potenza_Rete=Diff_Potenza;
                Potenza_per_Batteria=0;
            end
        end
    end
end

if m==p
    n=0
else
    n=(n+1);
end
```

Dove si indica con:

Pot\_PV: potenza prodotta dal campo fotovoltaico

Load: Carico elettrico complessivo dell'edificio: ( carico elettrico generico + carico elettrico della pompa di calore

SOC: stato di carica del pacco batterie [%]

mP\_Acc: Livello minimo della potenza elettrica erogata dall'inverter sotto il quale viene spento per bassa efficienza [kW]

MaxP\_Acc: Massima potenza erogabile dall'inverter [kW]

SOC\_min: livello minimo dello stato di carica della batteria [%]

SOC\_max= livello massimo dello stato di carica della batteria [%]

n: numero di cicli di carica e scarica effettuati dal sistema di storage durante il periodo di simulazione

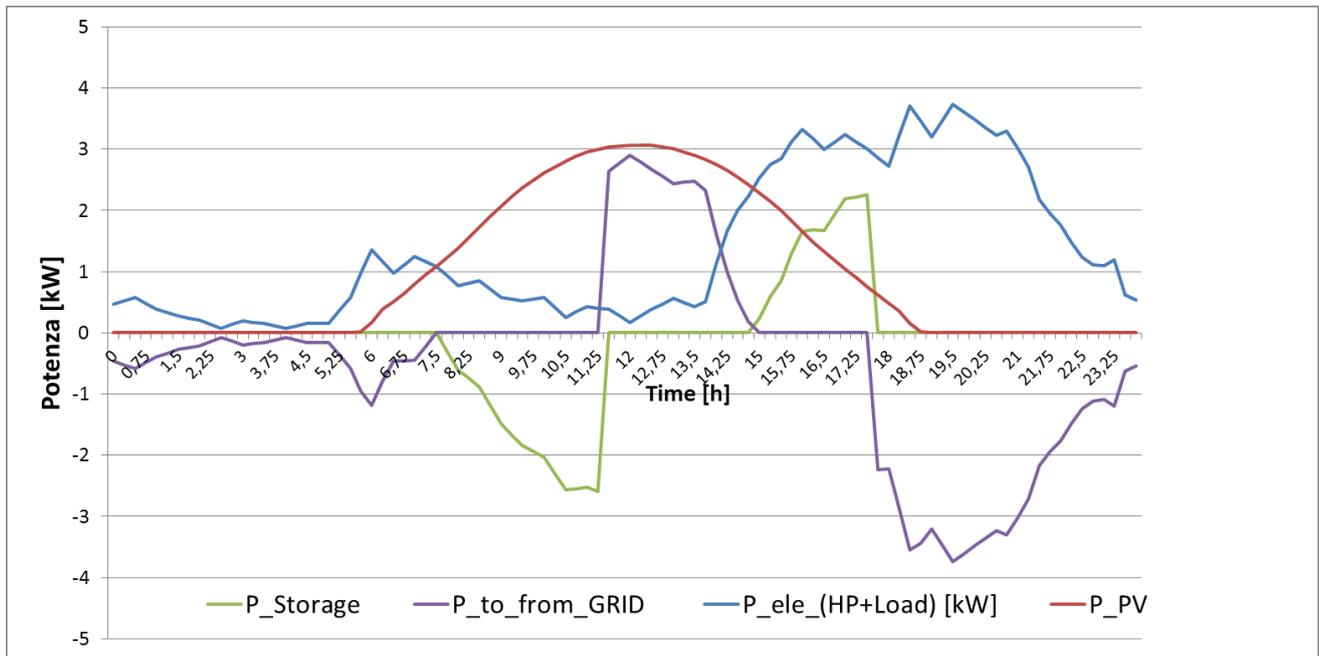
m, p : input di supporto per il calcolo del numero di cicli.

Come riportato in Tabella 38 Il blocco management system gestisce la carica e la scarica del pacco batterie e calcola la potenza prelevata e immessa in rete.

A titolo di esempio si riporta nella seguente figura l'andamento di un giorno di Giugno dei flussi di potenza di un sistema integrato PV-Storage-HP per la climatizzazione di un edificio monofamiliare con superficie utile 130 mq simulato a Palermo. Il sistema simulato è così composto da:

- un campo fotovoltaico da 2,7 kWp,
- un sistema di storage con una capacità nominale pari a 6 kWh
- una pompa di calore da 10 kW termico e COP 3,47 (Potenza elettrica assorbita 2,9 kW in condizioni nominali)

Alla potenza richiesta dalla pompa di calore viene sommato il profilo di carico elettrico per utenze generiche dell'abitazione simulata.



**Figura 94: Andamento istantaneo della potenza scambiata con la rete e con l'accumulo dal sistema integrato FV e HP in un giorno del mese di gennaio : applicazione ad un edificio residenziale monofamiliare**

Dall'andamento dei flussi di potenza di Figura 94, si può osservare il funzionamento del sistema di gestione dell'accumulo elettrico. Nelle prima parte della giornata la potenza prodotta dal campo fotovoltaico supera il carico elettrico dell'edificio; l'accumulo viene caricato (potenza storage negativa) con l'eccesso di produzione fino a raggiungere il valore massimo del SOC (alle 11:30 circa) impostato pari al 90% della capacità nominale.

Raggiunto il SOC massimo l'eccesso di potenza viene immesso in rete (potenza grid positiva).

Dalle 15:30 il carico elettrico dell'edificio simulato aumenta, quando questo supera la produzione da FV viene compensato dal sistema di storage (potenza storage positiva) fino a quando lo stesso raggiunge un valore di SOC minimo pari al 20% della sua capacità nominale. Nelle ore serali, raggiunto il SOC minimo, il flusso di potenza della batteria si annulla e tutto il carico viene alimentato dalla rete.

## 10.2 Applicazione del modello del sistema integrato PV+HP+Storage ad un caso studio

Il modello implementato permette di simulare diverse configurazioni del sistema accumulo fotovoltaico in modo da minimizzare lo scambio di energia con la rete e ottimizzare i benefici economici derivati dall'autoconsumo dell'energia prodotta localmente.

Il coefficiente di autoconsumo viene calcolato con la seguente formula:

$$AC = 100 \frac{E_{PV} - E_{rete}}{E_{PV}}$$

dove:

- $E_{PV}$  è l'energia prodotta annualmente lato alternata dall'impianto FV
- $E_{rete}$  è l'energia annualmente immessa in rete dall'impianto fotovoltaico

Nello studio riportato di seguito si riporta una analisi parametrica mirata a valutare come varia l'autoconsumo del sistema integrato (PV+accumulo) al variare della capacità nominale delle batterie e della potenza di picco del campo fotovoltaico installato in copertura di un edificio monofamiliare.

L'obiettivo dell'analisi è confrontare i risultati ottenuti in termini di incremento di autoconsumo con lo studio riportato nei seguenti paragrafi (condotto dal DIAEE) in cui viene utilizzato un apposito algoritmo applicato al sistema di management dell'edificio (BEMS) per gestione i carichi differibili (pompa di calore, lavatrice, frigoriferi) per incrementare l'autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico d'utente.

L'analisi è stata condotta in due zone climatiche, Palermo e Roma, al fine di valutare come a differenti latitudini la differenza di radiazione solare disponibile possa influenzare il dimensionamento del sistema di storage per ottenere lo stesso coefficiente di autoconsumo (AC).

Si riportano di seguito le caratteristiche del sistema impiantistico e dell'edificio simulato:

**Tabella 39: Caratteristiche pompa di calore (aria-acqua) simulata a Palermo e Roma**

Potenza termica nominale in riscaldamento	10	kW
COP	3.47	
Potenza nominale in raffrescamento	10,2	kW
EER	3.18	

**Tabella 40: Caratteristiche termofisiche edificio simulato**

Altezza	m	3,5
Lato	m	11
Lato	m	12
Superficie Totale	m <sup>2</sup>	132
Volume riscaldato	m <sup>3</sup>	396
Livelli	n	1
Trasmittanza pareti	W/m <sup>2</sup> k	1,45
Trasmittanza finestre	W/m <sup>2</sup> k	2,60
Trasmittanza solaio terreno	W/m <sup>2</sup> k	0.50
Trasmittanza copertura	W/m <sup>2</sup> k	1,28

Per effettuare l'analisi parametrica del coefficiente di autoconsumo sono state simulate diverse configurazioni del sistema integrato fotovoltaico-accumulo a pari potenza assorbita dall'edificio per ciascuna delle tre zone climatiche.

In particolare l'indagine è stata condotta per i seguenti range di potenza del campo solare e della capacità dell'accumulo

- impianto fotovoltaico: da 1 a 20 kW
- capacità di batteria: da 0 a 15 kWh.

Per simulare tutte le configurazioni date dall'abbinamento tra le precedenti taglie del campo fotovoltaico e della capacità dell'accumulo è stato implementato uno script simulink (multi run), mostrato in Tabella 41, che lancia automaticamente, con due un cicli annidati, le simulazioni annuali per ogni coppia PV-accumulo e scrive i risultati per ogni coppia PV-accumulo.

**Tabella 41: modello multirun per il lancio automatico della simulazione e analisi parametrica del modello integrato PV-storage-HP**

```

for PTotaleIB = 2:2:20;
    for capacita_batteria = 0:2:14;
i=i+1

start= 86400*0;
stop= start+(86400*365);

Potenza_AFE=PTotaleIB;
Max_potenza_batteria=Potenza_AFE;

sim ('Mod_ACCUMULO_HP_Edificio_residenziale1',[start:900:stop]) %per regolare
il numero di giorni di simulazione cambiare il fattore moltiplicativo;

M = C_Ene_darete(end)
N = n_cicli(end)
Q = C_Ene_darete_sAcc(end)
T = G_Ene_ceduta(end)
P = G_Ene_inrete_sAcc(end)
Z =Ene_darete(end)
H =Ene_darete_sAcc(end)
S =Ene_ceduta(end)
X =Ene_inrete_sAcc(end)
U =Ene_load_tot(end)
V =ENE_pv(end)
K = max (P_in_rete)
H = max(P_da_rete)

FC= -(C_Ene_darete_sAcc(end)-C_Ene_darete(end)) + (G_Ene_ceduta(end) -
G_Ene_inrete_sAcc(end));
C_inv=Potenza_AFE*500+1000*capacita_batteria

filename=['C:\Users\Enea\Documents\CERSE\Ricerca di Sistema
2015\DIAE\modello_villetta\performancel.txt'];
fid = fopen(filename,'at')

fprintf(fid,'%f\t %f\t %f\t
%f\t %f\t %f\t %f\t\r',PTotaleIB,capacita_batteria, M, N, Q,T, P,C inv, VAN, Z,

```

```
H, S, X, U, V, K, H);

fclose(fid)
%fopen('filename','a+')

    end
end
```

Si riportano di seguito i risultati dell'analisi parametrica in termini di autoconsumo al variare delle taglie del campo fotovoltaico e della capacità d'accumulo.

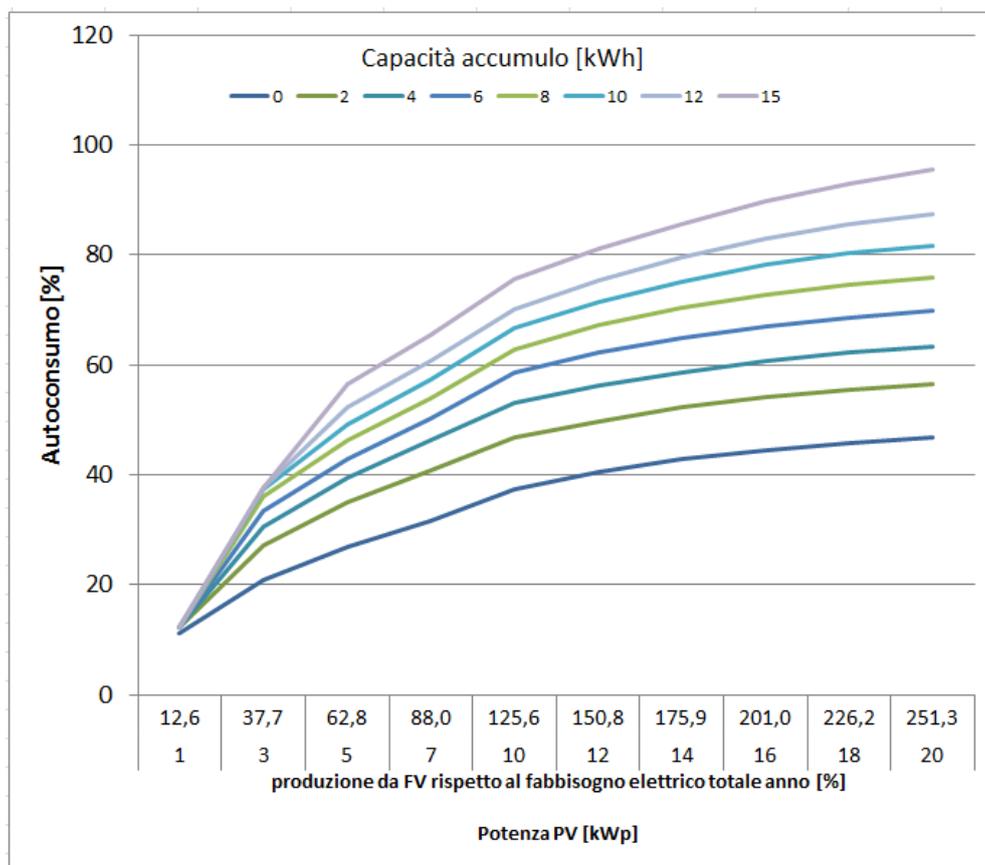


Figura 95: Analisi autoconsumo del sistema PV + storage per edificio simulato a Roma

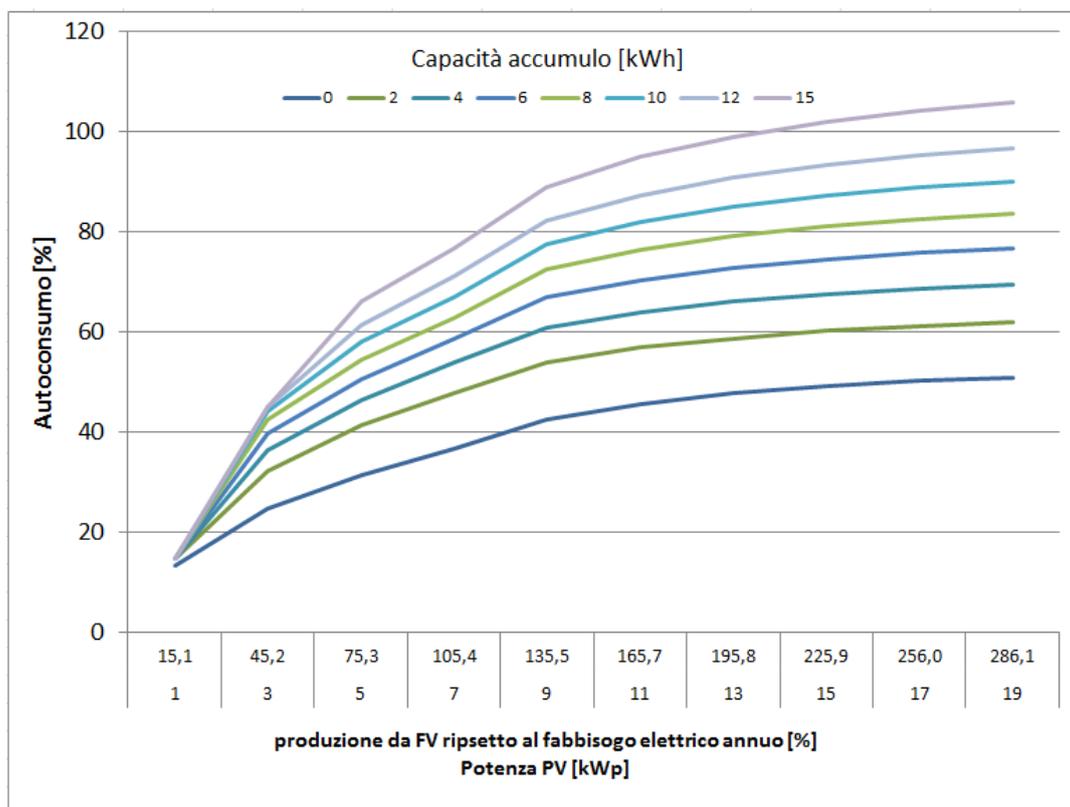


Figura 96: Analisi autoconsumo del sistema PV + storage per edificio simulato a Roma

Osservando gli andamenti di Figura 95 e di Figura 96, si può osservare che installando una potenza in grado di produrre una energia su base annua pari a circa 2,5-3 volte il fabbisogno elettrico dell’edificio si ottiene un valore di circa il 50% del coefficiente di autoconsumo.

Per una potenza installata del campo PV corrispondente ad una produzione annua pari al fabbisogno elettrico dell’edificio il coefficiente di autoconsumo si riduce a circa il 30-35%.

Per ottenere un coefficiente di autoconsumo pari a circa il 100 % necessita l’installazione di una capacità del sistema di accumulo pari a 15 kWh con un campo PV da 20 kW per l’edificio simulato a Roma; mentre bastano 14 kWh e una capacità da 15 kWh per l’edificio simulato a Palermo.

Nel caso di taglia dell’impianto PV corrispondente ad una produzione circa il 100 % del fabbisogno dell’edificio (circa 7 kWp per Palermo e circa 9 kW per Roma) integrando un accumulo con capacità 15 kWh l’autoconsumo raggiunge un valore circa doppio.<sup>1</sup>

Dall’analisi sopra riportato si può dedurre che per l’edificio simulato si raggiungono valori prossimi al 100% dell’energia prodotta con elevate potenze del campo fotovoltaico o con elevate capacità dell’accumulo integrato.

Nell’analisi che segue si vuole indagare se utilizzando sistemi di energy management (BEMS) per la gestione dei carichi differibili domestici è possibile elevare l’autoconsumo dell’energia prodotta da un impianto PV dimensionato per il fabbisogno elettrico dell’edificio.

<sup>1</sup> I risultati di simulazione si riferiscono all’edificio simulato, allo profilo di utilizzo giornaliero e alle logiche di gestione dei flussi di potenza implementati nel modello, non sono generalizzabili per qualsiasi edificio.

## 11 Simulazioni

### 11.1 Modello di rifgerimento impiegato per le simulazioni

Il modello creato per verificare l'impatto degli HBES all'interno di un edificio è stato integrato a modelli precedentemente sviluppati da ENEA, per simulazioni in regime semi-stazionario del sistema edificio-impianto. Tali modelli simulano i carichi termici all'interno di un edificio, ipotizzando la presenza di diverse produzioni da fonte rinnovabile, la presenza di diversi impianti (es. pompa di calore aria-acqua) e valutando il fabbisogno energetico termico ed elettrico. Quest'ultimo, nei modelli finora sviluppati, è la somma di due componenti: una componente standard che dipende dall'uso finale per cui è adibito l'edificio, ufficio o residenziale, e una quota parte dipendente dalla richiesta di energia elettrica della pompa di calore, se presente nell'edificio.

Il modello sviluppato analizza come una logica intelligente di gestione dei carichi possa integrarsi all'interno di un edificio e come possa impattare sul consumo di energia in presenza di una generazione da fonte rinnovabile. Si è focalizzata l'attenzione sui carichi gestibili e differibili, trascurando i carichi indifferibili.

Nell'ambito delle simulazioni si è scelto di utilizzare un edificio ad uso residenziale dove al suo interno sia presente:

1. riscaldamento/raffrescamento tramite pompa di calore
2. generazione da FER con un impianto fotovoltaico di 2,7 kW
3. accumulo termico per la pompa di calore

A questo si è aggiunta la presenza dei carichi gestibili quali lavatrice e lavastoviglie. Il profilo di carico che è stato utilizzato per modellizzare tale apporto, è relativo allo studio della Ricerca di Sistema 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. I profili di carico acquisiti, e quindi il segnale da esso risultante, è stato opportunamente trattato per integrarlo perfettamente sulla piattaforma. In particolare è stato effettuata una media mobile del segnale originale ed un sottocampionamento a 5 minuti. Successivamente a tali operazioni, è stato analizzato lo scarto sull'integrale, e quindi sull'energia, che tale trattamento del segnale avesse comportato. E' stato verificato che tale scarto è sotto al 2% e quindi accettabile. In Figura 97 è mostrato il profilo di carico elettrico che si è utilizzato per la lavatrice.

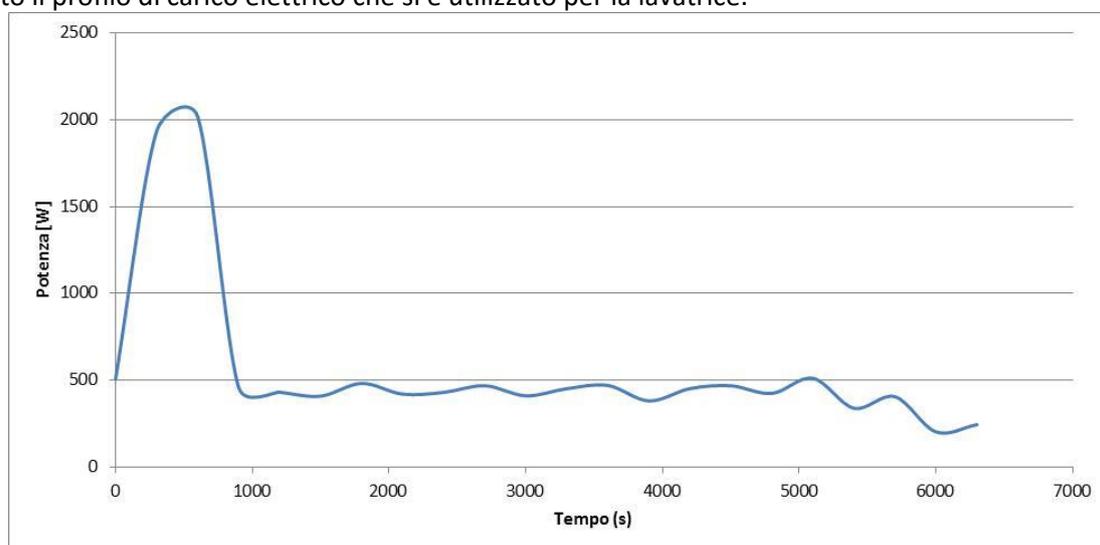


Figura 97 - Profilo di Carico Lavatrice

In Figura 98 è mostrato il profilo di carico elettrico della lavastoviglie.

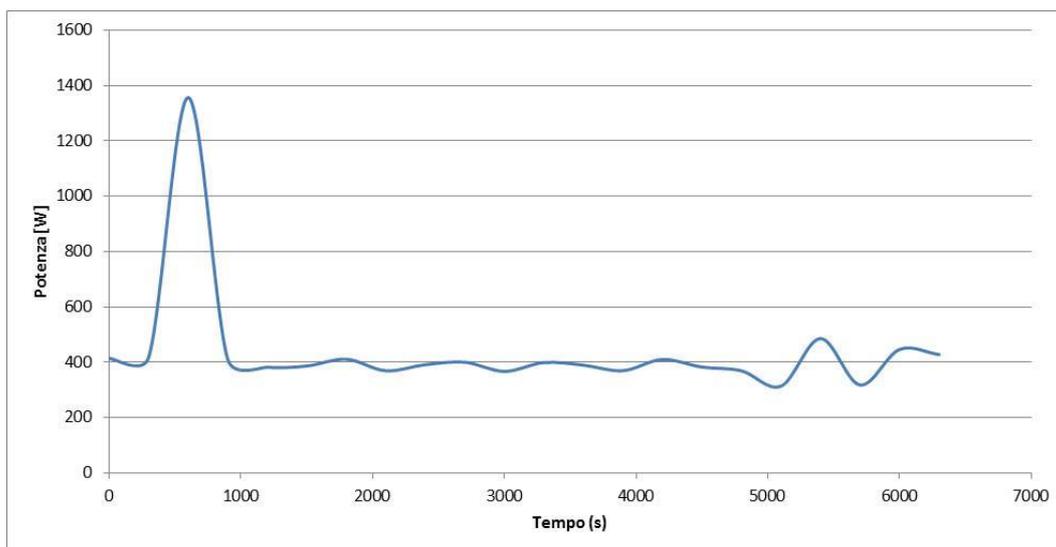


Figura 98 - Profilo di carico Lavastoviglie

Per studiare quali tipi di vantaggi porterebbe un sistema di automazione per la gestione dei carichi all'interno dell'edificio sono state effettuate le seguenti simulazioni:

- ✓ Simulazione 1: attivazione casuale dei carichi durante il giorno con una distribuzione di probabilità
- ✓ Simulazione 2: attivazione automatica dei soli carichi gestibili, quali lavatrice e lavastoviglie, con il raggiungimento di una certa produzione da fotovoltaico
- ✓ Simulazione 3: attivazione automatica dei soli carichi gestibili, quali lavatrice e lavastoviglie, con il raggiungimento di una certa produzione da fotovoltaico e conseguente disattivazione della pompa di calore per effettuare peak shaving
- ✓ Simulazione 4: attivazione automatica dei carichi gestibili, quali lavatrice e lavastoviglie, con il raggiungimento di una certa produzione da fotovoltaico e conseguente disattivazione della pompa di calore per effettuare peak shaving. Inoltre, utilizzo dell'energia fotovoltaica prodotta per il funzionamento diretto della pompa di calore nelle ore diurne con conseguente stoccaggio di energia termica nell'accumulo termico di 5m<sup>3</sup>.

Dai risultati delle simulazioni, sono stati calcolati gli indici delle performance (KPI) scelte, e quindi autonomia, autoconsumo e l'indice di scambio di energia con la rete.

L'autonomia è calcolata come il rapporto tra l'energia annua prodotta dalla fonte rinnovabile e l'energia richiesta dai carichi finali.

L'autoconsumo è definito come:

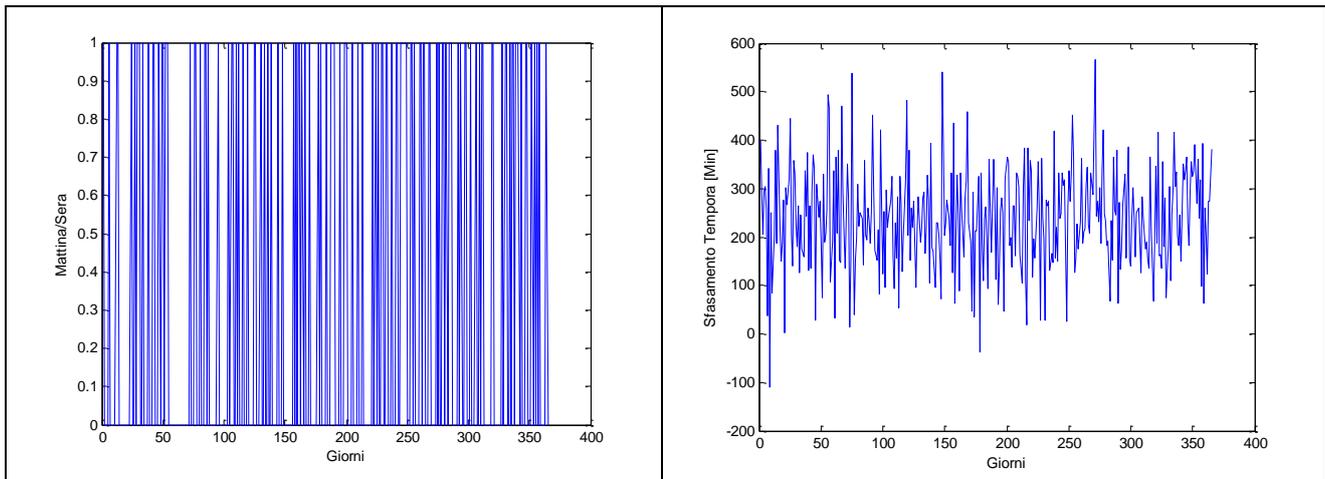
$$AC = 100 \cdot \frac{E_{FV} - E_{alla\ rete}}{E_{FV}}$$

Dove  $E_{FV}$  è l'energia annuale fornita dall'impianto FV e  $E_{alla\ rete}$  è l'energia annualmente immessa in rete.

L'indice di scambio di energia con la rete è il rapporto tra l'energia annualmente immessa in rete e la potenza nominale dell'impianto FV. Inoltre, è stata verificata la temperatura interna dell'edificio e le temperature dell'accumulo termico utilizzato al fine di escludere singolarità del sistema.

## 11.2 Simulazione 1

Nella prima simulazione una densità di probabilità data, dal prodotto di due d.d.p. indipendenti, è stata definita per l'attivazione dei carichi gestibili: una prima d.d.p. discreta per fornire la probabilità di accensione durante il giorno o la sera (mattina 30% e sera 70%); una seconda d.d.p. gaussiana che definisce l'orario di accensione con un valor medio di 4 ore. In Figura 99 è mostrato il vettore per la scelta dell'attivazione del carico tra mattina/sera e gli sfasamenti temporali applicati ad ogni giorno dell'anno.



**Figura 99 – Scelta mattina/sera e dell’ora di accensione dei carichi gestibili**

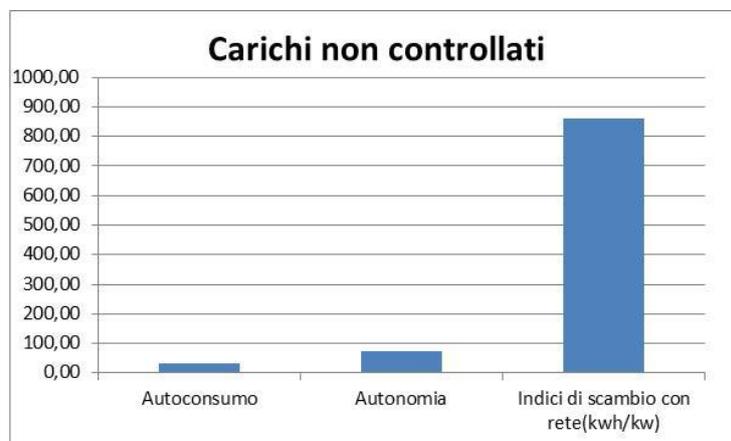
In Tabella 42 e Tabella 43 sono riportati i consumi energetici e le KPI per la simulazione effettuata senza alcun controllo da parte di un sistema centrale, ed in Figura 100 sono mostrati i KPI.

**Tabella 42 - Energia scambiata, richiesta e prodotta dall’impianto FV**

<b>Energia</b>	<b>kWh</b>
Energia alla rete	2320
Energia dalla rete	3544
Energia richiesta dal carico	4612
Energia PV	3378

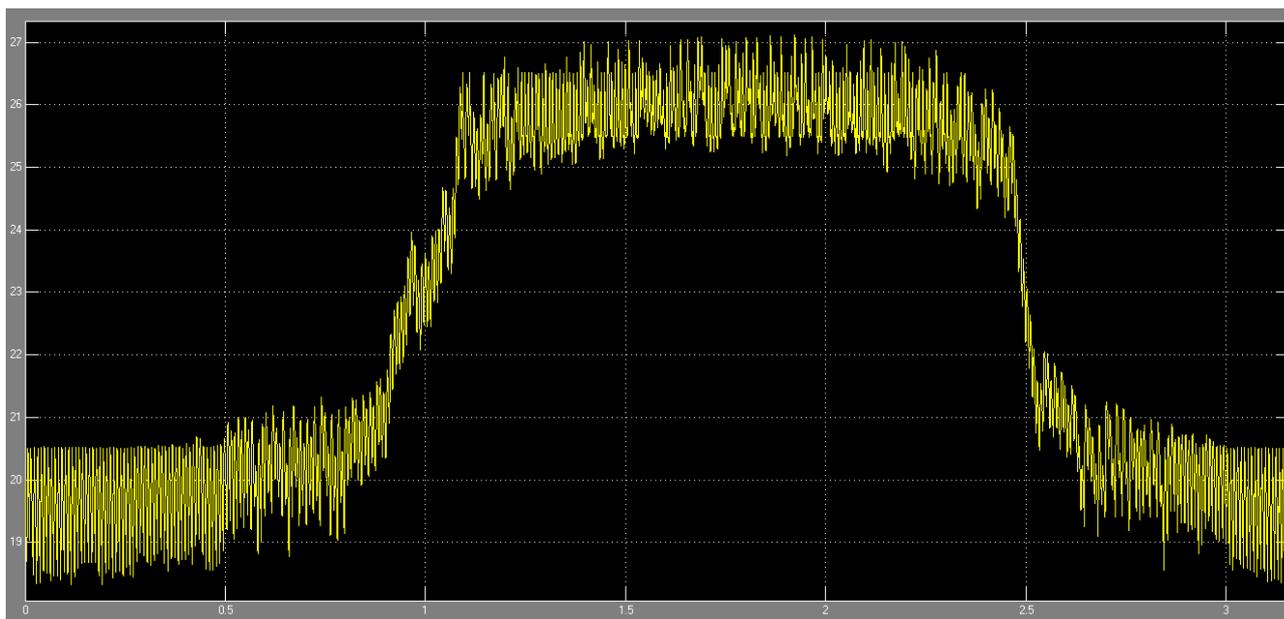
**Tabella 43 - KPI - Indici di prestazione**

<b>KPI</b>	<b>Value</b>
Autoconsumo	31
Autonomia	73
Indici di scambio con rete(kwh/kw)	859



**Figura 100 - KPI per carichi non controllati**

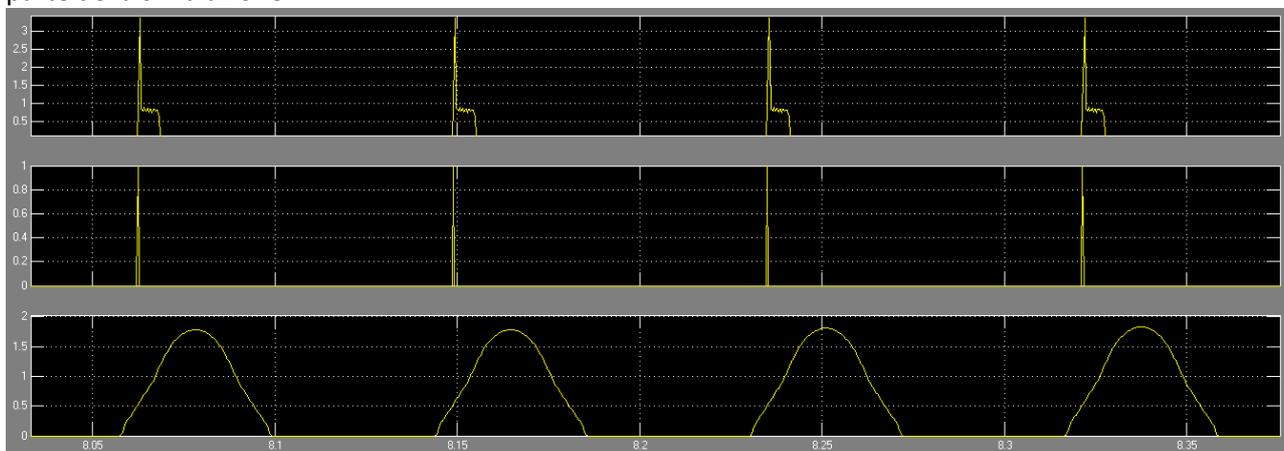
In Figura 101 è mostrata l’andamento della temperatura dell’edificio durante l’intero anno.



**Figura 101 – Temperatura Interna dell’edificio durante un intero anno solare**

### 11.3 Simulazione 2

Nella seconda simulazione i carichi gestibili, quali lavatrice e lavastoviglie, compiono il loro ciclo al verificarsi del raggiungimento di una determinata soglia di produzione da fotovoltaico. Tale condizione è stata posta per incrementare l’autoconsumo. La condizione principale è che se la potenza dell’impianto FV supera la soglia di 0,5 kW, il sistema automatico accende il carico e il ciclo è effettuato. In Figura 102 è mostrata parte della simulazione.



**Figura 102 - Attivazione Lavatrice al raggiungimento della soglia prestabilita**

Nella Tabella 44 sono mostrati i valori annuali di energia scambiata con la rete e l’energia prodotta dal FV.

**Tabella 44 – Energia scambiata, richiesta e prodotta dall’impianto FV**

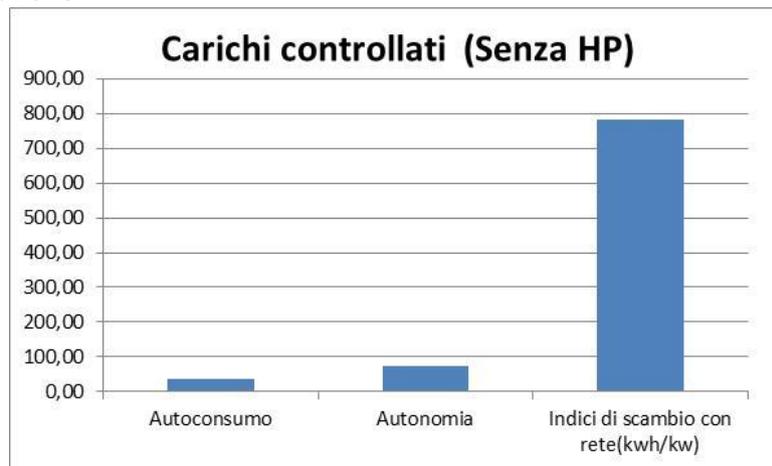
<b>Energia</b>	<b>kWh</b>
Energia alla rete	2115
Energia dalla rete	3336
Energia richiesta dal carico	4598
Energia PV	3378

Nella Tabella 45 sono mostrati gli indici di performance energetica durante un anno di simulazione. Come si nota, rispetto al caso precedente, sia l’autoconsumo, sia l’autonomia del sistema è aumentata di qualche punto percentuale.

**Tabella 45 - KPI - Indici di prestazione**

<b>KPI</b>	<b>Value</b>
Autoconsumo	37
Autonomia	73
Indici di scambio con rete(kWh/kW)	783

In questa simulazione, non sarà visualizzata la temperatura interna dell'edificio, perché la pompa di calore non è stata gestita, e quindi l'andamento è uguale a quello della Figura 101. In Figura 103 sono mostrate le KPI per questa simulazione.



**Figura 103 - KPI per carichi controllati senza considerare l'HP**

### 11.4 Simulazione 3

In questa simulazione, non solo è considerata l'attivazione automatica dei carichi gestibili, quali lavatrice e lavastoviglie, con il raggiungimento di una certa produzione da fotovoltaico, ma anche la disattivazione della pompa di calore quando tali carichi siano accesi. In questo modo il sistema di gestione effettua una funzione di peak shaving.

Interrompendo, per un determinato tempo la pompa di calore, non si hanno variazioni significative sulla temperatura dell'edificio perché si sfrutta l'inerzia termica di quest'ultimo. In Figura 104 è mostrata l'andamento della temperatura, e i profili di carico della pompa di calore e degli altri carichi elettrici. Come si nota all'accensione della lavatrice e della lavastoviglie, la pompa di calore si spegne e la temperatura comincia a scendere (il giorno di riferimento è un giorno invernale). Tale spegnimento della pompa di calore comporta un abbassamento di circa un grado centigrado, che porta la temperatura dell'edificio a 18.5 °C. Tale temperatura è compatibile con i livelli di confort e quindi lo spegnimento della pompa di calore per un determinato tempo è di un'entità accettabile. In questo caso l'energia i valori annuali di energia scambiata con la rete, l'energia prodotta dal FV e gli indici di performance considerati, sono mostrati in Tabella 46 e Tabella 47. Si nota come tale controllo, a livello energetico, non abbia portato a evidenti vantaggi.

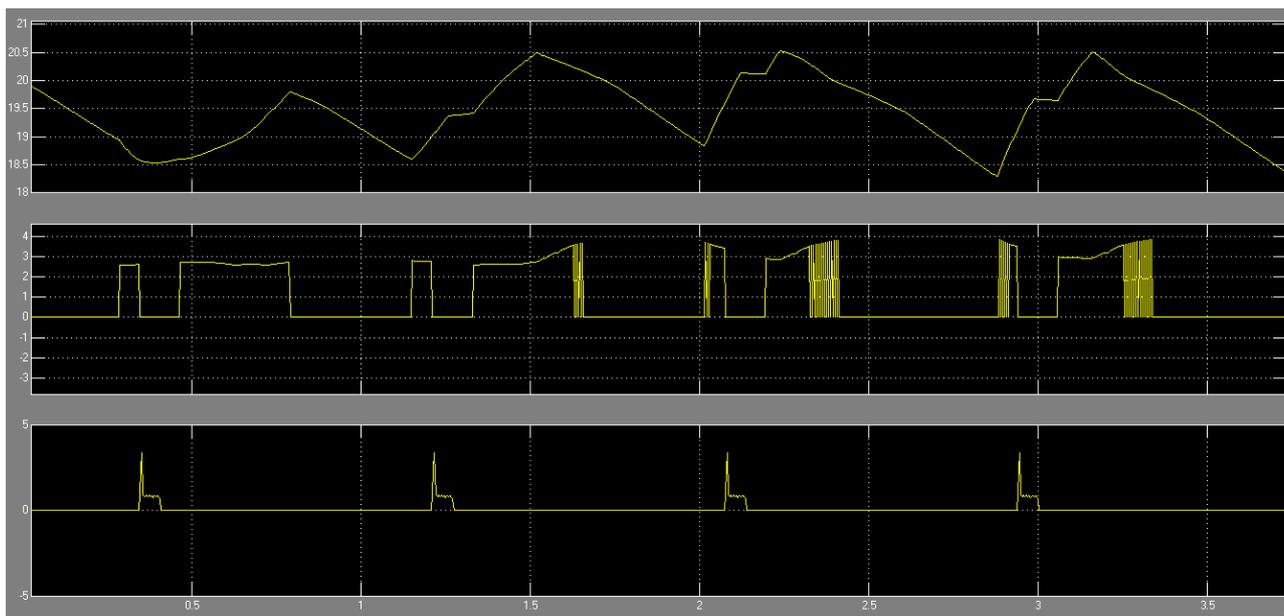


Figura 104 - Andamento temperatura e accensione carichi e pompa di calore

Tabella 46 - Energia scambiata, richiesta e prodotta dall'impianto FV

Energia	kWh
Energia alla rete	2053
Energia dalla rete	3332
Energia richiesta dal carico	4657
Energia PV	3378

Tabella 47 - KPI - Indici di prestazione

KPI	Value
Autoconsumo	39
Autonomia	73
Indici di scambio con rete (kWh/kW)	760

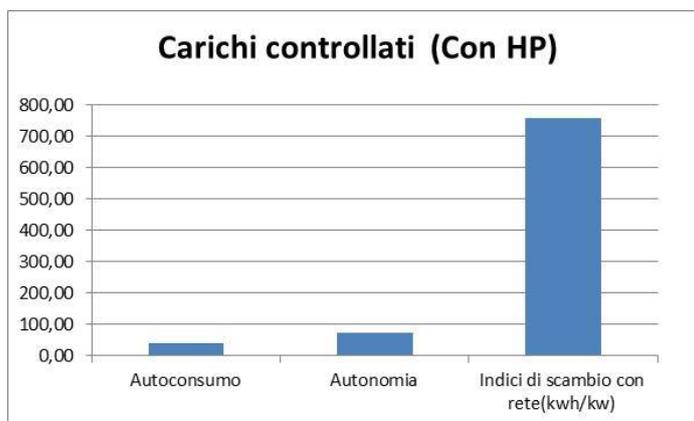
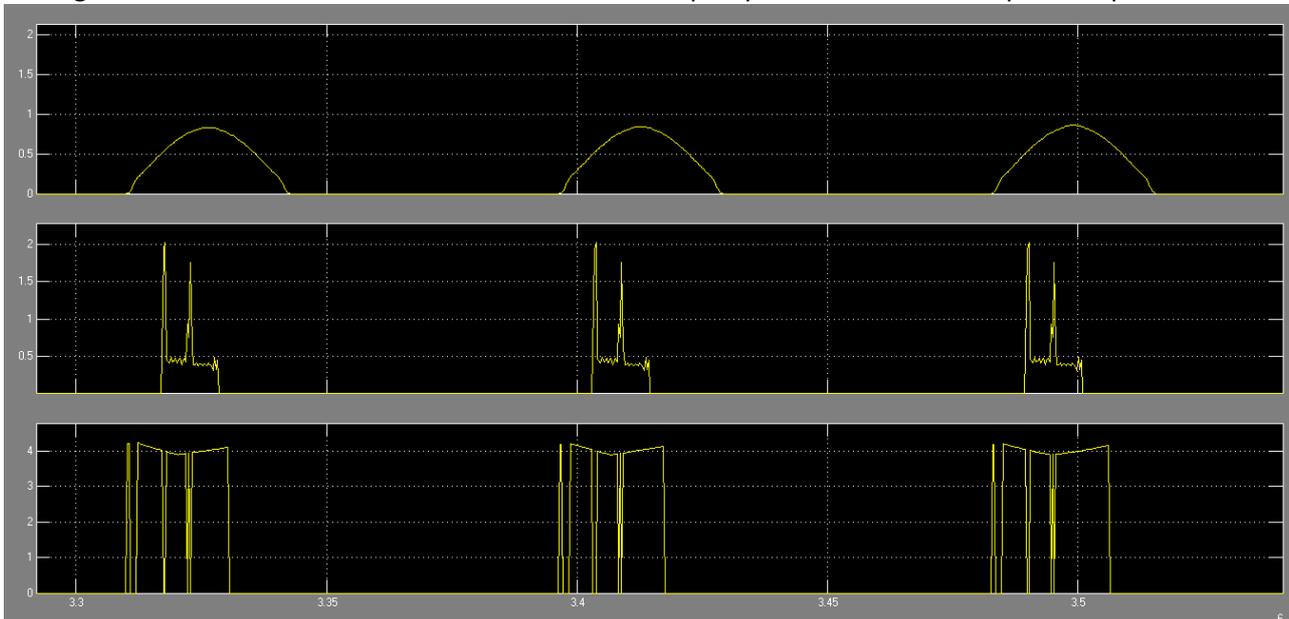


Figura 105 - KPI gestendo tutti i carichi gestibili

### 11.5 Simulazione 4

In quest'ultima simulazione l'attivazione dei carichi gestibili, quali lavatrice e lavastoviglie, è automatica con il raggiungimento di una certa produzione da fotovoltaico e la pompa di calore viene disattivata in quel frangente per effettuare peak shaving. Inoltre, si utilizza la produzione da FV per il funzionamento diretto

della pompa di calore (anche senza richiesta da parte dell'edificio) in modo da stoccare l'energia termica nell'accumulo termico, non andando oltre il suo limite termico di 60 °C per il riscaldamento e 2 °C per il raffrescamento. In Figura 106 è mostrata la produzione dell'impianto FV, in un giorno invernale, con conseguente attivazione dei carichi e disattivazione della pompa di calore durante i picchi di potenza.



**Figura 106 - Fotovoltaico, controllo carichi e HP**

Come si nota dalla Tabella 48 e Tabella 49, tale gestione porta ad un incremento dell'autoconsumo a discapito di un'autonomia più bassa per la maggiore richiesta di energia da parte della pompa di calore.

**Tabella 48 - Energia scambiata, richiesta e prodotta dall'impianto FV**

<b>Energia</b>	<b>kWh</b>
Energia alla rete	1680
Energia dalla rete	3539
Energia richiesta dal carico	5238
Energia PV	3378

**Tabella 49 - KPI - Indici di prestazione**

<b>KPI</b>	<b>Value</b>
Autoconsumo	50
Autonomia	64
Indici di scambio con rete(kwh/kw)	607

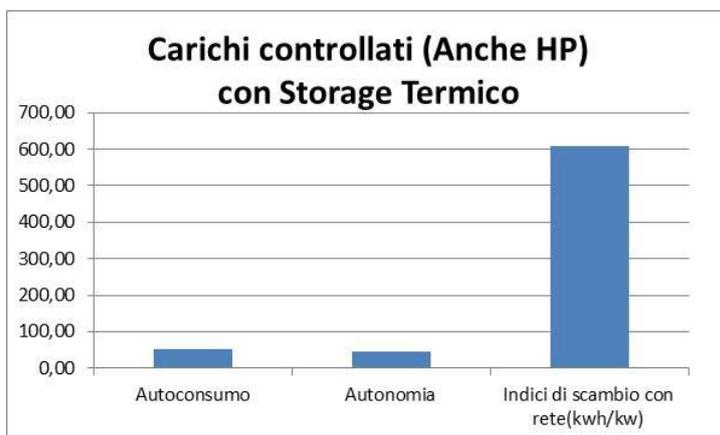


Figura 107 - KPI gestendo i carichi gestibili e usando lo storage termico

Da un'ulteriore simulazione, è stato verificato che un incremento della temperatura dell'accumulo termico oltre i 60°C comporta una riduzione del COP a valori molto al di sotto dei valori nominali, con un conseguente incremento della potenza elettrica prelevata dalla rete. Tale soluzione è quindi stata esclusa per la poca efficienza mostrata. Questa soluzione, dalle simulazioni effettuate, non risulta efficiente per la differenza del COP di funzionamento rispetto ad un accumulo a più bassa temperatura.

### 11.6 Osservazioni sulle simulazioni

Le simulazioni effettuate dimostrano come la gestione dei carichi differibili abbinata ad una gestione ottimizzata della pompa di calore mediante sistemi di building automation, consente di ottenere significativi incrementi degli indici KPI, con particolare riferimento all'indice di scambio di rete.

Si evince infatti che passando dalla simulazione 1 alla simulazione 4, l'indice di scambio con la rete cresce significativamente dal 30 al 50 %.

Obiettivo del controllo è quello di minimizzare l'immissione di energia in rete (basso indice di scambio con la rete) in modo da massimizzare l'autoconsumo in loco dell'energia generata.

Tabella 50 - KPI - Indici di prestazione per le 4 simulazioni

		Simul. 1	Simul. 2	Simul. 3	Simul. 4
		Base	Soglia FV	PdC	Ottim.
Energia alla rete	kWh	2320	2115	2053	1680
Energia dalla rete	kWh	3544	3336	3332	3539
Energia richiesta dal carico	kWh	4612	4598	4657	5238
Energia PV	kWh	3378	3378	3378	3378
Autoconsumo	%	31	37	39	50
Autonomia	%	73	73	73	64
Indice di scambio con rete	h	859	783	760	607

E' possibile concludere che una eventuale aggregazione di più utenze può certamente determinare una ottimizzazione della prestazione energetica complessiva, dal momento che la gestione riguarderebbe un numero di carichi superiore ed una massa energetica più importante.

## 12 Conclusioni

La ricerca ha riguardato l'analisi dell'applicazione dei sistemi di Home e Building Automation (HBA) negli edifici ad uso residenziale e non residenziale, in particolare per valutarne l'impatto in termini di prestazione energetica, anche in presenza di soluzioni evolute tecnologicamente e in presenza di sistemi di accumulo. L'analisi evidenzia che l'approccio di sistema evoluto necessita di un cambiamento culturale sia sulla parte infrastrutturale di rete elettrica e di comunicazione sia sugli aspetti gestionali e di management tant'è che la stessa normativa sulla performance degli edifici fa riferimento ad un servizio di gestione tecnica ed energetica TBM degli edifici.

E' evidente che i sistemi di Home e Building Automation (HBA) determinano un impatto notevole sulla prestazione energetica. La ricerca evidenzia come tale impatto sia in termini di miglioramento della prestazione energetica (meno energia assorbita a parità di prestazione conseguita) ma anche in termini di impatto con le reti (riduzione delle punte, sfruttamento dell'energia generata localmente).

Per quanto riguarda l'impatto sulla grid (interfaccia), sono definiti modelli di controllo del carico, della generazione e dell'accumulo e sono definiti di indici di impatto (KPI) quali:

- autonomia, calcolata come il rapporto tra l'energia annua prodotta dalla fonte rinnovabile e l'energia annua richiesta dai carichi finali;
- autoconsumo, calcolato come il rapporto tra l'energia annuale generata ed autoconsumata in loco rispetto all'energia generata;
- indice di scambio di energia con la rete, calcolato come il rapporto tra l'energia annualmente immessa in rete e la potenza nominale dell'impianto FV, che corrisponde al numero di ore equivalente di immissione.

La ricerca propone 3 ipotesi di metodologie. Un primo metodo è basato su un approccio di tipo tabellare che, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dei singoli misuratori e della loro ubicazione, consente di classificare qualitativamente il sistema di misura distribuito. Un secondo metodo di tipo numerico si basa invece sul presupposto che il sistema di misura in esame sia del tipo comunicante ed integrato. L'indicatore valuta la bontà prestazionale del sistema sulla base di alcuni fattori che tengono conto della posizione dei misuratori e della loro capacità di monitorare i singoli carichi. Un terzo metodo, evoluzione del secondo, si basa sulla definizione dei servizi d'area in funzione all'interno dell'unità immobiliare in analisi. L'unità in esame è suddivisa in aree funzionali (uffici, corridoi, piano 1, ecc.). Si individuano quindi i servizi che operano nell'unità, intende per servizio un tipo di utilizzazione (illuminazione, prese, lavaggi, ecc.). Si definiscono quindi i servizi d'area come i singoli servizi che operano in ciascuna area. Il principio di fondo del metodo consiste che un buon sistema di misura distribuito è tale se è in grado di monitorare tutti i servizi d'area presenti nell'unità. E' fornito quindi un indicatore numerico valutabile mediante un semplice calcolo. La caratteristica del metodo è che evidenzia come la bontà di un sistema di misura dipende sia dal numero di misuratori sia dalla configurazione dei circuiti elettrici, a meno che non si usino misuratori a livello di singoli carichi. Gli indici valutati per tutti e tre i metodi sono applicati ad esempi di studio elementari in diverse configurazioni di sistema di metering.

La parte finale è dedicata alle simulazioni che dimostrano come l'introduzione di sistemi di building automation possono determinare importanti ottimizzazioni energetiche dimostrate dal miglioramento degli indici KPI negli scenari con logiche di controllo.

Le simulazioni sono state condotte da ENEA. A tal fine è stato sviluppato un modello creato per verificare l'impatto degli HBES all'interno di un edificio che è stato integrato al modello ODESSE di ENEA. Si è scelto di utilizzare un edificio ad uso residenziale di tipo unifamiliare dotata di microgrid con: riscaldamento/raffrescamento tramite pompa di calore, generazione da FER con un impianto fotovoltaico di 2,7 kW, accumulo termico per la pompa di calore, presenza dei carichi gestibili quali lavatrice e lavastoviglie. Sono stati valutati gli indicatori KPI proposti ovvero autonomia, autoconsumo e indice di scambio di energia con la rete, per diverse situazioni di controllo tramite HBES che tengano conto o meno del sistema fotovoltaico e della pompa di calore.

Le simulazioni dimostrano come il miglioramento della performance energetica già evidente per un'utenza monofamiliare, possa diventare importante nel caso di aggregazioni di utenze. L'indice di scambio di

energia con la rete, si può ridurre drasticamente, sfruttando i naturali fattori di contemporaneità che caratterizzano le aggregazioni di utenza e le masse energetiche in gioco. Obiettivo del controllo è quello di minimizzare l'immissione di energia in rete in modo da massimizzare l'autoconsumo in loco dell'energia generata.

## 13 Riferimenti bibliografici

1. Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo al Consiglio al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni sull'uso delle tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni (TIC) del 12 marzo 2009 n. 111;
2. Report on Methodology for Estimating Energy Savings, ESMA, marzo 2008;
3. Norma CEI EN 50090 del CLC/CT 205;
4. Norme EN ISO 16484 del CEN/TC 247;
5. Decreto legislativo 19 agosto 2005, n.192;
6. Decreto legislativo 29 dicembre 2006, n.311;
7. Norma UNI 11300;
8. Norma UNI 15232;
9. Norma UNI 15193;
10. Direttiva 2012/27/EC sull'efficienza energetica;
11. L.Martirano, "Domotica e building automation per l'efficienza energetica degli edifici", Rivista AEIT, N.9, Settembre 2009.
12. L. Martirano, Efficienza ed Efficacia dei sistemi di controllo per l'illuminazione, Rivista AEIT, N.4, Aprile 2012
13. Martirano, L., "A sample case of an advanced lighting system in a educational building," Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2014 14th International Conference on , vol., no., pp.46,51, 10-12 May 2014;
14. Parise, G.; Martirano, L.; Parise, L., "Energy performance of buildings: An useful procedure to estimate the impact of the lighting control systems," Industrial & Commercial Power Systems Tehcnical Conference (I&CPS), 2014 IEEE/IAS 50th , vol., no., pp.1,7, 20-23 May 2014;
15. Parise, G.; Martirano, L.; Cecchini, G., "Design and Energetic Analysis of an Advanced Control Upgrading Existing Lighting Systems," Industry Applications, IEEE Transactions on , vol.50, no.2, pp.1338,1347, March-April 2014;
16. Martirano, L.; Manganelli, M.; Parise, L.; Sbordone, D.A., "Design of a fuzzy-based control system for energy saving and users comfort," Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2014 14th International Conference on , vol., no., pp.142,147, 10-12 May 2014;
17. Martirano, L.; Parise, G.; Parise, L.; Manganelli, M., "Simulation and sensitivity analysis of a fuzzy-based building automation control system," Industry Applications Society Annual Meeting, 2014 IEEE , vol., no., pp.1,7, 5-9 Oct. 2014;
18. Parise, G.; Martirano, L.; Di Ponio, S., "Energy Performance of Interior Lighting Systems," Industry Applications, IEEE Transactions on , vol.49, no.6, pp.2793,2801, Nov.-Dec. 2013;
19. Parise, G.; Martirano, L., "Daylight Impact on Energy Performance of Internal Lighting," Industry Applications, IEEE Transactions on , vol.49, no.1, pp.242,249, Jan.-Feb. 2013;
20. Parise, G.; Martirano, L.; Cecchini, G., "Design and energetic analysis of an advanced control upgrading existing lighting systems," Industrial & Commercial Power Systems Technical Conf (I&CPS), 2013 IEEE/IAS 49th , vol., no., pp.1,8, April 30 2013-May 3 2013;
21. Parise, G.; Martirano, L., "Combined Electric Light and Daylight Systems Ecodesign," Industry Applications, IEEE Transactions on , vol.49, no.3, pp.1062,1070, May-June 2013;
22. Martirano, L.; Di Ponio, S., "Procedure to evaluate indoor lighting energy performance," Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2012 11th International Conference on , vol., no., pp.200,205, 18-25 May 2012;
23. Parise, G.; Martirano, L.; Di Ponio, S., "Energy performance of interior lighting systems," Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), 2012 IEEE , vol., no., pp.1,7, 7-11 Oct. 2012;
24. 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;

25. Parise, G.; Martirano, L., "Ecodesign of Lighting Systems," *Industry Applications Magazine*, IEEE , vol.17, no.2, pp.14,19, March-April 2011;
26. Parise, G.; Martirano, L., "Daylight impact on energy performance of internal lighting," *Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, 2011 IEEE , vol., no., pp.1,6, 9-13 Oct. 2011;
27. 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;
28. Parise, G.; Martirano, L., "Combined electric light and daylight systems ecodesign," *Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, 2011 IEEE , vol., no., pp.1,5, 9-13 Oct. 2011;
29. 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;
30. 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
31. Brenna, M.; Falvo, M.C.; Foadelli, 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
32. 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
33. 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
34. P. Arbolea, I. Bertini, M. Coto, B. Di Pietra, M.C Falvo, L. Martirano C. Gonzalez-Moran, D. Sbordone, *ZERO Network-Impact Buildings and Smart Storage Systems in Micro-Grids*, *Proceedings IEEE EEEIC 2013. 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Wroclaw, Polonia, 1 – 3 November 2013
35. Falvo, M.C. ; Martirano, L. ; Sbordone, D. , *D-STATCOM with energy storage system for application in Smart Micro-Grids*, 2013 *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*
36. G. Parise, L. Martirano, L. Parise, *Evolved Architectures for Smart Micro Grids*, 2013 *IEEE IAS Annual Meeting*, Orlando (USA), 6-11 October 2103
37. 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.
38. G. Parise, L. Martirano, L. Parise, *Ecodesign of Ever Net-Load Microgrids*, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 50 Issue 1, 2014
39. Falvo, M.C., Martirano, L., Sbordone, D., Vergine, A., Di Pietra, B., Genovese, A., *Micro-grids and energy storage systems*, 2014 *AEIT Annual Conference*, 6 January 2015
40. Arbolea, P. ; Gonzalez-Moran, C. ; Coto, M. ; Falvo, M.C. ; Martirano, L. ; Sbordone, D. ; Bertini, I. ; Di Pietra, B. *Efficient Energy Management in Smart Micro-Grids: ZERO Grid Impact Buildings*, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015,
41. R. Lamedica, A. Capasso, *A Bottom-Up approach to residential load modeling*", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, n.2, Maggio 1994.
42. 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
43. Norme CEI 205-2;
44. Martirano L., Manganelli M., Sbordone D., "Design and classification of smart metering systems for the energy diagnosis of buildings", accepted to *IEEE 2015 Int. conf. on smart energy grid engineering*, August 17-19, 2015, Oshawa, Canada;

45. Martirano L., Manganelli M., Sbordone D., Di Pietra B., Carnì D. L., Parise L., Lamonaca F., “Smart metering systems for zero-energy buildings”, accepted to 8th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications, September 24-26, 2015, Warsaw, Poland
46. 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

## 14 Abbreviazioni ed acronimi

- *AMR*: Automated Meter Reading: sistema di lettura automatico delle misurazioni che prevede uno scambio di dati unidirezionali tra il contatore e la rete locale (livello minimo di automazione);
- *AMM*: Automated Meter Management: sistema di gestione automatica delle misurazioni che ammette uno scambio bidirezionale di informazioni tra il punto di misura e la rete locale, permettendo una più ampia gamma di funzioni;
- *BACS*: Building Automation and Control Systems, comprende prodotti e servizi per il controllo automatico, la gestione, il monitoraggio, l'esercizio e la manutenzione degli impianti tecnologici a servizio dell'edificio o unità. Sistema di automazione degli impianti tecnici di edificio conforme alle Norme EN ISO 16484 del CEN/TC 247. Richiede la comunicazione seriale su BUS;
- *BEMS*: Building Energy Management System, sistema di gestione energetica dell'edificio;
- *BM*: Building Management, la totalità dei servizi destinati alla gestione e al management dell'edificio;
- *DMS*: Distributed Metering System, sistema di misurazione distribuito;
- *EMS*: Energy Management System, sistema di gestione dell'energia;
- *HBA*, Home e Building Automation, termine generale utilizzato (ad es. BACS o HBES), comprendente prodotti e software per il controllo automatico degli impianti tecnici dell'abitazione e dell'edificio con l'impiego della comunicazione seriale su BUS;
- *HBES*, Home and Building Electronic System, Sistema di automazione degli impianti tecnici di edificio conforme alla serie di Norme CEI EN 50090 del CLC/CT 205.
- *HVAC*: Heating, ventilation, air conditioning, sistema tecnico per il riscaldamento, la ventilazione e il raffrescamento dell'edificio o unità;
- *PV*: fotovoltaico;
- *SEU*: Sistemi efficienti di Utenza;
- *SM*: Smart metering, sistema di misurazione intelligente.