



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

Dottorato di Ricerca in Energia e Tecnologie dell'Informazione
Dipartimento di Ingegneria
Settore Scientifico Disciplinare ING-IND/31

Demand Response e flessibilità energetica degli edifici residenziali

LA DOTTORESSA
ALESSANDRA DI GANGI

IL COORDINATORE
PROF. MAURIZIO CELLURA

IL TUTOR
PROF. GUIDO ALA

IL CO-TUTOR
PROF. GAETANO ZIZZO

CICLO XXXIII
ANNO CONSEGUIMENTO TITOLO 2021

ABSTRACT

Flexible buildings can mitigate the effect of the large penetration of renewable energy sources, contribute to the transition to a low carbon energy system and balance generation and demand. In order to provide adequate grid services, Demand Response strategies aim to increase the flexible resources on demand side by modifying the energy consumption profile of users, also through incentives or variation in the electricity price. The study quantifies the flexibility potential of urban residential contexts, according to the characteristics of buildings and the type of flexible resources (thermostatically-controlled loads, interruptible loads and shiftable loads). A flexibility index was calculated by comparing the baseline load with the load profile due to strategies of Demand Response based on the zone temperature reset. The impact on the grid was also evaluated. The results show that the reduction in the load ranging from 33 % to 41 % can be reached when 75 % of users are willing to join the load to the load control.

INDICE

INTRODUZIONE	9
CAPITOLO 1. CONTESTO DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE	11
1.1. Vincoli e gestione del sistema elettrico.....	11
1.2. Il ruolo delle risorse di potenza.....	12
1.3. Riserva primaria.....	12
1.3. Riserva secondaria.....	13
1.3. Riserva terziaria.....	13
1.3. Risorse per la risoluzione delle congestioni e bilanciamento.....	13
1.3. Interrompibilità del carico e rifiuto del carico.....	14
1.3. Modalità di approvvigionamento delle risorse di potenza.....	14
1.4. Requisiti minimi richiesti per l'erogazione delle risorse nel MSD ex-ante e MB.....	18
1.5. Criteri di remunerazione nella borsa elettrica.....	21
1.5.1. MGP e MI.....	21
1.5.2. MSD ex-ante e MB.....	24
1.6. Criticità del Mercato dei Servizi di Dispacciamento.....	25
1.6.1. Monopolio delle centrali termoelettriche.....	26
1.6.2. Inadeguatezza delle centrali termoelettriche	26
1.7. Effetti sulla sicurezza del sistema elettrico.....	29
CAPITOLO 2. DEMAND RESPONSE	33
2.1. La flessibilità energetica e il Demand Response.....	33
2.2. Vantaggi del Demand Response.....	36
2.3. Tipologie di programmi di Demand Response.....	37
2.3.1. Programmi di controllo diretto del carico o programmi basati su incentivi.....	38
2.3.2. Programmi di controllo indiretto del carico o programmi basati sulla variazione del prezzo dell'energia.....	40
2.4. Criticità delle strategie di Demand Response.....	42
CAPITOLO 3. RECENTI PROVVEDIMENTI DELL'ARERA PER L'APERTURA DEL MSD AGLI AGGREGATI DI UTENTI DEL SISTEMA ELETTRICO	43
3.1. Partecipazione al MSD di nuove risorse: deliberazione 300/2017/eel.....	43
3.2. Progetti pilota.....	45
3.2.1 UVAC.....	45

3.2.2 UVAP.....	48
3.2.3 UPR.....	50
3.2.4 UVAM.....	51
3.2.4 UPI.....	56

CAPITOLO 4. LA VALUTAZIONE DELLA FLESSIBILITA' ENERGETICA

DEGLI UTENTI.....	59
4.1. Gli utenti e la flessibilità.....	59
4.1.1. Utente industriale.....	59
4.1.2. Utente commerciale.....	60
4.1.3. Utente residenziale.....	61
4.2. L'importanza di valutare la flessibilità.....	63
4.2.1. "Smart Readiness Indicator".....	63
4.2.2. Modalità di calcolo della flessibilità.....	68

CAPITOLO 5. EFFETTI DELLE CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

DEGLI EDIFICI SULLA FLESSIBILITÀ DELLE POMPE DI CALORE

PER II RAFFRESCAMENTO.....	71
5.1. Inquadramento della problematica.....	71
5.2. Metodologia applicata al caso studio.....	72
5.3. Descrizione degli edifici.....	74
5.4. Calcolo dei carichi termici.....	76
5.4.1. Calcolo degli apporti di calore per conduzione.....	77
5.4.2. Calcolo degli apporti convettivi e radiativi.....	81
5.5. Dimensionamento delle pompe di calore.....	84
5.6. Calcolo dei profili di consumo delle pompe di calore.....	85
5.7. Risultati.....	94

CAPITOLO 6. METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE DEGLI INDICI

DI FLESSIBILITA'.....	97
6.1. Metodologia di calcolo degli indici di flessibilità di un quartiere.....	97
6.2. La struttura della rete elettrica dei quartieri.....	98
6.2.1. Calcolo della potenza assorbita dai quartieri.....	98
6.2.2. Dimensionamento del feeder.....	101
6.3. La flessibilità dei quartieri.....	104
6.3.1. Calcolo della potenza assorbita dai quartieri.....	105

6.3.2. Calcolo degli indici di flessibilità.....	108
CAPITOLO 7. CASI STUDIO.....	111
7.1. Casi studio.....	111
7.2. Scenari di studio.....	115
7.3. Calcolo della potenza assorbita dai quartieri: I^a metodologia.....	118
7.3.1. Pompe di calore per il riscaldamento e il raffrescamento.....	118
7.3.2. Dispositivi elettrici.....	125
7.3.3. Calcolo del numero degli appartamenti in relazione al tipo di utilizzo delle pompe di calore.....	126
7.4. Densità di carico elettrico dei quartieri.....	128
7.5. Calcolo della massima potenza utilizzabile dai quartieri.....	129
7.5.1. Calcolo della potenza dei trasformatori.....	129
7.5.2. Calcolo del numero dei trasformatori.....	129
7.6. Profilo della potenza assorbita dai quartieri: II metodologia.....	129
7.6.1. Pompe di calore per il raffrescamento.....	130
7.6.2. Dispositivi elettrici.....	131
7.7. Calcolo del differimento degli investimenti di potenziamento della rete	142
7.7.1. Calcolo del margine di potenza residua tra il picco massimo e la massima potenza elettrica utilizzabile.....	142
7.7.2. Calcolo del tempo di saturazione dei trasformatori.....	143
7.8. Calcolo degli indici di flessibilità dei quartieri.....	148
7.9. Dimensionamento della rete.....	155
7.9.1. Dimensionamento feeder.....	155
7.10. Discussione dei risultati.....	158
CONCLUSIONI.....	163
BIBLIOGRAFIA.....	165
APPENDICE A - Parametri vani.....	175
APPENDICE B - Carico termico e taglia pompe di calore.....	195
APPENDICE C - Posizionamento cabine elettriche.....	197
APPENDICE D - Dimensionamento feeder.....	209

INTRODUZIONE

La flessibilità energetica degli edifici ha acquisito, recentemente, un ruolo primario per la necessità di reperire risorse utili a compensare la ridotta capacità di regolazione degli impianti termoelettrici dovuta alla crescente diffusione delle fonti energetiche rinnovabili. Al contempo, si è andata delineando l'esigenza di definire edifici intelligenti capaci di offrire un adeguato livello di interazione con la rete. In quest'ottica, il Demand Response (DR) si propone di modificare il profilo di potenza degli utenti, mediante un incentivo o un segnale di prezzo, al fine di garantire, attraverso le potenze acquisite, gli obiettivi del sistema elettrico, ossia la sicurezza nel trasporto dell'energia e il bilanciamento costante tra generazione e domanda. Tuttavia, i programmi di DR, già avviati nel contesto internazionale, nonché i progetti pilota attivati in Italia per sperimentare e incrementarne le potenzialità delle risorse lato domanda, prescindono dalla valutazione della flessibilità energetica degli edifici. Gli uni, infatti, si limitano a formulare, aprioristicamente, strategie per il controllo, più o meno diretto, del carico e, gli altri si attengono, esclusivamente, alla prescrizione di misure di tipo tecnico riguardanti le quantità e i tempi di erogazione dell'energia. Anche gli studi presenti in letteratura, seppur dimostrino l'esistenza della flessibilità da parte degli edifici, misurano gli effetti di specifiche azioni di DR, che, se applicate a singoli casi studio, non consentono di generalizzare e, quindi, quantificare su larga scala la flessibilità. Viceversa, quando le strategie di controllo dei carichi sono estese ai contesti urbani, esse implicano, necessariamente, la valutazione del profilo di consumo che, utilizzato come riferimento per quantificare la flessibilità, comporta la conoscenza di dati difficilmente reperibili e l'esecuzione di calcoli complessi. In aggiunta, per quanto la flessibilità energetica costituisca uno dei tre ambiti di applicazione chiave previsti dalla Energy Performance of Building Directive (EPBD) [96] per valutare la predisposizione all'intelligenza dell'edificio nel suo complesso impiantistico-strutturale a contribuire a tale flessibilità, tuttavia, nessuna indicazione viene data, allo stato attuale dei lavori, circa la modalità di calcolo dell'indice di flessibilità.

Alla luce delle suddette considerazioni, il presente studio è volto a valutare la flessibilità energetica dei contesti urbani residenziali prima della stesura dei programmi di DR. Assumendo, quindi, che la flessibilità energetica sia un presupposto imprescindibile per la formulazione e l'effettiva attuazione dei programmi di DR, l'argomento è stato affrontato tentando di rispondere alle seguenti questioni:

- 1) quali sono i vincoli da tenere in considerazione per valutare la flessibilità in ambito residenziale?
- 2) quali sono gli indicatori di flessibilità di un contesto urbano tenendo conto dei suddetti vincoli?
- 3) è possibile che oltre un certo indice di flessibilità alcune azioni di DR non siano più efficaci?

Con questa prospettiva, la tesi è articolata in 7 capitoli. Nel primo capitolo, a partire dalle peculiarità e dai vincoli ingegneristici del sistema elettrico nazionale, sono descritti, in dettaglio, i motivi che hanno indotto alla necessità di acquisire risorse energetiche ulteriori rispetto a quelle attualmente disponibili. Contestualmente, è rilevata l'opportunità di provvedimenti che ovviino alle problematiche manifestatesi all'interno del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), luogo deputato all'acquisizione economicamente conveniente ed energeticamente proficua di tali risorse. Nei Capitoli 2 e 3, con l'intento di sottolineare lo scollamento tra le strategie messe in campo per indurre gli utenti a fornire flessibilità e la valutazione preliminare della flessibilità, sono descritte, rispettivamente, le caratteristiche dei programmi di DR e i progetti pilota avviati in Italia per consentire la partecipazione della domanda al MSD. Nel Capitolo 4, sono descritti il ruolo rivestito dalla flessibilità e i limiti delle metodologie adottate per quantificarla, in relazione alle tipologie di utente e alle azioni messe in atto sui carichi. Il Capitolo 5 presenta una metodologia di valutazione della flessibilità delle pompe di calore per il raffrescamento che mette in luce il ruolo sinergico del sistema edificio-impianto-utente e l'importanza di utilizzare informazioni facilmente reperibili. Pertanto, insieme all'utilizzo del metodo Monte Carlo, l'interazione tra le caratteristiche termiche dell'involucro edilizio, localizzazione dell'appartamento nell'edificio, comfort termico degli occupanti e prestazioni degli impianti di climatizzazione estiva, è alla base della metodologia illustrata nel Capitolo 6 e applicata nel Capitolo 7, per definire:

1) gli indici di flessibilità energetica dei contesti urbani residenziali al variare di parametri quali:

- tipologia degli edifici;
- collocazione delle risorse flessibili;

2) l'impatto sulla rete dovuto alle azioni di modulazione del carico delle pompe di calore per il raffrescamento.

L'analisi, condotta su tre casi studio scelti nella città di Palermo, ha consentito di definire, a monte dei programmi di DR, le effettive quantità flessibili di cui gestori di rete o aggregatori di risorse possono disporre per mettere a punto le strategie di DR.

CAPITOLO 1. CONTESTO DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

1.1. Vincoli e gestione del sistema elettrico

Gli aspetti che hanno condotto a considerare prioritario il tema della flessibilità energetica traggono origine dalle dinamiche e dai vincoli che stanno alla base del sistema elettrico. Essenzialmente articolato in produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia (Fig.1.1), il sistema elettrico mira a garantire: 1) il bilanciamento costante tra energia richiesta dagli utenti ed energia generata, e 2) il trasporto dell'energia elettrica in condizioni di sicurezza, ossia assicurando le adeguate strategie di controllo real-time della frequenza e dei vari livelli di tensione.

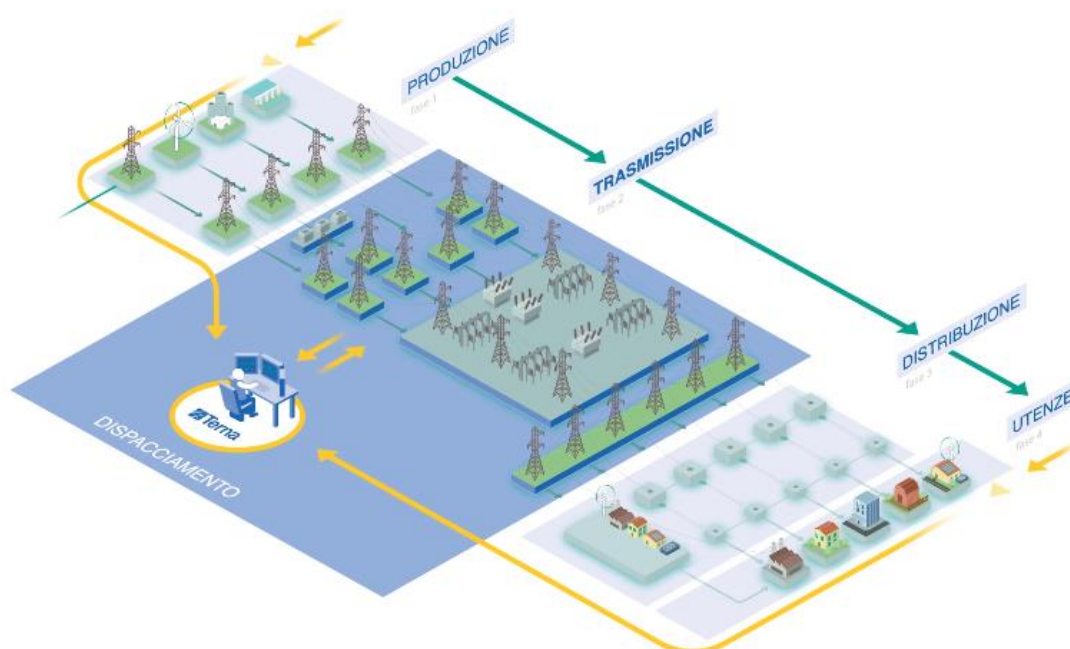


Fig.1.1. Struttura del Sistema Elettrico nazionale (Fonte Terna)

In ambito italiano, Terna, in qualità di gestore della rete di trasmissione (TSO – Transmission System Operator), deve disporre di adeguate riserve di potenza, differenziate in servizi ausiliari [1] [2], risorse per il dispacciamento o servizi di sistema [3]. Tali riserve, acquisite in parte mediante negoziazione in apposito mercato dell'energia caratterizzato da logiche che si descriveranno, in dettaglio, nel paragrafo 1.2, si distinguono in riserva primaria, riserva secondaria e riserva terziaria, risorse per la risoluzione delle congestioni e risorse per il bilanciamento.

1.2. Il ruolo delle riserve di potenza

1.2.1. Riserva primaria

La riserva primaria è finalizzata alla regolazione del canale frequenza-potenza attiva, in breve frequenza-potenza, contenendole entro valori limite prestabiliti in tutti i nodi elettrici, in modo da evitare l'attivazione delle protezioni di rete. L'attivazione della riserva di regolazione primaria, che, quindi, ha lo scopo di: *“correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso, mediante l'intervento dei regolatori di velocità delle turbine dei generatori asserviti, in risposta alle variazioni di frequenza”* [6], avviene automaticamente e istantaneamente, utilizzando, secondo le esigenze, riserve positive o negative (Fig. 1.2), rispettivamente, per aumentare o diminuire, il carico.

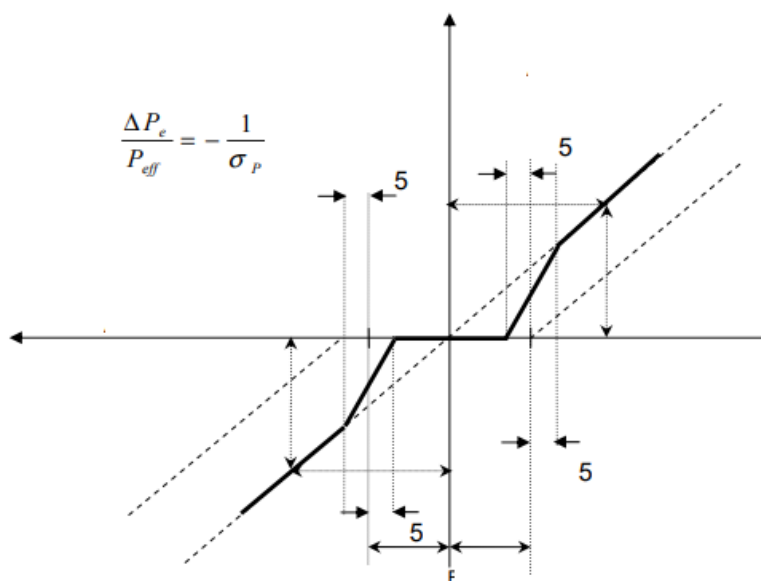


Fig. 1.2. Modalità corretta di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori (Fonte Codice di Rete)

La riserva primaria, per quanto contrasti lo squilibrio creatosi tra la potenza generata e assorbita arrestando la conseguente variazione della frequenza, non ripristina la frequenza al suo valore nominale. Quindi, per evitare che la rete continui ad operare a valori di frequenza, che, per quanto all'interno dei limiti ammessi, costituiscono una condizione di pericolo in presenza di ulteriori variazioni, è necessario attingere ad un'ulteriore riserva,

denominata riserva secondaria, che riporti la frequenza al valore nominale di riferimento e ripristini la condizione di stabilità iniziale.

1.2.2. Riserva secondaria

La riserva di regolazione secondaria ha la finalità di *“compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea”* [7],

Qualora si sia attinto a tutta la riserva primaria e secondaria resa disponibile dalle unità di produzione (UP), è indispensabile, in presenza di ulteriore richiesta di regolazione, “ricostituire” le riserve di potenza. Tale compito è affidato alla riserva terziaria che, essendo svincolata da procedura di attivazione automatica, ristabilisce la riserva di energia elettrica in modo più graduale rispetto a quelle per l’approvvigionamento delle riserve primaria e secondaria.

1.2.3. Riserva terziaria

Le riserva terziaria è differenziata in:

- 1) riserva terziaria pronta a salire, che *“ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno...”* [8] ed è prevalentemente finalizzata a compensare le rampe di carico;
- 2) riserva terziaria rotante a salire/scendere che *“ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza e la riserva terziaria pronta”* [9].
- 3) riserva terziaria di sostituzione a salire/scendere, che *“ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria rotante a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell’immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di generazione la cui durata sia di qualche ora”* [10].

1.2.4. Risorse per la risoluzione delle congestioni e bilanciamento

Ulteriori risorse devono essere acquisite sia per la risoluzione delle congestioni che per il bilanciamento. In particolare, le risorse per il bilanciamento sono adibite ai ripristinare i margini di riserva secondaria di potenza, risolvere le congestioni e mantenere dell’equilibrio tra immissione e prelievo. Le risorse per il bilanciamento possono essere attinte dalla riserva terziaria, se disponibile, o viceversa, acquisite in tempo reale.

1.2.5. Interrompibilità del carico e rifiuto del carico

Infine, in condizioni di insufficienza di tutte le risorse disponibili, Terna può avvalersi del servizio di interrompibilità per mantenere in sicurezza il funzionamento del sistema elettrico. Tale servizio consiste nell’attivare il distacco dei carichi delle Unità di Carico (UC) abilitate, entro 200 millisecondi in condizioni istantanee e 5 secondi in condizioni di emergenza [14]. Nella stessa ottica, è previsto il servizio di rifiuto del carico che le UP con potenza superiore a 100 MW devono fornire obbligatoriamente consentendo la disconnessione dalla rete pur mantenendo le condizioni di funzionamento [14].

1.3 Modalità di approvvigionamento delle risorse di potenza

Le riserve primaria, secondaria e terziaria, nonché le risorse per la risoluzione delle congestioni e per il bilanciamento, come accennato in precedenza, sono approvvigionate secondo precise regole.

La riserva primaria (per la regolazione della frequenza e della tensione) così come la riserva secondaria (per la regolazione della tensione), le riserve per l’interrompibilità del carico a fronte della disconnessione delle UP stesse dalla rete, essendo obbligatorie, e quindi rese disponibili all’atto della connessione in rete delle Unità di Produzione (UP) abilitate, sono servizi ausiliari non soggetti a contrattazione, e quindi, non a mercato (Fig.1.3).



Fig. 1.3. Risorse a mercato e risorse rese obbligatoriamente

In particolare, la riserva primaria di potenza (per la regolazione di frequenza e potenza) deve essere obbligatoriamente ed esclusivamente fornita dalle UP rilevanti, ossia con potenza uguale o superiore a 10 MW, e identificabili in una o più sezioni comprendenti uno o più

gruppi di generazione [4]. Le UP sono obbligate a garantire una disponibilità di riserva pari al $\pm 1,5\%$ della loro potenza che, per le centrali a servizio delle isole (Sicilia e Sardegna) scende al $\pm 10\%$ della potenza [5].

Anche la riserva secondaria (per la regolazione della tensione) deve essere obbligatoriamente fornita da UP rilevanti e programmabili. Inoltre, tale riserva secondaria si attiva automaticamente con tempi di risposta che, come previsti dal Codice di Rete, devono rientrare nei 200 secondi. Nella Tav. 1.1 sono descritti i requisiti richiesti dal Codice di Rete per la fornitura obbligatoria della riserva primaria e della riserva secondaria (per la regolazione della tensione).

Tav. 1.1. Requisiti per la fornitura di risorse primarie e secondaria rese obbligatoriamente

Tipologia di risorsa	Requisiti minimi previsti dal Codice di Rete
Riserva Primaria	<ul style="list-style-type: none"> • banda pari a $\pm 1,5\%$ della potenza efficiente ($\pm 10\%$ in Sardegna e in Sicilia, quando è programmato il fuori servizio dell'interconnessione con il Continente) • attivare almeno metà della banda entro 15 secondi, tutta la banda entro 30 secondi • erogabile per almeno 15 minuti
Riserva Secondaria (per regolazione della tensione)	<ul style="list-style-type: none"> • banda almeno pari a il maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoidroelettriche, $\pm 15\%$ della potenza massima per le UP idroelettriche • da attivare entro 200 secondi • erogabile per almeno 120 minuti

Viceversa, la riserva secondaria (per la regolazione della frequenza) e la riserva terziaria, nonché le risorse per la risoluzione delle congestioni e le risorse per il bilanciamento, sono, invece, sottoposte a negoziazione ed acquisite da Terna in apposito Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). Il MSD è articolato in:

1) MSD Ex-Ante, predisposto per l'acquisizione delle risorse in fase di programmazione;

2) Mercato del Bilanciamento (MB), predisposto per la gestione delle risorse in tempo reale. Nella Tav. 1.2, è dettagliatamente indicata la tipologia mercato in cui la risorsa può essere fornita in relazione al servizio erogato.

Tav. 1.2. Tipologia di mercato in cui può essere erogata la risorsa

Tipologia di risorsa	Servizi ausiliario erogato	Tipo di mercato
Riserva primaria	Regolazione di frequenza	Obbligatorio
	Regolazione di tensione	Obbligatorio
Riserva secondaria	Regolazione di frequenza	MSD Ex-Ante
	Regolazione di tensione	Obbligatorio
Riserva terziaria pronta, rotante, di sostituzione	Regolazione di frequenza	MSD Ex-Ante
Risoluzione congestioni	Regolazione di frequenza	MSD Ex-Ante
Bilanciamento	Regolazione di frequenza	MSD Tempo Reale
Interrompibilita' del carico	Ulteriori servizi per la sicurezza del sistema elettrico	Aste dedicate
Rifiuto del carico	Emergenza	Obbligatorio

Il MSD Ex-Ante e il Mercato del Bilanciamento (MB), sono utilizzati per bilanciare le quantità di energia prodotta e consumata che sono programmate a monte nell'apposito Mercato

dell'Energia, caratterizzato dal Mercato del Giorno Prima (MGP), e dal Mercato Infragiornaliero. Nel MGP, ogni giorno, ciascuna UP propone, per il giorno successivo, un'offerta di vendita in cui dichiara la quantità di elettricità che si impegna a produrre in ciascuna ora del giorno successivo e il prezzo minimo richiesto per l'attivazione della centrale. Le offerte più convenienti vengono accettate dal Gestore dei Mercati Elettrici (GME) fino a copertura della totalità dei programmi di acquisto con cui le UC dichiarano, sempre nel MGP, la quantità di energia che prevedono di consumare in ciascuna ora del giorno successivo. Per potere allineare la programmazione a previsioni più vicine a quelle effettive, i programmi di vendita e acquisto definiti nel MGP dalle UP e UC, possono essere modificati nei successivi 7 mercati infragiornalieri (MI), con ultima chiusura alle 15:45 del giorno di consegna. Se le quantità di energia elettrica negoziate nel MGP differiscono dalla produzione effettiva o consumi effettivi, Terna, deve, inevitabilmente, rimediare. Pertanto, al fine di riportare il sistema ad una condizione di equilibrio, impedisce che le UP immettano nella rete elettrica una quantità di elettricità superiore o inferiore ai prelievi reali, gestendo il MSD Ex-Ante e MB.

In definitiva, quindi, Il MGP, MI, MSD Ex-Ante e MB interagiscono costantemente, secondo un modello di negoziazione che, come illustrato in Fig. 1.4, si ripete giornalmente [15].

	Giorno precedente				Giorno di negoziazione															
Tipo di mercato	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MI3	MSD2	MB2	MI4	MSD3	MB3	MI5	MSD4	MB4	MI6	MSD5	MB5	MI7	MSD6	MB6
Apertura seduta		12:55	12:55	12:55	Offerte di MSD1	17:30*	Offerte di MSD1	22:30*	03:45	Offerte di MSD1	22:30*	17:30*	Offerte di MSD1	22:30*	17:30*	Offerte di MSD1	22:30*	17:30*	Offerte di MSD1	22:30*
Chiusura seduta	12:00	15:00	16:30	17:30	MSD1	23:45*	MSD1	03:00	17:30	MSD1	07:00	07:45	MSD1	11:00	11:15	MSD1	15:00	15:45	MSD1	19:00
Esiti definitivi	12:55	15:30	17:00	21:45	Dispacciamento	00:15	02:15	Dispacciamento	04:15	06:15	Dispacciamento	08:15	10:15	Dispacciamento	11:45	14:15	Dispacciamento	16:15	18:15	Dispacciamento

Fig. 1.4. Schema della tempistica nel Mercato Elettrico

Esiste anche il mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) che è adibito alla negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia. Il MPEG, come il MGP e MI, vede come controparte il GME.

Il MGP, il MI, MPEG e il MSD afferiscono al Mercato Elettrico a Pronti (MPE) distinto dal Mercato a Termine dell'Energia Elettrica (MTE), come schematizzato in Fig. 1.5.

All'interno di questo complesso schema operativo, possono definire i propri programmi di immissione e prelievo di elettricità:

- nel MGP, tutte le UP, comprese le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e le UC estere a partire da gennaio 2005, purché, ovviamente, abbiano, sottoscritto un contratto di adesione;
- nei MI, le UP e le unità idroelettriche di pompaggio, ossia unità miste di produzione e consumo.

Diversamente, soltanto determinate UP, e nessuna UC, possono operare nel MSD.

Il mercato elettrico italiano, organizzato in modo tale da impedire, di fatto, alle FRNP e alle UC, di aggiornare i relativi programmi fino al momento dell'effettiva consegna, genera problematiche a carico della rete che saranno discusse nel paragrafo 1.4.

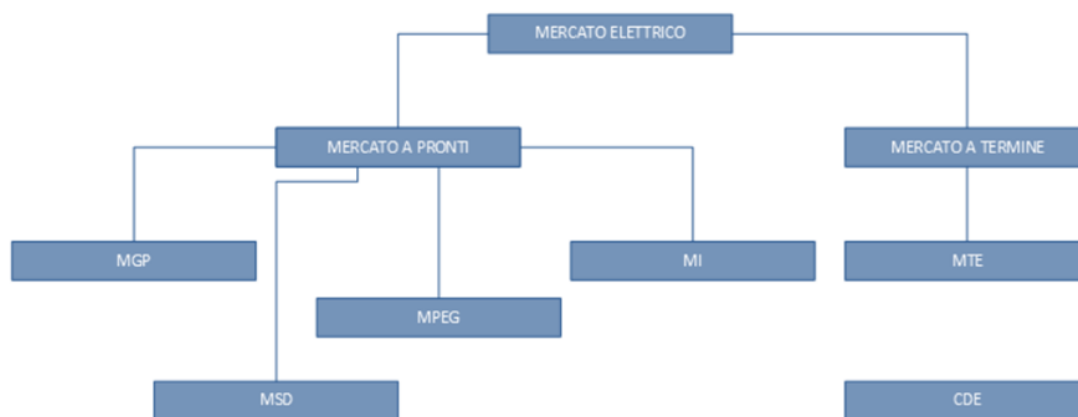


Fig. 1.5. Struttura del Mercato Elettrico italiano (Fonte GME)

Al momento, ci si soffermerà sui requisiti che devono soddisfare le UP per potere essere abilitate a partecipare al MSD ex-ante e MB.

1.4. Requisiti minimi richiesti per l'erogazione delle risorse nel MSD ex-ante e MB

Per potere essere abilitate alla partecipazione al MSD e MB, le UP devono possedere specifiche prestazionali che attengono alle taglia di potenze, ai tempi di attivazione e tempi di erogazione per la fornitura di ciascuna risorsa. I requisiti minimi previsti dal Codice di Rete per la fornitura, nel MSD e MB, della riserva secondaria, della riserva terziaria, delle risorse per la risoluzione delle congestioni e per il bilanciamento, sono elencati ed illustrati, rispettivamente, nella Tav. 1.3 e in Fig. 1.6.

Tav. 1.3. Requisiti minimi prestazionali per l'erogazione di servizi ausiliari nel MSD e MB

Tipologia di risorsa	Requisiti minimi previsti dal Codice di Rete per la partecipazione al MSD e al MB
Riserva Secondaria (per regolazione della frequenza)	<ul style="list-style-type: none"> • banda almeno pari a il maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoidroelettriche, $\pm 15\%$ della potenza massima per le UP idroelettriche • da attivare entro 200 secondi • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria Pronta	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 10 MW • gradiente almeno pari a 50 MW/min • tempo di cambio assetto inferiore a 60 minuti • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria Rotante	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 10 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria di Sostituzione	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 10 MW • da attivare entro 120 minuti • erogabile senza limitazione di durata
Risorse per il Bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 3 MW entro 15 minuti • iniziare a variare, in aumento o in decremento, la propria immissione entro 5 minuti dall'inizio della variazione richiesta • erogabile per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche, senza limitazione di durata per le altre UP • nel caso di UP idroelettriche: rapporto tra energia erogabile in una giornata e la potenza massima almeno pari a 4 ore
Risorse per la Risoluzione congestioni	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 10 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche, senza limitazione di durata per le altre UP • nel caso di UP idroelettriche: rapporto tra energia erogabile in una giornata e la potenza massima almeno pari a 4 ore
Risorse per Interrompibilità	<ul style="list-style-type: none"> • almeno 1 MW • interrompibilità istantanea: distacco del carico entro 200 millisecondi

-
- del carico**
- interrompibilità con preavviso in emergenza: distacco del carico entro 5 secondi
-

- Risorse per Rifiuto del carico**
- UP termoelettriche, $P > 100$ MW
-

Come è possibile evincere dalla Tav. 1.3 Fig. 1.6, la riserva secondaria (per la regolazione della frequenza) deve essere obbligatoriamente fornita da UP rilevanti e programmabili, con attivazione di risposta automatica, entro i 200 secondi.

Anche la riserva terziaria pronta deve essere fornita da UP programmabili e rilevanti. Le UP devono essere in grado di immettere o prelevare almeno 10 MW di energia elettrica entro 15 minuti dalla richiesta di Terna e con un gradiente di variazione almeno pari a 50 MW/minuto. Inoltre, l'erogazione del servizio ausiliario deve essere reso per almeno 120 minuti consecutivi.

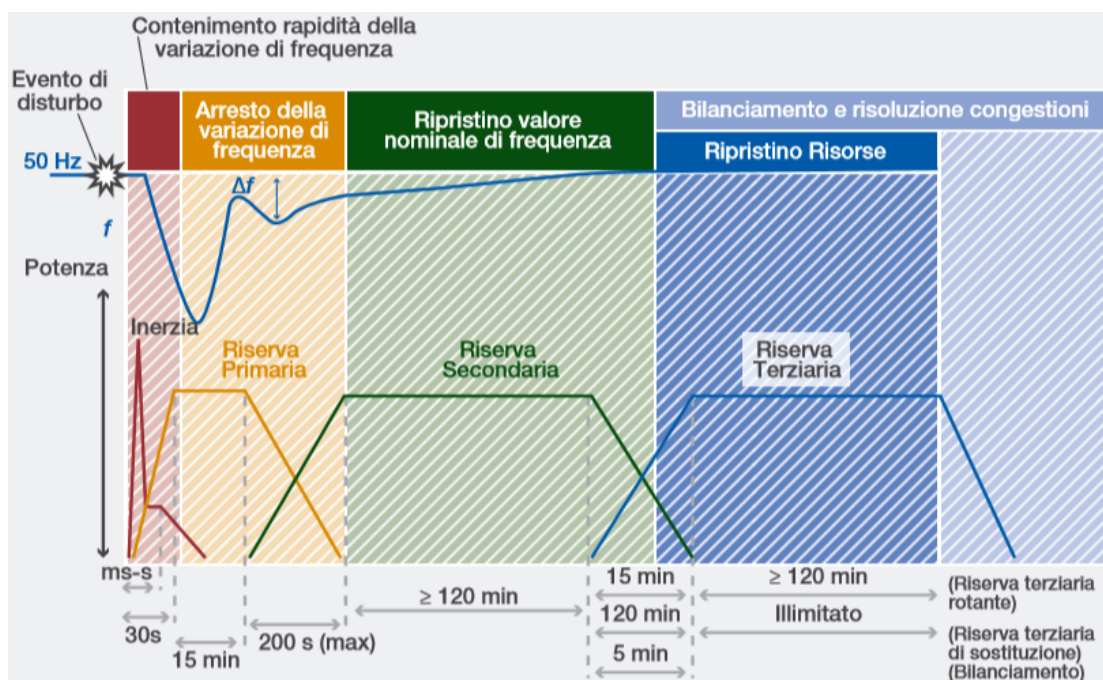


Fig. 1.6. Tempi di attivazione ed erogazione di riserva primaria, secondaria e terziaria
(Fonte Terna)

Per la fornitura di riserva terziaria rotante sono richieste alle UP le stesse prestazioni previste per la fornitura di riserva terziaria pronta. L'unica differenza attiene al gradiente di variazione per l'erogazione dell'energia elettrica che, invece, non è previsto.

A differenza della riserva terziaria pronta e della riserva terziaria rotante, che devono essere erogate per almeno 120 minuti, la riserva terziaria di sostituzione può essere fornita da UP programmabili e rilevanti, senza limitazione di durata.

Analogamente, le risorse per la risoluzione delle congestioni possono essere fornite da UP rilevanti e programmabili, che siano in grado di garantire la variazione di immissione di energia entro 15 minuti dalla richiesta e senza alcuna limitazione di durata per impianti che non siano idroelettrici [11].

Infine, le risorse per il bilanciamento devono essere erogate dalle UP rilevanti, in grado di erogare energia elettrica pari a 3 MW entro 15 minuti dalla richiesta, con inizio dell'attività entro 5 minuti [12]. Come è possibile osservare, il vincolo imposto alle UP per l'erogazione delle risorse per il bilanciamento, è meno restrittivo di quello applicato per la fornitura della riserva terziaria di potenza. L'intento è quello di consentire che le condizioni di sicurezza del sistema elettrico possano essere ristabilite in condizioni di risorse limitate.

Da quanto sopra descritto, si deduce che le risorse abilitate sono, sostanzialmente, le centrali termoelettriche (turbo gas a ciclo aperto, a ciclo combinato, ciclo ripotenziato, ciclo a vapore) e le centrali idroelettriche di pompaggio.

Le prescrizioni imposte alle UP, sia in termini di potenza minima che di modalità di esercizio, per l'erogazione delle risorse nel MSD, nonché la l'esclusione delle UC e delle FRNP dalla partecipazione nel MSD, sono vincoli che richiedono una attenta valutazione alla luce della recente evoluzione del sistema elettrico. Se ne discuterà più ampiamente, nel paragrafo nel paragrafo 1.5 anche alla luce dei criteri di remunerazione attualmente previsti per l'approvvigionamento delle risorse e discussi di seguito.

1.5. Criteri di remunerazione nella borsa elettrica

1.5.1. MGP e MI

Come accennato nel paragrafo 1.2, le UP e le UC propongono nel MGP, un'offerta di vendita e di acquisto, in cui vengono dichiarate, rispettivamente, la quantità di elettricità che si impegnano a produrre e che prevedono di consumare in ciascuna ora del giorno successivo, nonché il prezzo minimo richiesto per l'attivazione dell'impianto e per il prelievo di elettricità. Il GME seleziona le offerte di vendita e di acquisto accettate secondo un meccanismo d'asta implicita seguendo il criterio del prezzo marginale, basato sul merito economico. In particolare, le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo crescente (a partire da quelle con prezzo più basso fino a quelle con prezzo più alto), mentre le offerte di acquisto vengono ordinate per prezzo decrescente (a partire da quelle senza indicazione di prezzo fino a quelle

con prezzo più basso). Per rendere più semplice la gestione del MSD, le offerte di vendita e di acquisto non sono riferite alle singole risorse, ma alle due categorie: 1) riserva secondaria e 2) altri servizi. In particolare, sono presentate:

- per la riserva secondaria, una coppia di valori (quantità/prezzo in €/MWh), rispettivamente, per incrementi e decrementi di immissione;
- per altri servizi, almeno 1 e fino a 3 coppie di valori (quantità/prezzo in MWh), rispettivamente, per incrementi e decrementi di immissione.

In Fig. 1.8 è mostrato il livello dei volumi di energia elettrica offerti e richiesti per il giorno 23/03/2021, nonché il relativo valore di remunerazione definito a seguito di un preciso iter: il GME accetta le offerte di vendita più convenienti, fino a copertura della totalità dei programmi di acquisto dichiarati dalle UC, ad esclusione dei consumi degli impianti di pompaggio, per ciascuna ora del giorno successivo, e remunera, mediante il sistema del prezzo marginale. In sostanza, tutte le UP le UC estere sono remunerate e pagano ad un prezzo di equilibrio, ossia un prezzo unico su base nazionale (PUN) che, derivando dall'intersezione delle due curve di domanda e di offerta precedentemente definite, risulta essere pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi delle zone, come individuate in Fig.1.7. Come evidente in Fig. 1.8, una porzione di offerte di vendita e di acquisto di elettricità avviene al di fuori della borsa, ossia mediante contratti bilaterali, in vigore da gennaio 2005. L'energia, in sostanza, viene negoziata al di fuori del mercato organizzato e regolamentato, ovvero sulla base di accordi tra gli operatori. Nell'ambito di tali contratti, prezzi e quantità vengono determinati liberamente dalle parti, attraverso la dichiarazione di programmi orari di prelievo. In questo caso, l'energia acquistata a programma è valorizzata al prezzo stabilito nel contratto bilaterale.

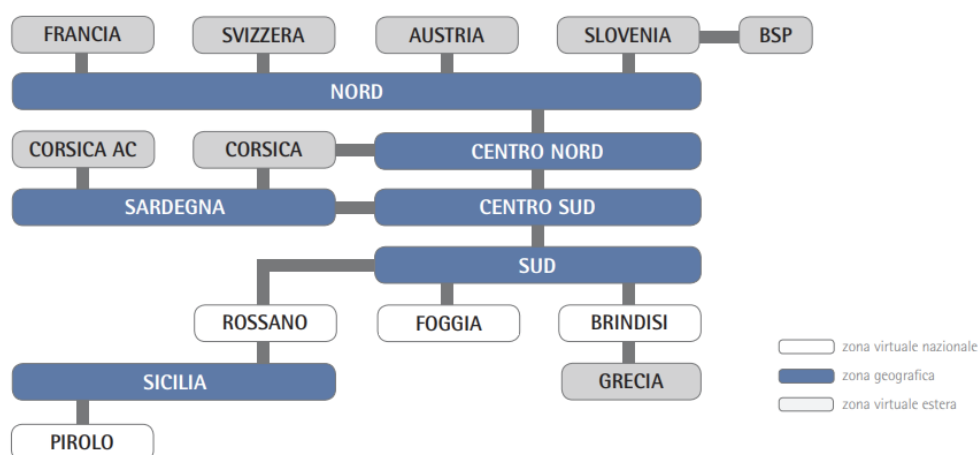


Fig.1.7. Zone definite all'interno delle reti di trasmissione nazionale



Mercato del Giorno Prima
martedì 23 marzo 2021

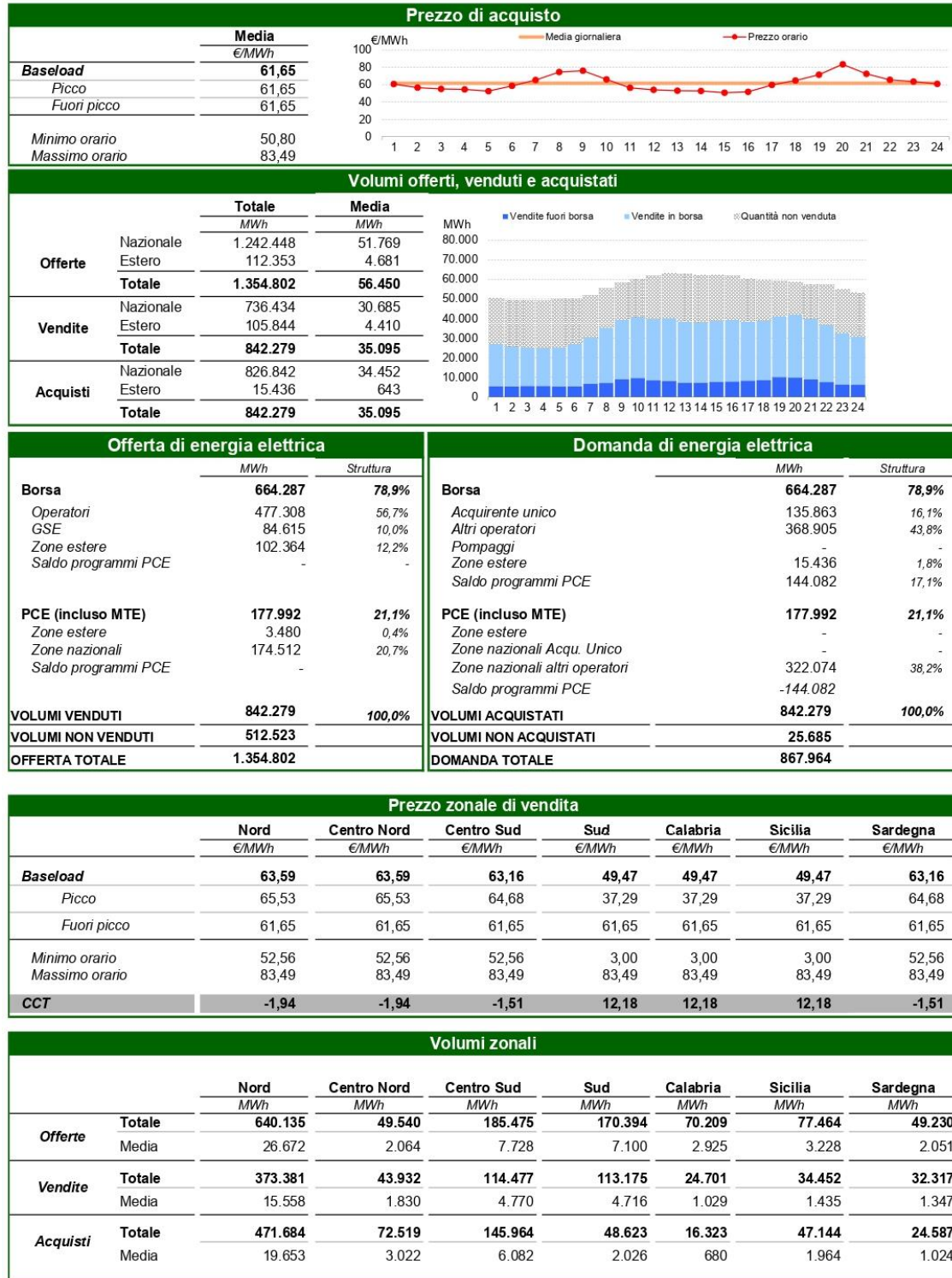


Fig. 1.8. Volumi scambiati di energia elettrica e prezzo di acquisto all'esito del mercato del MGP (Fonte GME)

1.5.2. MSD Ex-Ante e MB

L'iter di presentazione delle offerte previsto per il MGP e MI si ripete per il MSD in fase di programmazione e in tempo reale.

Ovviamente, come ampiamente precisato nei paragrafi precedenti, possono accedere soltanto le UP abilitate e nessuna UC.

Pertanto, le offerte presentate dalle UP abilitate sono ugualmente ordinate secondo un criterio di merito economico. Ma contrariamente a quanto avviene nel MGP e MI, le UP possono presentare:

- per la riserva secondaria e altri servizi solo 1 coppia di valori (quantità/prezzo in MWh), rispettivamente, per incrementi e decrementi di immissione.

Inoltre, le offerte vengono remunerate al prezzo offerto (pay as bid) e non al prezzo di equilibrio derivante dal criterio del prezzo marginale.

Nella Tav. 1.4 è rappresentato il tipo di remunerazione per ciascuna risorsa.

Tav. 1.4. Tipo di remunerazione nel MSD

Tipologia di risorsa	Servizi ausiliari	Tipo di remunerazione
Riserva primaria	Regolazione di Frequenza	Facoltativa, deliberazione 231/2013/R/eel
	Regolazione di Tensione	-
Riserva secondaria	Regolazione di Frequenza	Prezzo offerto (€/MWh)
	Regolazione di Tensione	-
Riserva terziaria pronta, rotante, di sostituzione	Regolazione di frequenza	Prezzo offerto (€/MWh)
Risorse per il bilanciamento e risoluzione congestioni	Regolazione di frequenza	Prezzo offerto (€/MWh)
Interrompibilità del carico	Ulteriori servizi per la sicurezza del sistema elettrico	Sistema del prezzo marginale (€/MW/anno) + Prezzo offerto (€/MW) per interruzione e per

		potenza distaccata
Rifiuto del Carico	Emergenza	-

Le unità termoelettriche possono formulare anche offerte di accensione e cambio di assetto, oltre ad offerte di minimo e spegnimento. Mentre le offerte di minimo e spegnimento sono remunerate al prezzo offerto, le offerte di accensione e cambio di assetto sono remunerate a gettone. Le offerte accettate sono valorizzate al prezzo di offerta.

A partire dal 2013, con deliberazione n. 231/2013/R/eel del 30 Maggio 2013 [13] è stato introdotto un meccanismo di trattamento economico per la regolazione primaria di frequenza “a consuntivo” al quale le UP abilitate possono aderire in modo facoltativo.

Come è possibile rilevare, il meccanismo di remunerazione sul MSD è, attualmente, esclusivamente di tipo “energy only”, ossia viene remunerata l’energia (€/MWh) e non la disponibilità di potenza (€/MW).

1.6. Criticità del MSD

Come già in precedenza evidenziato, possono partecipare al MSD, in accordo alle regole di dispacciamento previste dal codice di rete attualmente in vigore, soltanto le UP rilevanti e programmabili, ossia con potenza disponibile superiore a 10 MW. Sono escluse dalla fornitura delle risorse per il servizio di dispacciamento tutti gli impianti di produzione programmabili non rilevanti (di taglia inferiore a 10 MVA), le centrali di produzione con FRNP, (rilevante e non), e le UC ad esclusione delle grandi unità di carico interrompibili.

La partecipazione delle UC di grande taglia è consentita, infatti, esclusivamente per fornire, mediante apposite aste dedicate, il servizio di interrompibilità istantanea e in emergenza, con il distacco istantaneo del carico in presenza di problematiche che le risorse acquisite sul MSD non sono in grado di risolvere. Le UC estere di piccola taglia, pertanto, sebbene possano partecipare sia al MGP a al MI, definendo la quantità di energia che prevedono di consumare in ciascuna ora del giorno successivo e il relativo prezzo di acquisto offerto, non sono in grado di rinegoziare l’energia sul MSD a MB, perché non abilitate a parteciparvi.

Conseguentemente, l’esclusione dal MSD delle UC, così come quella delle FRNP, è l’esclusiva partecipazione, di fatto, delle sole centrali termoelettriche, ha accresciuto la

difficoltà nel programmare adeguatamente le quantità di elettricità prodotta e consumata, mettendo, quindi, a rischio il bilanciamento tra energia richiesta e energia generata.

L'interazione tra l'attuale assetto organizzativo del MSD il ruolo preminente delle FRNP, ha generato una sorta di paradosso energetico che vede, da un lato 1) il monopolio delle centrali termoelettriche e, dall'altro, 2) l'inadeguatezza delle stese a rispondere alle esigenze della rete elettrica.

1.6.1. Monopolio delle centrali termoelettriche.

Analizzando le dinamiche dei criteri di fornitura delle risorse, descritte nei paragrafi precedenti, è facile constatare quanto il ruolo svolto dalle UP rilevanti sia determinante sugli esiti del mercato dell'energia. Le centrali termoelettriche, infatti, essendo obbligate a garantire una quota di energia come riserva primaria, possono comunque negoziare nel MSD, la quantità di energia elettrica residua. Infatti, qualora non abbiano utilizzato pienamente la loro potenza nel MGP e MI, le UP sono abilitate a negoziare nel MSD tale quota di energia come riserva secondaria ed eventualmente, anche come riserva terziaria. Potendo agire trasversalmente sul MGP, sul MI e sul MSD, le centrali termoelettriche sono in grado, quindi, di creare uno squilibrio nel mercato aggiudicandosi le quote di produzione a prezzi più bassi sul MGP e MI, ritirando, successivamente, l'offerta e rivendendo, definitivamente, la quota di energia a prezzi più alti sul MSD. Per quanto le FRNP possano offrire le quote di energia sul MGP e MI a prezzo zero essendo remunerate al prezzo della centrale termoelettrica più costosa, secondo il meccanismo del prezzo marginale (tutti gli impianti vengono remunerati al prezzo dell'impianto più costoso selezionato nel MGP), tuttavia non possono fornire le riserve perché non abilitate a partecipare al MSD ex-ante e MB. Pertanto, al di là della iniqua remunerazione tra gli impianti tradizionali e le FRNP, peraltro la concorrenza avviene solo tra gli impianti termoelettrici, che, di fatto, si trovano a detenere il monopolio nel MSD con conseguenze sulla effettiva convenienza economica della negoziazione per Terna.

1.6.2. Inadeguatezza delle centrali termoelettriche

Come già accennato, per quanto concretamente attori unici nel MSD, paradossalmente, le UP rilevanti e programmabili hanno cominciato a rilevarsi non pienamente idonee a conseguire gli obiettivi richiesti del sistema elettrico. Concretamente, l'evoluzione nel modo di produrre energia, ha visto il notevole incremento della copertura del fabbisogno energetico da fonti di energia rinnovabili, (dal 14% nel 2005 si è passati al 35% nel 2018) e il relativo

decremento della copertura del fabbisogno di energia elettrica da fonti tradizionali, (nello stesso periodo di riferimento si è passati dal 72% al 50%), (Fig. 1.9).

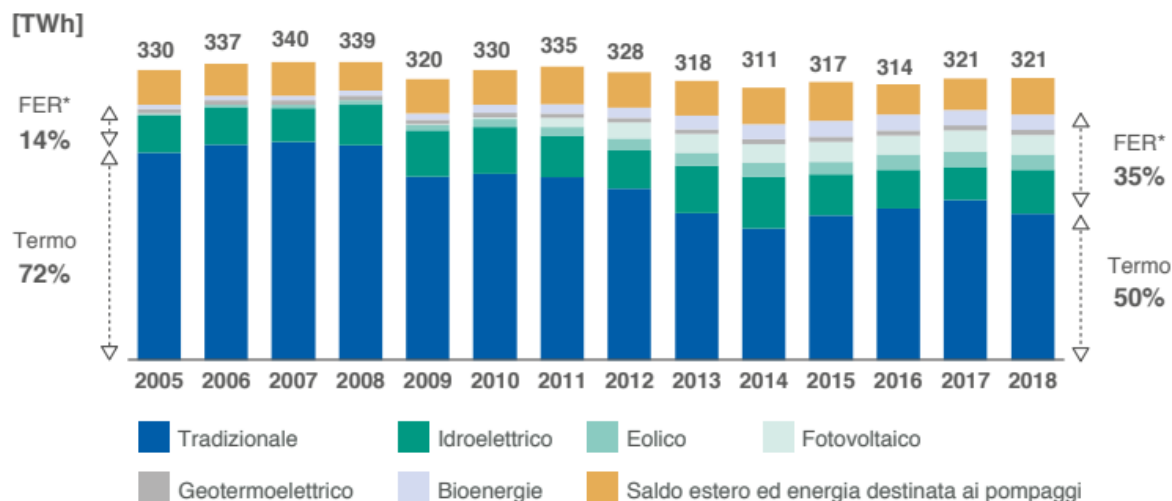


Fig. 1.9. Evoluzione del fabbisogno di elettricità per tipologia di fonte energetica
(Fonte Terna)

L'incremento di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico, per quanto in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione, ha, quindi, determinato una riduzione del 22% della capacità delle centrali termoelettriche resa disponibile sul MSD. Tale riduzione di capacità delle centrali termoelettriche offerta sul MSD, associata all'aleatorietà degli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile, sta rendendo progressivamente più complesso il mantenimento dell'equilibrio del sistema elettrico da parte dei soli impianti tradizionali. Infatti, le centrali termoelettriche hanno cominciato ad essere sottoposte a condizioni di esercizio differenti da quelle per le quali erano state programmate, con riferimento a:

- tempi di avviamento;
- rampe mattutine e serali;
- tempi minimi di permanenza in servizio;
- tempi minimi di permanenza fuori servizio;
- condizioni di lavoro di minimo tecnico [16-17].

Esplicativi, al riguardo, sono gli effetti sul profilo di carico residuo come risultante della differenza tra domanda di energia elettrica e generazione da fonti rinnovabili. L'andamento del carico residuo, rappresentando il carico effettivo che gli impianti tradizionali devono compensare, negli anni, è andato sempre più distanziandosi dal profilo della domanda (Fig. 1.10), determinando un progressivo impennamento della ripidità delle rampe serale e

mattutina. Tale mutamento della richiesta di fabbisogno energetico riconstringe le centrali termoelettriche a:

- lavorare, in corrispondenza delle ore di massima produzione degli impianti fotovoltaici, vicino al punto di minimo tecnico;
- aumentare rapidamente la produzione di riserva secondaria e terziaria pronta, in corrispondenza della minima produzione degli impianti fotovoltaici e dell'innalzamento repentino della richiesta di carico. Oltre ad un incremento di chiamata in avviamento, le centrali termoelettriche sono chiamate a garantire tempi di avviamento non superiori a 2 ore per consentire l'erogazione di una quantità sufficiente di riserva terziaria di sostituzione sempre più in prossimità del tempo reale e con un gradiente di variazione minimo pari a 50 MW/min.

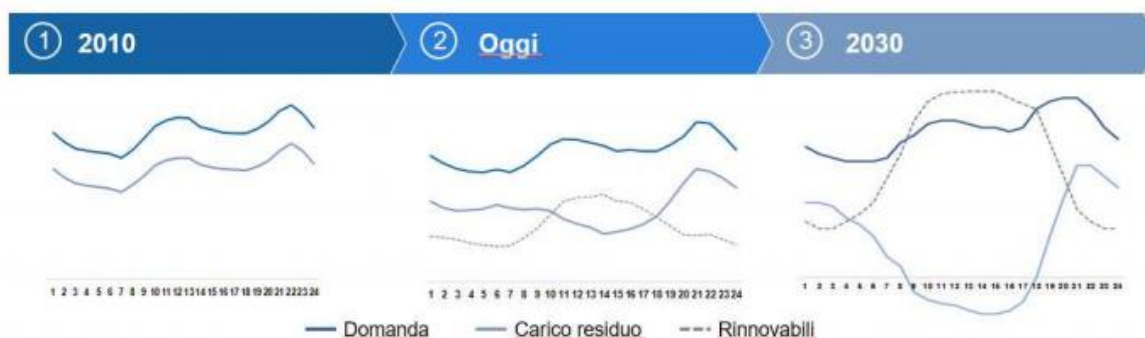


Fig. 1.10. Evoluzione della curva del carico residuo (*Fonte Terna*)

Per assecondare l'alternanza tra il carico residuo alto (bassa produzione fotovoltaica e alto carico) e il carico residuo basso (alta produzione fotovoltaica e basso carico) le unità di produzione termoelettriche dovrebbero, inoltre, garantire tempi minimi di permanenza in servizio, nonché tempi minimi di permanenza fuori servizio, non superiori a 4 ore. La maggior parte delle centrali termoelettriche, essendo concepite per la copertura del carico di base, non è in grado di garantire tempi di avviamento, tempi minimi di permanenza in servizio e fuori servizio e gradienti minimi di presa di carico sempre più stringenti. In condizioni di generazione fotovoltaica eccedente il fabbisogno, il margine a scendere, infatti, deve essere raggiunto aumentando la richiesta di potenza attraverso l'assorbimento degli impianti idroelettrici di produzione con pompaggio. Tuttavia, la chiamata in servizio delle centrali di pompaggio idroelettrico, sebbene garantisca un'elevata velocità di risposta, comporta da un

lato, l'innalzamento dei consumi di energia per l'utilizzo di macchine idrauliche reversibili caratterizzate da rendimenti complessivi che oscillano tra il 65% e il 75%.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
ENERGIE RINNOVABILI				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+ 1,3% annuo (indicativo)	+ 1,3% annuo (indicativo)
EFFICIENZA ENERGETICA				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	- 20%	- 24%	- 32,5% (indicativo)	- 43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	- 1,5% annuo (senza trasporti)	- 1,5% annuo (senza trasporti)	- 0,8% annuo (con trasporti)	- 0,8% annuo (senza trasporti)
EMISSIONI GAS SERRA				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	- 21%		- 43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	- 10%	- 13%	- 30%	- 33%
Riduzione complessiva dei GHG rispetto ai livelli del 1990	- 20%		- 40%	

Fig. 1.11. Obiettivi previsti dal PNIEC (Fonte PNIEC)

E, qualora dovessero mancare risorse di modulazione a scendere in generazione, Terna sarebbe costretta ad attuare azioni di curtailment della produzione da fonti rinnovabili.

A quanto sin qui addotto, si aggiunga che il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) (Fig. 1.11) [18], redatto a difesa dell'ambiente in linea con gli obiettivi del Clean Energy Package for all Europeans [19,20], oltre al 30% di copertura del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili al 2030, ha previsto il completo phase out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025. Quindi, molti impianti, essendo già obsoleti, arriverebbero a fine vita entro il 2025, ed altri verrebbero dismessi (Fig. 1.12).

1.7. Effetti sulla sicurezza del sistema elettrico

L'insufficiente livello di regolazione apportato dalle centrali termoelettriche in presenza delle FRNP, determina conseguenze concrete sulla sicurezza del sistema. In particolare è possibile riscontrare in modo sempre più ricorrente:



Fig. 1.12. Impianti termoelettrici attivi al 2018 (Fonte Terna)

- fenomeni di congestione della rete causati dall'aumento dei flussi di risalita di energia dalla rete di distribuzione verso il sistema di trasmissione qualora si verifichi un'elevata produzione da FRNP e bassa richiesta di energia;
- riduzione della stabilità della frequenza e della potenza del sistema elettrico e relativa diminuzione dell'inerzia del sistema, qualora si inneschi un grave disservizio che causa la perdita di una UP. Gli impianti fotovoltaici, infatti, avendo prestazione di tipo statico, controllata dagli inverter, non sono in grado di apportare un contributo all'inerzia del sistema, normalmente fornito dagli impianti tradizionali di tipo rotante.
- riduzione della capacità di regolazione di frequenza;
- riduzione della capacità di regolazione di tensione;
- riduzione della potenza di cortocircuito.

Il ruolo di "preminenza inefficace" rivestito dalle centrali termoelettriche, dovuto al numero sempre più ridotto in cui si troveranno ad operare, e la necessità di ridurre l'apporto in energia (MWh) richiesto dal carico di base in favore di un incremento in potenza (MW) richiesto dal carico di picco, ha indotto ad una generale riflessione. In particolare, il Piano di Sviluppo di Terna 2020 [21], in linea con quanto prescritto dal PNIEC, intende ovviare alla minore disponibilità di potenza convenzionale e ai suoi effetti, con una serie di interventi, che oltre al potenziamento delle rete, prevedono:

- da un lato, la realizzazione di 5,4 GW di generazione aggiuntiva programmabile e flessibile alimentata a gas, anche mediante la riconversione a gas di alcuni impianti ad olio combustibile, nonché 2) la realizzazione di 3 GW di capacità di accumulo

anche mediante installazione di centrali di pompaggio idroelettrico (Fig. 1.13). L'obiettivo è di incrementare le riserve apportate da impianti con elevata rapidità alla risposta ed elevata capacità di modulazione in modo da ripristinare i margini di riserva secondaria e terziaria e attivare rapidamente i margini di riserva terziaria pronta;

- dall'altro, il contributo della domanda che, pur non potendosi sostituire completamente ad interventi sia di potenziamento della rete, necessari per la regolazione di tensione e l'aumento dell'inerzia del sistema, che di incremento di generazione convenzionale, può potenzialmente favorirne la riduzione o il differimento.

Del ruolo della domanda e degli apporti per una ottimizzazione del funzionamento della rete si approfondirà nel Capitolo 2.

	Investimenti di Rete	▶ Piano di Sviluppo 2019 e Piano Sicurezza 2019 (incluso Triterminale Sardegna - Sicilia - Penisola) ▶ +4500 MVAR compensatori sincroni (di cui 750MVAR in Sardegna)
	Generazione flessibile	▶ +5,4 GW nuova capacità gas (di cui 1 GW per riconversione oli e 1 GW per incremento domanda)
	FER	▶ +12 GW nuova capacità FER (già ricompresi in obiettivo FER globale)
	DSR	▶ +1 GW demand-side response
	Storage	▶ +3 GW nuova capacità accumulo (pompaggio + storage elettrochimico)

Fig. 1.13 Azioni previste per il phase out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025
(Fonte Terna)

CAPITOLO 2. DEMANDE RESPONSE

2.1. La flessibilità energetica e il Demand Response

Come segnatamente descritto nel Capitolo 1, l'acquisizione di risorse aggiuntive lato domanda rappresenta una delle possibili azioni per 1) mitigare i problemi dovuti alla ridotta capacità degli impianti termoelettrici convenzionali, in conseguenza della diffusione delle FRNP, e 2) compensare i picchi di carico dovuti alla progressiva elettrificazione dei consumi finali.

A fronte di una visione tradizionale che affidava alla domanda un ruolo fondamentalmente rigido, delegando alla generazione il compito di soddisfarla pienamente, si è andata progressivamente delineando, proprio per la necessità di apportare attivamente un contributo alle esigenze della rete, la necessità di attribuire alla domanda un ruolo sempre più di tipo dinamico. Proprio in quest'ottica, si sono diffusi i concetti di Demand Side Management (DSM), essenzialmente riconducibili a 4 ambiti di intervento: efficienza energetica, risparmio energetico, auto-produzione e gestione del carico [22]. Tra le azioni di gestione del carico, il Demand Response (DR) è considerato un ambito di applicazione particolarmente promettente per gli effetti che potrebbe produrre in termini di efficienza, affidabilità' e sicurezza del sistema elettrico. In linea con la definizione data dal Dipartimento di Energia degli Stati Uniti (DoE) [23], il DR prevede di modificare il profilo dei consumi degli utenti a seguito di incentivi o variazioni del prezzo dell'energia, descritti in dettaglio nel paragrafo 2.3, in risposta a situazioni problematiche del sistema elettrico, quali congestioni o picco di carico. La riduzione del prelievo di elettricità dalla rete genera risorse a salire, mentre l'incremento del prelievo di elettricità dalla genera risorse a scendere. Le risorse a salire e le risorse a scendere, effetto, quindi, di una variazione del profilo di consumo base (baseline) nelle 24 ore, determinano, rispettivamente, potenza flessibile negativa e potenza flessibile positiva. Conseguentemente, la flessibilità può essere definita come la capacità di modificare il profilo di consumo. Questa capacità di variare il profilo di consumo non è certamente illimitata, ma, al contrario, affinché possa essere resa effettivamente disponibile, deve assecondare determinati requisiti, siano essi di comfort [24] o di minimizzazione dei costi della potenza generata [25]. Pertanto, i profili di carico conseguenti all'impiego di potenza flessibile, devono, comunque, essere contenuti all'interno di uno specifico intervallo delimitato da profili di carico minimo e massimo, come mostrato in Fig. 2.1.

Trasponendo a scala urbana i suddetti concetti, la potenza flessibile attribuibile a più edifici può contribuire al raggiungimento della curva ideale di equilibrio, rappresentata in rosso in Fig. 2.1,

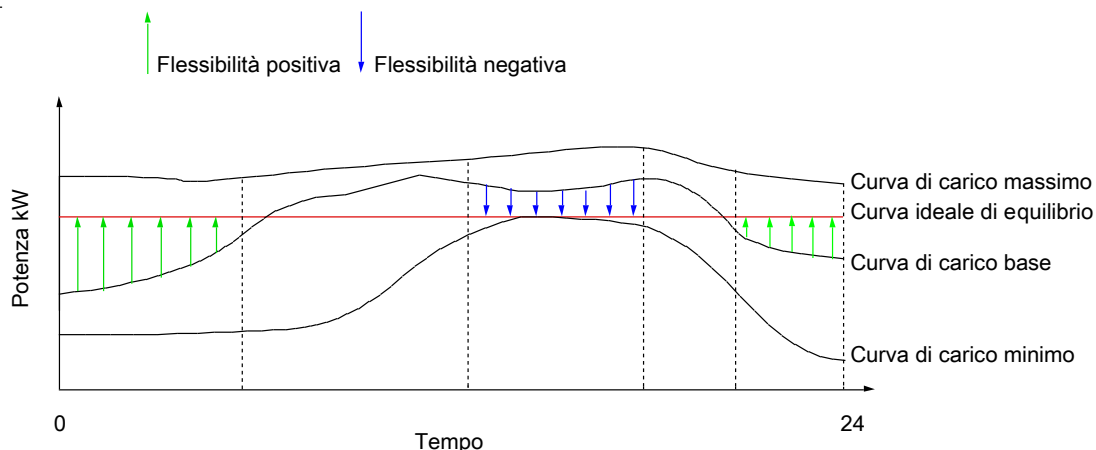


Fig. 2.1. Rappresentazione del concetto di flessibilità

in cui domanda e generazione si compensano perfettamente. Infatti, le valli della curva di carico possono essere colmate dalla potenza flessibile positiva che agisce come riempimento della valle (valley filling). Viceversa, il carico di picco e le rampe di carico possono essere attutate dalla potenza flessibile negativa che determina, rispettivamente, un abbassamento del carico di picco (peak shaving) e una riduzione delle rampe di carico (ramp reduction), come mostrato in Fig. 2.2.

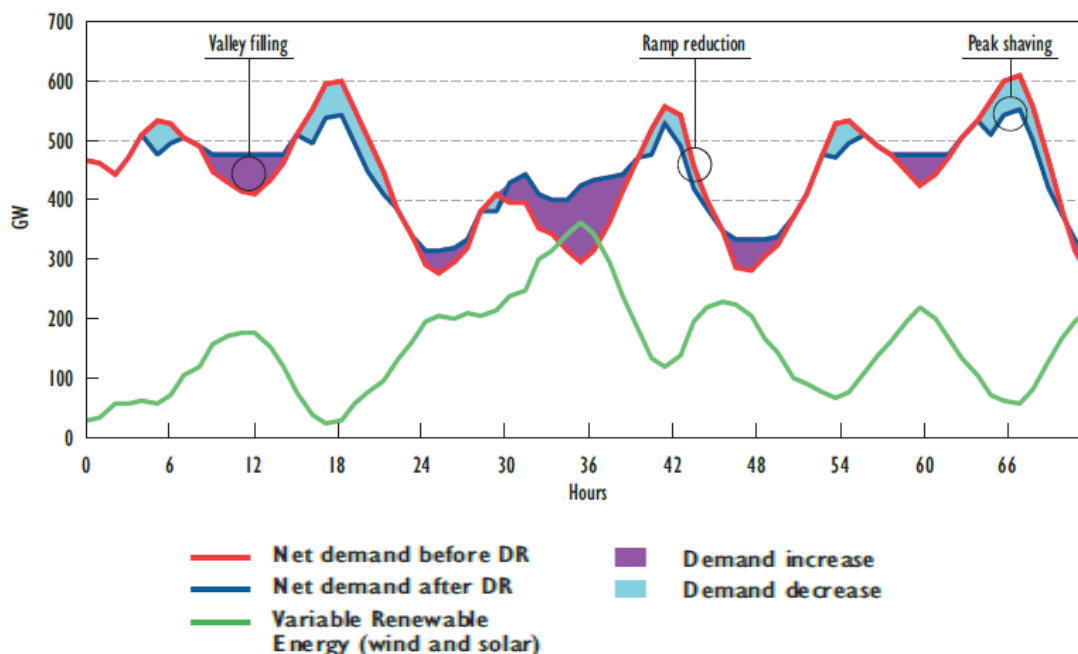


Fig. 2.2. Effetti della riduzione e dell'incremento del carico
(Fonte: International Energy Agency, 'Re-powering Markets', 2016)

Le risorse flessibili positive o negative mirate al valley filling o al ramp reduction e peak shaving, possono essere erogate mediante una serie di azioni (di cui di descriverà in dettaglio nel Capitolo 4), dipendenti dalla tipologia di utente interessato (industriale, commerciale, residenziale) e dal tipo di carico utilizzato. Tali azioni prevedono, essenzialmente: 1) l'interruzione del carico, 2) la modulazione del carico, 3) il differimento o l'anticipazione del carico (load shifting).

I programmi di DR, sulla scorta delle risorse flessibili sopra descritte, ambiscono a colmare il gap tra domanda e generazione di energia elettrica, istituendo una sorta di centrale elettrica virtuale (VPP) [26, 27] (Fig. 2.3), in sostituzione di nuove centrali elettriche, costosi potenziamenti della rete o chiamata in servizio di centrali di pompaggio in cui la domanda, le fonti di energia rinnovabili, i sistemi di accumulo e i sistemi di carica (paradigma V2G) coesistono e interagiscono secondo le esigenze della rete.

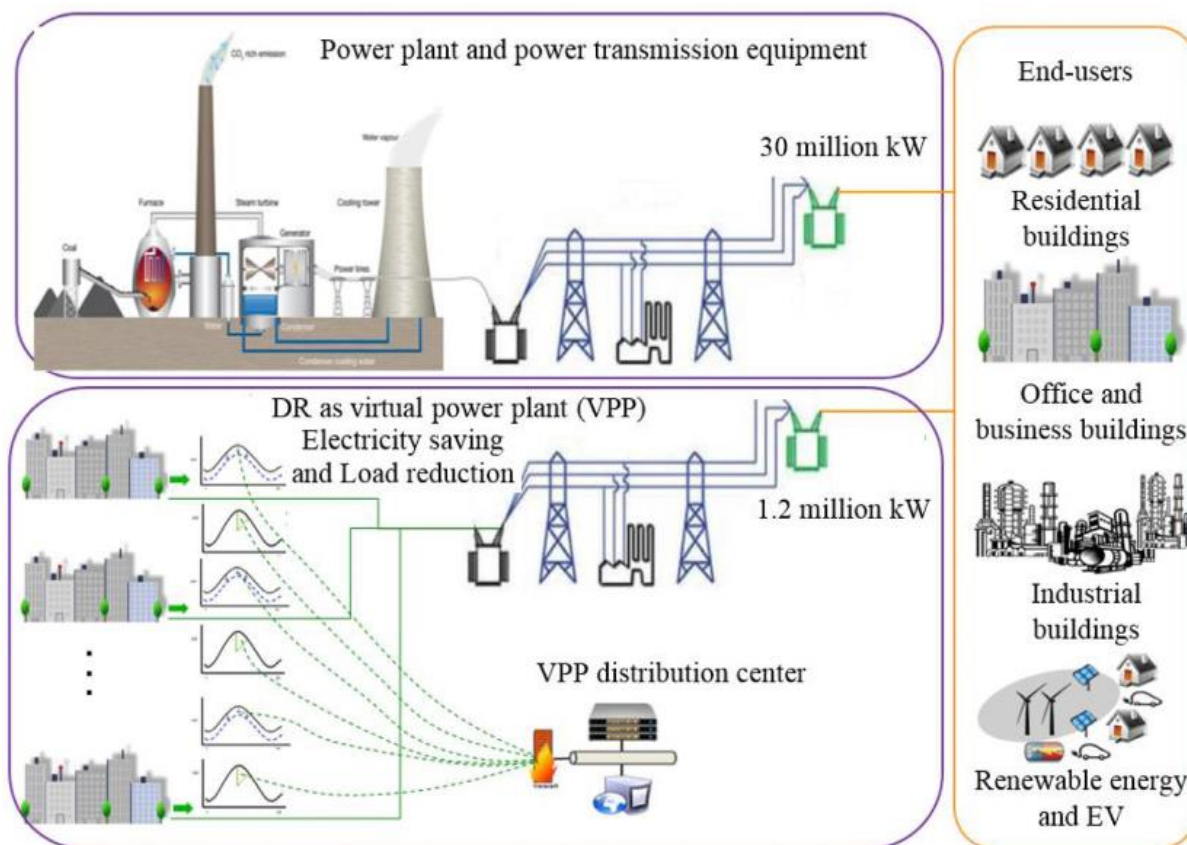


Fig. 2.3. Rappresentazione del DR come centrale elettrica virtuale (Fonte: Y. Chen, L. Zhang; P. Xu; A. Di Gangi. *Electricity demand response schemes in china: pilot study and future outlook*)

In tal senso, diversi studi hanno evidenziato la capacità del DR di compensare e mantenere costante la fornitura di potenza a bassi costi [28,29]. L'interazione contestuale delle risorse offerte dalle UC, anche in forma di prosumer (ossia in grado di consumare e/o produrre energia) e le FRNP, consentirebbe di potenziare gli effetti della flessibilità disponibile, ottimizzando l'utilizzo delle centrali termoelettriche esistenti e postponendo gli interventi di potenziamento della rete elettrica. Conseguentemente, il sistema elettrico funzionerebbe in modo più efficiente e proficuo, garantendo le condizioni di sicurezza e stabilità perseguite. In quest'ottica, la curva ideale di carico rappresentata in Fig. 2.1 potrebbe essere raggiunta mediante la gestione delle risorse a salire e a scendere secondo un appropriato criterio. Infatti, ad un eccesso di produzione delle FRNP dovrebbe essere associato un simultaneo aumento di prelievo da parte delle UC, limitando la chiamata in servizio le unità idroelettriche di pompaggio. In modo simile, ad una bassa produzione da FRNP dovrebbero essere abbinate azioni di riduzione di prelievo da parte delle UC. In tal modo, limitando o postponendo il carico, si garantirebbero alle centrali termoelettriche tempi maggiori per l'avviamento o il differimento dell'accensione. Evidentemente, gli effetti benefici dovuti alla complementarità delle risorse offerte dalle UP, siano esse anche non programmabili, dalle UC, e dal paradigma V2G, subirebbero uno slancio attraverso l'aggregazione delle risorse stesse, e il conseguente confezionamento di adeguati programmi di DR. In tal senso, le modifiche normative introdotte dal Clean Energy Package, hanno sancito il passaggio da una produzione convenzionale centralizzata a mercati decentralizzati, intelligenti e interconnessi, favorendo e promuovendo la costituzione, la conservazione, l'utilizzo e la condivisione dell'energia elettrica da parte dei consumatori, associati in forma aggregata e gestiti da nuovi soggetti aggregatori di energia. Gli effetti dell'aggregazione di carichi sono potenzialmente molteplici non soltanto per la rete, ma anche per gli utenti finali e per l'ambiente. Potenzialmente, quindi, i benefici apportati dal DR sono molteplici.

2.2. Vantaggi del Demand Response

I potenziali vantaggi del DR attengono agli ambiti energetico, economico e ambientale, come di seguito elencati:

VANTAGGI ENERGETICI

- riduzione dei picchi di carico;
- bilanciamento tra generazione e la domanda;
- miglioramento della sicurezza del sistema elettrico;

- miglioramento della qualità del sistema elettrico e dell'affidabilità della fornitura di elettricità;
- facilità di integrazione delle FRNP;
- mitigazione degli effetti dovuti alla generazione da FRNP;
- ottimizzazione della ripartizione dei flussi di potenza;
- riduzione delle perdite in rete;
- riduzione delle cadute di tensione;
- incremento del fattore di forma delle cabine elettriche.

VANTAGGI ECONOMICI

- maggiore concorrenza nel mercato mediante partecipazione della domanda al MSD;
- riduzione dei costi dell'energia elettrica per gli utenti;
- riduzione il prezzo nel mercato dell'energia;
- incremento dell'efficienza del mercato dell'energia;
- differimento delle opere di potenziamento della rete;
- introduzione di nuovi modelli di business con opportunità di guadagno per gli aggregatori.

VANTAGGI AMBIENTALI

- riduzione delle emissioni di CO₂ per effetto, sia della riduzione delle perdite in rete o dei consumi dovuti alle azioni di DR;
- riduzione delle emissioni di CO₂ per effetto, sia della riduzione dei consumi dovuti alla integrazione delle FRNP.

2.3. Tipologie di programmi di Demand Response

In considerazione dei molteplici vantaggi che potrebbero essere ottenuti mediante il DR, sono stati avviati specifici programmi con l'obiettivo di indurre gli utenti ad aderire alle azioni di variazione del carico. Grazie ai progressi nel campo dei sistemi di controllo e comunicazione, le strategie di DR possono essere perseguite mediante il controllo diretto dei carichi o la variazione delle tariffe dell'energia elettrica in funzione del periodo di utilizzo. I programmi e le loro principali caratteristiche sono descritti nel paragrafo successivo. Affinché tali azioni di controllo, sia manuali che automatizzate, possano essere concretamente attuate, è necessario definire appositi meccanismi di incentivazione. I meccanismi utilizzati sono classificabili in due tipologie di programmi di DR (Fig. 2.4):

- programmi di controllo diretto del carico o programmi basati su incentivi (incentive-based programs);
- programmi di controllo indiretto del carico o programmi basati sulla variazione del prezzo dell'energia (price-based programs).

I programmi basati sugli incentivi prevedono che gli utenti siano remunerati per aderire a misure di controllo diretto del carico. I programmi basati sulla variazione del prezzo dell'energia, invece, prevedono che gli utenti, in maniera volontaria, riducano il carico in relazione a tariffe dinamiche che variano in relazione al prezzo dell'energia elettrica.

Sia i programmi basati sugli incentivi che i programmi basati sulla variazione del prezzo, sono articolati in ulteriori programmi specifici, di seguito elencati.



Fig. 2.4. Classificazione dei programmi di DR

2.3.1. Programmi di controllo diretto del carico o programmi basati su incentivi

All'interno della categoria dei programmi basati sugli incentivi, si possono distinguere:

- **programmi di controllo diretto del carico** (direct load control), in cui è prevista la possibilità di spegnere da remoto i dispositivi elettrici a seguito di un preavviso. Gli incentivi erogati agli utenti, quali riduzioni di bollette o sconti, sono generalmente proporzionali al livello di riduzione del carico. Normalmente, il controllo di dispositivi, quali i condizionatori, scaldacqua, illuminazione [30–32], avviene per limitare i picchi di domanda o risolvere specifiche problematiche della rete, previa definizione del numero e della durata delle interruzioni.

Tale tipologia di programma è stato proposto sia negli Stati Uniti che in Europa. Negli Stati Uniti, ad esempio, il programma offerto da Pacific Gas & Electric Company e denominato "SmartAC" [33], prevede il controllo dei condizionatori, sia per utenti di tipo commerciale che residenziale. In particolare, per gli edifici commerciali è prevista l'installazione di termostati con un controllo da remoto della temperatura fino a quattro gradi oltre la temperatura nominale. Agli utenti residenziali, è, invece, offerta

la somma di 50 \$ per aderire al programma di controllo dei condizionatori per almeno per 6 mesi. Nessuna penalità è prevista qualora gli utenti abbiano la necessità di ripristinare la temperatura iniziale per non alterare le condizioni di comfort iniziali.

In Australia, SA Power Networks ha promosso dei progetti pilota per il controllo diretto dei condizionatori in ambito residenziale [34], così come la United Energy Distribution Company, che ha previsto una remunerazione pari a 25 \$, per un massimo di 4 eventi, di durata pari a 3 ore ciascuno [35].

Nel Regno Unito, i programmi di controllo, oltre che ad utenti di tipo commerciale, sono estesi anche agli ospedali e ai supermercati. Kiwi Power Company, ad esempio, prevede la riduzione del carico dell'illuminazione nelle aree di vendita.

- **programmi di riduzione del carico** (load curtailment), rivolti prevalentemente alla platea di consumatori di tipo commerciale e industriale, in cui gli utenti ricevono incentivi per ridurre i carichi, mediante lo spegnimento dei dispositivi. Anche in questa tipologia di programmi, come per i programmi con controllo diretto del carico, sono specificati il numero e la durata degli eventi. Essendo per la maggior parte obbligatori, tali programmi sottopongono gli utenti a delle penali qualora non adempiano a quanto sottoscritto.

In California, ad esempio, Pacific Gas & Electric Company propone un programma di riduzione del carico denominato Base Interruptible Program (BIP) [36] che offre un incentivo agli utenti commerciali e industriali, variabile da 8 a 9 \$/kW al mese, in relazione al carico ridotto. Il programma prevede un preavviso 30 minuti prima dell'evento, con un limite di 10 eventi al mese e di 180 ore all'anno. L'incentivo è erogato anche nel caso in cui non venga attivato alcun evento. È prevista, inoltre, una penale qualora gli utenti non rispettino il livello di riduzione del carico previsto dal contratto. San Diego Gas & Electric Company, invece, offre ad utenti di tipo industriale, un incentivo pari a 12 \$/kW o 2 \$/kW, per la riduzione di 100 kW o del 15 % della domanda di picco media mensile. La comunicazione avviene 30 minuti prima dell'evento ed è prevista una penale qualora i consumi di elettricità superino il predefinito livello di consumo.

- **programmi di partecipazione diretta al mercato dell'energia** (demand bidding). Questi programmi consentono, in genere a grandi consumatori (con potenza superiore a 1 MW) di presentare offerte per ridurre parte del loro consumo [37].

Pacific Gas & Electric Company propone un programma denominato Demand Bidding Program [38] che prevede la possibilità di presentare l'offerta entro le ore 12:00 del giorno prima con comunicazione di conferma dell'offerta entro le ore 4:00.

L'incentivo erogato è pari 0.60 \$/kWh per una riduzione del carico pari a 10 kW per almeno due ore consecutive. Inoltre, l'incentivo è erogato solo in presenza di chiamata di un evento e, qualora l'utente non riduca il carico, non è sottoposto ad alcuna penalità.

- **programmi di riduzione della domanda in caso di emergenza** (emergency demand reduction).

2.3.2. Programmi di controllo indiretto del carico o programmi basati sulla variazione del prezzo dell'energia

A queste tipologia appartengono i seguenti programmi:

- **programmi con tariffa legata al periodo di utilizzo** (time of use - TOU). In relazione al periodo di consumo, sono offerti agli utenti prezzi differenti dell'energia prefissati e variabili durante il giorno (Fig.2.5). In genere sono previste tre fasce con prezzi differenti durante il giorno [39]. Il prezzo corrispondente alle ore di picco è più alto del prezzo applicato nei restanti periodi. Gli effetti di tale criterio di tariffazione, che dovrebbe indurre gli utenti a ridurre i loro consumi nelle ore di picco e a posporli nelle ore in cui il consumo è più basso, sono stati ampiamente studiati [40-44]. La tariffazione di questi programmi ha carattere sostanzialmente statico, in contrapposizione alle tariffe di tipo dinamico previste nei programmi con tariffa di picco e tariffa in tempo reale e di seguito descritti;
- **programmi con tariffa di picco** (critical peak pricing - CPP). In questi programmi il prezzo dell'energia è più alto nei periodi di maggiore criticità della rete. Rispetto ai programmi con tariffa legata al periodo di utilizzo, i prezzi e i tempi di utilizzo dell'energia non sono prefissati [45,46], ma possono oscillare, come rappresentato in Fig. 2.5, durante tutta la giornata. Normalmente, i programmi con tariffa di picco sono applicati in alcuni periodi dell'anno per rispondere a specifiche problematiche del sistema elettrico. Infatti, generalmente, nei contratti sono specificati il numero massimo di giorni all'anno e il numero di ore in cui l'evento può essere attivato. La comunicazione della tariffa agli utenti può avvenire pochi minuti prima o alcune ore prima che avvenga l'evento;
- **programmi con prezzi in tempo reale** (real time price - RTP). Questi programmi prevedono tariffe dell'energia elettrica variabili in relazione all'andamento mercato dell'energia [47 - 52]. A differenza delle tariffe legate al periodo di utilizzo che sono predefinite, le tariffe in tempo reale o dinamiche sono comunicate agli utenti secondo uno schema su base giornaliera o su base oraria.

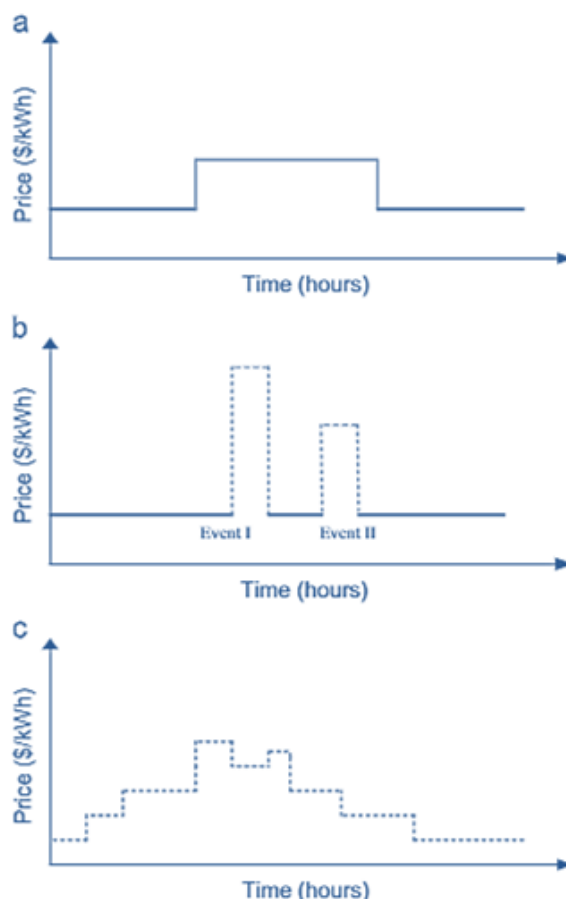


Fig. 2.5. Schematizzazione dei programmi di DR price-based: a) programmi con tariffa legata al periodo di utilizzo; b) programmi con tariffa di picco; c) programmi con tariffa in tempo reale (Fonte: S. Gyamfy, S. Krumdieck, Tania Urmee. Residential peak electricity demand response - Highlights of some behavioural issues)

Tali programmi di DR sono stati proposti da PJM [53] e da MISO [54] agli utenti residenziali degli Stati Uniti e dell'Australia.

- **Programmi con struttura della tariffa progressiva** (inclining block rate), in cui il costo dell'elettricità è legato agli scaglioni di consumo.

Ad esempio, negli Stati Uniti, Southern California Edison, San Diego Gas & Electric e Pacific Gas & Electric impiegano strutture tariffarie secondo le quali il prezzo dell'energia consumata all'interno del secondo scaglione di consumo è superiore dell'80% del costo dell'energia che rientra nel primo scaglione di consumo [55]. In Canada, la British Columbia Hydro Company adotta una tariffazione progressiva in cui i consumi che rientrano nel secondo scaglione di consumo hanno un costo

superiore del 40% rispetto alla tariffa applicata ai consumi rientranti nel primo scaglione.

2.4. Criticità delle strategie di Demand Response

Per quanto differenziati, i programmi di DR e le modalità di incentivazione offerte agli utenti presentano svantaggi che ne possono precludere l'effettiva attuazione. Questi aspetti sono, di seguito, elencati:

- timore di discomfort da parte degli utenti;
- mancanza di conoscenza degli effettivi comportamenti degli utenti;
- assenza di risposta degli utenti ai segnali di prezzo;
- costi elevati dei dispositivi di controllo dei carichi;
- carattere sanzionatorio dei programmi di DR;
- intento meramente energetico di riduzione dei carichi;
- mancanza di valutazione preliminare della flessibilità;
- formulazione degli incentivi a monte della valutazione della flessibilità.

In Italia, con l'intento di reperire risorse lato domanda, sono stati avviati specifici progetti pilota che si descriveranno, in dettaglio, nel Capitolo 3.

CAPITOLO 3. RECENTI PROVVEDIMENTI DELL'ARERA PER L'APERTURA DEL MSD AGLI AGGREGATI DI UTENTI DEL SISTEMA ELETTRICO

3.1. Partecipazione al MSD di nuove risorse: deliberazione 300/2017/eel

Come segnatamente argomentato nel Capitolo 1, le condizioni di instabilità della rete dovute alla diffusione delle FRNP e la conseguente riduzione di disponibilità di potenza degli impianti programmabili sul MSD, hanno richiesto l'approvvigionamento di risorse aggiuntive. Come peraltro previsto dal Piano di Sviluppo di Terna, tali risorse includono la partecipazione della domanda, attraverso il DR analizzato nel Capitolo 2, la generazione distribuita, le fonti rinnovabili oggi non abilitate e sistemi di accumulo. Affinché tali risorse, stimate in oltre 800.000 impianti di produzione e circa 40 milioni di UC, potenzialmente utili per garantire l'adeguatezza e la sicurezza di un sistema elettrico, siano effettivamente rese disponibili, è necessario ovviare alle limitazioni tecniche attualmente imposte dal Codice di Rete. In particolare, le modifiche dovrebbero riguardare: 1) il limite di soglia di potenza per le UP, 2) il vincolo di connessione diretta alla rete di trasmissione e 3) il gradiente di variazione della potenza fornita, 4) la durata di erogazione richiesta e 5) il tempo di erogazione della potenza a partire dal segnale ricevuto. Alcuni requisiti, infatti, quali il gradiente di potenza (3-10 MW/15 min per i servizi di riserva terziaria e di bilanciamento e 50 MW/min per il servizio di riserva terziaria pronta), di durata (massima potenza per 4 ore per le centrali idroelettriche e a tempo indefinito per le centrali termoelettriche per l'erogazione dei servizi di riserva terziaria) e di massima potenza efficiente (come, ad esempio, le semibande di riserva primaria/secondaria che sono riferite alla potenza efficiente delle UP) per la fornitura dei servizi di riserva secondaria e terziaria, non possono essere garantiti dagli impianti di piccola taglia e con fonte primaria limitata. Analogamente, alle UC dovrebbe essere consentita la partecipazione al MSD.

In tal senso, Terna, insieme all'Autorità di regolazione per l'Energia Reti e Ambiente (ARERA), ha avviato il processo di progressiva apertura del MSD alle risorse non abilitate, definendo nuovi criteri di partecipazione e di vincoli meno stringenti rispetto a quelli previsti dal Codice di Rete.

In particolare, con la delibera 300/2017/R/eel [56] vengono istituiti i progetti pilota, che consentono la partecipazione al MSD della domanda, degli impianti di generazione di tipo non rilevante (<10 MVA), programmabili e non programmabili, e degli accumuli. Per quanto facenti parte di una sperimentazione, i progetti pilota sono, a tutti gli effetti, vere e proprie regolamentazioni che definiscono le specifiche tecniche e le procedure a cui le nuove risorse

devono attenersi per l'erogazione dei servizi. In accordo a quanto definito dalla delibera 300/2017/R/eel, i progetti pilota prevedono che si possa partecipare al MSD:

1) in forma singola per le unità di produzione rilevanti (UPR);
 2) in forma aggregata per le unità virtuali abilitate (UVA). L'aggregazione di tali risorse viene effettuata dal Balancing Service Provider (BSP), il soggetto titolare della UVA e responsabile della prestazione dei servizi erogati. Le UVA abilitate sono:

- unità virtuali abilitate di produzione (UVAP). La partecipazione è esclusivamente aperta al MSD e non ai mercati dell'energia;
- unità virtuali abilitate di consumo (UVAC). La partecipazione è esclusivamente aperta al MSD e non ai mercati dell'energia;
- unità virtuali abilitate miste (UVAM). La partecipazione è aperta sia al MSD che ai mercati dell'energia;
- unità virtuali abilitate nodali (UVAN), costituite da UPR non oggetto di abilitazione obbligatoria e/o non rilevanti, programmabili o non programmabili, ed eventualmente anche di UC, facenti parte dello stesso nodo della rete di trasmissione nazionale; anche per le UVAN, la partecipazione è aperta sia al MSD che ai mercati dell'energia;
- unità di produzione integrate (UPI).

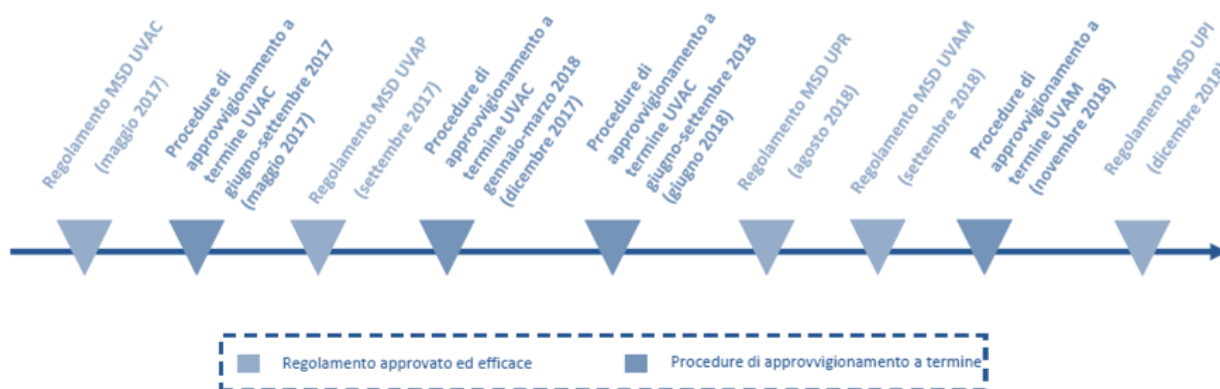


Fig. 3.1. Periodi di attivazione dei progetti pilota

3.2. Progetti pilota

Di seguito, sono dettagliatamente descritte, in ordine di attivazione, le caratteristiche salienti dei progetti pilota nonché i relativi periodi di validità (Fig. 3.1).

3.2.1. UVAC

Decorrenza 1 giugno 2017 e termine il 31 ottobre 2018. Il progetto pilota "Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di Unità Virtuali di Consumo abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento - Regolamento Msd" [57] formulato da Terna, viene approvato con la deliberazione 372/2017/R/eel [58].

- *Soggetti abilitati*

Sono abilitate a partecipare al progetto pilota UVAC esclusivamente le unità di consumo (UC). La delibera 372/2017/eel ha fornito ulteriori precisazioni rispetto a quanto definito con la delibera 300/2017/R/eel. In particolare, a seguito di osservazioni formulate dagli operatori durante la consultazione avviata da Terna su un progetto pilota per la partecipazione al MSD, si è stabilito che possono partecipare al progetto pilota anche le UC che abbiano aderito al servizio di interrompibilità o superinterrompibilità, esclusivamente per i carichi elettrici ulteriori rispetto a quelli vincolati al suddetto servizio. Inoltre, con la delibera 372/2017/eel si consente che possano far parte delle UVAC, le UC inserite in contratti di dispacciamento diversi.

- *Tipologia di risorsa erogabile*

Le UC possono erogare le seguenti tipologie di risorse:

- riserva terziaria di potenza rotante e/o di sostituzione a salire;

- *Requisiti minimi*

Le UC devono avere ciascuna un prelievo complessivo massimo modulabile in riduzione almeno pari a 1 MW, e devono essere in grado di modulare in riduzione il proprio prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna sostenendo tale riduzione per almeno 3 ore consecutive, tra le ore 14 e le ore 20 di tutti i giorni, dal lunedì al venerdì. Nella Tav. 3.1. sono sintetizzati i servizi erogabili e le caratteristiche per la fornitura delle risorse

- *Remunerazione*

La remunerazione può avvenire mediante la partecipazione al MSD o partecipazione a i contratti a termine. La remunerazione derivante da MSD si basa sul prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e esclusivamente per le quantità accettate su detto mercato.

Nel caso di partecipazione ai contratti a termine, alle UVAM sono richiesti vincoli più restrittivi. In particolare, per le risorse offerte per il bilanciamento a salire, le UVAM ricevono:

- 1) un corrispettivo fisso definito a seguito di un'asta al ribasso di tipo *pay as bid*

rispetto a un valore massimo pari a 30.000 €/MW/anno (per 3 ore di disponibilità consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità;

2) un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dall'UVAC nel MSD (con uno *strike price* di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate.

In caso di mancata erogazione del servizio è prevista una penale con la perdita del diritto del prodotto a termine, prevista qualora non risultino pienamente rispettati gli ordini di bilanciamento per più di 5 volte in un anno solare (fornendo meno del 70 % dell'energia richiesta) o nel caso in cui non risulti rispettato l'obbligo di offerta per almeno il 70 % dei giorni in un mese per più di 6 dei mesi.

Tav.3.1. Requisiti minimi prestazionali di UVAC per l'erogazione di servizi ausiliari

Tipologia di risorsa	Requisiti minimi previsti dal progetto pilota per UVAC
Riserva Terziaria Pronta	Non erogabile
Riserva Terziaria Rotante a salire	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 1 MW entro 15 minuti • da attivare entro 15 minuti
Riserva Terziaria di Sostituzione a salire	<ul style="list-style-type: none"> • erogabile per almeno 180 minuti
Bilanciamento a salire	
Risoluzione congestioni	Non erogabile

o *Esiti della sperimentazione UVAC*

Nel 2017 e 2018 la contrattualizzazione a termine per le UVAC è avvenuta solo per i periodi di maggior carico, ossia in inverno e estate.

La quasi totalità delle UVAC risulta essere localizzate in zona Nord mentre le rimanenti si trovano in zona Centro-Nord e Centro-Sud. Le UVAC sono state movimentate solo in tempo reale. Nella Tav. 3.2 è mostrata la potenza assegnata nel periodo 2017 – 2018.

Tav.3.2. Potenza assegnata alle UVAC

Periodo di assegnazione	Capacità assegnata (MW)	Ragione sociale	Potenza assegnata (MW)
Dal 19 giugno al 30 settembre 2017	5	BURGO ENERGIA SRL	5
Dal 26 giugno al 30 settembre 2017	31	BURGO ENERGIA SRL	21
		ENEL PRODUZIONE SPA	10
Dal 3 luglio al 30 settembre 2017	5	CONSORZIO ENERGINVEST	5
Dal 3 luglio al 31 luglio 2017	10	ENEL PRODUZIONE SPA	10
Dal 24 luglio al 30 settembre 2017	5	AXPO ITALIA SPA	5
Dal 1 settembre al 30 settembre 2017	35	DALMINE SPA	5
		ENEL PRODUZIONE SPA	30
Dal 15 gennaio al 31 marzo 2018	77	BURGO ENERGIA SRL	39
		ENEL PRODUZIONE SPA	15
		AXPO ITALIA SPA	8
		CONSORZIO ENERGINVEST	5
		IRENMERCATO SPA	2
		DALMINE SPA	8
dal 1 febbraio al 31 marzo 2018	12	AXPO ITALIA SPA	4
		ENEL PRODUZIONE SPA	7
		EVIVA SPA	1
dal 1 marzo al 31 marzo 2018	80	BURGO ENERGIA SRL	35
		DUFERCO ENERGIA SPA	4
		ENEL PRODUZIONE SPA	34
		EPQ SRL	7
dal 18 giugno al 30 settembre 2018	179	AXPO ITALIA SPA	12
		BURGO ENERGIA SRL	78
		C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL	6
		DALMINE SPA	10
		DUFERCO ENERGIA SPA	5
		E.ON ENERGIA SPA	2
		EDISON SPA	1
		ENEL PRODUZIONE SPA	5
		ENEL X SPA	42
		ENI GAS E LUCE SPA	2
		EPQ SRL	7
		EVIVA SPA	6
HERA TRADING SRL	3		
dal 1 luglio Al 30 settembre 2018	27	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	2
		C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL	1
		C.V.A. TRADING SRL	1
		DUFERCO ENERGIA SPA	1
		ENEL X SPA	20

		HERA TRADING SRL	2
		A2 SPA	1
		BURGO ENERGIA SRL	3
		DUFERCO ENERGIA SPA	3
		EGO TRADE SPA	1
		ENEL X SPA	51
		ENGIE ITALIA SPA	2
		EPQ SRL	6
		EVIVA SPA	3
		HERA TRADING SRL	1
dal 1 luglio Al 30 settembre 2018	71		
		CONSORZIO TOSCANA ENERGIA SPA	1
		EGO TRADE SPA	1
		ENEL X SPA	6
		EPQ S.R.L.	1
		ERA TRADING SRL	2
dal 1 agosto Al 30 settembre 2018	11		

3.2.2. UVAP

Decorrenza 1° novembre 2017 e termine il 31 ottobre 2018. Il progetto pilota “Regolamento relativo all’abilitazione e partecipazione al MSD delle UVAP e i relativi requisiti tecnici per la partecipazione della domanda a MSD” [59] formulato da Terna, viene approvato con la deliberazione 583/2017/R/eel [60].

○ *Soggetti abilitati*

Possono partecipare al progetto pilota UVAP le unità di produzione non rilevanti (UPNR), programmabili o non programmabili, inclusi i sistemi di accumulo (SdA). Inoltre, la delibera 372/2017/eel consente che possano far parte delle UVAP, le UPNR inserite in contratti di dispacciamento diversi.

○ *Tipologia di risorsa erogabile*

UVAP possono fornire le seguenti tipologie di risorse:

- Le risoluzioni delle congestioni a programma;
- riserva terziaria di potenza rotante e/o di sostituzione;
- bilanciamento.

○ *Requisiti minimi di abilitazione*

La capacità modulabile, a salire o a scendere, deve essere almeno pari a 1 MW (poi portata a 1 MW). Inoltre l’UVAP deve essere in grado di modulare l’immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell’ordine di dispacciamento di Terna sostenendo tale modulazione almeno per 180 minuti consecutivi;

○ *Remunerazione*

Per ciò che riguarda la contrattualizzazione a termine, è prevista, coerentemente con quanto attualmente previsto dalla deliberazione 111/06 come richiamata dalla deliberazione 300/2017/R/eel, limitatamente ai periodi di criticità (estate e inverno) e alle zone in cui tali criticità si manifestano (Nord e Centro nord).

Tav.3.3. Requisiti minimi prestazionali di UVAP per l'erogazione di servizi ausiliari

Tipologia di risorsa	Requisiti minimi previsti dal Codice di Rete per UVAP oggetto del progetto pilota
Riserva Primaria	Non erogabile
Riserva Secondaria	Non erogabile
Riserva Terziaria Pronta	Non erogabile
Riserva Terziaria Rotante A salire/a scendere	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 5 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 180 minuti
Riserva Terziaria di Sostituzione	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 5 MW • da attivare entro 120 minuti • erogabile per almeno 180 minuti
Bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 2 MW entro 15 minuti
Risoluzione congestioni	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 5 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche, senza limitazione di durata per le altre UP • nel caso di UP idroelettriche: rapporto tra energia erogabile in una giornata e la potenza massima almeno pari a 2 ore

3.2.3. UPR

Decorrenza 1° settembre 2018 e attualmente in atto. Il progetto pilota "Regolamento relativo all'abilitazione e partecipazione al MSD delle UVAP e i relativi requisiti tecnici per la

partecipazione della domanda a MSD" [61] formulato da Terna, viene approvato con la deliberazione 383/2018/R/eel [62].

Soggetti abilitati

Il progetto prevede la partecipazione al MSD delle unità di produzione UPR, quindi con potenza complessiva non inferiore a 10 MVA e che non siano oggetto di abilitazione obbligatoria. Sono inclusi i sistemi di accumulo che sono equiparati alle unità di produzione ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel [63]. In particolare, possono partecipare:

- UPR alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- UPR non alimentate da fonti rinnovabili che non rispettano i requisiti tecnici minimi di abilitazione al MSD previsti dal Codice di Rete e che, contestualmente, soddisfano i requisiti tecnici minimi di abilitazione previsti dal progetto pilota.

○ *Tipologia di risorsa erogabile*

Le UPR possono erogare le seguenti tipologie di risorse:

- risoluzione delle congestioni a programma;
- riserva terziaria di potenza rotante e/o di sostituzione;
- bilanciamento.

○ *Requisiti minimi di abilitazione*

Come evidenziato nella Tav. 3.2, in cui sono mostrate in grassetto le modifiche apportate ai requisiti prestazionali delle UPR rispetto a quelle previste dal Codice di Rete, il progetto pilota varia le specifiche prestazionali sia in termini di capacità di modulazione della potenza che di tempi di erogazione delle riserve. Per ciò che attiene alla fornitura delle risorse per la riserva terziaria rotante, infatti, all'UPR è richiesto di modulare la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dalla richiesta e mantenere la modulazione (in aumento o decremento) per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura della riserva terziaria di sostituzione, l'unità di produzione deve essere in grado di variare la propria immissione di almeno 5 MW e sostenere la modulazione per almeno 8 ore. Per ciò che attiene alla fornitura di risorse per il bilanciamento, la capacità di variare l'immissione deve essere di almeno 2 MW entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento inviato da Terna. Infine, la richiesta di partecipazione al MSD per la fornitura di risorse utili alla risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, ammette l'abilitazione al

servizio solo per le UP in grado di modulare la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dalla richiesta. Nella Tav. 3.

Tav.3.4. Requisiti minimi prestazionali di UPR per l'erogazione di servizi ausiliari

Tipologia di risorsa	Requisiti minimi previsti dal Codice di Rete per UPR non obbligatoriamente abilitate e oggetto del progetto pilota
Riserva Primaria	Non erogabile
Riserva Secondaria	Non erogabile
Riserva Terziaria Pronta	Non erogabile
Riserva Terziaria Rotante A salire/a scendere	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 5 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria di Sostituzione	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 5 MW • da attivare entro 120 minuti • erogabile per almeno 480 minuti
Bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 2 MW entro 15 minuti
Risoluzione congestioni	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione di almeno 5 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 240 minuti per le UP idroelettriche, senza limitazione di durata per le altre UP • nel caso di UP idroelettriche: rapporto tra energia erogabile in una giornata e la potenza massima almeno pari a 2 ore

3.2.4. UVAM

Decorrenza 1° novembre 2018 e attualmente in atto. Il progetto pilota "Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di Unita' Virtuali Abilitate Miste (UVAM) al Mercato dei Servizi di Dispacciamento" [64] proposto da Terna, viene approvato dall'ARERA con la deliberazione 422/2018/R/eel [65].

○ *Soggetti abilitati*

Il progetto pilota prevede la partecipazione combinata delle unità di produzione non rilevanti (UPNR), programmabili o non programmabili, o unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate, inclusi i sistemi di accumulo (SdA), e delle di unità di consumo (UC); Le UVAM possono essere di due tipi:

Le UVAM possono essere di due tipi:

a) UVAM-A, caratterizzate dalla presenza UPNR, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di UC;

b) UVAM-B, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e UC che condividono il medesimo punto di connessione alla rete.

○ *Tipologia di risorsa erogabile*

Le UVAM possono erogare le seguenti tipologie di risorse:

- risoluzione delle congestioni a programma;
- riserva terziaria di potenza rotante e/o di sostituzione;
- bilanciamento.

○ *Requisiti minimi di abilitazione*

Le UVAM devono essere caratterizzate da una capacità modulabile a salire (aumento di immissione o decremento di prelievo) o a scendere (incremento di prelievo o decremento di immissione) pari ad almeno 1 MW. Oltre alla variazione di potenza modulabile, le modifiche apportate al Codice consistono in una variazione dei tempi di attivazione e di erogazione della potenza. Infatti, per ciò che riguarda la fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, l'UVAM deve essere in grado di sostenere la modulazione per almeno 480 minuti consecutivi, a differenza di quanto previsto dal Codice di Rete che indica un' erogazione senza limitazione di durata. Analoghe modifiche vengono effettuate per la fornitura di riserve per il bilanciamento e la risoluzione di congestioni in fase di programmazione. In dettaglio, le riserve per il bilanciamento devono essere erogate entro 15 minuti e mantenute per 120 minuti, in contrapposizione, rispettivamente, ai 5 minuti a all'assenza di limitazione di durata previsti dal Codice di rete per le UP obbligatoriamente abilitate al MSD. Anche per la risoluzione delle congestioni, la potenza, a salire o a scendere, deve essere erogata

dalle UVAM per almeno 120 minuti, a differenza dell'assenza di limitazione di durata prevista dal Codice di Rete. Nella Tav. 3.3 sono riassunti i requisiti minimi per la partecipazione al progetto pilota.

o *Remunerazione*

La remunerazione può avvenire mediante la partecipazione al MSD o partecipazione a i contratti a termine. La remunerazione derivante da MSD si basa sul prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e esclusivamente per le quantità accettate su detto mercato;

Nel caso di partecipazione ai contratti a termine, alle UVAM sono richiesti vincoli più restrittivi. In particolare, per le risorse offerte per il bilanciamento a salire, le UVAM ricevono

1) un corrispettivo fisso definito a seguito di un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità;

2) un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dall'UVAM nel MSD (con uno *strike price* di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate.

Tav.3.5. Requisiti minimi prestazionali delle UVAM per l'erogazione di servizi ausiliari
nel MSD

Tipologia di risorsa	Requisiti minimi previsti dal Codice di Rete per UPR non obbligatoriamente abilitate e oggetto del progetto pilota
Riserva Primaria	Non erogabile
Riserva Secondaria	Non erogabile
Riserva Terziaria Pronta	Non erogabile
Riserva Terziaria Rotante	• variazione di immissione o di prelievo di almeno 1 MW

A salire/a scendere	<ul style="list-style-type: none"> • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Riserva Terziaria di Sostituzione	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione o di prelievo di almeno 1 MW • da attivare entro 120 minuti • erogabile per almeno 480 minuti
Bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione o di prelievo di almeno 1 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti
Risoluzione congestioni	<ul style="list-style-type: none"> • variazione di immissione o di prelievo di almeno 1 MW • da attivare entro 15 minuti • erogabile per almeno 120 minuti

o *Esiti sperimentazione UVAM*

A differenza delle UVAC, la cui contrattualizzazione è avvenuta solo per i periodi di maggior carico (inverno ed estate), per le UVAM sono state avviate aste con periodi di validità annuali/infrannuali/mensili che hanno coperto gli anni 2019 e 2020 acquisendo circa 991 MW di "flessibilità", da diversi operatori (Tav.3.6).

Tav.3.6. Potenza assegnata alle UVAM

APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE UVAM			
AREA DI ASSEGNAZIONE A			
Periodo di assegnazione	Capacità assegnata (MW)	Operatori	Potenza assegnata (MW)
Dal 1 gennaio al 31 dicembre 2019	332.8	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	1
		AXPO ITALIA SPA	8
		BURGO ENERGIA SRL	98
		C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL	8
		EDELWEISS ENERGIA SPA	2
		EGO TRADE SPA	29
		ENEL X ITALIA SPA	147.2
		ENGIE ITALIA SPA	17.6
		ENI GAS E LUCE	2
		EPQ S.R.L.	14
	HERA TRADING SRL	6	
	AREA DI ASSEGNAZIONE B		
	17.1	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	4.5

		ENEL X ITALIA SPA	9.7
		EPQ S.R.L.	2.9
Dal 1 gennaio al 31 dicembre 2020	AREA DI ASSEGNAZIONE A		
	800	AXPO ITALIA SPA	12
		BURGO ENERGIA SRL	92.7
		C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL	9.5
		DOLOMITI ENERGIA TRADING SPA	11.5
		DUFERCO ENERGIA S.P.A.	15.5
		DXT COMMODITIES SA	24.9
		EDELWEISS ENERGIA SPA	55.6
		EGO ENERGY S.R.L.	140.6
		ENEL X ITALIA SPA	296.5
		ENGIE ITALIA SPA	34.6
		ENIPOWER SPA	2
		EPQ S.R.L.	76.5
		FALCK NEXT ENERGY S.R.L.	21.3
		FREE ENERGIA S.P.A.	3.8
	VIVIGAS S.P.A.	3	
	AREA DI ASSEGNAZIONE B		
	191.4	E ENERGIA SRL	3.5
		ALEA ENERGIA SPA	4.4
		ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	4.8
		BURGO ENERGIA SRL	26
		DUFERCO ENERGIA SPA	13.2
		DXT COMMODITIES SA	2.8
ELECTRADE SPA		2	
ENEL X ITALIA SPA		52.9	
ENGIE ITALIA SPA		2.1	
EPQ S.R.L.		57	
FALK NEXT ENERGY S.R.L.		10.7	
FREE ENERGIA S.P.A.		2	
VEOS	10		

Attualmente risultano abilitate 231 UVAM di cui 165 contrattualizzate a termine, per una potenza assegnata pari a 1.348,9 MW per il servizio a salire e di 207 MW per il servizio a scendere. Le UVAM risultano essere localizzate prevalentemente nella zona Nord. Quasi l'80% delle UVAM è costituito da una UC e da unità di produzione programmabili e unità di produzione non programmabili. Tutte le UVAM sono abilitate per servizi a salire (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 62 MW); solo 28 di esse sono abilitate anche per servizi a scendere (per potenze variabili tra 1,5 MW e 28 MW).

Per ciò che attiene all'approvvigionamento a termine, il quantitativo massimo approvvigionabile per l'anno 2020, è pari a 1.000 MW, di cui 800 MW per l'Area di Assegnazione A (costituita dalle zone di mercato Nord e Centro-Nord), e 200 MW per l'Area di Assegnazione B (costituita dalle rimanenti zone di mercato). In particolare, tutto il quantitativo disponibile per l'Area A è stato assegnato ad prezzo medio pari a circa 26.122 €/MW/anno. Per l'Area di Assegnazione B, sono stati assegnati 191,4 MW, ad un prezzo medio pari a circa 28.745 €/MW/anno. I rimanenti 8,6 MW sono stati assegnati tramite aste mensili ad un prezzo medio di circa 20.000 €/MW/anno e l'asta infra-annuale relativa al periodo aprile-dicembre con prezzo medio pari a 9.500 €/MW/anno. Pertanto, poiché le offerte presentate per il servizio a salire presentano prezzi alti che si avvicinano allo strike price, la sperimentazione può risultare non totalmente efficace.

Le UVAM sono state utilizzate esclusivamente per erogare il servizio di bilanciamento in tempo reale, sia a salire, per un quantitativo totale di energia pari a 1043,25 MWh, sia a scendere, per un quantitativo totale di energia pari a 234,83 MWh.

3.2.5. UPI

Decorrenza 1° novembre 2018 e attualmente in atto. Il progetto pilota "Regolamento per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di Unità di Produzione Integrate con Sistemi di Accumulo" [66] proposto da Terna, viene approvato dall'ARERA con la deliberazione 402/2018/R/eel [67].

- *Soggetti abilitati*

Il progetto pilota prevede la partecipazione di unità di produzione rilevante (UPR) e sistema di accumulo (SdA) associato entro 180 giorni dalla data di accettazione della proposta di partecipazione.

- *Tipologia di risorsa erogabile*

Regolazione primaria di frequenza

- *Requisiti minimi UPI*

Le UPR possono fornire fino all'1.5 % della loro potenza efficiente, per un quantitativo massimo previsto, nell'ambito del progetto pilota, pari a 30 MW.

Inoltre, il SdA deve essere:

- monodirezionale, assorbendo energia esclusivamente dalle UPR e non dalla rete elettrica;
- allocato tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica scambiata con la rete elettrica;

- in grado di fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza, assorbendo e immettendo nella rete elettrica il valore di potenza dichiarata in fase di qualificazione dell'UPI.

- in grado di fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza, assorbendo e immettendo nella rete elettrica il valore di potenza dichiarata in fase di qualificazione dell'UPI.

Inoltre, è prevista la partecipazione delle UC Compensatrici di tipo termoelettrico e/o idroelettrico, al fine di sopperire all'eventuale impossibilità dei SdA di fornire il margine di potenza a salire o a scendere. E' stata, comunque, richiesta, da parte di Elettricità Futura, associazione delle imprese che opera nel settore dell'energia elettrica in Italia. la presenza facoltativa delle UC Compensatrici.

Infine, due ulteriori progetti pilota sono stati richiesti da ARERA ha richiesto a Terna con l'obiettivo di valutare la possibilità di ampliare le risorse per la fornitura del servizio di regolazione di tensione anche attraverso la generazione distribuita.

CAPITOLO 4. VALUTAZIONE DELLA FLESSIBILITA' ENERGETICA DEGLI UTENTI

4.1. Gli utenti e la flessibilità

Al fine di contestualizzare gli obiettivi dei programmi di DR, è opportuno effettuare una classificazione delle tipologie di utenti e delle relative possibilità di fornire la flessibilità che, come descritto nel Capitolo 2, mirano ad essere negativa durante i periodi di picco della domanda di elettricità e flessibilità positiva durante i periodi di valle del carico. Pertanto, in linea con le specifiche caratteristiche attinenti alla destinazione d'uso degli edifici, gli utenti in grado di erogare la suddetta flessibilità, sono distinguibili in:

- utente industriale;
- utente terziario;
- utente residenziale.

4.1.1. Utente industriale

Gli utenti di tipo industriale possono modificare il loro profilo di carico attraverso:

- 1) l'interruzione temporanea di alcuni processi produttivi;
- 2) il differimento di alcuni processi produttivi;
- 3) l'accumulo di energia.

Molti processi produttivi, quali la produzione di acciaio, che impiega forni elettrici ad arco, e la produzione elettrolitica dell'alluminio, sono adatti a strategie di interruzione del carico, non precludendo queste fasi successive di lavoro. Alla stessa stregua possono essere considerati i processi che comportano la produzione di materiale stoccabile, quali i semilavorati in forma liquida/gassosa accumulati in serbatoi. I processi produttivi, quali l'elettrolisi dei cloruri alcalini possono, inoltre, essere differiti.

La potenzialità degli utenti industriali a fornire flessibilità energetica è attestata dalla presenza di alti consumi, che in alcuni contesti, arrivano all'80% dei consumi totali di energia elettrica [68], dall'utilizzo proficuo derivante da processi di produzione basati su un'unica fonte energetica [69] e dalla propensione dei governi ad offrire alle industrie con elevato consumo di energia elettrica l'opportunità di beneficiare della riduzione del costo dell'elettricità purché siano adottate misure di efficienza energetica [70]. Peraltro, l'utilizzo di sistemi automatizzati che tengano conto dei vincoli tecnici dei processi produttivi e di eventuali fonti energetiche alternative disponibili [71,72], costituisce elemento in grado di favorire il controllo ottimale dei carichi. Tuttavia, la effettiva erogazione di flessibilità da parte degli utenti industriali, è ancora di difficile attuazione. Sebbene, infatti, l'interruzione

temporanea di uno o più processi produttivi consenta riduzioni significative del carico, tuttavia permangono condizioni di criticità a carico dei processi produttivi tali da ostacolare l'attuazione e la diffusione dei programmi di DR.

4.1.2 Utente commerciale

Anche edifici adibiti ad attività commerciali sono, potenzialmente, in grado di fornire risorse flessibili idonee a soddisfare le esigenze della rete mediante adeguata azione sul carico. Le elevate potenzialità offerte da questa tipologia di edifici risiede, fondamentalemente, nell'utilizzo di elevate quantità di energia elettrica e nella possibilità di sfruttare, mantenendo inalterato il comfort degli occupanti, l'inerzia termica degli involucri (eventualmente appositamente adeguati) e la capacità termica degli interni.

- In ambito commerciale, il maggiore contributo apportato alla rete, in termini di riduzione del carico di picco, è costituito dai sistemi di riscaldamento e raffrescamento. Peraltro, molti studi hanno dimostrato che i sistemi di automazione già presenti nella maggior parte dei grandi edifici commerciali consentirebbero di ridurre i costi di installazione degli strumenti di controllo che sono alla base di molti programmi di DR. Lo studio effettuato da Salo et al. [73] in un edificio per uffici, in Finlandia, ha evidenziato come il carico per il riscaldamento possa essere incrementato del 104 % e diminuito del 47 %, agendo, durante l'evento di DR, sui termostati dei radiatori. In uno studio condotto da Wang et al. [74] è stata calcolato in 220 MW (corrispondente ad un valore compreso tra il 68,7 % e l' 82,4% della domanda di picco) la riduzione del carico dei sistemi di raffrescamento degli edifici commerciali di Hong Kong, quando la temperatura dell'aria interna è aumentata di 3 K per 30 minuti. Kirby et al. [75] hanno evidenziato che il controllo dei carichi dovuti al riscaldamento/raffrescamento, o refrigerazione/congelazione, è in grado di ridurre la potenza impegnata fino al 37%. Per ciò che attiene ai sistemi di raffrescamento, i condizionatori presenti negli edifici commerciali rappresentano quasi il 45% del picco di domanda in California [76] e circa il 30-40% del picco di domanda in Australia [77]. Il carico di picco può essere ridotto anche mediante strategie quali il preraffrescamento e preriscaldamento. Il preraffrescamento e il preriscaldamento prevedono, rispettivamente, una riduzione della temperatura in estate, e un innalzamento della temperatura in inverno, rispetto alla temperatura dell'aria interna utilizzata usualmente, prima che si verifichino i periodi di picco di carico. Xu et al. [78], hanno condotto uno studio da cui è emerso che il preraffreddamento di un edificio per uffici a Santa Rosa, in California consente di

ridurre dell'80 % il carico di picco nella fascia oraria compresa tra le ore 14:00 e le ore 17:00 senza alcuna incidenza sul comfort degli occupanti. Gli effetti sulla riduzione del carico di picco dovuti alla simultanea applicazione di strategie di preraffreddamento e variazione della temperatura dell'aria interna sono state studiate da Li et al. [79].

- Anche i carichi elettrici dovuti all'illuminazione possono essere adeguatamente controllati [81]. In tal senso alcuni studi hanno evidenziato il contributo potenziale apportato. In [80], ad esempio, sono evidenziati gli effetti della variazione della temperatura di colore correlata (CCT) sulla riduzione della potenza assorbita dall'illuminazione in un ufficio a Napoli.

4.1.3. Utente residenziale

Come evidenziano nel Capitolo 2, gli utenti degli edifici residenziali possono fornire risorse utili a risolvere le problematiche della rete riducendo il carico autonomamente, in risposta ai segnali di prezzo, o affidandosi a sistemi automatizzati di controllo dei carichi [10].

In ambito residenziale, la flessibilità può essere apportata con la gestione dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento e delle restanti alle apparecchiature elettriche.

In linea con la classificazione data in letteratura [82, 83], che suddivide, essenzialmente, le apparecchiature elettriche in 1) carichi controllabili mediante termostato e 2) carichi non controllabili mediante termostato, le strategie adottate per modificare il profilo di consumo degli utenti residenziali includono:

- 1) l'interruzione momentanea dei carichi (pompe di calore per la climatizzazione estiva e invernale, scaldacqua elettrici);
- 2) il differimento o anticipazione dei carichi (lavatrici, lavastoviglie, asciugatrici);
- 3) la modulazione dei carichi mediante termostato (pompe di calore per riscaldamento, pompe di calore per il condizionamento).

I carichi elettrici dovuti all'illuminazione e agli usi cucina, sono, in generale, considerati carichi non flessibili, perché una loro variazione potrebbe incidere considerevolmente sulle abitudini degli occupanti creando disagio.

Molti studi e programmi di DR hanno analizzato le potenzialità delle suddette strategie applicate a differenti carichi flessibili.

- Klassen et al. [84] hanno eseguito una sperimentazione presso 188 famiglie nei Paesi Bassi, al fine di valutare il carico flessibile delle lavatrici sia per effetto di azioni di DR manuali da parte degli utenti che in presenza di azioni automatizzate. Lo studio ha dimostrato che le azioni automatizzate di DR, maggiormente efficaci rispetto a quelle

manuali, hanno consentito di posporre il 31% del carico verso le ore serali. Uno studio sperimentale condotto su 77 famiglie nei Paesi Bassi, Kobus et al. [85] ha evidenziato che il potenziale carico differibile delle lavatrici è acquisibile solo dal 14 % degli utenti, per quanto la finestra temporale resa disponibile per effettuare le azioni di DR, fosse di 24 ore. Il potenziale di riduzione dei carichi per effetto di un programma flessibile adottato in circa 300 famiglie ad Austin, in Texas, basato sui segnali inviati dalla rete a lavatrici, veicoli elettrici e serbatoi di stoccaggio dell'acqua, è stato oggetto dello studio condotto da Afzalan et al. [86]. Dallo studio è emerso che appena il 20% dei partecipanti domestici è in grado di fornire una riduzione del carico di picco di circa 160 MWh durante un evento di DR di 2 ore.

- I condizionatori costituiscono la parte rilevante del carico di picco in molti paesi e, pertanto, sono oggetto di particolare attenzione nei programmi di DR. Ad esempio, nell'Australia del Sud, i condizionatori sono utilizzati dal 90% delle famiglie [87] rappresentando nel New South Wales, il 20-25% del carico di picco complessivo per Ausgrid, il principale distributore di energia elettrica del [88].
- Gli scaldacqua elettrici, anche per la possibilità di accumulare energia elettrica in eccesso sotto forma di energia termica (acqua calda) possono offrire risorse adeguate modificando i diagrammi di prelievo/immissione di energia dell'edificio. Quindi, è una tipologia di carico che può essere interrotto temporaneamente e successivamente riattivato. Gli effetti positivi, evidenziati da più studi [89,90], sono quantificati una in rendite annua, per gli utenti degli Stati Uniti, che, in condizioni ottimali, possono raggiungere i 200 \$, ripagando la spesa iniziale per l'installazione e l'acquisto di scaldacqua e sistema di controllo in 5 anni. In Oregon, la società Portland General Electric offre agli utenti residenziali un premio annuo di 20 \$ per la partecipazione ad un programma che prevede l'installazione gratuita di un dispositivo di controllo dello scaldacqua elettrico [91].

Le potenzialità degli scaldacqua elettrici sono state utilizzate anche per l'acquisizione di risorse ausiliare (regolazione della frequenza) in Minnesota [92] e Hawaii [93]. Nello studio effettuato da D'hulst et al. [94], ad esempio, il carico flessibile degli scaldacqua, è stato analizzato in oltre 180 famiglie in Belgio. Gli interventi di controllo automatizzato hanno consentito di ottenere livelli di carico flessibile differibile, in diversi momenti della giornata, variabili tra il 30% e il 50%.

4.2. L'importanza di valutare la flessibilità

I programmi di DR hanno ottenuto, in generale, un tiepido riscontro. L'effettivo contributo in termini di flessibilità apportata dai programmi di DR basati su segnali di variazione del prezzo dell'energia, non è, attualmente, definito realisticamente. Infatti, in tutti questi programmi la flessibilità è mostrata in funzione dell'entità del prezzo e, quindi, non è strettamente connaturata al tipo di sistema impiegato per modificare il carico. Gli stessi programmi di controllo diretto del carico, proprio perché prevedono una gestione dei consumi nel tempo, solo apparentemente sembrano più versatili dei programmi di controllo indiretto del carico. Infatti, anch'essi, dovendosi affidare a dati difficilmente reperibili, richiedono ulteriori studi che quantifichino la flessibilità erogata. In tal senso, le metodologie utilizzate per valutare la flessibilità, saranno descritte, nel paragrafo 4.3. Momentaneamente, ci si limita a rilevare che, sebbene gli studi menzionati nel precedente paragrafo attestino l'esistenza della flessibilità e la conseguente potenzialità nell'apportare un contributo alle esigenze della rete, ancora sussistono condizioni che limitano la diffusione dei programmi di DR e la predisposizione degli utenti ad azioni di DR, al punto che neanche l'incentivo economico è in grado, da solo, ad indurli ad aderire ai contratti offerti [95]. Una di queste condizioni è rappresentata dal timore di discomfort. E' plausibile ritenere che una quantificazione del livello di flessibilità in relazione ad un'analisi contestuale di tutti gli aspetti coinvolti, possa bypassare le problematiche legate al rischio di discomfort e consentire, conseguentemente, l'impiego adeguato delle risorse. In quest'ottica, anche i progetti pilota che, come ampiamente rilevato nel Capitolo 3, sono promossi e predisposti da Terna ed ARERA con l'obiettivo di sperimentare le potenzialità della domanda in forma aggregata di Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC) e Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), trattano parzialmente la questione. Per quanto apprezzabili nell'intento di abilitare le UC alla partecipazione al MSD, i progetti pilota, infatti, forniscono, esclusivamente, prescrizioni di natura tecnica che attengono:

- alla potenza minima da rendere disponibile;
- ai tempi minimi di fornitura della risorsa;
- al prezzo massimo di remunerazione.

Questo approccio svincolato dal cuore del problema determina, inevitabilmente, incertezza tra i potenziali soggetti aggregatori che, ragionevolmente mossi dall'idea di guadagni economici, non dispongono di informazioni sulle reali disponibilità energetiche delle UC presenti nel loro portafoglio.

Sia i programmi di DR che i progetti pilota, in sostanza, sono avulsi dall'aspetto centrale del problema, ossia la valutazione della flessibilità energetica. In termini di efficacia dei programmi di DR, la valutazione preliminare della flessibilità sarebbe dirimente, perché consentirebbe di confezionare programmi di DR in funzione delle effettive risorse flessibili a salire (riducendo il prelievo) e, a scendere (incrementando il prelievo), con ricadute economiche positive sia sugli utenti finali che sugli aggregatori. Anche Terna trarrebbe vantaggio dalla presenza sul MSD delle risorse lato domanda, per la maggiore convenienza economica della negoziazione che, attualmente, come evidenziato nel Capitolo 1, è soggetta ad un'inefficace monopolio delle centrali termoelettriche. Inoltre, la flessibilità costituisce un fattore determinante anche nella valutazione delle performance dell'edificio, divenendo oggetto di specifico interesse, come descritto nel seguente paragrafo, anche da parte della normativa europea di riferimento.

4.2. "Smart Readiness Indicator"

La flessibilità energetica rappresenta uno dei tre ambiti di applicazione chiave individuati dalla "Energy Performance of Building Directive" (EPBD) [96], emanata nel 2018 per valutare la predisposizione all'intelligenza dell'edificio. In particolare, indicando, in forma, ancora, facoltativa, l'applicazione di uno specifico indice, denominato "Smart Readiness Indicator" (SRI), standardizzato per tutti i paesi europei, la direttiva sottolinea l'urgenza di caratterizzare gli edifici, in relazione alla loro capacità di interagire con la rete e di fornire le risorse necessarie.

Nello studio, di cui la prima parte è stata completata nel 2018 e la seconda parte è attualmente in corso, sono fornite indicazioni concernenti le modalità di definizione dell'indice, da calcolare secondo tre modalità (semplificata, valutazione di esperti, metodo monitorato/misurato). A partire dai tre ambiti di applicazione chiave che l'indicatore deve esprimere, ossia 1) predisposizione dell'edificio all'efficienza energetica attraverso l'inserimento di fonti rinnovabili, 2) predisposizione dell'edificio ad adattarsi alle richieste degli occupanti mantenendo condizioni di benessere all'interno degli ambienti, 3) predisposizione dell'edificio a fornire flessibilità energetica alla rete adattandosi alle sue esigenze, sono definite 10 categorie che includono (Fig. 4.1):

- riscaldamento;
- raffrescamento;
- acqua calda;
- ventilazione;

- illuminazione;
- involucro dinamico dell'edificio;
- generazione da fonti rinnovabili;
- demand side management;
- ricarica elettrica dei veicoli;
- monitoraggio e controllo.

A cascata, per ciascuna delle categorie sono definiti gli specifici servizi (Tavv. 4.1 - 4.4), e il relativo livello funzionale espresso con un punteggio variabile, che nel metodo semplificato, varia da 0 (nessun servizio) a 1 (livello basso), 2 (livello medio) e 3 (livello alto) (Tav. 4.5).

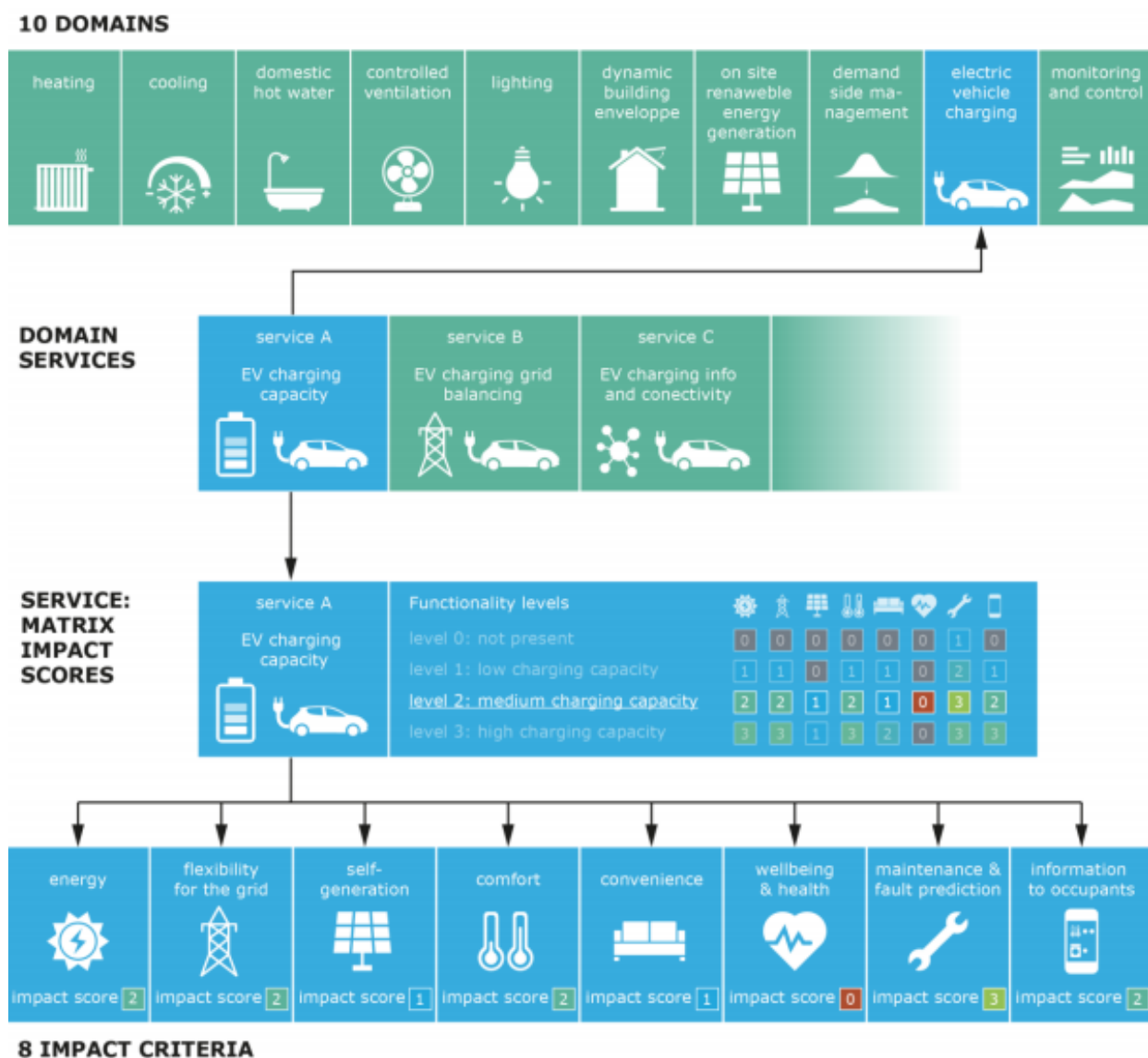


Fig. 4.1. Categorie individuate dalla EPB

Tav. 4.1. Elenco dei servizi: riscaldamento

Code	Service	Maximum functionality level
Heating-1a	Heat emission control	4
Heating-1b	Emission control for TABS (heating mode)	3
Heating-1c	Control of distribution network hot water temperature (supply or return) - Similar function can be applied to the control of direct electric heating networks	2
Heating-1d	Control of distribution pumps in networks	4
Heating-1e	Intermittent control of emission and/or distribution - One controller can control different rooms/zones having same occupancy patterns	3
Heating-1f	Thermal Energy Storage (TES) for building heating	2
Heating-1g	Building preheating control	2
Heating-2a	Heat generator control (for combustion and district heating)	2
Heating-2b	Heat generator control (for heat pumps)	3
Heating-2c	Sequencing of different heat generators	3
Heating-3	Report information regarding heating system performance	4

Tav. 4.2. Elenco dei servizi: raffrescamento

Code	Service	Maximum functionality level
Cooling-1a	Cooling emission control	4
Cooling-1b	Emission control for TABS (cooling mode)	3
Cooling-1c	Control of distribution network chilled water temperature (supply or return)	2
Cooling-1d	Control of distribution pumps in networks	4
Cooling-1e	Intermittent control of emission and/or distribution	3
Cooling-1f	Interlock between heating and cooling control of emission and/or distribution	2
Cooling-1g	Control of Thermal Energy Storage (TES) operation	2
Cooling-2a	Generator control for cooling	2
Cooling-2b	Sequencing of different cooling generators	3
Cooling-3	Report information regarding cooling system performance	4

Tav.4.3. Elenco dei servizi: acqua calda

Code	Service	Maximum functionality level
DHW-1a	Control of DHW storage charging (with direct electric heating or integrated electric heat pump)	2
DHW-1b	Control of DHW storage charging (using heat generation)	3
DHW-1d	Control of DHW storage charging (with solar collector and supplementary heat generation)	3
DHW-3	Report information regarding domestic hot water performance	4

Tav. 4.4. Elenco dei servizi: ventilazione

Code	Service	Maximum functionality level
CV-1a	Supply air flow control at the room level	3
CV-1b	Adjust the outdoor air flow rate	3
CV-1c	Air flow or pressure control at the air handler level	4
CV-2a	Room air temp. control (all-air systems)	2
CV-2c	Heat recovery control: prevention of overheating	1
CV-2d	Supply air temperature control	3
CV-3	Free cooling	3
CV-6	Reporting information regarding IAQ	3

Tav. 4.5. Elenco dei servizi: illuminazione, illuminazione, involucro dinamico dell'edificio, generazione da fonti rinnovabili, demand side management, ricarica elettrica dei veicoli al monitoraggio e controllo

Code	Service	Maximum functionality level
Lighting-1a	Occupancy control for indoor lighting	3
Lighting-2	Control artificial lighting power based on daylight levels	4
DE-1	Window solar shading control	4
DE-2	Window open/closed control, combined with HVAC system	3
EG-2	Local energy generation information	4
EG-3	Storage of locally generated energy	3
EG-4	Optimizing self-consumption of locally generated energy	2
EG-5	CHP control	1
DSM-18	Smart Grid Integration	1
DSM-19	DSM control of equipment	4
DSM-21	Reporting information regarding DSM	2
DSM-22	Override of DSM control	3
EV-15	EV charging capacity	3
EV-16	EV grid balancing	2
EV-17	EV charging information and connectivity	2
MC-3	Run time management of HVAC systems	3
MC-4	Detecting faults of technical building systems and providing support to the diagnosis of these faults	2
MC-9	Occupancy detection: connected services	2
MC-13	Feedback - Reporting information	3

Una volta definito il livello funzionale del servizio, ne viene valutato l'impatto per ciascuno di otto predefiniti campi: energia risparmiata, flessibilità della rete e dell'accumulo, comfort, convenienza, salute, manutenzione e informazioni per gli occupanti. Il valore definitivo di SRI è ricavato come rapporto del punteggio calcolato per ciascuna categoria

e il punteggio massimo ottenibile. L'indice può essere espresso in forma percentuale, con un valore numerico o in forma di etichetta (Fig. 4.2).



Fig. 4.2. Rappresentazione grafica del SRI in relazione all'attuale metodo di classificazione energetica degli edifici

Al di là dell'intento meritorio di contrapporre ad una concezione di efficienza energetica di tipo statico, una concezione di tipo dinamico, la procedura proposta mostra come, in ambito normativo europeo, manchi una metodologia per valutare la flessibilità. Sebbene, infatti, la suddetta direttiva europea affidi alla flessibilità energetica, intesa come grado di interazione dell'edificio con la rete, un ruolo rilevante e determinante per configurare edifici sempre più intelligenti, tuttavia, nessuna indicazione viene data, allo stato attuale dei lavori, circa la modalità di calcolo per la sua quantificazione. Le prescrizioni attengono, esclusivamente, a valutazioni generiche volte a definire quanto l'edificio sia vicino o lontano dall'essere completamente intelligente. Pertanto, anche in vista di una inclusione dell'indice di flessibilità negli standard di performance degli edifici, in modo da consentire una visione esaustiva delle prestazioni degli edifici, è necessario quantificare la flessibilità. Tuttavia, in linea con la normativa europea, anche gli studi presenti in letteratura, di seguito descritti, dimostrano quanto la flessibilità degli edifici sia di difficile valutazione.

4.3. Modalità di calcolo della flessibilità

Molti degli studi presenti in letteratura, tra cui anche quelli indicati nel paragrafo 4.2, sono volti a misurare gli effetti di specifiche strategie di controllo dei carichi in singoli casi studio o in contesti più ampi. Come già anticipato nel paragrafo 4.1, qualunque sia il metodo di gestione del carico diretto, (rule-based control [97,98] e model predictive control [99-102]) e indiretto, è indispensabile fare riferimento a dati di consumo degli utenti. Come dettagliatamente descritto nel Capitolo 2, la flessibilità, sia essa positiva che negativa, è ottenuta conseguentemente ad una variazione del profilo di carico degli utenti. Pertanto, la quantificazione della flessibilità richiede un calcolo del profilo di consumo base, da utilizzare come riferimento per confrontarlo con il profilo di consumo ottenuto a seguito di azioni di DR.

Come da orientamento in letteratura [103], una modalità per esprimere la flessibilità è rappresentata dall'utilizzo di un indice $\Psi(t)$ calcolato con la seguente relazione:

$$\Psi(t) = \frac{F_{flex,t}}{P_{base,t}(t)}$$

in cui $F_{flex,t}$ è il carico flessibile e $P_{base,t}(t)$ è il carico di riferimento degli edifici nel periodo considerato.

Quando ci si riferisce ad un singolo appartamento, è più semplice acquisire le informazioni relative ai dispositivi installati, alle abitudini degli occupanti o alle caratteristiche dell'involucro edilizio. I risultati, comunque, non sono generalizzabili. Viceversa, quando i contesti analizzati sono più ampi, interessando quartieri, città o anche continenti, la caratterizzazione del profilo di consumo base necessita di dati ad oggi non facilmente ottenibili se non attraverso un cambio di paradigma nell'approccio al mercato dell'energia da parte degli utilizzatori, a vari livelli.

La maggior parte delle metodologie utilizzate per caratterizzazione il profilo di consumo, implicano un approccio di tipo stocastico che, essendo basato sulla variabilità dei dati di input, fornisce risultati in termini di probabilità a partire dalla conoscenza di fattori socioeconomici e demografici. Sulla base dei comportamenti tipici delle famiglie e delle prestazioni dei dispositivi elettrici vengono, infatti, definiti i profili di potenza e i profili di probabilità di attivazione cumulata dei vari dispositivi. Pertanto, è necessario acquisire le seguenti informazioni:

- dati relativi alla diffusione degli elettrodomestici e dei dispositivi elettrici;
- dati statistici sulle frequenze settimanale di utilizzo;
- dati statistici sulle frequenze orarie di utilizzo;
- andamenti temporali delle potenze richieste per ciclo di funzionamento e durata dei cicli;
- consumi in stand-by dei singoli elettrodomestici;
- uno o più profili di potenza, rappresentanti l'andamento temporale della potenza assorbita o erogata dall'istante di attivazione a quello di disattivazione;
- frequenza di utilizzo giornaliero (numero di volte che il dispositivo viene utilizzato in 24 ore);
- frequenza di utilizzo settimanale (numero di volte che il dispositivo viene utilizzato durante la settimana).

I profili di potenza dei dispositivi possono essere ottenuti da indagini statistiche o dalla letteratura. Sia i profili di potenza che quelli di probabilità possono variare con il paese di riferimento (per le differenti abitudini di vita, diverse condizioni climatiche, differenti dispositivi), con la stagione e con il particolare giorno della settimana. Uno tra gli algoritmi utilizzati, si basa sul processo di estrazione Monte Carlo [104] che, seguendo la distribuzione di probabilità, consente di valutare il comportamento elettrico medio dell'utente. In alternativa a questo approccio, nel Capitolo 5 verrà descritto un metodo basato sullo studio dell'interazione edificio-impianto-utente, che utilizza informazioni facilmente reperibili.

CAPITOLO 5. EFFETTI DELLE CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE DEGLI EDIFICI SULLA FLESSIBILITA' DELLE POMPE DI CALORE PER IL RAFFRESCAMENTO

5.1. Inquadramento della problematica

Come già evidenziato nel capitolo precedente, il timore di discomfort costituisce uno degli aspetti che incidono maggiormente sull'efficacia dei programmi di DR. In tal senso, gli impianti di raffrescamento e riscaldamento, essendo deputati a soddisfare il benessere termo-igrometrico degli occupanti, rivestono un ruolo prioritario. Contestualmente, la possibilità di modularne la potenza o di interromperne temporaneamente il funzionamento, alimenta aspettative ottimistiche sui sistemi di riscaldamento e raffrescamento e sulla flessibilità che possono fornire. Poiché il potenziale di flessibilità delle pompe di calore per la climatizzazione estiva e invernale, in ambito residenziale, dipende dalle prestazioni dell'edificio e degli impianti, e pertanto, implica una valutazione basata su approccio olistico in grado di contemplare simultaneamente i molteplici aspetti, quali:

- le condizioni climatiche del sito;
- le caratteristiche termiche dell'involucro edilizio;
- la localizzazione dell'appartamento nell'edificio;
- il comfort termico degli occupanti.

La domanda crescente di energia elettrica per il raffrescamento rende le pompe di calore potenzialmente una risorsa utile ai programmi di DR.

Al fine di valutare correttamente il potenziale di flessibilità che gli impianti di raffrescamento possono fornire a livello di quartiere, è necessario calcolare il profilo di consumo base dell'utenza, in maniera da poterlo confrontare adeguatamente con il consumo di elettricità conseguente all'azione di DR. Il calcolo del profilo di consumo base richiede calcoli complessi dovuti al comportamento dinamico e non lineare degli impianti di condizionamento. Molti studi in letteratura si limitano a definire la flessibilità dei condizionatori mediante la misurazione degli effetti di specifiche strategie di controllo della temperatura di set-point. Come già evidenziato nei capitoli precedenti, sebbene questi studi dimostrino che un potenziale di flessibilità erogabile da parte dei condizionatori esista, tuttavia i risultati non possono essere generalizzati per valutare il potenziale di flessibilità a scala urbana. Inoltre, i programmi di DR attuati da molti paesi per indurre l'utente a modificare i suoi consumi in risposta a segnali di prezzo o ad incentivi, raramente considerano il ruolo cruciale che il comfort termico e la localizzazione dell'appartamento

nell'edificio rivestono. Anche in Italia, le prescrizioni a cui devono attenersi le UVA, fanno esclusivamente riferimento:

- 1) alla flessibilità minima (1MW) che deve essere fornita;
- 2) al periodo di tempo in cui deve essere garantita tale flessibilità;
- 3) al tipo di remunerazione.

Nulla è indicato circa le effettive risorse di cui ciascuna UVAC può potenzialmente disporre in funzione delle caratteristiche costruttive dell'edificio o del contesto climatico di riferimento, lasciando agli aggregatori l'onere di gestire il portafoglio senza precise indicazioni circa gli effettivi profili di carico che, invece, sono necessari per differenziare i programmi di DR e renderli efficaci. L'assenza di una preliminare analisi adeguata a descrivere l'interazione edificio-impianto per la valutazione del potenziale di flessibilità, incide drasticamente sulla effettiva partecipazione ai programmi di DR e, conseguentemente, sulla attuazione dei concetti di DR in ambito residenziale.

L'interazione edificio-impianto sarà, di seguito, affrontata per valutare gli effetti delle caratteristiche costruttive degli edifici sulla flessibilità delle pompe di calore per il raffrescamento.

5.2. Metodologia applicata ai casi studio

Come accennato in precedenza, le condizioni climatiche, la capacità dell'involucro edilizio di attenuare e sfasare la radiazione solare e i carichi interni concorrono a modificare le prestazioni degli impianti, che, notoriamente, sono caratterizzati da un comportamento non lineare che dipende anche dalla temperatura esterna e dalla temperatura interna. Al fine di valutare correttamente la potenza assorbita dai sistemi di raffrescamento in ambito-residenziale, e, quindi, la flessibilità fornita, è indispensabile un'analisi contestuale di tutti gli ambiti coinvolti. In particolare, il calcolo della flessibilità non può prescindere dal considerare, a monte degli effetti delle caratteristiche termiche degli edifici e del tipico funzionamento degli impianti, il ruolo prioritario rivestito dal comfort degli occupanti. Le azioni di DR, per essere proficue, infatti, non possono esulare dal garantire, durante la loro attivazione, livelli di benessere termico adeguati, per quanto diversi dalle condizioni in assenza di azioni di DR. Pertanto, assumendo il comfort come elemento accentratore e distributore dell'analisi, gli scenari di flessibilità dovuti all'azione di regolazione del set point di temperatura sono stati definiti, nel caso studio oggetto del presente capitolo, considerando i limiti ammissibili indicati da ASHRAE (Fig. 5.1) [105]. In particolare, sono stati considerati:

- uno scenario, con temperatura dell'aria interna pari a 24°C, utilizzato come riferimento per definire il baseload dei condizionatori.
- due scenari, con temperatura dell'aria interna, rispettivamente, di 26°C e 28°C, definiti per identificare i profili di carico a seguito delle azioni di DR.

La flessibilità è stata calcolata applicando una specifica metodologia agli edifici del Sud-Italia, ha previsto i seguenti step:

- 1) calcolo dei carichi termici;
- 2) calcolo della taglia delle pompe di calore;
- 3) calcolo del profilo baseload;
- 4) calcolo dei profili di consumo a seguito delle azioni di regolazione della temperatura;
- 5) confronto tra il baseload e i profili di consumo a seguito delle azioni di DR.

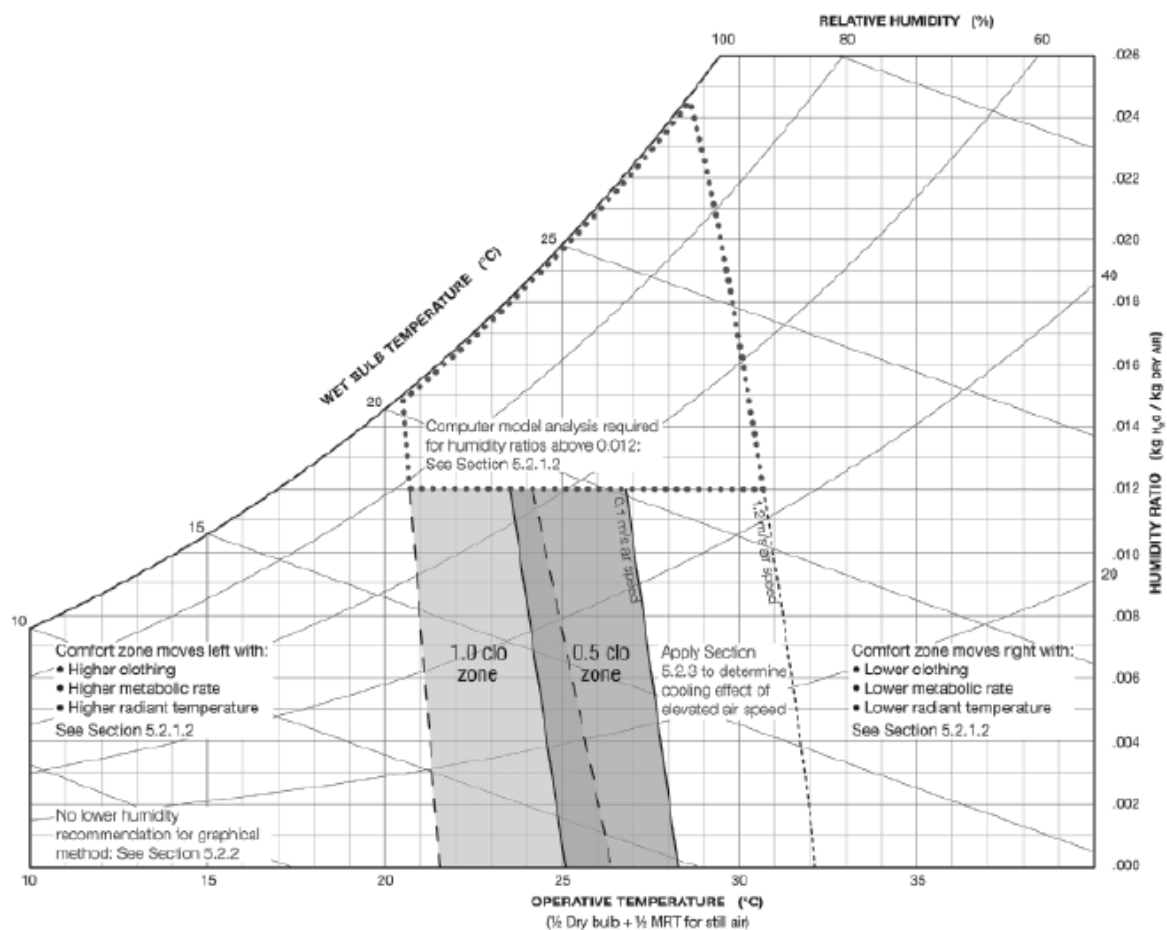


Fig. 5.1. Intervalli accettabili di temperatura operativa e umidità per gli ambienti, (1.1 met; 0.5 e 1 clo) (Fonte ASHRAE).

del piano terra, piano intermedio e ultimo piano degli edifici descritti, in dettaglio, nel paragrafo 5.3. sono descritti gli edifici. Nel paragrafo 5.4. è analizzato il calcolo dei carichi termici estivi. Il paragrafo 5.5. descrive il dimensionamento dei sistemi di raffrescamento. I paragrafi 5.6. e 5.7. presentano le procedure per determinare i profili di consumo in assenza e in presenza di azioni di DR. Infine nel paragrafo 5.8. sono mostrati i risultati del calcolo della flessibilità.

5.3. Descrizione degli edifici

Per le finalità dello studio, è stato analizzato il contesto urbano di Palermo. In dettaglio, sono stati presi in considerazione:

- gli edifici costruiti negli anni '30 (Edifici Antichi), prevalentemente caratterizzati da tre piani fuori terra distribuiti attorno ad una corte chiusa o aperta (Fig. 5.2).

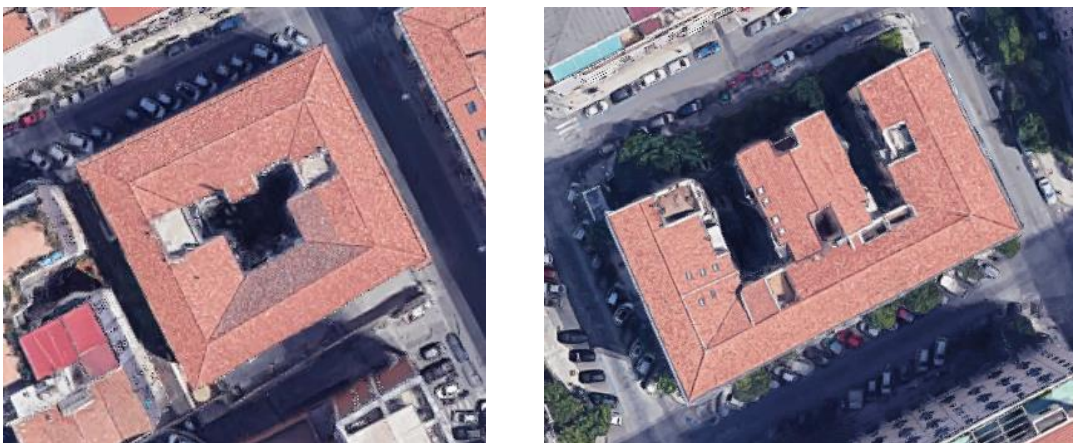


Fig. 5.2. Tipici edifici a corte chiusa e aperta costruiti negli anni '30 a Palermo
(Fonte Google Maps).

La struttura degli edifici è realizzata in muratura portante con spessore variabile fra i 30 e i 60 cm e distanza tra i muri di circa 4-5 m. Ogni piano degli edifici presenta due appartamenti. La superficie degli appartamenti è variabile e compresa tra i 150-170 m². L'altezza dei vani è 4 m. La distribuzione interna degli appartamenti include: 5 camere, cucina e bagno lontani dall'ingresso e ulteriormente disimpegnare da un corridoio centrale (Fig. 5.3).

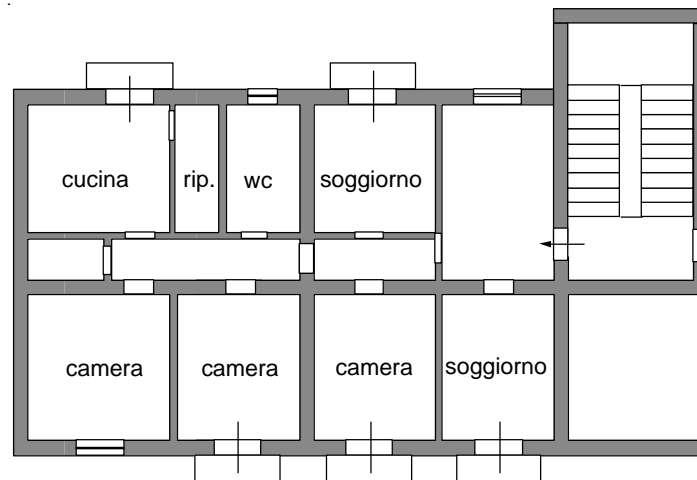


Fig. 5.3. Planimetria dell'appartamento tipo degli Edifici Antichi a Palermo

- Gli edifici costruiti negli anni '70 (Edifici Moderni), tipicamente realizzati con struttura in calcestruzzo di cemento armato. La superficie media degli appartamenti è di circa 160 m². Gli appartamenti presentano un ampio soggiorno, tre camere da letto e due bagni (Fig. 5.4). L'altezza dei vani è 2,90 m.

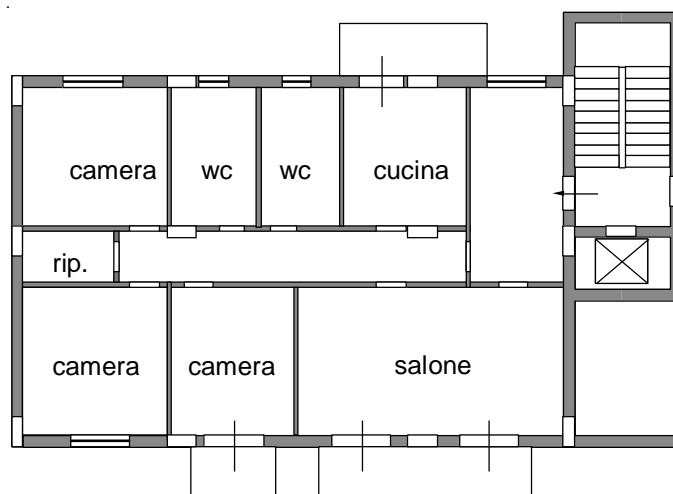


Fig. 5.4. Planimetria dell'appartamento tipo degli Edifici Moderni a Palermo

- Gli edifici passivi (Edifici Nuovi) progettati secondo i criteri di efficienza energetica, che, come definiti dalla vigente normativa [106], prevedono, per la zona climatica di riferimento, i valori massimi di trasmittanza termica indicati nella Tav.5.1. Gli appartamenti degli edifici passivi hanno una disposizione interna (Fig. 5.5) simile a quella degli appartamenti degli Edifici Antichi e Moderni. L'altezza dei vani è 2,90 m.

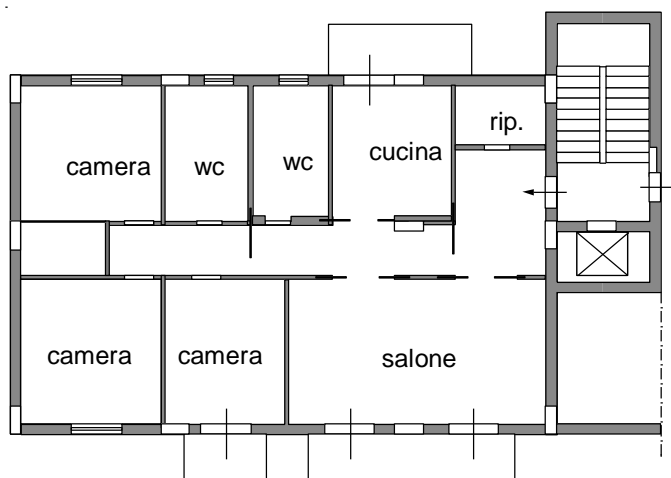


Fig. 5.5. Planimetria dell'appartamento degli Edifici Nuovi a Palermo
Tav. 5.1. Valori massimi di trasmittanza termica per gli edifici passivi a Palermo

Coefficiente di trasmissione termica complessivo [W/m²K]			
Muri	Tetti	Pavimenti	Finestre
0.45	0.38	0.46	3.20

5.4. Calcolo dei carichi termici

Il calcolo dei carichi termici per il raffrescamento estivo è stato effettuato con il metodo delle Serie Radiative Temporal, proposto da ASHRAE [107]. In linea con gli scenari assunti, metodo è stato utilizzato per calcolare l'effettivo carico termico da rimuovere istantaneamente al fine di mantenere le condizioni di temperatura interna, pari a 24 °C, 26 °C e 28 °C, prefissate per tutto il periodo estivo. Basandosi sull'ipotesi di regime periodico stabilizzato, con l'applicazione del metodo sono stati determinati: 1) gli effetti dovuti al ritardo di trasferimento del calore per conduzione, attraverso le pareti e il tetto, che sono imputabili allo sfasamento e all'attenuazione della radiazione solare e 2) gli effetti del ritardo nella conversione dell'energia radiativa del sole e di tutti i carichi interni, (apparecchi elettrici, illuminazione, persone). La procedura prevede:

- 1) il calcolo di tutti gli apporti di calore per conduzione;
- 2) la suddivisione degli apporti di calore per conduzione in una parte convettiva e una parte radiativa di tali apporti secondo percentuali definite dall'ASHRAE;
- 3) il calcolo degli apporti di calore radiativi.

Per effettuare un confronto realistico tra gli appartamenti degli edifici Antichi, Moderni e Nuovi, la superficie interna lorda considerata è pari a 152 m², con dimensioni pari a 15,2 m x

10,0 m. Per tutti gli edifici è stato scelto un orientamento dell'asse longitudinale NE-SW, con le camere prospicienti sud-est.

Inoltre, al fine di verificare gli effetti delle caratteristiche costruttive, (in relazione alla localizzazione dell'appartamento nell'edificio) sulla flessibilità degli impianti, i carichi termici sono stati calcolati per ogni stanza degli appartamenti di piano terra, piano intermedio e piano ultimo. Le rientrate di calore sono state calcolate in accordo alle caratteristiche dell'involucro (muri e finestre), riportate in Tav. 5.2. I dati di calcolo per ciascun vano degli appartamenti degli Edifici Antichi, Moderni e Nuovi, sono riportati in Appendice A. Sono stati considerati, inoltre, gli effetti della presenza degli occupanti, dell'illuminazione, dei dispositivi elettrici. Un ricambio d'aria pari a 11,00 l/s è stato considerato per persona. Infine, i calcoli sono stati effettuati per il tipico giorno estivo (9 agosto) utilizzando i dati meteorologici (temperatura dell'aria, radiazione solare diretta e diffusa) forniti dall'Osservatorio Astronomico di Palermo per l'anno meteorologico tipo [108].

5.4.1. Calcolo degli apporti di calore per conduzione

In linea con le prescrizione del metodo ASHRAE, per calcolare il trasferimento di calore per conduzione attraverso le pareti dei singoli vani, e, quindi, gli effetti dello sfasamento e dell'attenuazione della radiazione solare, sono state utilizzate, le serie di fattori temporali di conduzione (CTS). Poiché i fattori temporali di conduzione forniti da ASHRAE si riferiscono a tipologie di muri e tetti caratterizzati da materiali differenti da quelli utilizzati nei sistemi costruttivi degli edifici del Sud Italia, si è scelto, come peraltro indicato da ASHRAE, di calcolare le CTS univocamente con il programma descritto da Lu e Fisher [109]. Pertanto, per ciascuna parete, le CTS sono state calcolate nelle 24 ore, in relazione alle caratteristiche dimensionali e alle proprietà termiche dei materiali delle strutture, così come elencate in Tav. 5.2. In dettaglio, le CTS hanno fornito la risposta termica periodica scalando nell'ora considerata e nelle 23 ore precedenti, i relativi contributi di flusso di calore calcolati, a loro volta calcolati in condizioni di regime stazionario, con la seguente relazione:

$$q_g = (c_0 + c_1 + c_2 + c_3 + \dots + c_{23})UA(t_{e,g-n} - t_{rc}) \quad (1)$$

dove

q_g è il flusso di calore per conduzione della parete nell'ora considerata (W);

c_0, c_1, \dots , è il fattore temporale di conduzione;

U è il coefficiente di trasmissione termica della parete;

A è la superficie della parete;

$t_{e,g-n}$ è la temperatura aria-sole n ore prima;

t_{rc} è la temperatura interna.

Con un foglio di calcolo appositamente predisposto in MS Excel, l'equazione (1) è stata calcolata per le restanti 23 ore, al fine di ottenere il profilo di apporto termico per conduzione nella giornata.

Tav. 5.2. Parametri della struttura degli edifici

	Struttura	Spessore [m]	Massa [kg/m²]	Coefficiente di trasmissione termica (W/m²K)
Edifici Antichi				
Parete esterna	Blocchi in tufo intonacati	0.35	450.0	0.748
Parete interna	Blocchi in tufo intonacati	0.14	192.0	1.495
Pavimento	Putrelle e laterizi	0.15	238.0	1.135
Tetto	Legno e tegole in laterizio	-	50.0	1.369
Finestra	Vetro singolo con infisso in legno	-	-	5.200
Edifici Moderni				
Parete esterna	Blocchi forati in calcestruzzo	0.25	380.0	1.847
Parete interna	Blocchi forati in calcestruzzo	0.12	186.9	2.544
Pavimento	Travetti in calcestruzzo di cemento e laterizi	0.24	427.0	1.377
Tetto	Travetti in calcestruzzo di cemento e laterizi	0.24	427.0	1.644
Finestra	Vetro singolo con infissi in alluminio	-	-	7.010
Edifici Nuovi				
Parete esterna	Blocchi in laterizio porizzato con isolamento (4 cm) e intonaco	0.31	262.6	0.418
Parete interna	Blocchi in laterizio porizzato e intonaco	0.14	150.0	1.353
Pavimento	Travetti in calcestruzzo e	0.29	428.3	0.455

	laterizi porizzati con isolante (5 cm) e piastrelle in ceramica			
Tetto	Travetti in calcestruzzo e laterizi porizzati con isolante (7 cm) e piastrelle in ceramica	0.31	428.8	0.375
Finestra	Doppio vetro con infissi in alluminio	-	-	3.200

Le CTS sono espresse in valori percentuali la cui somma nelle 24 ore è pari a 100. Nelle Fig.5.6, 5.7 e 5.8 sono rappresentate per ciascuna tipologia di edificio, le risposte temporali delle pareti attraversate dal flusso di calore, ossia la quantità di calore accumulato nella parete che viene dissipato all'interno dell'ambiente dopo un certo periodo di tempo. La copertura degli Edifici Antichi, ad esempio, restituisce la maggior parte dell'energia (40%) all'interno dell'ambiente dopo un'ora, mentre la copertura degli Edifici Moderni dissipa la percentuale maggiore di energia (8%) dopo 6 ore. Negli Edifici Nuovi la risposta termica più elevata (6%) è posticipata di 8 ore.

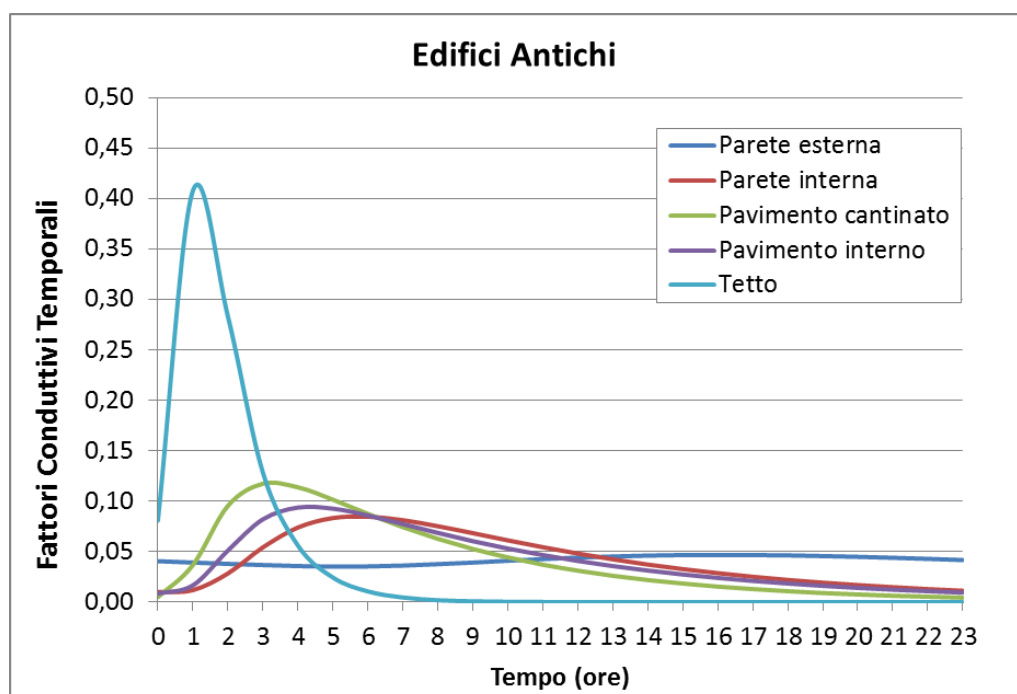


Fig. 5.6. Fattori conduttivi temporali per le pareti e pavimento degli Edifici Antichi

In generale, le strutture più pesanti e quindi con più alta inerzia termica, sono in grado di ritardare nel tempo e attenuare il processo di trasferimento del calore all'intero dell'ambiente, proprio perché in grado di accumulare il calore.

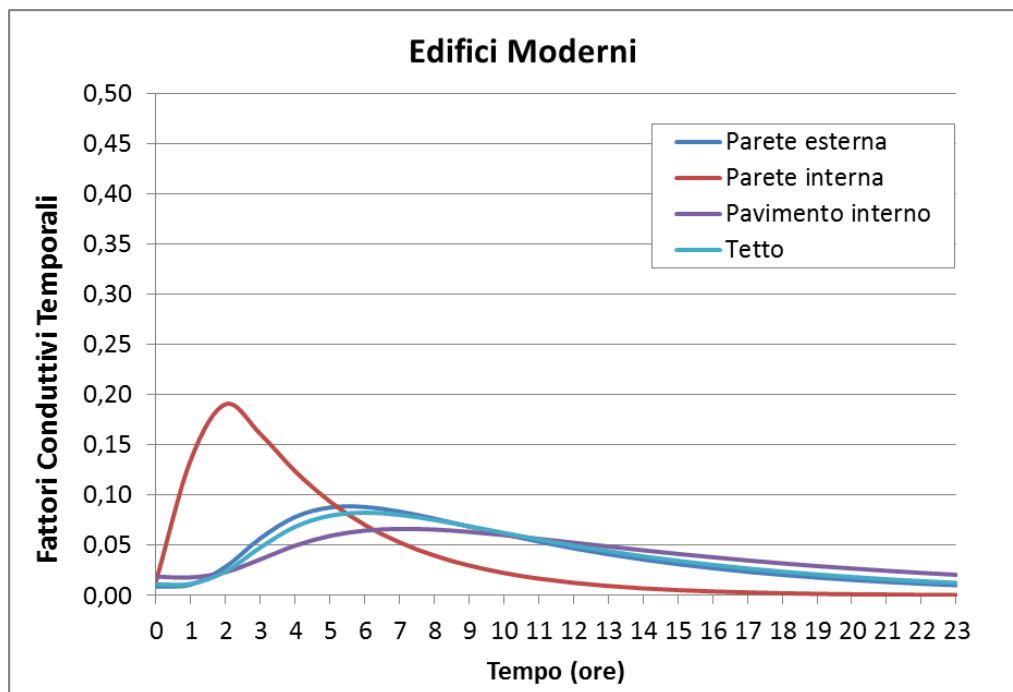


Fig. 5.7. Fattori conduttivi temporali per le pareti e pavimento degli Edifici Moderni

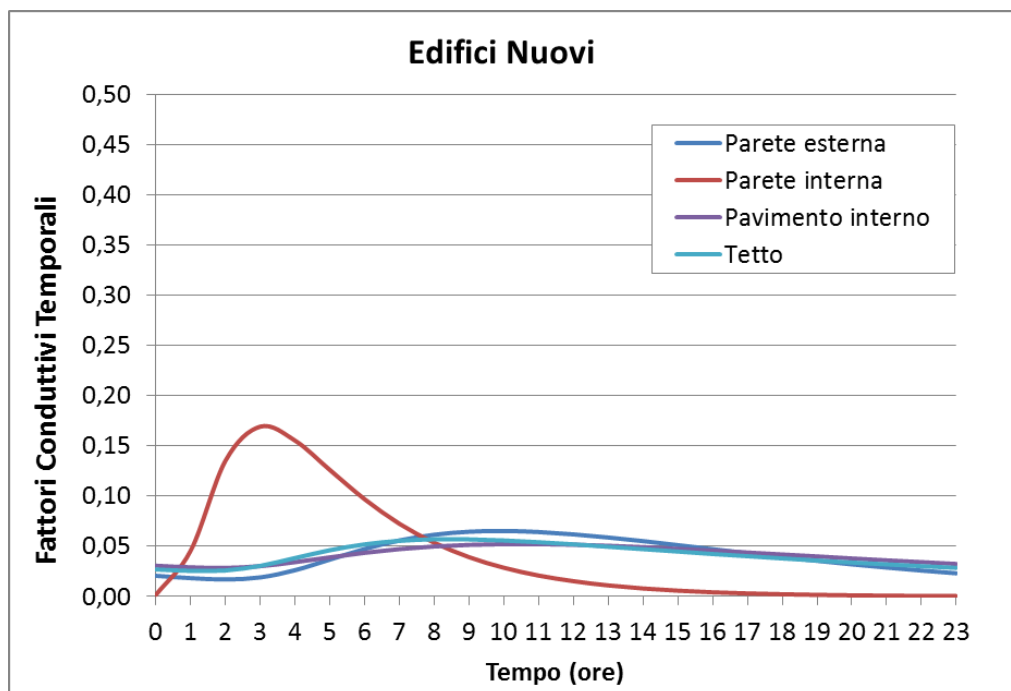


Fig. 5.8. Fattori conduttivi temporali per le pareti e pavimento degli Edifici Nuovi

5.4.2. Calcolo degli apporti convettivi e radiativi

In linea con le indicazioni fornite da ASHRAE, l'apporto di calore per conduzione precedentemente calcolato per le strutture opache, è stato suddiviso in una parte convettiva e in una parte radiativa, secondo le percentuali riportate in Tav. 5.3.

Tav. 5.3. Quote di suddivisione dei guadagni di calore per conduzione

Apporto di calore attraverso:	Quota radiativa (%)	Quota convettiva (%)
Muri e pavimenti	0.46	0.54
Tetto	0.60	0.40

La quota di calore trasferita dalla superficie all'ambiente per convezione, essendo un carico termico da rimuovere istantaneamente, non è soggetta ad alcuna ulteriore modifica. Viceversa, per la porzione radiativa, che è restituita per convezione successivamente, dopo essere stata assorbita da tutte le masse termiche, è necessario effettuare un calcolo specifico. In maniera analoga al processo utilizzato per calcolare di trasferimento del calore per conduzione, gli apporti radiativi come risposta termica nel tempo, sono stati definiti utilizzando le serie di fattori temporali radiativi (RTS). Anch'esse, suddivise in RTS solari (RTS), da applicare ai guadagni di calore direttamente trasmessi e in RTS non solari (NRTS), da applicare a tutti gli altri tipi di guadagni (persone, illuminazione, muri, tetti e solai), sono state univocamente calcolate, nelle 24 ore, mediante il programma descritto in [109]. In maniera simile ai CTS, anche le RTS e NRTS sono fornite da ASHRE in relazione alla consistenza della struttura (leggera, media, pesante). Tuttavia, per rappresentare più fedelmente il comportamento delle strutture in esame, le RTS e NRTS sono state calcolate con il programma descritto in [109]. In dettaglio, la conversione della porzione di guadagno radiativo in effettivo carico termico da rimuovere istantaneamente, è stata effettuata secondo la relazione:

$$q_r = (r_0 q_r + r_1 q_{r-1} + r_2 q_{r-2} + r_3 q_{r-3} + \dots + r_{23} q_{r-23}) \quad (2)$$

In cui

q_r è il carico radiativo nell'ora considerata (W);

q_{r-n} è il carico radiativo n ore prima (W);

r_0, r_1, \dots , è il fattore temporale radiativo.

La relazione (2) è stata ripetuta per le restanti 23 ore, al fine di ottenere il profilo di apporto termico radiativo nella giornata.

I valori di RTS e NRTS sono stati calcolati per ciascun vano degli appartamenti in considerazione della presenza di una o due pareti esterne. A titolo indicativo, nelle Fig. 5.9, 5.10 e 5.11 sono rappresentati i valori delle RTS e delle NRST dei vani caratterizzati da due pareti esterne, per gli appartamenti di piano terra, piano intermedio e piano ultimo degli edifici.

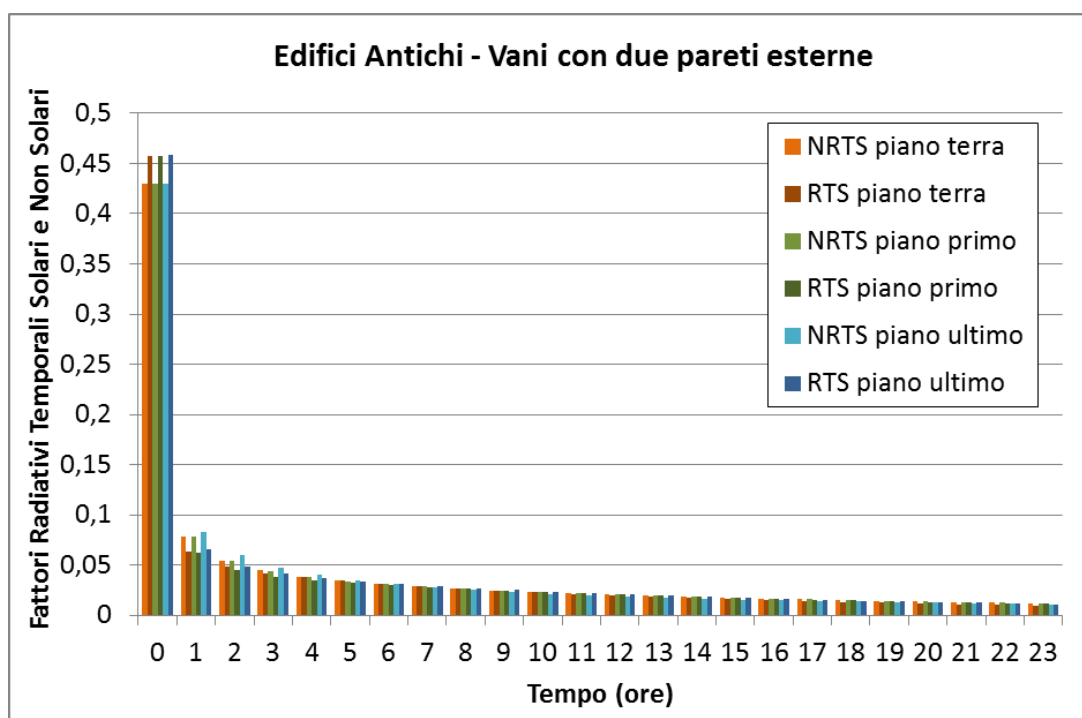


Fig. 5.9. Fattori radiativi temporali per i vani degli Edifici Nuovi con due pareti esterne

Il carico termico all'interno degli ambienti è, quindi, ottenuto come somma della porzione convettiva di guadagno di calore, nell'ora considerata, dovuto a tutte le sorgenti e del flusso di calore della porzione radiativa scalata con fattori temporali radiativi nell'ora considerata e nelle 23 ore precedenti. Con specifico foglio di calcolo sono stati ottenuti i valori del carico termico per la giornata estiva, come mostrati nella Tav. 5.4.

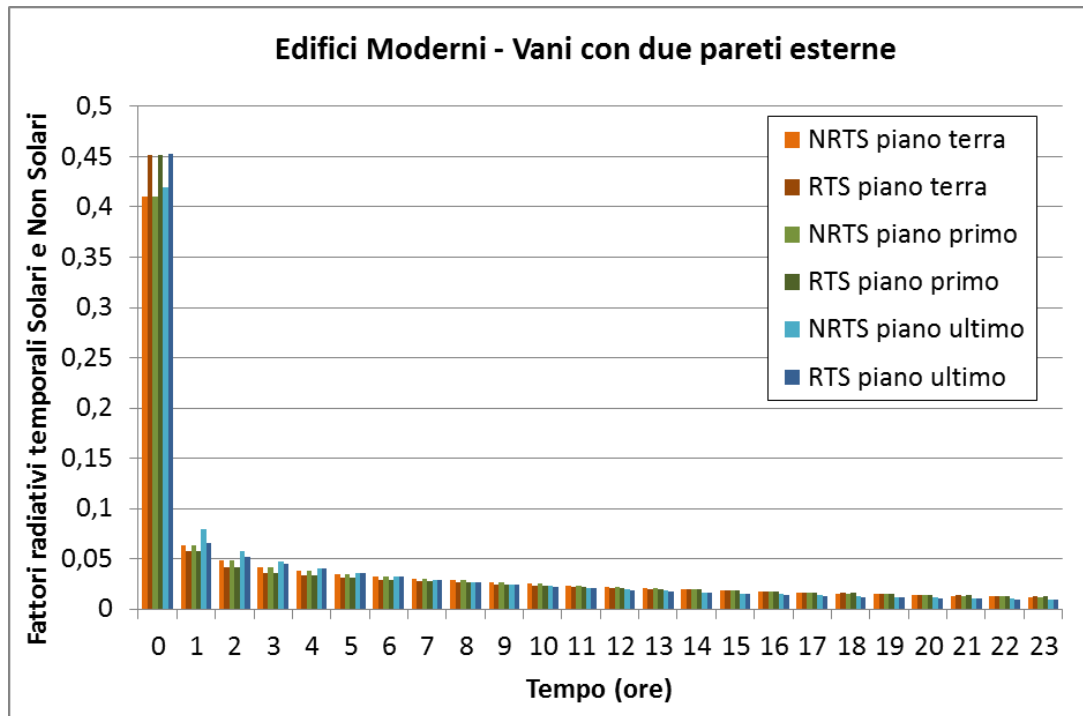


Fig. 4.10. Fattori radiativi temporali per i vani degli Edifici Moderni con due pareti esterne

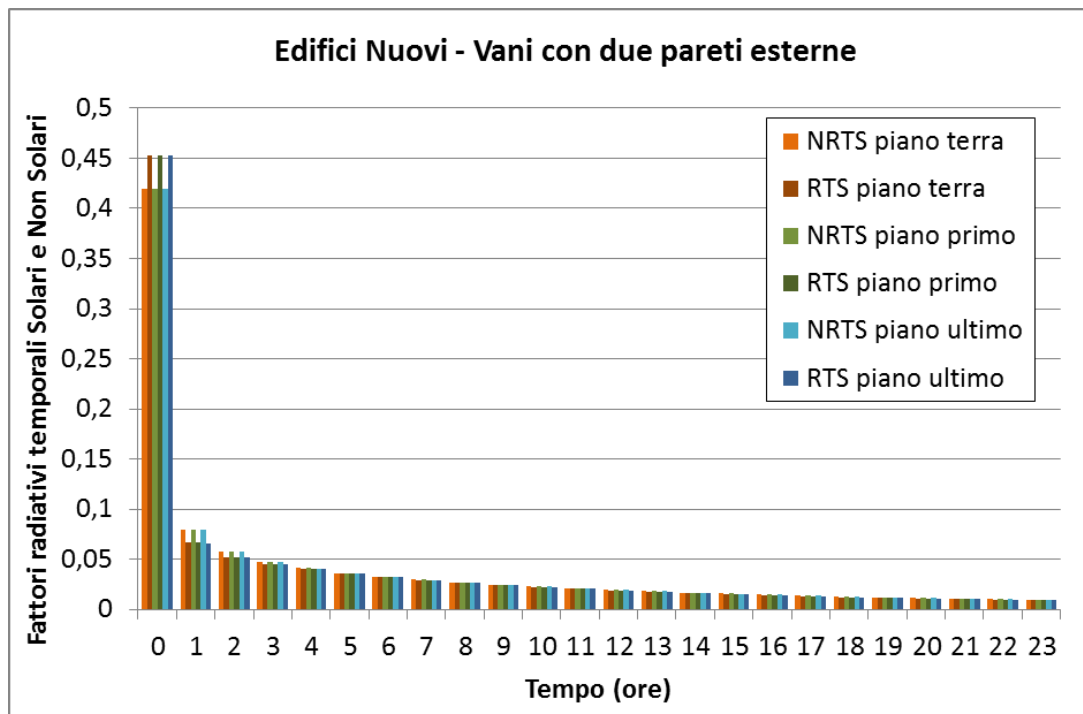


Fig. 5.11. Fattori radiativi temporali per i vani degli Edifici Nuovi con due pareti esterne

Tabella 5.4. Energia termica degli appartamenti

Energia termica [kWh/giorno]									
Livello	Edifici Antichi			Edifici Moderni			Edifici Nuovi		
	24 °C	26 °C	28 °C	24 °C	26 °C	28 °C	24 °C	26 °C	28 °C
Piano Terra	206,56	158,63	115,10	226,09	171,65	122,13	100,68	81,03	63,20
Piano Intermedio	180,16	138,11	66,39	208,61	157,16	67,90	96,33	77,44	45,75
Piano Ultimo	194,31	176,82	100,54	262,07	207,35	110,62	109,37	89,39	60,13

La più alta energia termica per il raffrescamento è richiesta dagli appartamenti di ultimo piano degli Edifici Moderni, con un valore pari a 1,72 kWh/m². Per effetto dell'isolamento termico, la più bassa energia termica è richiesta dagli appartamenti di ultimo piano degli Edifici Nuovi, con un valore pari a 0,44 kWh/m².

5.5. Dimensionamento delle pompe di calore

Il dimensionamento dei condizionatori è stato effettuato per ciascun vano (ad esclusione del corridoio, ingresso e ripostiglio) sulla base dei carichi termici calcolati in condizioni stazionarie, ossia, assumendo, per tutti e tre gli scenari, la temperatura dell'aria interna pari a 26 °C e la temperatura dell'aria esterna pari a 32 °C). Il calcolo è stato effettuato per il periodo di riferimento che include il mese di giugno, luglio, agosto e settembre considerando gli apporti solari e i carichi interni. Il carico termico calcolato e le relativa potenza delle pompe di calore, sono riportate, per ciascun vano degli appartamenti degli Edifici Antichi e Moderni, in Appendice B. Sono state individuate quattro differenti taglie di pompe di calore ad inverter Daikin. Nella Tav. 5.5. è indicata la potenza erogata dalle pompe di calore alle condizioni nominali (temperatura esterna 35 °C e temperatura interna 27 °C) e in corrispondenza della minima e massima velocità di rotazione del compressore [110,111]. Sono, inoltre, presenti i valori di potenza assorbita e il coefficiente di prestazione (COP) delle pompe di calore.

Tav. 5.5. Performance dei condizionatori alle condizioni nominali standard (temperatura esterna 35 °C, temperatura interna 27 °C)

Modello di pompa di calore		Minima	Nominale	Massima
Taglia A FTXS20G2V1B RXS20G2V1B	Potenza generata [kW]	1.30	2.00	2.80
	Potenza assorbita [kW]	0.32	0.47	0.91
	Coefficiente di prestazione	4.06	4.26	3.08
Taglia B FTXS25G2V1B RXS25G2V1B	Potenza generata [kW]	1.30	2.50	3.20
	Potenza assorbita [kW]	0.32	0.55	0.81
	Coefficiente di prestazione	4.06	4.55	3.95
Taglia C FTXS35G2V1B RXS35G2V1B	Potenza generata [kW]	1.40	3.50	4.00
	Potenza assorbita [kW]	0.35	0.87	1.19
	Coefficiente di prestazione	4.00	4.02	3.36
Taglia D FTX50GV1B RX50G2V1	Potenza generata [kW]	1.70	5.00	6.00
	Potenza assorbita [kW]	0.44	1.55	2.08
	Coefficiente di prestazione	3.86	3.23	2.88

4.6 Calcolo dei profili di consumo delle pompe di calore

Per calcolare il profilo di consumo delle pompe di calore è necessario mettere in relazione il comportamento dinamico degli impianti e i carichi termici da compensare. La questione, estremamente complessa, implica lo studio contestuale di tutte le variabili coinvolte al fine di definire le prestazioni delle pompe di calore per il raffrescamento alle condizioni differenti da quelle nominali. In particolare, il cuore del problema è costituito dalla valutazione del COP al variare della:

- temperatura esterna relativa al profilo climatico del sito;
- temperatura interna definita con il sistema di regolazione termica dell'ambiente;

- velocità di rotazione messa in atto dal compressore per modulare la potenza tra la minima e la massima potenza disponibile.

A tal fine, è stata utilizzata una specifica procedura [112] che, basandosi sull'interpolazione dei dati forniti nelle schede tecniche prodotte dalle aziende produttrici, definisce:

- 1) il comportamento delle pompe di calore in corrispondenza dell'effettiva temperatura esterna e, quindi, differente dalle condizioni nominali. A tal fine è stata effettuata:
 - un'interpolazione lineare tra i valori di COP della Tav. 5.6 ricavati dalle tavole di potenza generata e assorbita delle macchine, alla temperatura dell'aria interna di 27 °C e alla velocità di rotazione nominale del compressore. Ciò ha consentito di definire il valore di COP alla temperatura esterna non ricompresa tra i sei valori tabellati.

Una correzione analoga è stata apportata al fine di considerare l'effetto della temperatura interna nei diversi scenari considerati.

Tav. 5.6. Performance alla velocità nominale dei condizionatori per differenti valori di temperatura dell'aria esterna alla temperatura dell'aria interna di 27 °C

	Modello del condizionatore	Temperatura dell'aria esterna					
		20 °C	25°C	30°C	32°C	35°C	40°C
Taglia A	Potenza generata [kW]	2.85	2.73	2.62	2.57	2.50	2.38
	Potenza assorbita [kW]	0.43	0.47	0.51	0.53	0.55	0.59
	Coefficiente di Prestazione	6.63	5.81	5.14	4.85	4.55	4.03
Taglia B	Potenza generata [kW]	2.85	2.73	2.62	2.57	2.50	2.38
	Potenza assorbita [kW]	0.43	0.47	0.51	0.53	0.55	0.59
	Coefficiente di Prestazione	6.63	5.81	5.14	4.85	4.55	4.03
Taglia C	Potenza generata [kW]	3.99	3.83	3.66	3.60	3.50	3.34
	Potenza assorbita [kW]	0.68	0.74	0.81	0.83	0.87	0.93
	Coefficiente di Prestazione	5.87	5.18	4.52	4.34	4.02	3.59
Taglia D	Potenza generata [kW]	5.70	5.47	5.23	5.14	5.00	4.77

Potenza assorbita [kW]	1.21	1.32	1.44	1.48	1.55	1.66
Coefficiente di Prestazione	4.71	4.14	3.63	3.47	3.23	2.87

2) Il comportamento delle pompe di calore per il raffrescamento in corrispondenza dell'effettiva velocità di rotazione del compressore, in modo da descrivere la variazione di COP dovuta al sistema di controllo ad inverter. A tal fine, una volta ricavato il valore nominale di COP alla temperatura esterna e alla temperatura interna di riferimento, è necessario imparentarlo con il relativo valore di minima e di massima velocità di rotazione del compressore. E' evidente, infatti, che, ad una variazione del COP in relazione alla temperatura esterna e interna, è associata anche una variazione del valore di COP alla minima e alla massima velocità di rotazione del compressore. Poiché per valori di temperatura differenti da 35 °C, nessuna informazione viene data in merito al comportamento del condizionatore alle velocità minima e massima del compressore, si è scelto di identificare tali valori mantenendo la stessa proporzione tra i valori alle condizioni nominali mostrati in Tav. 5.5. Ciò significa, per esempio, che, se il punto di minimo della pompa di calore di taglia A è pari al 65% del valore nominale, anche nelle nuove condizioni di temperatura esterna e temperatura interna, il punto di minimo della pompa di calore sarà pari al 65% del suo valore nominale; lo stesso criterio, ovviamente, è stato applicato per definire il punto di massimo. Pertanto trovando giustificazione nel considerare che:

- solo tre valori sono disponibili, ossia il COP alle velocità del compressore minima, nominale e massima;
- il COP alla massima velocità di rotazione del compressore è sempre inferiore al valore di COP alle condizioni nominali (Tav. 5.5) ;
- il COP alla velocità di rotazione minima tende ad aumentare con la taglia del condizionatore fino a superare, nel caso del condizionatore di taglia D, il valore nominale (Tav. 5.5.),

è stata effettuata:

- un'interpolazione parabolica tra i valori di COP alla velocità minima, nominale e massima del compressore per definire il COP in corrispondenza dell'effettivo carico termico da compensare. In particolare, sono state considerate due semi-

parabole con vertice nel punto di funzionamento alla velocità nominale del compressore.

La curva calcolata considerando la scansione temporale di 10 minuti 147 volte per ciascun vano degli appartamenti. Servono per definire a seguito di una erogazione di potenza il COP. Dal COP si calcola la potenza assorbita e quindi il consumo istantaneo.

La Fig. 5.12 mostra la variazione del COP del condizionatore di taglia A in corrispondenza di differenti valori di temperatura esterna.

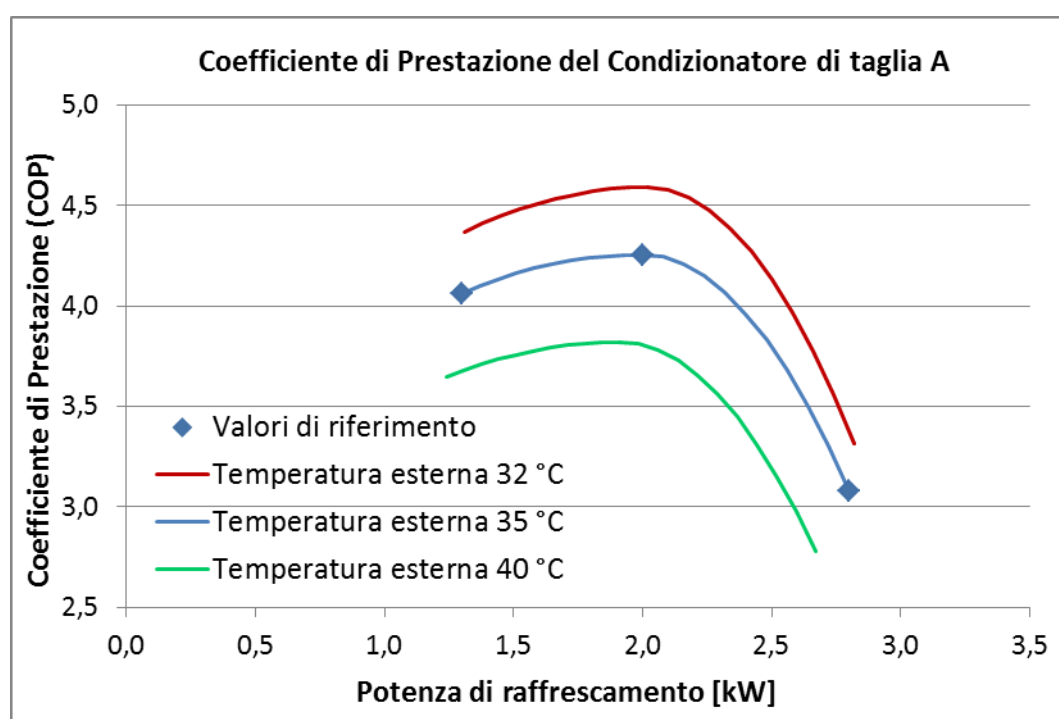


Fig.5.12. Variazione del COP per il condizionatore di Taglia A in funzione della capacità di raffrescamento

Il profilo di consumo delle pompe di calore per i tre scenari è stato calcolato considerando un periodo di attivazione degli impianti pari a 24 ore, assumendo che gli occupanti possano accettare per tale periodo il cambiamento di comfort [113]. Inoltre, per quanto irrealistico, tale periodo è stato considerato per valutare l'effetto delle caratteristiche costruttive dell'involucro edilizio e il potenziale di flessibilità delle pompe di calore per il raffrescamento in ciascuna ora della giornata. Il consumo dei condizionatori è stato calcolato per ciascuno degli appartamenti degli Edifici Antichi, Edifici Moderni ed Edifici Nuovi. Le Figure 5.13 - 5.21,

mostrano l'andamento dei profili di potenza assorbita dalle pompe di calore calcolati con scansione temporale di 10 minuti. In particolare, i grafici mostrano i consumi delle pompe di calore per il raffrescamento al variare della temperatura dell'aria interna. la potenza assorbita il picco della domanda è compreso nell'arco temporale tra le ore 9:00 e le ore 15:00. Considerando lo scenario di riferimento, alla temperatura dell'aria interna di 24 °C, i valori variano negli Edifici Antichi tra: 2139.40 W e 2353.90 W per gli appartamenti di piano terra, 1903.00 W e 2091.70 W per gli appartamenti di piano intermedio, 2165.00 W e 2764.50 W per gli appartamenti di piano ultimo.

Per quanto riguarda gli Edifici Moderni i valori variano tra: 2008.80 W e 2340.20 W per gli appartamenti di piano terra, 2042.80 W e 2384.50 W per gli appartamenti di piano intermedio, 2358.20 W e 3008.50 W per gli appartamenti di piano ultimo.

Gli Edifici Nuovi presentano valori compresi tra: 1114.90 W e 1275.30 W per gli appartamenti di piano terra, 1072.6 W e 1210.50 W per gli appartamenti di piano intermedio, 1176.10 W e 1342.00 W per gli appartamenti di piano ultimo.

I valori più bassi di potenza assorbita dalle pompe di calore per il raffrescamento sono, quindi, riferibili agli appartamenti di piano terra degli Edifici Nuovi, mentre i valori più alti sono associati agli appartamenti di ultimo piano degli Edifici Moderni.

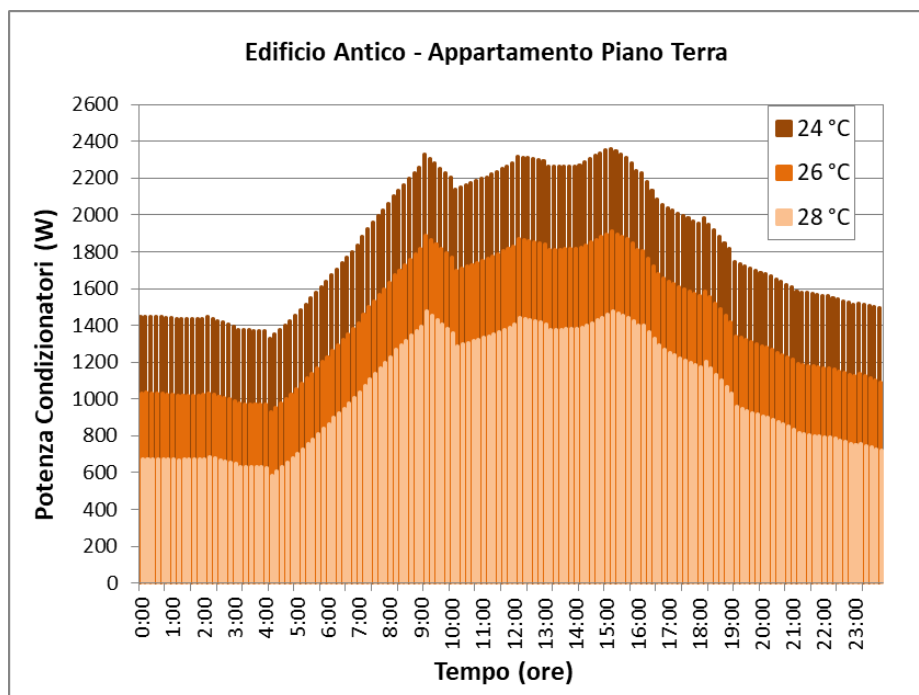


Fig.5.13. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano terra degli Edifici Antichi

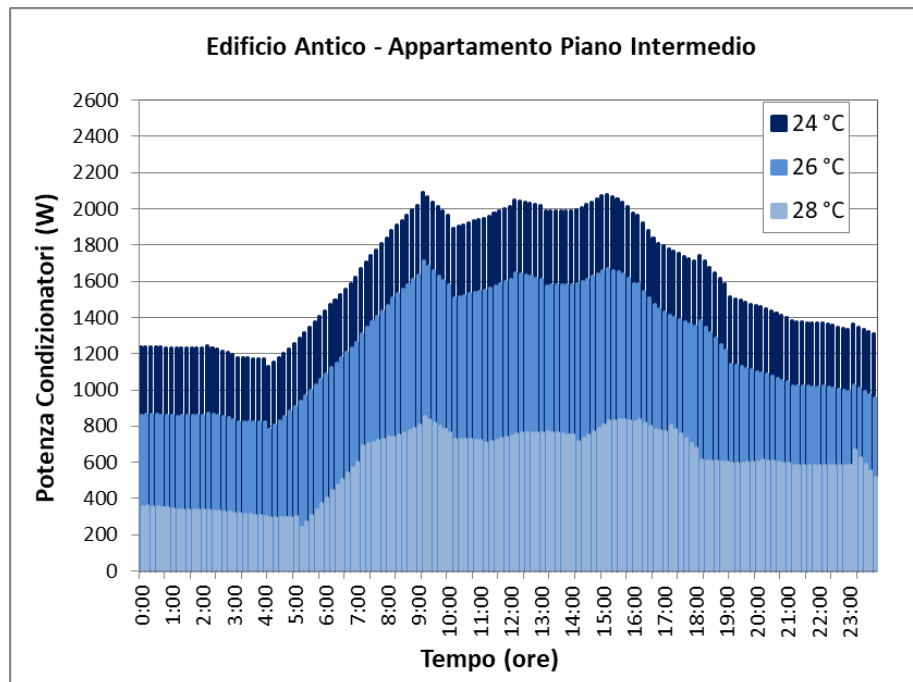


Fig. 5.14. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano intermedio degli Edifici Antichi

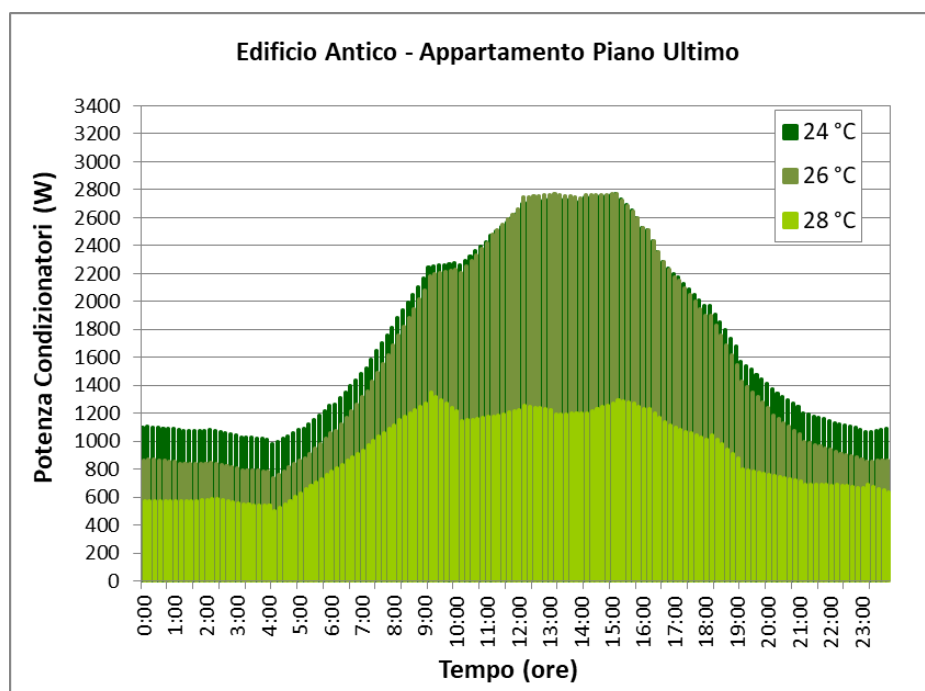


Fig. 5.15. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano terra degli Edifici Antichi

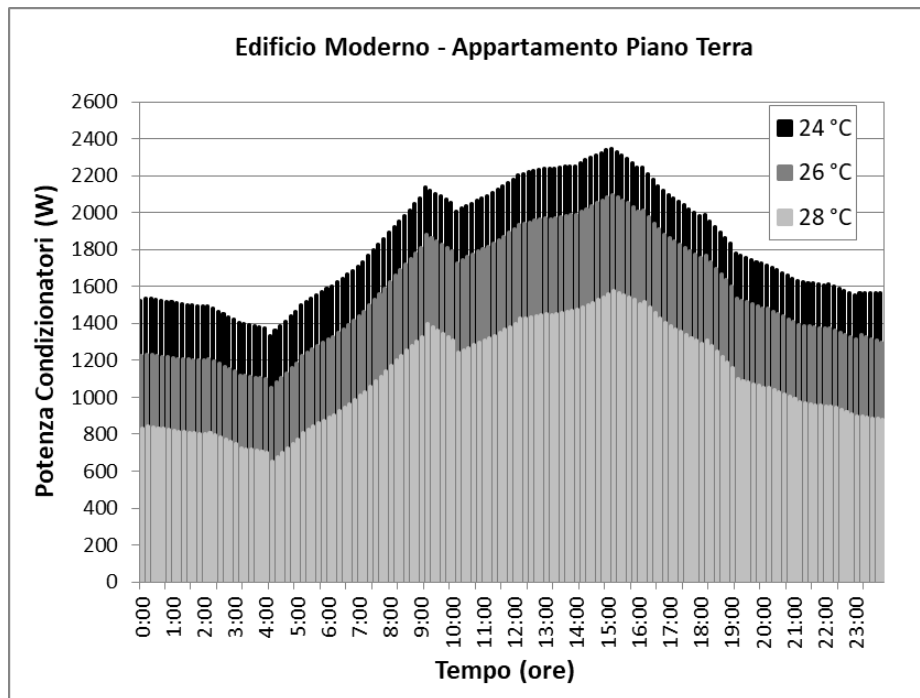


Fig. 5.16. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano terra degli Edifici Moderni

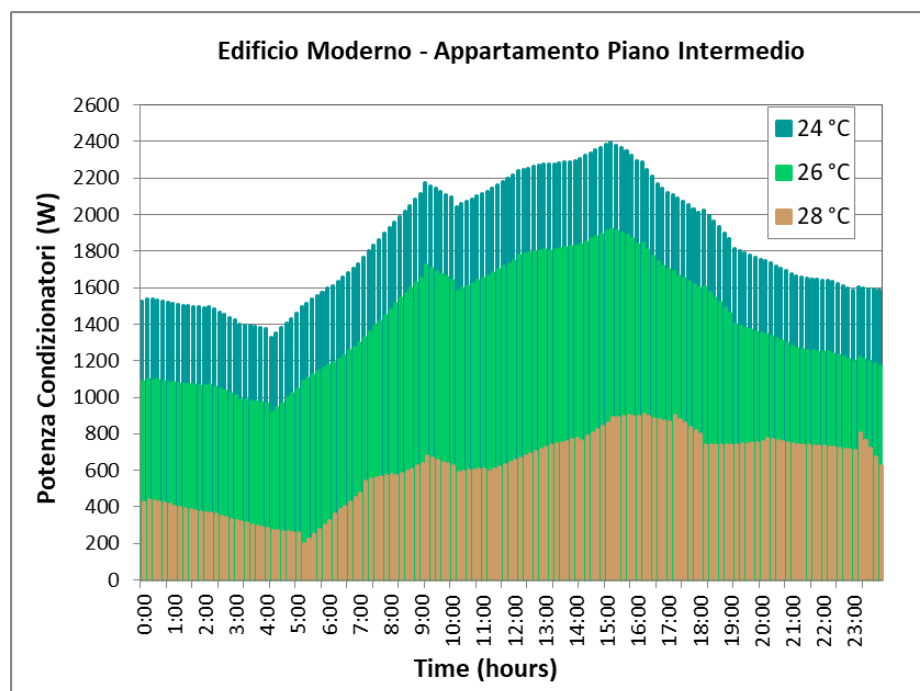


Fig. 5.17. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano intermedio degli Edifici Moderni

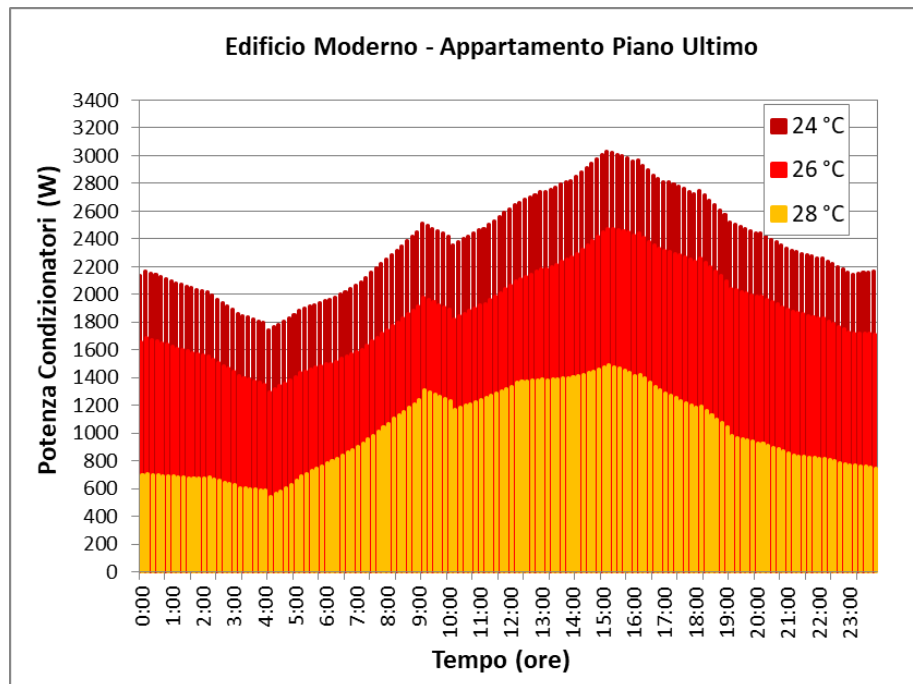


Fig. 5.18. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano terra degli Edifici Moderni

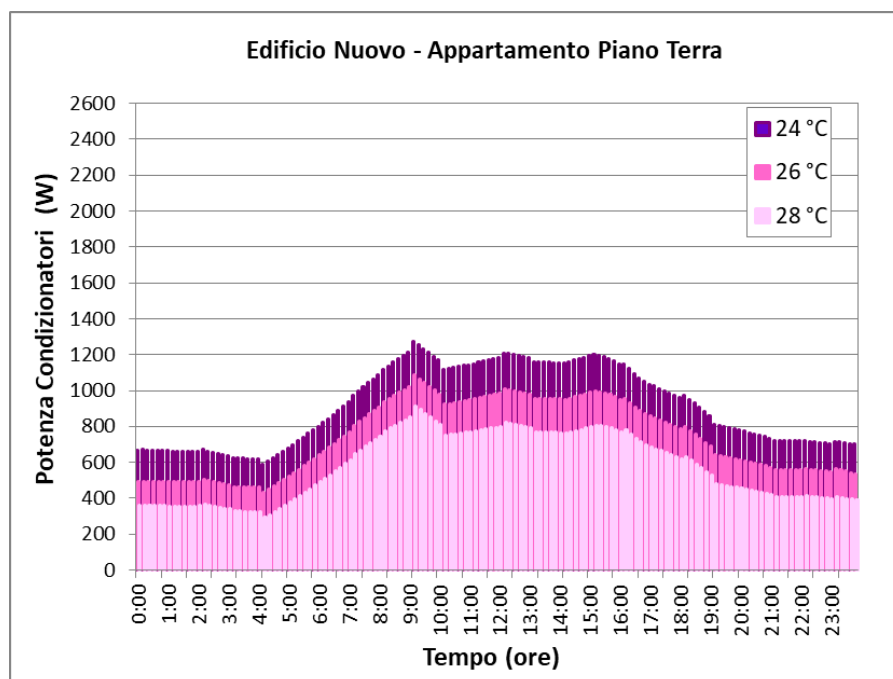


Fig. 5.19. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano terra degli Edifici Nuovi

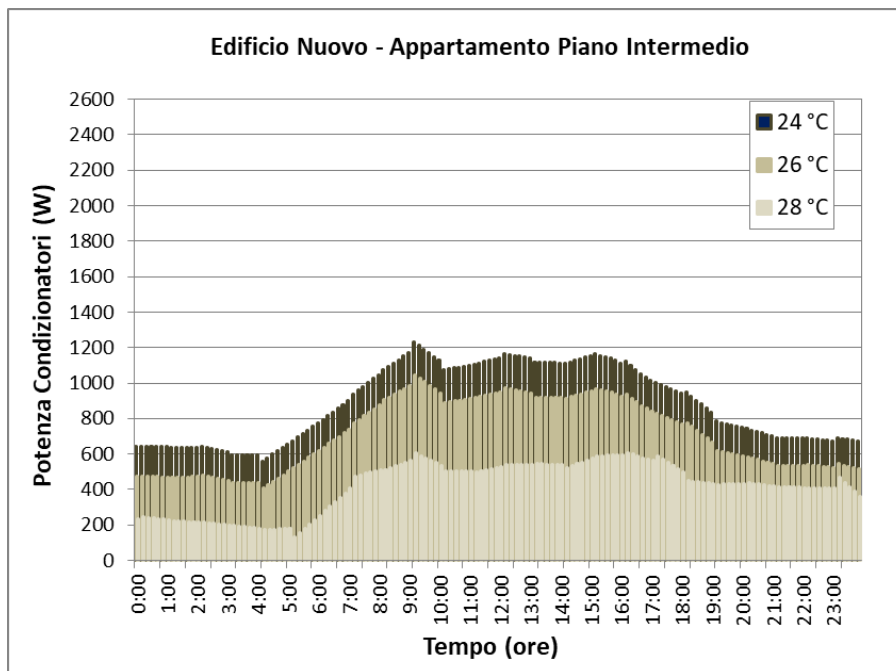


Fig. 5.20. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano intermedio degli Edifici Moderni

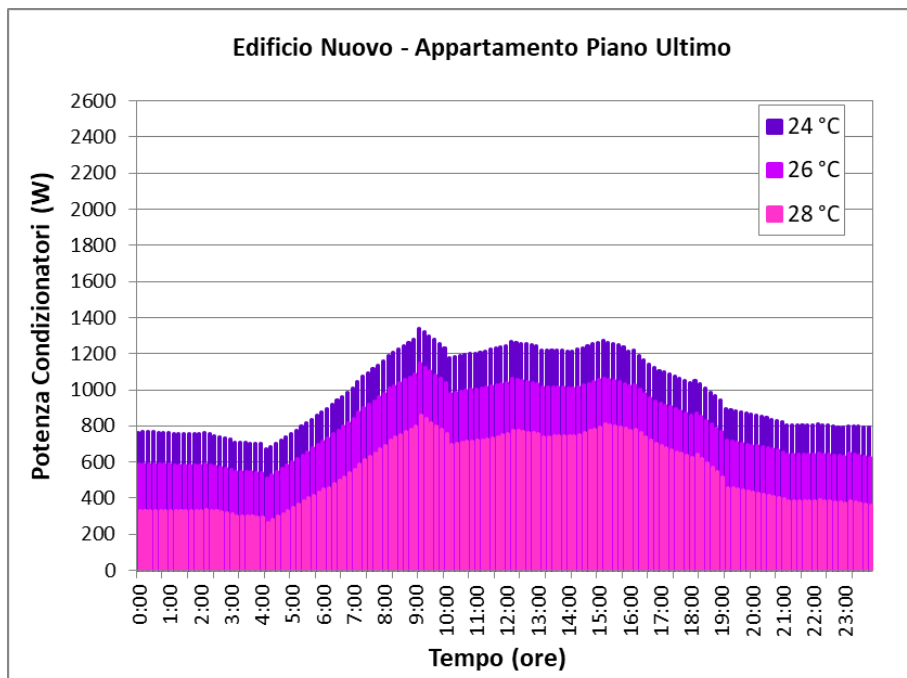


Fig. 5.21. Profilo di potenza dei condizionatori per l'appartamento di piano terra degli Edifici Nuovi

5.7. Risultati

I risultati mostrano chiaramente quanto, da un lato, le caratteristiche termiche dell'involucro edilizio incidano sulle prestazioni degli impianti e, dall'altro, attestino la necessità di differenziare i programmi di DR in relazione alla specifica posizione degli appartamenti nell'edificio.

Come infatti è possibile evincere dal confronto dei risultati tra i due scenari a temperatura dell'aria interna 26 °C e 28 °C e lo scenario di riferimento, il consumo delle pompe di calore si riduce considerevolmente al variare della temperatura interna, con la possibilità, da un lato, di un minore aggravio sulla rete e, dall'altro, una maggiore flessibilità resa disponibile dagli impianti, pur mantenendo livelli accettabili di comfort termico. La potenza flessibile $P_{flex,t}$ dovuta alla differente impostazione della temperatura di set point, è stata calcolata con la seguente relazione:

$$P_{flex,t} = C_{base} - C_{flex,t}$$

(2)

dove

C_{base} è il consumo della pompa di calore alla temperatura dell'aria interna di riferimento;

$C_{flex,t}$ è il consumo della pompa di calore alla temperatura dell'aria interna dovuta all'azione di DR.

L'indice di flessibilità F_t delle pompe di calore è stato calcolato, alle differenti temperature dell'aria interna, con la seguente relazione:

$$F_t = \frac{C_{base} - C_{flex,t}}{C_{base}} \cdot 100 \quad (3)$$

Aumentare la temperatura interna di 2 °C rispetto alla temperatura dell'aria interna di 24 °C, conduce ad una riduzione media della potenza di picco, nella fascia temporale delle 6 ore, compresa tra 0.14% e 20.01% per gli appartamenti di piano terra, 12.37 % e 21.05 % per gli appartamenti di piano intermedio e 16.31 % e 19.90 % per gli appartamenti di piano ultimo. Un incremento di 4 °C della temperatura dell'aria interna rispetto al valore di riferimento comporta una riduzione del picco e quindi una flessibilità compresa tra 38.61 % e 62.05 % per gli appartamenti degli Edifici Antichi, 35.62 % e 68.90 % per gli Edifici Moderni, e 32.32 % e 52.57 % per gli Edifici Nuovi.

I valori dettagliati di flessibilità F_t per ciascun appartamento degli edifici sono evidenziati nella Tav. 5.7.

Tav. 5.7. Indice di flessibilità F_t delle pompe di calore per raffrescamento utilizzate alla temperatura dell'aria interna pari a 26 °C e 28 °C

	Livello	Indice di flessibilità (%) 26 °C	Indice di flessibilità (%) 28 °C
Edifici Antichi	Piano Terra	19.79	38.61
	Piano intermedio	20.01	62.05
	Piano ultimo	0.14	51.74
Edifici Moderni	Piano Terra	12.37	35.62
	Piano intermedio	21.05	68.90
	Piano ultimo	20.85	49.48
Edifici Nuovi	Piano Terra	16.90	32.32
	Piano intermedio	16.87	52.57
	Piano ultimo	16.31	38.83

CAPITOLO 6. METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE DI INDICI DI FLESSIBILITÀ

6.1. Metodologia di calcolo degli indici di flessibilità di un quartiere

Il calcolo della flessibilità dei quartieri, come di seguito descritto, oltre ad un mero obiettivo volto a caratterizzare il potenziale energetico reso disponibile alla rete elettrica per il bilanciamento della domanda e della generazione e la risoluzione di particolari problematiche, ha l'intento di valutare gli effetti sulla struttura della rete elettrica esistente.

Nel presente capitolo, pertanto, è descritta la metodologia adottata per definire : 1) specifici indici in grado di valutare la flessibilità potenzialmente disponibile in ambito urbano residenziale al variare delle caratteristiche degli edifici e della collocazione delle risorse e 2) gli impatti sulla rete delle azioni di DR. La suddetta metodologia ha previsto i seguenti step.

ANALISI DELLE CARATTERISTICHE DEI QUARTIERI:

- identificazione della tipologia di aggregato (UC, UC+FRNP, UC+FRNP+SdA);
- identificazione delle tipologie edilizie (edifici antichi, edificio moderni, edifici nuovi);
- individuazione dell'appartamento tipo per ciascuna tipologia edilizia;
- identificazione della localizzazione dell'appartamento nell'edificio (piano terra, piano intermedio, piano ultimo).

ANALISI DEGLI SCENARI DI STUDIO

- individuazione della tipologia di consumo (tutto elettrico, parzialmente elettrico);
- individuazione della tipologia dei carichi (flessibili, non flessibili);
- individuazione della tipologia dei carichi flessibili (differibili, modulabili, interrompibili).

ANALISI DELLE CARATTERISTICHE DELLA RETE ELETTRICA:

- calcolo della potenza assorbita dai quartieri;
- calcolo della densità di carico elettrico del quartieri;
- calcolo dei profili di potenza assorbita dai quartieri;
- calcolo del margine di saturazione tra la potenza assorbita dal quartiere e la massima potenza utilizzabile dal quartiere;
- calcolo del tempo di raggiungimento delle condizioni di saturazione del trasformatore;
- identificazione delle caratteristiche della rete elettrica;
- valutazione degli impatti sulla saturazione dei trasformatori;
- calcolo degli indici di flessibilità dei quartieri;

- dimensionamento della rete elettrica di ciascun quartiere.

6.2. La struttura della rete elettrica dei quartieri

Al fine di definire la struttura della rete elettrica e gli effetti conseguenti alle azioni di DR, si è proceduto determinando:

- 1) la potenza assorbita dai quartieri:
 - dispositivi elettrici (MICENE) [114];
 - pompe di calore (procedura di interpolazione);
- 2) la massima potenza utilizzabile dai quartieri;
 - calcolo della taglia dei trasformatori;
 - calcolo del numero dei trasformatori;
- 3) il dimensionamento del feeder.

6.2.1. Calcolo della potenza assorbita dai quartieri

Per potere determinare la massima potenza assorbita nel quartiere, è necessario calcolare il profilo di potenza dell'appartamento. Il profilo di potenza è dato dalla somma di tutti i profili di potenza dei carichi presenti nell'appartamento, identificabili in:

- elettrodomestici (lavatrice, lavastoviglie, frigorifero);
- illuminazione;
- dispositivi elettrici (TV, PC);
- generatori di acqua calda (scaldacqua elettrico, scaldacqua a pompe di calore);
- sistemi di riscaldamento e condizionamento in relazione alla loro differente combinazione (impianti a gas + pompe di calore per il condizionamento estivo o pompe di calore per la climatizzazione invernale e estiva).

I consumi degli impianti di riscaldamento e condizionamento, a differenza degli altri carichi, sono inscindibilmente vincolati, come dettagliatamente evidenziato nel Capitolo 5, alle caratteristiche termiche dell'involucro edilizio in relazione al tipo di edificio (antico, moderno, nuovo) e alla ubicazione dell'appartamento nell'edificio (piano terra, piano intermedio, piano ultimo).

Considerata, quindi, la diversa connotazione dei carichi, sono state impiegate due differenti modalità di calcolo per valutare il profilo di potenza e, quindi, la massima potenza assorbita nel quartiere. Per ciò che attiene alle pompe di calore, è stata applicata la procedura di interpolazione descritta nel Capitolo 5, estesa per tutto l'anno. I profili di potenza dovuti all'illuminazione, usi cucina, riscaldamento dell'acqua, utilizzo di frigorifero, lavatrice, lavastoviglie, TV e PC, sono stati definiti, invece, combinando i dati di consumo annuo di

energia elettrica forniti dal gestore del sistema di trasmissione elettrica TERNA [115] e i dati dei consumi orari rilevati nella campagna di misura "MICENE" dal gruppo di ricerca eERG del Politecnico di Milano [114] .

Componendo, preliminarmente, i profili di potenza dei dispositivi elettrici e delle pompe di calore, si calcola la potenza attiva complessiva ΣP_i del quartiere. Quindi, viene calcolata la potenza reattiva complessiva ΣQ_i , con la seguente relazione:

$$\Sigma Q_i = \Sigma P_i \cdot \tan[\arccos(0.9)]$$

La totale potenza attiva P_{tot} e potenza reattiva Q_{tot} richiesta da ciascun quartiere è, quindi, calcolata considerando un incremento della potenza attiva ΣP_i e della potenza reattiva pari al 5%, al fine di tenere conto delle perdite nelle linee elettriche, per effetto Joule. Quindi, si ha che:

$$P_{tot} = 1.05 \cdot \Sigma P_i$$

e

$$Q_{tot} = 1.05 \cdot \Sigma Q_i$$

Successivamente, la potenza apparente totale A_{tot} è definita con la seguente relazione:

$$A_{tot} = \sqrt{P_{tot}^2 + Q_{tot}^2}$$

Infine, la potenza apparente $A_{quartiere.tot}$ del quartiere è calcolata utilizzando la formula estrapolativa:

$$A_{quartiere.tot} = A_{tot} \cdot (1 + i_E)^T$$

La formula consente di valutare la potenza richiesta dal quartiere in relazione alla crescita annua della potenza $i_E = 5$, al termine del periodo di valutazione $T = 10$ anni.

Il valore trovato è, quindi, moltiplicato per un fattore di contemporaneità F_{co} calcolabile mediante la formula di Rusk:

$$F_{co} = F_{co\infty} + \frac{1 - F_{co\infty}}{\sqrt{n}}$$

dove:

- $F_{co\infty}$ è il fattore di contemporaneità per un numero infinitamente grande di utenze. In zone ad alta densità, come quelle dei casi studio analizzati nel Capitolo 7, tale valore è pari a 0.12;

- n è il numero di utenze.

La totale potenza apparente A_q assorbita dal quartiere, viene calcolata, pertanto, con la formula:

$$A_q = F_{CO} \cdot A_{quartiere.tot}$$

6.2.2. Calcolo della massima potenza utilizzabile dai quartieri

Per definire la massima potenza utilizzabile dai quartieri è necessario calcolare la taglia e il numero dei trasformatori. La scelta della potenza nominale dei trasformatori viene effettuata in modo da limitare il valore della corrente di cortocircuito che può aversi sulle sbarre di bassa tensione ad un massimo di 16 kA (CEI 0-21).

Si procede calcolando, preliminarmente, la densità di carico δ del quartiere con la seguente relazione:

$$\delta = \frac{A_q}{S_q}$$

dove, S_q è la superficie del quartiere analizzato. Successivamente, mediante l'utilizzo della tabella mostrata in Tav. 6.1 [116], che fornisce indicazioni circa la potenza economicamente conveniente da installare in relazione alla densità di carico precedentemente calcolata, si definisce la potenza del trasformatore, considerando che:

- la corrente di corto circuito I_{CC} cresce con la taglia del trasformatore;
- il limite accettato dal DSO è 16 kA.

Pertanto, la taglia del trasformatore non deve, comunque, superare il limite di 630 kVA.

Tav. 6.1. Potenza dei trasformatori in relazione alla densità di carico

(Fonte V. Cataliotti. "Impianti elettrici". Flaccovio)

Densità di carico media in MVA/Km ²	0,01 0,1	0,02 0,2	0,03 0,3	0,04 0,4	0,05 0,5	0,1 1	0,2 2	0,4 4	0,6 6	0,8 8	1,0 10	reti aeree rurali reti in cavo cittadine
Potenza da installare in kVA	75 ÷ 100	100 ÷ 125	125 ÷ 160	160 ÷ 200	200 ÷ 250	250 ÷ 320	320 ÷ 400	500 ÷ 640	640 ÷ 800	800 ÷ 1000	800 ÷ 1250	MT 10-20 kV bt 220-380 V

Per determinare il numero N delle cabine si impone che il rapporto tra la potenza totale richiesta dal quartiere dopo i 10 anni e il numero dei trasformatori, non superi la potenza nominale del trasformatore scelto.

Considerando il fattore di contemporaneità F_{co} calcolato con la formula di Rusk, il numero delle cabine è calcolato con la seguente relazione:

$$N = 1.3 \cdot \frac{A_{\text{quartiere.tot}}}{A_N} \cdot F_{co} \left(\frac{n}{N} \right)$$

dove:

- A_N è la potenza richiesta ad un trasformatore;
- n è il numero di utenze del quartiere;
- $F_{co} \left(\frac{n}{N} \right)$ fattore di contemporaneità del singolo trasformatore.

Risolvendo la precedente disuguaglianza per tentativi si trova il numero dei trasformatori. La relativa potenza massima utilizzabile dal quartiere è calcolata moltiplicando il numero dei trasformatori per la taglia dei trasformatori.

6.2.3. Dimensionamento del feeder

Per potere dimensionare i feeder, è necessario, preliminarmente, definire la posizione delle cabine nel contesto urbano analizzato. A tal fine, il quartiere deve essere suddiviso in un numero di zone corrispondenti al numero dei trasformatori in modo che la potenza elettrica risulti distribuita il più possibile uniformemente.

Le cabine sono, quindi, collocate nei baricentri elettrici di ciascuna zona, in modo da minimizzare le perdite e le cadute di tensione sulle linee di distribuzione. Qualora non sia possibile collocare una cabina in corrispondenza del baricentro elettrico di una zona, si procede ad individuare il luogo quanto più vicino ad esso.

Fissato un sistema di coordinate cartesiane, le coordinate x_G e y_G dei baricentri elettrici delle zone vengono calcolati con le seguenti espressioni:

$$x_{Gi} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} \quad y_{Gi} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i}$$

In cui A_i è la potenza apparente degli edifici ricadenti nella zona analizzata.

Una volta definita la posizione delle cabine, si procede ad effettuare il dimensionamento della rete elettrica, considerando il feeder che alimenta i carichi più distanti dalla cabina.

Vengono, pertanto, definite la potenza attiva e la potenza reattiva degli edifici che afferiscono al feeder. Per gli edifici alimentati da ciascuna derivazione individuata, vengono calcolate:

- 1) la corrente in fase I_{fdn} , che, in quanto quota di corrente responsabile del trasferimento della potenza attiva, è calcolata con la seguente relazione:

$$I_{fdn} = \frac{P_{dn}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot F_{co}(n)$$

in cui P_{dn} è la potenza attiva totale degli edifici alimentati dalla derivazione presa in esame, V_N è la tensione nominale pari a 400 V, e F_{co} è il fattore di Rusk, calcolato per un numero n di edifici presenti, con la relazione:

$$F_{co}(n) = F_{co\infty} + \frac{1 - F_{co\infty}}{\sqrt{n}}$$

2) la corrente in quadratura I_{qdn} , calcolata con la seguente relazione:

$$I_{qdn} = I_{fdn} \cdot \tan \varphi$$

dove




$$\tan \varphi = \frac{Q_{dn}}{P_n}$$

3) la corrente totale I_{dn} , calcolata con la seguente relazione:

$$I_{dn} = \sqrt{I_{fdn}^2 + I_{qdn}^2}$$

Mediante la tabella CEI-UNEL 35026 (Tav. 6.2) [117] viene ricavata la sezione dei cavi tripolari corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata.

Tav. 6.2: Valori di portata dei cavi unipolari e multipolari isolati in PVC ed EPR, per le diverse condizioni di posa (Fonte CEI UNEL 35026)

Metodologia tipica di installazione	Altri tipi di posa assimilabili Rif. norma CEI 64-8/5(3)	Tipo di isolamento	Numero cond. caricati	Portata (A) ⁽¹⁾																		
				Sezione (mm ²)																		
				1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630
 Cavi unipolari in tubi interrati a contatto (1 cavo per tubo) (p. 3.2)		PVC ⁽²⁾	2	22	29	38	47	63	82	105	127	157	191	225	259	294	330	386				
			3	20	26	34	43	57	74	95	115	141	171	201	231	262	293	342				
		EPR ⁽²⁾	2	26	34	44	54	73	95	122	148	182	222	261	301	343	385	450	509	592	666	759
			3	23	31	40	49	67	85	110	133	163	198	233	268	304	340	397	448	519	583	663
 Cavi unipolari in tubo interrato (p. 3.2)	61	PVC ⁽²⁾	2	21	27	36	45	61	78	101	123	153	187	222	256	292	328	385				
			3	18	23	30	38	51	66	86	104	129	158	187	216	246	277	325				
		EPR ⁽²⁾	2	24	32	41	52	70	91	118	144	178	218	258	298	340	383	450	510	595	671	767
			3	21	27	35	44	59	77	100	121	150	184	217	251	287	323	379	429	500	565	645
 Cavi multipolari in tubo interrato (p. 3.2)	61	PVC ⁽¹⁾	2	19	25	33	41	56	73	94	115	143	175	208	240	273	307	360				
			3	16	21	28	35	47	61	79	97	120	148	175	202	231	259	304				
		EPR ⁽¹⁾	2	23	30	39	49	66	86	111	136	168	207	245	284	324	364	428				
			3	19	25	32	41	55	72	93	114	141	174	206	238	272	306	360				

La stessa procedura è applicata a tutti i carichi associati alla dorsale.

4) Pertanto, la corrente in fase I_{fD} , è calcolata con la seguente relazione:

$$I_{fD} = \frac{P_{dn}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot F_{co}(n)$$

in cui P_{dn} è la potenza attiva totale degli edifici alimentati dalle derivazioni afferenti alla dorsale, V_N è la tensione nominale pari a 400 V, e F_{co} è il fattore di Rusk, calcolato per un numero n di edifici presenti, con la relazione:

$$F_{co}(n) = F_{co} + \frac{1 - F_{co}}{\sqrt{n}}$$

5) La corrente in quadratura I_{qD} è data dalla seguente relazione:

$$I_{qD} = I_{fD} \cdot \tan \varphi \quad \text{dove} \quad \tan \varphi = \frac{Q_{dn}}{P_{dn}}$$

6) La corrente totale I_D è data dalla seguente relazione:

$$I_D = \sqrt{I_{fD}^2 + I_{qD}^2}$$

E, quindi, utilizzando la stessa CEI-UNEL 35026 (Tav. 6.2), è individuata la sezione dei cavi corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata.

Infine, una volta dimensionate le linee, si procede alla verifica con il criterio della massima caduta di tensione, che non deve superare il 5% della tensione nominale, utilizzando gli specifici valori di resistenza e reattanza forniti della norma CEI UNEL 35023-70 e mostrati in Tav. 6.3. Pertanto:

7) la caduta di tensione sulla linea della dorsale viene calcolata con la seguente relazione:

$$\Delta V_D = \sqrt{3} \cdot L_D \cdot (r \cdot I_{fD} + x \cdot I_{qD})$$

in cui L_D è la lunghezza della dorsale, r e x sono, rispettivamente, la resistenza (Ω/km) e la reattanza (Ω/km) corrispondenti, in tabella, alla sezione della dorsale calcolata.

Tav. 6.3. Valori di resistenza e reattanza per cavi di BT (Fonte CEI UNEL 35023-70)

Sezione mm ²	Cavi unipolari		Cavi Multipolari	
	R _{20 °C}	X	R _{20 °C}	X
	mΩ/m	mΩ/m	mΩ/m	mΩ/m
1	17,82	0,176	18,14	0,125
1,5	11,93	0,168	12,17	0,118
2,5	7,18	0,155	7,32	0,109
4	4,49	0,143	4,58	0,101
6	2,99	0,135	3,04	0,0955
10	1,80	0,119	1,83	0,0861
16	1,137	0,112	1,15	0,0817
25	0,717	0,106	0,731	0,0813
35	0,517	0,101	0,527	0,0783
50	0,381	0,101	0,389	0,0779
70	0,264	0,0965	0,269	0,0751
95	0,190	0,0975	0,194	0,0762
120	0,152	0,0939	0,154	0,0740
150	0,123	0,0928	0,126	0,0745
185	0,0992	0,0908	0,100	0,0742
240	0,0760	0,0902	0,0779	0,0752
300	0,0614	0,0895	0,0629	0,0750
400	0,0489	0,0876	0,0504	0,0742
500	0,0400	0,0867	0,0413	0,0744
630	0,0324	0,0865	0,0336	0,0749

8) la caduta di tensione della derivazione più lunga, assumendo, qualora possibile, che il carico sia concentrato a metà della distribuzione. In dettaglio, è stata applicata la seguente relazione:

$$\Delta V_{dn} = \sqrt{3} \cdot L_{dn} / 2 \cdot (r \cdot I_{fdn} + x \cdot I_{qdn})$$

in cui L_{dn} è la lunghezza della derivazione dn, r e x sono, rispettivamente, la resistenza (Ω/km) e la reattanza (Ω/km) corrispondenti, in tabella, alla sezione della derivazione calcolata in precedenza.

6.3. La flessibilità dei quartieri

Al fine di definire la flessibilità dei quartieri, sono stati determinati:

1) la potenza assorbita dai quartieri:

- dispositivi elettrici (metodo Monte Carlo);
- pompe di calore (procedura di interpolazione descritta nel Cap. 5);

2) gli indici di flessibilità.

6.3.1. Calcolo della potenza assorbita dai quartieri

a) apparecchiature elettriche

Per ciò che attiene ai dispositivi elettrici, il profilo di potenza assorbito da ciascun carico elettrico, in assenza di azioni di DR, è stato calcolato in modo differente da quello effettuato nel paragrafo 6.2.1, verificando quanto il picco di potenza calcolato sia simile al valore di potenza assorbita calcolato in precedenza. In particolare, è stata impiegata la metodologia Monte Carlo nella formulazione adottata in [104] ed applicata in [118]. Il metodo, validato sperimentalmente in [119], utilizza un approccio probabilistico che attua un processo di estrazione a partire da differenti funzioni di probabilità di utilizzo degli elettrodomestici. Per simulare ciascun carico elettrico, è necessario caratterizzare ciascuna apparecchiatura elettrica con:

- profilo di potenza dall'attivazione alla disattivazione;
- frequenza di accensione giornaliera;
- frequenza di accensione settimanale.

Tutti i dati di probabilità di utilizzo degli elettrodomestici (utilizzo settimanale e probabilità di accensione giornaliera), utilizzati nello studio descritto nel Capitolo 7, sono stati forniti dal Comitato Europeo dei Costruttori di Apparecchi Domestici (CECED) [120]. I suddetti dati dovrebbero essere differenziati secondo i 4 tipici giorni (giorno lavorativo invernale, giorno festivo invernale, giorno lavorativo estivo, giorno festivo estivo) rappresentativi della variabilità delle attività durante l'anno. Di fatto, però, i dati forniti da CECED non presentano tale distinzione. Ciascun carico (scaldacqua elettrico, frigorifero, lavatrice, lavastoviglie, cucina a induzione) è, quindi, caratterizzato da:

- un profilo di potenza descritto ad intervalli di 10 minuti nelle 24 ore;
- probabilità di utilizzo giornaliero e settimanale in ognuno dei 144 intervalli (pari a 10 minuti ciascuno) nelle 24 ore.

Pertanto, la probabilità di attivazione giornaliera per ciascun dispositivo viene rappresentata attraverso un vettore di 144 elementi il cui valore varia tra 0 e 1. In alternativa alla probabilità di attivazione ci si può riferire alla probabilità cumulata di attivazione, il cui andamento è sempre crescente da 0 (all'ora 0:00) a 1 (valore massimo alle 23:59 corrispondente alla certezza che l'apparecchio è stato attivato), come nell'esempio mostrato in Fig. 6.1.

Concretamente, sia il profilo di carico che il profilo di probabilità di attivazione di ciascun carico elettrico vengono forniti sotto forma di vettori che ne contengono i valori medi calcolati ogni 10 minuti. I dispositivi sono distinti in due categorie: quelli utilizzati giornalmente (TV, PC, illuminazione, frigorifero, cucina a induzione) e dispositivi utilizzati soltanto alcuni giorni

della settimana (lavastoviglie, lavatrice, scaldacqua elettrico, scaldacqua a pompe di calore).

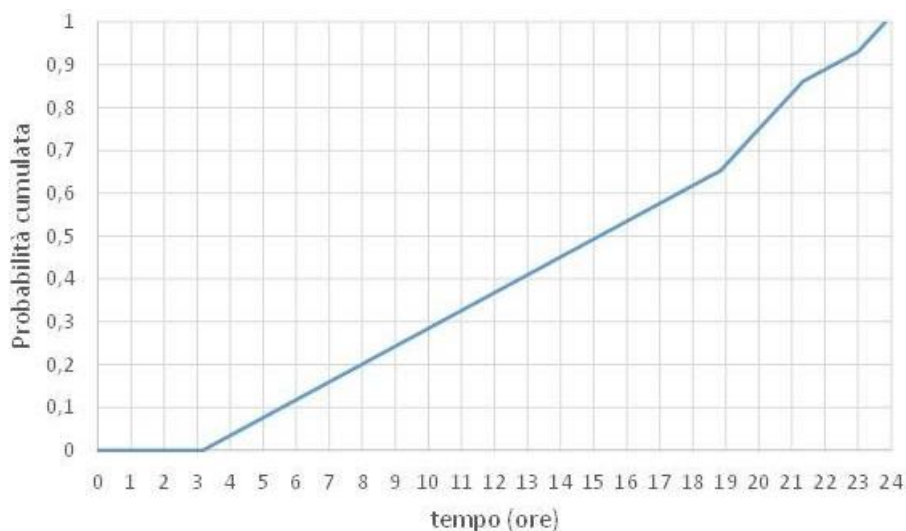


Figura 6.1. Esempio di probabilità cumulata di attivazione giornaliera di un dispositivo.

Per ogni dispositivo utilizzato saltuariamente viene determinato, preliminarmente, il numero di giorni di utilizzo in una settimana (N_g). Viene quindi generato con la simulazione un numero intero N_1 compreso tra 1 e 7 e confrontato con N_g . Il dispositivo viene considerato attivo nella simulazione soltanto se il numero estratto N_1 è minore o uguale a N_g .

Successivamente, per ogni dispositivo presente presso l'utente, viene generato un numero reale N_2 compreso tra 0 e 1 e confrontato con il contenuto del vettore di probabilità cumulata di attivazione del dispositivo partendo dal primo elemento del vettore. Se N_2 è inferiore al primo elemento del vettore, viene confrontato con il secondo elemento. Se anche in questo caso N_2 è inferiore, viene confrontato con il terzo elemento, e così via fino all'elemento i -esimo al quale N_2 risulta essere superiore. Quando si verifica questa condizione, viene identificato l'intervallo temporale di attivazione del dispositivo che sarà l'intervallo i -esimo.

Il profilo di potenza del dispositivo viene quindi considerato a partire dall'intervallo di tempo $i-1$, e la potenza risultante per ogni intervallo di funzionamento viene sommata a quella degli altri dispositivi attivi in quello stesso intervallo per creare il profilo di potenza complessivo dell'utente.

Nel caso in cui il dispositivo attivato abbia più di un ciclo di lavoro (lavatrice..), per scegliere il profilo di potenza corrispondente viene estratto in modo random un numero intero N_3 compreso tra 1 e N_x , con N_x pari al numero di possibili cicli di lavoro. In questo modo viene selezionato il ciclo di lavoro corrispondente al numero estratto e viene riprodotto dal sistema.

Se il dispositivo si attiva N_a volte in un giorno, tale procedura viene ripetuta N_a volte. In questo caso, se gli intervalli di attivazione trovati risultano tali da determinare sovrapposizioni dei profili di potenza dello stesso dispositivo (condizione non realistica), la procedura si ripete fino a quando gli N_a profili di potenza risultano non sovrapposti.

La Figura 6.2 mostra graficamente il processo con cui viene simulata l'attivazione del dispositivo. $Prob_C$ indica la probabilità cumulata, rappresentata per comodità soltanto nei primi 10 intervalli di 10 minuti di un giorno tipo. P_{device} indica la potenza assorbita dal dispositivo a partire dall'istante di attivazione.

Il processo viene ripetuto per tutti i dispositivi dell'utente per ottenere il profilo di potenza complessivo come somma algebrica dei profili di potenza dei singoli dispositivi per ognuno dei 144 intervalli che costituiscono le 24 ore.

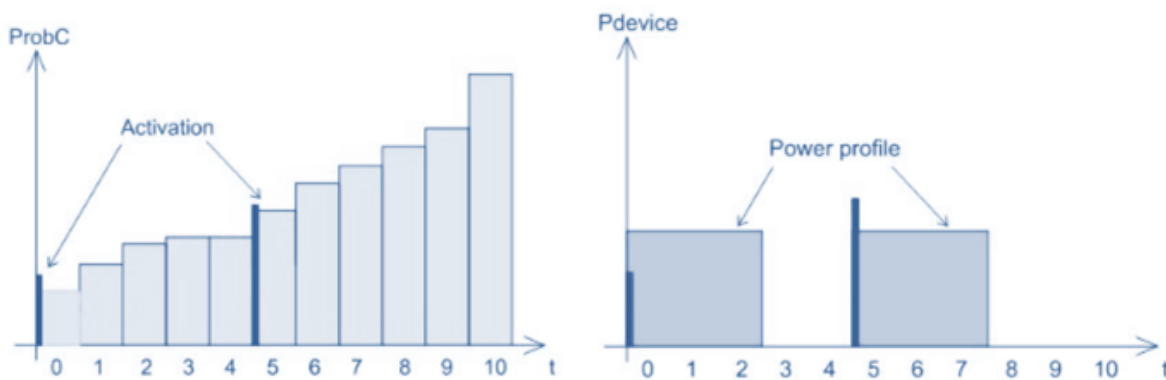


Figura 6.2. Attivazione di un dispositivo (Fonte: Ala, V. Cosentino, A. Di Stefano, G. Fiscelli, F. Genduso, G.C. Giaconia, M. G. Ippolito, D. La Cascia, F. Massaro, R. Miceli, P. Romano, C. Spataro, F. Viola, G. Zizzo. "Energy Management via Connected Household Appliances")

Il rettangolo sottile in blu scuro mostrato in Fig. 6.2 rappresenta N_2 che viene confrontato con $Prob_C$ (rettangoli in blu chiaro). La figura mostra che N_2 supera $Prob_C$ nell'intervallo 0 (prima estrazione di un dispositivo che viene acceso due volte in un giorno) e nell'intervallo 5. In questo modo i due intervalli vengono scelti come intervalli di attivazione del dispositivo.

La Figura 6.3 rappresenta l'attivazione di tre diversi dispositivi denominati Appl.1, Appl.2 e Appl.3. L'istante di attivazione è identificato dai rettangoli con i contorni tratteggiati. Come si può vedere dalla figura, quando più di un dispositivo è attivato nello stesso arco di tempo, la potenza risultante viene ottenuta come somma delle singole potenze nei diversi intervalli elementari di 10 minuti.

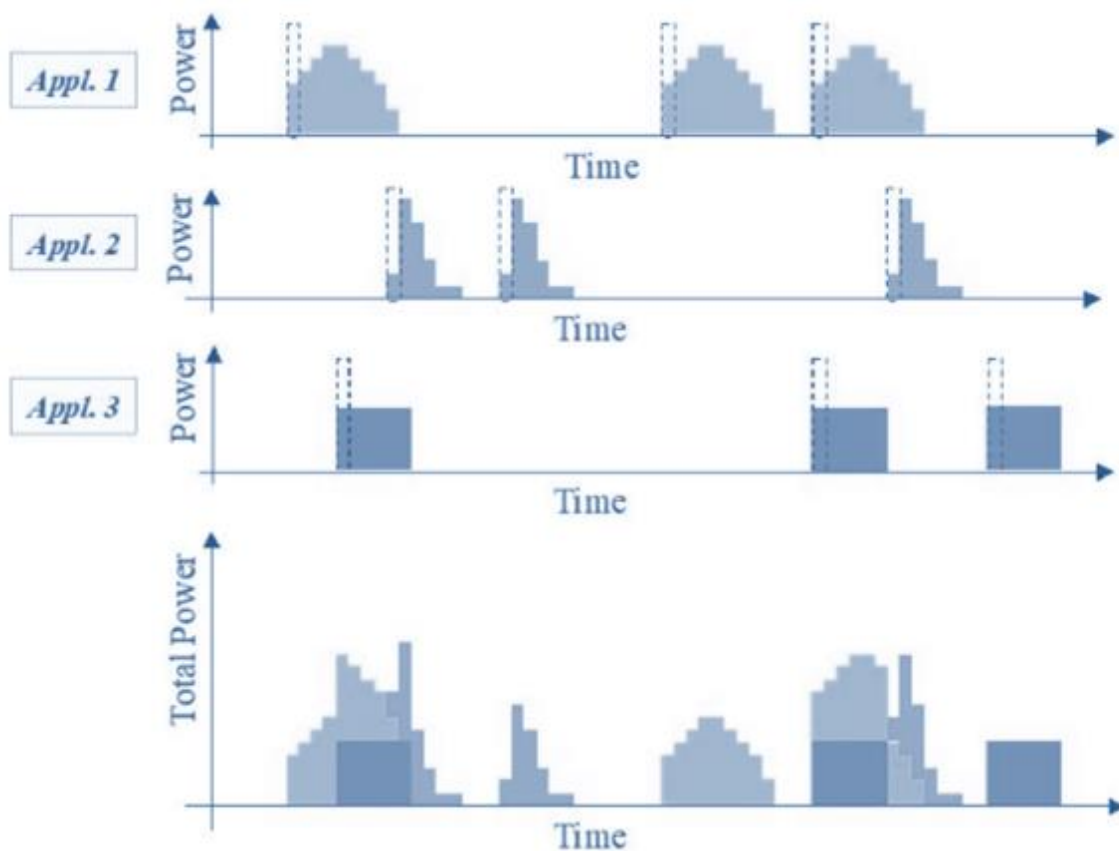


Fig. 6.3. Potenza totale dell'utente ottenuta come somma delle potenze dei singoli dispositivi.
 (Fonte: Ala, V. Cosentino, A. Di Stefano, G. Fiscelli, F. Genduso, G.C. Giaconia, M. G. Ippolito, D. La Cascia, F. Massaro, R. Miceli, P. Romano, C. Spataro, F. Viola, G. Zizzo.
 "Energy Management via Connected Household Appliances")

Per determinare la quota flessibile del profilo di potenza, è sufficiente sommare i profili di assorbimento medi simulati per tutti i dispositivi che sono stati scelti per fornire flessibilità.

Per ottenere dati statistici sul comportamento dell'utente, la suddetta procedura viene ripetuta un numero di volte pari al numero N degli utenti presenti nel contesto urbano analizzato, in modo da ottenere N diversi profili di potenza giornalieri per ogni giorno tipo.

b) pompe di calore

Per ciò che attiene alle pompe di calore per il condizionamento estivo, il profilo di potenza base (temperatura dell'aria interna pari a 24 °C) e il profilo di potenza a seguito delle azioni di DR (temperatura dell'aria interna pari a 26 °C e 28 °C) sono stati calcolati in accordo alla metodologia descritta nel Capitolo 5.

6.3.2. Calcolo degli indici di flessibilità

La flessibilità potenzialmente disponibile nei quartieri è stata espressa attraverso 1) la densità di flessibilità e 2) l'indice di flessibilità dei quartieri.

1) Densità di flessibilità

La densità di flessibilità $Dflex_t$ viene calcolata con la seguente relazione:

$$Dflex_t = \frac{P_{flex,t}}{S_q}$$

In cui $P_{flex,t}$ è il valore medio della potenza calcolata nelle 24 ore considerando un utilizzo delle pompe di calore alla temperatura dell'aria interna, rispettivamente, di $t = 26$ °C e $t = 28$ °C e S_q è la superficie del quartiere considerato.

2) L'indice di flessibilità $Kflex_t$ viene calcolato con la seguente relazione:

$$Kflex_t = \frac{P_{base} - P_{flex,t}}{P_{base}}$$

In cui P_{base} è la potenza assorbita dal quartiere nelle 24 ore in assenza di azioni di DR, ossia considerando un utilizzo delle pompe di calore per il condizionamento estivo alla temperatura dell'aria interna $t = 24$ °C. Tale valore è utilizzato, quindi, come riferimento da confrontare con la potenza $P_{flex,t}$ assorbita in presenza di azioni di DR, in modo da potere quantificare l'effettivo potenziale di flessibilità.

CAPITOLO 7. CASI STUDIO

7.1. Casi studio

La metodologia descritta nel Cap.6 è stata applicata a tre quartieri della città di Palermo, identificati in Fig. 7.1. Mediante l'utilizzo dei software Google Earth e Vector Works sono stati ricavati: 1) la superficie dei quartieri, rispettivamente, pari a 268,491 m², 271,767 m², e 108,419 m² (Figure 6.2 – 6.4), 2) la superficie edificata adibita ad abitazione, rispettivamente, pari a 109,207 m², 36,468 m² e 109,207 m², 3) la distribuzione del numero dei piani relativo alla superficie edificata, come rappresentata Fig. 6.5.

Il Quartiere A è caratterizzato dalla compresenza di edifici costruiti negli anni '30 (Edifici Antichi) ed edifici costruiti negli anni '70 (Edifici Moderni) secondo la proporzione mostrata in Tav. 7.2. Il Quartiere B e il Quartiere C includono, esclusivamente, Edifici Moderni. Non sono presenti contesti urbani caratterizzati da edifici passivi progettati secondo i criteri di efficienza energetica definiti dalla normativa vigente [106].

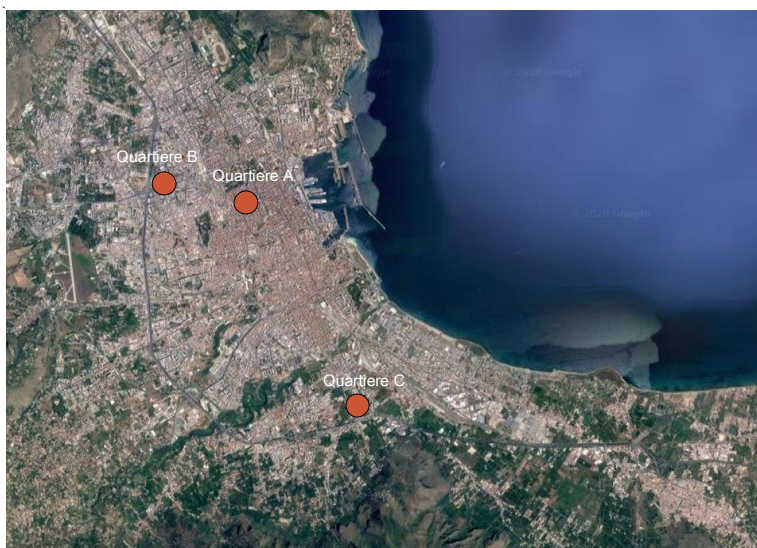


Fig. 7.1. Localizzazione dei quartieri

Nel Quartiere A prevalgono Edifici Antichi di 4 piani ed Edifici Moderni di 8 piani, che costituiscono, rispettivamente, il 23 % e il 16 % della superficie edificata. Il quartiere B è caratterizzato, in prevalenza, da Edifici Moderni di 10 piani e 14 piani, che rappresentano, rispettivamente, il 24 % e il 26 % della superficie edificata. Infine, il Quartiere C è caratterizzato, per il 47 %, da Edifici Moderni di 7 piani. L'andamento del numero dei piani degli edifici, oltre che a connotare i quartieri, comporta una differente distribuzione degli

appartamenti di livello intermedio che, come ampiamente evidenziato nel Capitolo 4, hanno, per la loro collocazione, comportamenti termici diversi dagli appartamenti di piano terra e gli appartamenti di ultimo piano.



Fig. 7.2. Quartiere A



Fig. 7.3. Quartiere B

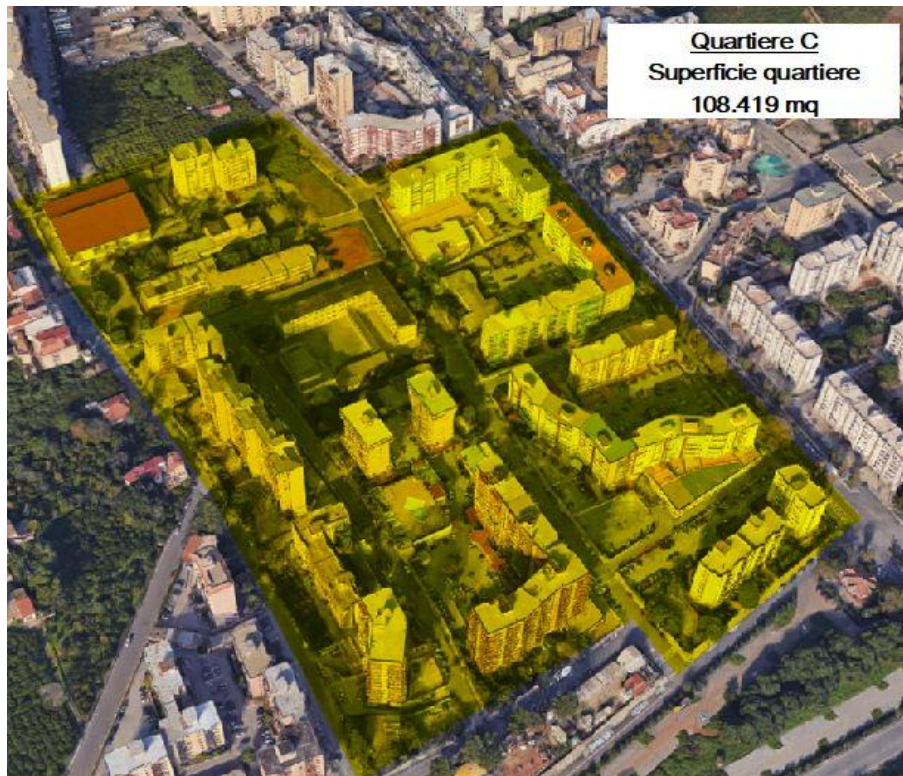


Fig. 7.4. Quartiere C

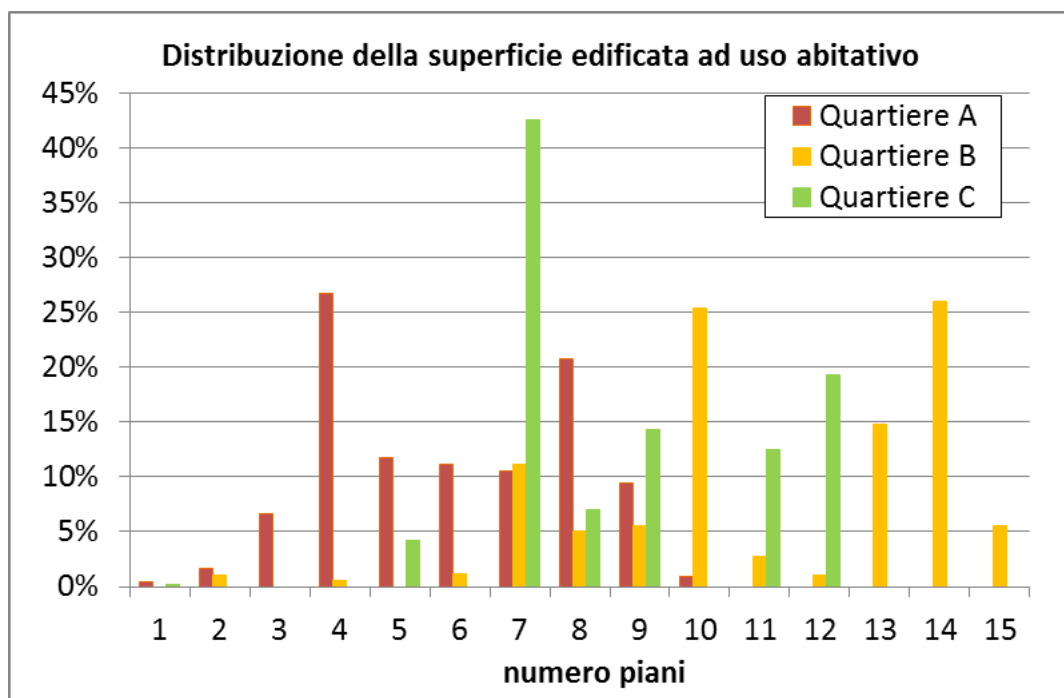

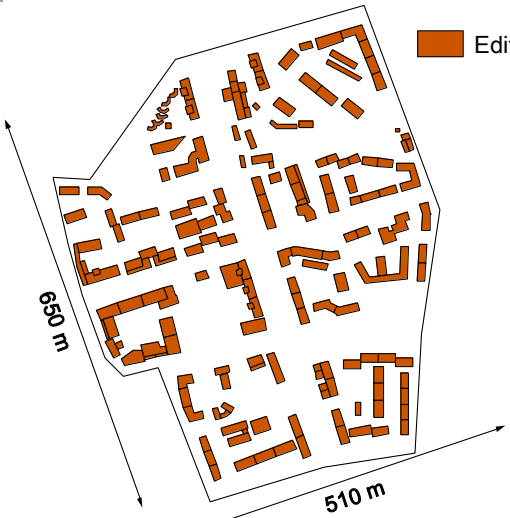



Fig. 7.5. Distribuzione della superficie edificata

Tav. 7.1. Dati dei quartieri di Palermo

 <p>Edifici Antichi Edifici Moderni</p>	<p>QUARTIERE A</p> <p>Superficie quartiere: 268,491 m² Superficie edificata: 109,207 m² Numero Appartamenti: 4,200 Numero Appartamenti Antichi: 1,993 Numero Appartamenti Moderni: 2,207</p>
 <p>Edifici Moderni</p>	<p>QUARTIERE B</p> <p>Superficie quartiere: m² 271,767 m² Superficie edificata: 36,468 m² Numero Appartamenti: 2,675 Numero Appartamenti Moderni: 2,675</p>
 <p>Edifici Moderni</p>	<p>QUARTIERE C</p> <p>Superficie quartiere: m² 108,419 m² Superficie edificata: 13,276 m² Numero Appartamenti: 679 Numero Appartamenti Moderni: 679</p>

Tav. 7.2. Distribuzione degli edifici nei quartieri

Quartiere	Edifici Antichi	Edifici Moderni
A	47 %	53 %
B	-	100 %
C	-	100 %

Assunta una superficie media degli appartamenti pari a 152 m² (in linea con caratteristiche degli edifici descritte nel Capitolo 4), è emerso, quindi, che nel Quartiere A, le abitazioni di livello intermedio rappresentano il 72 % degli appartamenti degli Edifici Antichi e il 60 % degli appartamenti degli Edifici Moderni. Analogamente, nel Quartiere B nel Quartiere C, gli appartamenti di livello intermedio costituiscono, rispettivamente, l'82 % e il 76 % degli Edifici Moderni. Il numero degli appartamenti presenti in ciascuno dei quartieri nonché il numero degli appartamenti in relazione alla tipologia edilizia e alla localizzazione nell'edificio sono elencati nelle Tav. 7.1 e Tav. 7.3.

Tav. 7.3. Numero degli appartamenti nei quartieri

Quartiere	Edifici	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
A	Edifici Antichi	404	1184	404
	Edifici Moderni	308	1594	308
B	Edifici Antichi	-	-	-
	Edifici Moderni	240	2195	240
C	Edifici Antichi	-	-	-
	Edifici Moderni	84	513	82

7.2. Scenari di studio

Ai fini di una valutazione dell'effettiva potenza impegnata negli appartamenti, è necessario considerare adeguatamente la tipologia di fonte energetica utilizzata per le singole utenze nonché il tipo di dispositivo. In tal senso, distinguere la modalità con cui è effettuato il raffrescamento, ossia se mediante utilizzo di pompe di calore esclusivamente per il raffrescamento o attraverso pompe di calore per il riscaldamento e il raffrescamento è un

aspetto determinante, perché ad esso è associata una differente combinazione dei dispositivi utilizzati. Infatti:

- assunto che l'esclusivo utilizzo delle pompe di calore per il raffrescamento sia associato al riscaldamento con impianti a gas;
 - ritenuto verosimile che gli impianti a gas utilizzati per la produzione di acqua siano impiegati anche per il riscaldamento;
 - assunto che ad un utilizzo delle pompe di calore per riscaldamento e il raffrescamento sia associato l'uso dell'elettricità per tutte le altre utenze,
- sono state, quindi, individuate due configurazioni:

- a) parzialmente elettrico, che considera l'uso delle pompe di calore per il raffrescamento;
- b) tutto elettrico, che considera l'uso della pompe di calore per il riscaldamento e il condizionamento.

Nella tavola 7.4 è mostrata la fonte energetica utilizzata per ciascuna configurazione.

Tav. 7.4. Sorgente energetica utilizzata per ciascuna configurazione degli scenari

Configurazione	ELETTRICITA'						GAS			
	Riscaldamento	Raffrescamento	Acqua calda	Cucina	Apparecchi elettrici	Illuminazione	Riscaldamento	Raffrescamento	Acqua calda	Cucina
Parzialmente elettrico		x			x	x	x		x	x
Tutto elettrico	x	x	x	x	x	x				

Sulla base delle configurazioni precedenti e rilevato dai dati Istat [121] un maggiore utilizzo, tra le famiglie siciliane, del gas per il riscaldamento e la produzione dell'acqua calda, rispetto all'elettricità, sono stati definiti i seguenti 3 scenari di studio:

- **Scenario 1 (parzialmente elettrico + tutto elettrico):**
 - 1a (tutto elettrico) - il 38.9 % delle famiglie utilizza l'elettricità per il riscaldamento, il raffrescamento estivo e per la produzione di acqua calda, oltre che per gli usi cucina, l'illuminazione e gli apparecchi elettrici. Lo scenario impiega le pompe di calore per il riscaldamento e raffrescamento, gli scaldacqua elettrici, la cucina a induzione e il forno elettrico.

- 1b (parzialmente elettrico) - il 61.1 % delle famiglie utilizza l'elettricità per il condizionamento, l'illuminazione e gli apparecchi elettrici, mentre il gas è utilizzato per il riscaldamento, la produzione di acqua calda e per gli usi cucina. Nello Scenario 1b sono utilizzate le pompe di calore per il raffrescamento;

- **Scenario 2 (parzialmente elettrico + tutto elettrico):**

- 2a (tutto elettrico) - mantiene le stesse caratteristiche dello Scenario 1a. Considera soltanto una differente opzione di produzione dell'acqua calda, con l'utilizzo delle pompe di calore.
- 2b (parzialmente elettrico) - Mantiene le stesse caratteristiche dello Scenario 1b.

- **Scenario 3 (parzialmente elettrico + tutto elettrico):**

- 3a (tutto elettrico) - Anch'esso, come lo scenario 2a assume una differente modalità di produzione dell'acqua calda. In assenza di dati relativi agli specifici dispositivi alimentati da elettricità per la produzione di acqua calda, si è assunto che:
 - 1) il 50 % delle famiglie utilizzi le pompe di calore;
 - 2) il 50 % delle famiglie utilizzi lo scaldacqua elettrico;
- 3b (parzialmente elettrico). Mantiene le stesse caratteristiche dello Scenario 1b.

Nella Tav. 7.2. sono schematizzati gli scenari e i dispositivi utilizzati in relazione ai carichi considerati.

Tav. 7.5. Scenari di studio e dispositivi utilizzati

Carichi	Dispositivi	Scenario 1		Scenario 2		Scenario 3	
		1a	1b	2a	2b	3a	3b
		E	P/E	E	P/E	E	P/E
Riscaldamento	Impianti a gas						
	Pompe di calore	x		x		x	
Raffrescamento	Pompe di calore per il raffrescamento		x		x		x
	Pompe di calore	x		x		x	
Acqua calda	Scaldacqua elettrico	x				x	
	Pompe di calore			x		x	
	Impianti a gas						
Cucina	Piano cottura e forno a gas						
	Piano cottura a induzione e forno elettrico	x		x		x	
Apparecchi elettrici ed elettrodomestici	TV, PC, Frigorifero, lavatrice, lavastoviglie	x	x	x	x	x	x
Illuminazione		x	x	x	x	x	x

7.3. Calcolo della potenza assorbita dai quartieri: I^a metodologia

7.3.1. Pompe di calore per il riscaldamento e il raffrescamento

La taglia delle pompe di calore per il riscaldamento e/o il raffrescamento è stata definita, per ciascun vano degli appartamenti, in condizioni stazionarie (estate: temperatura esterna 32°C e temperatura interna 26°C; inverno: temperatura esterna 5°C e temperatura interna 20°C) considerando i guadagni interni e solari esclusivamente per il calcolo estivo. Le pompe di calore ad inverter Daikin con potenze nominali di raffrescamento pari a 2 kW, 2.5 kW, 3.5 kW e 5 kW, e potenze nominali di riscaldamento pari di 2.7 kW, 3.4 kW, 4 kW e 5.8 kW, sono state individuate per compensare il carico termico, calcolato con il metodo delle Serie Radiative Temporali, e rappresentato nelle Fig. 7.8 - 7.13. Le differenti colorazioni all'interno dei grafici rappresentano il carico termico relativo alla stagione invernale (1 dicembre - 31 marzo), primaverile (1 aprile - 14 giugno), estiva (15 giugno - 14 settembre) e autunnale (15 settembre - 30 novembre). Il carico con segno negativo indica un flusso di calore uscente dall'ambiente. Viceversa, il carico positivo indica una direzione del flusso di calore entrante nell'ambiente.

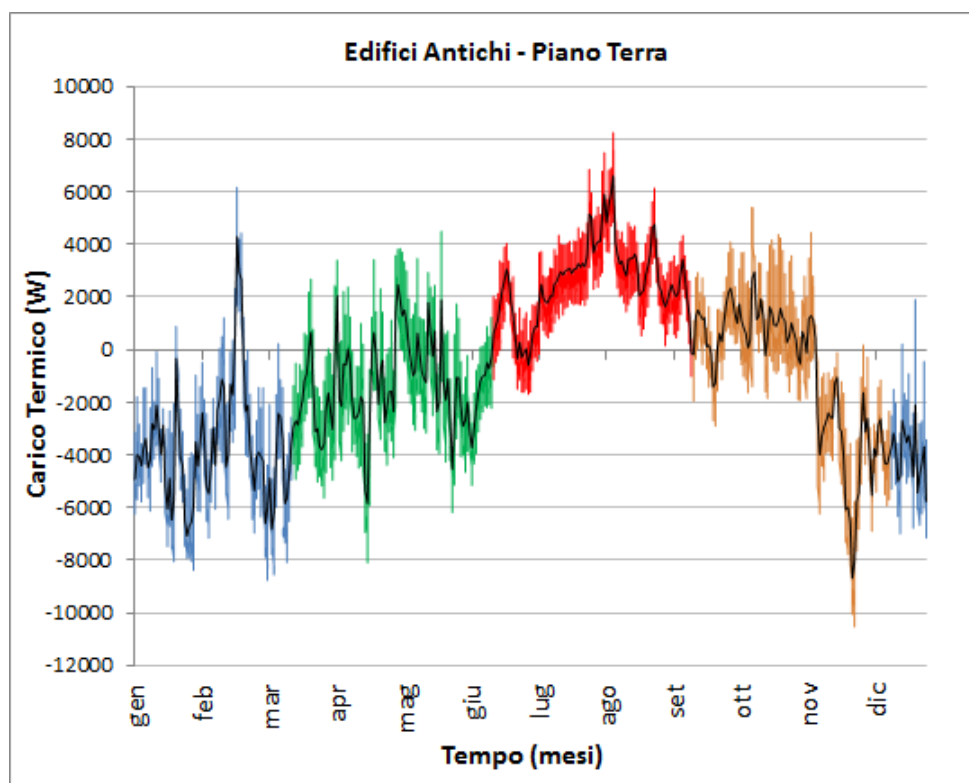


Fig. 7.6. Andamento del carico termico nel Piano Terra degli Edifici Antichi

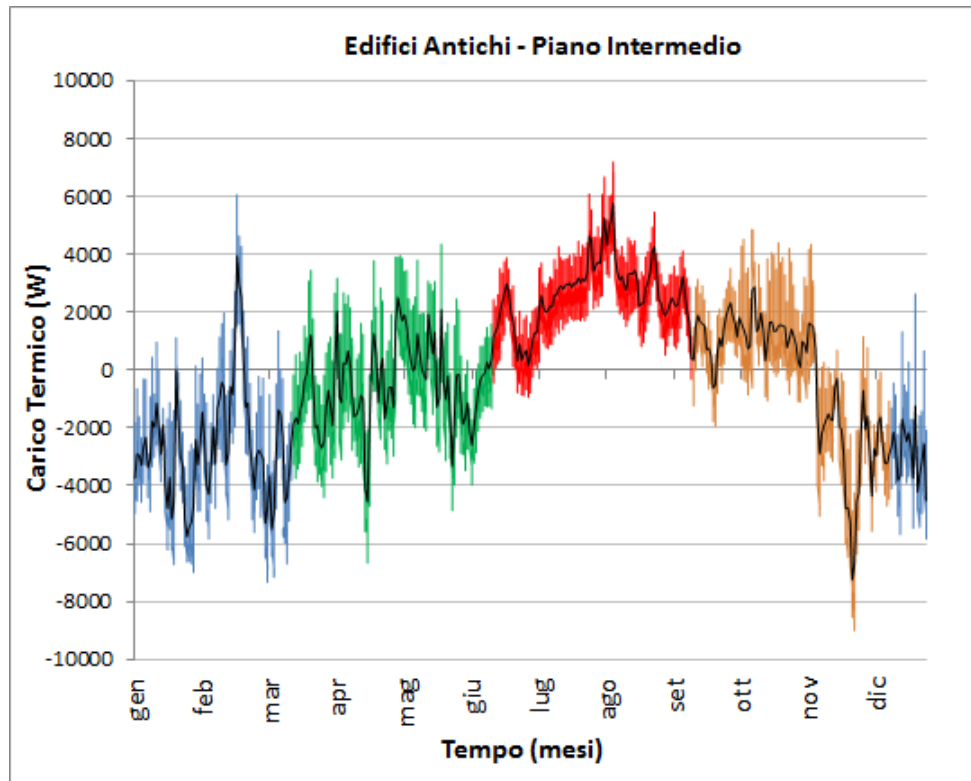


Fig. 7.7. Andamento del carico termico nel Piano Intermedio degli Edifici Antichi

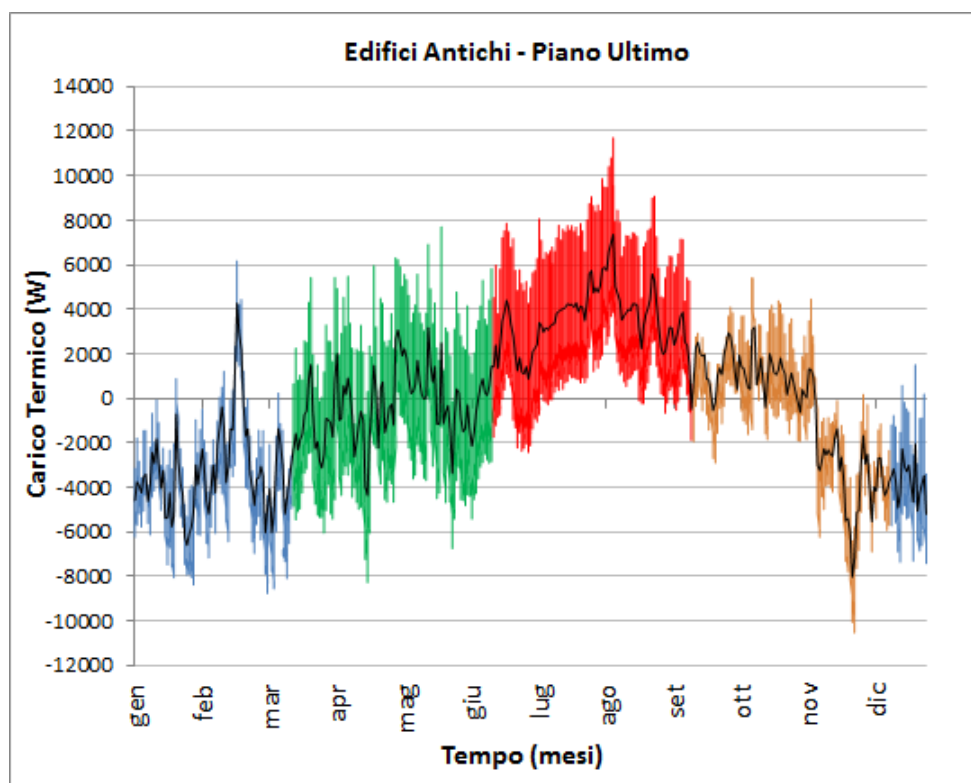


Fig. 7.8. Andamento del carico termico nel Piano Intermedio degli Edifici Antichi

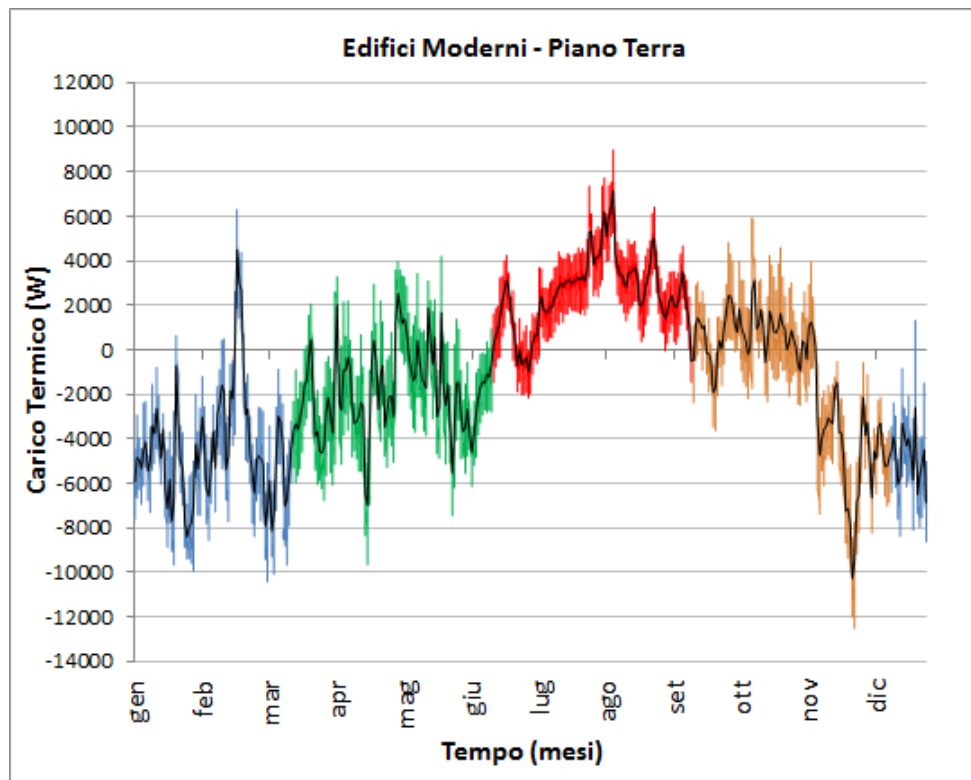


Fig. 7.9. Andamento del carico termico nel Piano terra degli Edifici Moderni

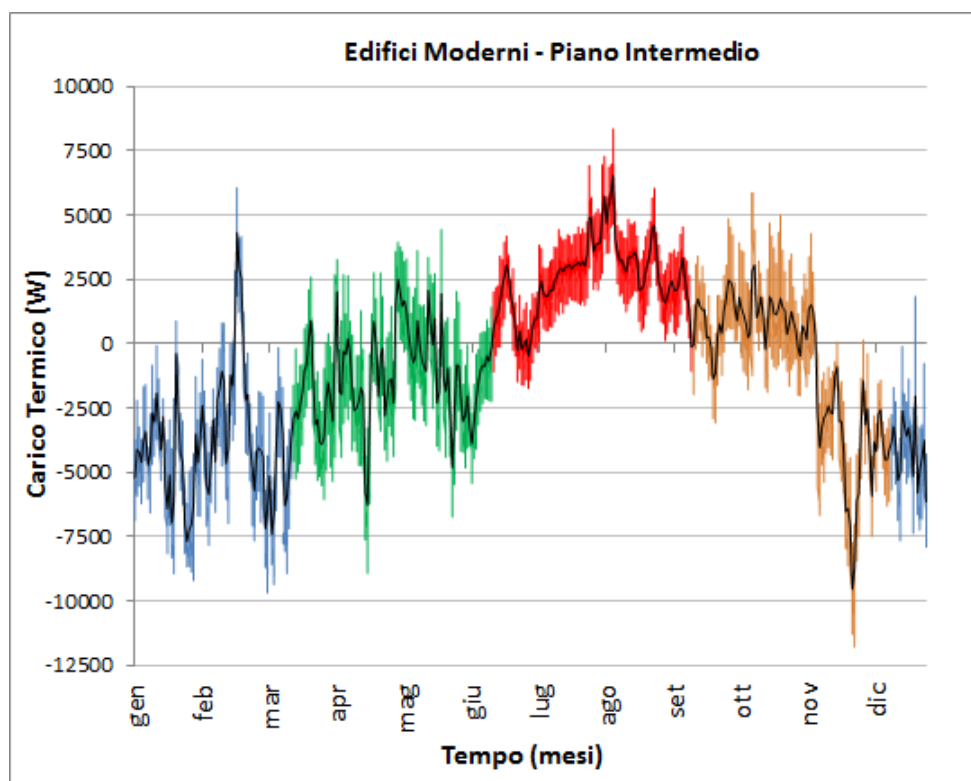


Fig. 7.10. Andamento del carico termico nel Piano Intermedio degli Edifici Moderni

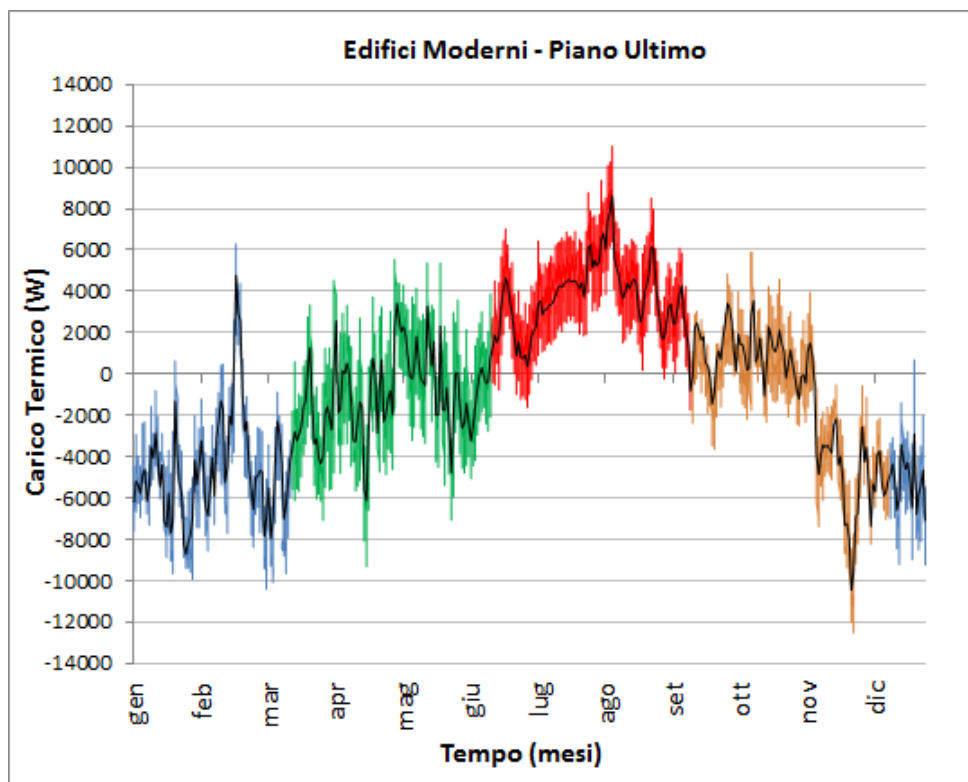


Fig. 7.11. Andamento del carico termico nel Piano Ultimo degli Edifici Moderni

Il consumo estivo e invernale delle pompe di calore è stato definito con la procedura di interpolazione descritta nel Capitolo 5, considerando un periodo di accensione delle pompe di calore pari ad 8 ore (7:00-9:00, 17:00-23:00), in inverno, e a 13 ore (0:00-12:00, 22:00-23:00) in estate, e una temperatura dell'aria interna pari a 20 °C in inverno e 24°C, in estate. Un fattore di utilizzazione pari a 0.5 è stato applicato per tenere conto della non contemporaneità di utilizzo, nell'appartamento, delle pompe di calore sia in regime estivo che invernale. Nelle Fig. 6.14 - 6.19 è rappresentata la potenza assorbita dalle pompe di calore in relazione alla tipologia di edificio e localizzazione dell'appartamento. I differenti colori nei grafici (blu e arancione) indicano la potenza assorbita dalle pompe di calore rispettivamente, per riscaldare e raffreddare gli ambienti. Come è possibile rilevare dai grafici, le pompe di calore funzionano in regime estivo anche durante la stagione primaverile e ancor di più durante la stagione autunnale che, sostanzialmente, alla latitudine considerata, rappresenta una continuazione dell'estate.

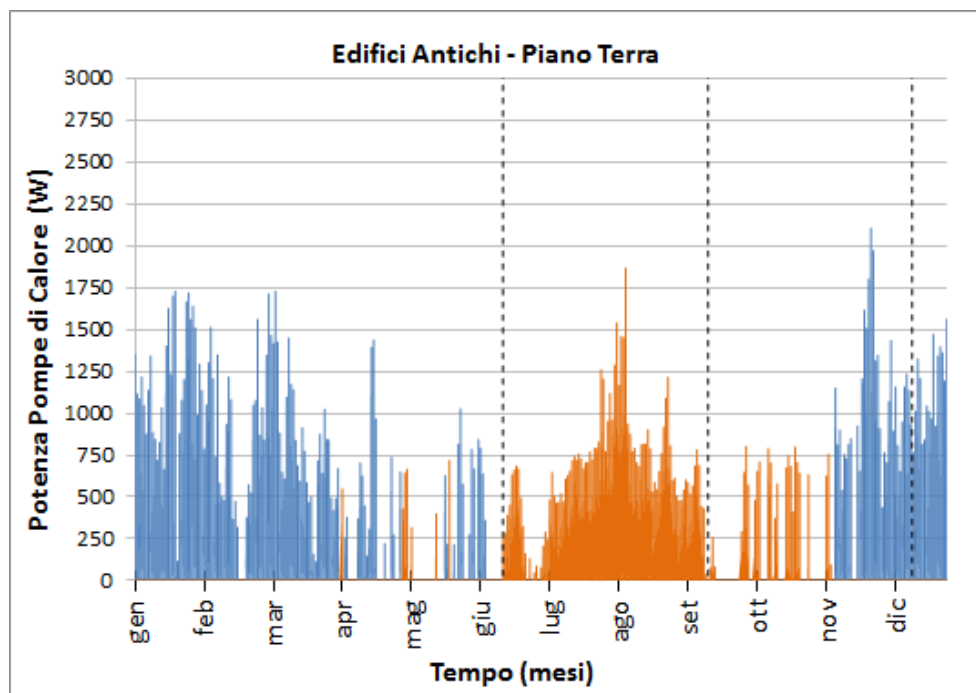


Fig. 7.12. Potenza assorbita dalle pompe di calore nel Piano Terra degli Edifici Antichi

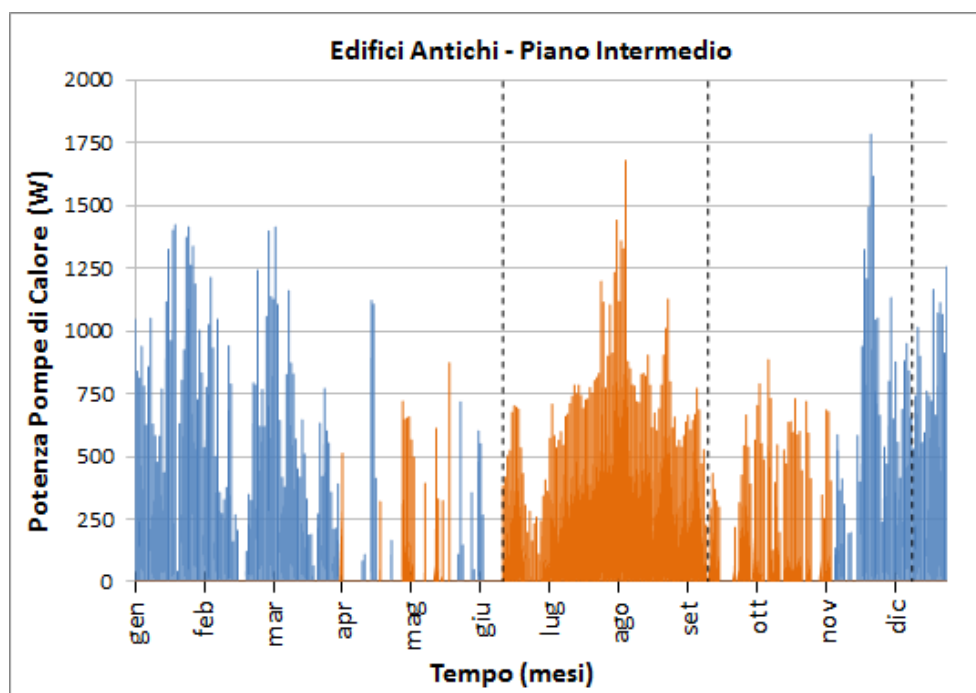


Fig. 7.13. Potenza assorbita dalle pompe di calore nel Piano Intermedio degli Edifici Antichi

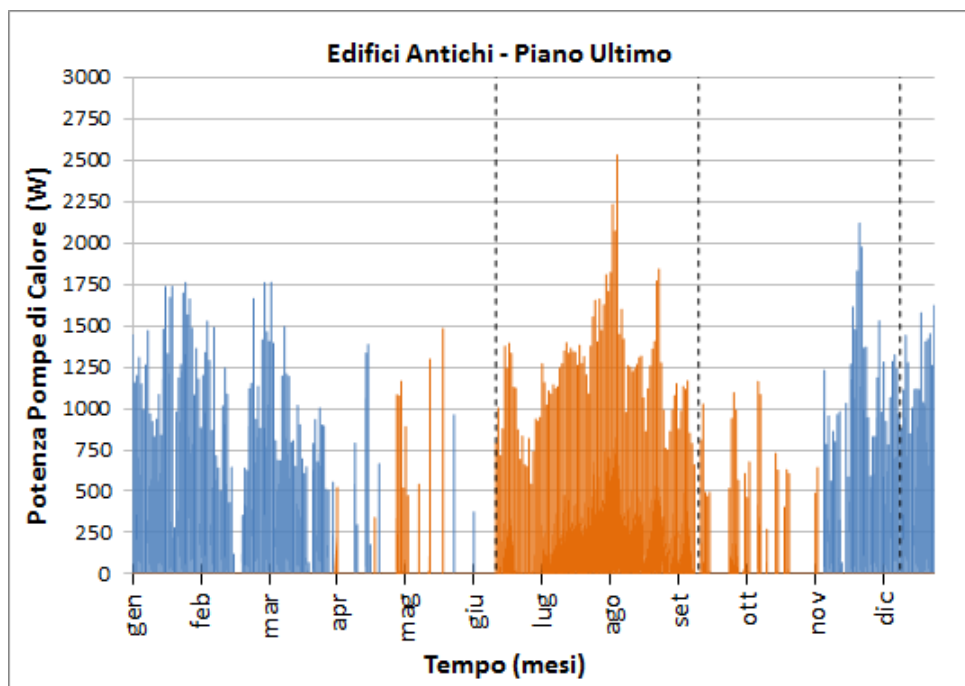


Fig. 7.14. Potenza assorbita dalle pompe di calore nel Piano Ultimo degli Edifici Antichi

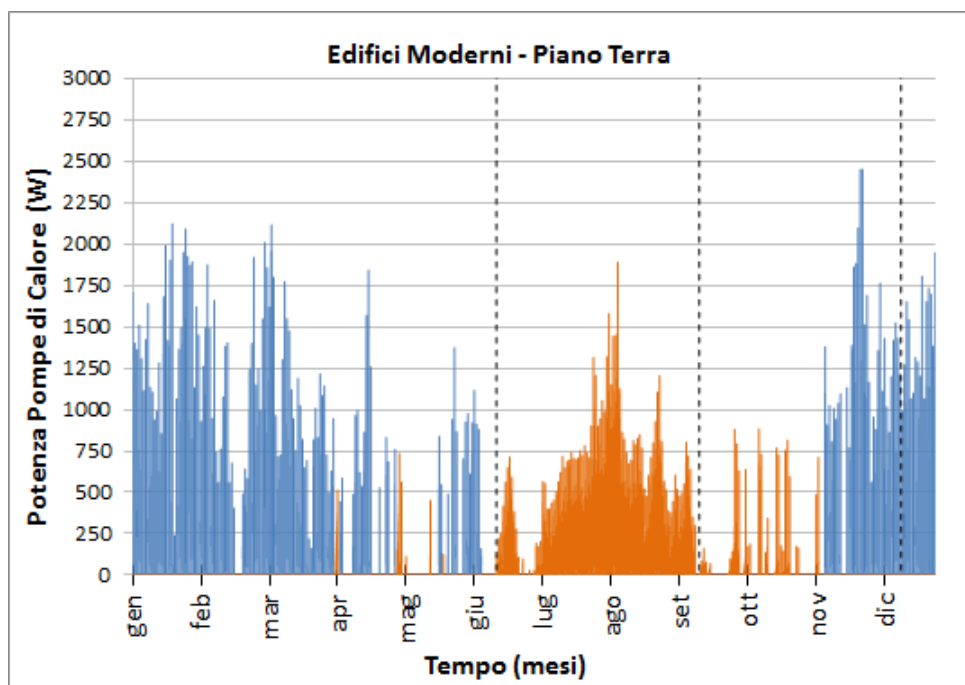


Fig. 7.15. Potenza assorbita dalle pompe di calore nel Piano Terra degli Edifici Moderni

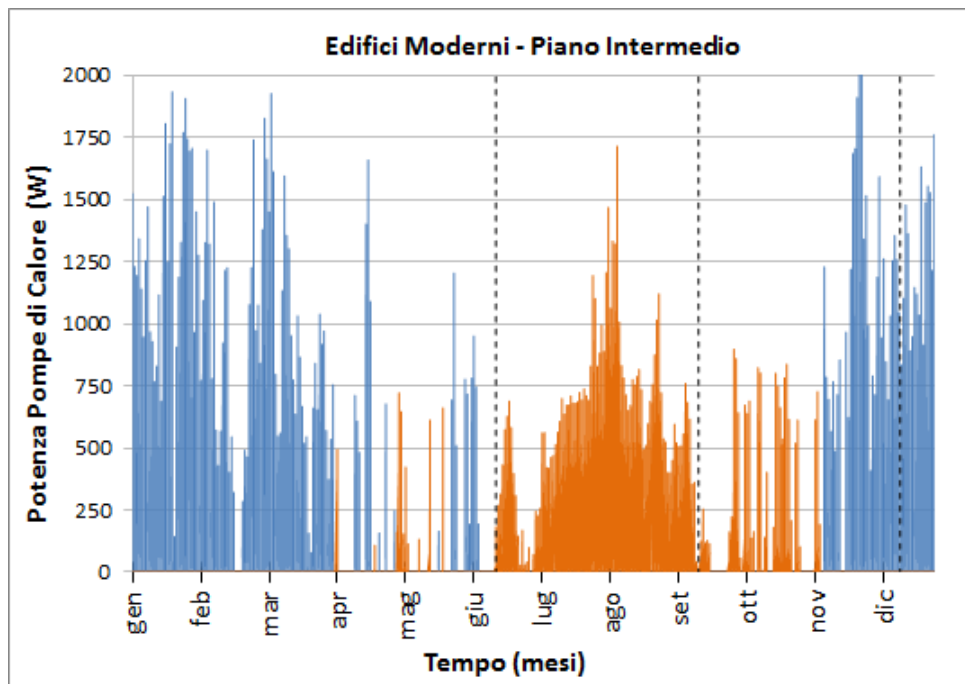


Fig. 7.16. Potenza assorbita dalle pompe di calore nel Piano Intermedio degli Edifici Moderni

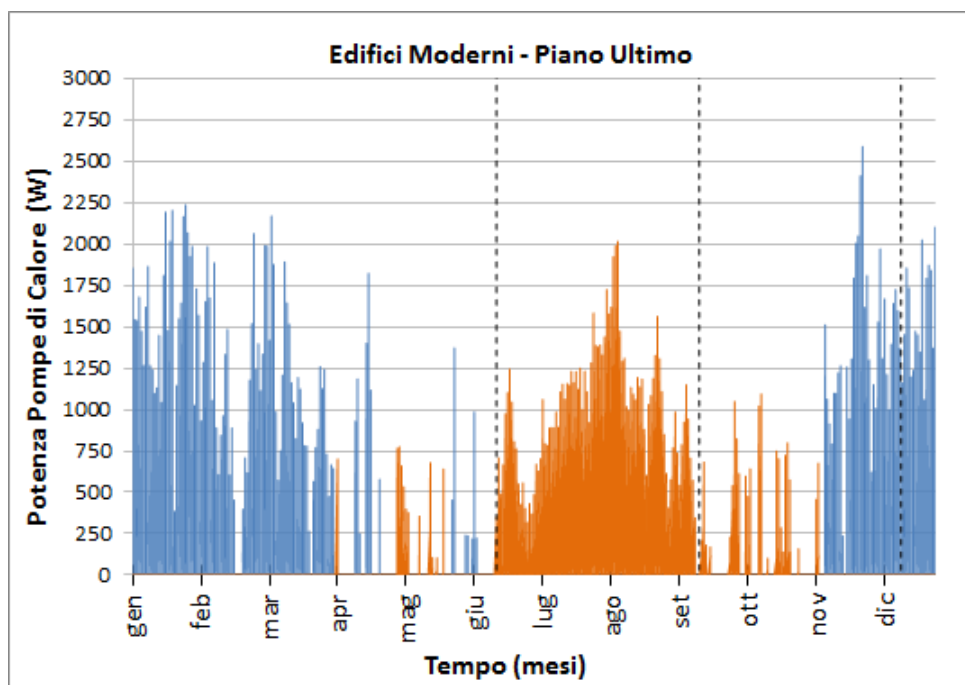


Fig. 7.17. Potenza assorbita dalle pompe di calore nel Piano Ultimo degli Edifici Moderni

7.3.2. Dispositivi elettrici

Per valutare i consumi elettrici per l'illuminazione, gli usi cucina, il riscaldamento dell'acqua, l'utilizzo di elettrodomestici (frigorifero, lavatrice, lavastoviglie), e apparecchiature elettriche (TV, PC), si è ritenuto di adottare alcune ipotesi realistiche. In dettaglio, i dati di consumo annuo di energia elettrica della Provincia di Palermo, forniti dal gestore del sistema di trasmissione elettrica TERNA [115], sono stati opportunamente integrati con i dati dei consumi orari rilevati nella campagna di misura "MICENE" [114] dal gruppo di ricerca eERG del Politecnico di Milano, in 110 famiglie del Nord e Centro Italia. I dati di monitoraggio si riferiscono al consumo di elettricità dovuto all'illuminazione e all'utilizzo di scaldacqua elettrici, lavatrici, lavastoviglie, frigorifero, PC e TV. Poiché esiste una differente domanda di energia elettrica tra il Centro-Nord e il Sud Italia, è stato necessario rapportare adeguatamente i consumi monitorati al contesto analizzato. A tal fine, sono state acquisite da Istat informazioni inerenti:

1) il numero di abitanti e di famiglie residenti in Sicilia [122]. Sulla scorta dei dati è stato stimato una superficie di appartamento occupata da ciascun abitante di circa $36,99 \text{ m}^2$, che corrisponde ad un nucleo familiare di 4 persone nell'appartamento tipo di 152 m^2 .

2) le fonti energetiche utilizzate dalle famiglie siciliane. Dai dati è emerso che il 61,1% delle famiglie utilizza caldaie a metano e a gpl per la produzione di acqua calda sanitaria, mentre il restante 38,9% delle famiglie utilizza energia elettrica [123], per lo stesso scopo.

I suddetti dati, associati ai dati del monitoraggio della campagna "MICENE", hanno permesso di definire il profilo del consumo orario, rappresentato in Fig. 7.18, di tutti i dispositivi elettrici incluso lo scaldacqua.

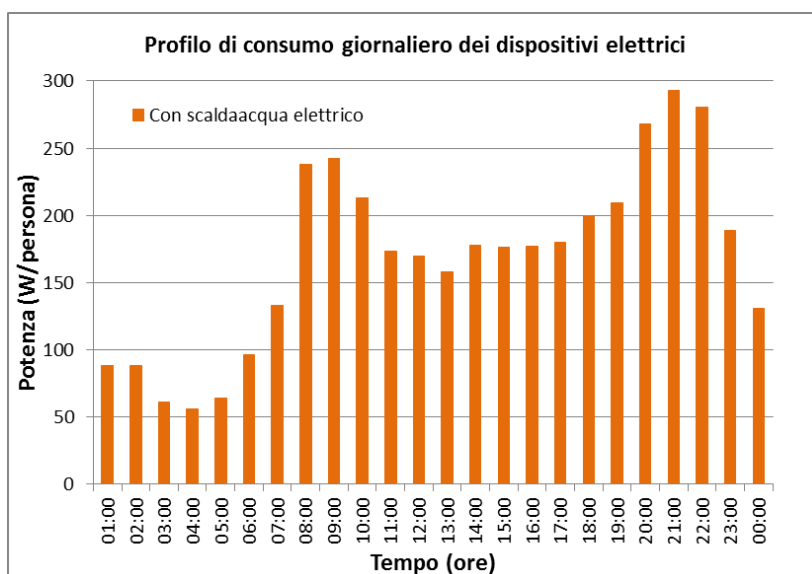


Fig. 7.18. Profilo giornaliero dei consumi dei dispositivi elettrici nell'appartamento tipo

Pertanto, è stato calcolato che i dispositivi elettrici dell'appartamento tipo hanno un consumo di 3,156.08 kWh/anno con picco di potenza pari a 699.52 W. L'energia utilizzata per produrre acqua calda con scaldacqua elettrico è pari a 2,762.03 kWh, corrispondente ad una produzione giornaliera di acqua calda di circa 65 l per persona, assumendo un valore della temperatura dell'acqua calda di 40 °C. Il picco di potenza è pari a 95.02 W.

Per ciò che attiene agli usi cucina, assumendo per ogni appartamento l'utilizzo di quattro fornelli a induzione che funzionano per circa un'ora ogni giorno, è stato stimato una potenza elettrica media impiegata pari a 548 W a pranzo e a cena.

7.3.3. Calcolo del numero degli appartamenti in relazione al tipo di utilizzo delle pompe di calore.

Per calcolare la potenza assorbita dai quartieri, in relazione alla differente connotazione degli scenari, caratterizzati dalla compresenza di utenti che utilizzano esclusivamente energia elettrica per la climatizzazione estiva e invernale, gli usi cucina e la produzione di acqua calda e utenti che hanno un consumo misto di gas e elettricità, per gli stessi scopi, è stato, definito, preventivamente, il numero degli appartamenti in relazione all'utilizzo delle pompe di calore per la climatizzazione estiva e invernale e all'esclusivo utilizzo delle pompe di calore per la climatizzazione estiva. Tale distribuzione è rappresentata per ciascun quartiere, tipologia di edificio e livello dell'appartamento, nella Tav. 7.6. Tale differenziazione, come ampiamente argomentato, è necessaria perché incide sui consumi annuali di elettricità.

Tavola 7.6. Distribuzione degli appartamenti in relazione al tipo di utilizzo delle pompe di calore

		Numero appartamenti					
		Pompe di calore per il riscaldamento e raffrescamento			Pompe di calore per il raffrescamento		
		Scenario 1a - 2a - 3a			Scenario 1b - 2b - 3b		
		Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Quartiere A	Edifici Antichi	157	461	157	246	724	246
	Edifici Moderni	119	620	119	187	975	187
Quartiere B	Edifici Antichi	-	-	-	-	-	-
	Edifici Moderni						
Quartiere C	Edifici Antichi	-	-	-	-	-	-

	Edifici Moderni	32	200	32	51	313	51
--	-----------------	----	-----	----	----	-----	----

Ovviamente, per lo Scenario 3a, al 50% degli appartamenti di piano terra, piano intermedio e piano ultimo indicati in tabella, è attribuito l'uso delle pompe di calore per il riscaldamento dell'acqua e, al restante 50%, l'uso dello scaldacqua elettrico.

Successivamente, è stata calcolata la potenza impegnata negli appartamenti, considerando il carico massimo di ciascun dispositivo installato.

La tavola 7.7. mostra, per ogni scenario, la potenza impegnata in relazione alla tipologia degli edifici e alla localizzazione degli appartamenti negli edifici, assunto che per valori di potenza impegnata compresi tra 0,5 kW e 6 kW, gli 'scatti' di potenza siano pari a 0,5 kW.

Tavola 7.7. Potenza impegnata negli appartamenti

		Potenza installata (kW)				
		Scenario 1a	Scenario 2a	Scenario 3		Scenario 1b-2b-3b
				a1	a2	
Edifici Antichi	Piano terra	3.5	3.5	3.5	3.5	3
	Piano intermedio	3.5	3.5	3.5	3.5	3
	Piano ultimo	3.5	3.5	3.5	3.5	3
Edifici Moderni	Piano terra	4.5	4.0	4.5	4.0	3
	Piano Intermedio	3.5	3.5	3.5	3.5	3
	Piano ultimo	4.5	4.0	4.5	4.0	3

Per ciascuno scenario sono state, quindi, definite la potenza complessiva P_i , e la potenza reattiva complessiva Q_i .

Per lo Scenario 1, la potenza attiva complessiva P_i è pari a 13654.71 kW, 8731.97 kW e 2233.59 kW rispettivamente, per il Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C. Nello Scenario 2 la potenza attiva complessiva è pari a 13535,81 kW, kW e 8638,63 kW e 2201.33 kW, rispettivamente per il Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C. Nello Scenario 3 la potenza complessiva, è pari a 13595,26 kW, 8685,30 kW e 2217.46 kW, rispettivamente, per il Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C.

La potenza reattiva complessiva Q_i , per lo Scenario 1, è pari a 6613,28 kVAR, 4229,08 e 1081,78 KVA, rispettivamente, per il Quartiere A, quartiere B e Quartiere C. Nello Scenario 2, la potenza reattiva complessiva è pari 6555,69 kVAR, 4183,88 e 1066,15 kVA, rispettivamente, per il Quartiere 1, Quartiere 2 e Quartiere 3. Nello Scenario 3, la potenza

reattiva complessiva è pari a 6584,48 kVAR, 4206,48 kVA e 1073,97 kVA, rispettivamente, per il Quartiere A, quartiere B e Quartiere C.

La effettiva potenza totale apparente A_q richiesta dai quartieri, calcolata considerando un incremento della potenza attiva e reattiva pari al 5%, un fattore di contemporaneità, calcolato con la formula di Rusk, pari a 0.13, un tasso di crescita annua della potenza, nel periodo di 10 anni, pari al 5%, è mostrata nella Tav. 7.8. Nella Tav. 7.8. sono, inoltre, indicate la potenza attiva totale P_{tot} , la potenza reattiva totale Q_{tot} e la potenza apparente complessiva A_{tot} .

Tav. 7.8. Potenze richieste dai quartieri

		Potenza attiva P_{tot} (kW)	Potenza reattiva Q_{tot} (kVAR)	Potenza apparente A_{tot} (kVA)	Potenza apparente totale A_q (kVA)
Quartiere 1	Scenario 1	14337,45	6943,94	15930,50	3466,25
	Scenario 2	14212,60	6883,47	15791,77	3436,06
	Scenario 3	14275,02	6913,71	15861,13	3451,15
Quartiere 2	Scenario 1	9168,56	4440,54	10187,29	2273,62
	Scenario 2	9070,56	4393,07	10078,40	2249,32
	Scenario 3	9119,56	4416,81	10132,85	2261,47
Quartiere 3	Scenario 1	2345,27	1135,87	2605,86	652,71
	Scenario 2	2311,40	1119,46	2568,22	643,28
	Scenario 3	2328,33	1127,66	2587,04	647,99

7.4. Densità di carico elettrico dei quartieri

La densità di carico elettrico d , calcolata come rapporto tra la potenza apparente totale A_q e la superficie S del quartiere, è mostrata, per ciascuno degli scenari considerati, nella Tav. 7.9.

Tav. 7.9. Densità di carico elettrico dei quartieri

	Densità di carico (MVA/m ²)		
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Quartiere 1	12.91	12.80	12.85
Quartiere 2	8.37	8.28	8.32
Quartiere 3	6.02	5.93	5.98

7.5. Calcolo della massima potenza utilizzabile dai quartieri

Per potere definire la massima potenza utilizzabile dai quartieri si è proceduto calcolando, preliminarmente, la potenza dei trasformatori in relazione alla densità di carico elettrico e, successivamente, il numero dei trasformatori.

7.5.1. Potenza trasformatore

Per i Quartieri A e B la densità di carico, essendo superiore ad 8 MVA, richiederebbe un trasformatore economicamente conveniente, di potenza compresa tra 800 MVA e 1250 MVA, mentre per il Quartiere C, che presenta una densità di carico superiore a 4 MVV, la taglia del trasformatore dovrebbe essere compresa tra 640 MVA e 800 MVA. Poiché la corrente di corto circuito cresce con la taglia del trasformatore e il limite accettato dal DSO è pari a 16 kVA, la taglia del trasformatore che corrisponde a tale limite è pari a 630 kVA. Pertanto, il valore di potenza del trasformatore pari a 630 kVA è stato considerato per tutti e tre i quartieri.

7.5.2. Numero trasformatori

Il numero dei trasformatori è stato ricavato imponendo che il rapporto tra la potenza totale richiesta dal quartiere dopo i 10 anni e il numero dei trasformatori non superi la potenza nominale di 630 kVA, assumendo un fattore di contemporaneità calcolato con la formula di Rusk, pari a 0.16, e un margine di riserva di potenza del 30%.

Il calcolo per tentativi, ha consentito di definire il numero dei trasformatori, e conseguentemente, la potenza massima utilizzabile dai quartieri. La Tav. 7.10. mostra il numero dei trasformatori calcolato per ciascun quartiere e la relativa potenza massima utilizzabile.

Tav. 7.10. Numero dei trasformatori e potenza massima utilizzabile dai quartieri

	Numero trasformatori	Potenza massima utilizzabile (kVA)
Quartiere A	9	5670
Quartiere B	6	3780
Quartiere C	2	1260

7.6. Profilo di potenza assorbita dai quartieri: II^a metodologia

Il profilo di potenza giornaliero dell'appartamento tipo per un tipico giorno estivo, è stato calcolato utilizzando una differente procedura per i consumi di lavatrice, lavastoviglie,

frigorifero, TV, PC e illuminazione, usi cucina, e verificando, per ciascun quartiere, quanto il picco di carico definito si avvicini al valore ottenuto con il calcolo precedentemente effettuato. Per potere calcolare il picco massimo di carico nel quartiere si è proceduto calcolando le curve di carico, nelle 24 h ad intervalli di 10 minuti, di ciascuno dei dispositivi presenti negli appartamenti.

7.6.1. Pompe di calore per il raffrescamento

Per ciò che attiene alle pompe di calore per il raffrescamento, il profilo di consumo base, è stato definito, considerando la temperatura dell'aria interna pari a 24 °C, come media dei consumi negli appartamenti di piano terra, piano intermedio e piano ultimo delle tipologie edilizie presenti nei quartieri.

Per tenere conto della non contemporaneità di utilizzo delle pompe di calore nell'appartamento è stato applicato un coefficiente riduttivo pari a 0.5, in linea con il calcolo effettuato per definire la potenza assorbita dal quartiere.

Per tenere conto della non contemporaneità di utilizzo delle pompe di calore nel quartiere sono stati, inoltre, introdotti:

- a) un fattore riduttivo c_{u1} pari a 0.53 relativo alla frequenza di utilizzo durante la settimana ed estrapolato dai dati Istat [124] riportati in Tav. 7.11.

Tavola 7.11. Frequenza di utilizzo dell'impianto di condizionamento in Sicilia

Frequenza di utilizzo dell'impianto di condizionamento			
Tutti i giorni o quasi	Qualche giorno a settimana	Qualche giorno al mese	Solo occasionalmente quando serve
35.6	26.6	10	27.7

In dettaglio, sono stati attribuiti alla voci:

- "tutti i giorni o quasi" il valore 7 giorni/settimana;
 - "qualche giorno a settimana" il valore 3 giorni/settimana
 - "qualche giorno a mese" il valore 1 giorno/settimana
 - "solo occasionalmente quando serve" il valore 2 giorni/settimana
- b) un ulteriore coefficiente di riduzione c_{u2} , pari a 0.385, che considera nella fascia di 13 ore di maggiore probabilità di accensione dell'impianto (ore 22:00 - 23:00; ore 24:00 - ore 12:00), un utilizzo effettivo pari a 5 ore, ottenuto approssimando i dati Istat [125] mostrati in Tav. 7.12.

Tavola 7.12. Ore di accensione dell'impianto di condizionamento in Sicilia

Ore di accensione dell'impianto di condizionamento			
mattino	pomeriggio	notte	Totale
0.48	2.15	1.33	4.36

Il prodotto dei fattori c_{u1} e c_{u2} consente di ottenere un fattore di contemporaneità di utilizzo nell'intero quartiere, pari a 0.20, che coincide con il valore ottenuto nel calcolo della potenza assorbita dai quartieri, applicando alla formula di Rusk un fattore di contemporaneità per carichi omogenei $F_{c\infty} = 0.18$.

Il profilo di potenza assorbita dalle pompe di calore per il raffrescamento, dovuto ad una temperatura dell'aria interna pari, rispettivamente, a 26 °C e 28 °C, come effetto di azioni di DR, è stato definito effettuando, come per il calcolo del profilo di consumo base, la media dei consumi negli appartamenti di piano terra, piano intermedio e piano ultimo per le tipologie edilizie presenti nei quartieri.

7.6.2. Dispositivi elettrici

Il calcolo della potenza assorbita dai dispositivi elettrici presenti nell'appartamento è stato effettuato mediante la metodologia Monte Carlo. In particolare, è stato assunto un nucleo familiare pari a 4 persone, e dati di probabilità di utilizzo degli elettrodomestici (utilizzo settimanale e probabilità di accensione giornaliera), come forniti dal CECED:

lavatrice: 5,9 lavaggi/settimana;

lavastoviglie: 7 lavaggi/settimana;

cucina elettrica: 7 giorni/settimana;

TV/PC: 7 giorni/settimana;

frigorifero: 7 giorni/settimana;

illuminazione. 7 giorni/settimana;

In dettaglio, sono state condotte:

- 4200, 2675 e 679 simulazioni per l'utilizzo della lavatrice, rispettivamente, nel Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C;

- 4200, 2675 e 679 simulazioni per l'utilizzo della lavastoviglie, rispettivamente, nel Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C;

- 4200, 2675 e 679 simulazioni, per l'illuminazione, rispettivamente, nel Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C;

- 4200, 2675 e 679 simulazioni, per l'utilizzo del frigorifero, rispettivamente, nel Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C;
- 4200, 2675 e 679 simulazioni, per l'utilizzo di TV e PC, rispettivamente, nel Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C;
- 4200, 2675 e 679 simulazioni, per gli usi cucina, rispettivamente, nel Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C;
- 4 x 4200, 4 x 2675 e 4 x 679 simulazioni, rispettivamente, nel Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C, per le quattro taglie di scaldacqua presenti in Italia (2% da 120 l, 44% da 80 l, 31% da 50 l e 27% da 30 l) in accordo ai dati rilevati da ISTAT;
- 4200, 2675 e 679 simulazioni, rispettivamente, nel Quartiere A, Quartiere B e Quartiere C per lo scaldacqua a pompa di calore da 80 litri con potenza pari a 350 W e COP pari a 2.95. Il metodo Monte Carlo contempla la non contemporaneità dei picchi di assorbimento nel quartiere e, pertanto, nessun ulteriore fattore riduttivo è stato applicato per i dispositivi diversi dalle pompe di calore.

Nelle Figure 7.9 - 7.11 è mostrato, per ciascuno scenario del Quartiere A, l'andamento del profilo di potenza, per appartamento, dei carichi non flessibili (TV, PC, illuminazione, frigorifero, per uso cucina) e dei carichi flessibili differibili (lavatrice, lavastoviglie, scaldacqua elettrico, scaldacqua a pompe di calore).

Il carico flessibile modulabile delle pompe di calore alla temperatura di 26 °C e 28 °C, è stato ottenuto come differenza tra il profilo di carico base e il profilo di carico alla temperatura dell'aria interna, rispettivamente, di 26 °C e 28 °C.

Le Figure 7.12 - 7.20 descrivono sia l'andamento della potenza totale assorbita dai quartieri, considerando un fattore di potenza medio pari a 0.97 e un fattore di presenza contemporanea delle famiglie pari a 0.90, che il profilo della potenza totale flessibile assumendo un funzionamento delle pompe di calore per il raffrescamento alla temperatura di 26 °C e 28 °C.

Come è possibile evincere dai diagrammi di carico il picco massimo di potenza è alle ore 3:10. Un picco leggermente più basso si verifica alle ore 14:50. Nella Tav. 7.13. sono indicati i valori di potenza in corrispondenza dei due picchi.

La Tav. 7.14 mostra i valori della massima potenza apparente in relazione ad una contemporanea presenza delle famiglie, rispettivamente, del 90 % e 100 %. La massima potenza apparente risulta simile alla potenza calcolata precedentemente.

Il carico flessibile orario esprime il potenziale di cui l'eventuale aggregatore può disporre per ridurre il picco.

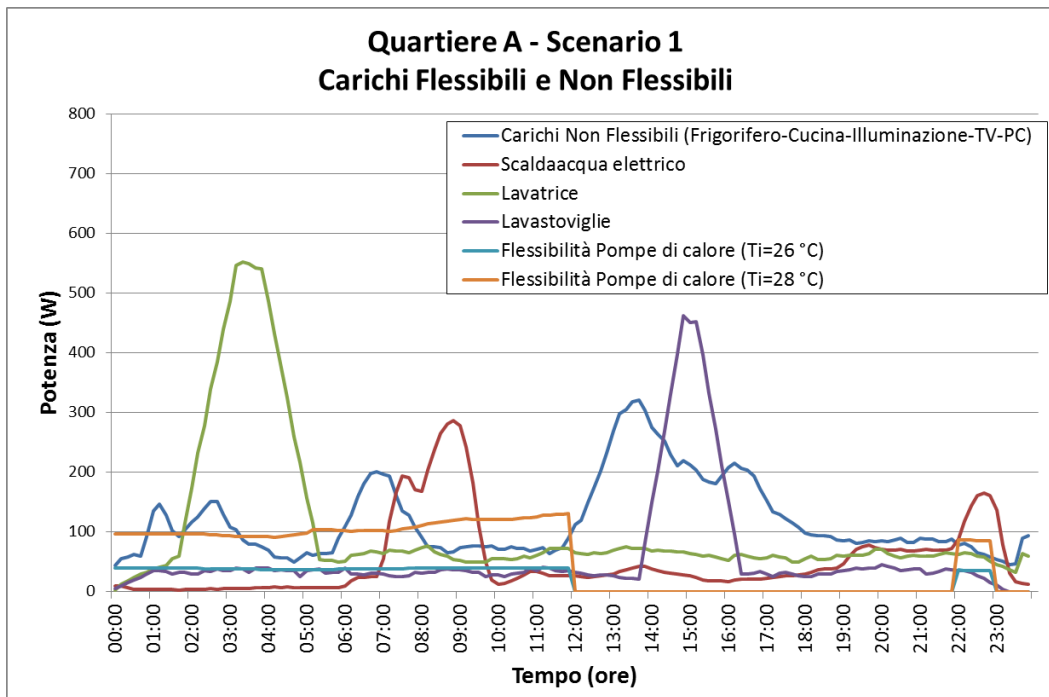


Fig. 7.19a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere A, Scenario 1

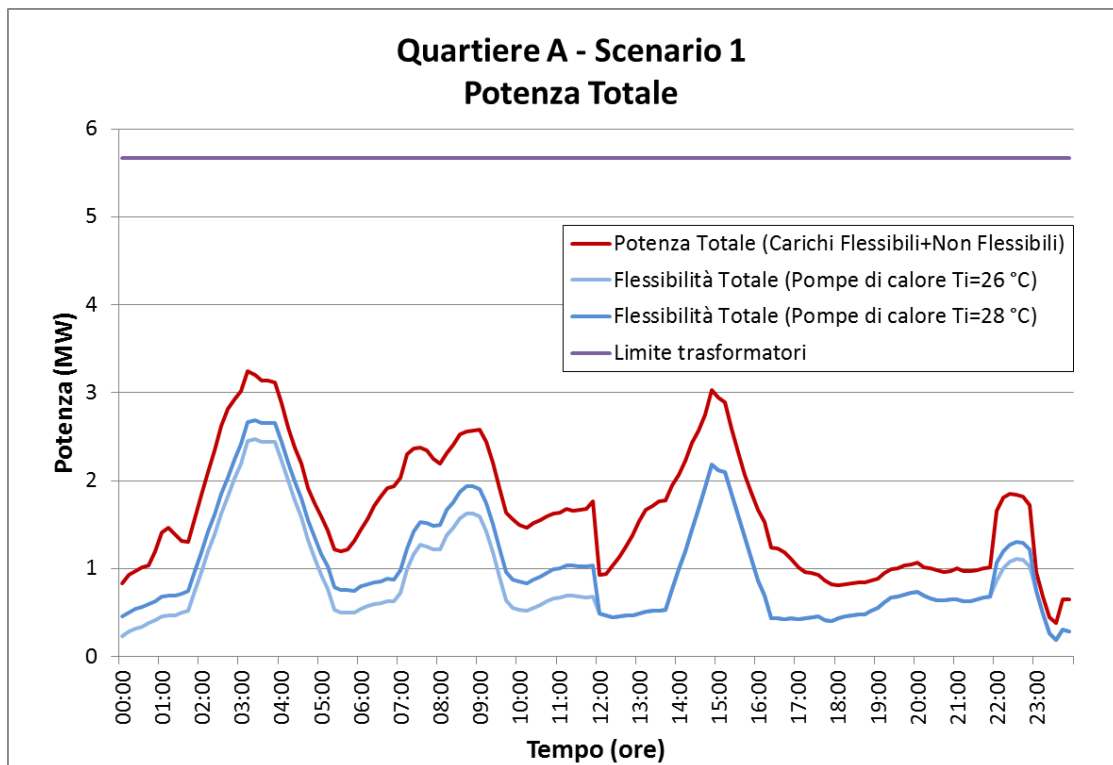


Fig. 7.19b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere A, Scenario 1

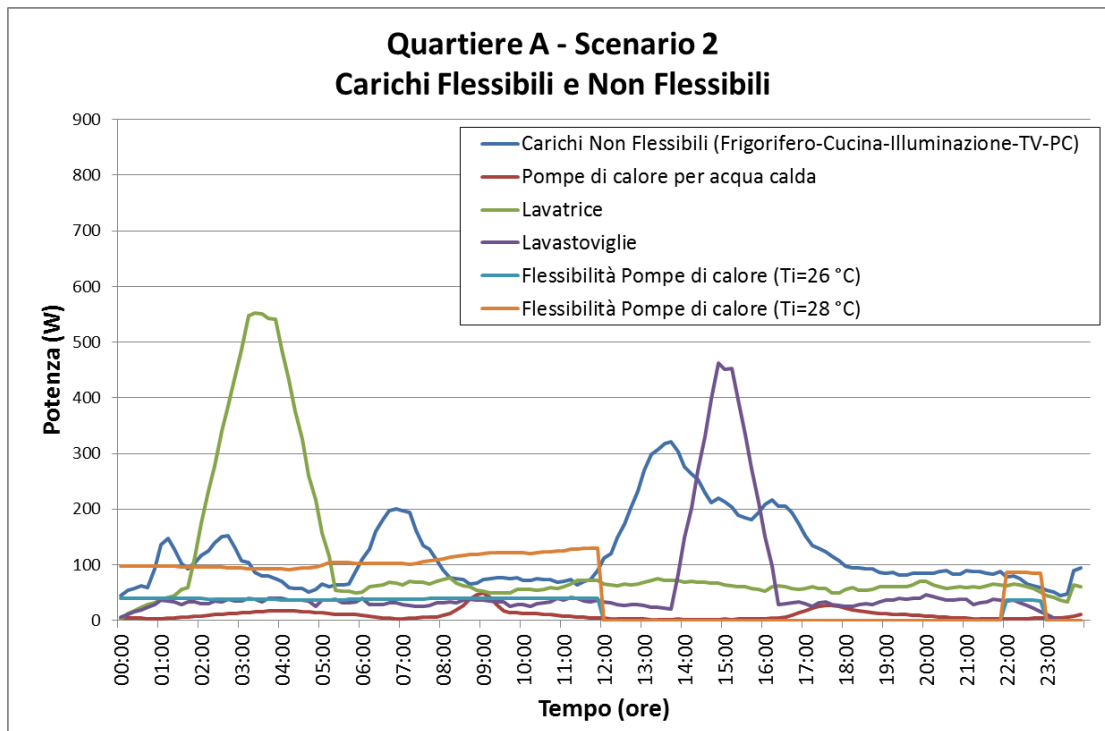


Fig. 7.20a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere A, Scenario 2

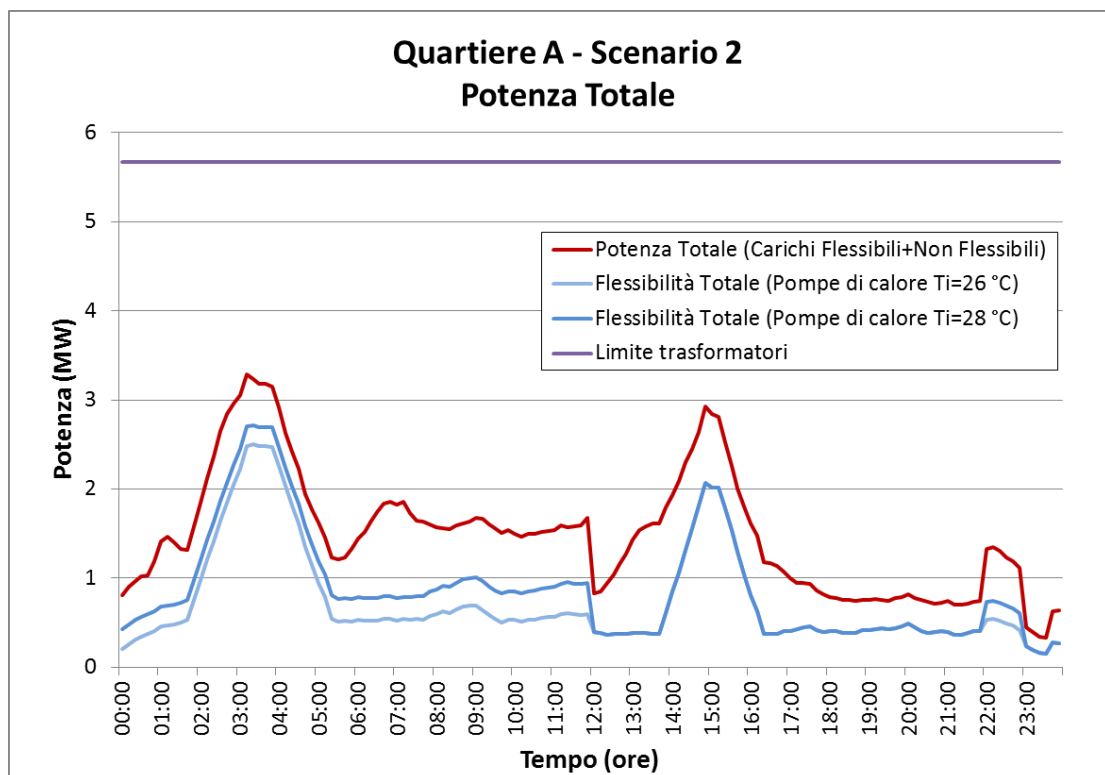


Fig. 7.20b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere A, Scenario 2

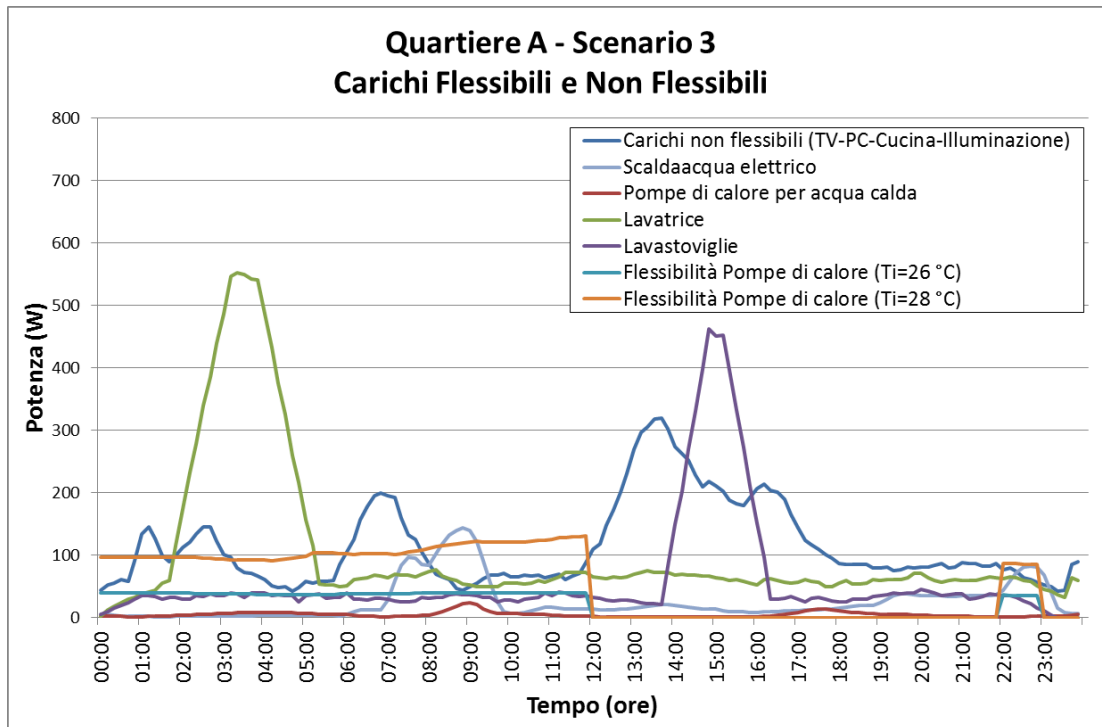


Fig. 7.21a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere A, Scenario 3

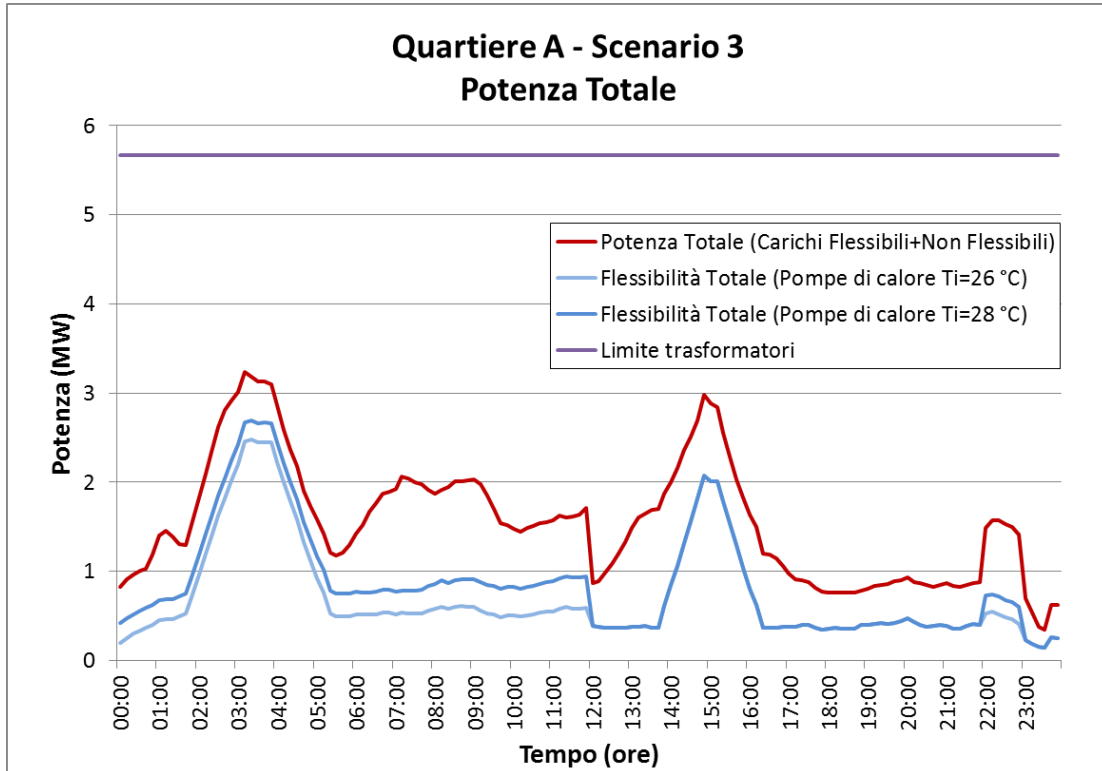


Fig. 7.21b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere A, Scenario 3

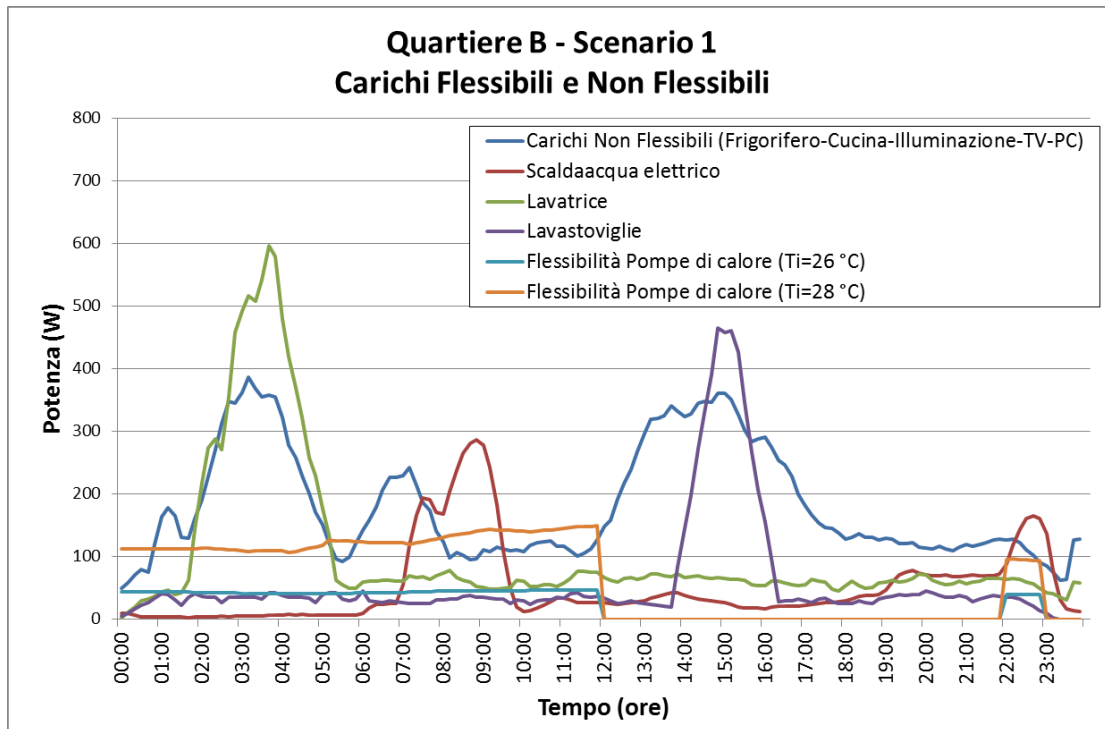


Fig. 7.22a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere B, Scenario 1

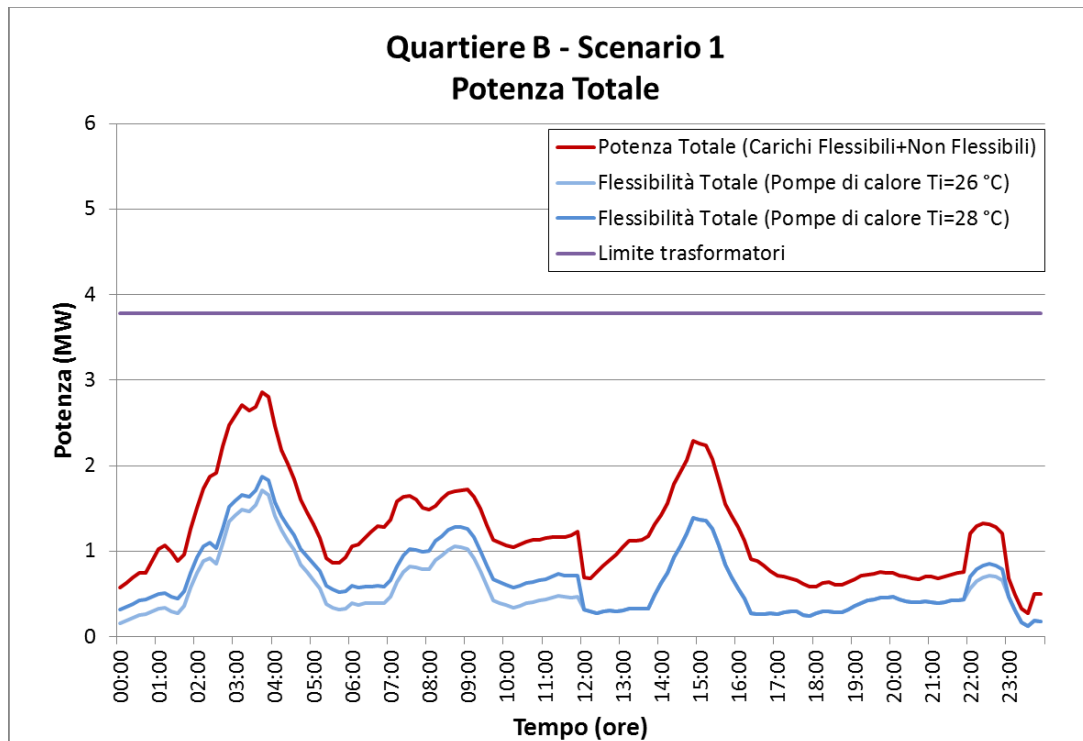


Fig. 7.22b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere B, Scenario 1

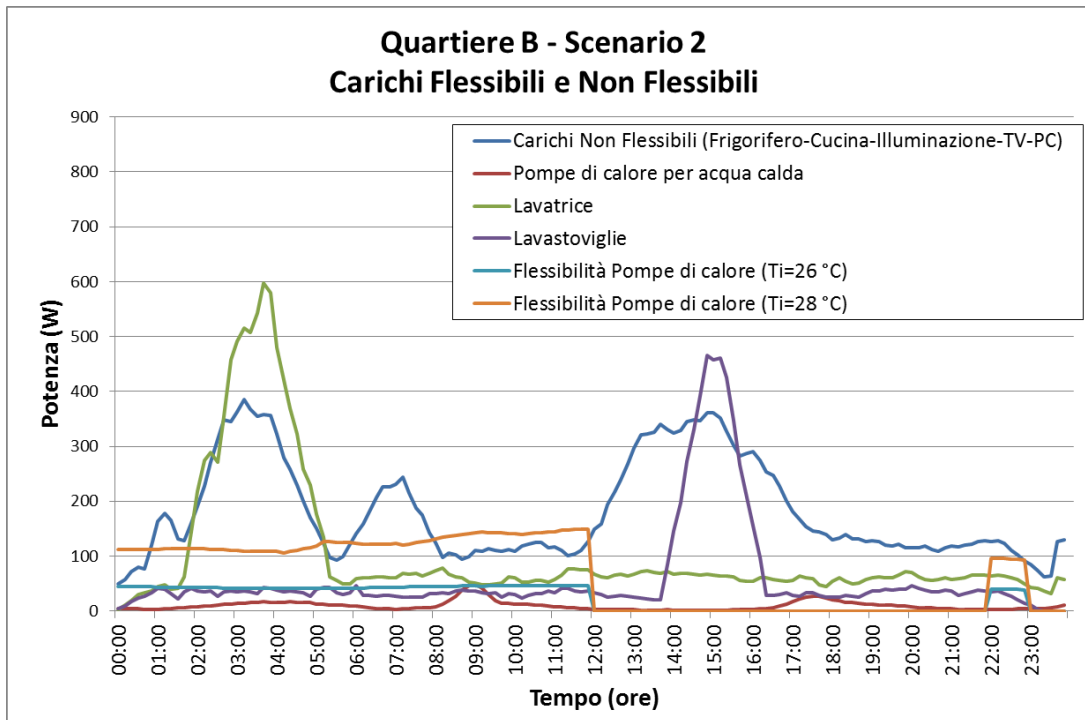


Fig. 7.23a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere B, Scenario 2

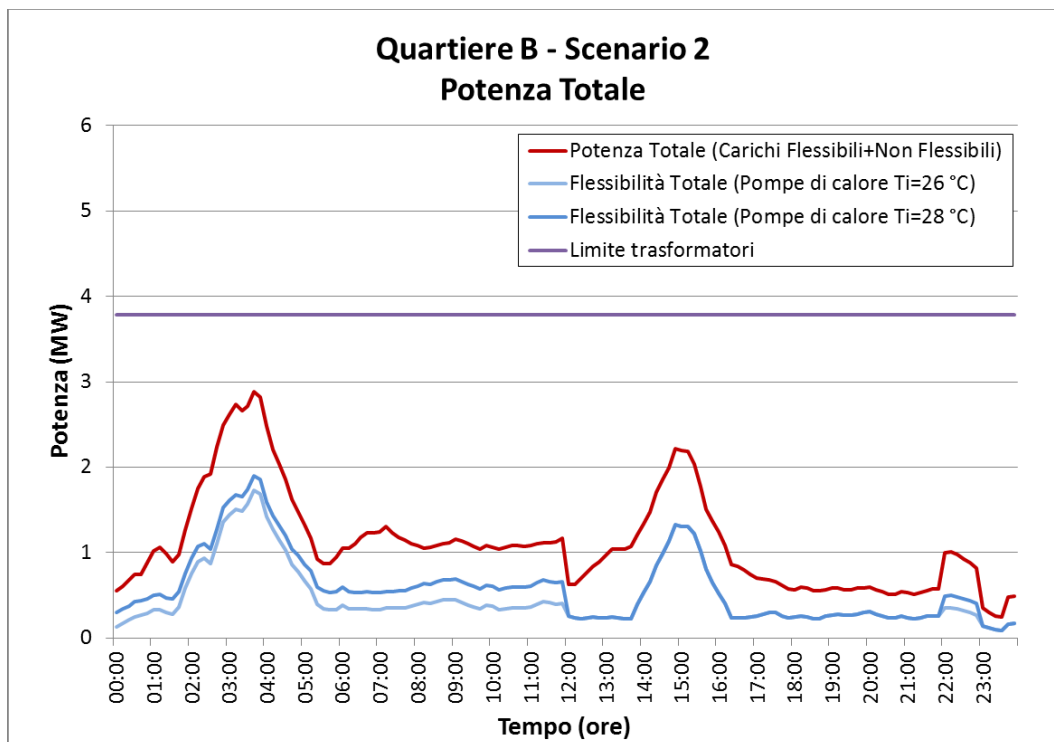


Fig. 7.23b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere B, Scenario 2

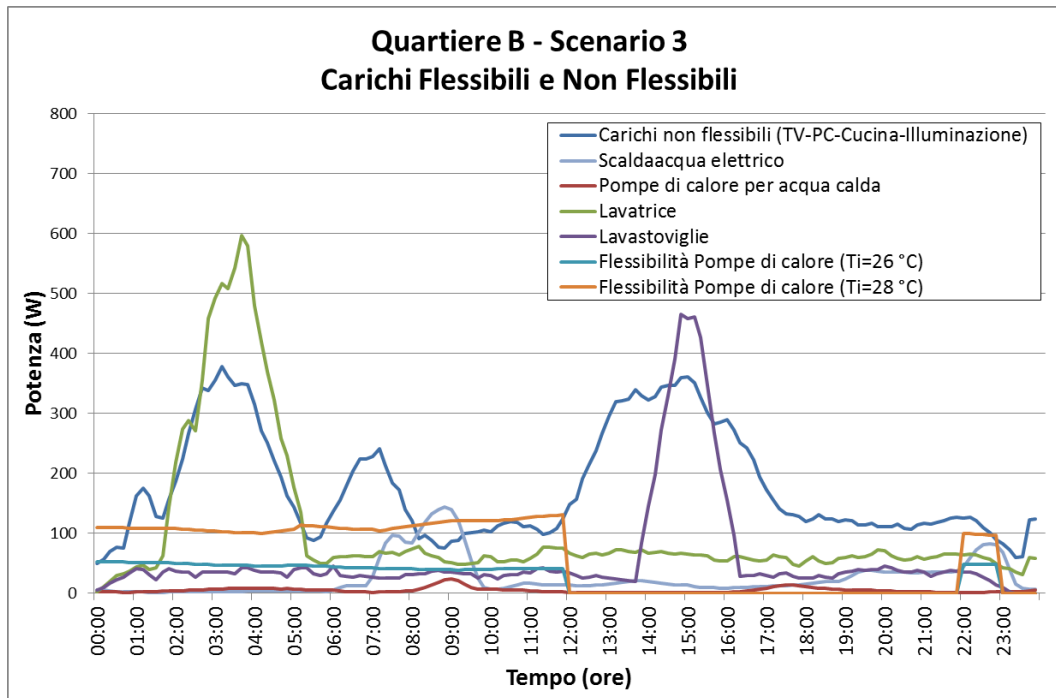


Fig. 7.24a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere B, Scenario 3

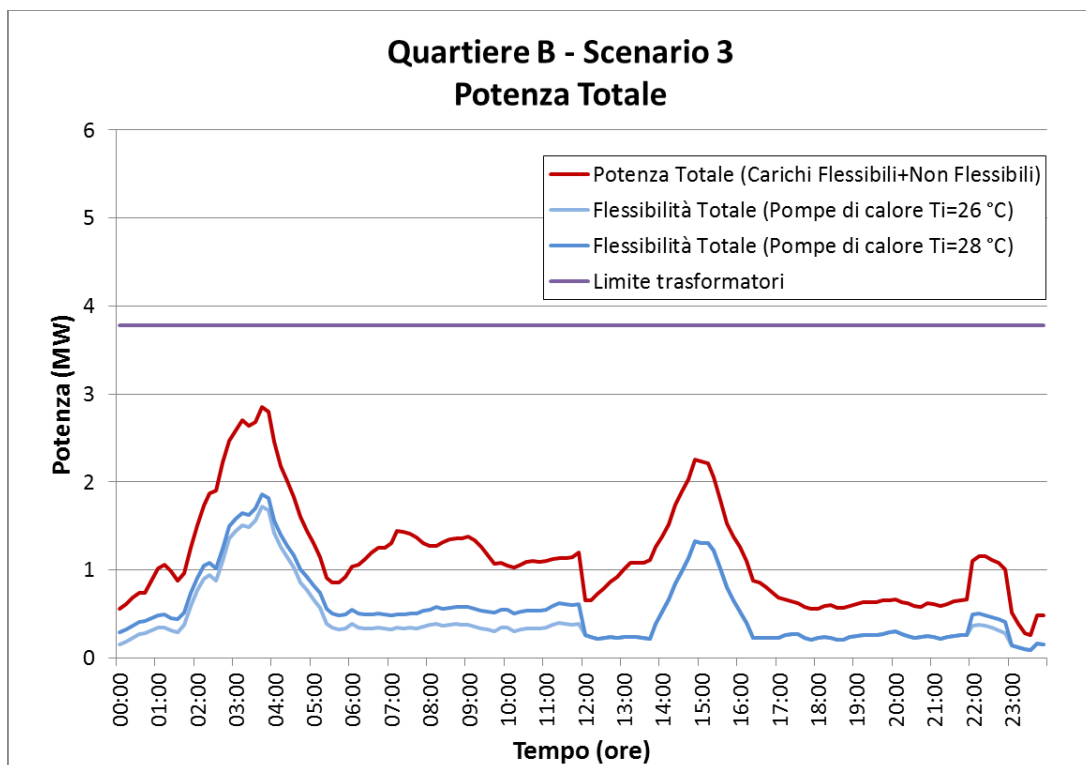


Fig. 7.24b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere B, Scenario 3

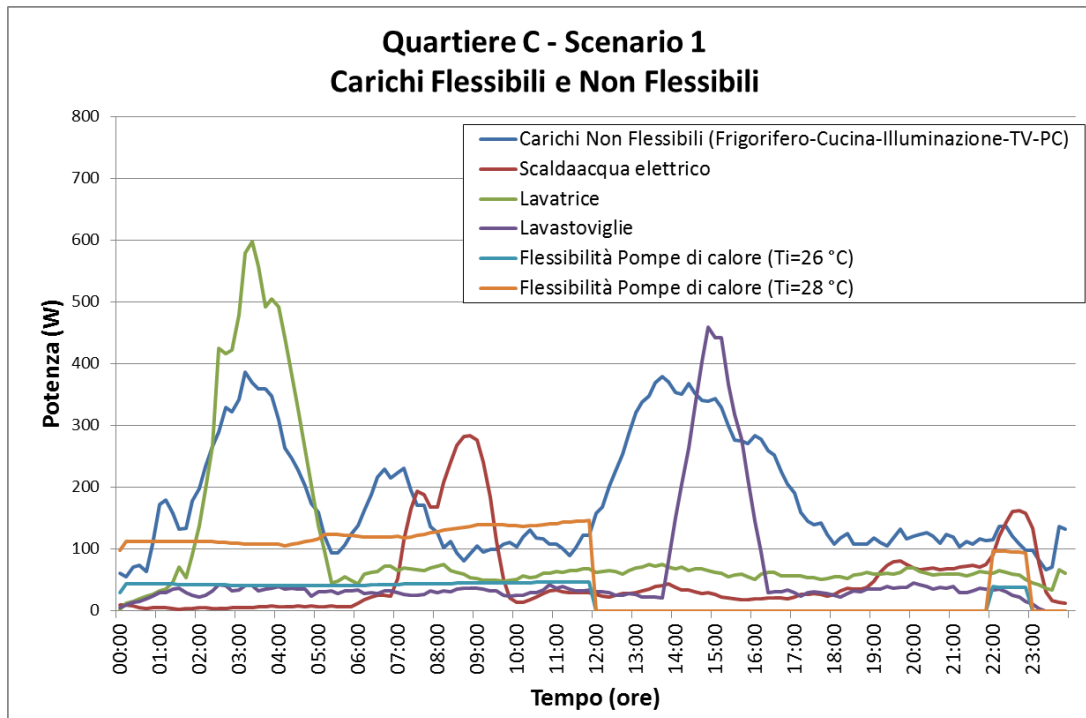


Fig. 7.25a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere C, Scenario 1

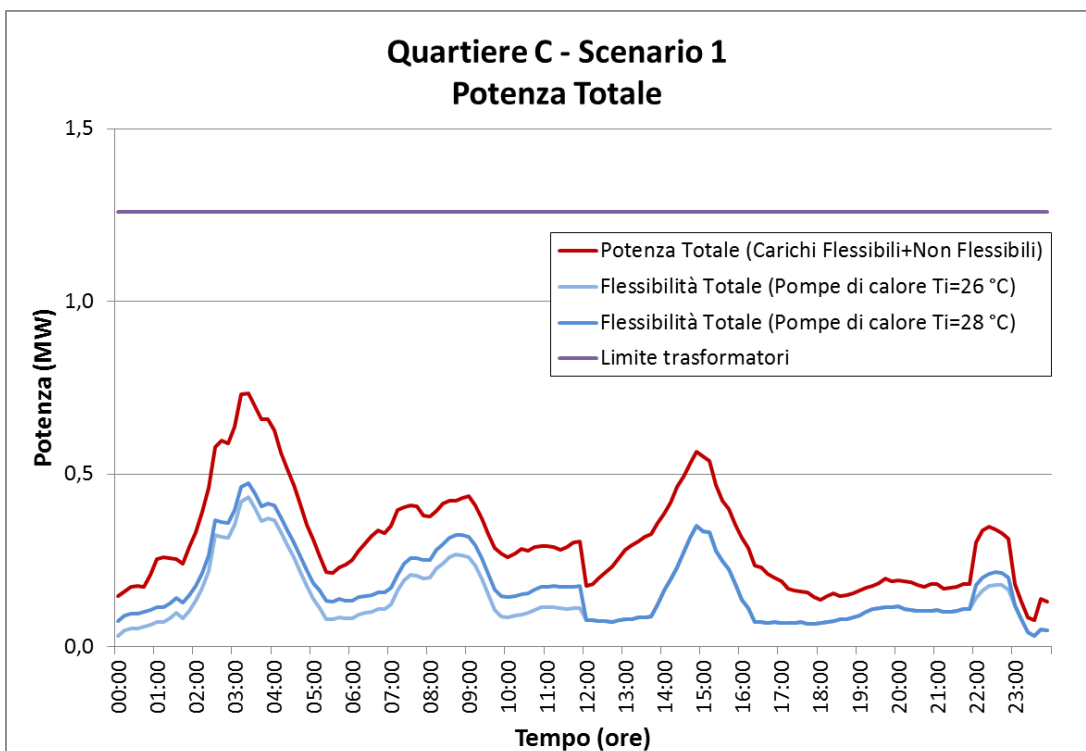


Fig. 7.25b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere C, Scenario 1

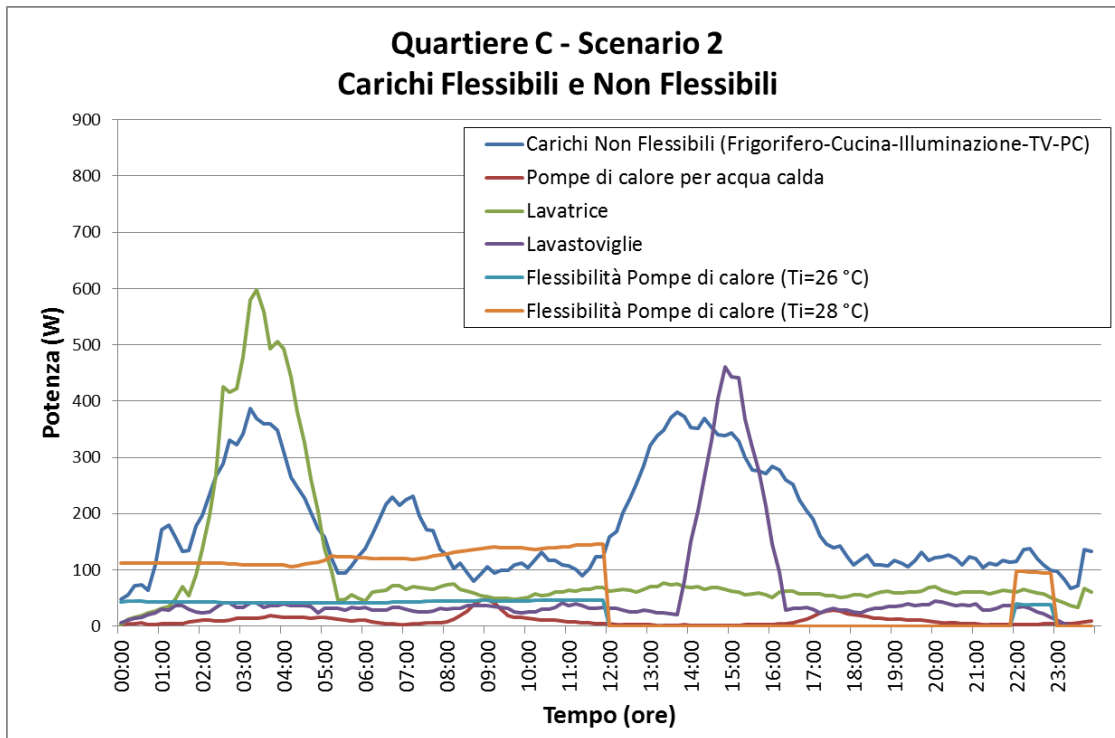


Fig. 7.26a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere C, Scenario 2

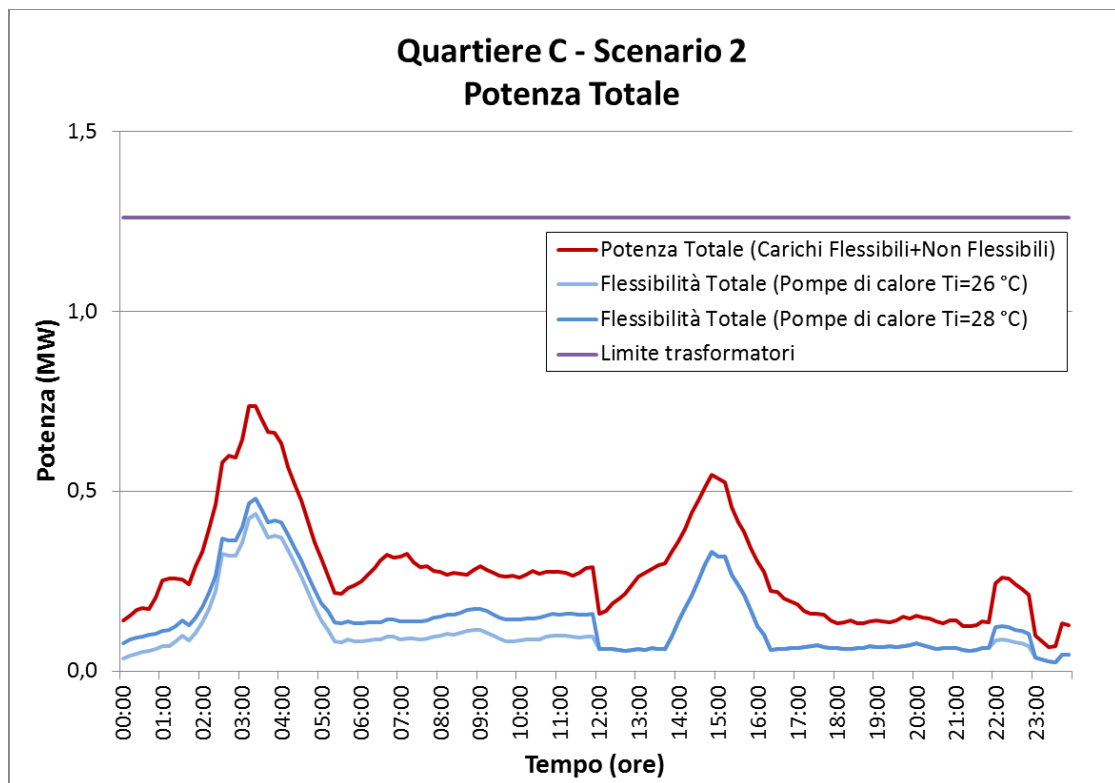


Fig. 7.26b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere C, Scenario 2

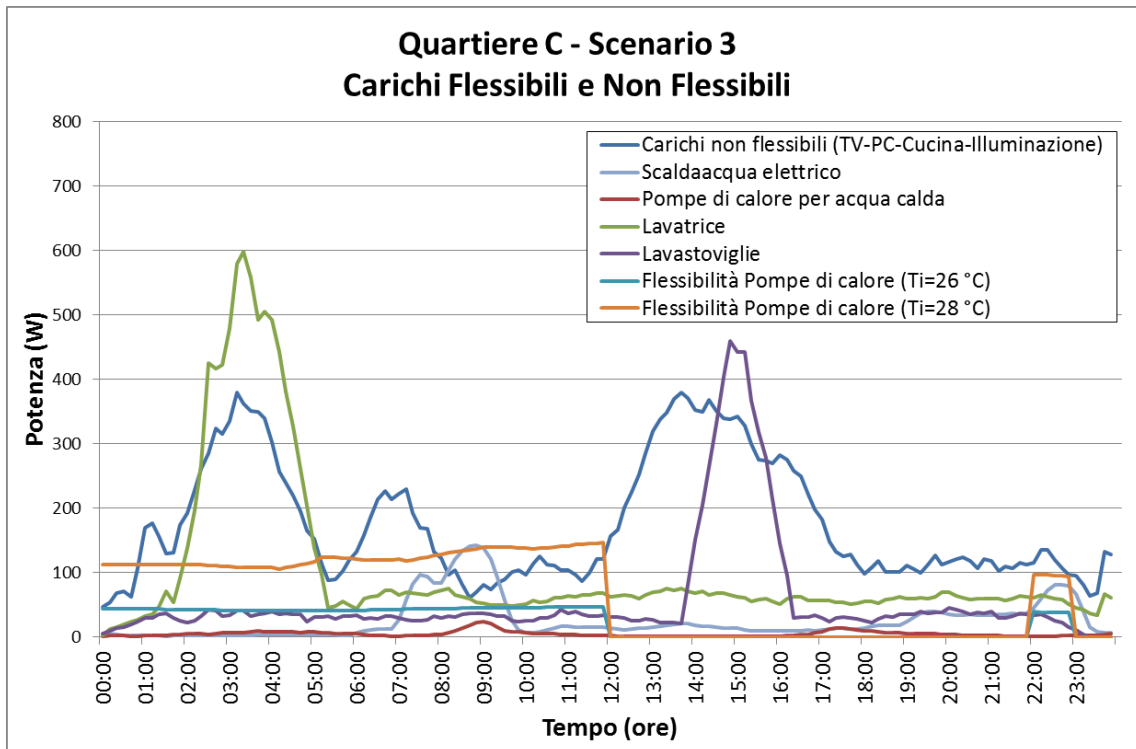


Fig. 7.27a. Profilo dei carichi per appartamento nel Quartiere C, Scenario 3

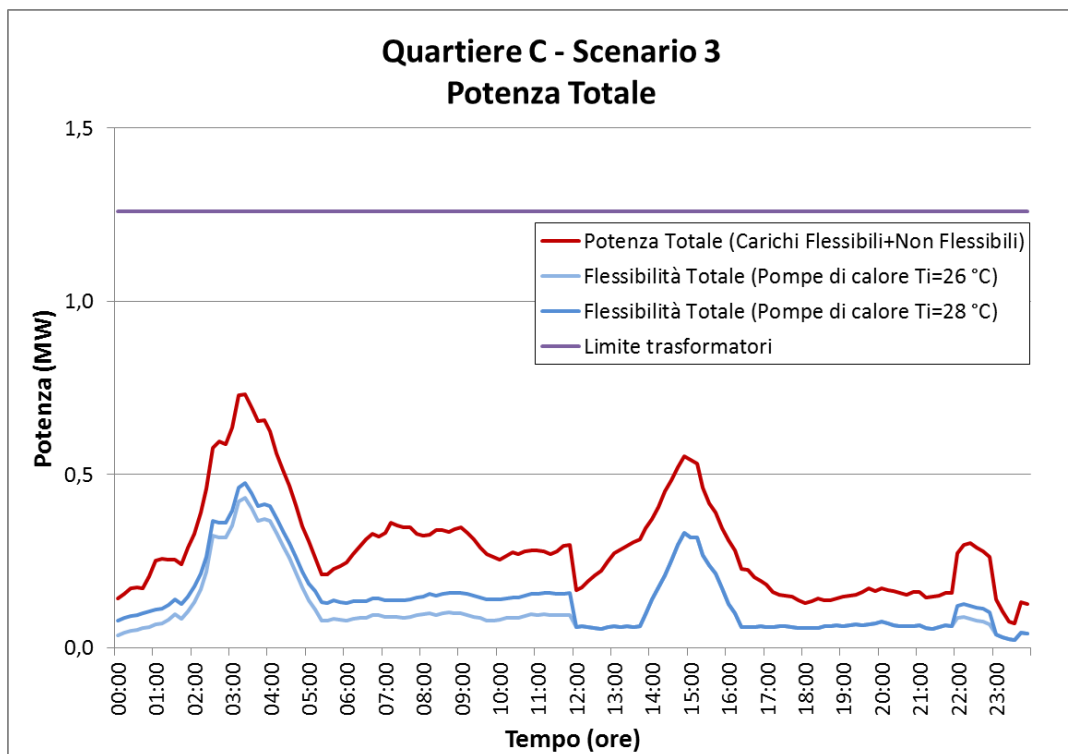


Fig. 7.27b. Potenza totale per appartamento nel Quartiere C, Scenario 3

Dai diagrammi precedenti è possibile verificare il totale carico flessibile per ogni ora e che potenzialmente può essere reso disponibile all'aggregatore per esigenze di riduzione del carico.

Tav. 7.13. Picchi di potenza nei quartieri con fattore di contemporaneità delle famiglie pari a 0.9

	Picchi di potenza (MW)					
	Quartiere A		Quartiere B		Quartiere C	
	Ore 3.10	Ore 14:50	Ore 3:40	Ore 14:50	Ore 3.10	Ore 14:50
Scenario 1	3.25	3.03	2.85	2.29	0.73	0.55
Scenario 2	3.28	2.93	2.88	2.22	0.74	0.55
Scenario 3	3.24	2.98	2.85	2.25	0.73	0.55

Tav. 7.14. Massima potenza apparente in relazione alla presenza contemporanea delle famiglie

	Massima potenza apparente (MVA)					
	Quartiere A		Quartiere B		Quartiere C	
	90 %	100 %	90 %	100 %	90 %	100 %
Contemporanea presenza delle famiglie						
Scenario 1	3.25	3.61	2.85	3.17	0.73	0.81
Scenario 2	3.28	3.65	2.88	3.20	0.74	0.82
Scenario 3	3.24	3.60	2.85	3.16	0.73	0.81

7.7. Calcolo del differimento degli investimenti di potenziamento della rete

7.7.1. Calcolo del margine di potenza residua tra il picco massimo e la massima potenza elettrica utilizzabile.

Nelle condizioni di funzionamento dei carichi in assenza di azioni di DR si ha un margine di potenza residua tra il picco massimo e la taglia totale dei trasformatori. La Tav. 7.15 indica il margine alla saturazione calcolato per ciascuno scenario dei tre quartieri considerando un fattore di presenza contemporanea delle famiglie, rispettivamente pari a $F_f = 0.9$.

Tav. 7.15. Margine alla saturazione con $F_f = 0.9$

	Margine alla saturazione dei trasformatori (MVA)		
	Quartiere A	Quartiere B	Quartiere C
Scenario 1	2.42	0.93	0.53
Scenario 2	2.39	0.90	0.52
Scenario 3	2.43	0.93	0.53

La Tav. 7.16 mostra i valori del fattore di carico del trasformatore in corrispondenza del picco considerando un fattore di presenza contemporanea delle famiglie, rispettivamente pari a $F_f = 0.9$ e $F_f = 1$.

Tav. 7.16. Fattore di carico dei trasformatori

	Fattore di carico dei trasformatori					
	Quartiere A		Quartiere B		Quartiere C	
	90 %	100 %	90 %	100 %	90 %	100 %
Contemporaneità delle famiglie						
Scenario 1	0.57	0.64	0.76	0.84	0.58	0.65
Scenario 2	0.58	0.64	0.76	0.85	0.59	0.65
Scenario 3	0.57	0.63	0.75	0.84	0.58	0.64

Anche nella condizione in cui tutte le famiglie siano contemporaneamente presenti, i trasformatori raggiungono fattori di carico comunque accettabili in tutti e tre i quartieri.

7.7.2. Calcolo del tempo di saturazione dei trasformatori.

A partire dal margine di potenza, considerando un incremento annuo del carico elettrico pari al 5%, si è proceduto a stimare il tempo di raggiungimento della saturazione dei trasformatori, con un fattore di presenza contemporanea delle famiglie pari 0.9. Al fine di garantire una soglia di sicurezza, si è imposto che la condizione di saturazione corrisponda ad un picco di carico pari all'80 % e 90% della taglia dei trasformatori.

Per effetto delle azioni di una variazione della temperatura di set point delle pompe di calore per il raffrescamento (da 24 °C a 26 °C e da 24 °C a 28 °C), il picco di carico subisce una riduzione che consente di incrementare il periodo di raggiungimento della condizione di saturazione dei trasformatori.

Nelle Figure 7.29 – 7.37 è rappresentato il tempo di raggiungimento della condizione di saturazione dei trasformatori nei tre quartieri, per ciascuno scenario.

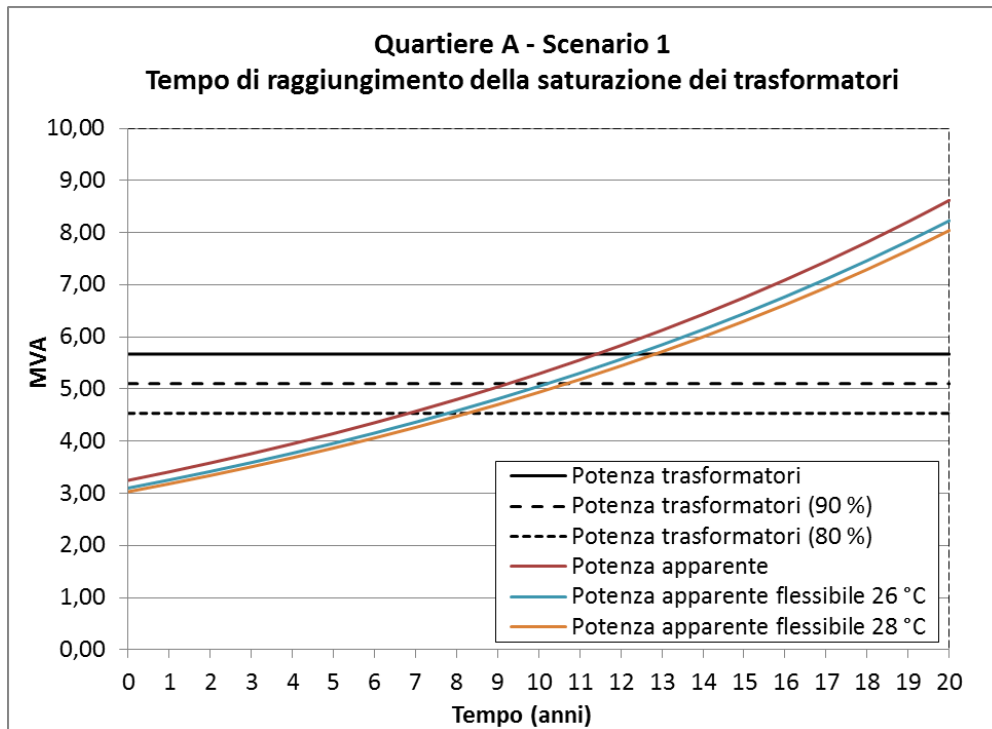


Fig. 7.28. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere A, Scenario 1

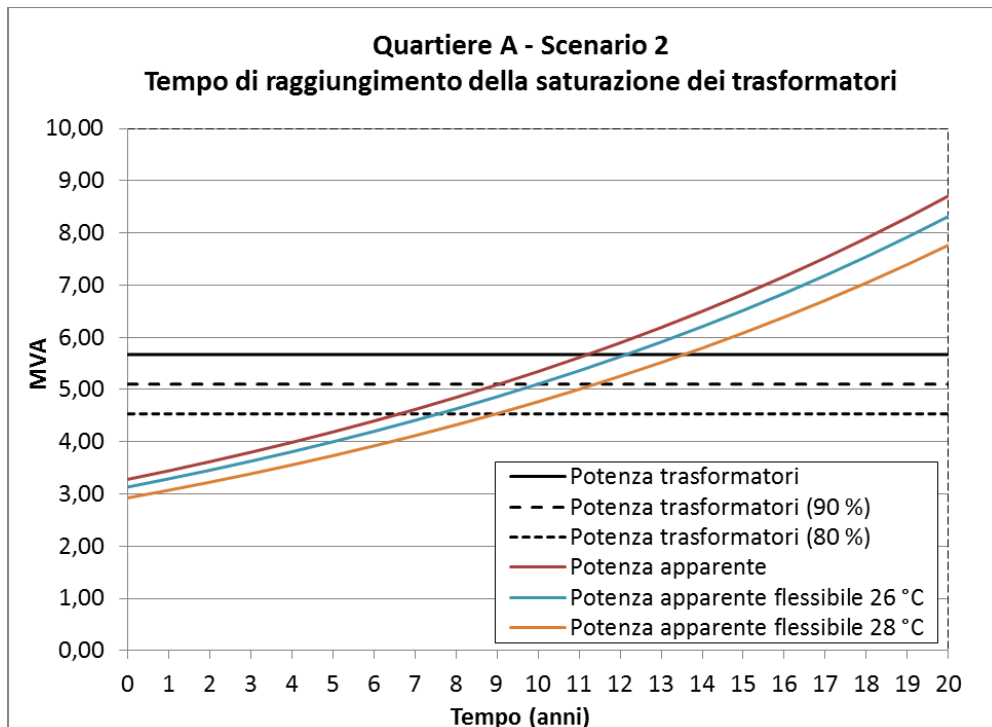


Fig. 7.29. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere A, Scenario 2

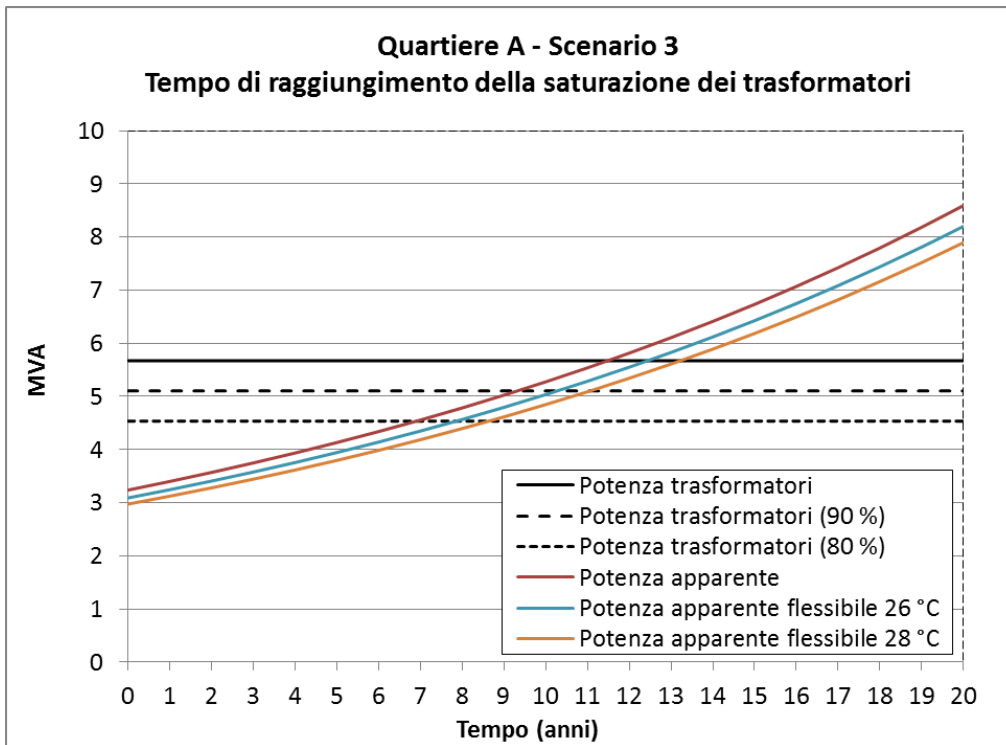


Fig. 7.30. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere A, Scenario 3

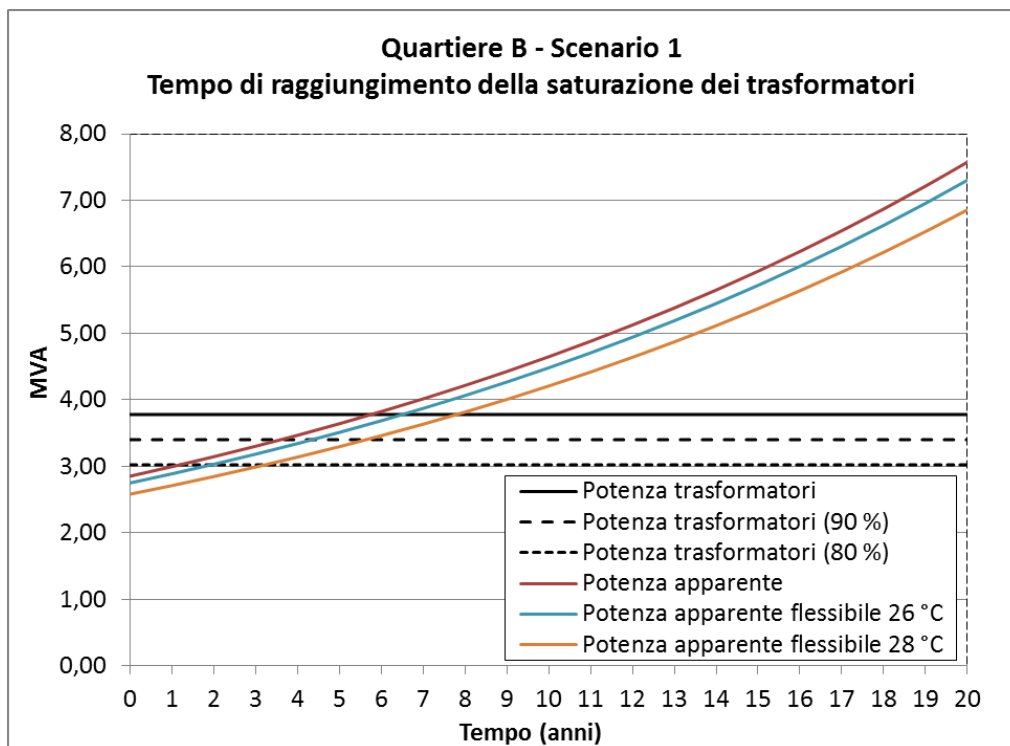


Fig. 7.31. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere B, Scenario 1

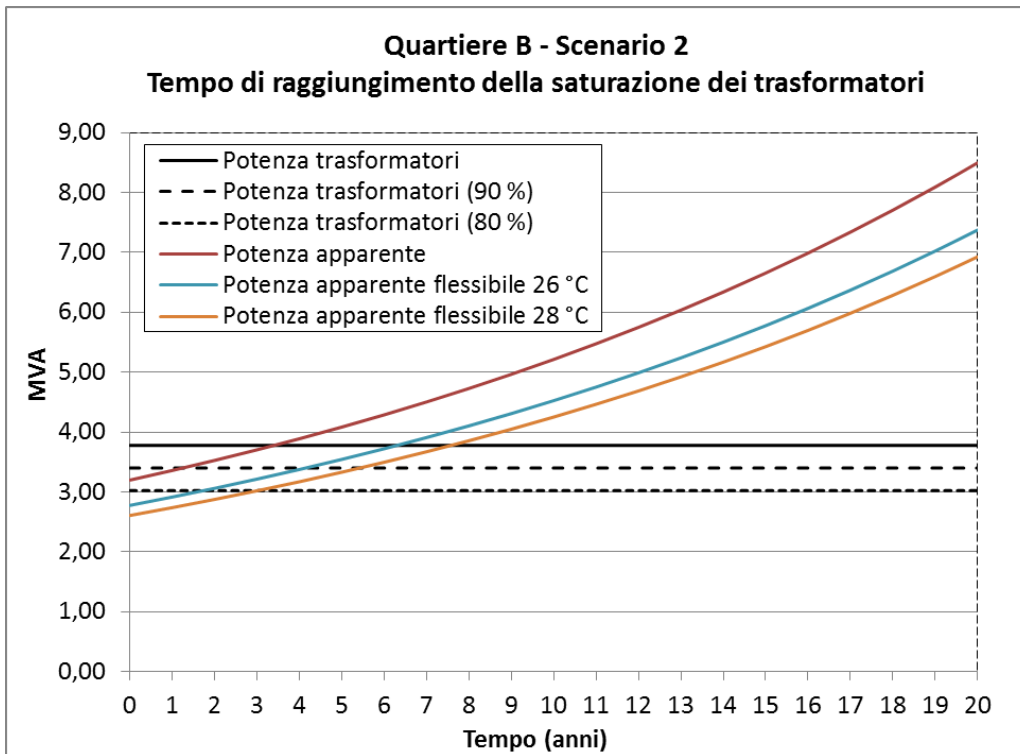


Fig. 7.32. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere B, Scenario 2

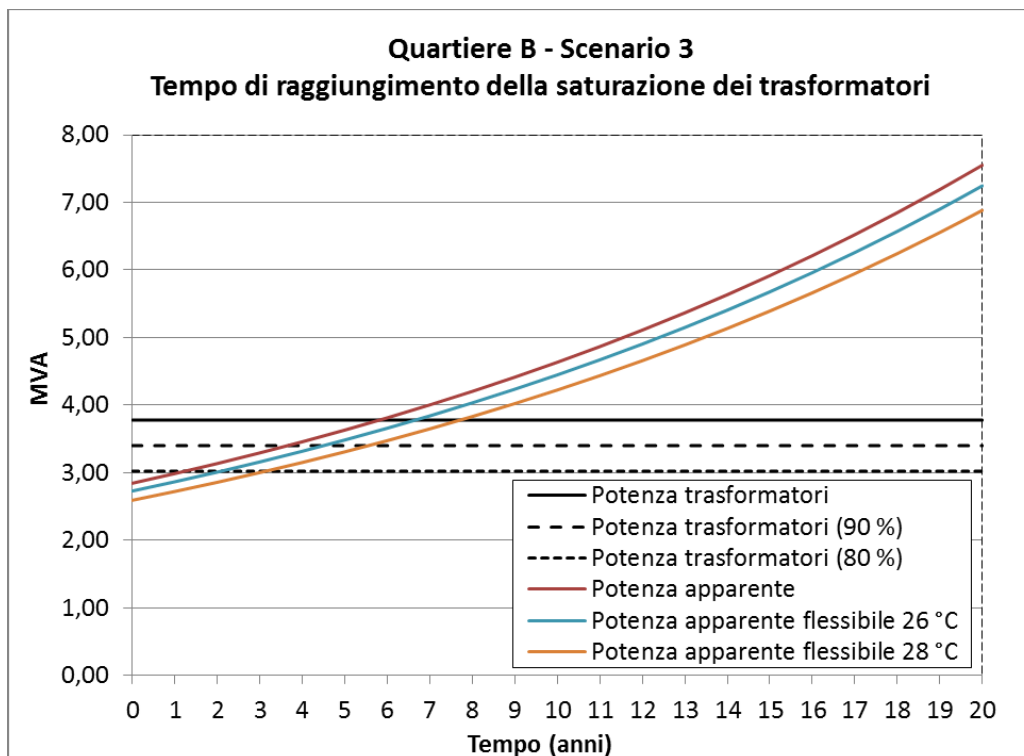


Fig. 7.33. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere B, Scenario 3

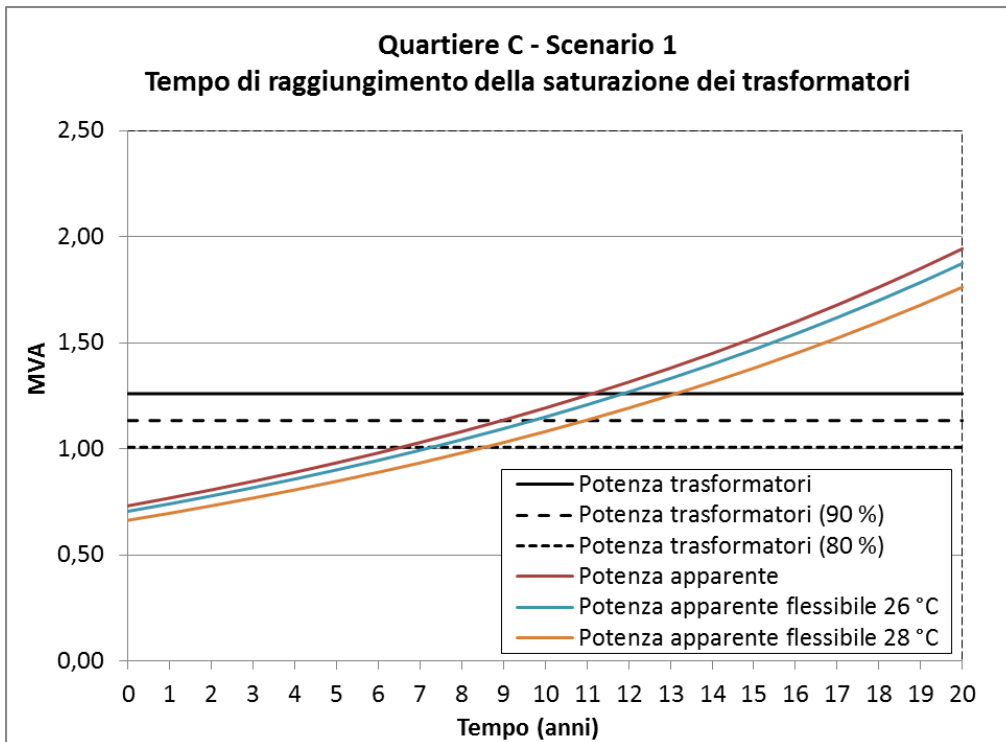


Fig. 7.34. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere C, Scenario 1

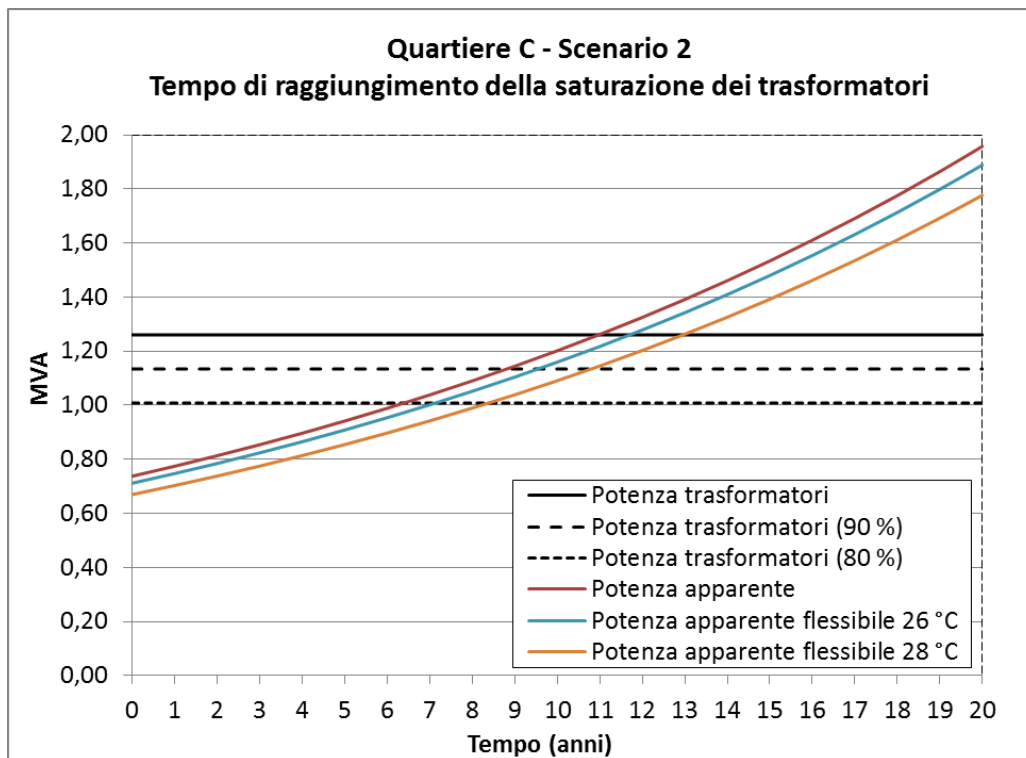


Fig. 7.35. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere C, Scenario 2

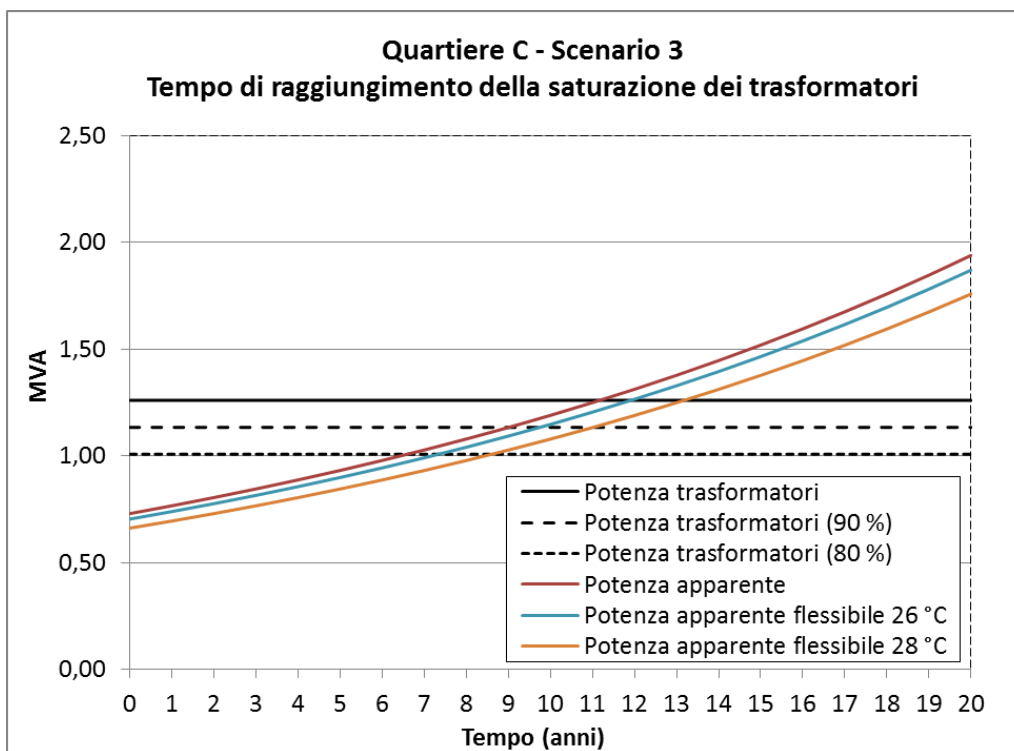


Fig. 7.36. Tempo per la saturazione dei trasformatori, Quartiere C, Scenario 3

Considerando un soglia di sicurezza pari al 90% della taglia dei trasformatori, il tempo di raggiungimento della condizione di saturazione, per tutti e tre gli scenari del Quartiere A e nel Quartiere C, può essere esteso fino ad oltre due anni, con azioni di DR che assecondino il funzionamento delle pompe di calore per il raffrescamento alla temperatura dell'aria interna pari a 28 °C. Nel Quartiere B la saturazione dei trasformatori è ampliata ad oltre quattro anni. Nella Tav. 7.17 sono dettagliatamente indicati i tempi di raggiungimento della saturazione dei trasformatori per ciascuno scenario dei tre quartieri.

Tavola 7.17. Tempo di saturazione dei trasformatori

	Tempo per la saturazione dei trasformatori (90 %)								
	Scenario 1			Scenario 2			Scenario 3		
	24 °C	26 °C	28 °C	24 °C	26 °C	28 °C	24 °C	26 °C	28 °C
Quartiere A	9.25	10.20	10.67	9.04	9.99	11.39	9.31	10.27	11.06
Quartiere B	3.59	4.34	5.63	1.24	4.14	5.42	1.23	2.08	3.14
Quartiere C	8.96	9.70	10.96	8.81	9.54	10.79	9.01	9.75	11.02

7.8. Calcolo degli indici di flessibilità dei quartieri

La flessibilità potenzialmente disponibile nei quartieri è stata espressa attraverso 1) la densità di flessibilità e 2) l'indice di flessibilità dei quartieri. In dettaglio:

- 1) la densità di flessibilità $Dflex_{26}$ $Dflex_{28}$ è stata calcolata considerando un utilizzo delle pompe di calore alla temperatura dell'aria interna, rispettivamente, di 26 °C e 28 °C. Nelle Tavole 7.18 – 7.20 è indicato il valore della densità di flessibilità dei quartieri in relazione alla disponibilità degli utenti (100 %, 75 %, 50 % e 30 %) al controllo dei dispositivi flessibili, assumendo un fattore di contemporaneità F_f delle famiglie pari a 0.9.

Tavola 7.18. Densità di flessibilità $Dflex$ del Quartiere A con $F_f = 0.9$

	Quartiere A			
	Densità di flessibilità $Dflex$ (MW/km ²)			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
$Dflex_{26}$	3.26	2.75	2.29	1.90
$Dflex_{28}$	3.76	3.15	2.54	2.05
Scenario 2				
$Dflex_{26}$	2.67	2.33	1.99	1.72
$Dflex_{28}$	3.17	2.71	2.24	1.87
Scenario 3				
$Dflex_{26}$	2.60	2.28	1.96	1.70
$Dflex_{28}$	3.10	2.66	2.21	1.85

Tavola 7.19. Densità di flessibilità del Quartiere B con $F_f = 0.9$

	Quartiere B			
	Densità di flessibilità $Dflex$ (MW/km ²)			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
$Dflex_{26}$	2.08	1.77	1.47	1.23
$Dflex_{28}$	2.46	2.06	1.66	1.34
Scenario 2				
$Dflex_{26}$	1.71	1.50	1.28	1.13
$Dflex_{28}$	2.09	1.78	1.42	1.23
Scenario 3				

Dflex ₂₆	1.67	1.47	1.27	1.10
Dflex ₂₈	1.99	1.70	1.42	1.20

Tavola 7.20. Densità di flessibilità del Quartiere C con $F_f = 0.9$

	Quartiere C Densità di flessibilità Dflex (MW/km ²)			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
Dflex ₂₆	1.31	1.01	0.72	0.49
Dflex ₂₈	1.54	1.30	1.05	0.85
Scenario 2				
Dflex ₂₆	1.07	0.94	0.81	0.71
Dflex ₂₈	1.31	1.12	0.93	0.78
Scenario 3				
Dflex ₂₆	1.04	0.92	0.80	0.70
Dflex ₂₈	1.28	1.10	0.91	0.77

- 2) L'Indice di flessibilità $Kflex_{26}$ e $Kflex_{28}$ dei quartieri, come media del rapporto nelle 24 ore, tra la potenza totale flessibile dovuta ai carichi differibili (lavatrice, lavastoviglie, pompe di calore per la produzione di acqua calda e scaldacqua elettrico), pompe di calore utilizzate alla temperatura dell'aria interna, rispettivamente, di 26 °C e 28 °C, e la potenza totale richiesta in assenza di azioni di DR. Le Tavole 7.21 - 7.23 indicano, in dettaglio, l'indice di flessibilità calcolato, in relazione alla differente disponibilità delle famiglie alla flessibilità, con la seguente relazione:

$$Kflex_i = \frac{P_{base} - P_{flex,t}}{P_{base}}$$

In cui P_{base} è la potenza del carico in assenza di azioni di DR e $P_{flex,t}$ è la potenza assorbita in presenza di azioni di DR che prevedono un funzionamento delle pompe di calore per il condizionamento pari, rispettivamente, a 26 °C e 28 °C. La differenza $P_{base} - P_{flex,t}$ costituisce, quindi, la potenza flessibile degli impianti.

Tavola 7.21. Indice di flessibilità Kflex del Quartiere A con $F_f = 0.9$

	Quartiere A Indice di flessibilità Kflex			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
Kflex ₂₆	0.53	0.41	0.29	0.19
Kflex ₂₈	0.60	0.49	0.37	0.27
Scenario 2				
Kflex ₂₆	0.47	0.36	0.26	0.18
Kflex ₂₈	0.56	0.45	0.35	0.26
Scenario 3				
Kflex ₂₆	0.43	0.34	0.24	0.16
Kflex ₂₈	0.51	0.42	0.33	0.25

Tavola 7.22. Indice di flessibilità Kflex del Quartiere B con $F_f = 0.9$

	Quartiere B Indice di flessibilità Kflex			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
Kflex ₂₆	0.53	0.45	0.37	0.30
Kflex ₂₈	0.60	0.51	0.41	0.33
Scenario 2				
Kflex ₂₆	0.47	0.41	0.35	0.30
Kflex ₂₈	0.56	0.47	0.39	0.33
Scenario 3				
Kflex ₂₆	0.43	0.38	0.33	0.28
Kflex ₂₈	0.52	0.44	0.37	0.31

Tavola 7.23. Indice di flessibilità Kflex del Quartiere C con $F_f = 0.9$

	Quartiere C Indice di flessibilità Kflex			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
Kflex ₂₆	0.46	0.36	0.25	0.17
Kflex ₂₈	0.54	0.46	0.37	0.30
Scenario 2				
Kflex ₂₆	0.40	0.36	0.31	0.27
Kflex ₂₈	0.49	0.42	0.36	0.30
Scenario 3				
Kflex ₂₆	0.37	0.33	0.29	0.26
Kflex ₂₈	0.46	0.40	0.33	0.28

- 3) l'indice di flessibilità $F_{p\ flex_{26}}$ e $F_{p\ flex_{28}}$ calcolato nell'intervallo di 2 ore intorno ai due picchi riscontrati nei tre quartieri esprime di quanto sia possibile ridurre la potenza di picco. Nelle Tavole 7.24 - 7.26 sono rappresentati, per ogni scenario, i valori degli indici di flessibilità F_{pflex} calcolati in relazione alla disponibilità delle famiglie a modificare i consumi.

Tavola 7.24. Indice di flessibilità F_{pflex} in corrispondenza dei picchi di potenza nel Quartiere A con $F_f = 0.9$

	Quartiere A - Indice di flessibilità F_{pflex}							
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili							
	100%		75 %		50 %		30 %	
	Ore 3.10	Ore 14:50	Ore 3.10	Ore 14:50	Ore 3.10	Ore 14:50	Ore 3.10	Ore 14:50
Scenario 1								
$F_{pflex_{26}}$	0.69	0.63	0,57	0,47	0,45	0,31	0,35	0,19
$F_{pflex_{28}}$	0.77	0.63	0,63	0,47	0,49	0,31	0,37	0,19
Scenario 2								
$F_{pflex_{26}}$	0,70	0,61	0,57	0,46	0,45	0,30	0,35	0,18

Fpflex ₂₈	0,78	0,61	0,63	0,46	0,49	0,30	0,37	0,18
Scenario 3								
Fpflex ₂₆	0,70	0,59	0,57	0,45	0,45	0,30	0,35	0,18
Fpflex ₂₈	0,78	0,59	0,63	0,45	0,49	0,30	0,38	0,18

Tavola 7.25. Indice di flessibilità Fpflex in corrispondenza dei picchi di potenza nel Quartiere B con $F_f = 0.9$

	Quartiere B - Indice di flessibilità Fpflex							
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili							
	100%		75 %		50 %		30 %	
	Ore 3:40	Ore 14:50	Ore 3:40	Ore 14:50	Ore 3:40	Ore 14:50	Ore 3:40	Ore 14:50
Scenario 1								
Fpflex ₂₆	0,54	0,54	0,44	0,41	0,35	0,27	0,28	0,16
Fpflex ₂₈	0,61	0,54	0,50	0,41	0,39	0,27	0,30	0,16
Scenario 2								
Fpflex ₂₆	0,54	0,52	0,45	0,39	0,35	0,26	0,28	0,16
Fpflex ₂₈	0,61	0,52	0,50	0,39	0,39	0,26	0,30	0,16
Scenario 3								
Fpflex ₂₆	0,55	0,51	0,45	0,38	0,36	0,25	0,28	0,15
Fpflex ₂₈	0,61	0,51	0,50	0,38	0,39	0,25	0,30	0,15

Tavola 7.26. Indice di flessibilità Fpflex in corrispondenza dei picchi di potenza nel Quartiere C con $F_f = 0.9$

	Quartiere C - Indice di flessibilità Fpflex							
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili							
	100%		75 %		50 %		30 %	
	Ore 3.10	Ore 14:50	Ore 3.10	Ore 14:50	Ore 3.10	Ore 14:50	Ore 3.10	Ore 14:50
Scenario 1								
Fpflex ₂₆	0,53	0,54	0,41	0,40	0,29	0,27	0,19	0,16
Fpflex ₂₈	0,61	0,54	0,50	0,40	0,39	0,27	0,30	0,16
Scenario 2								

Fpflex ₂₆	0,54	0,52	0,45	0,39	0,35	0,26	0,28	0,16
Fpflex ₂₈	0,61	0,52	0,50	0,39	0,39	0,26	0,30	0,16
Scenario 3								
Fpflex ₂₆	0,54	0,51	0,45	0,38	0,35	0,25	0,28	0,15
Fpflex ₂₈	0,61	0,51	0,50	0,38	0,39	0,25	0,31	0,15

- 4) indice di flessibilità Ktflex₂₆ e Ktflex₂₈ del trasformatore come media del rapporto, in ogni intervallo di tempo, tra il carico flessibile e la taglia totale del trasformatore. Nelle Tavola 7.27 - 7.29 sono rappresentati i valori medi degli indici di flessibilità al variare della disponibilità degli utenti al controllo dei dispositivi flessibili e $F_f = 0.9$.

Tavola 7.27. Indice di flessibilità Ktflex nel Quartiere C con $F_f = 0.9$

	Quartiere A - Indice di flessibilità del trasformatore Ktflex			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
Ftflex ₂₆	0,16	0,14	0,11	0,09
Ftflex ₂₈	0,18	0,15	0,12	0,10
Scenario 2				
Ftflex ₂₆	0,13	0,11	0,10	0,08
Ftflex ₂₈	0,16	0,13	0,11	0,09
Scenario 3				
Ftflex ₂₆	0,13	0,11	0,10	0,08
Ftflex ₂₈	0,15	0,13	0,11	0,09

Tavola 7.28. Indice di flessibilità Ktflex nel Quartiere B con $F_f = 0.9$

	Quartiere B - Indice di flessibilità del trasformatore Ktflex			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
Ftflex ₂₆	0,15	0,13	0,11	0,09
Ftflex ₂₈	0,18	0,15	0,12	0,10

Scenario 2				
Ftflex ₂₆	0,13	0,11	0,10	0,08
Ftflex ₂₈	0,15	0,13	0,11	0,09
Scenario 3				
Ftflex ₂₆	0,12	0,11	0,09	0,08
Ftflex ₂₈	0,15	0,13	0,11	0,09

Tavola 7.29. Indice di flessibilità Ktflex nel Quartiere C con $F_f = 0.9$

	Quartiere C - Indice di flessibilità del trasformatore Ftflex			
	Disponibilità al controllo dei carichi flessibili			
	100%	75%	50%	30%
Scenario 1				
Ftflex ₂₆	0,12	0,09	0,06	0,04
Ftflex ₂₈	0,14	0,11	0,09	0,07
Scenario 2				
Ftflex ₂₆	0,09	0,08	0,07	0,06
Ftflex ₂₈	0,11	0,10	0,08	0,07
Scenario 3				
Ftflex ₂₆	0,09	0,08	0,07	0,06
Ftflex ₂₈	0,11	0,09	0,08	0,07

7.9. Dimensionamento della rete elettrica

7.9.1. Dimensionamento del feeder

Per potere dimensionare la rete elettrica dei tre quartieri, è stata preventivamente definita la posizione delle cabine, suddividendo in otto, sei e due zone, rispettivamente, il Quartiere A, il Quartiere B e il Quartiere C, al fine di garantire una distribuzione della potenza elettrica nel modo più uniforme possibile. Il calcolo delle coordinate della posizione della cabine, riportato in Appendice C, è stato effettuato analizzando i carichi presenti nella zona A del quartiere A e del quartiere C e nella zona E del Quartiere B. Le coordinate della posizione delle cabine elettriche sono state attribuite alle restanti zone di ciascun quartiere. Nella Tav. 7.30 sono riportate le coordinate x_G e y_G delle posizioni delle cabine elettriche per ciascun quartiere e scenario di riferimento.

Tav. 7.30. Coordinate delle posizioni delle cabine elettriche

	Coordinate dei baricentri elettrici					
	Quartiere A		Quartiere B		Quartiere C	
	x_G (m)	y_G (m)	x_G (m)	y_G (m)	x_G (m)	y_G (m)
Scenario 1	98.61	68.53	45.13	53.69	159.46	67.11
Scenario 2	118.44	81.44	49.08	53.69	178.86	72.51
Scenario 3	109.90	68.53	53.05	53.69	173.58	67.11

Nelle Figure 7.37a – 7.39a sono identificate le corrispondenti posizioni calcolate delle cabine, nonché l'effettiva posizione scelta in modo da essere il più possibile vicina al baricentro elettrico di ciascuna zona.

Il dimensionamento delle linee elettriche, descritto in dettaglio nell'Appendice D, è stato effettuato considerando il feeder che alimenta i carichi più distanti dalla cabina (Figure 7.37b – 7.39b). Per il Quartiere A e il quartiere C, è stato analizzato il feeder della zona A, mentre per il Quartiere B, è stato considerato il feeder della zona E.

Le sezioni calcolate dei cavi, elencate nella Tav. 7.31, sono state preventivamente verificate con il criterio della massima caduta di tensione, considerando un valore soglia non superiore al 5% (20 V) della tensione nominale.

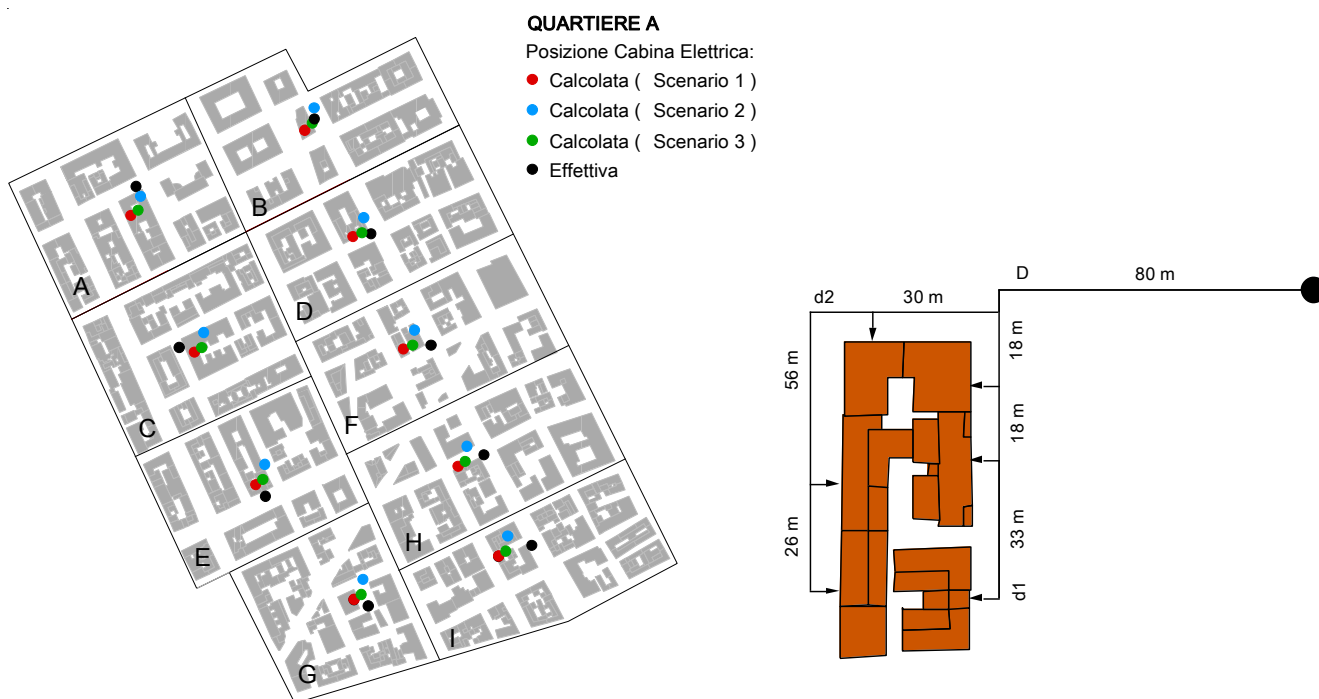


Fig. 7.37. a) Posizionamento delle cabine nel Quartiere A e b) feeder analizzato

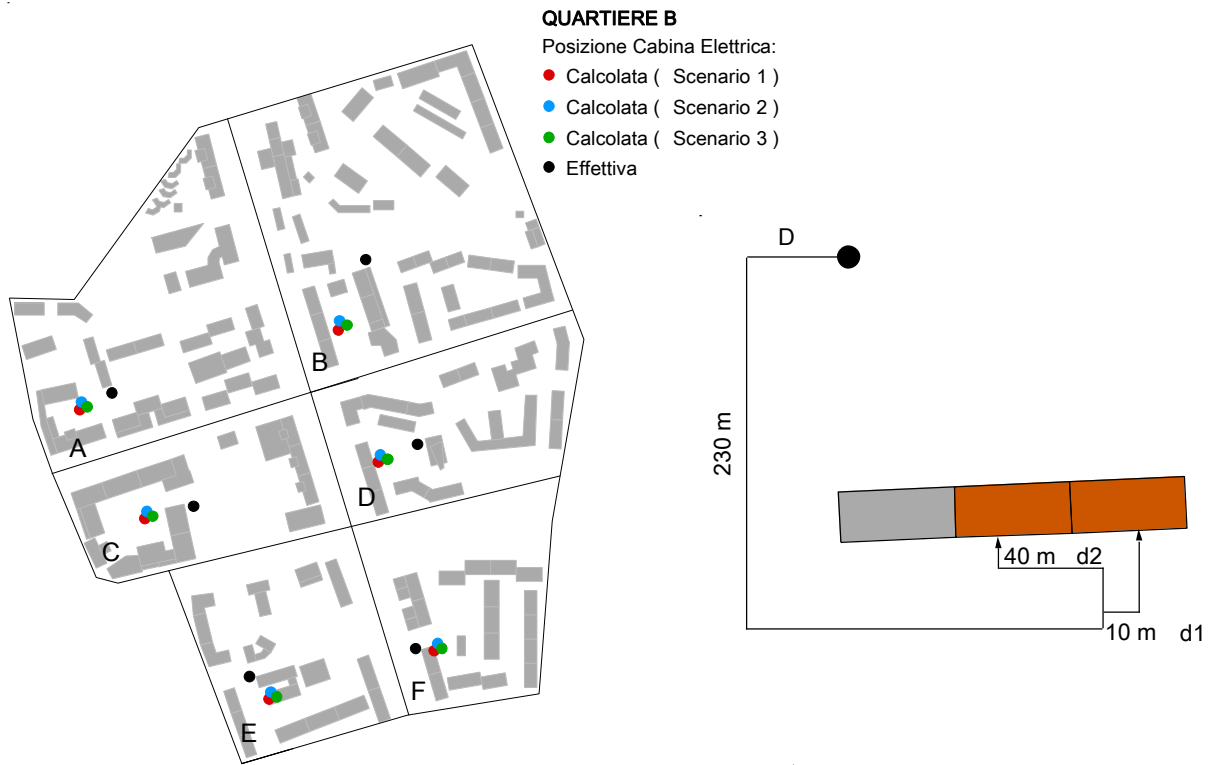


Fig. 7.38. a) Posizionamento delle cabine nel Quartiere B e b) feeder analizzato

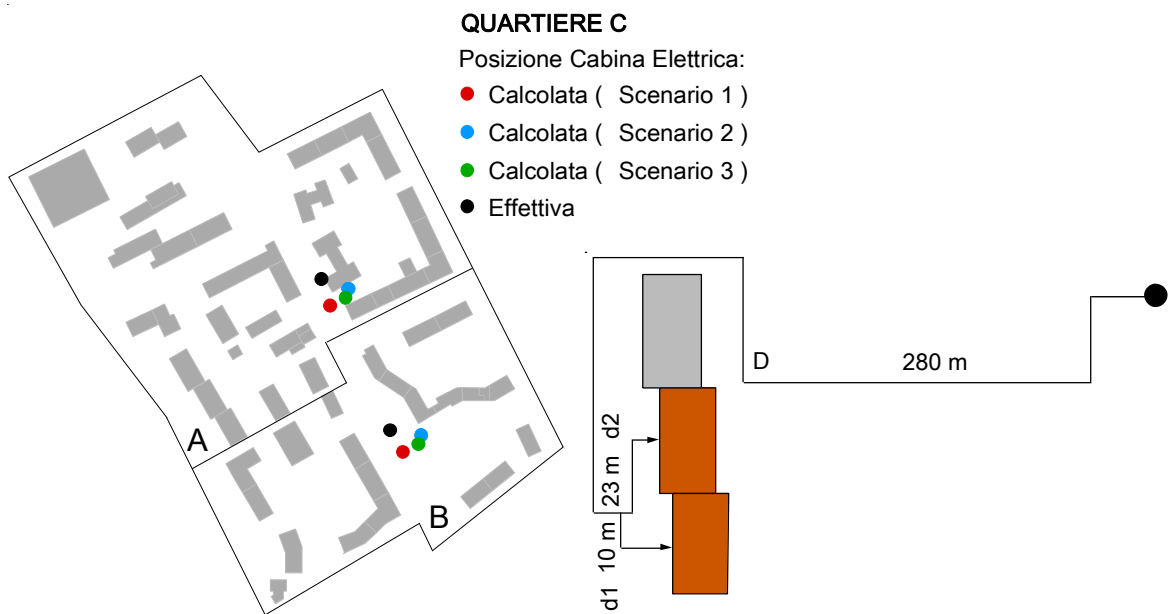


Fig. 7.39. a) Posizionamento delle cabine nel Quartiere C e b) feeder analizzato

Tav. 7.31. Sezioni calcolate dei cavi elettrici

	Sezioni dei cavi elettrici (mm ²)		
	Quartiere A	Quartiere B	Quartiere C
S _D	95	120	95
S _d	50	70	95

7.10. Discussione dei risultati

Gli indici di flessibilità calcolati per ciascuno scenario dei tre quartieri possono dunque essere utilizzati per una duplice finalità:

- 1) **Risoluzione di particolari problematiche momentanee della rete.** Gli indici di flessibilità, essendo, di fatto, parametri di disponibilità massima della risorsa flessibile, che danno contezza delle reali potenzialità di flessibilità erogabili dalle UC, una volta comunicati dall'aggregatore, o dall'aggregato di utenze, al DSO, possono essere utilizzati per risolvere problematiche specifiche della rete, quali congestione della rete in un nodo distante, disequilibrio tra produzione e domanda o picchi di domanda. In relazione alla fascia oraria in cui è richiesta la flessibilità, il DSO, può, quindi, gestire la flessibilità effettivamente disponibile per ridurre il carico, a prescindere dall'effetto complessivo sulla rete che il differimento o la modulazione del carico potrebbe produrre nelle ore successive. L'esigenza, infatti, è, esclusivamente, quella di risolvere la specifica problematica in atto. La conoscenza dei parametri di flessibilità è, in tal senso, determinante, perché, consentirebbe di rendere maggiormente efficaci i programmi di DR, generalmente avulsi da tale aspetto. Ovviando, infatti, a tale mancanza, gli indici flessibilità, calcolati ora per ora, quantificano le risorse effettivamente erogabili in relazione alle specificità dei quartieri. La flessibilità, come è possibile evincere dai risultati mostrati della Tav. 7.21 – 7.23, varia, in ciascun quartiere analizzato, con la collocazione delle risorse flessibili. Tendenzialmente, lo scenario 1, che considera un utilizzo dello scaldacqua elettrico, consente di offrire una maggiore flessibilità media Kflex (0.41) rispetto allo scenario 2 (0.36), che utilizza le pompe di calore per lo stesso scopo, e allo scenario 3 (0.34) che, invece, è caratterizzato da un utilizzo misto di pompe di calore e scaldacqua elettrico, qualora il 75 % degli utenti del Quartiere A dia disponibilità al controllo dei carichi differibili e modulabili (pompe di calore per il raffrescamento con temperatura interna pari a 26

°C). Nelle stesse condizioni di funzionamento, le percentuali sono pari a 0.45, 0.41 e 0.38, per il Quartiere B e 0.36, 0.36 e 0.33, per il Quartiere C.

Qualora il DSO dovesse reperire ulteriori risorse flessibili richieste dalla problematica in atto, potrebbe fare riferimento alle quantità che derivano da un funzionamento delle pompe di calore per il raffrescamento ad una temperatura interna dell'aria pari a 28 °C. I relativi indici di flessibilità, infatti, risultano essere: per il Quartiere A 0.49, 0.45 e 0.42, rispettivamente, considerando lo Scenario 1, Scenario 2 e Scenario 3. Per il Quartiere B, i valori degli indici sono pari a 0.51, 0.47, 0.44 rispettivamente, considerando lo Scenario 1, Scenario 2 e Scenario 3. Infine, per il Quartiere C, si hanno valori pari a 0.46, 0.42 e 0.40, rispettivamente, per lo Scenario 1, Scenario 2 e Scenario 3.

- 2) Riduzione del picco di carico degli aggregati.** Oltre a rispondere a determinate esigenze della rete, gli indici di flessibilità possono essere utilizzati per limitare il più possibile il picco (o i picchi) di potenza. In analogia a quanto evidenziato in precedenza, anche l'indice di flessibilità F_{flex} rappresenta un parametro di disponibilità massima della risorsa flessibile in corrispondenza del picco. Tuttavia, al fine di ridurre il picco, lo sfruttamento dell'intero carico flessibile non sarebbe opportuno né tantomeno utile: spostare infatti tutto il carico da un'ora a all'altra, potrebbe creare situazioni simili o addirittura peggiori di quella di partenza, con la riproposizione del picco in eguale o maggiore entità in fasce orarie adiacenti. Ragionevolmente, quindi, solo una percentuale dell'indice di flessibilità dovrebbe essere utilizzata. Alla luce di quanto esposto, quindi, per quanto i grafici illustrati nelle Figure 7.19a – 7.27a restituiscano, per ciascun quartiere, flessibilità diverse ad orari diversi, lo sfruttamento proficuo della flessibilità è legato all'andamento dei diagrammi di carico complessivo, come rappresentato nelle Figure 7.19b – 7.27b. Osservando i grafici di carico di potenza totale, è possibile evincere che per tutti e tre i quartieri, si verificano, sostanzialmente, due condizioni di picco in due fasce orarie diverse. Al fine di ridurre i due picchi si potrebbero attuare azioni di differimento dell'accensione di alcuni dei carichi riferibili alle lavatrici, dalla fascia oraria compresa tra 2:30 e le 4:30 alla fascia successiva, compresa tra le 5:30 e le 7:00, e comunque, non più tardi delle ore 8:00, quando si riscontrano valori più alti della tariffa bioraria e, nel caso dello Scenario 1, si verificano anche altri assorbimenti dovuti allo scaldacqua elettrico. Tale azione produrrebbe effetti di valley filling intercorrente tra i due picchi. Contestualmente, si potrebbe agire anche sulla regolazione della temperatura interna

di funzionamento delle pompe di calore per il raffrescamento, modulandola dai 24°C ai 26 °C. Questo tipo di azione, non intervenendo sugli orari di funzionamento dell'utenza, contribuirebbe a ridurre il picco senza aggravio del carico nelle ore successive. Nella stessa ottica, il secondo picco potrebbe essere ridotto agendo su alcuni carichi delle lavastoviglie, ossia posticipandone l'accensione dalla fascia oraria compresa tra le ore 14:00 e le ore 16:00 alla fascia oraria immediatamente successiva, compresa tra le ore 16:00 e le ore 18:00. In tal senso, l'aggregatore potrebbe proporre alle UC programmi di DR che lascino la scelta all'utente sul tipo di azione da applicare ai carichi (modulazione della temperatura di funzionamento dei condizionatori o differimento dell'accensione della lavatrice o lavastoviglie). La possibilità fisiologica che alcuni utenti non garantiscano l'erogazione della flessibilità avrebbe, paradossalmente, effetti benefici, sia in termini energetici (annullando lo slittamento del picco e garantendo il comfort) che in termini economici. Infatti, uno degli aspetti che ha contribuito all'insuccesso dei programmi di DR è il carattere sanzionatorio legato all'eventuale mancato rispetto del contratto. La consapevolezza da parte degli utenti di potere attuare o meno, in piena libertà, le azioni volte a modificare il profilo di consumo, inciderebbe considerevolmente sulla predisposizione all'adesione ai programmi di DR. In sostanza, è molto più importante fare leva sulle condizioni che inducono gli utenti a sottoscrivere i programmi di DR che non sulla mera variazione dei profili di carico, come invece avviene puntualmente negli attuali programmi di DR. L'effetto benefico di una maggiore propensione a partecipare ai programmi di DR, derivante da contratti non vincolanti, produrrebbe, a cascata, risvolti positivi anche sulle rese energetiche, con un'effettiva concretizzazione degli obiettivi perseguiti. In tal senso, gli indici di flessibilità descritti in precedenza, che quantificano la flessibilità riferita ad una disponibilità del 75 % degli utenti a fornire flessibilità, non subirebbero riduzioni dovute ad una minore adesione al programma offerto.

In conclusione, i fattori propulsori dei programmi di DR possono essere identificati nelle seguenti azioni:

- rendere discrezionale l'attuazione delle azioni di DR previste dai relativi programmi;
- garantire il comfort degli utenti;
- formulare incentivi a valle della valutazione della flessibilità.

CONCLUSIONI

Per potere quantificare il potenziale di flessibilità dei contesti urbani residenziali al variare delle tipologie edilizie, strutture di rete elettriche, collocazione delle risorse, è necessario definire un metodo che, da un lato, contemplici un approccio olistico basato sull'interazione edificio-impianto, in cui l'utente abbia un ruolo centrale e, dall'altro, utilizzi informazioni facilmente reperibili. Con questo intento, lo studio ha espresso il potenziale di flessibilità degli edifici definendo specifici indici ottenuti confrontando i profili di consumo base degli utenti e i profili di consumo calcolati considerando una variazione della temperatura dell'aria interna. In particolare, il profilo di consumo base dei carichi flessibili differibili (lavatrice, lavastoviglie e scaldacqua elettrico e scaldacqua a pompe di calore) e dei carichi non flessibili (frigorifero, TV, PV, illuminazione), è stato calcolato utilizzando il metodo Monte Carlo. Il profilo di consumo base dei carichi flessibili modulabili mediante termostato (pompe di calore per la climatizzazione estiva), è stato calcolato combinando il comportamento dinamico degli impianti, le prestazioni dell'involucro edilizio e il comfort degli occupanti, assumendo una temperatura dell'aria interna pari a 24 °C. Il profilo di consumo derivante dalle azioni di DR è stato calcolato assumendo temperature dell'aria interna superiori, 2 °C e 4 °C rispetto a quella utilizzata come riferimento.

Pertanto, individuati gli scenari di studio al variare dei dispositivi presenti e della tipologia di consumo, è stata quantificata, preliminarmente, la potenza apparente assorbita e la densità di carico dei contesti urbani. In relazione alla potenza apparente calcolata, è stata dimensionata la rete elettrica, prendendo ad esame il feeder che alimenta il carico più distante dalla cabina considerata. Il posizionamento delle cabine è stato, preliminarmente definito, distribuendo la potenza elettrica quanto più uniformemente possibile in modo da minimizzare le perdite e le cadute di tensione sulle linee di distribuzione. I calcoli effettuati hanno consentito di definire la densità di flessibilità dei quartieri e gli indici di flessibilità calcolati come valore medio nelle 24 ore e in corrispondenza dei picchi di potenza assorbita. Tali indici, essendo di fatto dei parametri di disponibilità massima della risorsa flessibile, danno contezza delle reali potenzialità di flessibilità erogabili dalle UC, e una volta comunicati dall'aggregatore, o dall'aggregato di utenze, a Distribution System Operators (DSO), possono essere utilizzati in funzione delle problematiche di rete. Per quanto, infatti, il carico aggregato di edifici residenziali possa essere ridotto dal 33 % fino al 41 %, considerando una disponibilità del 75 % degli utenti al controllo dei carichi modulabili, tuttavia potrebbe non essere necessario né utile disporre della totalità di flessibilità.

Tendenzialmente, lo scenario che considera un utilizzo dello scaldacqua elettrico, consente di offrire una maggiore flessibilità, (indice di flessibilità pari a 0.41, 0.36 e 0.34), rispettivamente, per ciascun caso studio analizzato, rispetto allo scenario che utilizza le pompe di calore per lo stesso scopo (0.36, 0.41 e 0.36), e allo scenario che, invece, impiega un utilizzo misto di pompe di calore e scaldacqua elettrico (0.34, 0.38, 0.33).

Infine, con l'intento di analizzare gli effetti della modulazione del carico dei condizionatori sul differimento degli investimenti di potenziamento della rete, è stata calcolata la massima potenza elettrica utilizzabile dagli aggregati, in relazione alla taglia e al numero dei trasformatori. Definito il margine di potenza residua tra il picco massimo e la massima potenza elettrica utilizzabile, è stato, quindi, calcolato il relativo tempo necessario per portare a saturazione i trasformatori. Lo studio ha consentito di definire tempi di differimento di potenziamento della rete variabili, per gli scenari e i quartieri analizzati, da un minimo di 1.42 anni ad un massimo di 4.18 anni.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Direttiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. Articolo 2 (Definizioni) al comma 17
- [2] Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 75 del 31 marzo 1999. Articolo 2 (Definizioni) al comma 22.
- [3] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4 - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [4] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.2.1 - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [5] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.3.1 - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [6] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.4.1(a) - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [7] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.4.1(b) - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [8] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.4.1(c) - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [9] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.6.2 - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [10] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.3.2 - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>

- [11] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.2.3 - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [12] GME - Gestore Mercati Energetici –
<https://www.mercatoelettrico.org/it/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx>
- [13] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.1.2 (d) - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [14] Terna - Codice di Rete - Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete Terna, (2017), Capitolo 4.4.5.2 - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>
- [15] ARERA - Deliberazione 31 ottobre 2013 - 483/2013/r/eel - Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete - <https://www.arera.it/allegati/docs/13/483-13.pdf>
- [16] ARERA - 234/2014/R/EEL - Mercato dell'energia elettrica – Criteri per l'integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva – Orientamenti - <https://www.arera.it/it/docs/dc/14/234-14.jsp>
- [17] ARERA – Rapporto 17 dicembre 2015, 630/2015/l/EEL - Rapporto annuale dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento: consuntivo 2014 - <https://www.arera.it/allegati/docs/15/630-15.pdf>
- [18] Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) – Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Proposta_di_Piano_Nazionale_Integrato_per_Energia_e_il_Clima_Italiano.pdf
- [19] Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee, the committee of the regions and the european investment bank Clean Energy for all Europeans Com/2016/0860 final
<https://eurlex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?qid=1582103368596&uri=CELEX:52016DC0860>
- [20] Clean energy for all Europeans, https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=null&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search

- [21] Terna - Piano di sviluppo 2020-
https://download.terna.it/terna/Piano%20di%20Sviluppo%202020_8d7db1ffa4ca9e7.pdf
- [22] Gellings CW. The smart grid: enabling energy efficiency and demand response. Boca Raton: CRC Press; 2009.
- [23] Federal Energy Regulatory Commission (FERC) “Assessment of Demand Response and Advance Metering” Staff Report, 2012
- [24] R De Coninck, L Helsen, Quantification of flexibility in buildings by cost curves – methodology and application, *Appl. Energy* 162 (2016) 653–665.
- [25] S Stinner, K Huchtemann, D Müller, Quantifying the operational flexibility of building energy systems with thermal energy storages, *Appl. Energy* 181 (2016) 140–154.
- [26] Y. Chen, L. Zhang; P. Xu; A. Di Gangi. Electricity demand response schemes in china: pilot study and future outlook, *Energy* (2021), vol. 224 - ISSN: 0360-5442, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2021.120042
- [27] Luo Z, Hong S, Ding Y. A data mining-driven incentive-based demand response scheme for a virtual power plant. *Appl Energy* 2019;239:549e59.
- [28] Ampimah BC, Sun M, Han D, Wang X. Optimizing sheddable and shiftable residential electricity consumption by incentivized peak and off-peak credit function approach. *Appl Energy* 2018;210(March 2017):1299–309.
- [29] Yu M, Hong SH. Incentive-based demand response considering hierarchical electricity market: a Stackelberg game approach. *Appl Energy* 2017;203:267–79
- [30] Cui Q, Wang X, Wang X, Zhang Y. Residential appliances direct load control in real-time using cooperative game. *IEEE Trans Power Syst* 2016;31:226–33.
- [31] Zhang F, de Dear R, Candido C. Thermal comfort during temperature cycles induced by direct load control strategies of peak electricity demand management. *Build Environ* 2016;103:9–20.
- [32] Shad M, Momeni A, Errouissi R, Diduch CP, Kaye ME, Chang L, Identification and estimation for electric water heaters in direct load control programs. *IEEE Trans Smart Grid* 2017;8:947-55
- [33] Pacific Gas & Electric Company, “SmartAC”,
https://www.pge.com/en_US/residential/save-energy-money/savings-solutions-and-rebates/smart-ac/smart-ac.page?WT.mc_id=Vanity_smartac
- [34] SA Power Networks Company – Demand Management Trials and Programs. ([http://www.sapowernetworks.com.au/centric/industry/our_network/demand_ management](http://www.sapowernetworks.com.au/centric/industry/our_network/demand_management))
Last accessed: 02.06.2015]

- [35] United Energy and Multinet Gas Official Website – Media Release on “Voluntary Peak Demand Management Trial”. (https://uemg.com.au/media/40400/media_release_united_energy_opens_voluntary_peak_demand_management_trial.pdf).
- [36] Pacific Gas & Electric Company, Base Interruptible Program (BIP), https://www.pge.com/en_US/large-business/save-energy-and-money/energy-management-programs/demand-response-programs/base-interruptible/base-interruptible.page?WT.mc_id=Vanity_bip
- [37] Aalami HA, Khatibzadeh A. Regulation of market clearing price based on nonlinear models of demand bidding and emergency demand response programs. *Int Trans Electr Energy Syst* 2016; 26:2463–78.
- [38] Pacific Gas & Electric Company, Demand Bidding Program (DBP), https://www.pge.com/includes/docs/pdfs/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/dbp/dr_dbp_0462.pdf
- [39] Torriti J. Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in northern Italy. *Energy* 2012;44:576–83.
- [40] Rowlands IH, Furst IM. The cost impacts of a mandatory move to time-of-use pricing on residential customers: an Ontario (Canada) case-study. *Energy Effic* 2011;4:571–85.
- [41] Qiu Y, Kirkeide L, Wang YD. Effects of voluntary time-of-use pricing on summer electricity usage of business customers. *Environ Resour Econ* 2016:1–24. Shah JJ, Nielsen
- [42] Friis F, Christensen TH, Gram-Hanssen K, Smart grid solutions in the everyday life of households: electric vehicles and time-of-use pricing; 2016.
- [43] Hinterstocker M, Schott P, von Roon S. Evaluation of the effects of time-of-use pricing for private households based on measured load data. In: *Proceedings of the 2017 14th international conference on the European energy market (EEM)*, IEEE; 2017, p. 1–6.
- [44] MC, Shaffer TS, Fittro RL. Cost-optimal consumption-aware electric water heating via thermal storage under time-of-use pricing. *IEEE Trans Smart Grid* 2016;7:592–9.
- [45] Jang D, Eom J, Park MJ, Rho JJ. Variability of electricity load patterns and its effect on demand response: a critical peak pricing experiment on Korean commercial and industrial customers. *Energy Policy* 2016;88:11–26.
- [46] Kato T, Tokuhara A, Ushifusa Y, Sakurai A, Aramaki K, Maruyama F. Consumer responses to critical peak pricing: impacts of maximum electricity-saving behavior. *Electr J* 2016;29:12–9.

- [47] Li N, Chen L, Low SH. Optimal demand response based on utility maximization in power networks. In: Proceedings of the 2011 IEEE power and energy society general meeting, IEEE, 2011, pp. 1–8.
- [48] Xiao J, Chung JY, Li J, Boutaba R, Hong JW-K. Near optimal demand-side energy management under real-time demand-response pricing. In: Proceedings of the 2010 international conference on network and service management (CNSM), IEEE; 2010, p. 527–32.
- [49] Roozbehani M, Dahleh M, Mitter S. On the stability of wholesale electricity markets under real-time pricing. In: 2010 Proceedings of the 49th IEEE conference on decision and control (CDC), IEEE; 2010, p. 1911–8.
- [50] Paschalidis IC, Li B, Caramanis MC. Demand-side management for regulation service provisioning through internal pricing. IEEE Trans Power Syst 2012;27:1531–9.
- [51] Tsui KM, Chan S-C. optimization for smart home scheduling under real-time pricing. IEEE Trans Smart Grid 2012;3:1812–21.
- [52] Chen L, Li N, Jiang L, Low SH. Optimal demand response: problem formulation and deterministic case. Control and optimization methods for electric smart grids. Springer; 2012. p. 63–85.
- [53] Comed <https://hourlypricing.comed.com/>
- [54] Midcontinent MISO, <https://www.misoenergy.org/>
- [55] Mohsenian-Rad A-H, Wong VW, Jatskevich J, Schober R, Optimal and autonomous incentive-based energy consumption scheduling algorithm for smart grid. In: Proceedings of the innovative smart grid technologies (ISGT), 2010, IEEE; 2010, p. 1-6.
- [56] ARERA - Delibera 300/2017/R/eel «Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code Europeo», <https://www.arera.it/allegati/docs/17/300-17.pdf>
- [57] Terna - Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali di consumo abilitate al mercato dei servizi di dispacciamento - regolamento MSD - <https://download.terna.it/terna/0000/0930/30.PDF>
- [58] ARERA - Delibera 25 maggio 2017 372/2017/R/eel - Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a. ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione della domanda al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). Modifiche alla deliberazione dell’Autorità 300/2017/R/eel

<https://www.arera.it/allegati/docs/17/37217.pdf>

[59] Terna - Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali di produzione abilitate al mercato dei servizi di dispacciamento - regolamento MSD, <https://download.terna.it/terna/0000/1051/92.PDF>

[60] ARERA - Delibera 03 agosto 2017 583/2017/R/eel - Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione della generazione distribuita, come UVAP, al Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), <https://www.arera.it/allegati/docs/17/583-17.pdf>

[61] ARERA – Delibera 383/2018/R/eel - Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) delle unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria, <https://www.arera.it/allegati/docs/18/383-18.pdf>

[62] Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di Unità Virtuali di Produzione abilitate al Mercato Dei Servizi Di Dispacciamento - Regolamento Msd, <https://download.terna.it/terna/0000/0959/56.PDF>

[63] ARERA - Delibera 20 novembre 2014 574/2014/R/eel - Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, <https://www.arera.it/allegati/docs/14/574-14.pdf>

[64] Terna - Procedura per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per i soggetti titolari di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento, <https://download.terna.it/terna/0000/1071/85.PDF>

[65] Delibera 422/2018/R/eel - Approvazione del regolamento, predisposto da terna s.p.a. ai sensi della deliberazione dell'autorità 300/2017/r/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste al mercato per il servizio di dispacciamento (msd). adeguamento della deliberazione dell'autorità 300/2017/r/eel

[66] Regolamento per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per Il tramite di Unità Di Produzione Integrate con sistemi di accumulo, <https://download.terna.it/terna/0000/1144/61.PDF>

[67] Delibera 402/2018/R/eel - Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.a. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo, <https://www.arera.it/allegati/docs/18/402-18.pdf>

- [68] Mohagheghi S, Raji N. Managing industrial energy intelligently: demand response scheme. *IEEE Ind Appl Mag* 2014;20:53–62.
- [69] Paulus M, Borggrefe F. The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Appl Energy* 2011;88:432–41.
- [70] Henriksson E, Soderholm P, Warell L. Industrial electricity demand and energy efficiency policy: the role of price changes and private R[^]D in the Swedish pulp
- [71] Ding YM, Hong SH, Li XH. A demand response energy management scheme for industrial facilities in smart grid. *IEEE Trans Ind Inform* 2014;10:2257–69.
- [72] Paterakis NG, Erdinc O, Bakirtzis AG, Catalão JPS. Load-following reserves procurement considering flexible demand-side resources under high wind power
- [73] S. Salo, J. Jokisalo, S. Syri, R. Kosonen. Individual temperature control on demand response in a district heated office building in Finland, *Energy*, 180 (2019), pp. 946-954
- [74] H. Wang, S. Wang and R. Tang. Development of grid-responsive buildings: opportunities, challenges, capabilities and applications of HVAC systems in non-residential buildings in providing ancillary services by fast demand responses to smart grids. *Appl Energy*, 250 (2019), pp. 697-712
- [75] Kirby B, Kueck J, Laughner TL, Morris K. Spinning reserve from hotel load response. *Electr J* 2008;21:59–66.
- [76] Group PE, Rafael S, Group PA, Paper W, Proctor J. Air conditioning, peak demand, and public goods funds; 2005.
- [77] Ag EB. Tokyo electric power company: annual report 2004; 2004
- [78] Xu P, Haves P, Piette MA, James B. Peak demand reduction from pre-cooling with zone temperature reset in an office building. *Lawrence Berkeley Natl. Lab.* 2006;14:83e9.
- [79] Li, P Xu, A fast method to predict the demand response peak load reductions of commercial buildings, *Sci. Technol. Built. Environ.* 6 (2016) 118–127
- [80] P.K.Soori, M Wishwas, Lighting control strategy for energy efficient office lighting system design, *Energy Build.* (2013) 329-333
- [81] M. Beccali, M. Bonomolo, G. Zizzo, Dynamic lighting strategies with load modulation purposes to reduce peak electrical demand
- [82] Elghitani F, Zhuang W. Aggregating a large number of residential appliances for demand response applications. *IEEE Trans Smart Grid* 2018;9(5):5092–100
- [83] Tulabing R, Yin RX, DeForest N, Li YP, Wang K, Yong TY, et al. Modeling study on flexible load's demand response potentials for providing ancillary services at the substation level. *Electr Power Syst Res* 2016;140:240e52.

- [84] Klaassen EAM, Kobus CBA, Frunt J, Slootweg JG. Responsiveness of residential electricity demand to dynamic tariffs: experiences from a large field test in The Netherlands. *Appl Energy* 2016;183:1065e74.
- [85] C.B. Kobus, E.A. Klaassen, R. Mugge, J.P. Schoormans. A real-life assessment on the effect of smart appliances for shifting households' electricity demand, *Appl Energy*, 147 (2015), pp. 335-343
- [86] Afzalan M, Jazizadeh F. Residential loads flexibility potential for demand response using energy consumption patterns and user segments. *Appl Energy* 2019;254.
- [87] E. and I. Department for Transport. Electricity demand in South Australia; 2011.
- [88] Ausgrid. Ausgrid demand management coolsaver interim report september 2015; 2015. p. 1–22.
- [89] Brattle Group, The Hidden Battery - Opportunities in Electric Water Heating. Rapporto tecnico. Gennaio 2016
- [90] The Economics of Demand Flexibility. Rocky Mountain Institute. Rapporto tecnico. https://www.rmi.org/wp-content/uploads/2017/05/RMI_Document_Repository_Public-Reports_RMI-TheEconomicsofDemandFlexibilityFullReport.pdf
- [91] Smarter water heaters - Smarter buildings. Portland General Electric. <https://www.portlandgeneral.com/business/get-paid-to-help-meet-demand/connected-water-heaters>
- [92] Energy Storage—The Benefits of “Behind-the-Meter” Storage Adding Value with Ancillary Services. NRECA-DOE SMART GRID DEMONSTRATION PROJECT. https://www.smartgrid.gov/files/NRECA_DOE_Energy_Storage.pdf
- [93] David Podorson, Battery Killers: How Water Heaters Have Evolved into Grid-Scale Energy-Storage Devices. E Source White Paper, September 2014. <https://www.esource.com/ES-WP-18/GIWHs>
- [94] R. D’hulst, W. Labeeuw, B. Beusen, S. Claessens, G. Deconinck, K. Vanthournout. Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances: experiences from large pilot test in Belgium, *Appl Energy*, 155 (2015), pp. 79-90
- [95] Reiss PC, White MW. Household electricity demand, revisited. Stanford University Publication; 2002
- [96] Directive (eu) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 may 2018 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2018.156.01.0075.01.ENG

- [97] F Babonneau, M Caramanis, A Haurie, A linear programming model for power distribution with demand response and variable renewable energy, *Appl. Energy* 181 (2016) 83–95.
- [98] M Ali, J Jokisalo, K Siren, M Lehtonen, Combining the demand response of direct electric space heating and partial thermal storage using LP optimization, *Electr. Power Syst. Res.* 106 (2014) 160–167.
- [99] D Neves, CA Silva, Optimal electricity dispatch on isolated mini-grids using a demand response strategy for thermal storage backup with genetic algorithms, *Energy* 82 (2015) 436–445.
- [100] M Hu, F Xiao, Price-responsive model-based optimal demand response control of inverter air conditioners using genetic algorithm, *Appl. Energy* 219 (2018) 151–164.
- [101] G Bianchini, M Casini, A Vicino, D Zarrilli, Demand-response in building heating systems: a model predictive control approach, *Appl. Energy* 168 (2016) 159–170.
- [102] M Dahl Knudsen, S Petersen, Demand response potential of model predictive control of space heating based on price and carbon dioxide intensity signals, *Energy Build.* 125 (2016) 196–204.
- [103] Y. Chen, P. Xu, J. Gu, F. Schmidt, W. Li. Measure to improve energy demand flexibility in buildings for demand response (DR): A review, *Energy and Build.*, 177 (2018), pp125-139
- [104] A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica, A.A. Prudenzi, Bottom-up approach to residential load modelling, *IEEE Transactions on Power Systems*, 9 (2), 1994, pp. 957–965
- [105] 2013a ASHRAE HANDBOOK, Thermal environments for human occupancy. In *ANSI/ASHRAE 55-2013*
- [106] Decreto interministeriale 26 giugno 2015 - Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.
- [107] 2013 ASHRAE HANDBOOK, FUNDAMENTALS. ASHRAE, 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA 30329
- [108] Osservatorio Astronomico di Palermo, <http://www.astropa.inaf.it/>
- [109] I. Iu, D.E. Fisher, Application of Conduction Transfer Functions and Periodic Response Factors in Cooling Load Calculation Procedures, *ASHRAE Transaction* 109 (2004), Part 2
- [110] http://www.daikintech.co.uk/Data/Split-Sky-Air-Indoor/FTX/2010/RX-JV1B/RX-JV1B_Databook.pdf
- [111] <https://www.manualslib.com/manual/1137542/Daikin-R-410a.html>

- [112] Ala G., Orioli A., Di Gangi A. (2019). Energy and economic analysis of air-to-air heat pumps as an alternative to domestic gas boiler heating systems in the south of Italy. *Energy*, vol. 173, p. 59-74, ISSN: 0360-5442 doi: 10.1016/j.energy.2019.02.011
- [113] Le Dreau J, Heiselberg P. (2016). Energy flexibility of residential buildings using short term heat storage in the thermal mass. *Energy*, vol. 111, p. 991-1002, ISSN: 0360-5442 doi: 10.1016/j.energy.2016.05.076
- [114] eERG, end-use Efficiency Research Group, Politecnico di Milano, MICENE “Misure dei consumi di energia elettrica in 110 abitazioni italiane, curve di carico dei principali elettrodomestici e degli apparecchi di illuminazione”, (2004)
- [115] “Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia”, Terna S.p.A. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
- [116] V. Cataliotti. “Impianti elettrici”. Flaccovio
- [117] CEI UNEL 35026. “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1550 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata”
- [118] Ala, V. Cosentino, A. Di Stefano, G. Fiscelli, F. Genduso, G.C. Giaconia, M. G. Ippolito, D. La Cascia, F. Massaro, R. Miceli, P. Romano, C. Spataro, F. Viola, G. Zizzo. “Energy Management via Connected Household Appliances”, Publisher: McGraw-Hill, Milan (Italy), 2008, p. 1-158, ISBN: 978-88-386-6676-6
- [119] A. Capasso, W. Grattieri, F. Insinga, A. Invernizzi, R. Lamedica, A. Prudenzi, “validation tests and applications of a model for a demand-side management studies in residential load areas”, proceedings of CIRED 2033 Conference, Birmingham, UK, May 17-21, pp 5.25/1-5.24/5, col. 5
- [120] Associazione Produttori Elettrodomestici. www.applia.it
- [121] Dati statistici Istat: I consumi energetici delle famiglie. Istituto Italiano di Statistica. <https://www.istat.it/it/archivio/142173>
- [122] Dati statistici Istat: Popolazione residente - Censimento 2011. Istat. Istituto Italiano di Statistica. <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?lang=it>
- [123] Dati statistici Istat: Consumi energetici delle famiglie: Riscaldamento acqua - disponibilità, tipo di impianto e fonte - Istat. Istituto Italiano di Statistica. http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCCV_CENERG
- [124] Dati statistici Istat: Consumi energetici delle famiglie: Impianto condizionamento - disponibilità, tipo e frequenza d'uso - Istat. Istituto Italiano di Statistica. http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCCV_CENERG

[125] Dati statistici Istat: Consumi energetici delle famiglie: Impianto di condizionamento, ore di accensione - Istat. Istituto Italiano di Statistica.
<http://dati.istat.it/Index.aspx?QueryId=22806>

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A Tipologia Antica con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																				
		vano 1																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	C		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.90	1.30	m	4.00	1.40	m	3.90	1.30	m	4.00	1.40	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m
Superficie		15.60	2.73	m ²	16.00	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	16.00	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		12.87		m ²	16.00		m ²	15.60		m ²	16.00		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²
Trasmittanza		0.75	5.20	W/m ² K	0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.13	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.41		W/m ² K	1.25		W/m ² K	2.00		W/m ² K	1.99		W/m ² K	1.94		W/m ² K	1.94		W/m ² K	1.94		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																				
		vano 2																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	C		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Superficie		13.20	2.73	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		10.47		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.13	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.47		W/m ² K	1.99		W/m ² K	2.02		W/m ² K	1.99		W/m ² K	2.02		W/m ² K	2.02		W/m ² K	2.02		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																				
		vano 3																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	C		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Superficie		13.20	2.73	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		10.47		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.13	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.47		W/m ² K	1.99		W/m ² K	2.02		W/m ² K	1.99		W/m ² K	2.02		W/m ² K	2.02		W/m ² K	2.02		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																
		vano 4																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			R			I			(C/I)	C		(O/I)	I
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	0.00		4.00	0.00
Larghezza		3.06	1.30		4.00	1.40		3.06	1.30		4.00	1.40		3.06	0.00		3.06	0.00
Superficie		12.24	2.73		16.00	0.00		12.24	0.00		16.00	0.00		12.24	0.00		12.24	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		9.51	m ²		16.00	m ²		12.24	m ²		16.00	m ²		12.24	m ²		12.24	m ²
Trasmittanza		0.75	5.20		1.49	5.20		1.49	5.20		1.49	5.20		1.13	0.00		1.13	5.20
Trasmittanza Calcolo		1.50	W/m ² K		1.99	W/m ² K		2.03	W/m ² K		1.99	W/m ² K		2.06	W/m ² K		2.06	W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A Tipologia Antica con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																
		vano 5																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso CANTINATO			Esposto verso AMB.N.C.	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	C		(O/I)	I
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.20		5.24	0.00		5.24	0.00
Larghezza		5.24	1.30		3.50	1.30		5.24	1.30		3.50	1.40		3.50	0.00		3.50	0.00
Superficie		20.96	0.00		14.00	0.00		20.96	2.73		14.00	0.00		18.34	0.00		18.34	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		20.96	m ²		14.00	m ²		18.23	m ²		14.00	m ²		18.34	m ²		18.34	m ²
Trasmittanza		1.49	5.20		0.75	5.20		0.75	5.20		1.49	5.20		1.77	0.00		1.13	5.20
Trasmittanza Calcolo		1.97	W/m ² K		1.26	W/m ² K		1.33	W/m ² K		2.01	W/m ² K		2.53	W/m ² K		1.90	W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																
		vano 6																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso CANTINATO			Esposto verso AMB.N.C.	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			r			NW			R			(C/I)	C		(O/I)	I
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.20		5.70	0.00		5.70	0.00
Larghezza		5.70	1.30		3.50	1.30		5.70	1.30		3.50	1.40		3.50	0.00		3.50	0.00
Superficie		22.80	0.00		14.00	0.00		22.80	5.46		14.00	0.00		19.95	0.00		19.95	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		22.80	m ²		14.00	m ²		17.34	m ²		14.00	m ²		19.95	m ²		19.95	m ²
Trasmittanza		1.49	5.20		1.49	5.20		0.75	5.20		1.49	5.20		1.77	0.00		1.13	5.20
Trasmittanza Calcolo		1.96	W/m ² K		2.01	W/m ² K		1.44	W/m ² K		2.01	W/m ² K		2.51	W/m ² K		1.87	W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																		
		vano 7																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			NW			I			(C/I)	C		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	3.06	0.00	m	3.06	0.00	m	3.06	0.00	m
Larghezza		3.06	1.30	m	4.80	1.40	m	3.06	1.30	m	4.80	1.40	m	4.80	0.00	m	4.80	0.00	m	4.80	0.00	m
Superficie		12.24	0.00	m ²	19.20	0.00	m ²	12.24	2.73	m ²	19.20	0.00	m ²	14.69	0.00	m ²	14.69	0.00	m ²	14.69	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%								0	%
Superficie Netta		12.24		m ²	19.20		m ²	9.51		m ²	19.20		m ²	14.69		m ²	14.69		m ²	14.69		m ²
Trasmittanza		1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.13	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.03		W/m ² K	1.98		W/m ² K	1.50		W/m ² K	1.98		W/m ² K	1.99		W/m ² K	1.99		W/m ² K	1.99		W/m ² K

Edifici Antichi - Piano intermedio

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno																		
		vano 1																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	I		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.20	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.90	1.30	m	4.00	1.40	m	3.90	1.40	m	4.00	1.40	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m
Superficie		15.60	2.73	m ²	16.00	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	16.00	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		12.87		m ²	16.00		m ²	15.60		m ²	16.00		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²
Trasmittanza		0.75	5.20	W/m ² K	0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.77	0.00	W/m ² K	1.13	5.20	W/m ² K	1.13	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.41		W/m ² K	1.25		W/m ² K	2.00		W/m ² K	1.99		W/m ² K	2.58		W/m ² K	1.94		W/m ² K	1.94		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno																		
		vano 2																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	I		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.20	m	4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	3.30	1.40	m	4.00	1.40	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Superficie		13.20	2.73	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		10.47		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.77	0.00	W/m ² K	1.13	5.20	W/m ² K	1.13	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.47		W/m ² K	1.99		W/m ² K	2.02		W/m ² K	1.99		W/m ² K	2.65		W/m ² K	2.02		W/m ² K	2.02		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno														
		vano 3																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	I		(O/I)	I
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.20		4.00	2.10		4.00	0.00		4.00	0.00
Larghezza		3.30	1.30		4.00	1.40		3.30	1.40		4.00	1.40		3.30	0.00		3.30	0.00
Superficie		13.20	2.73		16.00	0.00		13.20	0.00		16.00	0.00		13.20	0.00		13.20	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		10.47	m ²		16.00	m ²		13.20	m ²		16.00	m ²		13.20	m ²		13.20	m ²
Trasmittanza		0.75	5.20		1.49	5.20		1.49	5.20		1.49	5.20		1.77	0.00		1.13	5.20
Trasmittanza Calcolo		1.47	W/m ² K		1.99	W/m ² K		2.02	W/m ² K		1.99	W/m ² K		2.65	W/m ² K		2.02	W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno														
		vano 4																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			R			I			(C/I)	I		(O/I)	I
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.20		4.00	2.10		4.00	0.00		4.00	0.00
Larghezza		3.06	1.30		4.00	1.40		3.06	1.40		4.00	1.40		3.06	0.00		3.06	0.00
Superficie		12.24	2.73		16.00	0.00		12.24	0.00		16.00	0.00		12.24	0.00		12.24	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		9.51	m ²		16.00	m ²		12.24	m ²		16.00	m ²		12.24	m ²		12.24	m ²
Trasmittanza		0.75	5.20		1.49	5.20		1.49	5.20		1.49	5.20		1.77	0.00		1.13	5.20
Trasmittanza Calcolo		1.50	W/m ² K		1.99	W/m ² K		2.03	W/m ² K		1.99	W/m ² K		2.69	W/m ² K		2.06	W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno														
		vano 5																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	I
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		5.24	0.00		5.24	0.00
Larghezza		5.24	1.30		3.50	1.40		5.24	1.30		3.50	1.40		3.50	0.00		3.50	0.00
Superficie		20.96	0.00		14.00	0.00		20.96	2.73		14.00	0.00		18.34	0.00		18.34	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		20.96	m ²		14.00	m ²		18.23	m ²		14.00	m ²		18.34	m ²		18.34	m ²
Trasmittanza		1.49	5.20		0.75	5.20		0.75	5.20		1.49	5.20		1.77	0.00		1.13	5.20
Trasmittanza Calcolo		1.97	W/m ² K		1.26	W/m ² K		1.33	W/m ² K		2.01	W/m ² K		2.53	W/m ² K		1.90	W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno														
		vano 6																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			R			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	I
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		5.70	0.00		5.70	0.00
Larghezza		5.70	1.30		3.50	1.40		5.70	1.30		3.50	1.40		3.50	0.00		3.50	0.00
Superficie		22.80	0.00		14.00	0.00		22.80	5.46		14.00	0.00		19.95	0.00		19.95	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		22.80	m ²		14.00	m ²		17.34	m ²		14.00	m ²		19.95	m ²		19.95	m ²
Trasmittanza		1.49	5.20		1.49	5.20		0.75	5.20		1.49	5.20		1.77	0.00		1.13	5.20
Trasmittanza Calcolo		1.96	W/m ² K		2.01	W/m ² K		1.44	W/m ² K		2.01	W/m ² K		2.51	W/m ² K		1.87	W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno														
		VANO 7																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			NW			I			(C/I)	I		(O/I)	I
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.20		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	2.10		3.06	0.00		3.06	0.00
Larghezza		3.06	1.40		4.80	1.40		3.06	1.30		4.80	1.40		4.80	0.00		4.80	0.00
Superficie		12.24	0.00		19.20	0.00		12.24	2.73		19.20	0.00		14.69	0.00		14.69	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		12.24	m ²		19.20	m ²		9.51	m ²		19.20	m ²		14.69	m ²		14.69	m ²
Trasmittanza		1.49	5.20		1.49	5.20		0.75	5.20		1.49	5.20		1.77	0.00		1.13	5.20
Trasmittanza Calcolo		2.03	W/m ² K		1.98	W/m ² K		1.50	W/m ² K		1.98	W/m ² K		2.62	W/m ² K		1.99	W/m ² K

Edifici Antichi - Piano ultimo

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno														
		vano 1																
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO	
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE	
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	I		(O/I)	O
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0
Altezza		4.00	2.10		4.00	2.10		4.00	1.30		4.00	2.10		4.00	0.00		4.00	0.00
Larghezza		3.90	1.30		4.00	1.40		3.90	1.60		4.00	1.40		3.90	0.00		3.90	0.00
Superficie		15.60	2.73		16.00	0.00		15.60	0.00		16.00	0.00		15.60	0.00		15.60	0.00
Schermatura Esterna Finestre		0			0			0			0						0	
Superficie Netta		12.87	m ²		16.00	m ²		15.60	m ²		16.00	m ²		15.60	m ²		15.60	m ²
Trasmittanza		0.75	5.20		0.75	5.20		1.49	5.20		1.49	5.20		1.77	0.00		1.37	5.20
Trasmittanza Calcolo		1.36	W/m ² K		1.21	W/m ² K		1.96	W/m ² K		1.96	W/m ² K		2.58	W/m ² K		2.03	W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno															
		vano 2																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	I	(O/I)	O		
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	1.30	m	4.00	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	3.30	1.60	m	4.00	1.40	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Superficie		13.20	2.73	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		10.47		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.77	0.00	W/m ² K	1.37	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.42		W/m ² K	1.96		W/m ² K	1.98		W/m ² K	1.96		W/m ² K	2.65		W/m ² K	2.09		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno															
		vano 3																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	I	(O/I)	O		
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	1.30	m	4.00	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	3.30	1.60	m	4.00	1.40	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Superficie		13.20	2.73	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		10.47		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.77	0.00	W/m ² K	1.37	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.42		W/m ² K	1.96		W/m ² K	1.98		W/m ² K	1.96		W/m ² K	2.65		W/m ² K	2.09		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno															
		vano 4																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			R			I			(C/I)	I	(O/I)	O		
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10	m	4.00	2.10	m	4.00	2.20	m	4.00	2.20	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.06	1.30	m	4.00	1.30	m	3.30	1.40	m	4.00	1.40	m	3.06	0.00	m	3.06	0.00	m
Superficie		12.24	2.73	m ²	16.00	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	16.00	0.00	m ²	12.24	0.00	m ²	12.24	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		9.51		m ²	16.00		m ²	13.20		m ²	16.00		m ²	12.24		m ²	12.24		m ²
Trasmittanza		0.75	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.49	5.20	W/m ² K	1.13	0.00	W/m ² K	1.37	5.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.45		W/m ² K	1.96		W/m ² K	1.98		W/m ² K	1.96		W/m ² K	2.06		W/m ² K	2.12		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno															
		vano 5																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	O	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10 m		4.00	2.10 m		4.00	2.10 m		4.00	2.10 m		5.24	0.00 m		5.24	0.00 m	
Larghezza		5.24	1.30 m		3.50	1.40 m		5.24	1.30 m		3.50	1.40 m		3.50	0.00 m		3.50	0.00 m	
Superficie		20.96	0.00 m ²		14.00	0.00 m ²		20.96	2.73 m ²		14.00	0.00 m ²		18.34	0.00 m ²		18.34	0.00 m ²	
Schermatura Esterna Finestre		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %	
Superficie Netta		20.96	m ²		14.00	m ²		18.23	m ²		14.00	m ²		18.34	m ²		18.34	m ²	
Trasmittanza		1.49	5.20 W/m ² K		0.75	5.20 W/m ² K		0.75	5.20 W/m ² K		1.49	5.20 W/m ² K		1.77	0.00 W/m ² K		1.37	5.20 W/m ² K	
Trasmittanza Calcolo		1.93	W/m ² K		1.22	W/m ² K		1.29	W/m ² K		1.97	W/m ² K		2.53	W/m ² K		1.99	W/m ² K	

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno															
		vano 6																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			R			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	O	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.10 m		4.00	2.10 m		4.00	2.10 m		4.00	2.10 m		5.70	0.00 m		5.70	0.00 m	
Larghezza		5.70	1.30 m		3.50	1.40 m		5.70	1.30 m		3.50	1.40 m		3.50	0.00 m		3.50	0.00 m	
Superficie		22.80	0.00 m ²		14.00	0.00 m ²		22.80	2.73 m ²		14.00	0.00 m ²		19.95	0.00 m ²		19.95	0.00 m ²	
Schermatura Esterna Finestre		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %	
Superficie Netta		22.80	m ²		14.00	m ²		20.07	m ²		14.00	m ²		19.95	m ²		19.95	m ²	
Trasmittanza		1.49	5.20 W/m ² K		1.49	5.20 W/m ² K		0.75	5.20 W/m ² K		1.49	5.20 W/m ² K		1.77	0.00 W/m ² K		1.37	5.20 W/m ² K	
Trasmittanza Calcolo		1.93	W/m ² K		1.97	W/m ² K		1.27	W/m ² K		1.97	W/m ² K		2.51	W/m ² K		1.97	W/m ² K	

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		A		Tipologia Antica con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno															
		vano 7																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			NW			I			(C/I)	I		(O/I)	O	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0	
Altezza		4.00	2.20 m		4.00	2.10 m		4.00	2.10 m		4.00	2.10 m		3.06	0.00 m		3.06	0.00 m	
Larghezza		3.06	1.40 m		4.80	1.40 m		3.06	1.30 m		4.80	1.40 m		4.80	0.00 m		4.80	0.00 m	
Superficie		12.24	0.00 m ²		19.20	0.00 m ²		12.24	2.73 m ²		19.20	0.00 m ²		14.69	0.00 m ²		14.69	0.00 m ²	
Schermatura Esterna Finestre		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %		0 %	
Superficie Netta		12.24	m ²		19.20	m ²		9.51	m ²		19.20	m ²		14.69	m ²		14.69	m ²	
Trasmittanza		1.49	5.20 W/m ² K		1.49	5.20 W/m ² K		0.75	5.20 W/m ² K		1.49	5.20 W/m ² K		1.77	0.00 W/m ² K		1.37	5.20 W/m ² K	
Trasmittanza Calcolo		1.99	W/m ² K		1.94	W/m ² K		1.45	W/m ² K		1.94	W/m ² K		2.62	W/m ² K		2.06	W/m ² K	

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 1																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m
Larghezza		3.90	1.60	m	4.00	1.40	m	3.90	1.30	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		11.31	2.08	m ²	11.60	0.00	m ²	11.31	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		9.23		m ²	11.60		m ²	11.31		m ²	11.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.71		W/m ² K	2.50		W/m ² K	3.20		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.19		W/m ² K	2.19		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 2																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Larghezza		3.30	1.60	m	4.00	1.40	m	3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		9.57	3.20	m ²	11.60	0.00	m ²	9.57	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		6.37		m ²	11.60		m ²	9.57		m ²	11.60		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.97		W/m ² K	3.20		W/m ² K	3.22		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.26		W/m ² K	2.26		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 4																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso CANTINATO			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			I			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.20	m	2.90	2.20	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m
Larghezza		7.16	1.60	m	4.00	1.30	m	7.16	1.40	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		20.76	6.40	m ²	11.60	0.00	m ²	20.76	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		14.36		m ²	11.60		m ²	20.76		m ²	11.60		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.83		W/m ² K	3.20		W/m ² K	3.15		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.00		W/m ² K	2.00		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 5																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	6.32	0.00	m	6.32	0.00	m
Larghezza		6.32	1.60	m	3.76	1.40	m	6.32	1.60	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		18.33	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	18.33	4.16	m ²	10.90	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		18.33		m ²	10.90		m ²	14.17		m ²	10.90		m ²	23.76		m ²	23.76		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.16		W/m ² K	2.51		W/m ² K	2.72		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.06		W/m ² K	2.06		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 6																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			R			NW			R			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	5.54	0.00	m	5.54	0.00	m
Larghezza		5.54	1.60	m	3.76	1.40	m	5.54	1.20	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		16.07	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	16.07	4.80	m ²	10.90	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		16.07		m ²	10.90		m ²	11.27		m ²	10.90		m ²	20.83		m ²	20.83		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.17		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.85		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.09		W/m ² K	2.09		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 7																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			NW			I			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.50	0.00	m	2.50	0.00	m
Larghezza		2.50	1.30	m	5.28	1.40	m	2.50	1.60	m	5.28	1.40	m	5.28	0.00	m	5.28	0.00	m
Superficie		7.25	0.00	m ²	15.31	0.00	m ²	7.25	2.08	m ²	15.31	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		7.25		m ²	15.31		m ²	5.17		m ²	15.31		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.26		W/m ² K	3.17		W/m ² K	2.96		W/m ² K	3.17		W/m ² K	2.32		W/m ² K	2.32		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 1																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	1.60	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.90	1.30	m	4.00	1.40	m	3.90	1.30	m	4.00	1.40	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m
Superficie		11.31	2.08	m ²	11.60	0.00	m ²	11.31	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		9.23		m ²	11.60		m ²	11.31		m ²	11.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.71		W/m ² K	2.50		W/m ² K	3.20		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.19		W/m ² K	2.19		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 2																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.30	1.60	m	4.00	1.40	m	3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Superficie		9.57	3.20	m ²	11.60	0.00	m ²	9.57	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		6.37		m ²	11.60		m ²	9.57		m ²	11.60		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.97		W/m ² K	3.20		W/m ² K	3.22		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.26		W/m ² K	2.26		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 4																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			I			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		7.16	1.60	m	4.00	1.40	m	7.16	1.30	m	4.00	1.40	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m
Superficie		20.76	6.40	m ²	11.60	0.00	m ²	20.76	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		14.36		m ²	11.60		m ²	20.76		m ²	11.60		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.83		W/m ² K	3.20		W/m ² K	3.15		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.00		W/m ² K	2.00		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 5																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	6.32	0.00	m	6.32	0.00	m
Larghezza		6.32	1.60	m	3.76	1.40	m	6.32	1.60	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		18.33	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	18.33	4.16	m ²	10.90	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		18.33		m ²	10.90		m ²	14.17		m ²	10.90		m ²	23.76		m ²	23.76		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.16		W/m ² K	2.51		W/m ² K	2.72		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.06		W/m ² K	2.06		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 6																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			R			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	5.54	0.00	m	5.54	0.00	m
Larghezza		5.54	1.60	m	3.76	1.40	m	5.54	1.20	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		16.07	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	16.07	4.80	m ²	10.90	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		16.07		m ²	10.90		m ²	11.27		m ²	10.90		m ²	20.83		m ²	20.83		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.17		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.85		W/m ² K	3.20		W/m ² K	2.09		W/m ² K	2.09		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		VANO 7																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			NW			I			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.50	0.00	m	2.50	0.00	m
Larghezza		2.50	1.40	m	5.28	1.40	m	2.50	1.60	m	5.28	1.40	m	5.28	0.00	m	5.28	0.00	m
Superficie		7.25	0.00	m ²	15.31	0.00	m ²	7.25	2.08	m ²	15.31	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		7.25		m ²	15.31		m ²	5.17		m ²	15.31		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.38	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.26		W/m ² K	3.17		W/m ² K	2.96		W/m ² K	3.17		W/m ² K	2.32		W/m ² K	2.32		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 1																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m
Larghezza		3.90	1.60	m	4.00	1.40	m	3.90	1.30	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		11.31	2.08	m ²	11.60	0.00	m ²	11.31	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%								0	%
Superficie Netta		9.23		m ²	11.60		m ²	11.31		m ²	11.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.65		W/m ² K	2.45		W/m ² K	3.15		W/m ² K	3.14		W/m ² K	2.19		W/m ² K	2.30		W/m ² K	2.30		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 2																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	2.90	2.10	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Larghezza		3.30	1.60	m	4.00	1.40	m	3.30	1.30	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		9.57	3.20	m ²	11.60	0.00	m ²	9.57	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%								0	%
Superficie Netta		6.37		m ²	11.60		m ²	9.57		m ²	11.60		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.89		W/m ² K	3.14		W/m ² K	3.16		W/m ² K	3.14		W/m ² K	2.26		W/m ² K	2.36		W/m ² K	2.36		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 4																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			I			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.20	m	2.90	2.20	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		7.16	1.60	m	4.00	1.30	m	7.16	1.40	m	4.00	1.40	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m
Superficie		20.76	6.40	m ²	11.60	0.00	m ²	20.76	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%								0	%
Superficie Netta		14.36		m ²	11.60		m ²	20.76		m ²	11.60		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²
Trasmittanza		1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		2.75		W/m ² K	3.14		W/m ² K	3.10		W/m ² K	3.14		W/m ² K	2.00		W/m ² K	2.15		W/m ² K	2.15		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 5																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.60	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	6.32	0.00	m	6.32	0.00	m	6.32	0.00	m
Larghezza		6.32	1.60	m	3.76	1.40	m	6.32	1.60	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		18.33	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	18.33	4.16	m ²	10.90	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%							0	%	
Superficie Netta		18.33		m ²	10.90		m ²	14.17		m ²	10.90		m ²	23.76		m ²	23.76		m ²	23.76		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.11		W/m ² K	2.45		W/m ² K	2.66		W/m ² K	3.15		W/m ² K	2.06		W/m ² K	2.19		W/m ² K	2.19		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 6																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			R			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.60	m	2.90	2.10	m	2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	5.54	0.00	m	5.54	0.00	m	5.54	0.00	m
Larghezza		5.54	1.60	m	3.76	1.40	m	5.54	1.20	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		16.07	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	16.07	4.80	m ²	10.90	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%							0	%	
Superficie Netta		16.07		m ²	10.90		m ²	11.27		m ²	10.90		m ²	20.83		m ²	20.83		m ²	20.83		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.12		W/m ² K	3.15		W/m ² K	2.78		W/m ² K	3.15		W/m ² K	2.09		W/m ² K	2.22		W/m ² K	2.22		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		M		Tipologia Moderna con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 7																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			NW			I			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.50	0.00	m	2.50	0.00	m	2.50	0.00	m
Larghezza		2.50	1.60	m	5.28	1.40	m	2.50	1.60	m	5.28	1.40	m	5.28	0.00	m	5.28	0.00	m	5.28	0.00	m
Superficie		7.25	0.00	m ²	15.31	0.00	m ²	7.25	2.08	m ²	15.31	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%							0	%	
Superficie Netta		7.25		m ²	15.31		m ²	5.17		m ²	15.31		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		2.54	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.85	7.01	W/m ² K	2.54	7.01	W/m ² K	1.38	0.00	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K	1.64	7.01	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		3.20		W/m ² K	3.12		W/m ² K	2.88		W/m ² K	3.12		W/m ² K	2.32		W/m ² K	2.41		W/m ² K	2.41		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N Tipologia Nuova a Norma con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																				
		vano 1																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	C		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m
Larghezza		3.90	1.40	m	4.00	1.40	m	3.90	1.20	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		11.31	1.82	m ²	11.60	0.00	m ²	11.31	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%
Superficie Netta		9.49		m ²	11.60		m ²	11.31		m ²	11.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.37	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.62		W/m ² K	0.54		W/m ² K	1.47		W/m ² K	1.47		W/m ² K	0.48		W/m ² K	0.56		W/m ² K	0.56		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																				
		vano 2																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso CANTINATO			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	C		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	2.20	m	2.90	2.20	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Larghezza		3.30	1.40	m	4.00	1.30	m	3.30	1.40	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		9.57	3.08	m ²	11.60	0.00	m ²	9.57	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%
Superficie Netta		6.49		m ²	11.60		m ²	9.57		m ²	11.60		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.46	0.00	W/m ² K	0.36	3.20	W/m ² K	0.36	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.72		W/m ² K	1.47		W/m ² K	1.48		W/m ² K	1.47		W/m ² K	0.57		W/m ² K	0.47		W/m ² K	0.47		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno																				
		vano 4																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			I			(C/I)	C		(O/I)	I				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m
Larghezza		7.16	1.40	m	4.00	1.40	m	7.16	1.20	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		20.76	6.16	m ²	11.60	0.00	m ²	20.76	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%
Superficie Netta		14.60		m ²	11.60		m ²	20.76		m ²	11.60		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.37	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.65		W/m ² K	1.47		W/m ² K	1.45		W/m ² K	1.47		W/m ² K	0.45		W/m ² K	0.53		W/m ² K	0.53		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 5																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	6.32	0.00	m	6.32	0.00	m
Larghezza		6.32	1.40	m	3.76	1.40	m	6.32	1.40	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		18.33	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	18.33	3.64	m ²	10.90	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre		0		%	0		%	0		%	0		%				0		%
Superficie Netta		18.33	m ²		10.90	m ²		14.69	m ²		10.90	m ²		23.76	m ²		23.76	m ²	
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.37	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.45	W/m ² K		0.54	W/m ² K		0.62	W/m ² K		1.48	W/m ² K		0.46	W/m ² K		0.54	W/m ² K	

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 6																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			R			NW			R			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	5.54	0.00	m	5.54	0.00	m
Larghezza		5.54	1.40	m	3.76	1.40	m	5.54	1.40	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		16.07	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	16.07	6.16	m ²	10.90	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre		0		%	0		%	0		%	0		%				0		%
Superficie Netta		16.07	m ²		10.90	m ²		9.91	m ²		10.90	m ²		20.83	m ²		20.83	m ²	
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.37	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.46	W/m ² K		1.48	W/m ² K		0.73	W/m ² K		1.48	W/m ² K		0.46	W/m ² K		0.54	W/m ² K	

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 0 Pareti Esterne - Pavimento verso Cantinato - Soffitto verso l'Interno															
		vano 7																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			I			I			(C/I)	C		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.50	0.00	m	2.50	0.00	m
Larghezza		2.50	1.40	m	3.50	1.30	m	2.50	1.40	m	3.50	1.40	m	3.50	0.00	m	3.50	0.00	m
Superficie		7.25	0.00	m ²	10.15	0.00	m ²	7.25	0.00	m ²	10.15	0.00	m ²	8.75	0.00	m ²	8.75	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre		0		%	0		%	0		%	0		%				0		%
Superficie Netta		7.25	m ²		10.15	m ²		7.25	m ²		10.15	m ²		8.75	m ²		8.75	m ²	
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.37	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.50	W/m ² K		1.48	W/m ² K		1.50	W/m ² K		1.48	W/m ² K		0.51	W/m ² K		0.59	W/m ² K	

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 1																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	1.40	m	2.90	2.10	m	2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.90	1.30	m	4.00	1.40	m	3.90	1.20	m	4.00	1.40	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m
Superficie		11.31	1.82	m ²	11.60	0.00	m ²	11.31	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		9.49		m ²	11.60		m ²	11.31		m ²	11.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.62		W/m ² K	0.54		W/m ² K	1.47		W/m ² K	1.47		W/m ² K	0.46		W/m ² K	0.56		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 2																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		3.30	1.40	m	4.00	1.40	m	3.30	1.20	m	4.00	1.40	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Superficie		9.57	3.08	m ²	11.60	0.00	m ²	9.57	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		6.49		m ²	11.60		m ²	9.57		m ²	11.60		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.72		W/m ² K	1.47		W/m ² K	1.48		W/m ² K	1.47		W/m ² K	0.47		W/m ² K	0.57		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 4																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			I			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Larghezza		7.16	1.40	m	4.00	1.40	m	7.16	1.20	m	4.00	1.40	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m
Superficie		20.76	6.16	m ²	11.60	0.00	m ²	20.76	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%					0	%
Superficie Netta		14.60		m ²	11.60		m ²	20.76		m ²	11.60		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.65		W/m ² K	1.47		W/m ² K	1.45		W/m ² K	1.47		W/m ² K	0.44		W/m ² K	0.53		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 5																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	6.32	0.00	m	6.32	0.00	m
Larghezza		6.32	1.40	m	3.76	1.40	m	6.32	1.40	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		18.33	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	18.33	3.64	m ²	10.90	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre		0 %			0 %			0 %			0 %						0 %		
Superficie Netta		18.33	m ²		10.90	m ²		14.69	m ²		10.90	m ²		23.76	m ²		23.76	m ²	
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.45	W/m ² K		0.54	W/m ² K		0.62	W/m ² K		1.48	W/m ² K		0.44	W/m ² K		0.54	W/m ² K	

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		vano 6																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			R			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	5.54	0.00	m	5.54	0.00	m
Larghezza		5.54	1.40	m	3.76	1.40	m	5.54	1.40	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		16.07	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	16.07	6.16	m ²	10.90	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre		0 %			0 %			0 %			0 %						0 %		
Superficie Netta		16.07	m ²		10.90	m ²		9.91	m ²		10.90	m ²		20.83	m ²		20.83	m ²	
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.46	W/m ² K		1.48	W/m ² K		0.73	W/m ² K		1.48	W/m ² K		0.45	W/m ² K		0.54	W/m ² K	

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 0 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Interno															
		VANO 7																	
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO		
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.		
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			I			I			(C/I)	I		(O/I)	I	
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.50	0.00	m	2.50	0.00	m
Larghezza		2.50	1.40	m	3.50	1.40	m	2.50	1.60	m	3.50	1.40	m	3.50	0.00	m	3.50	0.00	m
Superficie		7.25	0.00	m ²	10.15	0.00	m ²	7.25	0.00	m ²	10.15	0.00	m ²	8.75	0.00	m ²	8.75	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre		0 %			0 %			0 %			0 %						0 %		
Superficie Netta		7.25	m ²		10.15	m ²		7.25	m ²		10.15	m ²		8.75	m ²		8.75	m ²	
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.50	W/m ² K		1.48	W/m ² K		1.50	W/m ² K		1.48	W/m ² K		0.50	W/m ² K		0.59	W/m ² K	

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N Tipologia Nuova a Norma con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																				
		vano 1																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			SW			I			R			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m	3.90	0.00	m
Larghezza		3.90	1.40	m	4.00	1.40	m	3.90	1.60	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		11.31	1.82	m ²	11.60	0.00	m ²	11.31	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²	15.60	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%							0	%	
Superficie Netta		9.49		m ²	11.60		m ²	11.31		m ²	11.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²	15.60		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.64		W/m ² K	0.55		W/m ² K	1.49		W/m ² K	1.49		W/m ² K	0.46		W/m ² K	0.61		W/m ² K	0.61		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																				
		vano 2																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			R			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	1		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m	3.30	0.00	m
Larghezza		3.30	1.40	m	4.00	1.40	m	3.30	1.60	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		9.57	3.08	m ²	11.60	0.00	m ²	9.57	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²	13.20	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%							0	%	
Superficie Netta		6.49		m ²	11.60		m ²	9.57		m ²	11.60		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²	13.20		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.74		W/m ² K	1.49		W/m ² K	1.50		W/m ² K	1.49		W/m ² K	0.47		W/m ² K	0.62		W/m ² K	0.62		W/m ² K

TIPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																				
		vano 4																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso SUD EST			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		SE			R			I			I			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m	7.16	0.00	m
Larghezza		7.16	1.40	m	4.00	1.40	m	7.16	1.60	m	4.00	1.40	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m	4.00	0.00	m
Superficie		20.76	6.16	m ²	11.60	0.00	m ²	20.76	0.00	m ²	11.60	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²	28.64	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%							0	%	
Superficie Netta		14.60		m ²	11.60		m ²	20.76		m ²	11.60		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²	28.64		m ²
Trasmittanza		0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		0.68		W/m ² K	1.49		W/m ² K	1.47		W/m ² K	1.49		W/m ² K	0.44		W/m ² K	0.57		W/m ² K	0.57		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 2 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 5																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso SUD OVEST			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			SW			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	6.32	0.00	m	6.32	0.00	m	6.32	0.00	m
Larghezza		6.32	1.40	m	3.76	1.40	m	6.32	1.40	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		18.33	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	18.33	3.64	m ²	10.90	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²	23.76	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%
Superficie Netta		18.33		m ²	10.90		m ²	14.69		m ²	10.90		m ²	23.76		m ²	23.76		m ²	23.76		m ²
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.47		W/m ² K	0.56		W/m ² K	0.64		W/m ² K	1.49		W/m ² K	0.44		W/m ² K	0.58		W/m ² K	0.58		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 1 Parete Esterna - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 6																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso NORD OVEST			Esposta verso AMB.COND.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		I			R			NW			R			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	2		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	2.00	m	2.90	2.10	m	2.90	2.20	m	2.90	2.20	m	5.54	0.00	m	5.54	0.00	m	5.54	0.00	m
Larghezza		5.54	1.60	m	3.76	1.30	m	5.54	1.40	m	3.76	1.40	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m	3.76	0.00	m
Superficie		16.07	0.00	m ²	10.90	0.00	m ²	16.07	6.16	m ²	10.90	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²	20.83	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%
Superficie Netta		16.07		m ²	10.90		m ²	9.91		m ²	10.90		m ²	20.83		m ²	20.83		m ²	20.83		m ²
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.42	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.46	0.00	W/m ² K	0.37	3.20	W/m ² K	0.37	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.48		W/m ² K	1.49		W/m ² K	0.76		W/m ² K	1.49		W/m ² K	0.54		W/m ² K	0.51		W/m ² K	0.51		W/m ² K

TOPOLOGIA EDIFICIO (A/M/N)		N		Tipologia Nuova a Norma con 0 Pareti Esterne - Pavimento verso l'Interno - Soffitto verso l'Esterno																		
		vano 7																				
PARETI		PARETE 1			PARETE 2			PARETE 3			PARETE 4			PAVIMENTO			SOFFITTO					
Esposizione		Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.COND.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposta verso AMB.N.C.			Esposto verso AMB.N.C.			Esposto verso ORIZZONTALE					
(S/SW/W/NW/N/NE/E/SE/I/R)		R			R			I			I			(C/I)	I		(O/I)	O				
DATI SUPERFICI		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre		Muro	Finestre	
Numero		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0		1	0	
Altezza		2.90	1.30	m	2.90	2.10	m	2.90	2.20	m	2.90	2.10	m	2.50	0.00	m	2.50	0.00	m	2.50	0.00	m
Larghezza		2.50	1.40	m	3.50	1.30	m	2.50	1.40	m	3.50	1.40	m	3.50	0.00	m	3.50	0.00	m	3.50	0.00	m
Superficie		7.25	0.00	m ²	10.15	0.00	m ²	7.25	0.00	m ²	10.15	0.00	m ²	8.75	0.00	m ²	8.75	0.00	m ²	8.75	0.00	m ²
Schermatura Esterna Finestre			0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%		0	%
Superficie Netta		7.25		m ²	10.15		m ²	7.25		m ²	10.15		m ²	8.75		m ²	8.75		m ²	8.75		m ²
Trasmittanza		1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	1.35	3.20	W/m ² K	0.36	0.00	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K	0.46	3.20	W/m ² K
Trasmittanza Calcolo		1.52		W/m ² K	1.50		W/m ² K	1.52		W/m ² K	1.50		W/m ² K	0.50		W/m ² K	0.66		W/m ² K	0.66		W/m ² K

APPARTAMENTO ANTICO - Piano terra			APPARTAMENTO ANTICO - Piano intermedio			APPARTAMENTO ANTICO - Piano ultimo		
Zona	Carico termico (W)	Pompe di calore (kW)	Zona	Carico termico (W)	Pompe di calore (kW)	Zona	Carico termico (W)	Pompe di calore (kW)
1	1961,7	2,00	1	1805,64	2,00	1	1892,67	2,00
2	1759,47	2,00	2	1630,61	2,00	2	1708,60	2,00
3	1759,47	2,00	3	1630,61	2,00	3	1708,60	2,00
4	1751,81	2,00	4	1631,10	2,00	4	1703,61	2,00
5	1954,17	2,00	5	1773,02	2,00	5	1876,26	2,00
6	2755,19	3,50	6	2567,84	3,50	6	2684,49	3,50
7	1704,85	2,00	7	1561,48	2,00	7	1650,41	2,00
APPARTAMENTO MODERNO - Piano terra			APPARTAMENTO MODERNO - Piano intermedio			APPARTAMENTO MODERNO - Piano ultimo		
Zona	Carico termico (W)	Pompe di calore (kW)	Zona	Carico termico (W)	Pompe di calore (kW)	Zona	Carico termico (W)	Pompe di calore (kW)
1	1789,92	2,00	1	1687,58	2,00	1	1806,52	2,00
2	1922,04	2,00	2	1832,48	2,00	2	1946,41	2,00
3	-	-	3	-	-	3	-	-
4	3652,00	5,00	4	3480,15	3,50	4	3707,69	5,00
5	2637,50	3,50	5	2490,99	2,50	5	2674,24	3,50
6	2570,65	3,50	6	2439,98	2,50	6	2610,84	3,50
7	1482,21	2,00	7	1390,35	2,00	7	1498,37	2,00

Posizionamento cabine elettriche: Quartiere A

Il baricentro elettrico è stato calcolato per la Zona A, in cui sono presenti 8 blocchi di edifici caratterizzati dal seguente numero di appartamenti:



blocco 1	→	46 appartamenti
blocco 2	→	67 appartamenti
blocco 3	→	56 appartamenti
blocco 4	→	71 appartamenti
blocco 5	→	59 appartamenti
blocco 6	→	60 appartamenti
blocco 7	→	14 appartamenti
blocco 8	→	75 appartamenti

Blocco 1

❖ Scenario 1

Preliminarmente, è stato definito il numero appartamenti n per livello e tipologia edilizia:

Appartamenti n	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	0	0	0	0	0	0
Moderni	2	14	2	3	21	3

Successivamente, considerata la potenza installata P_i negli appartamenti per livello e tipologia edilizia, di seguito illustrata:

Potenza installata P_i (kW)	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	3.5	3.5	3.5	3	3	3
Moderni	4.5	3.5	4.5	3	3	3

è stata calcolata la potenza reattiva Q_i mostrata di seguito:

Potenza reattiva Q _i (kVAR)	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	1.70	1.70	1.70	1.45	1.45	1.45
Moderni	2.18	1.70	2.18	1.45	1.45	1.45

Quindi, è stata calcolata la potenza attiva complessiva $\sum P_i$ e la potenza reattiva complessiva $\sum Q_i$.

$$\sum P_i = P_i \cdot n.\text{Appartamenti} = 149.57\text{kW}$$

$$\sum Q_i = Q_i \cdot n.\text{Appartamenti} = 72.44\text{kW}$$

Si è, quindi, proceduto al calcolo della potenza attiva totale P_{tot} e potenza reattiva totale Q_{tot} .

$$P_{\text{tot}} = 1.05 \cdot \sum P_i = 157.05\text{kW}$$

$$Q_{\text{tot}} = 1.05 \cdot \sum Q_i = 76.06\text{kVAR}$$

La potenza apparente A_{tot} è, quindi, pari a:

$$A_{\text{tot}} = \sqrt{P_{\text{tot}}^2 + Q_{\text{tot}}^2} = 174.50\text{kVA}$$

Il calcolo della potenza apparente è stato ripetuto per ciascuno degli 8 blocchi di edifici. Di seguito si mostrano i valori di potenza apparente e le relative coordinate x_i e y_i dei baricentri dei singoli blocchi.

	A _i (kVA)	x _i (m)	y _i (m)
blocco 1	174,50302	33	120
blocco 2	254,16744	88	96
blocco 3	212,43846	169	96
blocco 4	269,34162	23	48
blocco 5	223,81909	71	49
blocco 6	227,61264	108	54
blocco 7	53,109615	166	81
blocco 8	284,5158	169	36

Fissato un sistema di riferimento di coordinate cartesiane, il baricentro elettrico della zona A è stato calcolato con le seguenti espressioni:

$$x_{GiA1} = \frac{\sum x_i \cdot A_i}{\sum A_i} = 98.61\text{m}$$

$$y_{GiA1} = \frac{\sum y_i \cdot A_i}{\sum A_i} = 68.53\text{m}$$

Le coordinate precedentemente calcolate, sono state utilizzate per la collocazione delle cabine elettriche in tutte le restanti zone.

Con lo stesso criterio sin qui utilizzato, è stato effettuato il calcolo per lo Scenario 2 e lo Scenario 3

❖ Scenario 2

Nello Scenario 2, il calcolo della potenza apparente è stato effettuato considerando i valori di potenza apparente di seguito mostrati:

	A_i (kVA)	x_i (m)	y_i (m)
blocco 1	160,63	33	120
blocco 2	233,97	88	96
blocco 3	195,55	169	96
blocco 4	247,93	23	48
blocco 5	206,03	71	49
blocco 6	209,52	108	54
blocco 7	48,89	166	81
blocco 8	261,90	169	36

Pertanto, il baricentro elettrico della zona A per lo Scenario 2 ha le seguenti coordinate:

$$x_{GiA2} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 118.44\text{m}$$

$$y_{GiA2} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 81.44\text{m}$$

❖ Scenario 3

Per lo Scenario 3, il calcolo della potenza apparente è stato effettuato considerando i valori di potenza apparente di seguito mostrati:

	A_i (kVA)	x_i (m)	y_i (m)
blocco 1	173,74	33	120
blocco 2	253,05	88	96
blocco 3	211,51	169	96
blocco 4	268,16	23	48
blocco 5	222,83	71	49
blocco 6	226,61	108	54
blocco 7	52,88	166	81

blocco 8 283,27 169 36

Pertanto, il baricentro elettrico della zona A per lo Scenario 3 ha le seguenti coordinate:

$$x_{GiA3} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 109.90\text{m}$$

$$y_{GiA3} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 68.53\text{m}$$

Posizionamento cabine elettriche: Quartiere B

Il baricentro elettrico è stato calcolato per la Zona E, in cui sono presenti 9 edifici ad uso abitativo caratterizzati dal seguente numero di appartamenti:



Edificio 1

❖ Scenario 1

Preliminarmente, è stato definito il numero appartamenti n per livello e tipologia edilizia:

Appartamenti n	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	0	0	0	0	0	0
Moderni	1	8	1	1	13	1

Successivamente, considerata la potenza P_i installata negli appartamenti per livello e tipologia edilizia, di seguito illustrata:

Potenza installata P_i (kW)	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	3.5	3.5	3.5	3	3	3
Moderni	4.5	3.5	4.5	3	3	3

è stata calcolata la potenza reattiva Q_i mostrata di seguito:

Potenza reattiva Q_i (kVAR)	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	1.70	1.70	1.70	1.45	1.45	1.45
Moderni	2.18	1.70	2.18	1.45	1.45	1.45

Quindi, è stata calcolata la potenza attiva complessiva $\sum P_i$ e la potenza reattiva complessiva $\sum Q_i$.

$$\sum P_i = P_i \cdot n.\text{Appartamenti} = 84.87\text{kW}$$

$$\sum Q_i = Q_i \cdot n.\text{Appartamenti} = 41.11\text{kW}$$

Si è, quindi, proceduto al calcolo della potenza attiva totale P_{tot} e potenza reattiva totale Q_{tot} .

$$P_{\text{tot}} = 1.05 \cdot \sum P_i = 89.12\text{kW}$$

$$Q_{\text{tot}} = 1.05 \cdot \sum Q_i = 43.16\text{kVAR}$$

La potenza apparente A_{tot} è, quindi, pari a:

$$A_{\text{tot}} = \sqrt{P_{\text{tot}}^2 + Q_{\text{tot}}^2} = 99.02\text{kVA}$$

Il calcolo della potenza apparente è stato ripetuto per ciascuno dei restanti 8 edifici. Di seguito si mostrano i valori di potenza apparente e le relative coordinate x_i e y_i dei baricentri dei singoli edifici.

	A_i (kVA)	x_i (m)	y_i (m)
Edificio 1	99,02	56	17
Edificio 2	99,02	88	19
Edificio 3	99,02	119	22
Edificio 6	68,55	11	16
Edificio 7	68,55	11	38
Edificio 8	68,55	11	60
Edificio 9	53,32	9	109
Edificio 10	53,32	9	139

Fissato un sistema di riferimento di coordinate cartesiane, il baricentro elettrico della zona A è stato calcolato con le seguenti espressioni:

$$x_{GiBl} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 45.13\text{m}$$

$$y_{GiB1} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 53.69m$$

Le coordinate precedentemente calcolate, sono state utilizzate per la collocazione delle cabine elettriche in tutte le restanti zone.

Con lo stesso criterio sin qui utilizzato, è stato effettuato il calcolo per lo Scenario 2 e lo Scenario 3

❖ Scenario 2

Nello Scenario 2, il calcolo della potenza apparente è stato effettuato considerando i valori di potenza apparente di seguito mostrati:

	A_i (kVA)	x_i (m)	y_i (m)
Edificio 1	97,76	56	17
Edificio 2	97,76	88	19
Edificio 3	97,76	119	22
Edificio 6	67,68	11	16
Edificio 7	67,68	11	38
Edificio 8	67,68	11	60
Edificio 9	52,64	9	109
Edificio 10	52,64	9	139

Pertanto, il baricentro elettrico della zona E per lo Scenario 2 ha le seguenti coordinate:

$$x_{GiB2} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 49.08m$$

$$y_{GiB2} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 59.98m$$

❖ Scenario 3

Per lo Scenario 3, il calcolo della potenza apparente è stato effettuato considerando i valori di potenza apparente di seguito mostrati:

	A_i (kVA)	x_i (m)	y_i (m)
Edificio 1	98,49	56	17
Edificio 2	98,49	88	19
Edificio 3	98,49	119	22
Edificio 6	68,18	11	16
Edificio 7	68,18	11	38
Edificio 8	68,18	11	60

Edificio 9	53,03	9	109
Edificio 10	53,03	9	139

Pertanto, il baricentro elettrico della zona E per lo Scenario 3 ha le seguenti coordinate:

$$x_{GiB3} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 53.05\text{m}$$

$$y_{GiB3} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 53.69\text{m}$$

Posizionamento cabine elettriche: Quartiere C

Il baricentro elettrico è stato calcolato per la Zona A, in cui sono presenti 19 edifici ad uso abitativo caratterizzati dal seguente numero di appartamenti:



edificio 1	→	24 appartamenti
edificio 2	→	10 appartamenti
edificio 3	→	10 appartamenti
edificio 4	→	22 appartamenti
edificio 5	→	22 appartamenti
edificio 6	→	22 appartamenti
edificio 7	→	22 appartamenti
edificio 25	→	14 appartamenti
edificio 26	→	14 appartamenti
edificio 27	→	14 appartamenti
edificio 28	→	14 appartamenti
edificio 29	→	14 appartamenti
edificio 30	→	14 appartamenti
edificio 31	→	14 appartamenti
edificio 32	→	14 appartamenti
edificio 33	→	14 appartamenti
edificio 34	→	18 appartamenti
edificio 35	→	18 appartamenti
edificio 36	→	1 appartamenti

Edificio 1

❖ Scenario 1

Preliminarmente, è stato definito il numero appartamenti n per livello e tipologia edilizia:

Appartamenti n	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	0	0	0	0	0	0
Moderni	1	8	1	1	12	1

Successivamente, considerata la potenza P_i installata negli appartamenti per livello e tipologia edilizia, di seguito illustrata:

Potenza installata P_i (kW)	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	3.5	3.5	3.5	3	3	3
Moderni	4.5	3.5	4.5	3	3	3

è stata calcolata la potenza reattiva Q_i mostrata di seguito:

Potenza reattiva Q_i (kVAR)	Scenario 1a			Scenario 1b		
	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo	Piano terra	Piano intermedio	Piano ultimo
Antichi	1.70	1.70	1.70	1.45	1.45	1.45
Moderni	2.18	1.70	2.18	1.45	1.45	1.45

Quindi, è stata calcolata la potenza attiva complessiva $\sum P_i$ e la potenza reattiva complessiva $\sum Q_i$.

$$\sum P_i = P_i \cdot n.\text{Appartamenti} = 85.33\text{kW}$$

$$\sum Q_i = Q_i \cdot n.\text{Appartamenti} = 41.1\text{kW}$$

Si è, quindi, proceduto al calcolo della potenza attiva totale P_{tot} e potenza reattiva totale Q_{tot} .

$$P_{\text{tot}} = 1.05 \cdot \sum P_i = 89.59\text{kW}$$

$$Q_{\text{tot}} = 1.05 \cdot \sum Q_i = 43.39\text{kVAR}$$

La potenza apparente A_{tot} è, quindi, pari a:

$$A_{\text{tot}} = \sqrt{P_{\text{tot}}^2 + Q_{\text{tot}}^2} = 99.55\text{kVA}$$

Il calcolo della potenza apparente è stato ripetuto per ciascuno dei restanti 18 edifici. Di seguito si mostrano i valori di potenza apparente e le relative coordinate x_i e y_i dei baricentri dei singoli edifici.

	Atot kVA	x_i m	y_i m
Edificio 1	92,11	42	30
Edificio 2	38,38	35	81
Edificio 3	38,38	34	107
Edificio 4	84,43	95	19
Edificio 5	84,43	124	23
Edificio 6	84,43	126	50
Edificio 7	84,43	125	75
Edificio 25	53,73	170	142
Edificio 26	53,73	182	120
Edificio 27	53,73	186	97
Edificio 28	53,73	216	88
Edificio 29	53,73	231	84
Edificio 30	53,73	251	78
Edificio 31	53,73	220	147
Edificio 32	53,73	250	147
Edificio 33	53,73	254	31
Edificio 34	69,08	220	14
Edificio 35	69,08	199	10
Edificio 36	3,84	21	14

Fissato un sistema di riferimento di coordinate cartesiane, il baricentro elettrico della zona A è stato calcolato con le seguenti espressioni:

$$x_{GiCl} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 159.46\text{m}$$

$$y_{GiCl} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 67.11\text{m}$$

Le coordinate precedentemente calcolate, sono state utilizzate per la collocazione delle cabine elettriche in tutte le restanti zone.

Con lo stesso criterio sin qui utilizzato, è stato effettuato il calcolo per lo Scenario 2 e lo Scenario 3

❖ Scenario 2

Nello Scenario 2, il calcolo della potenza apparente è stato effettuato considerando i valori di potenza apparente di seguito mostrati:

	Atot kVA	x_i m	y_i m
Edificio 1	90,52518	42	30
Edificio 2	37,71882	35	81
Edificio 3	37,71882	34	107
Edificio 4	82,98141	95	19
Edificio 5	82,98141	124	23
Edificio 6	82,98141	126	50
Edificio 7	82,98141	125	75
Edificio 25	52,80635	170	142
Edificio 26	52,80635	182	120
Edificio 27	52,80635	186	97
Edificio 28	52,80635	216	88
Edificio 29	52,80635	231	84
Edificio 30	52,80635	251	78
Edificio 31	52,80635	220	147
Edificio 32	52,80635	250	147
Edificio 33	52,80635	254	31
Edificio 34	67,89388	220	14
Edificio 35	67,89388	199	10
Edificio 36	3,771882	21	14

Pertanto, il baricentro elettrico della zona A per lo Scenario 2 ha le seguenti coordinate:

$$x_{GiC2} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 178.86\text{m}$$

$$y_{GiC2} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 72.51\text{m}$$

❖ Scenario 3

Per lo Scenario 3, il calcolo della potenza apparente è stato effettuato considerando i valori di potenza apparente di seguito mostrati:

	Atot kVA	x m	y m
Edificio 1	91,44	42	30
Edificio 2	38,10	35	81
Edificio 3	38,10	34	107
Edificio 4	83,82	95	19
Edificio 5	83,82	124	23
Edificio 6	83,82	126	50
Edificio 7	83,82	125	75
Edificio 25	53,34	170	142
Edificio 26	53,34	182	120
Edificio 27	53,34	186	97
Edificio 28	53,34	216	88
Edificio 29	53,34	231	84
Edificio 30	53,34	251	78
Edificio 31	53,34	220	147
Edificio 32	53,34	250	147
Edificio 33	53,34	254	31
Edificio 34	68,58	220	14
Edificio 35	68,58	199	10
Edificio 36	3,81	21	14

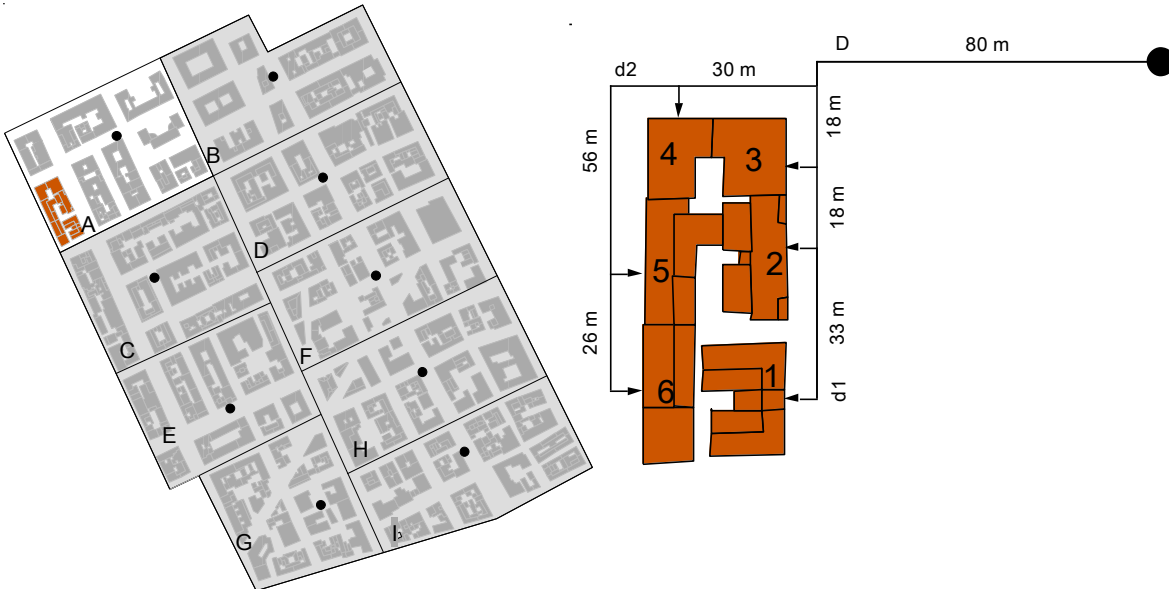
Pertanto, il baricentro elettrico della zona A per lo Scenario 3 ha le seguenti coordinate:

$$x_{GiC3} = \frac{\sum_i x_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 173.58\text{m}$$

$$y_{GiC3} = \frac{\sum_i y_i \cdot A_i}{\sum_i A_i} = 67.11\text{m}$$

Dimensionamento Feeder: Quartiere A

E' stato dimensionato il feeder alimentato dalla cabina posta nella Zona A. Il feeder in esame è caratterizzato da una dorsale D di lunghezza pari ad 80 m, e da due derivazioni, d1 e d2, di lunghezza, rispettivamente, pari a 111 m e 69 m.



Ciascuna derivazione alimenta 3 Edifici Antichi

Derivazione 1

- Edificio 1 → 4 piani → 8 appartamenti
- Edificio 2 → 6 piani → 12 appartamenti
- Edificio 3 → 6 piani → 12 appartamenti

	Derivazione d1	
	Potenza Attiva P (W)	Potenza Reattiva Q (W)
Edificio 1	26.83	12.99
Edificio 2	40.25	19.49
Edificio 3	40.25	19,49
Totale	107.33	51.98

❖ *Corrente in fase*

La corrente in fase per gli edifici alimentati dalla derivazione d1, in quanto quota di corrente responsabile del trasferimento della potenza attiva, è calcolata con la seguente relazione:

$$I_{fd1} = \frac{P_{d1}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot Fco(n)$$

in cui P_{d1} è la potenza attiva totale dei tre edifici alimentati dalla derivazione 1, V_N è la tensione nominale pari a 400 V, $\sqrt{3}$ è assunto in quanto sistema trifase, e $F_{c\infty}$ è il fattore di Rusk, calcolato per un numero n di edifici pari a 3, con la relazione:

$$F_{c\infty}(3) = F_{c\infty} + \frac{1 - F_{c\infty}}{\sqrt{n}} \quad \text{dove } F_{c\infty} = 0.12$$

$$F_{c\infty}(3) = 0.628$$

Pertanto si ha:

$$I_{fd1} = \frac{107.33}{\sqrt{3} \cdot 400} \cdot 0.628 = 97.30 \text{ A}$$

❖ Corrente in quadratura

La corrente in quadratura I_{qd1} è data dalla seguente relazione:

$$I_{qd1} = I_{fd1} \cdot \tan \varphi \quad \text{dove } \tan \varphi = \frac{Q_{d1}}{P_{d1}}$$

$$I_{qd1} = 97.30 \cdot 0.484 = 47.13 \text{ A}$$

❖ Corrente totale

La corrente totale I_{d1} è data dalla seguente relazione:




$$I_{d1} = \sqrt{I_{fd1}^2 + I_{qd1}^2} = \sqrt{97.30^2 + 47.13^2} = 108.11 \text{ A}$$

❖ Sezione dei cavi

Assumendo che il quartiere sia alimentato da cavi tripolari interrati, è stata identificata mediante la tabella CEI-UNEL 35026 (Tav. A), la sezione dei cavi corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata. Pertanto, si ha una sezione $S_{d1} = 35 \text{ mm}^2$.

Tav. A: Valori di portata dei cavi unipolari e multipolari isolati in PVC ed EPR,

per le diverse condizioni di posa

Metodologia tipica di installazione	Altri tipi di posa assimilabili Rif. norma CEI 64-8/5(3)	Tipo di isolamento	Numero cond. caricati	Portata (A) ⁽¹⁾																				
				1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630		
 Cavi unipolari in tubi interrati a contatto (1 cavo per tubo) (p. 3.2)		PVC ⁽²⁾	2	22	29	38	47	63	82	105	127	157	191	225	259	294	330	386						
			3	20	26	34	43	57	74	95	115	141	171	201	231	262	293	342						
		EPR ⁽²⁾	2	26	34	44	54	73	95	122	148	182	222	261	301	343	385	450	509	592	666	759		
			3	23	31	40	49	67	85	110	133	163	198	233	268	304	340	397	448	519	583	663		
		 Cavi unipolari in tubo interrato (p. 3.2)	61	PVC ⁽²⁾	2	21	27	36	45	61	78	101	123	153	187	222	256	292	328	385				
					3	18	23	30	38	51	66	86	104	129	158	187	216	246	277	325				
EPR ⁽²⁾	2			24	32	41	52	70	91	118	144	178	218	258	298	340	383	450	510	595	671	767		
	3			21	27	35	44	59	77	100	121	150	184	217	251	287	323	379	429	500	565	645		
 Cavi multipolari in tubo interrato (p. 3.2)	61			PVC ⁽¹⁾	2	19	25	33	41	56	73	94	115	143	175	208	240	273	307	360				
					3	16	21	28	35	47	61	79	97	120	148	175	202	231	259	304				
		EPR ⁽²⁾	2	23	30	39	49	66	86	111	136	168	207	245	284	324	364	428						
			3	19	25	32	41	55	72	93	114	141	174	206	238	272	306	360						

Derivazione 2

Edificio 4 → 6 piani → 12 appartamenti

Edificio 5 → 6 piani → 12 appartamenti

Edificio 6 → 8 piani → 16 appartamenti

	Derivazione d2	
	Potenza Attiva P (W)	Potenza Reattiva Q (W)
Edificio 4	40.25	19.49
Edificio 5	40.25	19.49
Edificio 6	53.66	25.99
Totale	134.17	64.98

❖ *Corrente in fase*

La corrente in fase per gli edifici alimentati dalla derivazione d2, in quanto quota di corrente responsabile del trasferimento della potenza attiva, è calcolata con la seguente relazione:

$$I_{fd2} = \frac{P_{d2}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot F_{co}(n)$$

in cui P_{d2} è la potenza attiva totale dei tre edifici alimentati dalla derivazione 2, V_N è la tensione nominale pari a 400 V, $\sqrt{3}$ è assunto in quanto sistema trifase, e F_{co} è il fattore di Rusk, calcolato per un numero n di edifici pari a 3, con la relazione:

$$F_{co}(3) = F_{co} + \frac{1 - F_{co}}{\sqrt{n}} \quad \text{dove } F_{co} = 0.12$$

$$F_{co}(3) = 0.628$$

Pertanto, si ottiene:

$$I_{fd2} = \frac{134.17}{\sqrt{3} \cdot 400} \cdot 0.628 = 121.63A$$

❖ Corrente in quadratura

La corrente in quadratura I_{qd2} è data dalla seguente relazione:

$$I_{qd2} = I_{fd2} \cdot \tan \varphi \quad \text{dove} \quad \tan \varphi = \frac{Q_{d2}}{P_{d2}}$$

$$I_{qd2} = 121.63 \cdot 0.436 = 58.91A$$

❖ Corrente totale

La corrente totale I_{d2} è data dalla seguente relazione:

$$I_{d2} = \sqrt{I_{fd2}^2 + I_{qd2}^2} = \sqrt{121.63^2 + 58.91^2} = 135.14A$$

❖ Sezione dei cavi

Assumendo che il quartiere sia alimentato da cavi tripolari interrati, è stata identificata mediante la Tav. A la sezione dei cavi corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata. Pertanto, si ha una sezione $S_{d2} = 50 \text{ mm}^2$.

Dorsale

La dorsale deve trasportare la corrente di tutti i carichi presenti all'interno del feeder. Pertanto, si procede secondo l'iter di calcolo condotto per la derivazione 1 e derivazione 2, assumendo, però, un fattore di Rusk calcolato per un numero di edifici pari a 6.

❖ Corrente in fase

$$I_{fD} = \frac{P_{d1} + P_{d2}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot F_{co}(n)$$

La corrente in fase è stata calcolata con la relazione:

$$F_{co}(6) = F_{co} + \frac{1 - F_{co}}{\sqrt{n}}$$

in cui F_{co} è il fattore di Rusk, calcolato per un numero n di edifici pari a 6, con la relazione:

$$F_{co}(6) = 0.479 \quad \text{dove } F_{co} = 0.12$$

Pertanto, si ha

$$I_{fD} = \frac{107.33 + 134.17}{\sqrt{3} \cdot 400} \cdot 0.479 = 167.06 \text{ A}$$

❖ *Corrente in quadratura*

La corrente in quadratura I_{qD} è data dalla seguente relazione:

$$I_{qD} = I_{fD} \cdot \tan \varphi \quad \text{dove} \quad \tan \varphi = \frac{Q_{d1} + Q_{d2}}{P_{d1} + P_{d2}}$$

$$I_{qD} = 167.06 \cdot 0.479 = 80.91 \text{ A}$$

❖ *Corrente totale*

La corrente totale I_D è data dalla seguente relazione:

$$I_D = \sqrt{I_{fD}^2 + I_{qD}^2} = \sqrt{167.07^2 + 80.91^2} = 185.62 \text{ A}$$

❖ *Sezione dei cavi*

Considerando lo stesso tipo di cavo utilizzato per le derivazioni $d1$ e $d2$, è stata ricavata dalla Tabella in Tav. A la sezione dei cavi corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata. Pertanto, si ha una sezione **$S_D = 95 \text{ mm}^2$** .

Verifica delle sezioni calcolate

Le sezioni calcolate per i cavi della derivazione $d1$, derivazione $d2$ e dorsale sono state verificate con il criterio della massima caduta di tensione, utilizzando gli specifici valori di resistenza e reattanza forniti della norma CEI UNEL 35023-70 e mostrati in Tav. B.

Tav. B. Valori di resistenza e reattanza per cavi di BT

Sezione mm ²	Cavi unipolari		Cavi Multipolari	
	R _{20 °C}	X	R _{20 °C}	X
	mΩ/m	mΩ/m	mΩ/m	mΩ/m
1	17,82	0,176	18,14	0,125
1,5	11,93	0,168	12,17	0,118
2,5	7,18	0,155	7,32	0,109
4	4,49	0,143	4,58	0,101
6	2,99	0,135	3,04	0,0955
10	1,80	0,119	1,83	0,0861
16	1,137	0,112	1,15	0,0817
25	0,717	0,106	0,731	0,0813
35	0,517	0,101	0,527	0,0783
50	0,381	0,101	0,389	0,0779
70	0,264	0,0965	0,269	0,0751
95	0,190	0,0975	0,194	0,0762
120	0,152	0,0939	0,154	0,0740
150	0,123	0,0928	0,126	0,0745
185	0,0992	0,0908	0,100	0,0742
240	0,0760	0,0902	0,0779	0,0752
300	0,0614	0,0895	0,0629	0,0750
400	0,0489	0,0876	0,0504	0,0742
500	0,0400	0,0867	0,0413	0,0744
630	0,0324	0,0865	0,0336	0,0749

❖ *Caduta di tensione sulla dorsale*

La caduta di tensione sulla linea della dorsale è stata calcolata con la seguente relazione:

$$\Delta V_D = \sqrt{3} \cdot L_D \cdot (r_{95} \cdot I_{fD} + x_{95} \cdot I_{qD})$$

in cui L_D è la lunghezza della dorsale, r_{95} e x_{95} sono, rispettivamente, la resistenza (0.194 Ω/km) e la reattanza (0.0762 Ω/km) corrispondenti, in tabella, alla sezione $S=95 \text{ mm}^2$.

Pertanto si ha:

$$\Delta V_D = \sqrt{3} \cdot 80 \cdot (0.194 \cdot 167.06 + 0.0762 \cdot 80.91) = 5.35V$$

Alla caduta di tensione calcolata, deve essere aggiunta la caduta di tensione della derivazione che alimenta il carico maggiore.

❖ *Caduta di tensione della derivazione d2*

Si è, quindi, calcolata la caduta di tensione ΔV_{d2} della derivazione d2, assumendo che il carico sia concentrato a metà della distribuzione. In dettaglio, è stata applicata la seguente relazione:

$$\Delta V_{d250} = \sqrt{3} \cdot L_{d2} / 2 / 1000 \cdot (r_{50} \cdot I_{fd2} + x_{50} \cdot I_{qd2})$$

in cui L_{d2} è la lunghezza della derivazione d2, r_{50} e x_{50} sono, rispettivamente, la resistenza (0.389 Ω/km) e la reattanza (0.0779 Ω/km) corrispondenti, in tabella, alla sezione $S=50 \text{ mm}^2$.

Pertanto si ha:

$$\Delta V_{d2_{50}} = \sqrt{3} \cdot 0.0345 \cdot (0.389 \cdot 121.63 + 0.0779 \cdot 58.91) = 3.10 \text{ V}$$

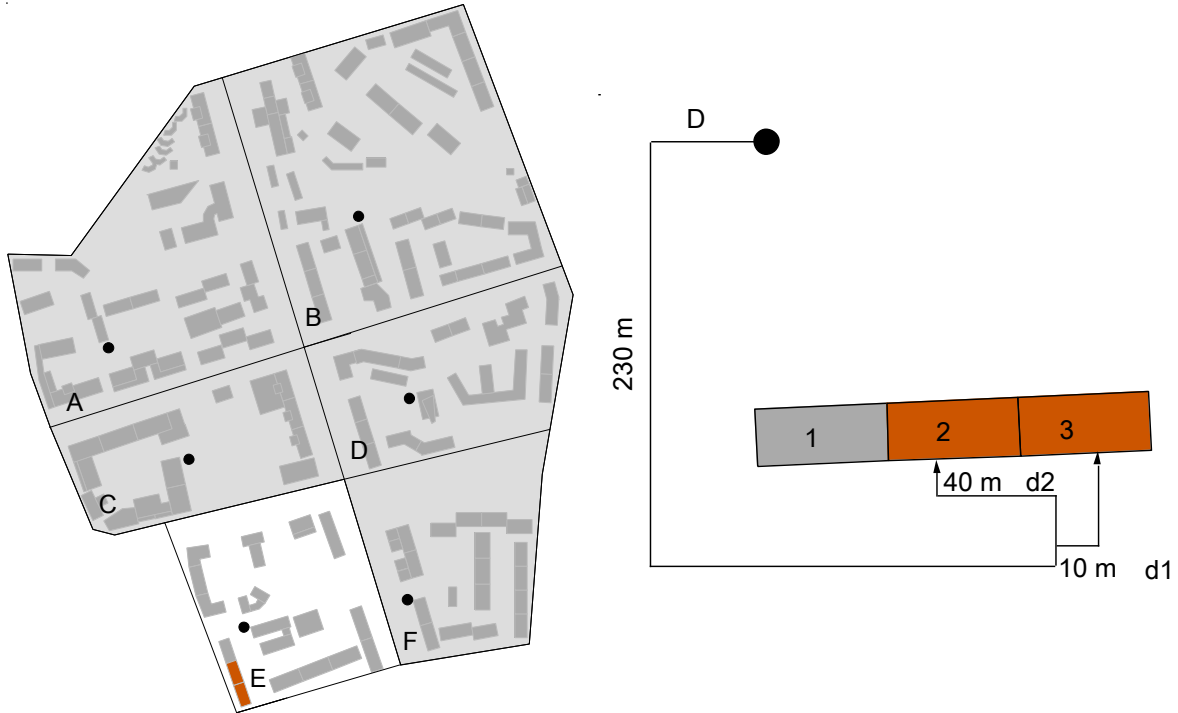
Quindi:

$$\Delta V_{\text{tot}} = 5.35 + 3.10 = 8.45 \text{ V}$$

Poiché la somma della caduta di tensione della dorsale D e della derivazione d2 non supera il 5% della tensione nominale, le sezioni calcolate possono considerarsi dimensionate per un corretto funzionamento della rete.

Dimensionamento Feeder: Quartiere B

E' stato dimensionato il feeder alimentato dalla cabina posta nella Zona E. Il feeder in esame è caratterizzato da una dorsale D di lunghezza pari ad 73 m, e da due derivazioni, d1 e d2, di lunghezza, rispettivamente, pari a 167 m e 228 m.



La derivazione d1 e la derivazione d2 alimentano, rispettivamente, 1 Edificio Moderno.

Derivazione 1

Edificio 3 → 13 piani → 26 appartamenti

	Derivazione d1	
	Potenza Attiva P (W)	Potenza Reattiva Q (W)
Edificio 1	88.84	43.03
Totale	88.84	43.03

❖ *Corrente in fase*

La corrente in fase per gli edifici alimentati dalla derivazione d1, in quanto quota di corrente responsabile del trasferimento della potenza attiva, è calcolata con la seguente relazione:

$$I_{fd1} = \frac{P_{d1}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot F_{co}(n)$$

in cui P_{d1} è la potenza attiva totale dei tre edifici alimentati dalla derivazione d1, V_N è la tensione nominale pari a 400 V, $\sqrt{3}$ è assunto in quanto sistema trifase, e F_{co} è il fattore di Rusk, calcolato per un numero di edifici $n=1$, con la relazione:

$$F_{co}(1) = F_{co} + \frac{1 - F_{co}}{\sqrt{n}} \quad \text{dove } F_{co} = 0.12$$

$$F_{co}(1) = 1$$

Pertanto,

$$I_{fd1} = \frac{88.84}{\sqrt{3} \cdot 400} \cdot 0.628 = 128.23 \text{ A}$$

❖ *Corrente in quadratura*

La corrente in quadratura I_{qd1} è data dalla seguente relazione:

$$I_{qd1} = I_{fd1} \cdot \tan \varphi \quad \text{dove } \tan \varphi = \frac{Q_{d1}}{P_{d1}}$$

$$I_{qd1} = 128.23 \cdot 0.484 = 62.11 \text{ A}$$

❖ *Corrente totale*




La corrente totale I_d è data dalla seguente relazione:

$$I_{d1} = \sqrt{I_{fd1}^2 + I_{qd1}^2} = \sqrt{128.23^2 + 62.108^2} = 142.48 \text{ A}$$

❖ *Sezione dei cavi*

Assumendo che il quartiere sia alimentato da cavi tripolari interrati, è stata identificata mediante la tabella CEI-UNEL 35026 (Tav. A), la sezione dei cavi corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata. Pertanto, si ha una sezione $S_{d1} = 70 \text{ mm}^2$.

Tav. A: Valori di portata dei cavi unipolari e multipolari isolati in PVC ed EPR, per le diverse condizioni di posa

Metodologia tipica di installazione	Altri tipi di posa assimilabili Rif. norma CEI 64-8/5(3)	Tipo di isolamento	Numero cond. caricati	Portata (A) ⁽¹⁾																			
				Sezione (mm ²)																			
				1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	
 Cavi unipolari in tubi interrati a contatto (1 cavo per tubo) (p. 3.2)		PVC ⁽²⁾	2	22	29	38	47	63	82	105	127	157	191	225	259	294	330	386					
			3	20	26	34	43	57	74	95	115	141	171	201	231	262	293	342					
		EPR ⁽²⁾	2	26	34	44	54	73	95	122	148	182	222	261	301	343	385	450	509	592	666	759	
			3	23	31	40	49	67	85	110	133	163	198	233	268	304	340	397	448	519	583	663	
 Cavi unipolari in tubo interrato (p. 3.2)	61	PVC ⁽²⁾	2	21	27	36	45	61	78	101	123	153	187	222	256	292	328	385					
			3	18	23	30	38	51	66	86	104	129	158	187	216	246	277	325					
		EPR ⁽²⁾	2	24	32	41	52	70	91	118	144	178	218	258	298	340	383	450	510	595	671	767	
			3	21	27	35	44	59	77	100	121	150	184	217	251	287	323	379	429	500	565	645	
 Cavi multipolari in tubo interrato (p. 3.2)	61	PVC ⁽¹⁾	2	19	25	33	41	56	73	94	115	143	175	208	240	273	307	360					
			3	16	21	28	35	47	61	79	97	120	148	175	202	231	259	304					
		EPR ⁽¹⁾	2	23	30	39	49	66	86	111	136	168	207	245	284	324	364	428					
			3	19	25	32	41	55	72	93	114	141	174	206	238	272	306	360					

Derivazione 2

Edificio 2 → 13 piani → 26 appartamenti

	Derivazione d2	
	Potenza Attiva P (W)	Potenza Reattiva Q (W)
Edificio 3	88.84	43.03
Totale	88.84	43.03

❖ Corrente in fase

La corrente in fase è la stessa della derivazione d1. Pertanto si ha:

$$I_{fd2} = 128.23A$$

❖ Corrente in quadratura

La corrente in quadratura è la stessa della derivazione d1. Pertanto si ha:

$$I_{qd2} = 62.11A$$

❖ Corrente totale

La corrente totale è:

$$I_{d2} = 142.48A$$

❖ *Sezione dei cavi*

La sezione dei cavi è la stessa dei cavi della derivazione d2. Pertanto $S_{d2} = 70 \text{ mm}^2$.

Dorsale

La dorsale deve trasportare la corrente di tutti i carichi presenti all'interno del feeder. Pertanto, si procede secondo l'iter di calcolo condotto per la derivazione 1 e derivazione 2, assumendo, però, un fattore di Rusk calcolato per un numero di edifici pari a 2.

❖ *Corrente in fase*

La corrente in fase è stata calcolata con la relazione:

$$I_{fD} = \frac{P_{d1} + P_{d2}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot F_{co(n)}$$

in cui F_{co} è il fattore di Rusk, calcolato per un numero n di edifici pari a 2, con la relazione:

$$F_{co}(2) = F_{co\infty} + \frac{1 - F_{co\infty}}{\sqrt{n}} \quad \text{dove } F_{co\infty} = 0.12$$

$$F_{co}(2) = 0.742$$

Pertanto, si ottiene:

$$I_{fD} = \frac{88.84 + 88.84}{\sqrt{3} \cdot 400} \cdot 0.742 = 190.37 \text{ A}$$

❖ *Corrente in quadratura*

La corrente in quadratura I_{qD} è data dalla seguente relazione:

$$I_{qD} = I_{fD} \cdot \tan \varphi \quad \text{dove} \quad \tan \varphi = \frac{Q_{d1} + Q_{d2}}{P_{d1} + P_{d2}}$$

$$I_{qD} = 190.36 \cdot 0.484 = 92.20 \text{ A}$$

❖ *Corrente totale*

La corrente totale I_D è data dalla seguente relazione:

$$I_D = \sqrt{I_{fD}^2 + I_{qD}^2} = \sqrt{190.37^2 + 92.20^2} = 211.52 \text{ A}$$

❖ *Sezione dei cavi*

Considerando lo stesso tipo di cavo utilizzato per le derivazioni d1 e d2, è stata ricavata dalla Tabella in Tav. A la sezione dei cavi corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata. Pertanto, si ha una sezione $S_D = 120 \text{ mm}^2$.

Verifica delle sezioni calcolate

Le sezioni calcolate per i cavi della derivazione d2 e della dorsale D sono state verificate con il criterio della massima caduta di tensione, utilizzando gli specifici valori di resistenza e reattanza forniti della norma CEI UNEL 35023-70 e mostrati in Tav. B.

Tav. B. Valori di resistenza e reattanza per cavi di BT

Sezione mm ²	Cavi unipolari		Cavi Multipolari	
	R _{20 °C} mΩ/m	X mΩ/m	R _{20 °C} mΩ/m	X mΩ/m
1	17,82	0,176	18,14	0,125
1,5	11,93	0,168	12,17	0,118
2,5	7,18	0,155	7,32	0,109
4	4,49	0,143	4,58	0,101
6	2,99	0,135	3,04	0,0955
10	1,80	0,119	1,83	0,0861
16	1,137	0,112	1,15	0,0817
25	0,717	0,106	0,731	0,0813
35	0,517	0,101	0,527	0,0783
50	0,381	0,101	0,389	0,0779
70	0,264	0,0965	0,269	0,0751
95	0,190	0,0975	0,194	0,0762
120	0,152	0,0939	0,154	0,0740
150	0,123	0,0928	0,126	0,0745
185	0,0992	0,0908	0,100	0,0742
240	0,0760	0,0902	0,0779	0,0752
300	0,0614	0,0895	0,0629	0,0750
400	0,0489	0,0876	0,0504	0,0742
500	0,0400	0,0867	0,0413	0,0744
630	0,0324	0,0865	0,0336	0,0749

❖ *Caduta di tensione sulla dorsale*

La caduta di tensione sulla linea della dorsale è stata calcolata con la seguente relazione:

$$\Delta V_{D120} = \sqrt{3} \cdot L_D \cdot (r_{120} \cdot I_{FD} + x_{120} \cdot I_{qD})$$

in cui L_D è la lunghezza della dorsale, r_{120} e x_{120} sono, rispettivamente, la resistenza (0.154 Ω/km) e la reattanza (0.074 Ω /km) corrispondenti, in tabella, alla sezione $S=120 \text{ mm}^2$.

Pertanto si ha:

$$\Delta V_{D120} = \sqrt{3} \cdot 73 / 1000 \cdot (0.154 \cdot 190.37 + 0.074 \cdot 92.20) = 14.40V$$

Alla caduta di tensione calcolata, deve essere aggiunta la caduta di tensione della derivazione che alimenta il carico maggiore.

❖ *Caduta di tensione della derivazione d2*

Si è, quindi, calcolata la caduta di tensione ΔV_{d2} della derivazione d2. In dettaglio, si è applicata la seguente relazione:

$$\Delta V_{d270} = \sqrt{3} \cdot L_{d2} \cdot (r_{70} \cdot I_{fd2} + x_{70} \cdot I_{qd2})$$

in cui L_{d2} è la lunghezza della derivazione d2, r_{70} e x_{70} sono, rispettivamente, la resistenza (0.269 Ω/km) e la reattanza (0.0751 Ω/km) corrispondenti, in tabella, alla sezione $S=50 \text{ mm}^2$.

Pertanto si ha:

$$\Delta V_{d270} = \sqrt{3} \cdot 228.00 / 1000 \cdot (0.269 \cdot 128.23 + 0.0751 \cdot 62.10) = 2.71 \text{ V}$$

E, quindi:

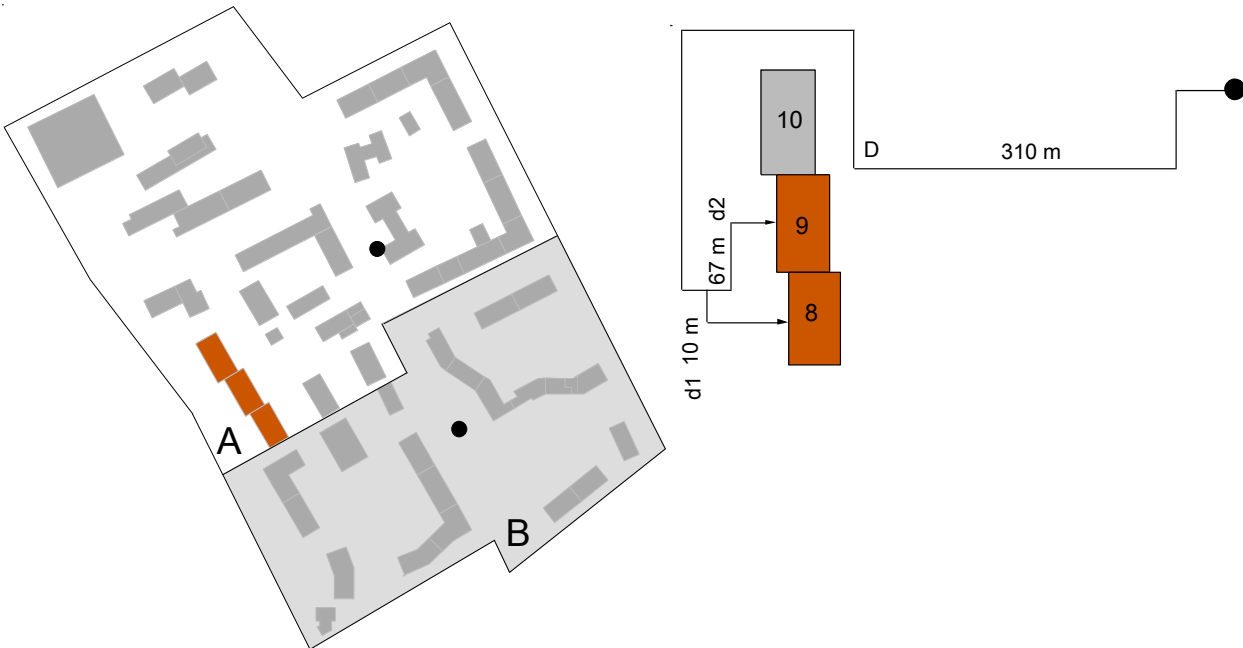
$$\Delta V_{\text{tot}70} = \Delta V_D + \Delta V_{d270}$$

$$\Delta V_{\text{tot}70} = 14.40 + 2.71 = 17.11 \text{ V}$$

Poiché la somma della caduta di tensione della dorsale D e della derivazione d2 non supera il 5% della tensione nominale, le sezioni calcolate possono considerarsi dimensionate per un corretto funzionamento della rete.

Dimensionamento Feeder: Quartiere C

E' stato dimensionato il feeder alimentato dalla cabina posta nella Zona A. Il feeder in esame è caratterizzato da una dorsale D di lunghezza pari ad 223 m, e da due derivazioni, d1 e d2, di lunghezza, rispettivamente, pari a 50 m e 95 m.



Ciascuna derivazione alimenta 1 Edificio Moderno

Derivazione 1

Edificio 8 → 12 piani → 24 appartamenti

	Derivazione d1	
	Potenza Attiva P _{d1} (W)	Potenza Reattiva Q _{d1} (W)
Edificio 1	82.14	39.78
Totale	82.14	39.78

❖ *Corrente in fase*

La corrente in fase per l'edificio alimentato dalla derivazione d1, in quanto quota di corrente responsabile del trasferimento della potenza attiva, è calcolata con la seguente relazione:

$$I_{fd1} = \frac{P_{d1}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot F_{co}(n)$$

in cui P_{d1} è la potenza attiva totale dell'unico edificio alimentato dalla derivazione d1, V_N è la tensione nominale pari a 400 V, $\sqrt{3}$ è assunto in quanto sistema trifase, e F_{co} è il fattore di Rusk, calcolato per un numero di edifici pari a $n = 1$, con la relazione:

$$F_{co}(1) = F_{co} + \frac{1 - F_{co}}{\sqrt{n}} \quad \text{dove } F_{co} = 0.12$$

$$F_{co}(1) = 1.00$$

Pertanto,

$$I_{fd1} = \frac{82.14}{\sqrt{3} \cdot 400} \cdot 1.00 = 118.55 \text{ A}$$

❖ Corrente in quadratura

La corrente in quadratura I_{qd1} è data dalla seguente relazione:

$$I_{qd1} = I_{fd1} \cdot \tan \varphi \quad \text{dove} \quad \tan \varphi = \frac{Q_{d1}}{P_{d1}}$$

$$I_{qd1} = 118.55 \cdot 0.484 = 57.41 \text{ A}$$

❖ Corrente totale




La corrente totale I_d è data dalla seguente relazione:

$$I_{d1} = \sqrt{I_{fd1}^2 + I_{qd1}^2} = \sqrt{118.55^2 + 57.41^2} = 131.72 \text{ A}$$

❖ Sezione dei cavi

Assumendo che il quartiere sia alimentato da cavi tripolari interrati, è stata identificata mediante la tabella CEI-UNEL 35026 (Tav. A), la sezione dei cavi corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata. Pertanto, si ha una sezione $S_{d1} = 50 \text{ mm}^2$.

Tav. A: Valori di portata dei cavi unipolari e multipolari isolati in PVC ed EPR, per le diverse condizioni di posa

Metodologia tipica di installazione	Altri tipi di posa assimilabili Rif. norma CEI 64-8/5(3)	Tipo di isolamento	Numero cond. caricati	Portata (A) ⁽¹⁾																		
				1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630
 Cavi unipolari in tubi interrati a contatto (1 cavo per tubo) (p. 3.2)		PVC ⁽²⁾	2	22	29	38	47	63	82	105	127	157	191	225	259	294	330	386				
			3	20	26	34	43	57	74	95	115	141	171	201	231	262	293	342				
		EPR ⁽²⁾	2	26	34	44	54	73	95	122	148	182	222	261	301	343	385	450	509	592	666	759
			3	23	31	40	49	67	85	110	133	163	198	233	268	304	340	397	448	519	583	663
 Cavi unipolari in tubo interrato (p. 3.2)	61	PVC ⁽²⁾	2	21	27	36	45	61	78	101	123	153	187	222	256	292	328	385				
			3	18	23	30	38	51	66	86	104	129	158	187	216	246	277	325				
		EPR ⁽²⁾	2	24	32	41	52	70	91	118	144	178	218	258	298	340	383	450	510	595	671	767
			3	21	27	35	44	59	77	100	121	150	184	217	251	287	323	379	429	500	565	645
 Cavi multipolari in tubo interrato (p. 3.2)	61	PVC ⁽¹⁾	2	19	25	33	41	56	73	94	115	143	175	208	240	273	307	360				
			3	16	21	28	35	47	61	79	97	120	148	175	202	231	259	304				
		EPR ⁽²⁾	2	23	30	39	49	66	86	111	136	168	207	245	284	324	364	428				
			3	19	25	32	41	55	72	93	114	141	171	206	238	272	306	360				

Derivazione 2

Edificio 9 → 12 piani → 24 appartamenti

	Derivazione d2	
	Potenza Attiva P (W)	Potenza Reattiva Q (W)
Edificio 8	82.14	39.78
Totale	82.14	39.78

❖ Corrente in fase

La corrente in fase per l'edificio alimentato dalla derivazione d2, è uguale a quella calcolata per l'edificio alimentato dalla derivazione d1. Pertanto:

$$I_{fd2} = 118.55A$$

❖ Corrente in quadratura

La corrente in quadratura I_{qd2} per l'edificio alimentato dalla derivazione d2, è uguale a quella calcolata per l'edificio alimentato dalla derivazione d1. Pertanto:

$$I_{qd2} = 57.41A$$

❖ Corrente totale

La corrente è pertanto pari a:

$$I_{d2} = 131.72A$$

❖ *Sezione dei cavi*

La sezione dei cavi è pari a $S_{d2} = 50 \text{ mm}^2$.

Dorsale

La dorsale deve trasportare la corrente di tutti i carichi presenti all'interno del feeder. Pertanto, si procede secondo l'iter di calcolo condotto per la derivazione d1 e derivazione d2, assumendo, però, un fattore di Rusk calcolato per un numero di edifici pari a 2.

❖ *Corrente in fase*

La corrente in fase è stata calcolata con la relazione:

$$I_{fD} = \frac{P_{d1} + P_{d2}}{\sqrt{3} \cdot V_N} \cdot F_{co}(n)$$

$$F_{co}(2) = F_{co} + \frac{1 - F_{co}}{\sqrt{n}}$$

in cui F_{co} è il fattore di Rusk, calcolato per un numero n di edifici pari a 2, con la relazione:

$$F_{co}(2) = 0.742 \quad \text{dove } F_{co} = 0.12$$

Pertanto si ha:

$$I_{fD} = \frac{118.55 + 118.55}{\sqrt{3} \cdot 400} \cdot 0.742 = 175.99A$$

❖ *Corrente in quadratura*

La corrente in quadratura I_{qD} è data dalla seguente relazione:

$$I_{qD} = I_{fD} \cdot \tan \varphi \quad \text{dove} \quad \tan \varphi = \frac{Q_{d1} + Q_{d2}}{P_{d1} + P_{d2}}$$

$$I_{qD} = 176 \cdot 0.497 = 85.24A$$

❖ *Corrente totale*

La corrente totale I_D è data dalla seguente relazione:

$$I_D = \sqrt{I_{fD}^2 + I_{qD}^2} = \sqrt{176.00^2 + 85.24} = 195.55A$$

❖ *Sezione dei cavi*

Considerando lo stesso tipo di cavo utilizzato per le derivazioni d1 e d2, è stata ricavata dalla Tabella in Tav. A la sezione dei cavi corrispondente ad una portata di corrente immediatamente superiore alla corrente totale precedentemente calcolata. Pertanto, si ha una sezione $S_D = 95 \text{ mm}^2$.

Verifica delle sezioni calcolate

Le sezioni calcolate per i cavi della derivazione d1, derivazione d2 e dorsale sono state verificate con il criterio della massima caduta di tensione, utilizzando gli specifici valori di resistenza e reattanza forniti della norma CEI UNEL 35023-70 e mostrati in Tav. B.

Tav. B. Valori di resistenza e reattanza per cavi di BT

Sezione mm ²	Cavi unipolari		Cavi Multipolari	
	R _{20 °C} mΩ/m	X mΩ/m	R _{20 °C} mΩ/m	X mΩ/m
1	17,82	0,176	18,14	0,125
1,5	11,93	0,168	12,17	0,118
2,5	7,18	0,155	7,32	0,109
4	4,49	0,143	4,58	0,101
6	2,99	0,135	3,04	0,0955
10	1,80	0,119	1,83	0,0861
16	1,137	0,112	1,15	0,0817
25	0,717	0,106	0,731	0,0813
35	0,517	0,101	0,527	0,0783
50	0,381	0,101	0,389	0,0779
70	0,264	0,0965	0,269	0,0751
95	0,190	0,0975	0,194	0,0762
120	0,152	0,0939	0,154	0,0740
150	0,123	0,0928	0,126	0,0745
185	0,0992	0,0908	0,100	0,0742
240	0,0760	0,0902	0,0779	0,0752
300	0,0614	0,0895	0,0629	0,0750
400	0,0489	0,0876	0,0504	0,0742
500	0,0400	0,0867	0,0413	0,0744
630	0,0324	0,0865	0,0336	0,0749

❖ Caduta di tensione sulla dorsale

La caduta di tensione sulla linea della dorsale è stata calcolata con la seguente relazione:

$$\Delta V_{D95} = \sqrt{3} \cdot L_D \cdot (r_{95} \cdot I_{fD} + x_{95} \cdot I_{qD})$$

in cui L_D è la lunghezza della dorsale, r_{95} e x_{95} sono, rispettivamente, la resistenza (0.194 Ω/km) e la reattanza (0.0762 Ω/km) corrispondenti, in tabella, alla sezione $S=95$ mm².

Pertanto si ha:

$$\Delta V_{D95} = \sqrt{3} \cdot 223 / 1000 \cdot (0.194 \cdot 175.99 + 0.0762 \cdot 85.24) = 16.20V$$

Alla caduta di tensione calcolata, deve essere aggiunta la caduta di tensione della derivazione che alimenta il carico maggiore.

❖ *Caduta di tensione della derivazione d2*

Si è, quindi, calcolata la caduta di tensione ΔV_{d2} della derivazione d2, assumendo che il carico sia concentrato a metà della distribuzione. In dettaglio, è stata applicata la seguente relazione:

$$\Delta V_{d2_{50}} = \sqrt{3} \cdot L_{d2} \cdot r_{50} \cdot I_{fd2} + x_{50} \cdot I_{qd2}$$

in cui L_{d2} è la lunghezza della derivazione 2, r_{50} e x_{50} sono, rispettivamente, la resistenza (0.389 Ω/km) e la reattanza (0.0779 Ω/km) corrispondenti, in tabella, alla sezione $S=50 \text{ mm}^2$.

Pertanto si ha:

$$\Delta V_{d2_{50}} = \sqrt{3} \cdot 23 / 1000 \cdot 0.389 \cdot 118.55 + 0.0779 \cdot 57.41 = 2.02 \text{ V}$$

Quindi:

$$\Delta V_{\text{tot}_{50}} = 16.20 + 2.02 = 18.22 \text{ V}$$

La somma della caduta di tensione della dorsale D e della derivazione d2 non supera il 5% della tensione nominale. Pertanto, le sezioni calcolate possono considerarsi dimensionate per un corretto funzionamento della rete.