

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**MODELLO D'UTENZA RESIDENZIALE PER  
L'ANALISI DEI CONSUMI ELETTRICI DI RETI DI  
DISTRIBUZIONE IN BASSA TENSIONE**

**Relatore:** Prof. Roberto Turri

**Correlatore:** Ing. Andrea Scala

**Laureando:** Gianluca Pavoni

**Matricola:** 1176211

Anno Accademico 2019/2020

## Sommario

Il lavoro del presente elaborato di tesi è frutto di una collaborazione tra il Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università Degli Studi Di Padova e la società AGSM Verona SPA, multiutility operante nell'omonima città. Il presente lavoro si inserisce nel contesto di una collaborazione più ampia, finalizzata ad uno studio dell'infrastruttura elettrica in Media e Bassa Tensione del comune di Verona, ponendosi come obiettivi la caratterizzazione dei carichi preesistenti (inclusi i profili di generazione distribuita) e la successiva impostazione di scenari che tengano conto dell'inclusione di nuove risorse, valutando come risponde il sistema. Il presente lavoro di tesi si inserisce nel contesto della prima fase dello studio sopra citato, ed è incentrata sulla caratterizzazione dell'utenza residenziale, rappresentante la categoria merceologica con percentuale significativa di utenti connessi alla rete di Bassa Tensione. L'analisi del contesto residenziale si è concretamente sviluppata attraverso l'installazione di misuratori amperometrici in circa trenta cabine secondarie (su un totale quasi 1500, distribuite sul territorio comunale), serventi detta categoria di utenza, costituendone una campagna di monitoraggio dei consumi di durata circa annua, a partire da giugno 2018 ad ottobre 2019. Successivamente all'acquisizione delle misure e ad una opportuna fase di pretrattamento di bonifica dei dati disponibili, il lavoro di caratterizzazione del carico residenziale della città di Verona si è incentrato su due distinti obiettivi: caratterizzazione del grado di contemporaneità e utilizzazione effettiva dei carichi residenziali allacciati alla rete BT, e l'implementazione di un modello di comportamento d'utenza per la previsione dei consumi. La prima fase si è focalizzata sulla determinazione empirica di coefficienti riduttivi adimensionali che stimino il fattore complessivo di utilizzazione e contemporaneità di una generica linea BT di tipo residenziale rispetto la totale potenza installata, noto il numero di utenze connesse; l'applicazione principale di questi fattori perviene nelle verifiche dell'adeguato dimensionamento dell'infrastruttura preesistente a seguito di richieste di incremento del carico e di capacità di accoglienza (*Hosting Capacity*) di nuovi servizi elettrici per la sostenibilità energetica, quali ad esempio i punti di ricarica dei veicoli elettrici. Il secondo step del presente lavoro di tesi si è incentrato sulla formulazione analitica di un modello predittivo dei consumi energetici giornalieri di una generica linea di tipo residenziale in funzione di forzanti tipicamente impattanti sul fabbisogno elettrico di una utenza residenziale (temperatura media giornaliera, tipo di giorno della settimana, ore di luce), al fine di stimare il prelievo elettrico in funzione della stagionalità e di prevederne le entità dei picchi nei periodi di rilevante richiesta energetica.

# Indice

Introduzione.....	4
1 Dati disponibili .....	8
1.1 La rete di distribuzione .....	8
1.2 Caratteristiche del campione di linee monitorate .....	10
1.3 Misure strumentali .....	14
2 Pretrattamento di bonifica dati della campagna di misure .....	16
2.1 Importazione dati grezzi da database .....	17
2.2 Caratterizzazione delle misure .....	18
2.3 Metodologia di risoluzione dei blocchi .....	20
2.3.1 Algoritmo per la caratterizzazione dei giorni “tipo” mensili .....	21
2.4 Validazione sperimentale tramite energia stimata annua.....	23
3 Fattori di utilizzazione della rete BT .....	26
3.1 Fattore di utilizzazione.....	28
3.2 Fattore di contemporaneità .....	28
3.3 Fattore complessivo di utilizzazione e contemporaneità per l’analisi di rete .....	29
3.4 Dimensionamento su base minuto .....	33
3.4.1 Interferenza e bonifica dei valori anomali.....	39
3.5 Dimensionamento su base oraria .....	45
3.6 Confronto tra le scale temporali.....	48
3.7 Approfondimento: energia specifica annua .....	50
4 Modello previsionale d’utenza residenziale .....	53
4.1 Variabili assunte .....	55
4.2 Consumi su base giornaliera .....	58
4.2.1 Distinzione del modello in due comportamenti.....	62
4.2.2 Stima dei consumi con dipendenza dalle ore di luce.....	64
4.2.3 Stima dei consumi con dipendenza dalla temperatura .....	67

4.2.4	Modello tramite linea equivalente .....	69
4.3	Consumi su base oraria .....	76
4.4	Validazione su linee con consumo annuo noto .....	80
4.4.1	Validazione giornaliera.....	80
4.4.2	Validazione oraria.....	86
4.4.3	Valutazione errori.....	90
4.4.3.1	Analisi giornaliera.....	90
4.4.3.2	Analisi oraria.....	95
4.5	Validazione su linee con consumo annuo non noto.....	98
4.5.1	Validazione giornaliera.....	99
4.5.2	Validazione oraria.....	104
4.6	Validazione su una generica linea incognita non monitorata .....	106
4.7	Confronto tra modello d'utenza e i fattori di utilizzazione complessiva .....	108
4.8	Approfondimento: ora solare/legale .....	110
	Conclusioni.....	113
	Appendice.....	117
	Ringraziamenti .....	122
	Bibliografia e sitografia .....	123

## Introduzione

Il presente elaborato di tesi si inserisce nella prima fase di un contratto di ricerca stipulato tra il Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università Degli Studi Di Padova e la società AGSM Verona SPA, multiutility sita nell'omonima città scaligera ed operante nei servizi di produzione, vendita e distribuzione di energia elettrica e gas, teleriscaldamento, telecomunicazioni. L'oggetto del contratto, denominato "*Tecnologie abilitanti per elettrificazione consumi ed E-Mobility: sviluppo e smartizzazione rete elettrica MT di Verona*" vede la caratterizzazione dell'odierna rete di distribuzione MT e BT cittadina, al fine di valutare l'inserimento di nuovi utilizzi e servizi elettrici previsti dalle recenti linee guida europee per l'efficientamento energetico: obiettivi sempre più stringenti come la decarbonizzazione e la razionalizzazione delle risorse sta impegnando l'Italia, negli ultimi anni, ad un graduale processo di riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, richiedendo alle risorse "diffuse" sul territorio (quali generazione distribuita, veicoli elettrici, stoccaggi) una attiva partecipazione al funzionamento in sicurezza del sistema elettrico attraverso la fornitura dei servizi ancillari. Per rispondere a queste sfide, si rendono necessarie da parte dei distributori di energia elettrica delle analisi di adeguatezza dei sistemi di distribuzione cittadina in Media e Bassa Tensione preesistenti, quali principali attori della diffusione di queste nuove risorse. In questo contesto, l'attività riportata in questo elaborato e maturata presso la sede AGSM Verona SPA rappresenta una prima significativa analisi propedeutica ai fini del contratto di ricerca, ed improntata ad analizzare il grado di affidabilità della infrastruttura attuale, in termini di flessibilità ad accettare nuova potenza installata da parte di utilizzatori elettrici: nel contesto aziendale di riferimento, si prenderanno in considerazione sia nuovi allacciamenti ad uso civile e sia, con un orizzonte temporale di realizzazione di breve/medio termine, l'installazione di punti di ricarica per la veicolistica di tipo ibrida o *full electric*, a mero sostegno delle politiche di sostenibilità energetica promuoventi la mobilità elettrica urbana; al contempo, l'incremento di nuovi utenti e la crescita dei livelli di comfort e tecnologia degli usi finali elettrici, ha portato un significativo aumento dei consumi e ad un impatto consistente sulle condizioni di funzionamento della rete elettrica, rendendo necessaria una utile valutazione dei profili di carico ed una stima previsionale delle condizioni di massimo prelievo della rete. I risultati ottenuti da questo lavoro di tesi, riportati e discussi al termine dell'elaborato, oltre a fornire un importante ausilio per il proseguo del contratto di ricerca tra il DII e il gruppo societario

veronese, potranno altresì essere adottati come linee guida per un generico ente distributore che voglia cimentarsi in una congrua caratterizzazione della propria infrastruttura di rete.

Volendo ora fornire un maggiore grado di dettaglio descrivente sinteticamente l'attività svolta, il presente lavoro si è articolato nella caratterizzazione di tipo "As Is" dei carichi connessi alla rete BT di Verona, per la categoria merceologica di tipo *residenziale*: questa rappresenta circa il 63% della potenza contrattuale installata sul livello di Bassa Tensione, risultandone la categoria predominante rispetto ad altre presenti (industriale, commerciale, illuminazione pubblica). La caratterizzazione dei relativi carichi, oggetto di questo lavoro di tesi, si fonda sui seguenti due obiettivi:

- Determinazione empirica di opportuni fattori adimensionali che, applicati alla totale potenza installata in una generica linea BT noto il numero di utenze connesse, restituiscono la stima del grado di utilizzazione effettiva della stessa, considerando che tutti i carichi allacciati non funzionano tutti contemporaneamente e alla piena potenza. Questa valutazione riveste particolare importanza nell'ambito del distributore, in quanto concorre alle verifiche di adeguatezza del dimensionamento dell'infrastruttura preesistente a fronte di allacciamenti di nuove utenze (mediante l'ausilio di dedicati software commerciali), o per la valutazione del loading di elementi di rete, quali linee e trasformatori, in esercizio continuativo;
- Implementazione di un modello previsionale di utenza, che caratterizzi i consumi di energia elettrica per una generica linea residenziale: note le caratteristiche salienti della linea quali l'energia consumata annua ed altri driver influenzanti il fabbisogno di energia di una utenza domestica (forzanti ambientali quali la temperatura media giornaliera, il quantitativo di ore di luce giornaliera, la tipologia di giorno infrasettimanale, che sia feriale, prefestivo od festivo), si avranno sufficienti forzanti per stimarne, su scala giornaliera ed oraria, il consumo energetico, provvedendo in tal modo a valutare i prelievi della rete in differenti periodi annuali di osservazione.

Poiché qualunque studio sulle reti elettriche, di pianificazione o di gestione, può essere reso più accurato avvalendosi di dati reali che riguardano i consumi degli utenti di una determinata rete, AGSM Verona ha coordinato, per questa prima fase del contratto, l'installazione di misuratori di corrente presso determinate cabine secondarie (CS), serventi utenze residenziali. Questa operazione è stata svolta nella tarda primavera del 2018 e condotta da Megareti SPA, società del medesimo gruppo operante nella gestione del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica e gas; delle circa 1500 CS che compongono la distribuzione capillare in Bassa Tensione sul territorio urbano, ne sono state selezionate una

trentina, provvedendo a monitorare i consumi amperometrici di un aggregato di utenti connesso a linee afferenti alle dette cabine. La selezione di questo sottoinsieme risponde all'intenzione di studiare la tipologia di utenza residenziale, al fine di tipizzarne il comportamento in termini di prelievo elettrico e di infrastruttura, come indicato nei due punti sopra esposti. I consumi acquisiti da telelettura nelle varie cabine secondarie, e monitorati da maggio 2018 ad ottobre 2019, costituiscono un dato di tipo aggregato, essendo afferenti ad un bacino eterogeneo di utenze: questa caratteristica conferisce a questo lavoro di tesi un elemento di estrema novità rispetto a lavori simili di caratterizzazione del carico elettrico reperibili in letteratura od in specifici compendi, per i quali l'installazione dei dispositivi di monitoraggio dei consumi avviene al contatore dell'utente finale e/o sulle singole apparecchiature elettriche. Non avendo inoltre il distributore informazioni attinenti il generico complesso di utenze misurato (dati come tipo e quantità di elettrodomestici, numero di componenti dei nuclei familiari, superficie dell'immobile, tipo di contratto, condizioni economiche, etc.) ed, in generale, constatando che l'elettricità è di per sé imprevedibile e dipende da fattori casuali legati al comportamento e stile di vita di ciascun specifico utente domestico, la caratterizzazione complessiva che si è curato di attuare si è scontrata con diverse difficoltà legate alla mancanza di informazioni necessarie per interpretare i risultati ottenuti, alla quale si è cercato di conferire un approccio per quanto possibile oggettivo e aderente alle osservazioni riscontrate.

Si riporta nel seguito l'ossatura del presente lavoro di tesi, agevolando il lettore nella ricerca dei vari concetti presentati in questo quadro introduttivo: il primo capitolo provvederà a fornire una panoramica della realtà aziendale del gruppo AGSM, menzionando i principali servizi offerti ed illustrando degli interessanti dati di consistenza caratterizzanti il sistema elettrico di distribuzione cittadina in Media e Bassa Tensione; addentrandosi nel livello di Bassa Tensione, verranno dettagliate le caratteristiche salienti del sottoinsieme di linee adottato per il monitoraggio dei consumi amperometrici, riportando al termine del capitolo delle note tecniche sulla strumentazione di misura installata presso le cabine secondarie. Successivamente, il terzo capitolo sarà dedicato ad illustrare le metodologie adottate per il pretrattamento dei dati a disposizione relativi ai consumi amperometrici misurati per la trentina di linee selezionate, su una finestra temporale annua: addentrarsi nell'attività di caratterizzazione dei carichi a partire da dati non adeguatamente pretrattati è decisamente poco efficiente, in quanto la presenza di dati spuri (misure mancanti, valori anomali, etc.) e non bonificati impatterebbe inesorabilmente sulla qualità delle elaborazioni successive.

Successivamente, il terzo e quarto capitolo si focalizzeranno sui due principali obiettivi succitati ed oggetto principale di questo primo step del progetto di ricerca, rispettivamente l'individuazione empirica di coefficienti riduttivi adimensionali che valutino la potenza effettivamente richiesta in una linea elettrica data la numerosità di utenti connessi, e l'implementazione del modello di comportamento di utenza, rappresentativo della categoria merceologica residenziale. Infine, nelle conclusioni, un sunto sui risultati ottenuti dalle analisi dei due precedenti capitoli, l'individuazione delle criticità riscontrate e delle utili note di sviluppi futuri per le successive fasi del progetto di ricerca.

# 1 Dati disponibili

Nel presente capitolo verrà fornita, innanzitutto, una panoramica generica circa il contesto aziendale del gruppo AGSM presso il quale è stato maturato questo lavoro; successivamente verrà proposta una caratterizzazione delle linee elettriche adottate per le future analisi rientranti negli obiettivi di questo elaborato; infine, una descrizione della strumentazione adottata per il monitoraggio.

## 1.1 La rete di distribuzione

Come precedentemente introdotto, il presente lavoro è stato maturato presso il gruppo societario AGSM, operatore dei servizi di produzione e distribuzione di energia elettrica, distribuzione di gas, illuminazione pubblica, teleriscaldamento e servizi di telecomunicazione della città di Verona. Nato nel 1898, ad oggi il gruppo industriale si articola in differenti società, dedite nei settori di:

- Modellizzazione e progettazione della rete cittadina di distribuzione di energia elettrica e gas, teleriscaldamento, illuminazione pubblica ed impianti di produzione, coordinata dalla holding del Gruppo, AGSM Verona SPA;
- Gestione del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica e gas, a cura della società Megareti SPA;
- Attività commerciali di vendita di energia elettrica e gas presso famiglie, imprese e grossisti, operato dalla società AGSM Energia;
- Gestione dei rifiuti solidi urbani e raccolta differenziata, a cura di AMIA Verona SPA.

Nel caso specifico di gestione dell'energia elettrica, la rete di pertinenza esercita da Megareti SPA e coordinata da AGSM Verona SPA è articolata su diversi livelli di tensione, in accordo con la suddivisione in categorie stabilite dalla CEI 8-6:

- Alta tensione (AT), per tensioni superiori ai 30 kV (*sistemi di III categoria*): trattasi del sistema di subtrasmissione a 132 kV che assicura il collegamento tra la rete di trasmissione nazionale gestita da Terna e le cabine primarie da cui originano le reti di distribuzione cittadina in Media Tensione; il sistema elettrico a 132 kV di

competenza è costituito in netta prevalenza da linee elettriche aeree aventi estensione di circa 184 km;

- Media tensione (MT), per tensioni comprese tra 1 kV e 30 kV (*sistemi di II categoria*). Si possono avere, secondo il CEI, tre tensioni differenti da utilizzare per il livello MT: 10 kV, 20kV. Il sistema di distribuzione pubblica in Media Tensione comprende linee aeree ed in cavo che alimentano le cabine secondarie (CS) di trasformazione MT/BT, e la sua struttura dipende fundamentalmente dalla densità di elettrificazione nelle varie zone cittadine. Come dati di consistenza (aggiornati a fine 2019), la rete in Media Tensione alimenta circa 1330 cabine MT/BT e 10 cabine di consegna AT/MT, interconnesse con circa 860 km di linee in cavo interrato e da circa 203 km di linee aeree;
- Bassa Tensione (BT), per tensioni comprese tra 50 V e 1 kV (*sistemi di I categoria*). Questo livello, unico tra quelli citati che mette a disposizione il conduttore di neutro, si origina dalle CS aventi tensione al secondario del trasformatore a 400 V e 230 V<sup>1</sup>, alimenta gli utilizzatori in BT attraverso linee di tipo diramato, a struttura radiale. Per quanto attiene il comune di Verona, la distribuzione in Bassa Tensione si ramifica nel territorio comunale per circa 2000 km (di cui 13 km in linea aerea, 1234 km in cavo interrato, e 682 km in linea mista areo-cavo tipo *elicord*), a cui si aggiungono circa 1000 km per l'illuminazione pubblica.

Per quanto riguarda la Bassa Tensione, livello che interessa lo studio presentato in questo elaborato, è possibile individuare diverse categorie merceologiche d'utenza allacciate, riassunte in *tabella 1.1* di cui si fornisce, per ognuna, la quota parte di potenza installata, energia annua consumata e relativa numerosità.

<b>CATEGORIA MERCEOLOGICA</b>	<b>POTENZA CONTRATTUALE</b>	<b>ENERGIA CONSUMATA ANNUA</b>	<b>NUMEROSITÀ</b>
Residenziale	62.9%	45.3%	87.5%
Terziario commerciale	25.6%	38.9%	8.2%
Industriale	3.8%	8.5%	2.8%
Altri servizi	3.6%	3.8%	1.1%
Illuminazione pubblica	1%	3.5%	0.3%

**Tabella 1.1** – *Categorie merceologiche d'utenza connesse alla rete BT nel comune di Verona.*

<sup>1</sup> Sono presenti, seppur in numero minoritario rispetto la controparte a 400 V, linee di distribuzione col datato sistema a 230 V trifase senza neutro. Sono attualmente in fase di sostituzione, a favore dell'esercizio a  $U_n=400$  V.

Come ben si denota, la categoria residenziale rappresenta una percentuale dominante dei consumi elettrici del sistema in Bassa Tensione di Verona, e sarà oggetto di una attenta caratterizzazione, in termini di dimensionamento e di previsione del fabbisogno, nel proseguo di questo elaborato.

## 1.2 Caratteristiche del campione di linee monitorate

Come esposto nell'introduzione, l'obiettivo di questo elaborato di tesi è la caratterizzazione del carico convenzionale di utenze residenziali e l'implementazione di un modello previsionale per la stima dei consumi elettrici di clienti appartenenti alla medesima categoria merceologica. Per condurre queste analisi è stata organizzata una campagna di monitoraggio dei consumi di energia elettrica su una trentina di linee urbane alimentanti utenze prevalentemente residenziali: nel dettaglio, è stata effettuata l'installazione di misuratori di corrente presso determinate cabine MT/BT, monitorando i consumi amperometrici per una finestra temporale dal giugno 2018 ad ottobre 2019. L'operazione è stata attuata dalla società Megareti, e coordinata dal *reparto modellazione reti* del medesimo gruppo societario il quale ha distinto, a fronte di un campione complessivo di oltre mille CS energizzanti il contesto urbano di Verona, un sottoinsieme degli stessi considerato *rappresentativo* della categoria merceologica residenziale; i criteri adottati per perseguire questa attenta individuazione sono i seguenti:

- Prevalenza di utenze residenziali; nel processo di selezione si è provveduto di minimizzare, all'interno di un complesso urbanistico abitativo quali condomini o villette, la presenza di altre attività connesse alla rete BT non rientranti nel contesto residenziale (principalmente, locali ad uso terziario e commerciale);
- Generazione distribuita, - fotovoltaico come unica tecnologia installata -, trascurabile, rapportata alla potenza installata dell'immobile energizzato dalla generica linea;
- Buona distribuzione sul territorio urbano;
- Copertura di diverse fasce di contemporaneità.

Vengono riportate in *tabella 1.2* le linee in BT selezionate in base ai criteri sopra enunciati, e costituenti l'oggetto principale dell'analisi di questo lavoro di tesi; per ognuna di esse vengono riportate le seguenti informazioni:

- Raggruppamento delle linee per numero di punti fisici di consegna dell'energia elettrica all'utente finale, designato con l'acronimo POD (*Point Of Delivery*);
- Nome; ogni linea elettrica gestita da Megareti è caratterizzata da un codice univoco adottato sul portale telematico aziendale GIS (*Geographical Information System*), nel quale è possibile ricercare, su una apposita carta geografica di Verona, le principali infrastrutture energetiche installate (elettrodotti, gasdotti, teleriscaldamento, illuminazione pubblica) e le relative informazioni topologiche (lunghezza, tipologia e anno di posa, materiale conduttore); detti codici non verranno di seguito riportati per limitati fini pratici. A titolo esemplificativo e di localizzazione geografica, ogni linea è stata denominata in modo fittizio col nome del quartiere cittadino o della via ove è sita la relativa cabina;
- Tensione trifase di esercizio nominale;
- Numero di utenti allacciati di tipo monofase e trifase, aggiornati a giugno 2019.

<b>GRUPPI POD</b>	<b>LINEE</b>	<b>TENSIONE NOMINALE [V]</b>	<b>N°UTENTI MONOFASI</b>	<b>N°UTENTI TRIFASI</b>
0-20	Paride Da Cerea	230	14	5
	Montenero	230	13	1
	Grattacielo	400	11	1
	Sansovino	400	13	1
	Cassette San Pancrazio	230	13	1
	Misturino	400	16	1
20-40	Crosara Lugo	400	28	0
	Mezzacampagna	400	32	2
	Montenero	230	24	2
	Fra' Giocondo	230	27	2
	Torretta	230	34	2
	Frugose Ovest	400	25	8
	Messina	400	31	3
	Borgo Milano	400	34	1

**Tabella. 1.2** - Elenco linee in Bassa Tensione di tipo residenziale oggetto del lavoro di tesi.

<b>GRUPPI POD</b>	<b>LINEE</b>	<b>TENSIONE NOMINALE [V]</b>	<b>N°UTENTI MONOFASI</b>	<b>N°UTENTI TRIFASI</b>
40-60	Belviglieri	230	55	3
	Marotto	400	51	3
	Frugose Ovest	400	40	1
	Casette San Pancrazio	230	53	3
60-80	Maddalena	400	61	4
	Tigli	400	63	3
	Gelsi	400	78	1
80-100	Crotone	400		
	Menegone	400	85	7
>100	Cimarosa	400	130	11
	Gavagnin	400	117	9
	Paride Da Cerea	230	102	6
	Maddalena	400	104	3
	Crotone	400	101	6

*Tabella 1.2 - (segue)*

Per ciascuna linea sono inoltre note le seguenti informazioni:

- Numero di utenze monofasi connesse ad ogni fase, specificando per ognuna la sommatoria delle potenze contrattuali e disponibili<sup>2</sup> (ambidue in [kW]) dei clienti finali allacciati;
- Numero di utenze trifasi connesse, anch'esse con indicazione sulla potenza disponibile e contrattuale;
- Numero di impianti di generazione fotovoltaica, specificandone la potenza di picco in [kW<sub>p</sub>];

<sup>2</sup> Si definisce potenza contrattuale (od impegnata) associata ad un contatore d'utenza, il livello di potenza indicato nel contratto di fornitura, scelto in funzione del tipo e numero di apparecchi elettrici normalmente utilizzati; con potenza disponibile si indica invece la potenza massima prelevabile, superata la quale avviene il distacco di fornitura elettrica (evento tipico di un sovraccarico legato a più elettrodomestici funzionanti in contemporanea). Per le utenze domestiche la disponibile è pari alla contrattuale, maggiorata del 10%.

- Distinzione dei consumi totali per sottocategorie, individuate all'interno di uno stesso complesso residenziale:
  - Abitazioni private;
  - Servizi generali, inerenti ai consumi elettrici degli spazi comuni condominiali (illuminazione scale, ascensore, autoclave, ecc.);
  - Attività imprenditoriali e professionali, in percentuale estremamente ridotta rispetto le precedenti voci, ed individuabile in un numero esiguo di linee tra quelle a disposizione.
  
- Energia annua calcolata dal distributore, dato questo disponibile sul database di Megareti per tutte le linee telecontrollate sul territorio urbano; trattasi di un dato stimato, e ricavato come media ponderata tra i consumi misurati e quelli da fonte storica, entrambi valutati su un anno. Questo calcolo è valutato sulle sottocategorie succitate e sul totale della linea, somma delle singole. La conoscenza di questi dati assumerà un ruolo determinante per la validazione delle procedure di bonifica dati illustrata nei prossimi paragrafi e per la fase di validazione del modello d'utenza, implementato nel quarto capitolo.

Si riportano infine nelle seguenti figure la mappa del comune del Verona con l'indicazione puntata dell'ubicazione delle cabine monitorate.



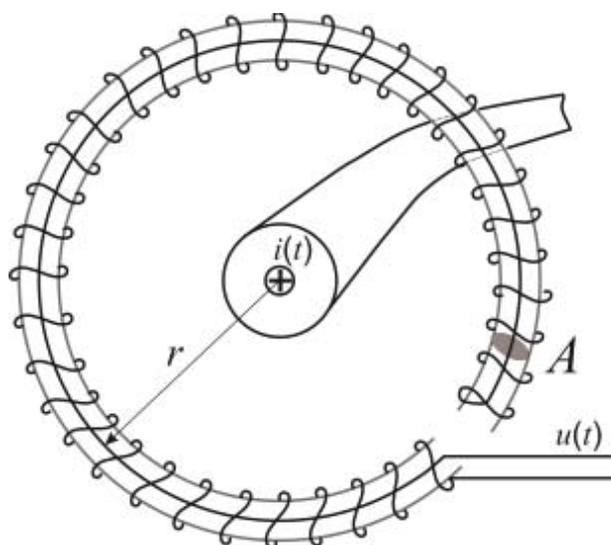
*Figura 1.1 - Mappa del comune veronese con contrassegno delle cabine selezionate per la campagna di monitoraggio.*

### 1.3 Misure strumentali

I misuratori adottati nella campagna di monitoraggio presso le cabine secondarie sono dei sensori di Rogowski per la misura della corrente circolante nel conduttore di potenza analizzato. Trattasi nello specifico di una bobina avvolta in aria e posta attorno al conduttore in modo toroidale: il campo magnetico prodotto dalla corrente da misurare si concatena con la bobina, generando ai suoi capi una tensione indotta per la legge di *Faraday Newmann Lenz*:

$$u(t) = -M \frac{d i(t)}{dt} \quad (1.1)$$

La tensione ai capi della bobina risulta quindi proporzionale alla variazione della corrente che fluisce nel conduttore: connettendo in cascata un sistema di elaborazione costituito essenzialmente da un circuito integratore, verrà generato un segnale che è immagine esatta della corrente primaria monitorata.



**Figura 1.2** - Bobina di Rogowski.

Nel sito di misura verranno installate un totale di tre sonde, una per ogni fase, Con la chiusura a baionetta attorno il conduttore da monitorare (conferente una chiusura sicura anche a fronte di vibrazioni e/o trazioni), queste sonde presentano il vantaggio di una agevole flessibilità e deformabilità della, permettendone l'avvolgimento intorno il conduttore in tensione in

maniera non invasiva. Essendo la bobina in aria e perciò non avvolta su un'anima in ferro, presenta i due seguenti vantaggi:

- presenta un comportamento induttivo particolarmente basso, che permette la misura di correnti con variazioni elevate rispetto la frequenza industriale a 50 Hz, conferendo una risposta in frequenza molto ampia;
- l'assenza di nucleo ferromagnetico non comporta alcun fenomeno di saturazione, conferendo una risposta altamente lineare anche quando sottoposta ad elevate correnti: il coefficiente di mutuo accoppiamento  $M$  presente in (1.1) risulta quindi indipendente dalla corrente misurata.

Nel sito di misura sono installate un totale di tre sonde , una per ogni fase, ed ognuna si interfacerà ad un'unica unità di elaborazione che consiste in un analizzatore di rete, che oltre alla memorizzazione dei parametri elettrici è in grado di comunicare da remoto con software forniti dalla medesima casa costruttrice attraverso le porta di comunicazione tipo LAN (Ethernet) o seriale, quest'ultimo caso generalmente adottato in una realtà industriale di comunicazione dello strumento di misura col PLC tramite canale BUS.

## 2 Pretrattamento di bonifica dati della campagna di misure

Nel presente capitolo verranno illustrate le tecniche adottate per la bonifica dei dati forniti in forma di database: la telelettura dei valori amperometrici misurati dalle sonde descritte nel capitolo precedente verrà registrata nel sistema di archiviazione collegato allo SCADA del gruppo Megareti e successivamente messa a servizio dell'utente.

Obiettivo principale di questa fase è l'ottimizzazione dei dati grezzi prelevati dalle misure sul campo, col duplice scopo di apportare accorgimenti e correzioni a fronte di possibili valori acquisiti considerati come obsoleti, e di ridurre il tempo computazionale di successive elaborazioni. Una adeguata bonifica concorrerà quindi a garantire, con una certa soglia di accettabilità che dovrà essere definita, la correttezza dei dati in esame e il conseguente miglioramento della qualità del database.

In generale, l'acquisizione dei dati nel tempo può essere soggetta a due tipi di problemi:

- Valori anomali, che pongono in discussione la propria significatività all'interno del contesto dell'analisi; si rende necessaria la bonifica dei valori anomali in quanto la permanenza degli stessi nel data set potrebbe alterare, nel caso in cui questi si relazionino con dati ritenuti sani, future interpretazioni sullo studio maturato a partire dai valori in esame;
- Valori mancanti, che non hanno motivazioni sistemiche di essere assenti; i dati mancanti devono essere ricostruiti, in quanto le discontinuità bloccano molte analisi.

Si rimanda al capitolo successivo la descrizione della tecnica adottata per il rilevamento dei valori anomali, la cui benefica azione di bonifica ha consentito di mettere in risalto dettagli interessanti caratterizzanti l'obiettivo del capitolo stesso. Nel proseguo, l'esposizione dettagliata dell'approccio seguito per depurare il data set delle misure amperometriche *grezze* da valori mancanti.

## 2.1 Importazione dati grezzi da database

In questa fase sono stati compilati diversi fogli di calcolo, uno per ogni linea, importando le misure di corrente campionate al minuto. Il foglio è stato organizzato disponendo in colonna i giorni monitorati, ognuno con i minuti costituenti le ventiquattro ore, e associando ad ognuno la relativa misura di corrente per ogni fase. Ad una prima osservazione si è immediatamente riscontrato, per ogni linea, a partire dal 20/06/2018 quale primo giorno di misure, un macro-blocco di valori costanti su ognuna delle tre fasi: essendo questa particolarità priva di alcuna attendibilità fisica, sono stati eliminati tali blocchi sino al termine, valutato qualitativamente laddove le misure tornavano ad assumere valori al minuto non costanti e relativamente vicini tra di loro. Si riporta in *tabella 2.1*, estratta da una sezione del database dedicata al processo di bonifica dei dati, il periodo temporale eliminato per ogni linea.

Gruppi POD	Linea	2018 (dal 21/6)								2019 (fino al 29/10)								
		Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre
POD 0-20	Paride Da Cerea	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Montenero	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Grattacielo	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Sansovino	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Casette San Pancrazio	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
POD 20-40	Masturino	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Crosaga Iugo	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Mezzacampagna	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Torretta	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	x(sabati)	✓
	Messina	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x(domeniche)	✓	✓
	Frugose Ovest	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Borgo Milano	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Fra' Giocondo	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Montenero	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	POD 40-60	Belveglieri	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x(dal 4/7)	x	x
Marotto		x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Casette San Pancrazio		x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Frugose Ovest		x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
POD 60-80	Maddalena	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Tigli	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x(dal 27/7)	x	x(dal 25/9)	✓
	Gelsi	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
POD 80-100	Crotone	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Menegone	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
POD >100	Cinaraosa	x	x	x	x	x	✓(dal 20/11)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Gavagnin	x	x	x	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Crotone	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Paride Da Cerea	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Maddalena	x	x	✓(dal 9/8)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

**Figura 2.1** - Estrazione dal database di bonifica delle linee monitorate, con indicazione dei periodi temporali accettati ed eliminati per ognuna.

Si segnalano le seguenti linee, presentanti blocchi di misura sulle tre fasi in periodi intermedi nell'anno di campagna:

- *Casette San Pancrazio*, ambedue le linee;
- *Belveglieri*;
- *Tigli*;
- *Torretta*;
- *Messina*.

I blocchi di misurazione di queste linee sono conseguenti ad interruzione dell'alimentazione dell'apparato di misura.

Inoltre, nel proseguo del *data cleaning* la linea *Crotone* del gruppo POD>100 non verrà dettagliata in quanto le misure di corrente sulla prima fase si discostavano di oltre un ordine di grandezza rispetto le altre due. Coprendo questa particolarità una significativa porzione dell'anno di misura, si è deciso di escludere questa linea per una evidente scarsa attendibilità fisica. Infine, non vi sono informazioni circa il numero di utenti e l'energia stimata annua della linea *Crotone* appartenente al gruppo POD 80-100: come si vedrà nel sotto paragrafo 2.4, la conoscenza della stima dell'energia annua è di fondamentale importanza per la validazione delle metodologie di bonifica dei dati e, per questi motivi, la linea non verrà nel seguito considerata.

## 2.2 Caratterizzazione delle misure

Successivamente alla cancellazione dei blocchi descritti nella capitolo precedente, si è riscontrato che la maggior parte delle linee in esame presenta ulteriori blocchi di misure sulle tre fasi distribuiti durante l'intero anno di campagna: questa particolarità si manifesta più marcatamente nelle linee con basso numero di POD, dove si raggiungono percentuali considerevoli di ore durante l'anno contenenti blocchi di durata fino a venti minuti; all'aumentare del numero dei POD, si assiste ad un calo della durata dei blocchi che coprono oltre il 10% dell'anno di campagna, passando da quindici minuti tipici dei POD da venti a quaranta utenze, a percentuali inferiori al 5% l'anno per blocchi da dieci minuti riscontrati in linee connettenti oltre le quaranta utenze. Questo fenomeno è imputabile alla lettura di valori amperometrici estremamente piccoli rispetto il fondo scala dello strumento, risultandone una misura affetta da elevata incertezza: la bontà della misura migliora all'aumentare della intensità di corrente misurata e perciò con l'incremento dei POD sottesi alla linea.

Si riassumono in *tabella 2.1* le percentuali di blocchi di misura valutate rispetto le ore utili<sup>3</sup> totali, per ciascuna finestra temporale di ripetizione: cinque, dieci, quindici e venti minuti.

---

<sup>3</sup> Si designano con "utili" le ore complessive della campagna misurazioni a meno dei blocchi ripetitivi esposti nel capitolo precedente.

<b>POD</b>	<b>LINEE</b>	<b>TOT ORE</b>	<b>5'</b>	<b>10'</b>	<b>15'</b>	<b>20'</b>	<b>25'</b>
<b>0-20</b>	Paride Da Cerea	11389	86%	58%	30%	14%	3%
	Montenero	10955	96%	63%	33%	20%	13%
	Grattacielo	10672	99%	88%	83%	77%	73%
	Sansovino	8242	95%	69%	38%	21%	11%
	Casette S. Pancrazio	4604	9%	0.6%	0.5%	<0.5%	<<0.5%
	Misturino	10764	78%	29%	19%	14%	12%
<b>20-40</b>	Crosara Lugo	8242	64%	8%	2%		
	Mezzacampagna	10714	45%	10%	2%		
	Montenero	11364	29%	2.5%	0.92%		
	Fra' Giocondo	8242	33%	1.6%	0.42%		
	Torretta	8242	21%	18%	17%		
	Frugose Ovest	10713	78%	40%	21%		
	Messina	10431	77%	38%	20%		
	Borgo Milano	11100	20%	1,8%	0,9%		
<b>40-60</b>	Belveglieri	5443	41%	2,3%	2,3%		
	Marotto	11100	21%	1,9%	0,9%		
	Frugose Ovest	11904	29%	3,77%	0,47%		
	Casette S. Pancrazio	4604	2%	<1%	<1%		
<b>60-80</b>	Maddalena	10694	20%	0,97%			
	Tigli	6849	6%	1.5%			
	Gelsi	10765	6%	0.91%			
<b>80-100</b>	Crotone	10716	4,3%	0.54%			
	Menegone	11065	5.2%	2.1%			
<b>&gt;100</b>	Cimarosa	8242	2.7%	0.68%			
	Gavagnin	10765	2.8%	1%			
	Paride Da Cerea	11389	11%	1.5%			
	Maddalena	10694	7%	0.82%			

*Tabella 2.1 - Quote percentuali di blocchi di misura, suddivisi per durate, rispetto il totale annuo, per ogni linea.*

Si definiscano ora delle soglie, in modo da delineare un criterio per discriminare, per ogni linea, le ore presentanti blocchi che potranno essere utili per future elaborazioni o che dovranno essere scartate. Si sono assunte come soglie, i minuti di blocco al di sotto dei quali una determinata linea presenta percentuali relativamente elevate di interruzioni della misura; desumendo questo criterio dalla tabella sopra riportata, le soglie diverranno, per ogni linea, le seguenti:

- POD 0-20, *Messina, Torretta, Frugose Ovest*: 20 minuti;
- POD 20-40, eccetto le linee del punto precedente: 15 minuti;
- POD rimanenti: 10 minuti.

Le soglie appena definite interverranno nell'algoritmo di correzione dei blocchi esposto nel seguito.

## **2.3 Metodologia di risoluzione dei blocchi**

Viene ora descritta la metodologia adottata per la correzione dei blocchi, al fine di ottenere una stima quanto più attendibile delle ore misurate non correttamente. Questo step infatti mira ad eliminare automaticamente i blocchi di misura, capaci di indurre in errore future analisi, e di colmarli con opportune stime.

Si designa come ora da modificare, la generica ora contenente almeno un blocco di misura, sia da dieci, quindici, venti minuti, a seconda della linea in esame; una volta individuata, verrà opportunamente modificata. Nel dettaglio, verrà adottato un criterio statistico che consente di definire, per ciascuna linea e per ciascun mese monitorato, il giorno *tipo* – feriale, prefestivo, o festivo – caratterizzante tale mese; il blocco di misura contenuto nell'ora di un generico giorno della campagna misure verrà colmato col valore orario corrispondente del giorno tipo mensile.

La procedura è stata applicata a tutte le linee costituenti il dataset, ad eccezione della linea *Grattacielo* (POD 0-20), avente percentuali di ore da correggere estremamente elevate, risultandone una linea fortemente compromessa nella attendibilità delle misure acquisite.

### 2.3.1 Algoritmo per la caratterizzazione dei giorni “tipo” mensili

Come brevemente accennato nell'introduzione, è stato implementato un algoritmo per la correzione dei blocchi di misura basato su un approccio di tipo statistico: sono stati definiti tre giorni “tipo” – feriale, prefestivo, e festivo – caratterizzanti ogni mese di misure per ogni linea in esame. Per ogni linea, all'interno di ogni mese e per ogni giorno, vengono segnate le singole ore misurate secondo i seguenti criteri:

- Si marca come “valida”, l'ora contenente un numero di minuti costituenti un blocco inferiore la soglia caratterizzante tale linea, definita nel paragrafo 2.2;
- Si marca come “non valida”, l'ora contenente un numero di minuti eccedenti la soglia.

Per le sole ore con esito favorevole, viene calcolato il consumo amperometrico medio orario come media aritmetica delle singole misure di corrente campionate al minuto; si otterranno in questo modo al più ventiquattro valori rappresentativi per ciascuna giornata, ottenuti a partire da dati “sani”.

I tre giorni tipo di ogni mese verranno ricavati a granularità temporale oraria e, per ognuno, la singola ora si calcolerà come media delle analoghe, ricavate al passaggio precedente, appartenenti a giorni afferenti ad una stessa tipologia delle seguenti (nel computo non sono stati considerati i giorni di ponte):

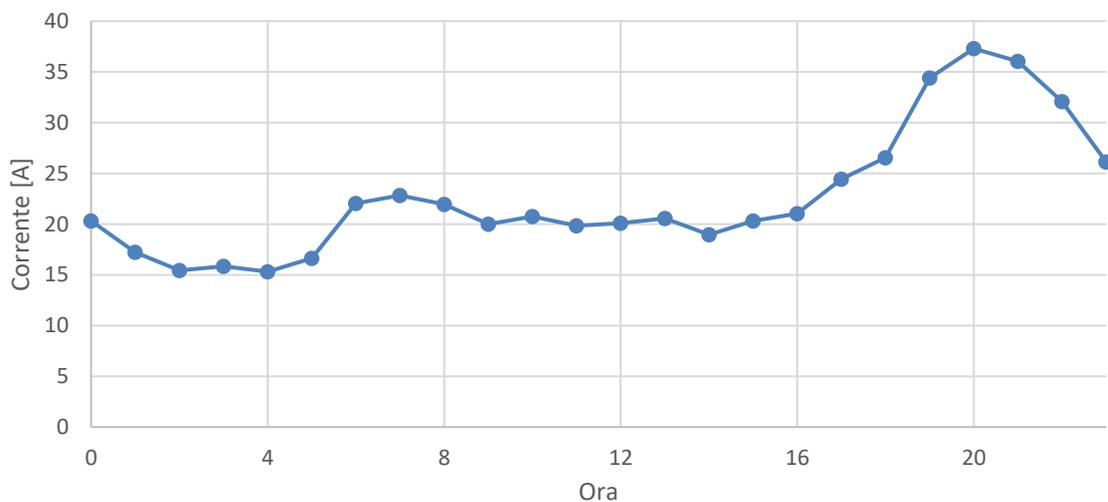
- Feriali: giorni dal lunedì al venerdì;
- Prefestivi: sabato, vigilia Natalizia;
- Festivi: domeniche, feste religiose (Primo dell'Anno, Epifania, Pasqua, Pasquetta, Ferragosto, Ognissanti, Immacolata Concezione, Natale, Santo Stefano), feste nazionali (Anniversario della Liberazione, Festa del Lavoro, Festa della Repubblica), patrono di Verona.

Ricavati, per ogni linea, i giorni tipo per ogni mese, costituiti da tre vettori di ventiquattro elementi sottoforma di corrente, l'algoritmo sostituirà, al generico blocco di misura identificato univocamente dalle coordinate (ora; giorno; mese; linea), i valori ottenuti dal calcolo delle medie amperometriche avente medesime coordinate.

Si sottolinea l'importanza di discriminare i giorni a seconda della tipologia, - feriali, festivi, prefestivi -, in quanto è immediato riscontrare, sia a livello quantitativo che di buon senso, delle variazioni dei consumi elettrici domestici tra i diversi giorni tipo, legati alle diverse abitudini che caratterizzano ogni tipologia (la giornata festiva è mediamente caratterizzata da un maggiore tempo di permanenza presso la propria abitazione con conseguente incremento dei prelievi, rispetto alla controparte feriali). Al termine della procedura, ogni linea sarà caratterizzata non solo dal dataset di misure bonificate, ma altresì dall'insieme di giorni tipo caratteristici per ogni mese, computati a partire da misure ritenute "valide"; a titolo illustrativo, nonché chiarificatore, si riporta in *figura 2.2* un estratto dei valori amperometrici costituenti i giorni tipo calcolati per la linea *Gelsi*, per ogni fase, e in *figura 2.3* il diagramma di carico del feriali-tipo di settembre, per la medesima linea.

	agosto												settembre											
	prefestivo			festivo			feriale			prefestivo			festivo			feriale								
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3						
00:00:00	25,4883	20,3535	35,9419	23,8642	21,5672	43,5854	25,2956	22,6901	36,6292	20,1258	18,4595	30,6759	21,1505	17,4155	32,8282	20,3057	18,4555	31,3893						
01:00:00	24,4325	17,8531	32,3415	22,9128	19,0996	34,8067	23,622	20,6049	34,5663	17,721	14,5376	27,5103	17,4695	15,601	29,1154	17,224	14,8658	28,1033						
02:00:00	24,3529	17,0824	32,2787	21,3909	16,6087	32,4254	21,1766	19,2642	32,2677	16,1203	13,5902	26,87	16,1355	14,2571	26,5768	15,4232	14,2986	26,9292						
03:00:00	23,3228	17,3497	30,7593	20,8622	15,8297	30,1612	20,5284	18,421	30,6149	15,8381	14,4512	26,4289	15,5829	13,9363	25,9318	15,8569	13,703	25,5717						
04:00:00	22,5658	15,9541	28,7767	20,0846	14,6266	28,2564	19,7839	16,7768	29,9147	15,4935	12,6199	24,9185	15,0078	12,6671	25,6018	15,3084	13,1027	24,9035						
05:00:00	21,1471	17,1565	28,5713	19,5269	15,2566	27,8658	19,8052	17,2876	29,4055	16,2031	13,1057	26,2587	15,2075	13,1831	26,4173	16,6304	13,999	25,7372						
06:00:00	20,2858	17,7176	24,2913	19,9212	17,1939	23,3459	21,8393	18,0355	25,6939	20,0025	16,1552	28,6068	17,7321	14,782	26,5788	22,033	16,5929	30,0969						
07:00:00	23,8886	21,4644	25,8143	22,6832	17,0436	22,0963	21,9805	19,3895	24,0431	24,4511	17,5318	23,6461	20,0878	17,2882	23,7403	22,8189	20,1507	30,377						
08:00:00	21,9939	26,33	29,2897	22,3027	22,8208	22,7007	20,5603	23,8833	26,1552	25,221	24,4775	28,1238	23,6675	23,6131	28,1583	21,9318	21,9279	28,0097						
09:00:00	28,7991	24,3026	26,8286	21,9666	23,6796	22,9974	21,2928	25,5071	25,1146	27,3568	26,7125	31,6459	26,88	26,3079	30,9895	19,9859	21,9444	25,7819						
10:00:00	22,6122	25,6984	30,7438	24,4428	21,9833	30,3132	21,8878	26,1929	25,5799	23,1636	26,6347	27,4702	26,7008	23,2469	31,1956	20,7552	23,8572	23,7583						
11:00:00	22,4722	26,3312	34,8679	20,0041	26,8422	30,2489	22,9884	26,1841	27,3102	21,0637	26,1536	31,2727	27,3368	24,8585	29,8156	19,8259	24,5651	22,5437						
12:00:00	30,1814	25,1454	36,5594	25,1694	26,2816	25,7548	27,0219	27,6088	30,4477	22,2749	24,6517	30,7304	24,9658	29,1561	31,6561	20,0986	24,7701	23,617						
13:00:00	27,0503	30,4136	41,463	27,6065	23,6331	25,9636	28,4205	32,0268	35,6882	21,7939	29,2727	29,5744	21,5006	25,9609	27,6311	20,5566	25,4876	26,9508						
14:00:00	27,1748	23,9957	44,0381	29,4437	26,1326	30,2113	31,1241	31,0195	40,1231	23,7211	31,3969	30,1885	20,5301	25,3009	26,8176	18,9402	23,6856	27,5445						
15:00:00	30,0917	24,5673	39,3772	31,3835	22,9034	29,2324	30,4548	29,49	37,2231	24,0571	28,1092	32,9592	25,1778	25,9679	31,9703	20,3091	22,2016	28,2078						
16:00:00	34,6671	24,1097	35,9742	35,133	20,8677	30,8526	30,6277	27,4535	35,8152	27,1749	24,3873	35,1132	26,759	25,657	33,1303	21,0302	21,951	32,4402						
17:00:00	37,2058	23,4681	37,7026	39,7724	21,1599	32,2063	30,8685	27,2207	36,8931	26,3576	23,4366	35,6885	28,8944	21,6656	32,5933	24,4251	21,2867	31,0759						
18:00:00	34,6152	23,1869	35,7572	38,3398	24,2952	36,0308	31,9387	25,9355	36,4275	26,8316	26,0025	36,3482	29,8272	21,4483	36,3754	26,5325	22,9425	33,7187						
19:00:00	41,8898	26,7602	46,1819	41,9957	25,0092	38,2878	38,9576	32,9232	40,4468	35,2211	28,8725	41,714	38,7895	30,3354	51,1449	34,4107	32,7384	47,6643						
20:00:00	41,3569	29,4494	47,7224	37,1674	34,7514	44,7842	39,5696	36,9226	46,36	36,9706	31,335	46,1466	41,0794	31,1373	55,5155	37,2914	36,9727	50,0368						
21:00:00	34,9884	28,5603	51,7664	40,4627	34,8766	46,201	37,4122	34,4036	47,2984	32,9978	29,4002	44,9626	36,5361	33,4501	48,6979	36,0449	37,4976	50,8034						
22:00:00	34,469	27,5263	39,5746	37,5587	29,4081	47,8686	33,6519	29,134	43,7735	30,1732	24,3295	40,1618	31,5589	27,4807	42,5651	32,0867	29,5343	43,01						
23:00:00	32,6561	24,1895	37,9188	29,8876	24,2656	45,9388	29,5152	26,815	40,8032	24,9294	21,2142	37,4016	25,3752	22,1979	39,1477	26,1198	23,6445	36,6021						

**Figura 2.1** - Estratto del database della linea *Gelsi*, in cui sono stati ricavati i giorni "tipo" per ogni mese.



**Figura 2.3** - Diagramma di carico del feriali-tipo di settembre, linea *Gelsi*.

Gli andamenti qualitativi ottenuti e riportati in *figura 2.3* sono compatibili con i profili di carico rappresentativi del fabbisogno medio giornaliero di energia elettrica da parte di una utenza civile, riportati sovente in letteratura e computati sia dai distributori cittadini (DSO), che dagli operatori dei sistemi di trasmissione nazionale (TSO). Con questo riscontro si conferma la bontà dell'algoritmo adoperato; le curve di prelievo, caratteristiche di ogni linea, verranno adoperate nel quarto capitolo, nella sintesi del modello predittivo di utenza.

## 2.4 Validazione sperimentale tramite energia stimata annua

Per poter validare la metodologia assunta per la correzione dei blocchi descritta nei paragrafi precedenti, è stata ricavata l'energia annua veicolata da ogni linea come somma dei contributi delle tre fasi, calcolata con due diversi approcci a seconda della linea considerata:

- Nel caso di linee aventi misure oltre le 8760 ore, come integrale su un anno, ipotizzando un  $\cos\varphi = 0,95$ ;
- Nel caso di linee aventi misure inferiori l'anno, è stato calcolato l'integrale sulle ore disponibili e successivamente proporzionato a 8760 ore, con la medesima ipotesi di  $\cos\varphi$ .

I valori calcolati sono stati confrontati con i valori di energia annuale presente nel database di Megareti, ottenuti per ciascuna linea come stima ponderata tra i consumi misurati e quelli da fonte storica, entrambi valutati su un anno. È stato inoltre necessario valutare le variazioni sull'energia calcolata e quella estrapolata da database nel caso di subentro di nuovi utenti all'interno del periodo di campagna misure, o di chiusura di POD: informazioni queste reperibili che hanno portato a ritoccare i valori inizialmente a disposizione (i valori riportati in tabella includono queste variazioni). Si riporta infine in *tabella 2.2* un confronto tra i due valori di energia, che concorre alla validazione delle procedure di bonifica dei dati fino ad ora effettuate.

<b>GRUPPI POD</b>	<b>LINEE</b>	<b>ORE TOT</b>	<b>ENERGIA CALCOLATA [MWh]</b>	<b>ENERGIA STIMATA [MWh]</b>	<b>VARIAZIONE</b>
<b>0-20</b>	Paride Da Cerea	11389	16.6	15.9	3%
	Montenero	10955	19.9	19	4%
	Sansovino	8242	25	25.7	2%
	Misturino	10764	25.2	31.7	20%
<b>20-40</b>	Crosara Lugo	8242	60	58	3.5%
	Mezzacampagna	10714	58,2	61	5%
	Montenero	11364	44.8	42.6	5%
	Fra' Giocondo	8242	68	61	3%
	Torretta	8242	73	70	4.2%
	Frugose Ovest	10713	55.7	49.3	13%
	Messina	10431	54	55.5	3%
	Borgo Milano	11100	66	61.7	9%
<b>40-60</b>	Belviglieri	5443	96	89	8%
	Marotto	11100	123	120	2.5%
	Frugose Ovest	11904	112	108	3.7%
<b>60-80</b>	Maddalena	10694	144	163	11%
	Tigli	6849	129	140	8%
	Gelsi	10765	176	178	1%
<b>80-100</b>	Menegone	11065	227	152	50%
	Crotone	10716	147		
<b>&gt;100</b>	Cimarosa	8242	235	245	4%
	Gavagnin	10765	212	219	3%
	P. Da Cerea	11389	167	162	3%
	Maddalena	10694	226	219	3%

*Tabella 2.2 - Confronto tra l'energia annua calcolata a seguito dell'applicazione dell'algoritmo di bonifica e la medesima stimata e contenuta nel database aziendale.*

Quest'ultima tabella consente un utile confronto tra l'energia calcolata a seguito dell'applicazione degli algoritmi sopra descritti e dell'energia annua stimata e presente sul database Megareti. Si nota per la maggioranza delle linee una differenza inferiore al 10%, confermando la bontà del metodo di *data cleaning* applicato. Scostamenti più marcati si manifestano per quanto riguarda le linee *Misturino* e *Menegone*, le quali verranno trascurate nelle future analisi.

### 3 Fattori di utilizzazione della rete BT

In questo capitolo verranno ricavati, sulla base del dataset di misure bonificato, degli opportuni fattori che concorrono al dimensionamento degli elementi di rete presenti nella rete BT, quali linee e trasformatori. In particolare, questi fattori adimensionali tengono conto del fatto che, all'interno di un impianto o, nel nostro caso in esame, di una linea elettrica, le potenze installate degli utilizzatori non coincidono con l'effettiva potenza con cui normalmente il sistema elettrico lavora in servizio ordinario, fondandosi su due motivazioni:

- Un generico carico, sia che sia un dispositivo elettrico all'interno di un impianto od una utenza connessa ad una linea di alimentazione, assorbe mediamente una potenza che risulta essere inferiore a quella nominale di targa o contrattuale;
- Le apparecchiature in un impianto non sempre funzioneranno simultaneamente e, in ugual modo, più utenti connessi ad una stessa linea assorbiranno potenze in differenti momenti temporali, dovuto ciò alle diverse abitudini caratterizzanti ogni nucleo familiare.

Alla base di queste considerazioni è possibile ricavare due distinti coefficienti moltiplicativi inferiori l'unità che, applicati alla potenza installata di un impianto, possano restituire valori attendibili della potenza effettiva richiesta dall'impianto, in conseguenza del fatto che i carichi allacciati ad uno stesso impianto, o ad una stessa linea, non funzionino tutti contemporaneamente e alla piena potenza. Questi singoli coefficienti non sono univoci, ma variano principalmente in base al tipo di carico che si sta analizzando e dalla categoria di utenza (civile od industriale) alimentata. Nella pratica vengono adottati, reperibili in letteratura o nei manuali tecnici, dei coefficienti empirici fissati con criteri statistici o dettati dall'esperienza, che concorrono al calcolo del *carico convenzionale* dell'impianto o del sistema di distribuzione, valutato in termini di potenza convenzionale o, alternativamente, in veste di corrente di impiego, definita come la corrente che può circolare in un circuito in servizio ordinario (escludendone quindi i funzionamenti in sovraccarico e in corto circuito).

Nel caso di studio oggetto di questo elaborato, verrà condotta una analisi "As Is" delle linee BT di tipo residenziale a disposizione finalizzata a determinare dei fattori complessivi di utilizzazione e contemporaneità che caratterizzano statisticamente il dimensionamento della CS e delle relative linee in partenza, ricavate in funzione del numero di utenze allacciate. Nell'ambito del distributore di energia elettrica infatti, la conoscenza pratica di questi fattori di riduzione, determinati a seguito di analisi compiute sulla rete BT e MT di sua competenza,

riveste un ruolo fondamentale nella fase di pianificazione del sistema elettrico, e la loro determinazione pratica dovrà prendere in considerazione anche dei margini di sicurezza, conducendo a scelte di tipo conservativo. Nel dettaglio, l'applicazione principale di questi fattori perviene nelle verifiche del dimensionamento nel caso di richieste di allacciamento alla rete BT di nuovi utenti, pubblici o privati, caratterizzati da importanti potenze contrattuali, generalmente nell'ordine della decina di kW: verrà valutato il grado di *Hosting Capacity* della linea interessata alla connessione del nuovo carico, mediante l'adozione di un opportuno fattore riduttivo rappresentativo del grado di utilizzazione complessiva della stessa; successivamente, con l'ausilio di opportuni software commerciali di analisi dei sistemi elettrici di potenza, detto fattore verrà assunto come dato di input all'interno del computo della linea modellizzata (note le sue caratteristiche fisiche e dei carichi connessi), concorrendo a valutare il grado di adeguatezza dell'infrastruttura elettrica preesistente soggetta al nuovo allaccio. Nel proseguo del capitolo verranno forniti i principi teorici che definiscono i concetti di fattore di utilizzazione e di contemporaneità, per poi giungere al calcolo degli stessi, a partire dalla Banca Dati a disposizione: il computo verrà illustrato tramite una apposita notazione matriciale, arrangiata appositamente e personalmente dall'autore per conferire alla trattazione una forma il più possibile lineare e schematica, coerente ad una migliore comprensione dei molteplici contenuti analitici esposti. I calcoli presentati vedranno come risultato l'andamento del fattore complessivo di utilizzazione e contemporaneità, in funzione del numero di utenze allacciate ad una generica linea, rappresentativo del contesto residenziale in Bassa Tensione del territorio urbano di Verona; il computo di questi fattori avverrà per due diverse finestre temporali, su base minuto e su base ora, in quanto si evidenzierà come la scelta di operare con una scala dei tempi diversa impatterà sul diverso tipo di verifica dell'infrastruttura di rete; verranno infine esaminate alcune criticità contenute nel database, permaste nonostante l'operazione di *data cleaning* esposta nel capitolo precedente, e capaci intaccare la significatività dei risultati prefissati, e bonificate con opportune metodologie.

### 3.1 Fattore di utilizzazione

Per ogni utenza, sia come singolo carico che per un insieme di carichi, si definisce fattore di utilizzazione  $K_u$ , il rapporto tra l'effettiva potenza massima richiesta,  $P_M$ , e la potenza nominale installata  $P_N$  [2]:

$$K_u = \frac{P_M}{P_N} \quad (K_u \leq 1) \quad (3.1)$$

La conoscenza del fattore di utilizzazione associato ad un determinato modo di funzionamento consente quindi di ricavare la potenza mediamente assorbita dall'utilizzatore in funzione di quella nominale, tramite la formula inversa  $P_M = K_u P_N$ . Nel caso di un insieme di carichi, quali una utenza civile od industriale,  $P_N$  corrisponde alla totale potenza installata, come somma delle singole nominali. Per  $p$  carichi si avrà quindi:

$$P_N = P_{N_1} + P_{N_2} + \dots + P_{N_p} = \sum_i^p P_{N_i} \quad (3.2)$$

Nel caso di  $m$  utenze (come nel caso di molteplici elettrodomestici costituenti una abitazione privata), ciascuna caratterizzata da un proprio fattore di utilizzazione, la potenza massima effettiva del gruppo di  $m$  utenze sarà:

$$P_M = \sum_{i=1}^m K_{u_i} \cdot P_{i,N} \quad (3.2)$$

In assenza di indicazioni precise sul tipo di funzionamento di un particolare apparecchio elettrico, si ricorre a valori empirici di  $K_u$  dettati dall'esperienza, e presenti in apposite tabelle contenute nei manuali tecnici.

### 3.2 Fattore di contemporaneità

Quando un sistema elettrico alimenta più utenze, è da considerarsi che non tutte funzioneranno contemporaneamente. La valutazione esatta della potenza totale richiesta dal gruppo di utenze richiederebbe di conoscere tutte le possibili combinazioni di carico possibili, risultandone in un processo alquanto arduo data l'aleatorietà degli eventi e delle singole utenze aventi abitudini differenti. È però possibile affermare che la potenza totale

mediante richiesta da un insieme di utenze sarà inferiore alla somma delle singole potenze installate:

$$P_t \leq (P_1 + P_2 + \dots + P_n) = \sum_{i=1}^n P_i$$

Si può allora introdurre un apposito coefficiente  $K_c$  che tenga conto della riduzione della potenza effettiva nel calcolo dell'assorbimento totale:

$$K_c = \frac{P_t}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

I valori del fattore di contemporaneità si possono desumere, per una generica utenza, se si conosce il regime di funzionamento temporale dei singoli apparecchi e quindi tutte le relative combinazioni; in assenza di informazioni si possono assumere, come nel caso del fattore di utilizzazione  $K_u$ , dei valori empirici tabellati che variano a seconda del tipo di apparecchio e del numero di apparecchi della stessa tipologia connessi.

### 3.3 Fattore complessivo di utilizzazione e contemporaneità per l'analisi di rete

Nel nostro caso di studio, le misure a disposizione sono unicamente valori di corrente assorbiti da utenze residenziali, connesse alle linee elencate nella *tabella 1.2*. Presa una generica linea a cui sono connesse un totale di  $n$  utenze, ed un determinato periodo di tempo ( $T$ ), si consideri il rapporto  $K$  tra la potenza media ( $P_m$ ) per questo intervallo e la potenza contrattuale (o disponibile) della linea, somma delle contrattuali (o disponibili) dei singoli clienti allacciati:

$$K = \frac{P_m}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{1}{T} \frac{\int_0^T P \cdot dt}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{P}{\sum_{i=1}^n P_i} \cdot dt \quad (3.6)$$

Appare a questo punto difficoltoso l'individuazione, nel coefficiente ricavato, di una componente afferente alla contemporaneità tra gli utenti sottesi alla stessa linea e, per ognuno di essi, il tasso di utilizzazione rispetto la propria potenza contrattuale: essendo questi elementi intrinsecamente legati alle abitudini di ogni nucleo familiare e alla aleatorietà delle combinazioni dei consumi tra più utenti diversi, diviene arduo scorporare e ottenere

singoli valori di  $K_u$  e  $K_c$ . In luce di ciò, si designerà il coefficiente  $K$  ricavato tramite la (3.6) come il *coefficiente complessivo di utilizzazione e contemporaneità*, e può alternativamente essere riscritto come:

$$K := K_u K_c \quad (3.7)$$

Con la definizione della (3.7), si può affermare che il coefficiente definito terrà traccia del simultaneo contributo fisiologico della contemporaneità delle utenze e del loro esercizio a potenza inferiore quella nominale; il fattore complessivo  $K$  verrà infine ricavato, per ogni linea, per due differenti scale temporali costituenti il periodo di integrazione  $T$  presente in (3.6):

- Finestra pari al minuto, con  $T=60$  s;
- Finestra oraria, con  $T=3600$  s.

Le motivazioni che portano all'assunzione di due diverse scale temporali verranno dettagliate nei successivi paragrafi di pertinenza, onde evitare di conferire un'impronta prolissa ai concetti introduttivi qui esposti per il resto del capitolo.

Si ponga ora maggiore attenzione alla tensione nominale di esercizio di ogni linea, riportata in *tabella 1.2*. L'approccio adottato in questa fase del lavoro verterà al computo, per ogni linea a disposizione, del coefficiente complessivo di utilizzazione e contemporaneità, valutando il contributo di ogni fase: trattandosi di distribuzione in Bassa Tensione, in cui sono allacciate prevalentemente utenze residenziali di tipo monofase tra ogni fase e il neutro, ogni singola fase costituisce un circuito indipendente di alimentazione, di cui è nota la somma delle potenze contrattuali allacciate; inoltre, in presenza di eventuali carichi trifase, si provvederà a ripartire equamente la loro potenza contrattuale sulle singole fasi. Viene inoltre calcolato, per ogni  $T$ , il coefficiente relativo la linea trifase nel suo complesso, a partire dalla potenza totale trifase veicolata dalla linea rapportata per il totale delle utenze monofase e trifase allacciate. Questa procedura è applicata a linee aventi tensione concatenata  $U=400$  V; nel database sono tuttavia presenti in numero minoritario, come si evince dalla già citata tabella, linee esercite col datato sistema di distribuzione 230 V trifase: in questi casi singolari, dovendo la generica utenza domestica accingere ad una alimentazione 230 V, la connessione sarà necessariamente di tipo fase-fase anziché fase-neutro, con quest'ultimo non accessibile. Non figurando quindi, rispetto alla concatenata a

400 V, tre circuiti indipendenti pari alla tensione stellata tra fase e neutro, non è possibile scindere il comportamento di ogni fase col rispettivo quantitativo di potenza contrattuale installata, portando quindi a definire un unico fattore  $K$  pari al rapporto tra la potenza totale trifase veicolata dalla linea nel periodo  $T$  e la somma delle potenze contrattuali connesse alla stessa.

Per una generica linea, è possibile rappresentare il computo dei coefficienti  $K$  appena descritti, a seconda della tensione di esercizio  $U_n$ , e suddividendo il calcolo per ogni singola fase, ( $L1, L2, L3$ ), e per la linea trifase nel suo complesso  $L_{3f}$ :

$$\mathbf{K}|_{U_n=400V}(fase, T) = \begin{bmatrix} K_{L1,T_1} & K_{L2,T_1} & K_{L3,T_1} & K_{3f,T_1} \\ K_{L1,T_2} & K_{L2,T_2} & K_{L3,T_2} & K_{3f,T_2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ K_{L1,T_i} & K_{L2,T_i} & K_{L3,T_i} & K_{3f,T_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ K_{L1,T_n} & K_{L2,T_n} & K_{L3,T_n} & K_{3f,T_n} \end{bmatrix}_{n \times 4} = [\mathbf{K}_{fasi_{n \times 3}} | \mathbf{K}_{tot_{n \times 1}}] \quad (3.8)$$

$$\mathbf{K}|_{U_n=230V}(T) = \begin{bmatrix} K_{3f,T_1} \\ K_{3f,T_2} \\ \vdots \\ K_{3f,T_i} \\ \vdots \\ K_{3f,T_n} \end{bmatrix}_{n \times 1} \quad (3.9)$$

dove  $i=1,2, \dots, n$ , con  $n$  il totale dei periodi  $T$ , minuti od ore, presenti nella campagna di misure della linea a seguito della bonifica dati. I singoli elementi componenti la sottomatrice  $\mathbf{K}_{fasi}$  sono calcolati come rapporto tra le potenze effettive  $P_{eff}$  nell'unità di tempo  $T$  sulla totale potenza installata:

$$K_{i,j}(linea, fase, T) = \frac{P_{eff}(fase, T)}{\sum_{k=1}^m P_k(fase)} = \frac{U \cdot I(fase, T) \cdot \cos\varphi}{\sum_{k=1}^m P_k(fase)} \quad (3.10)$$

con  $m$  uguale al numero di POD sottesi alla generica fase; per quanto attiene invece la sottomatrice  $\mathbf{K}_{tot}$  e quella inerente a una generica linea avente  $U_n = 230 V$ , si avrà:

$$K_{i,j}(linea, T) = \frac{P_{eff,tot}}{\sum_{k=1}^m P_i} = \frac{P_{eff}(L1, T) + P_{eff}(L2, T) + P_{eff}(L3, T)}{\sum_{k=1}^m P_i} \quad (3.11)$$

Vengono di seguito definite le grandezze componenti le formulazioni (3.10) e (3.11), alcune delle quali valutate tramite delle assunzioni. In condizioni di mancanza di dati misurati significativi per l'elaborazione, in questa fase sono state effettuate le seguenti ipotesi di lavoro:

- Tensione stellata di alimentazione  $U$ , pari a:

$$U = \begin{cases} 230 \text{ V}, & \text{per linee aventi } U_n = 400\text{V} \\ \frac{230}{\sqrt{3}}, & \text{per linee aventi } U_n = 230\text{V} \end{cases}$$

La tensione viene assunta costante e pari al valore nominale monofase al secondario del trasformatore MT/BT di cabina. Con questa assunzione si prescindere da possibili variazioni della tensione rispetto il valore nominale dovute a vicissitudini della rete a valle della CS;

- Si assume un  $\cos\varphi = 0,98$ ; le misure disponibili sono esclusivamente di tipo amperometrico, e non vi è conoscenza né nel fattore di potenza misurato direttamente per ogni minuto, né di una sua stima indiretta, in quanto non sono note misure di potenza attiva e reattiva. La scelta è comunque tendenzialmente conservativa per un contesto residenziale, in cui la presenza di flussi di potenza reattiva è estremamente ridotta.

Sono invece note le seguenti grandezze:

- Corrente  $I$  che fluisce nei conduttori della linea, disponibile nella Banca Dati in esame sottoforma di dato di misura  $I_{mis}$  campionato al minuto; a seconda della scala temporale  $T$  della analisi, si distingueranno i seguenti casi:
  - Per l'analisi su scala oraria, si assumerà come corrente assorbita dalle utenze connesse alla linea in esame nella generica ora  $h$ , la media aritmetica dei sessanta valori presenti:

$$I(fase, h) = \frac{1}{60} \sum_{i=1}^{60} I_{mis,i} \quad (3.12)$$

- Per l'analisi su scala minuto, si adotteranno i valori amperometrici presenti nel database tali e quali, senza alcun ulteriore trattamento, essendo la scala temporale di analisi coincidente col periodo di campionamento.
- La potenza totale veicolata dalla linea nel periodo  $T$  è rapportata alla somma delle potenze di tipo *disponibili* installate  $P_i$ , note su ogni singola fase.

La trattazione che seguirà porrà un maggiore grado di dettaglio sulle formule appena enunciate, distinguendo il caso di analisi del coefficiente complessivo di utilizzazione e contemporaneità  $K$  in funzione della scala temporale di analisi delle richieste di potenza delle linee componenti il database, ed aprendo al termine di questo sviluppo una finestra di approfondimento che indaga il consumo energetico annuo delle linee come ulteriore forzante per meglio caratterizzare i risultati nel seguito ottenuti.

### 3.4 Dimensionamento su base minuto

In un sistema elettrico di distribuzione cittadina, l'alimentazione di un determinato bacino di utenza avviene per mezzo di una infrastruttura costituita da punti di trasformazione (quali cabine primarie e secondarie) e da condutture elettriche, "collegamenti" tra i suddetti nodi di rete ed i carichi finali. L'ente distributore concorrerà a determinare le caratteristiche delle condutture elettriche che si prevede di installare, partendo da dati noti di progetto quali la lunghezza dei tratti e le caratteristiche elettriche dei carichi da energizzare, e stabilendo determinati vincoli progettuali tra i quali [1]:

- Sicurezza: criterio legato essenzialmente alla massima temperatura ammissibile dal conduttore in regime continuativo, onde evitare danneggiamenti prematuri o perdite delle proprie caratteristiche dielettriche, fisiche, meccaniche;
- Efficienza: si richiede che il rendimento totale di trasmissione  $\eta$ , tenuto conto delle perdite nei conduttori di potenza, sia superiore ad un certo valore di soglia  $\eta^*$ , legato ai costi di capitale e di esercizio; i valori di rendimento accettabili in un contesto di distribuzione, caratteristico di conduttore di breve lunghezza, si aggira sul 99%;
- Qualità: questo criterio è essenzialmente legato alle cadute di tensione riscontrabili sul tratto di condotta, e nel passaggio da "linea a vuoto" (la quale fornisce la tensione impressa dal nodo di alimentazione, identificabile con una cabina primaria o secondaria) a "linea a carico". Fissato un valore massimo relativo per la caduta di tensione ammissibile,  $\Delta V^*$ , si tratta di verificare che la condotta verifichi la condizione:

$$\Delta V \leq \Delta V^*$$

con  $\Delta V$  l'effettiva caduta di tensione da vuoto a carico. Per quanto riguarda l'assegnazione di un adatto valore di  $\Delta V^*$ , è possibile riferirsi alla norma CEI 64-8 [3] che raccomanda, nel caso di *impianti utilizzatori con tensione nominale fino a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua*, una caduta di tensione non superiore al 4% della tensione nominale del sistema.

Questi vincoli progettuali, intesi come meri requisiti tecnici che una linea elettrica deve adempiere, costituiscono sia dei criteri di progetto, nel caso di determinazione *ex novo* delle caratteristiche fisiche della conduttura (sezione dei conduttori, tipo di posa, tipo di isolante, ecc.), sia dei criteri di verifica, nel caso in cui si voglia valutare che una linea, soggetta a modifiche del suo esercizio continuativo quali, ad esempio, ad ampliamento con nuovi carichi allacciati, mantenga i requisiti espressi dai punti succitati. Si conferisca ora una puntualizzazione più accurata sul terzo ed ultimo vincolo progettuale.

Il calcolo della caduta di tensione può essere valutato, in primis, assumendo il caso di linea a sbalzo di lunghezza  $L$  rappresentato in *figura 4.1*, alimentante un carico di potenza nominale  $P_n$ , tensione nominale  $U_n$ , fattore di utilizzazione  $K$ , e la cui rete di alimentazione a monte abbia caratteristiche ideali (identificabile come nodo di rete a “potenza infinita”, ovvero in grado di fornire qualunque potenza mantenendo costate il valore della tensione). Ricorrendo alla formulazione approssimata della caduta di tensione industriale, è possibile scrivere:

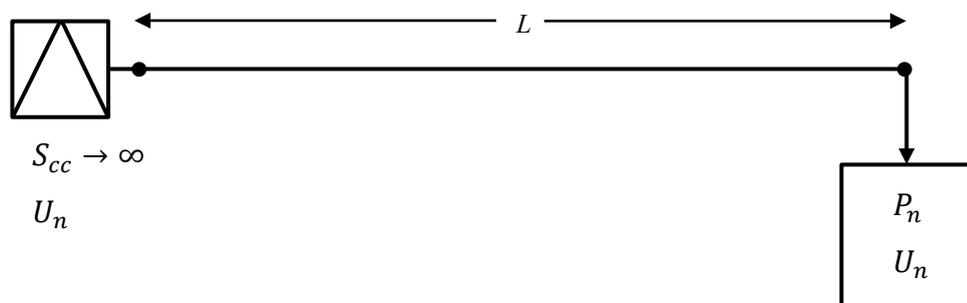
$$\Delta V \cong I_b \cdot (R_L \cos \varphi_c + X_L \sin \varphi_c) \quad (3.12)$$

dove:

$I_b \rightarrow$  corrente di impiego della linea, ricavata come  $I_b = \frac{K \cdot P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_c}$

$\varphi_c \rightarrow$  angolo di sfasamento tra la tensione sul carico e la corrente da esso assorbita

$R_L, X_L \rightarrow$  parametri longitudinali della linea, ovvero resistenza e reattanza di esercizio totali (con  $R_L = rL$  [ $\Omega$ ] e  $X_L = xL$  [ $\Omega$ ], dove  $r$  e  $x$  sono le costanti chilometriche [ $\Omega/km$ ] ed  $L$  [ $km$ ] la lunghezza della linea).



**Figura 3.1** - Schema di allacciamento di una singola utenza ad una rete di potenza infinita.

Focalizzandosi su questo esempio elementare, ma estremamente intuitivo, la (3.12) evidenzia la proporzione tra  $\Delta V$  e la corrente di impiego  $I_b$  della linea, a sua volta proporzionale al fattore  $K$  che definisce la potenza convenzionale della rete; essendo questa dipendenza legata alle variazioni *istantanee* della corrente che fluisce nella linea, si può affermare che il computo della c.d.t. non è intrinsecamente caratterizzato da costanti di tempo elettriche  $\tau$  di durate significative, se rapportate a valori di  $\tau$  con cui si può facilmente incorrere in un contesto impiantistico: anticipando il contenuto del paragrafo 3.5, si può dire che linee in cavo e macchine elettriche quali trasformatori da distribuzione e motori industriali sono in generale caratterizzate dal raggiungimento del regime termico nell'ordine dell'ora.

Per queste motivazioni, è possibile asserire che la valutazione della c.d.t. diviene più coerente al diminuire della costante di tempo adottata per l'analisi; essendo il campionamento delle misure amperometriche a nostra disposizione pari al minuto, appare sufficientemente coerente adottare questo periodo temporale per la valutazione delle cadute, adoperando concretamente degli opportuni fattori di riduzione  $K$  ricavati in modo empirico da una analisi al minuto di tipo “*As Is*”, sul database di linee a disposizione rappresentative della categoria merceologica residenziale. Le osservazioni appena discusse non perdono di validità incrementando il grado di complessità di una rete elettrica di distribuzione in Media o Bassa Tensione, passando dal semplice esempio precedente di una linea a sbalzo ai casi, più reali, di reti MT e BT gestite dagli enti distributori caratterizzate da carichi distribuiti e ramificati su più linee in partenze dalle sbarre dei trasformatori di cabina primaria o secondaria; è qui evidente come l'appoggio a opportuni software commerciali di modellazione dei sistemi elettrici di potenza divenga indispensabile per aumentare la flessibilità e la precisione dei calcoli dei flussi di potenza (o, per utilizzare un termine più specifico, nonché più raffinato, di *Power Flow*) per una data rete in esame, beneficiando di tempi ed oneri computazionali ridotti: mediante algoritmi di risoluzione numerica noti e consolidati (*Newton-Rhapson, Eulero*), è possibile risolvere l'esercizio sinusoidale in regime ordinario ricavando i valori delle tensioni ai nodi e, attraverso la matrice delle ammettenze, ricavare l'entità delle correnti per tutte le linee presenti. Fornendo in input al modello di rete, oltre le caratteristiche elettriche delle condutture, dei trasformatori e dei carichi presenti, il fattore di utilizzazione complessivo  $K$  caratterizzante empiricamente su scala minuto un dato quantitativo di utenti allacciato ad una data linea, si otterrà lo stato di loading dei trasformatori e delle linee, ricavandone per quest'ultime la caduta di tensione, e verificando la condizione  $\Delta V \leq \Delta V^*$ .

Si riprenda ora la (3.8) e la (3.9), riproponendole nel caso specifico di analisi dei coefficienti su scala al minuto, i cui elementi costituenti le matrici sono ricavati applicando la (3.10) e (3.11):

$$\mathbf{K}|_{U_n=400V, T \equiv \min(\text{fase})} = \begin{bmatrix} K_{L1,T_1} & K_{L2,T_1} & K_{L3,T_1} & K_{3f,T_1} \\ K_{L1,T_2} & K_{L2,T_2} & K_{L3,T_2} & K_{3f,T_2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ K_{L1,T_i} & K_{L2,T_i} & K_{L3,T_i} & K_{3f,T_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ K_{L1,T_n} & K_{L2,T_n} & K_{L3,T_n} & K_{3f,T_n} \end{bmatrix}_{nx4} = [\mathbf{K}_{fasi_{nx3}} | \mathbf{K}_{tot_{nx1}}] \quad (3.13)$$

$$\mathbf{K}|_{U_n=230V, T \equiv \min} = \begin{bmatrix} K_{3f,T_1} \\ K_{3f,T_2} \\ \vdots \\ K_{3f,T_i} \\ \vdots \\ K_{3f,T_n} \end{bmatrix}_{nx1} \quad (3.14)$$

In ambedue le formulazioni appena presentate figura il numero intero  $n$ , da intendersi come il quantitativo di minuti misurati presente nel dataset di ciascuna linea, in output alla procedura di *data cleaning* effettuata; avendo a disposizione il numero di giorni  $gg$  misurati, si ricaverà  $n = gg \cdot 24 \cdot 60$ .

Ogni linea costituente il database a diposizione sarà univocamente caratterizzata da una matrice tra le due succitate, a seconda della tensione nominale  $U_n$ . Successivamente si procederà ad estrapolare dalle matrici a disposizione i valori *massimi* dei fattori di riduzione che si sono presentati sull'intera campagna di misura di ogni elettrodotto (aventi estensioni differenti tra i diversi campioni ma comunque confrontabili con una finestra annua), ricavati per ogni singola fase e sul totale trifase; questa scelta è coerente con una caratterizzazione dei fattori  $K$  di tipo cautelativo legati al *caso peggiore*, garantendo una stima più semplice del fattore più rappresentativo per le criticità legate al dimensionamento della infrastruttura, conducendo però ad una sovrastima dello stesso. La procedura esposta ammette una rappresentazione compatta matriciale definendo, per linee esercite a  $U_n = 400V$ , il vettore  $\mathbf{K}_{max,min}|_{U_n=400V}$ , definito a partire dalle sottomatrici  $\mathbf{K}_{fasi_{nx3}}$  e  $\mathbf{K}_{tot_{nx1}}$  definite in (3.13):

$$\mathbf{K}_{max,min}|_{U_n=400V} := \begin{bmatrix} K_{MAX,L1} \\ K_{MAX,L2} \\ K_{MAX,L3} \\ K_{MAX,3f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \max((K_{fasi_{ij}})_{i=1\dots n, j=1}) \\ \max((K_{fasi_{ij}})_{i=1\dots n, j=2}) \\ \max((K_{fasi_{ij}})_{i=1\dots n, j=3}) \\ \max((K_{tot_{ij}})_{i=1\dots n, j=1}) \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Per linee esercite a  $U_n = 230 V$  invece, essendo i coefficienti  $K$  legati alla sola linea trifase complessiva, la matrice risultante  $\mathbf{K}_{max,min}|_{U_n=230V}$  risulterà di dimensioni  $(1 \times 1)$ , e pari a:

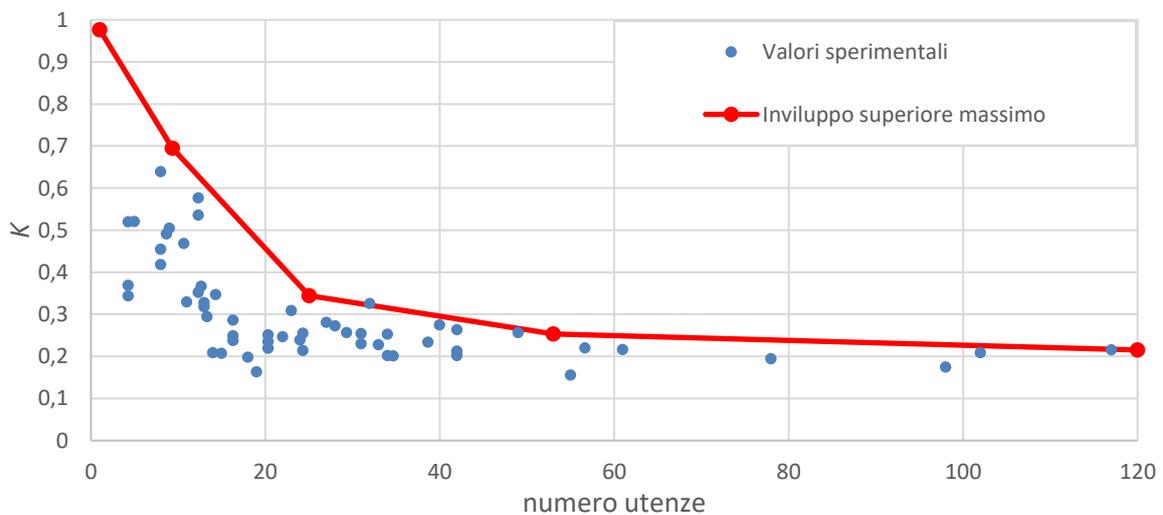
$$\mathbf{K}_{max,min}|_{U_n=230V} := \max((K_{max}|_{U_n=230V_{ij}})_{i=1\dots n, j=1}) \quad (3.16)$$

Associando infine, per ogni linea, ad ogni elemento della (3.15) il numero di utenti rispettivamente allacciati (desumibili dalla *tabella 1.2* e dividendo il numero di utenze trifase sulle singole fasi), è possibile costituire delle coppie di valori del tipo:

$$U_n = 400 V: \begin{cases} (n^\circ \text{ POD } L1; K_{MAX,L1}) \\ (n^\circ \text{ POD } L2; K_{MAX,L2}) \\ (n^\circ \text{ POD } L3; K_{MAX,L3}) \\ (n^\circ \text{ POD } 3f; K_{MAX,3f}) \end{cases} \quad (3.17)$$

$$U_n = 230 V: (n^\circ \text{ POD } 3f; K_{MAX,3f}) \quad (3.18)$$

Rappresentando le coppie ottenute per tutte le linee del database in un grafico avente sull'asse delle ascisse il numero utenze per linea e sulle ordinate il fattore complessivo di utilizzazione e contemporaneità  $K$ , si ottiene una correlazione empirica che assume l'andamento del grafico in *figura 3.2*.



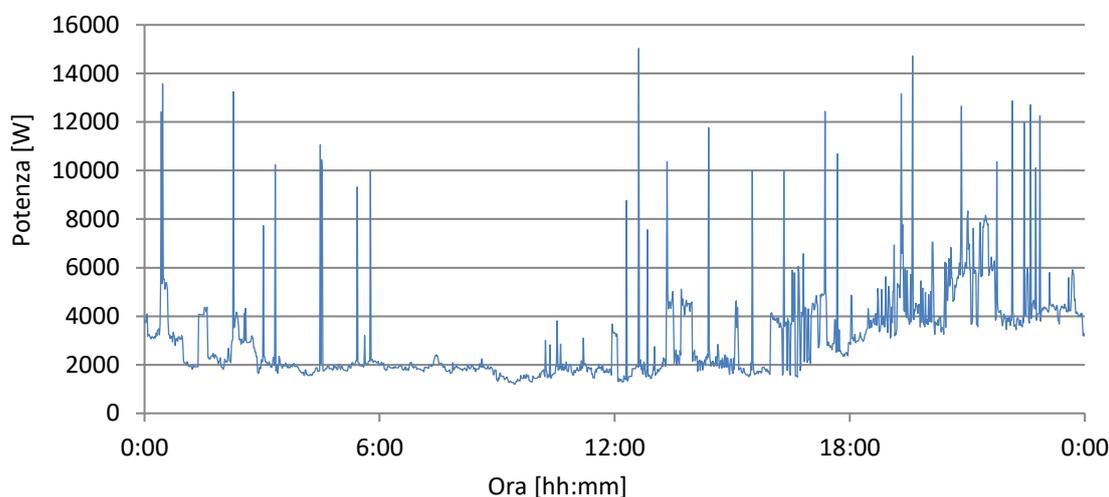
**Figura 3.2** - Andamento sperimentale del fattore complessivo  $K$  col numero di utenze, su base minuto.

Il presente grafico a dispersione consente di affermare che la correlazione empirica ottenuta, ad una prima analisi di tipo qualitativo, vede un calo del coefficiente complessivo  $K$  al crescere del numero di utenze allacciate ad una generica linea di tipo residenziale, tendendo ad un comportamento asintotico per elevati utenti connessi; il trend osservato gode di una certa attendibilità fisica se si considera come può variare il coefficiente  $K$  col numero di POD, ove una alta numerosità di utenti connessi a valle di una CS concorre mediamente alla prevalenza del fattore di contemporaneità  $K_c$  rispetto al comportamento singolo degli utenti  $K_u$ , che al contrario tende ad annegarsi nella collettività dei prelievi e quindi ad essere trascurabile; diversamente, per linee alimentanti un numero contenuto di utenze, le singolarità di comportamento divengono statisticamente più significative, facendo tendere il  $K$  complessivo alla sola componente di utilizzazione  $K_u$ , divenendo trascurabile il peso della contemporaneità dei consumi tra poche unità. Si osservi infine come la volatilità tra i singoli punti tenda a ridursi all'aumentare del numero di utenze: anticipando il contenuto del paragrafo 3.7, una bassa numerosità di utenti implica l'esaltazione delle singolarità di comportamento elettrico, provocando uno sparpagliamento delle osservazioni più marcato rispetto un contesto ad elevata concentrazione dei POD, il cui trend appare coerentemente più ristretto.

Si sottolinei che i punti ottenuti sono legati al minuto di massimo prelievo all'interno della finestra temporale di analisi dei consumi per ciascuna linea, per scelta conservativa. Al grafico di dispersione è stata successivamente ricavata una spezzata di tendenza decrescente ottenuta congiungendo i punti di ordinata più elevata, ricavando un involucro superiore di carattere conservativo, in quanto sovrastante tutti i punti sperimentali ricavati: in una valutazione di dimensionamento di una generica linea avente  $n$  utenti allacciati, il valore di  $K$  desumibile dalla analisi appena effettuata sarà ricavato, per semplicità, sul trend rappresentato dall'involuppo, ottenuto da una scelta di tipo conservativo. La valutazione "As Is" della curva  $K$  su base minuto, ricavata a partire dai minuti di massimo prelievo annui su ogni linea rappresenta un primo importante obiettivo per gli obiettivi di questo capitolo: si ponga ora un approfondimento più delicato circa la natura delle punte di consumo al minuto ricavate fino a questo punto, discriminando nello specifico se trattasi di casistiche dei massimi minuti di prelievo legati ad un mero fabbisogno di energia, o se causati da anomalie quali *spike* numerici non trattati nel precedente processo di bonifica. Nel proseguo, la trattazione più compiuta di questa criticità.

### 3.4.1 Interferenza e bonifica dei valori anomali

Viene riportato nel grafico di *figura 3.3* il diagramma di carico giornaliero per la fase *L1* della linea *Borgo Milano*, monitorata in data 01/01/2019. Come facilmente riscontrabile, si nota come la misura giornaliera sia oggetto di numerosi *spike* di corrente, determinando un andamento alquanto nervoso del prelievo di potenza da parte delle utenze sottese. Questa particolarità è stata osservata, oltre che nella suddetta linea, anche su differenti elettrodotti componenti il database: la sola osservazione del fenomeno e la mancata conoscenza della natura dei carichi sottesi, nonché delle abitudini di consumo elettrico dei residenti allacciati, porta a conclusioni incerte circa la natura di queste sopraelevazioni repentine di corrente, dovute o a anomalie numeriche dovute al sistema di misura ed acquisizione dati, oppure ad una natura fisiologica e poco plausibile di richieste di potenza in maniera così istantanea. Oltretutto, la principale problematica legata a questo fenomeno è la sua potenziale incisione sul rilevamento dei valori *K* caratteristici per ogni linea: l'obiettivo finale di correlazione del coefficiente *K* al variare della numerosità delle utenze rischia di essere affetto da anomalie non identificabili nel regime ordinario di distribuzione elettrica, in quanto i valori massimi ricavati per ogni linea applicando la (3.15) e (3.16) rischiano di inglobare detti valori spuri. Per mitigare questa fonte di contaminazione, sono state impiegate due metodologie di tipo statistico per correggere la curva di involuppo precedentemente illustrata.



**Figura 3.3** - Profilo di carico giornaliero, linea *Borgo Milano*, fase *L1*, 01/01/2019.

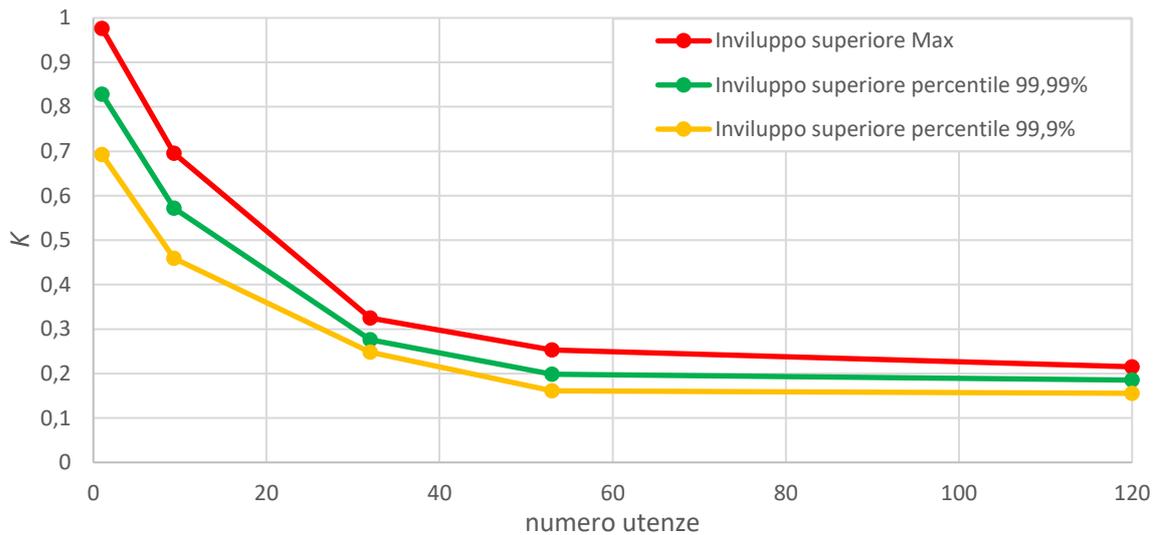
Il primo approccio che si vuole mostrare è l'ausilio dell'indice statistico del percentile per filtrare la presenza di *spike* di corrente all'interno delle misure di ogni linea: è possibile ricavare, in luogo del valore massimo che si presenta sull'intera durata della campagna (e, per quanto detto, di attendibilità discutibile), il percentile  $i$ -esimo ( $0 \leq i \leq 100$ ) del campione dei valori  $K$ , superiore di una percentuale  $i$  dei dati, ed inferiore della restante percentuale  $100-i$ ; è quindi possibile riscrivere le (3.17) e (3.18) come:

$$U_n = 400 V: \begin{cases} (n^\circ \text{ POD } L1; K_{i\text{-esimo},L1}) \\ (n^\circ \text{ POD } L2; K_{i\text{-esimo},L2}) \\ (n^\circ \text{ POD } L3; K_{i\text{-esimo},L3}) \\ (n^\circ \text{ POD } 3f; K_{i\text{-esimo},3f}) \end{cases} \quad (3.19)$$

$$U_n = 230 V: (n^\circ \text{ POD } 3f; K_{i\text{-esimo},3f}) \quad (3.20)$$

Assumendo un percentile al 99.9% in un dataset di misure campionate al minuto, di dimensione circa annua, col metodo appena descritto, per ciascuna fase e per la linea trifase nel suo complesso, si ricaverà il coefficiente  $K$  che è stato superato solo dal 0.5% dei minuti totali (su 525600 minuti annui, circa 526 minuti presentano valori superiori a quello ricavato). Riportando in veste grafica i punti che si ottengono per ogni linea e ricavandone una curva di involuppo superiore come precedentemente descritto per l'andamento dei fattori massimi, è possibile implementare una famiglia di curve con diverse quote di percentili. Il seguente grafico raccoglie quanto appena descritto, rappresentando le seguenti casistiche:

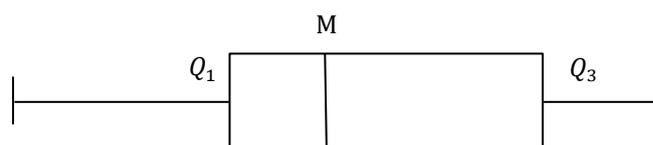
- Curva di involuppo massimo, non trattata statisticamente; essendo ricavata a partire da valori di prelievo misurato di tipo anomalo ed aleatorio, l'uso univoco di questo andamento per fini di dimensionamento porterebbe ad una stima eccessivamente prudentiale del fattore complessivo di utilizzazione e contemporaneità;
- Curva al percentile 99.9-esimo sui minuti annui, pari a circa 526 minuti, ricavata involuppendo i punti della dispersione calcolata per il detto centile (qui non rappresentata per semplicità);
- Curva al percentile 99.99-esimo, pari a circa 53 minuti, ricavato con la stessa modalità esposta al punto precedente.



**Figura 3.4** - Famiglia di curve di inviluppo superiore, massima e di distinti percentili.

Come si evidenzia, l'effetto di decurtare da ogni linea i picchi di  $K$  conseguenti ad anomalie, per valori crescenti della quota di percentile sui minuti annui, produce un abbassamento delle curve che risulta essere mancato per un numero medio-basso di utenze, e pressoché contenuto per valori medio-elevati di POD.

Questa importante osservazione si riscontra anche col secondo metodo statistico adottato, il *Box Plot Diagram*: trattasi di una tecnica sovente utilizzata nell'ambito della statistica descrittiva per definire la distribuzione di un campione di dati tramite semplici indici di dispersione e di posizione [4]; tale metodo riveste particolare efficacia nella sua rappresentazione grafica, in cui è possibile mettere in evidenza eventuali *outliers*. Nello specifico, il diagramma si costruisce dalla conoscenza di tre numeri di sintesi che descrivono le caratteristiche salienti di una distribuzione: il primo quartile ( $Q_1$ ), la mediana ( $M$ ), e il terzo quartile ( $Q_3$ ); riportando su un asse orizzontale i tre valori menzionati, è possibile definire un box, avente come estremi  $Q_1$  e  $Q_3$ , ed infine la mediana, dividente la scatola in due parti, come raffigurato in *figura 3.5*.



**Figura 3.5** - Rappresentazione grafica del concetto di Box Plot.

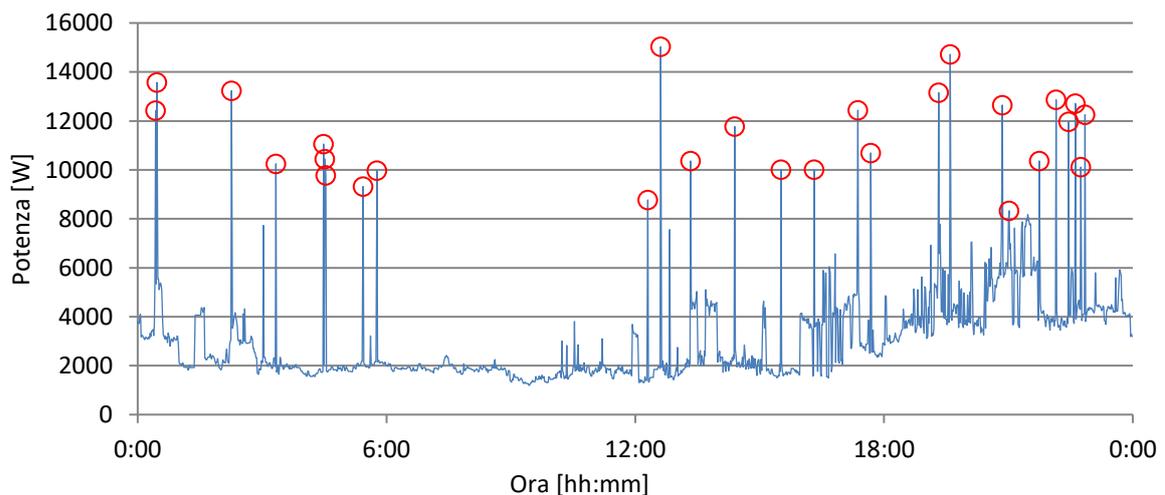
Confrontando le altezze dei due rettangoli che compongono la scatola, si ottengono informazioni qualitative sulla simmetria della distribuzione: quanto le due altezze risultano simili tra di loro, quanto più la distribuzione risulta simmetrica (tendendo al caso limite di distribuzione normale). Le due linee ottenute a partire Q1 e Q3, e delimitate dai due tratti verticali, sono di lunghezza  $1,5 \cdot IQR$ , con  $IQR=Q3-Q1$ , detta differenza interquartile. Approcciando il metodo statistico descritto da *Tukey* [5], vengono identificati come *outliers* i dati che ricadono oltre il range  $3 \cdot IQR$  al di sopra del terzo quartile ed al di sotto del primo quartile.

Questo metodo è stato applicato, nel nostro caso di studio, nell'individuazione di minuti ritenuti *outliers* all'interno di una finestra temporale pari ad un giorno, valutato per tutte le fasi di ogni linea, nell'interezza dei dataset di ognuna. Nello specifico, ogni giorno, costituito da  $24 \times 60 = 1440$  dati di potenza, sono stati ricavati i valori Q1, Q3, M ed IQR, e la soglia:

$$soglia = Q3 + 3 \cdot IQR$$

Con questo valore, sono stati successivamente marcati tutti quei valori di potenza eccedenti detta soglia.

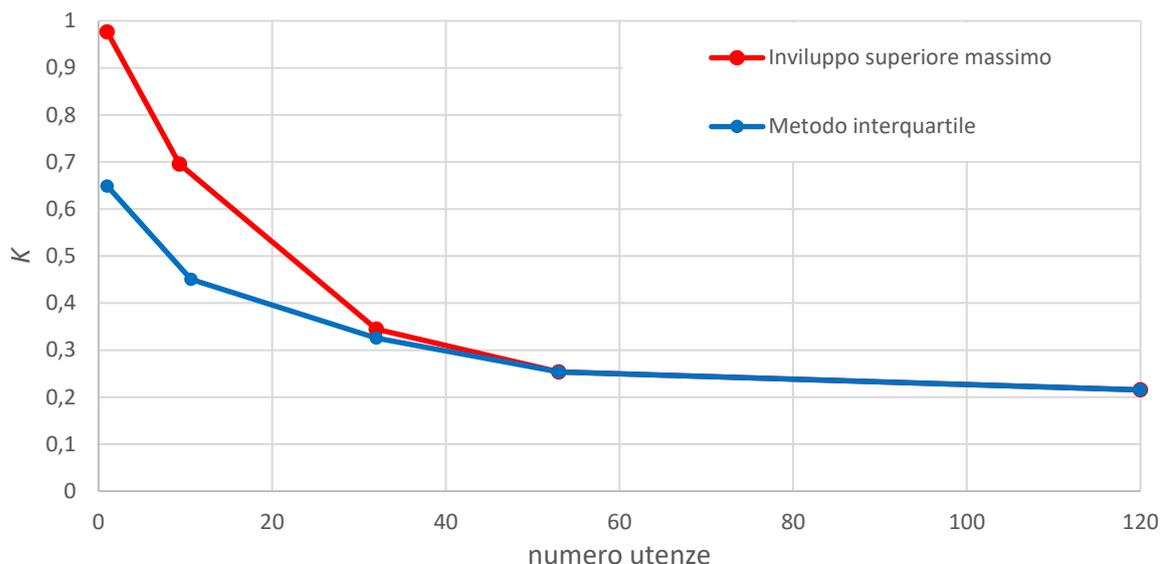
Riprendendo la giornata monitorata del 01/10/2019 ricavata dalla fase *L1* della linea *Borgo Milano*, tale procedura ha dato come esito la rilevazione dei seguenti valori anomali, riportati in *figura 3.6*.



**Figura 3.6** - Profilo di carico giornaliero, linea Borgo Milano, fase L1, 01/10/2019, con evidenziazione dei valori anomali ricavati dalla procedura statistica adottata.

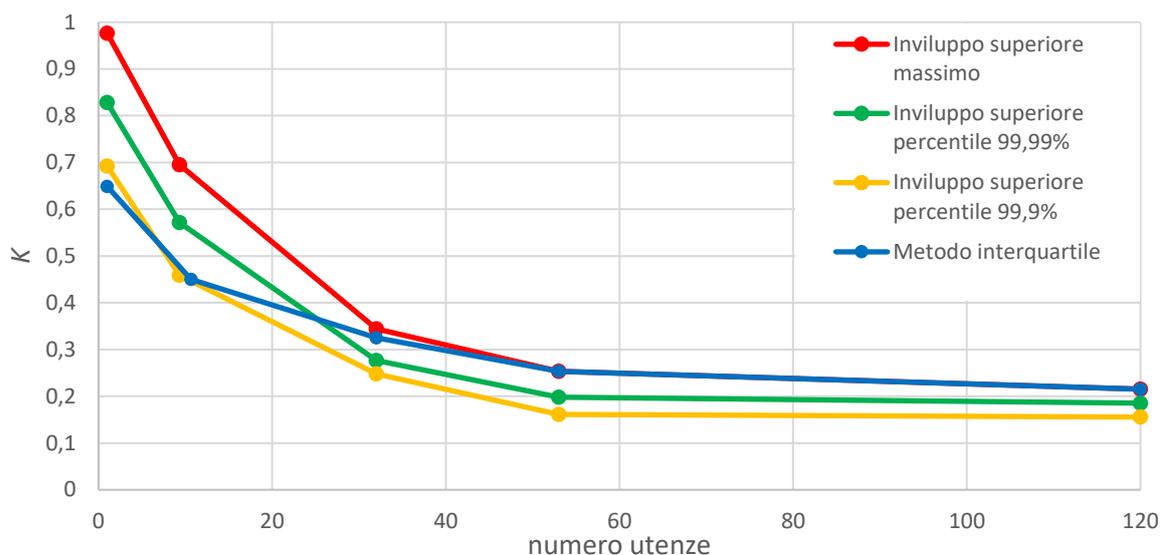
L'esito di questa procedura appare sufficientemente preciso nell'individuazione degli *spike*, valutando graficamente diverse ore spot durante l'anno per diverse linee; questo approccio presenta l'inconveniente che, in base al suo principio di funzionamento, traccia una soglia costante durante un'intera giornata, e non tiene traccia dell'evoluzione temporale del consumo durante la finestra assunta: con riferimento all'andamento giornaliero, mentre i picchi isolati sono efficacemente individuati, la presenza di sopraelevazioni di potenza in un range temporale ristretto caratterizzato da consumi pressoché confrontabili tra di loro, tende ad eliminare valori apparentemente non imputabili a variazioni repentine (caratteristica tipica, in figura, della fascia serale). È lecito comunque affermare che questa carenza non penalizza l'analisi sotto un aspetto di natura cautelativa; inoltre, la possibilità di implementare un ulteriore check che tenga conto dell'andamento nervoso dei consumi in funzione del comportamento nell'intorno appare difficoltoso da delineare, in quanto risulta arduo definire a priori e in maniera oggettiva, non avendo informazioni circa la natura di questi fenomeni, una soglia  $n$  per la quale si stabilisca che il consumo al minuto  $i$ -esimo, superiore  $n$ -volte quello rilevato al minuto  $(i-1)$ -esimo, debba essere cassato. Infine, l'assunzione del giorno come range temporale per il calcolo delle componenti Q1, Q3, M ed IQR, è stata una soluzione di compromesso in quanto la scelta di una finestra ristretta (ad esempio l'ora) avrebbe comportato una soglia troppo bassa, e quindi troppo severa, se applicata ad un intero profilo di consumo giornaliero; ragionamento analogo ed invertito nel caso si fosse assunto uno slot temporale relativamente esteso (es: una settimana).

Applicando questo metodo statistico basato sulle combinazioni dei quartili, è possibile replicare l'approccio visto per il computo dei coefficienti massimi, delineato dalle (3.15) e (3.16), preso atto ora che, per ogni linea, i valori massimi saranno ricavati a partire da un dataset di misure bonificato; rappresentando per via grafica i fattori caratterizzanti ogni linea e tracciandone una curva di involuppo superiore, si ricavano gli andamenti di *figura 3.7*.



**Figura 3.7** - Curva di inviluppo superiore su base minuto, prima e dopo il metodo di bonifica.

Osservando l'andamento delle curve, si può constatare che il loro comportamento appare coerente e confrontabile con quello assunto dal grafico di *figura 3.4*, in cui l'attenzione era focalizzata sulle diversificazioni delle curve al variare del percentile utilizzato per la caratterizzazione; entrambi gli approcci, riassunti in un unico grafico in *figura 3.8*, pongono in risalto come la curva di inviluppo massimo e quella col dataset corretto si differenziano per un numero medio-basso di utenze, propendendo quindi ad affermare che i valori corretti non sono anomalie numeriche ma singolarità di comportamento dei utenti, che tendono ad estinguersi all'aumentare della numerosità, come dimostra la netta somiglianza dei due comportamenti per un quantità elevate di POD. Il processo riveste quindi efficacia nel ridurre considerevolmente consumi istantanei anomali da parte di poche utenze, il cui comportamento tende ad essere sempre meno distinguibile all'aumentare del numero di POD sottesi ad una generica linea, in quanto i singoli usi caratteristici di energia elettrica tendono ad annegarsi incrementando il bacino di utenza analizzato. Si può dunque accogliere, con un elevato grado di confidenza dato dall'evidenza sperimentale dei grafici, l'ipotesi che la causa dei consumi repentini osservati sia di natura comportamentale e non legata a spifferi di natura numerica del sistema di misura ed elaborazione, che nel caso di linee a limitato numero di POD allacciati sarà plausibilmente determinato dall'inserzione di carichi dediti ai servizi generali condominiali od ancora di singoli apparecchi domestici particolarmente energivori, che ammettono incrementi amperometrici coerenti con quelli riscontrati nei dataset.



**Figura 3.8** - Confronto tra il metodo di bonifica mediante percentili e la procedura di cleaning degli spike tramite box-plot.

L'utilizzo della curva su base minuto più consona tra quelle sino ad ora esposte è a discrezione del progettista che, concretamente, valuterà con la relativa scelta un conseguente dimensionamento più o meno severo (con una ripercussione di carattere economico) in funzione del grado di cautela che assumerà; in ogni caso, nell'ipotetica assunzione della prima curva computata e rappresentata in *figura 3.2*, essa apparirà robusta nel tratto asintotico ad alta numerosità di utenze, in quanto coincidente con la stessa ottenuta al netto delle anomalie rilevate, e meno pulita, nonché maggiormente conservativa, nel trend a basso numero di POD.

### 3.5 Dimensionamento su base oraria

Come già delineato nel paragrafo 3.4, la scelta della finestra temporale su cui si basa il computo del fattore complessivo di utilizzazione e contemporaneità rappresentativo di una linea elettrica servente utenze residenziali, è intrinsecamente legato alla tipologia di verifica di dimensionamento a cui si vuole concorrere; in particolare, come si è già delineato nel detto paragrafo, l'adozione della scala oraria risulta concettualmente valida per l'analisi degli elementi di un sistema elettrico che, in stato esercizio continuativo esente da condizioni di guasto, sono caratterizzati da costanti di tempo elettrico o termiche relativamente elevate, tra i quali:

- Condutture elettriche in cavo; il riscaldamento di un cavo, dovuto alla trasformazione in calore dell'energia elettrica persa, determina un aumento della sovratemperatura rispetto quella ambiente, la cui velocità di raggiungimento del regime termico è descritta dalla costante termica  $\tau$  del conduttore. In genere, la costante di tempo  $\tau$ , dipendente dalle caratteristiche termiche del cavo, assume valori [1] nell'ordine di:

$$\tau = 5 \div 50 \text{ min}$$

Assunto che il regime termico si raggiunge in un tempo di circa  $5\tau = 25 \div 250 \text{ min}$ , ciò implica tempi lunghi per il raggiungimento delle condizioni di regime;

- Trasformatori MT/BT; i tempi di raggiungimento della temperatura di regime varia a seconda del tipo di isolamento della macchina: per trasformatori in olio, il regime termico si ottiene nell'arco di pochi minuti, a causa della veloce circolazione dell'olio; quelli in resina sono caratterizzati da tempi superiori, di norma inferiori le due ore, essendo l'elemento di riscaldamento l'aria circostante. Si può in ogni caso affermare che possibili funzionamenti della macchina in regime di sovraccarico sono di durata limitata e non comportano alterazioni dell'equilibrio termico del trasformatore, impattando sul possibile degradamento del sistema isolante, ed un conseguente calo della vita utile della macchina.

Entrambe queste considerazioni trovano l'utilizzo concreto nel computo di *Power Flow* per una data rete in esame, in cui il dato di input  $K$  diverrà un elemento chiave per definire il loading delle linee in regime permanente e dei trasformatori presenti.

Il calcolo dei fattori  $K$  su base oraria per ogni linea prevede la stessa forma matriciale descritta per l'analisi al minuto, replicata qui di seguito per completezza:

$$\mathbf{K}|_{U_n=400 \text{ V}, T \equiv \text{ore}}(\text{fase}) = \begin{bmatrix} K_{L1,T_1} & K_{L2,T_1} & K_{L3,T_1} & K_{3f,T_1} \\ K_{L1,T_2} & K_{L2,T_2} & K_{L3,T_2} & K_{3f,T_2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ K_{L1,T_i} & K_{L2,T_i} & K_{L3,T_i} & K_{3f,T_i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ K_{L1,T_n} & K_{L2,T_n} & K_{L3,T_n} & K_{3f,T_n} \end{bmatrix}_{nx4} = [\mathbf{K}_{fasi_{nx3}} | \mathbf{K}_{tot_{nx1}}] \quad (3.21)$$

$$\mathbf{K}|_{U_n=230 \text{ V}, T \equiv \text{ore}} = \begin{bmatrix} K_{3f,T_1} \\ K_{3f,T_2} \\ \vdots \\ K_{3f,T_i} \\ \vdots \\ K_{3f,T_n} \end{bmatrix}_{nx1} \quad (3.22)$$

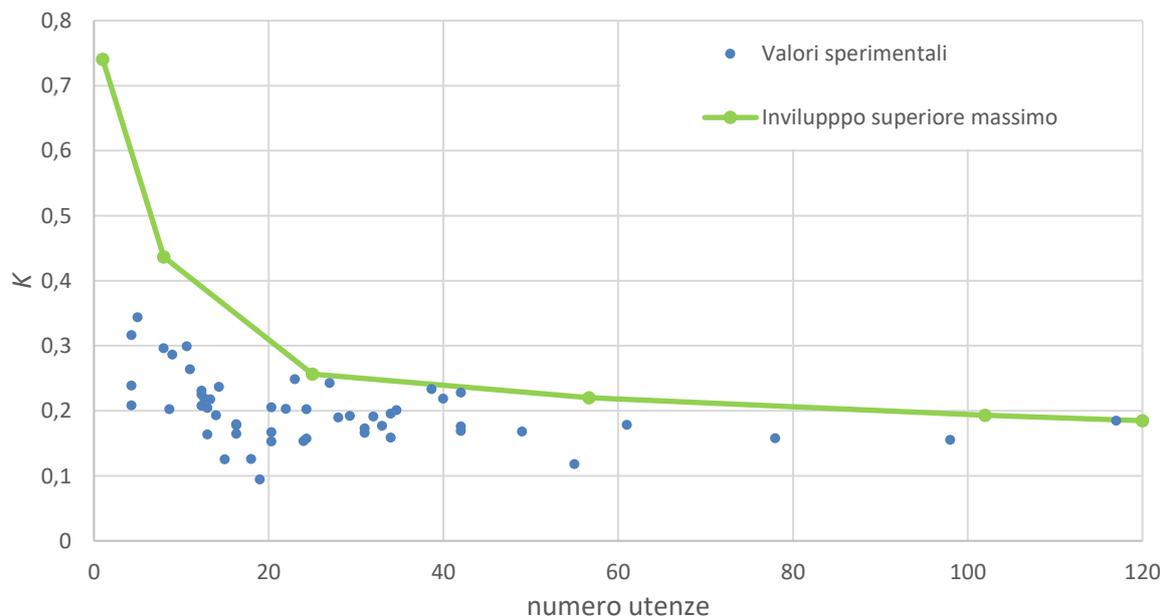
con  $n$  il numero di ore disponibili nel dataset di misure di ogni linea. I singoli elementi matriciali si ottengono applicando la (3.10) e (3.11), adoperando però i valori di corrente media oraria, ricavabili dalla (3.12).

Ancora, seguendo un approccio di tipo conservativo nella scelta dei fattori  $K$  più rappresentativi per ogni linea, vengono ricavati da (3.19) e (3.20) i valori massimi delle potenze medie orarie, per ciascuna fase, riportate di seguito:

$$K_{max,ora|U_n=400V} := \begin{bmatrix} K_{MAX,L1} \\ K_{MAX,L2} \\ K_{MAX,L3} \\ K_{MAX,3f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \max((K_{fasi_{ij}})_{i=1\dots n, j=1}) \\ \max((K_{fasi_{ij}})_{i=1\dots n, j=2}) \\ \max((K_{fasi_{ij}})_{i=1\dots n, j=3}) \\ \max((K_{tot_{ij}})_{i=1\dots n, j=1}) \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$K_{max,ora|U_n=230V} := \max((K_{max|U_n=230V_{ij}})_{i=1\dots n, j=1}) \quad (3.24)$$

Correlando ad ogni elemento della (3.21) e (3.22) il rispettivo numero di utenze allacciate, desumibile dalla *tabella 1.2*, è infine possibile riproporre graficamente la rappresentazione del trend empirico del fattore  $K$  al variare del numero di utenze.



**Figura 3.9** - Andamento sperimentale del fattore complessivo  $K$  col numero di utenze, su base ora.

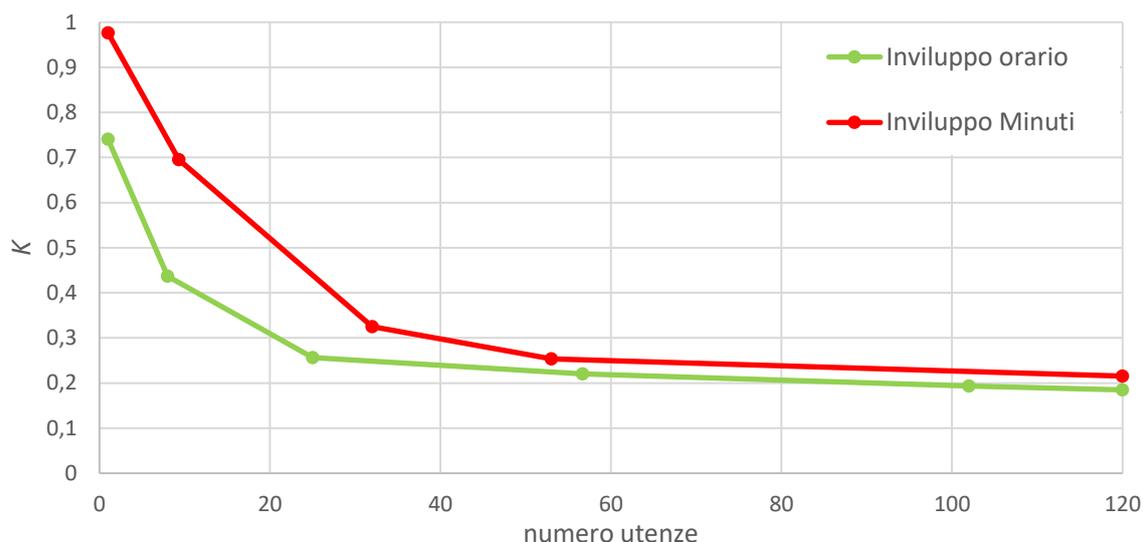
Il grafico di *figura 3.9* propone una dispersione dei valori ottenuti dai contributi di tutte le linee del database, e lo scenario ottenuto appare coerente con quanto ricavato a partire dalla analisi su scala minuto: nonostante il cambio di scala temporale di osservazione, è lecito mantenere valide tutte le osservazioni qualitative e fisiologiche riportate per l'analisi dei fattori  $K$  al minuto, che concorrono ad interpretare al meglio i risultati ottenuti.

Per i fini progettuali di tipo cautelativo esposti in precedenza, viene anche qui delineato un involucro massimo, agevolando in questo modo la scelta del fattore  $K$  più idoneo per una generica linea alla quale sono connessi un dato numero di utenti.

Nella valutazione dei coefficienti su scala oraria, la presenza di valori anomali contenuti nel database ed indagati nel paragrafo 3.4.1 riveste un ruolo pressoché marginale all'interno del contesto concettuale di riferimento per questa parte di analisi: picchi repentini ed aleatori di potenza richiesta osservati in maniera sistematica per un numero medio-basso di utenze non incide, in termini di contenuto energetico, ai fini di dimensionamento di elementi di rete contraddistinti da inerzie elettriche e termiche relativamente elevate, quali linee in cavo e trasformatori di distribuzione precedentemente richiamati. Per questi motivi, i dati orari a disposizione non sono stati ulteriormente processati, ritenendo quindi come definitivo il grafico sopra illustrato descriva in maniera definitiva l'approccio *As Is* utilizzato per questa fase della caratterizzazione dei fattori complessivi di utilizzazione e contemporaneità su scala oraria.

### **3.6 Confronto tra le scale temporali**

Si riporti nel seguente grafico il confronto tra le curve di involucro superiore massima di tipo oraria, tratta da *figura 3.9*, e da quella ricavata dall'analisi al minuto di *figura 3.2*, quest'ultima non corretta dai valori anomali riscontrati ed analizzati.



**Figura 3.10** - Confronto tra le curve di inviluppo massimo delle due scale temporali adottate.

Il comportamento dei due distinti trend si differenzia in modo evidente per un quantitativo medio-basso di utenze, dove il grado di utilizzazione complessivo di limitate quantità di utenti è superiore adottando una finestra temporale ristretta di osservazione quale il minuto, calando ragionevolmente nell'analisi dei consumi medi su scala oraria. Per un numero particolarmente elevato di POD si apprezza invece una certa confrontabilità dei comportamenti asintotici delle due scale temporali, a delineare che, per bacini elevati di utenza, il massimo fabbisogno elettrico di una apprezzabile collettività tende a prescindere dalla finestra temporale di osservazione.

In un contesto aziendale di distribuzione in Media e Bassa Tensione, la valutazione del livello di *Hosting Capacity* per una data linea resistenziale BT a seguito di una richiesta di incremento del carico, propenderà ad adottare, come scelta operativa, una curva temporale od una altra a seconda al tipo di verifica tecnica che si vuole condurre sull'infrastruttura elettrica preesistente, in termini di cadute di tensione o di loading di trasformatore di cabina MT/BT o linee. Si sottolinei oltretutto che le curve sono state ricavate a partire da linee aventi una penetrazione di generazione fotovoltaica estremamente ridotta, rientrando quindi nel paradigma di flussi di potenza unidirezionali: in termini generali, si può affermare che la generazione connessa in prossimità del carico può produrre vantaggi in termini di riduzione del percorso medio dell'energia elettrica, a beneficio di un minore loading delle linee; applicando le curve ricavate ad una generica linea residenziale avente una quota parte di fotovoltaico installato, si giungerebbe ad una eventuale sovrastima del coefficiente complessivo di utilizzazione e contemporaneità della stessa, a beneficio di sicurezza.

Infine, l'incremento sempre più incisivo delle politiche di sostenibilità energetica a favore della mobilità elettrica sta impegnando gli enti distributori a predisporre nel contesto urbano di una adeguata infrastruttura elettrica per la ricarica dei veicoli ibridi o *full electric*; in particolare, per gli edifici residenziali di nuova costruzione, l'adozione di punti di ricarica per i veicoli elettrici porterà alla valutazione della *Hosting Capacity* della linea BT alla quale verranno allacciati: come principale verifica di adeguatezza sistema elettrico preesistente per la potenziale abilitazione a questi nuovi utilizzi elettrici, verrà fatto riferimento al grado di utilizzazione complessiva della linea in esame, di cui le curve ottenute rappresentano un importante ausilio.

### **3.7 Approfondimento: energia specifica annua**

A titolo di approfondimento, si è indagato come possa influire l'energia annua pro-capite di ciascuna linea sul computo delle curve del fattore complessivo  $K$  al variare del numero di utenti. Si consideri, a titolo d'esempio, due POD di tipo residenziale,  $A$  e  $B$ , caratterizzati dalla medesima potenza contrattuale, con  $A$  avente un fabbisogno energetico annuo (in [kWh/anno]) superiore a  $B$ : sarà lecito aspettarsi, in linea di principio, che essendo  $A$  più energivoro di  $B$ , il fattore complessivo di utilizzazione e contemporaneità del primo sarà mediamente superiore allo stesso definito per il secondo. Fermo restando che il procedimento logico adottato per la sintesi delle curve del coefficiente  $K$  prescinde dal comportamento energetico di ogni linea, la riflessione di carattere meramente qualitativo appena esposta può determinare un ulteriore affinamento all'analisi fin qui effettuata: l'aspettativa che linee più energivore (valutate rapportando l'energia annua della stessa per il numero di POD sottesi) di altre si stratifichino, nei grafici fin qui esaminati, su elevati valori del fattore  $K$ , è una ipotesi che verrà nel seguito analizzata. È possibile ricavare per ogni linea, sulle singole fasi e sulla stessa nel suo complesso, l'energia specifica annua come rapporto tra i [MWh/anno] e il numero di POD sottesi ad ognuna: trattasi questo di un calcolo approssimativo (in quanto ripartisce l'energia totale annua veicolata da una fase o da una linea uniformemente su tutti gli utenti connessi) e svolto con i dati a disposizione, che si rende però obbligato in quanto i dati di consumo annui dei singoli clienti sono registrati solo per motivi di fatturazione e non sono a disposizione dei distributori. Applicando questo calcolo al dataset a disposizione, si può ricavare una media dell'energia annua consumata dagli utenti residenziali in esame, riassunta in *tabella 3.1*.

<b><i>ENERGIA SPECIFICA ANNUA MEDIA</i></b>	<b><i>DEV.ST.</i></b>
2,34 MWh/anno	0,78 MWh/anno

***Tabella 3.1 - Energia specifica annua media e relativa deviazione standard.***

Confrontando il valore ottenuto con la stima energetica annua di una famiglia *tipo*<sup>4</sup> fornita da ARERA, e pari a 2,7 MWh/anno, si denota come la media dei consumi specifici rilevati sia leggermente inferiore alla detta stima, facendo quindi apparire, come ulteriore riflessione, la possibilità che le curve fino ad ora implementate possano differire, in difetto, rispetto gli stessi andamenti che si otterrebbero processando linee residenziali più energivore. Adottando come fonte di analisi il grafico di dispersione oraria del fattore *K* al variare del numero di utenze, esposto nel paragrafo 3.5, si suddividano le linee e le fasi analizzate in cinque raggruppamenti di energia specifica annua, riportati in legenda nel grafico di *figura 3.11*. La suddivisione del grafico per classi di energia specifica annua consente inoltre di investigare la natura della dispersione dei singoli punti: si nota una debole tendenza dei POD a basso contenuto energetico a stratificarsi nella parte inferiore della curva, e quelli maggiormente energivori a posizionarsi ad una quota apprezzabilmente più elevata. Questo approccio consente di affermare che l'energia annua per utenza è un elemento qualitativo che concorre a giustificare la volatilità dei valori, specie per numeri medio-bassi di utenze, in maniera però non predominante; sotto un aspetto di natura prettamente fisiologica invece, appare certo che, per basse numerosità, le singolarità di comportamento elettrico impattano in maniera dominante a determinare l'ampia dispersione iniziale, la cui possibile caratterizzazione può divenire estremamente ardua poiché in funzione di variabili legate al comportamento delle singole attività umane (in termini di abitudini, tipologia di prelievo, vicissitudini contrattuali) di cui, per la nostra analisi, non se ne possiedono le informazioni.

---

<sup>4</sup> L'Autorità di Regolazione di Energia Reti e Ambiente definisce come famiglia "tipo", un nucleo composto da 3-4 componenti e con una potenza impegnata di 3 kW.



## 4 Modello previsionale d'utenza residenziale

In questo capitolo verranno dettagliati i procedimenti logici che hanno condotto alla sintesi di un modello previsionale per la stima dei consumi elettrici caratteristici del settore residenziale in Bassa Tensione del comune di Verona. Il modello è stato costruito sulla base delle misure acquisite dalla campagna di monitoraggio, valutando l'energia giornaliera veicolata da ogni linea presso le relative utenze: il passaggio dai valori amperometrici, quale unico dato di misura a disposizione, all'energia è stato applicando basandosi sulle stesse ipotesi assunte per il calcolo delle potenze che definivano il fattore complessivo  $K$  del capitolo 3, e riportate nel paragrafo 3.3. Questo modello riveste particolare utilità in un contesto di previsione del fabbisogno di energia elettrica al variare della tipologia di giorno infrasettimanale (è lecito infatti constatare una apprezzabile variazione dei consumi domestici in un giorno festivo rispetto ad uno feriale, legati principalmente al maggiore tempo di permanenza di un utente presso il proprio domicilio) e delle condizioni stagionali dell'anno: com'è noto, il costante incremento dei livelli di comfort domestico ha determinato una significativa penetrazione delle tecnologie per la climatizzazione estiva, con un conseguente aumento dei consumi, inducendo pertanto il distributore ad analizzare quali possano essere le entità dei prelievi in una data rete elettrica, al fine di meglio modellizzare le condizioni di funzionamento del sistema complessivo al fine di prevenire effetti di congestione. È senz'altro chiaro come la modellizzazione di un fabbisogno si scontri con una serie di incognite legate a fattori di natura sia stocastica, quali le abitudini di consumo elettrico domestico dei singoli individui, e sia deterministica, legate a forzanti alle quali difficilmente se ne possono reperire informazioni da parte del distributore: informazioni quali il tipo di apparecchiature elettriche, le condizioni economiche, il tipo di contratto di fornitura<sup>5</sup>, le condizioni economiche, la superficie dell'unità abitativa, influiscono sul fabbisogno elettrico di una generica utenza elettrica e non sono di facile reperimento, poiché la maggior parte di esse non sono nemmeno note per fini di fatturazione dei consumi. Le tipicità dei comportamenti di ogni singola utenza risultano inoltre annegati nel bacino di utenza servito dalla generica linea in esame, risultandone un dato di tipo aggregato di cui appare estremamente difficoltoso scorporare l'effetto delle singole variabili suddette.

---

<sup>5</sup> Nell'ambito dei contratti di fornitura di energia elettrica di tipo domestico si differenziano i "domestico residente" ed il "domestico non residente".

Queste criticità introducono all'interno del processo di caratterizzazione del comportamento d'utenza residenziale un elevato grado di incertezza, a cui si provvederà a mitigarne l'impatto sulle analisi condotte nel proseguo del capitolo tramite l'assunzione di ipotesi esemplificative che verranno puntualmente delineate.

La sintesi del modello matematico di previsione dei consumi elettrici è avvenuta ricorrendo alla tecnica statistica di regressione lineare, e basando la propria taratura su un contenuto parziale del dataset di misure amperometriche a disposizione, in particolare adottando le seguenti nove linee (elencate per numero crescente di raggruppamento di POD da *tabella 1.2*):

- *Montenero;*
- *Mezzacampagna;*
- *Frugose Ovest;*
- *Marotto;*
- *Gelsi;*
- *Maddalena;*
- *Gavagnin;*
- *Paride Da Cerea;*
- *Maddalena.*

Queste linee si differenziano dalle rimanenti in quanto, successivamente al processo di bonifica illustrato nel capitolo 2, propongono una finestra di monitoraggio dei consumi di ampiezza annua: l'osservazione dei consumi e la loro modellizzazione è stata applicata al periodo che va dal 11/08/2018 al 10/08/2019. La disponibilità dei consumi di tale durata, come si vedrà, consentirà di normalizzare i singoli consumi giornalieri sulla base annua, e adoperando le restanti linee per la validazione del modello. Il modello provvederà a fornire, al termine delle procedure esposte per la costruzione, due distinte stime dei consumi energetici per una generica linea incognita, in accordo con un crescente grado di dettaglio: stima del prelievo giornaliero, in funzione di variabili che verranno dettagliate nell'immediato proseguo e, successivamente, i relativi consumi orari, noto il diagramma di carico giornaliero normalizzato rispetto il totale delle ventiquattro ore e ricavato in funzione

delle medesime variabili. Prima di addentrarsi nel cuore del capitolo, si sottolinea come sia stato fatto ricorso, ugualmente a quanto visto per il terzo capitolo, di una notazione matrice appositamente elaborata dall'autore per descrivere in maniera il più possibile sistematica e ordinata le relazioni analitiche intercorrenti tra le grandezze rappresentative del modello d'utenza.

## 4.1 Variabili assunte

Al fine di modellizzare al meglio il fabbisogno di energia elettrica caratteristico di una linea residenziale, è opportuno identificare delle forzanti che impattino sulle variazioni dei consumi all'interno di un anno di osservazione, compatibilmente col grado di informazione disponibile per questo lavoro. Sono infatti molteplici gli usi legati all'uso dell'elettricità quale fonte energetica di servizi divenuti irrinunciabili nella società moderna, quali l'illuminazione, il funzionamento degli elettrodomestici, la climatizzazione estiva e, in funzione del tipo di impianto, anche del riscaldamento invernale; i fabbisogni termici, in particolare, vedono per il periodo estivo l'uso di apparecchi elettrici, mentre per la controparte invernale, la scelta ricade alternativamente sul tradizionale riscaldamento a gas o sull'ausilio della pompa di calore. Sono state dunque identificate le seguenti variabili di tipo indipendente, incidenti in maniera significativa sul generico prelievo di una utenza domestica:

- *Temperatura media esterna.* Le condizioni climatiche esterne, quali temperatura e umidità, contribuiscono in maniera significativa all'utilizzo di apparecchi elettrici che determinano il comfort e benessere all'interno di una abitazione, primi tra tutti il condizionatore. La climatizzazione estiva rappresenta una quota importante dei consumi elettrici domestici, a cui si è riscontrato negli ultimi anni una considerevole penetrazione nel mercato residenziale: appare quindi ragionevole inserirne il contributo nel computo del modello d'utenza. Per la finestra annua adottata, sono disponibili misure di temperatura media giornaliera, monitorate dalla stazione meteorologica installata presso la sede AGSM. Successivamente è stato compiuto un ulteriore passo, attribuendo come temperatura media di un determinato giorno la media aritmetica della temperatura dello stesso con quella del giorno immediatamente precedente: con questa stima si prende in considerazione l'effetto di inerzia termica ambientale tra giorni consecutivi, sul principio di buon senso che un ipotetico cambio repentino di temperatura media giornaliera tra due giorni successivi non implica una variazione istantanea delle abitudini di consumo; in formule, si può infatti ricavare, per il generico giorno  $i$  (per  $i=1, \dots, 365$ ):

$$t(\text{giorno}_i) = \frac{T_m(\text{giorno}_i) + T_m(\text{giorno}_{(i-1)})}{2} \quad (4.1)$$

Se non diversamente specificato, nel proseguo si denoterà semplicemente con “ $t$ ” il calcolo della temperatura del giorno in esame ottenuta tramite le (4.1).

È stato inoltre constatato che la temperatura influisce, all’interno delle ventiquattro ore, sulla forma del diagramma di carico giornaliero: come si vedrà nel paragrafo 4.3, nella stagione estiva, i consumi legati alla climatizzazione degli ambienti, essendo distribuiti pressoché uniformemente nella fascia pomeridiana e serale, conferiscono un effetto di “appiattimento” al profilo di carico, smussandone il picco della sera; per contro, la stagione invernale e quelle di metà stagione, essendo indipendenti dai consumi legati alla climatizzazione e quindi dalla temperatura, presentano le consuete caratteristiche del diagramma di carico giornaliero tipico di una utenza domestica. La temperatura verrà quindi adottata come forzante sia per la stima dei consumi giornalieri e sia per la successiva proiezione sulle ventiquattro ore, disponendo di opportuni *profili di carico normalizzati* rispetto il totale giorno e ricavati tramite le osservazioni appena descritte.

- *Ore di luce.* L’illuminazione artificiale degli ambienti rappresenta il carico elettrico più significativo, nonché più tradizionale, per il contesto domestico; le variazioni del carico luce si differenziano principalmente con la stagionalità, passando da un consistente uso giornaliero nel periodo invernale con basse ore di luce (localizzandone il consumo dalle ore centrali del pomeriggio alla tarda serata), ad un utilizzo maggiormente ridotto nella stagione estiva, caratterizzata da un quantitativo superiore di ore di luminosità naturale. Si è assunto di utilizzare le ore di luce giornaliere per come ulteriore forzante per caratterizzare i prelievi elettrici, legati principalmente al carico luce; per ogni giorno della finestra temporale annua è stata ricavata la stima delle ore di luce come:

$$ora(\text{giorno}_i) = ora_{tramonto} - ora_{alba} \quad (4.2)$$

Le ore di tramonto e di alba, sono state reperite dal sito *SunEarthTools.com* [6], note le coordinate della città di Verona e pari a (45°26'6"36 N, 10°59'55"68 E).

- *Tipologia di giorno.* La distinzione del tipo di giorno, feriale, prefestivo e festivo, riveste un ruolo significativo per le variazioni dei consumi all’interno di una generica settimana: il tempo di permanenza medio di un utente presso il proprio domicilio si può assumere ragionevolmente superiore (con un conseguente aumento del fabbisogno di tipo elettrico) per un giorno festivo, rispetto alla controparte feriale. La variabile *tipologia di giorno* è stata adottata per la stima dei consumi di una generica linea incognita su base oraria, in quanto è possibile affermare che le diverse tipologie influiscono sulla forma della curva di prelievo giornaliera per una generica utenza residenziale, come verrà ampiamente illustrato nel paragrafo 4.2.2.

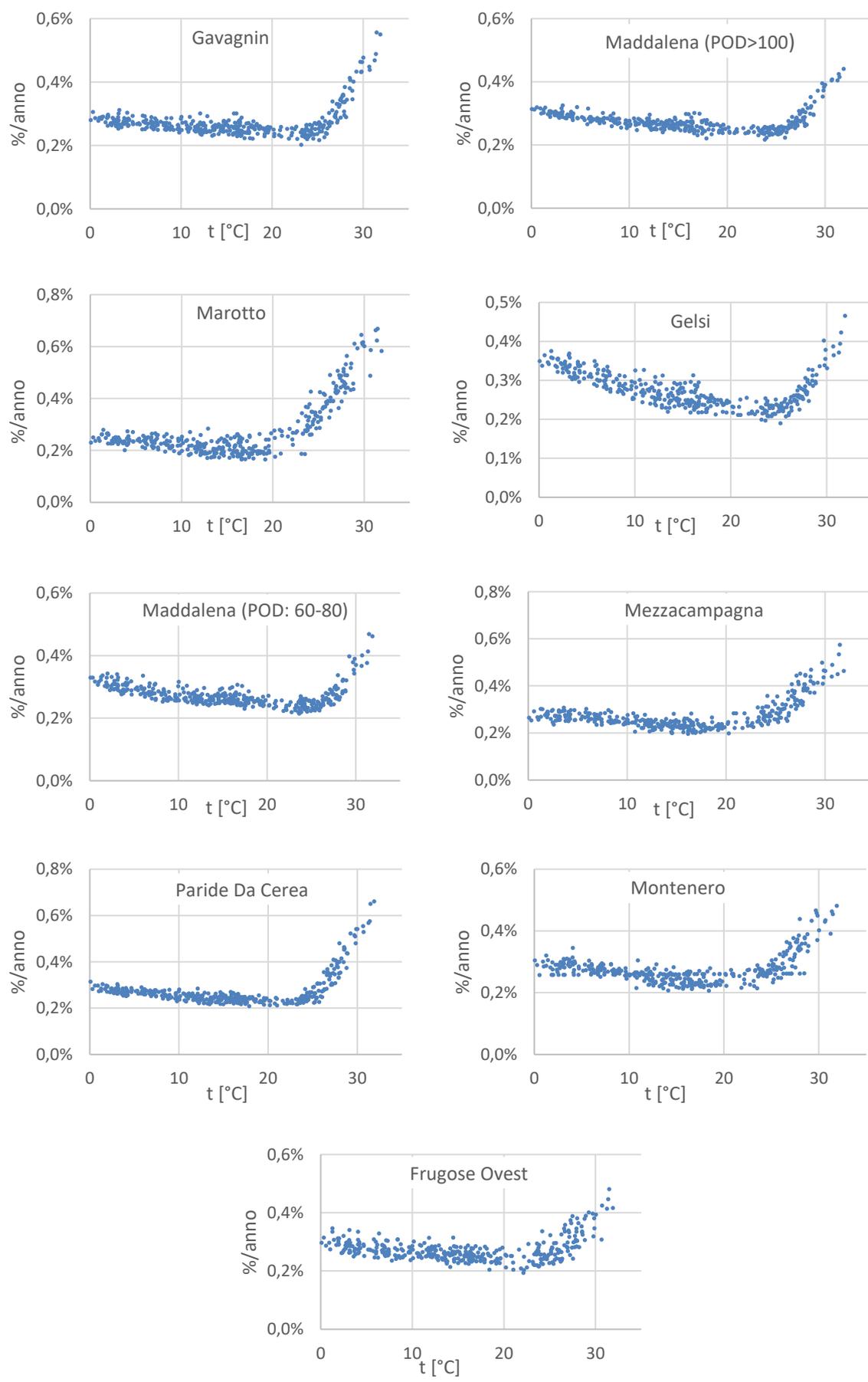


## 4.2 Consumi su base giornaliera

Vengono riportati in *figura 4.2* gli andamenti dei consumi di energia giornaliera annuale al variare della temperatura per le nove linee adottate; se non diversamente specificato, nel proseguo si farà riferimento alla temperatura media giorno come temperatura ottenuta dalla (4.1). L'energia giornaliera è stata ricavata come somma dei contributi delle tre fasi a partire dalle misure di corrente con le medesime assunzioni di tensione e fattore di potenza adoperate per il computo del fattore complessivo  $K$  del capitolo 3. Denotando con “ $E_i$ ” l'energia consumata nell'*i-esimo* giorno da parte di una generica linea, è possibile normalizzare il consumo giornaliero rispetto l'energia totale annua  $E_{tot}$  veicolata, definita come:

$$E_{tot} = \sum_{i=1}^{365} E_i \quad (4.3)$$

Questa normalizzazione è stata riportata in ordinate sui nove grafici di seguito rappresentati. I nove andamenti appaiono confrontabili in termini di variazione dei consumi con la temperatura, e questa similitudine ha condotto ad assumere la seguente prima ipotesi di lavoro per l'implementazione del modello di utenza: essendo chiaramente riscontrabile il marcato trend di crescita dei consumi per temperature medie giornaliere superiori i venticinque gradi, si assume questa forzante come dominante per la caratterizzazione dei consumi elettrici giornalieri aventi  $t > 25$  °C. Questa assunzione appare inoltre coerente se si considera l'impatto della temperatura esterna sui consumi estivi rispetto alle ore di luce naturale: come precedentemente esposto, si adotta la temperatura come variabile modellizzante il fenomeno del raffrescamento, che nel periodo estivo si distribuisce in maniera generalmente uniforme durante le ore pomeridiane e serali di permanenza domestica, circoscrivendo l'utilizzo del carico luce alle ridotte ore serali di attività umana prima del riposo. Adoperando inoltre il già citato sito *SunEarthTools.com*, si constata che, per i mesi di giugno, luglio, ed agosto, caratterizzati da temperature medie esterne superiori ai venticinque gradi, le ore di luce si limitano tra le tredici e le quindici, ed un utilizzo conseguente dell'illuminazione oltre le ore tipiche di pasto serale: appare sufficientemente preciso assumere come costante quest'ultima forzante al variare della temperatura esterna.



**Figura 4.2** - Andamento annuo dei consumi in funzione della temperatura.

Per quanto attiene invece la stima dei consumi elettrici per temperature inferiori i venticinque gradi, corrispondenti al periodo invernale e delle metà stagioni, si è assunta come sola variabile di modellazione il numero di ore di luce caratteristico per ogni giorno: come è ben noto, il carico luce assume entità massima durante i mesi invernali, in cui l'illuminazione degli ambienti è richiesta sin dalle ore centrali del pomeriggio verso la tarda sera, e diminuendo progressivamente spostandosi dalle settimane attorno il solstizio d'inverno verso il solstizio estivo, passando per la metà stagione. L'assunzione appena descritta necessita di alcune importanti puntualizzazioni: affermare che i consumi invernali e di metà stagione siano indipendenti dalla temperatura esterna costituisce una forzatura, in quanto è da non trascurare il progressivo utilizzo da parte del settore residenziale della pompa di calore per il riscaldamento degli ambienti, in aggiunta o, come sovente accade, in alternativa all'uso della caldaia tradizionale alimentata a gas metano. Avendo per questa caratterizzazione delle misure di consumo globali di un bacino più o meno ampio di utenze servite dalle linee in analisi, non si dispongono di informazioni circa l'effettivo utilizzo della pompa di calore nelle singole unità abitative coinvolte (ottenibili ad esempio tramite sondaggi ai nuclei familiari), né di un monitoraggio atomico sulle singole appliances. Si è quindi impossibilitati a identificare un grado di penetrazione di questa tecnologia che porti ad inglobare, nel caso di percentuali ritenute significative, la temperatura media giornaliera come ulteriore forzante nella stima invernale e di metà stagione. In luce di queste considerazioni, si è assunto a titolo esemplificativo di considerare solo le ore di luce come forzante principale, consci che la caratterizzazione potrà essere ulteriormente affinata avendo a disposizione un maggiore grado di dettaglio delle utenze servite; data l'attuale indisposizione di questi elementi, verrà adottata questa approssimazione. A conclusione di quanto appena esposto, sono state effettuate le ulteriori assunzioni, ultimanti il contesto di definizione delle variabili adottate per la stima dei consumi:

- Il modello per la stima dei consumi invernali e di metà stagione, modellizzati assumendo la variabile delle ore di luce, verrà applicato per giorni con temperature inferiori i venti gradi, lasciando invece il calcolo della componente di raffrescamento per  $t > 25$  °C: si decide di lasciare una zona intermedia di temperature comprese tra i venti e i venticinque gradi non oggetto di alcuna modellizzazione in quanto, come si può denotare dai vari grafici di *figura 4.2*, tale zona costituisce una transizione dei consumi da un modello ad un altro e variante da una linea all'altra in funzione dei comportamenti dell'aggregato di utenze servite, impossibilitando quindi a definire un valore fissato di temperatura per il quale tutte le linee a disposizione mutino i propri comportamenti energetici. Questo intervallo costituisce quindi una mera banda morta, e non verrà nel seguito analizzato;

- La suddivisione per tipologia di giorno (feriale, prefestivo, festivo) non è stata applicata per la fase di stima giornaliera, in quanto i giorni festivi e prefestivi aventi  $t > 25$  °C costituivano un campione statisticamente poco significativo in termini di numerosità per essere singolarmente caratterizzati. In compenso, come introdotto al paragrafo 4.1, il tipo di giorno contribuisce, insieme alla temperatura, a definire il diagramma di carico giornaliero di una generica utenza civile.

A titolo riassuntivo, la *tabella 4.1* propone come verrà nel seguito diversificato il modello d'utenza, a seconda delle variabili coinvolte; inoltre, poiché le nove linee adottate per la taratura del modello presentano una uguale finestra annua di monitoraggio, dal 11/08/2018 al 10/08/2019, è possibile quantificare il totale dei giorni appartenenti a ciascuna delle tre categorie riportate nella detta tabella. Poiché i giorni compresi tra i venti e i venticinque gradi non verranno adoperati per l'implementazione del modello, è possibile rappresentare con notazione vettoriale i consumi misurati giornalieri, per una generica linea, tramite il vettore  $\mathbf{E}$ , di dimensioni  $n+m$  (vedasi tabella) <sup>(6)</sup>: esso sarà formato dall'unione dei sotto vettori  $\mathbf{E}_{t<20}$  e  $\mathbf{E}_{t>25}$  contenenti rispettivamente le misure energetiche dei giorni aventi temperature medie giornaliere inferiori i venti gradi e superiori i venticinque; per ciascuno, gli elementi sono disposti in ordine cronologico.

$$\mathbf{E} := \begin{bmatrix} \mathbf{E}_{t<20_{n \times 1}} \\ \mathbf{E}_{t>25_{m \times 1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} \quad (4.4)$$

Con medesima notazione, il modello stimerà il vettore  $\mathbf{E}^*$  dei corrispondenti giorni stimati:

$$\mathbf{E}^*(ora, t) := \begin{bmatrix} \mathbf{E}^*_{t<20_{n \times 1}} \\ \mathbf{E}^*_{t>25_{m \times 1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} \quad (4.5)$$

<i>TEMPERATURA [°C]</i>	<i>N° GIORNI</i>	<i>VARIABILE ADOTTATA</i>
$t < 20$	n=250	Ore di luce
$20 < t < 25$	k=180	Nessuna modellizzazione
$t > 25$	m=70	Temperatura

**Tabella 4.1** - Suddivisione del modello in funzione delle variabili indipendenti assunte.

<sup>6</sup> Si è convenuto di non includere nel vettore la “banda morta”, per una semplificazione della notazione vettoriale; è comunque possibile includere in  $\mathbf{E}$  l'intero anno, e marcando opportunamente i giorni rientranti nella categoria  $20 < t < 25$ , a beneficio di una migliore automatizzazione computazionale della procedura.

La (4.5) verrà altresì adottata per la previsione dei consumi di una generica linea incognita, secondo ulteriori assunzioni che verranno puntualmente delineate nel proseguo del capitolo. Vengono infine definiti i vettori ore di luce e temperatura media, corrispondenti ad ogni giorno riportato in (4.4).

$$hh := \begin{bmatrix} hh_{t < 20_{nx1}} \\ hh_{t > 25_{mx1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} \quad (4.6)$$

$$T_{amb} := \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} t_1 \\ t_2 \\ \vdots \\ t_n \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} t_{n+1} \\ t_{n+2} \\ \vdots \\ t_{n+m} \end{bmatrix} \end{bmatrix}_{320 \times 1} = \begin{bmatrix} T_{1_{nx1}} \\ T_{2_{mx1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} \quad (4.7)$$

#### 4.2.1 Distinzione del modello in due comportamenti

Una volta individuate le variabili che concorreranno a modellizzare con sufficiente approssimazione il fabbisogno giornaliero di energia elettrica, viene nel seguito descritto un ulteriore ed importante passaggio logico per meglio delinearne la caratterizzazione. Premettendo che nel proseguo del lavoro i consumi giornalieri per ogni linea verranno trasformati in valori relativi e non mantenuti in termini assoluti (al fine di rendere confrontabili variabili identiche appartenenti a distribuzioni di consumo annuo differenti, legate ognuna alle caratteristiche intrinseche degli utenti serviti), appare di notevole importanza stabilire rispetto quale dato normalizzare i consumi giornalieri; a tal proposito si consideri nell'esempio di *tabella 4.2* due utenti fittizi di cui si conoscono i consumi stagionali in [MWh], e le singole normalizzazioni rispetto il totale annuo. Confrontando i soli valori normalizzati, si sarebbe portati ad affermare che, in estate, l'utente *A* presenta un consumo estivo superiore a *B*, quando in realtà ambedue sono caratterizzati dal medesimo prelievo in termini assoluti: appare quindi chiaro che normalizzare i singoli consumi giornalieri rispetto il totale annuo e confrontare a parità di periodo stagionale quanto una generica linea sia più o meno energivora rispetto un'altra, porterebbe ad una interpretazione erronea, in quanto la relativizzazione dei consumi di una data stagione ingloba il comportamento delle altre e non viene valutata come a sé stante (riprendendo l'esempio illustrato, *A* presenta i consumi invernali e di metà stagione superiori a *B*, comportando però, a parità di sommatoria percentuale, una quota estiva inferiore).

<i>UTENTI</i>	<i>INVERNALE</i>	<i>MEZZA STAGIONE</i>	<i>ESTATE</i>	<i>TOTALE ANNUO</i>
A	0,8	1	1,2	3
A-normalizzato	27%	33%	40%	100%
B	0,9	1,1	1,2	3,2
B-normalizzato	28%	34%	38%	100%

*Tabella 4.2 - Esempio fittizio di distribuzione di energia per stagione per due utenti, e relative normalizzazioni rispetto il totale annuo.*

Seguendo questa linea di ragionamento, si è provveduto ad implementare il modello in modo da stimare, per le nove linee a disposizione e per una generica incognita, il consumo giornaliero come somma di due contributi, espressi a partire dalla definizione (4.5):

$$E^*(ora, t) := \begin{bmatrix} E^*_{t < 20_{nx1}} \\ E^*_{t > 25_{mx1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} = E^*_{base}(ora) + E^*_{clima}(t) = E^*_{base}(ora) + \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{nx1} \\ E^*_{raff_{mx1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} \quad (4.8)$$

con:

- $E^*_{base}$  rappresenta la quota di energia associata all'illuminazione e al carico base degli elettrodomestici; questa componente è modellata dalla variabile indipendente *ore luce* e figurerà per i 320 giorni analizzati. È possibile normalizzare la stima giornaliera rispetto la quota annua destinata al solo uso di carico luce e base:

$$e^*_{base} := \frac{1}{\sum_{i=1}^{m+n} E^*_{base_i}} \cdot E^*_{base} \quad (4.9)$$

- $E^*_{clima}$  rappresenta la quota di energia giornaliera destinata al solo uso raffrescamento, dipendente dalla temperatura media giornaliera, e si presenta per i giorni aventi  $t > 25$  °C, zero altrove. Normalizzando  $E^*_{clima}$  rispetto la quota annuale di energia veicolata alla sola climatizzazione, è possibile definire:

$$e^*_{clima} := \frac{1}{\sum_{i=1}^m E^*_{clima_i}} \cdot E^*_{clima} \quad (4.10)$$

L'approccio appena presentato riesce a descrivere in maniera apprezzabile la fisicità del processo, e la trattazione approfondita di questi due distinti elementi energetici sarà l'argomento principale dei prossimi paragrafi, a cui saranno accostati interessanti esempi applicati nel concreto alle nove linee adottate per la taratura del modello.

#### 4.2.2 Stima dei consumi con dipendenza dalle ore di luce

Al fine di poter quantificare una relazione matematica statisticamente significativa che corredi i consumi energetici giornalieri con la variabile *ore di luce*, oggetto di questo paragrafo, e con la variabile *temperatura media*, discussa in quello successivo, è stata approcciata la tecnica di regressione lineare semplice, di cui si fornirà nell'Appendice finale un excursus teorico. Volendo fornire un utile cenno per meglio interpretare il contesto in esame, con questa tecnica si intende ricavare una relazione funzionale e statistica che quantifichi come una variabile osservata  $Y$  (*dipendente* o *risposta*, nel nostro caso il consumo giornaliero) sia influenzata da una forzante  $X$  (*esplicativa* od *indipendente*, qui le ore di luce); la relazione stimerà una risposta  $\hat{Y}$  a partire da  $Y$  che può essere espressa nella forma:

$$\hat{Y} = f(X) + \varepsilon$$

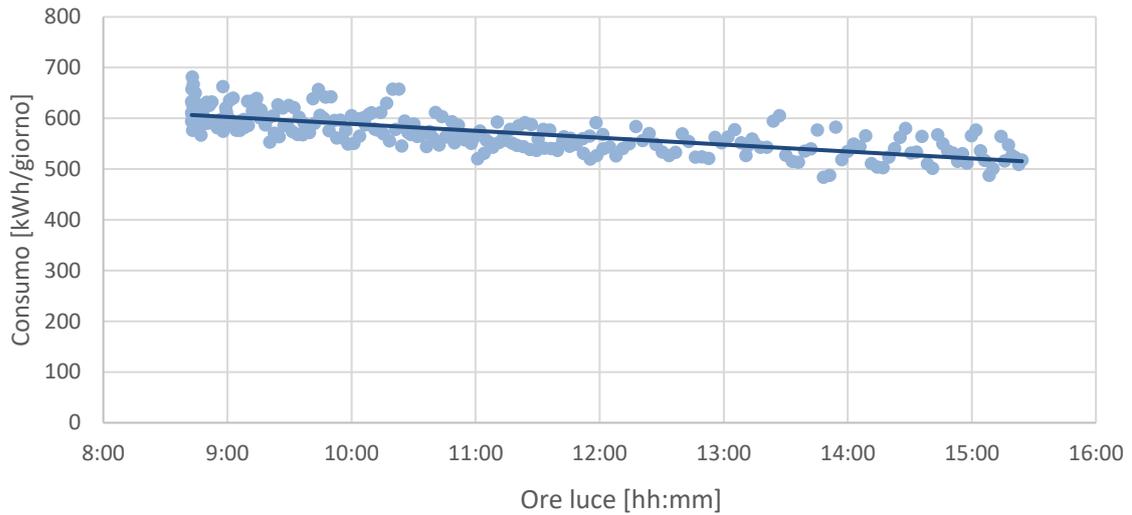
dove la relazione funzionale  $f$  è lineare, e riscrivile nella forma:

$$\hat{Y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X + \varepsilon$$

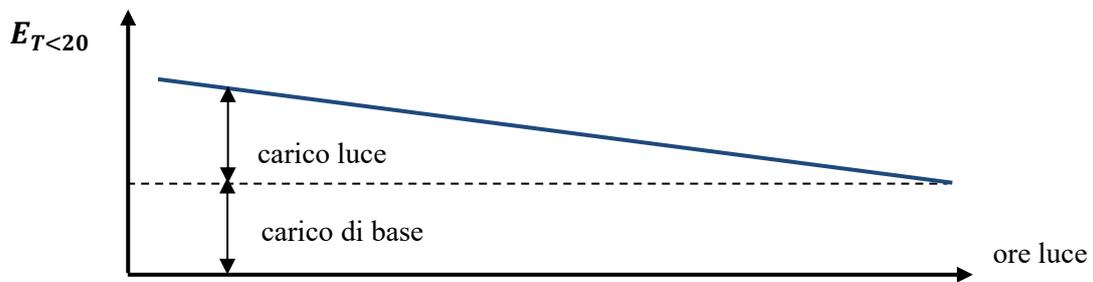
con  $\hat{\beta}_0$  e  $\hat{\beta}_1$  rispettivamente l'intercetta e il coefficiente angolare della retta di regressione, ed  $\varepsilon$  una componente stocastica che rappresenta il contributo di altre forzanti impattanti su  $Y$  qui non osservate. La stima dei parametri avviene tramite il *metodo dei minimi quadrati*, finalizzato a ricercare quei valori che minimizzano gli scarti tra gli  $n$  valori osservati e quelli stimati dalla retta di regressione, che rendano quindi minima la *funzione di perdita*:

$$G(\beta_0, \beta_1) = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{\beta}_0 - \hat{\beta}_1 x_i)^2$$

Richiamando la (4.3), si riporti ora in *figura 4.3* l'andamento degli elementi appartenenti al sotto vettore  $\mathbf{E}_{t < 20 \times 1}$  di una linea campione tra le nove a disposizione, in funzione delle ore di luce giornaliere; la rappresentazione grafica ricalca la fisicità del fenomeno, in cui i consumi per l'illuminazione degli ambienti domestici calano all'aumentare delle ore di luce giornaliere; è possibile inoltre ricavare dal medesimo grafico anche il base load legato all'utilizzo di altri carichi elettrici presenti in un contesto domestico, costituendone una componente fissa o "zoccolo" che può essere rappresentata in forma qualitativa nel grafico di *figura 4.4*. È quindi possibile correlare le variazioni dei consumi giornalieri con le ore di luce, incorporando anche l'effetto del carico di base che tende a "rialzare" la linea di tendenza decrescente.



**Figura 4.3** - Andamento dei consumi giornalieri in funzione delle ore di luce di una linea campione (Gavagnin) estratta dall'insieme delle nove a disposizione.



**Figura 4.4** - Rappresentazione qualitativa delle due componenti costituenti il carico totale invernale e di metà stagione.

È possibile ricavare, per ognuna delle nove linee, la funzione lineare di regressione  $f$  che meglio descrive statisticamente la relazione che intercorre tra le ore di luce e gli elementi del sotto vettore  $E_{t<20_{nx1}}$ , definendo un nuovo sotto vettore  $\hat{E}_{t<20_{nx1}}$  calcolato come:

$$f: \mathbf{hh}_{t<20_{nx1}} \rightarrow \hat{\mathbf{E}}_{T<20_{nx1}} \quad (4.11a)$$

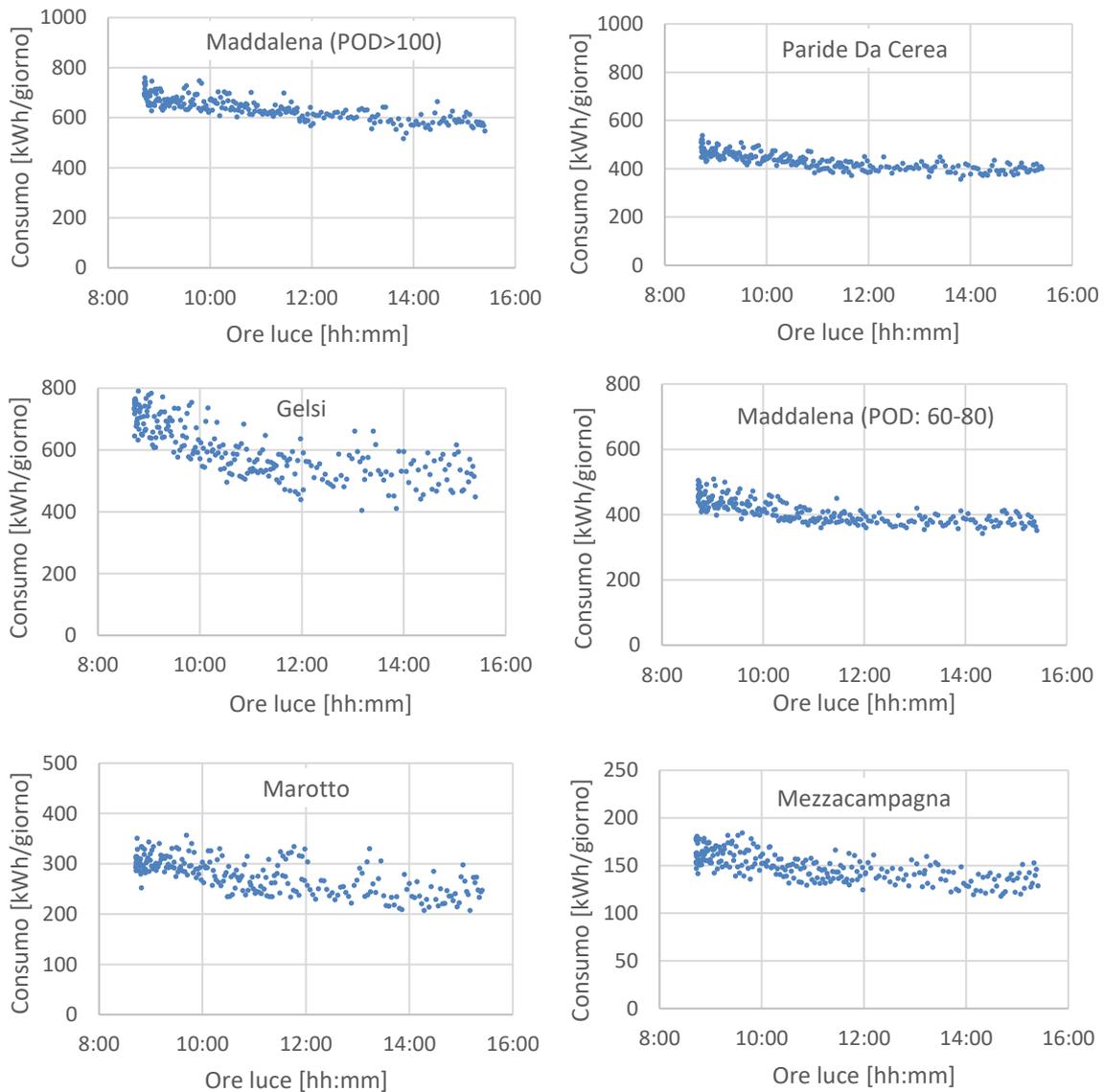
L'elemento  $i$ -esimo di  $\hat{\mathbf{E}}_{t<20}$ , noti i coefficienti  $\beta_0$  e  $\beta_1$ , verrà ricavato come:

$$\hat{E}_{t<20_i} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \mathbf{hh}_{t<20_i} \quad (4.11b)$$

Ogni linea sarà quindi caratterizzata da una funzione lineare  $f$  (riportata per completezza in *figura 4.3*) che consentirà di ricavare, noti i parametri  $\beta_0$  e  $\beta_1$ , il sotto vettore  $\hat{E}_{t < 20_{nx1}}$  a partire da  $E_{t < 20_{nx1}}$ .

Le nove funzioni ricavate e riportate per completezza in *figura 4.5*, aventi andamenti confrontabili con la *figura 4.2*, verranno adoperate, come delineato nel successivo paragrafo, per determinare una stima della quota di solo raffrescamento dei giorni appartenenti al sotto vettore  $E_{t > 25_{mx1}}$  della (4.4), e per la sintesi della componente  $E^*_{base}$  definita in (4.8).

Si riportano in Appendice le nove equazioni delle rette di regressione ricavate per ogni linea, accompagnate da utili indici statistici valutanti la bontà del processo di stima adottato.



**Figura 4.5** - Andamento annuo dei consumi in funzione delle ore di luce, per giorni aventi  $t < 20^\circ\text{C}$ .

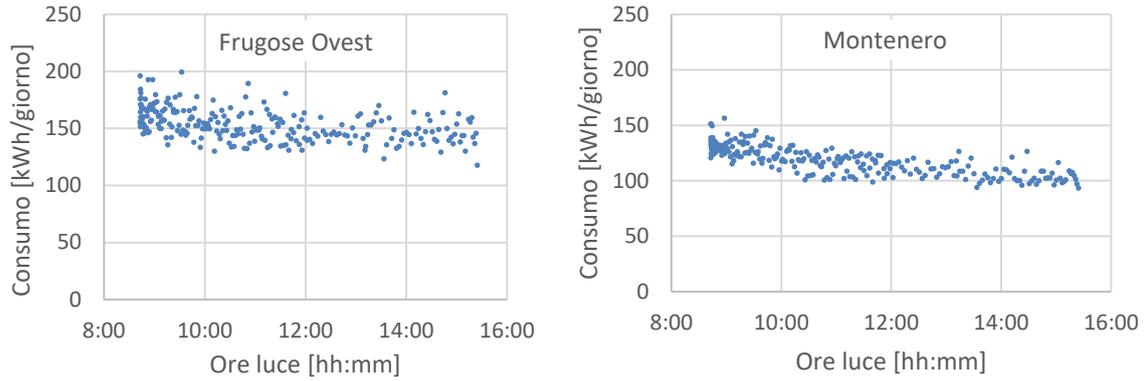


Figura 4.5 - (segue)

### 4.2.3 Stima dei consumi con dipendenza dalla temperatura

Per quanto attiene la stima energetica estiva di ogni linea, riguardante i giorni aventi temperatura media superiore i venticinque gradi, è possibile ricavare per ciascuno la componente di energia dovuta al contributo del solo raffrescamento:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{0}_{nx1} \\ \mathbf{E}_{raff_{mx1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} = \begin{bmatrix} \mathbf{E}_{t < 20_{nx1}} \\ \mathbf{E}_{t > 25_{mx1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} - \begin{bmatrix} \mathbf{E}_{t < 20_{nx1}} \\ \hat{\mathbf{E}}_{t > 25_{mx1}} \end{bmatrix}_{320 \times 1} \quad (4.12)$$

dove:

- Il minuendo è pari alla (4.4);
- Il sottraendo è un vettore costruito unendo i consumi reali invernali e di metà stagione (che andando a sottrarsi al minuendo generano coerentemente una quota nulla di raffrescamento per tali periodi dell'anno) col sotto vettore  $\hat{\mathbf{E}}_{t > 25_{mx1}}$ , ottenuto come:

$$\mathbf{h} \mathbf{h}_{t > 25_{mx1}} \xrightarrow{f} \hat{\mathbf{E}}_{t > 25_{mx1}} \quad (4.13)$$

La funzione  $f$  rappresenta la relazione lineare descritta nel paragrafo precedente stimante per ogni linea i consumi dipendenti dalle ore di luce: la quota  $\hat{\mathbf{E}}_{t > 25_{mx1}}$  stima quindi il fabbisogno estivo che *richiederebbe* la generica linea *al netto della componente di raffrescamento*.

Sommando gli elementi appartenenti al vettore risultante dalla differenza in (4.12) si ricava, per ciascuna linea, una stima attendibile del fabbisogno annuo destinato al solo uso della climatizzazione; introducendo successivamente un indice che quantifichi il rapporto tra la quantità appena descritta e l'energia totale annua veicolata, è possibile scrivere:

$$raff\% = \frac{\sum_{i=1}^m E_{raff_i}}{E_{tot}} \cdot 100 \quad (4.14)$$

Questa percentuale, definita quindi come il quantitativo di energia annua destinata al solo uso di raffrescamento estivo, varia da linea a linea, in funzione della diversa penetrazione degli apparecchi destinati alla climatizzazione degli ambienti installati presso le utenze servite dalle stesse. Si sottolinea che essa è un dato ricavabile *solo* per le nove linee a disposizione, in quanto per ognuna sono noti ambedue i termini; per una generica linea incognita di cui si vogliono stimare i consumi energetici, *raff%*, come si vedrà nel paragrafo 4.5.3, dovrà essere opportunamente ipotizzata. Si riportano in *tabella 4.3* le quote annue di raffrescamento ricavate per le nove linee in esame.

Analogamente all'analisi dei consumi con dipendenza dalle ore di luce, è anche qui possibile ricavare per ciascuna linea in esame una funzione lineare di regressione  $f$  che caratterizza il trend di crescita della quota dei consumi elettrici giornalieri ad uso raffrescamento con la temperatura. Si tratterà quindi di una funzione così definita:

$$f: T_{2_{mx1}} \rightarrow \hat{E}_{raff_{mx1}} \quad (4.15a)$$

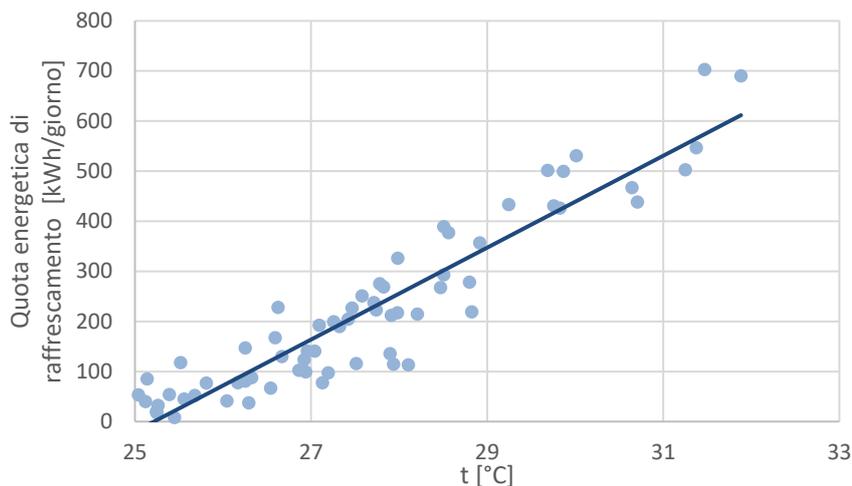
L'elemento  $i$ -esimo di  $\hat{E}_{raff}$ , noti i coefficienti  $\beta_0$  e  $\beta_1$ , verrà così calcolato:

$$\hat{E}_{raff_i} = \beta_0 + \beta_1 \cdot T_{amb_i} \quad (4.15b)$$

Si riporta in *figura 4.6* un esempio di andamento dei consumi giornalieri  $E_{raff}$  al variare della temperatura per una linea campione, e la relativa retta di regressione. Questa metodologia di stima concorrerà a definire, nel prossimo paragrafo, la stima della componente  $E^*_{clima}$  introdotta in (4.8), da applicare ad una generica linea incognita.

<i>LINEA</i>	<i>raff%</i>	<i>LINEA</i>	<i>raff%</i>
<i>Gavagnin</i>	6,7%	<i>Maddalena (POD:60-80)</i>	3,4%
<i>Gelsi</i>	4,1%	<i>Mezzacampagna</i>	10%
<i>Maddalena (POD&gt;100)</i>	3,6%	<i>Frugose Ovest</i>	5,1%
<i>Paride Da Cerea</i>	10%	<i>Montenero</i>	8,4%
<i>Marotto</i>	18%		

**Tabella 4.3** - Percentuali annue di raffrescamento ricavate per le nove linee.



**Figura 4.6** - Andamento dei consumi giornalieri legati alla sola componente di raffrescamento in funzione della temperatura, per una generica linea campione.

In riferimento alla *figura 4.6*, si è convenuto di limitare la rappresentazione della quota energetica di solo raffrescamento per una sola linea, a differenza di quanto riportato in *figura 4.5*, in quanto trattasi di un consumo stimato tramite assunzioni analitiche e non reale.

#### 4.2.4 Modello tramite linea equivalente

Determinati i trend dei consumi giornalieri in funzione delle ore di luce e della temperatura media giornaliera per le nove linee a disposizione, il successivo step implementativo del modello consiste nel ricavare un'unica retta di regressione associata ad ogni forzante che sia rappresentativa in termini statistici e fisici del comportamento energivoro del campione in esame. Viene introdotto a tal proposito il concetto di *linea equivalente*, definita come segue:

*È possibile sostituire alle nove linee in esame un elettrodotto virtuale che veicoli un'energia giornaliera pari alla somma dei nove contributi ed alimentante un bacino di utenze pari al complessivo che viene servito dalle singole. La normalizzazione del generico consumo giorno avverrà rispetto il totale dei consumi giornalieri monitorati per tutte le linee.*

Trattasi quindi di una linea fittizia, fondata su un approccio energetico delle nove componenti e di tipo ponderato, in quanto le linee maggiormente energivore (corrispondenti a quelle che sottendono un maggiore numero di POD) rivestono un peso superiore rispetto quelle con consumi giornalieri relativamente inferiori. Questo nuovo elemento di analisi verrà applicato ai risultati ottenuti nei precedenti paragrafi, caratterizzati ognuno da nove

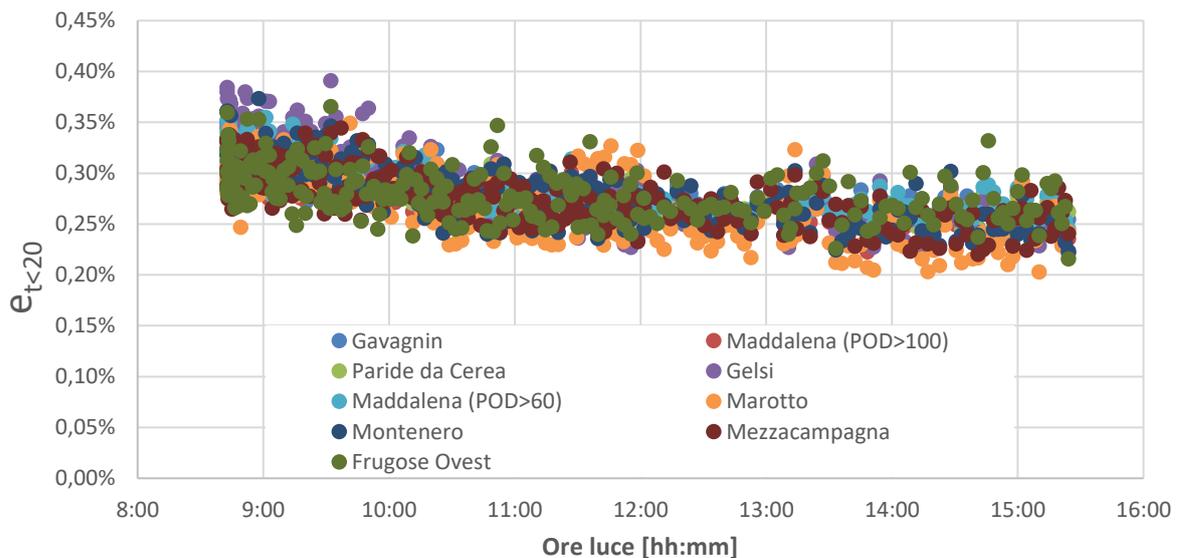
andamenti dei consumi giornalieri rispettivamente con le ore di luce e la temperatura: per ognuno di questi si otterranno due soli trend ottenuti tramite l'approccio appena descritto di *linea equivalente* che, stimati statisticamente mediante regressione lineare, forniranno le stime delle quote  $E^*_{base}$  e  $E^*_{clima}$  introdotte nella (4.8), da applicare ad una generica linea incognita. Le nove linee estratte dal database complessivo rivestono quindi il fondamentale ruolo di taratura delle rette di regressione lineare per la *linea equivalente*, e verranno successivamente adottate insieme ad altre di tipo incognito per la taratura del modello. I seguenti punti delineano la procedura adottata per ogni variabile componente il modello.

- *Variabile ore di luce.*

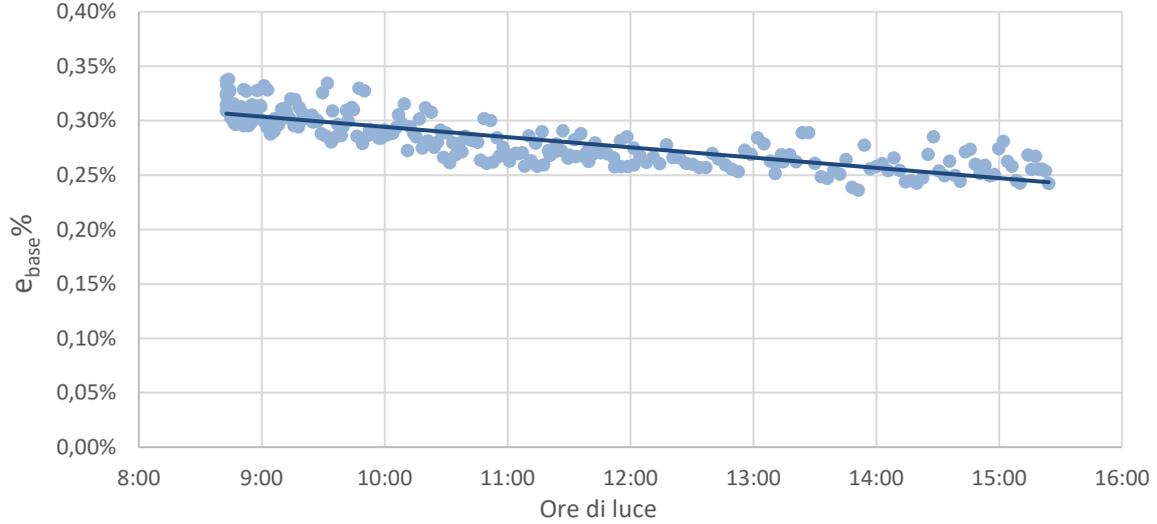
È possibile riportare nel grafico di *figura 4.7* l'andamento invernale e di metà stagione per tutte le nove linee adottate, al variare delle ore di luce; gli elementi appartenenti al relativo sotto vettore  $E_{t<20_{nx1}}$  sono stati normalizzati rispetto la quota totale di energia veicolata a solo uso del carico luce e del base load, ottenibile sottraendo dal consumo totale annuo la quota destinata al solo raffrescamento estivo; si avrà quindi, per ciascuna linea:

$$e_{t<20_{nx1}} := \frac{1}{E_{tot} - \sum_{i=1}^m E_{raff_i}} \cdot E_{t<20_{nx1}} = \frac{1}{(1 - raff) \cdot E_{tot}} \cdot E_{t<20_{nx1}} \quad (4.16)$$

Si nota in *figura 4.7* una apprezzabile sovrapposizione dei trend per le diverse linee e dovuto alla normalizzazione dei consumi giornalieri legati al carico luce e a quello base rispetto il totale annuo della medesima tipologia; le dispersioni dei valori all'interno di ogni linea, aventi un tange di variazione qualitativo circa del 0,1%, sono imputabili ai comportamenti di consumo che contraddistinguono i singoli giorni osservati, di difficile modellizzazione con le informazioni in possesso.



**Figura 4.7** - Andamento dei consumi giornalieri legati al carico luce e di base in funzione delle ore di luce, per le singole nove linee.



**Figura 4.8** - Trend ottenuto applicando il concetto di linea equivalente per la modellizzazione dei consumi in funzione delle ore di luce.

Noti per la  $j$ -esima linea ( $j=1, \dots, 9$ ) i giorni aventi  $t < 20$  °C, è possibile ricavare per i medesimi l'energia che veicolerebbe la *linea equivalente*, normalizzando rispetto la quota annua di energia destinata al solo uso di carico di base e luce:

$$e_{eq,t < 20_{nx1}} = \frac{1}{\sum_{j=1}^9 ((1 - raff) \cdot E_{tot})_j} \cdot \sum_{j=1}^9 (E_{t < 20_{nx1}})_j \quad (4.17)$$

Rappresentando in *figura 4.8* i consumi di  $e_{eq,t < 20_{nx1}}$  in funzione delle ore di luce, si può senz'altro introdurre una funzione lineare di tipo  $f_{eq,t < 20}$  che caratterizza in modo statistico il trend ottenuto dalla (4.17), ricorrendo alla tecnica di regressione lineare:

$$f_{eq,t < 20}: hh_{t < 20_{nx1}} \rightarrow e_{eq,t < 20_{nx1}} \quad (4.18a)$$

L'elemento  $i$ -esimo di  $e_{eq,t < 20}$  verrà calcolato come:

$$e_{eq,t < 20_i} = \beta_0 + \beta_1 \cdot hh_{t < 20_i} = 0,388 - 0,266 \cdot hh_{t < 20_i} \quad (4.18b)$$

La funzione ottenuta permette quindi di ricavare, note le ore di luce per una generica giornata avente  $t < 20$ , la stima del consumo giornaliero di una generica linea (di cui, come esposto, l'ausilio alla *linea equivalente* ne rappresenta il comportamento energetico statisticamente e fisicamente più significativo) normalizzato rispetto la propria quota annua totale di fabbisogno legato alle sole ore di luce e al carico base: questo rappresenta il primo importante tassello del modello d'utenza, corrispondente esattamente alla quota  $e_{base}^*$  definita in (4.9) per la caratterizzazione della componente dei consumi elettrici stimati tramite la forzante delle ore di luce. Si può allora quindi riscrivere la (4.18b) come:

$$hh \xrightarrow{f_{eq,t < 20}} e^*_{base} \quad (4.19a)$$

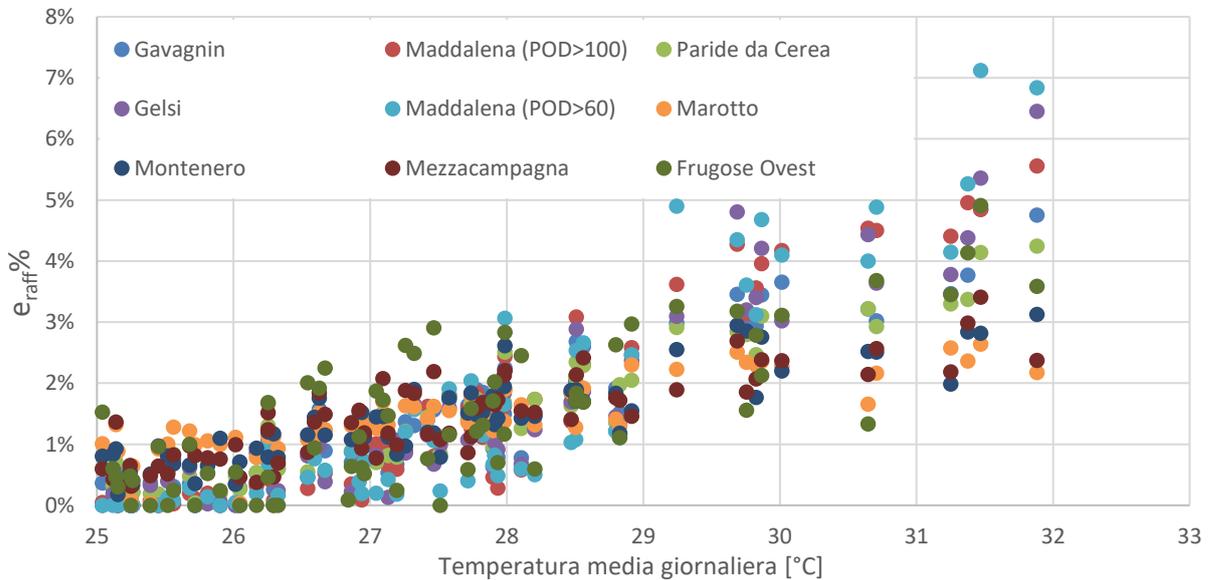
$$e^*_{base} = \beta_{0_{nx1}} + \beta_{1_{nx1}} \cdot hh_{t < 20_{nx1}} \quad (4.19b)$$

Infine, la stima dei consumi assoluti  $E^*_{base}$  si otterranno come:

$$E^*_{base} = [(1 - raff) \cdot E_{tot}] \cdot e^*_{base} \quad (4.20)$$

Come si evince dalla (4.20), per il calcolo della componente di energia giornaliera legata al carico base e luce, l'indice di raffrescamento annuo *raff* deve essere noto: come verrà ben approfondito nel paragrafo 4.4.2 e limitandosi ora ad un breve cenno, quest'ultima quantità è nota e indirettamente ricavabile nel caso si debbano stimare i consumi giornalieri di una linea avente una finestra di monitoraggio annua nota (come nel caso dei nove campioni adottati per la taratura), e rappresenta invece un dato incognito oggetto di ipotesi per quanto attiene la previsione del fabbisogno di una generica linea incognita.

- *Variabile temperatura media giornaliera.* Come già implementato per il punto precedente, si voglia rappresentare nel sistema cartesiano di *figura 4.9* l'andamento che correla i nove trend di crescita del fabbisogno giornaliero legato alla sola quota di raffrescamento, già analizzato e riportato in *figura 4.6*, con la temperatura media giornaliera.



**Figura 4.9** - Andamento dei consumi giornalieri legati alla sola quota di raffrescamento in funzione della temperatura, per le singole nove linee.

Come nel caso precedente di rilevamento dei consumi dipendenti dalle ore di luce, si può anche in questo caso normalizzare i consumi giornalieri di ogni linea rispetto la propria quota annua di energia dovuta al solo raffrescamento:

$$\hat{e}_{t>25_{mx1}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \hat{E}_{t>25_i}} \cdot \hat{E}_{t>25_{mx1}} \quad (4.21)$$

A differenza dell'andamento complessivo dei consumi in funzione delle ore di luce esposto in *figura 4.7*, in cui si denota una accettabile compattezza tra i trend delle diverse linee, nel caso estivo ora in analisi si assiste ad una dispersione più significativa tra i valori degli elettrodotti: si può legittimamente imputare questa maggiore dispersione all'origine del computo, per ogni linea, della quota di raffrescamento dichiarato nella (4.12), il quale risulta affetto da elevate incertezze legate al termine di stima dei consumi al netto della componente in funzione della temperatura, proveniente da una retta di regressione che stima una tendenza intrinsecamente dispersa; trattandosi inoltre di una differenza tra due termini che, per temperature estive particolarmente basse, tendono a divenire confrontabili (si può considerare infatti la quota di raffrescamento estremamente ridotta), e conseguentemente ad amplificarne l'incertezza che accompagna il risultato finale.

Anche per il caso estivo è possibile determinare l'ipotetica energia totale giornaliera che verrebbe veicolata dalla *linea equivalente* per soddisfare il fabbisogno di raffrescamento dell'insieme di utenze servite dal complesso delle nove linee in esame: noto per ognuna il vettore  $\hat{E}_{t>25_{mx1}}$  ricavato tramite la (4.12), la linea fittizia fornisce una energia giornaliera che può essere normalizzata rispetto il totale annuo richiesto dall'insieme dei nove elettrodotti per solo uso raffrescamento:

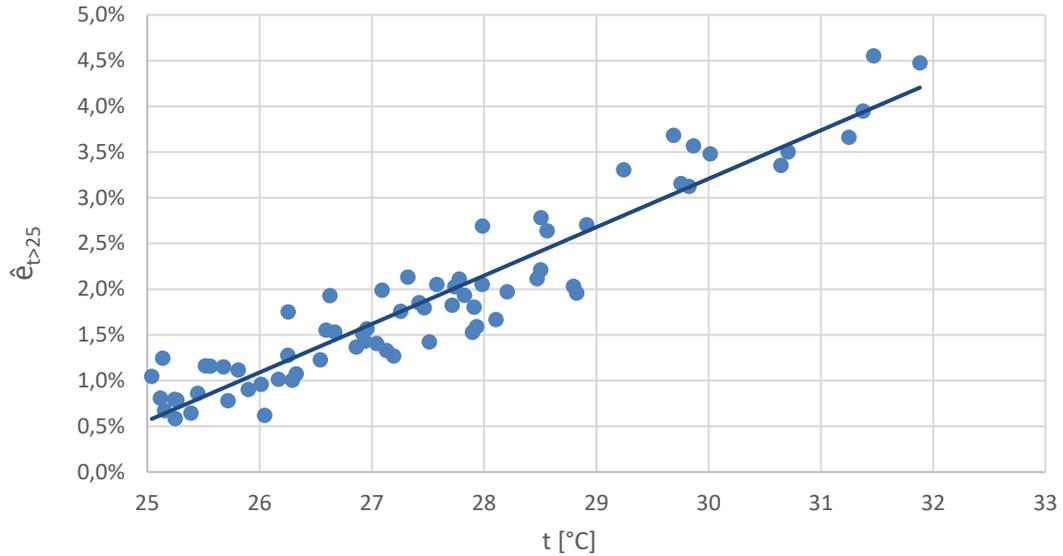
$$\hat{e}_{t>25_{mx1}} = \frac{1}{\sum_{j=1}^9 (raff \cdot E_{tot})_j} \cdot \sum_{j=1}^9 (\hat{E}_{t>25_{mx1}})_j \quad (4.22)$$

Riportando in *figura 4.10* i consumi di  $e_{eq,t<20_{nx1}}$  in funzione delle ore di luce, si ricava una funzione lineare di tipo  $f_{eq,t>25}$  che caratterizza in modo statistico il trend ottenuto dalla (4.22), ricorrendo alla tecnica di regressione lineare:

$$f_{eq,t>25}: T_{2_{mx1}} \rightarrow e_{eq,t>25_{mx1}} \quad (4.23a)$$

L'elemento *i-esimo* di  $e_{eq,t>25}$  verrà calcolato come:

$$e_{eq,t>25_i} = \alpha + \beta \cdot T_{2_i} = -14,3 + 0,572 \cdot T_{2_i} \quad (4.23b)$$



**Figura 4.10** - Trend ottenuto applicando il concetto di linea equivalente per la modellazione dei consumi in funzione della temperatura.

La (4.23b) consente qui di ricavare, per una generica linea, la quota parte giornaliera di fabbisogno energetico legato al solo raffrescamento e dipendente dalla temperatura media giornaliera, facendo ricorso allo strumento della *linea equivalente*: a questo punto si è nelle condizioni di ricavare la seconda importante componente del modello d'utenza, corrispondente al vettore  $\mathbf{e}^*_{clima}$  definito dalla (4.8) per la caratterizzazione della componente dei consumi elettrici stimati tramite la temperatura. Si può quindi rielaborare la (4.23b) coi seguenti passaggi:

$$\mathbf{T}_2 \xrightarrow{f_{eq,t>25}} \mathbf{e}^*_{raff} \quad (4.24a)$$

$$\mathbf{e}^*_{clima} = \left[ \begin{array}{c} \frac{[\mathbf{0}]_{nx1}}{f_{eq,t>25}(\mathbf{T}_{2mx1})} \\ \end{array} \right]_{320x1} = \left[ \begin{array}{c} \frac{[\mathbf{0}]_{nx1}}{\beta_{0mx1} + \beta_{1mx1} \cdot \mathbf{T}_{2mx1}} \\ \end{array} \right]_{320x1} \quad (4.24b)$$

Infine, la stima dei consumi assoluti  $\mathbf{E}^*_{base}$  si otterranno come:

$$\mathbf{E}^*_{clima} = raff \cdot E_{tot} \cdot \mathbf{e}^*_{clima} \quad (4.25)$$

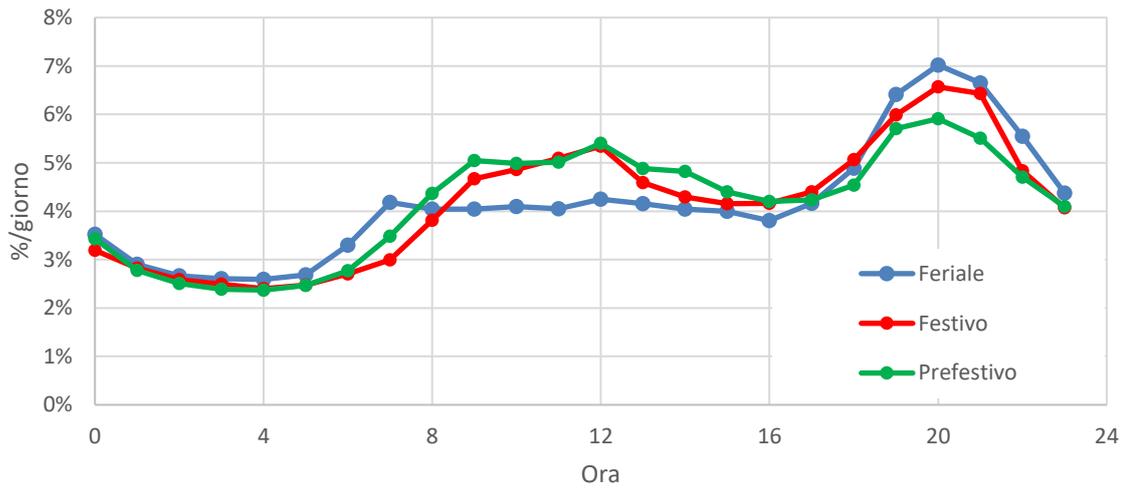
Per adoperare la (4.20) occorre la conoscenza dell'indice *raff* caratteristico della linea, e noto per le nove in esame; tuttavia, come già introdotto nel paragrafo di pertinenza, questa quota risulta invece incognita per l'analisi dei consumi di una generica linea in esame, e dovrà essere opportunamente ipotizzata facendo ricorso a dati disponibili di fatturazione mensile, come dettagliato nel paragrafo 4.6.

Si dispongono ora delle formulazioni analitiche per ricavare le componenti  $E^*_{base}$  ed  $E^*_{clima}$ : noti, per ogni linea e per ogni giorno, le forzanti temperatura media giornaliera e ore di luce, sarà possibile ricavare la stima energetica giornaliera tramite la somma dei due contributi. Dopo aver esposto nel prossimo paragrafo la procedura adottata per proiettare i consumi giornalieri su base oraria, si procederà in 4.4 alla validazione del modello analitico ricavato sulle nove linee adoperate per la sua taratura, e in 4.5 su altre tre estratte dal database.

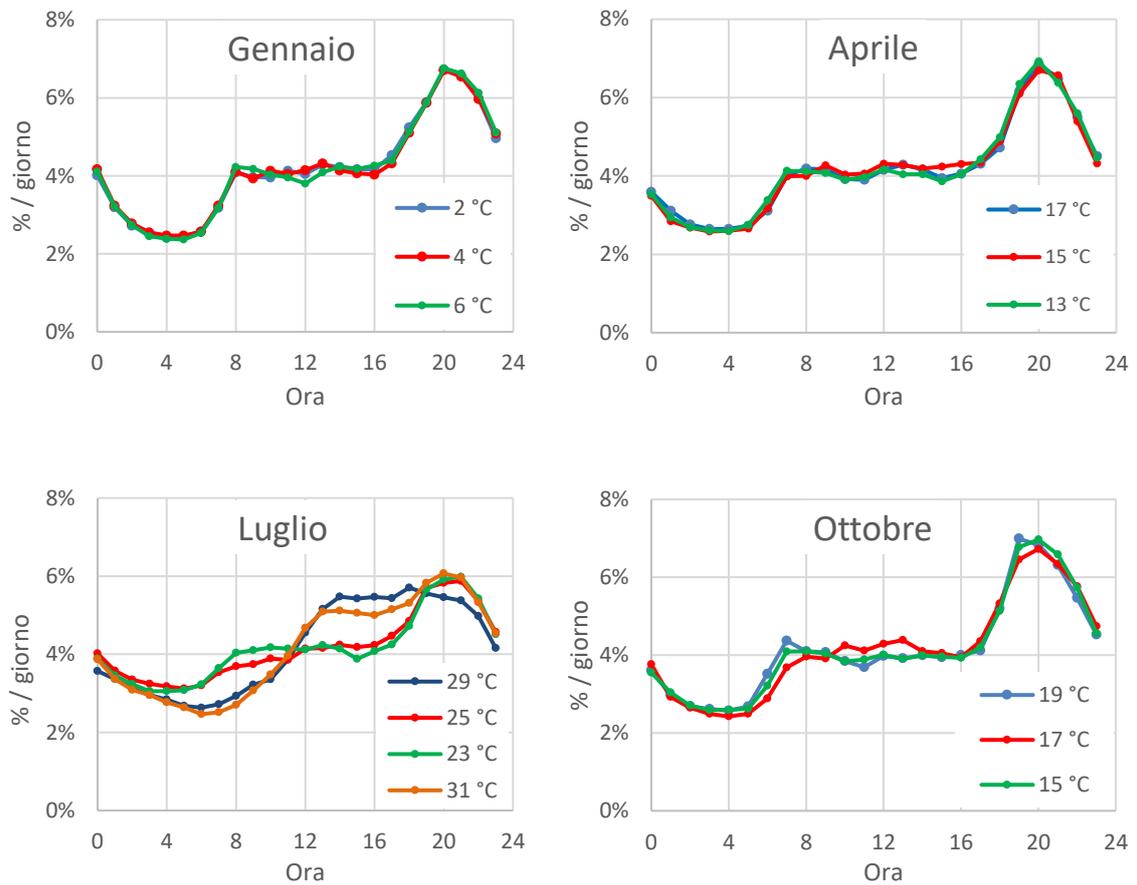
### 4.3 Consumi su base oraria

Una volta stimato il consumo giornaliero per una generica linea incognita mediante i metodi descritti nei due precedenti paragrafi, si tratterà di ripartire sulle singole ventiquattro ore il totale ottenuto, ricorrendo a diagrammi di carico normalizzati su base giornaliera. L'analisi oraria rappresenta un mero affinamento nella stima delle punte di prelievo della rete, consentendo di poter formulare previsioni circa le ore di massimo e minimo carico per la generica linea in esame. Noti i consumi orari delle nove linee per l'intero anno di monitoraggio, è possibile applicare il concetto di *linea equivalente* precedentemente descritta: per ciascuna delle ventiquattro ore, detta linea veicolerebbe infatti una energia pari alla somma dei nove contributi, normalizzando successivamente i valori orari rispetto la quota totale giornaliera. Noti i 365 profili normalizzati, è possibile incrementare il grado di dettaglio delle curve ottenute noti, per ciascun giorno, la relativa tipologia e la temperatura media giornaliera: ognuna di queste due variabili contribuisce infatti a meglio caratterizzare il diagramma di carico giornaliero, in quanto impattanti sulle abitudini di consumo dei relativi utenti. Vengono nel seguito vagliati i due singoli contributi, esaminando come l'uno impatta sulla curva giornaliera mantenendo invariato l'altro.

- *Tipologia di giorno (feriale, festivo, prefestivo)*. È possibile analizzare il differente comportamento delle forme dei diagrammi di carico al variare del giorno tipo, per un generico mese: si riportano in *figura 4.11* i tre profili giornalieri tipo per il mese di marzo, valutati a temperatura media giornaliera costante, pari a 12°C. I tre andamenti appaiono, come facilmente intuibile, confrontabili per quanto attiene la valle notturna, per poi discostarsi nel range mattutino e per buona parte del pomeriggio: essendo i giorni festivi e prefestivi caratterizzati da maggiori tempi di permanenza degli utenti presso il proprio domicilio, si assisterà in questa fascia ad un apprezzabile incremento dei consumi rispetto la tipologia feriale, per poi tendere ad una inversione dei comportamenti reciproci durante il picco serale [7].
- *Temperatura media giornaliera*. Vengono rappresentati in *figura 4.12* i profili feriali per quattro differenti mesi, ognuno dei quali clusterizzato per diverse temperature medie giornaliere. Si può constatare come la variazione di temperatura media abbia un impatto significativo per la stagione estiva, dove i consumi legati alla climatizzazione degli ambienti tendono a spalmarsi su un range di ore giornaliere più ampio all'aumentare della temperatura esterna. Per contro, i diagrammi giornalieri per la stagione invernale e quelle di metà stagione appaiono invece indipendenti dalla temperatura, propendendo quindi ad affermare che questa forzante non incide sulle abitudini di consumo giornaliero per queste stagioni. Ogni temperatura giornaliera avente notazione decimale è stata arrotondata al multiplo intero più vicino, ed il profilo per una data temperatura intera si ottiene mediando tutti gli andamenti giornalieri aventi temperature rientranti nel raggruppamento comune  $t_{ragg}$ .

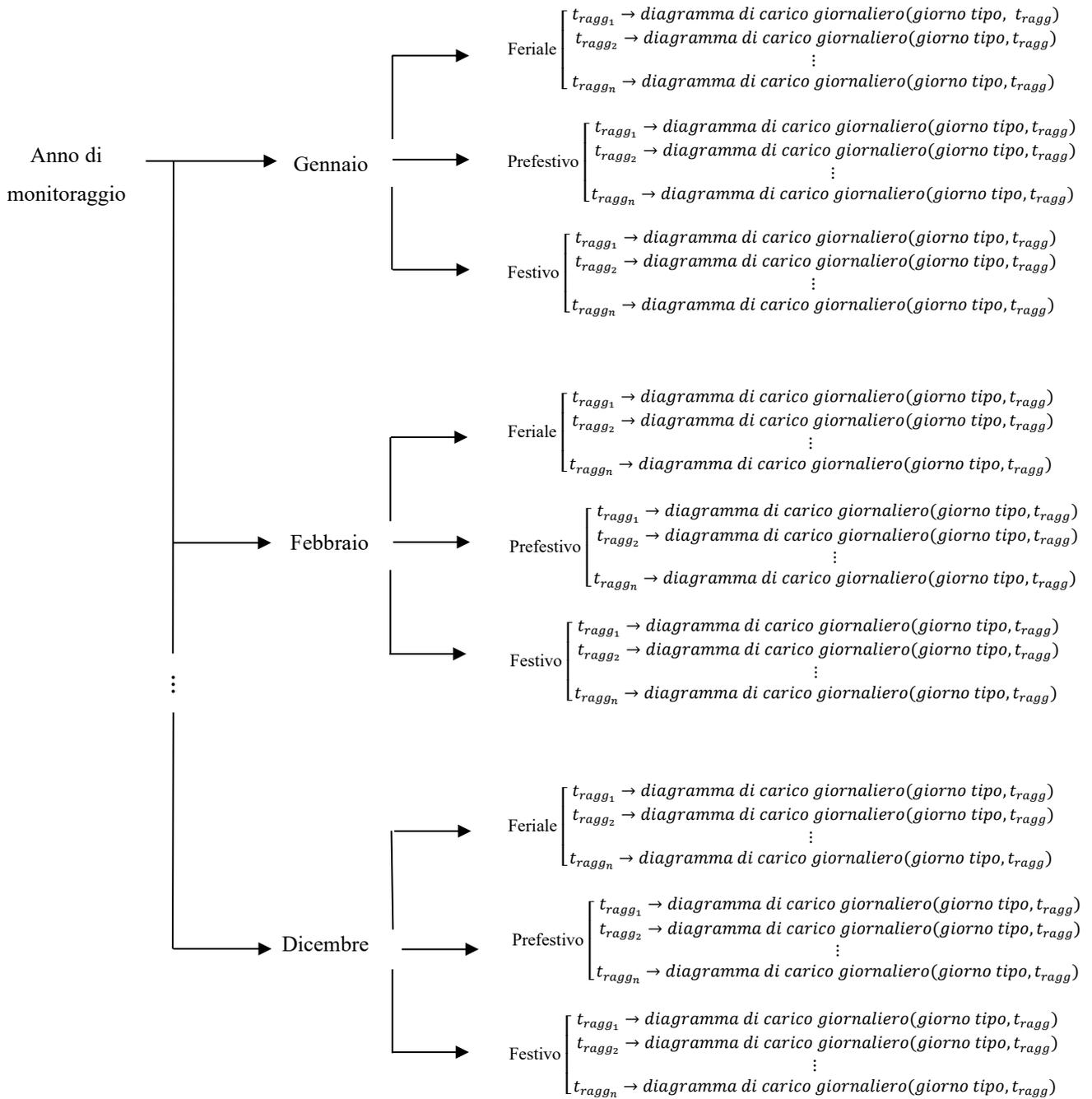


**Figura 4.11** - Diagrammi di carico giornalieri per i giorni tipo del mese di marzo, per  $t_{ragg} = cost$ .



**Figura 4.12** - Diagrammi di carico giornalieri di tipo feriale, clusterizzati per temperatura media mensile.

Si può schematizzare nel diagramma ad albero di *figura 4.13* la metodologia adottata per la determinazione dei diagrammi di carico in funzione del giorno tipo e della temperatura di raggruppamento  $t_{ragg}$ , a partire da un totale di  $24 \times 365 = 8760$  ore annue ricavate dalla linea equivalente. Per ogni mese, ogni giorno tipo sarà caratterizzato da un *proprio* insieme  $n$  di temperature di raggruppamento tipiche, con  $t_{ragg_1} < t_{ragg_2} < \dots < t_{ragg_n}$ .



**Figura 4.13** - Diagramma ad albero per la determinazione dei diagrammi giornalieri in funzione del giorno tipo e della temperatura media.

Schematizzando in versione tabellare il diagramma ad albero illustrato, si riportano in *tabella 4.4* i profili di carico normalizzati ottenuti per il mese di gennaio: la procedura descritta condurrà ad un database formato da dodici strutture tabellari, ognuna formata da tre campi identificanti la tipologia del giorno, a loro volta suddivisi per le temperature di raggruppamento che figurano per ogni tipo; le ventiquattro ore costituiranno infine i record.

Ora	FERIALE					FESTIVO			PREFESTIVO		
	2 °C	3 °C	4 °C	5 °C	6 °C	1 °C	2 °C	4 °C	1 °C	2 °C	6 °C
0	4,01%	4,06%	4,17%	3,98%	4,11%	3,72%	3,98%	3,82%	4,35%	3,88%	3,97%
1	3,20%	3,17%	3,24%	3,12%	3,22%	3,21%	3,26%	3,46%	3,06%	3,09%	3,20%
2	2,72%	2,68%	2,78%	2,70%	2,74%	2,78%	2,75%	3,15%	2,62%	2,60%	2,60%
3	2,51%	2,47%	2,55%	2,46%	2,45%	2,47%	2,50%	2,86%	2,49%	2,40%	2,43%
4	2,41%	2,41%	2,47%	2,40%	2,39%	2,38%	2,29%	2,58%	2,38%	2,36%	2,37%
5	2,45%	2,41%	2,47%	2,43%	2,37%	2,28%	2,27%	2,44%	2,28%	2,34%	2,23%
6	2,58%	2,51%	2,56%	2,46%	2,54%	2,32%	2,23%	2,42%	2,36%	2,31%	2,32%
7	3,18%	3,33%	3,24%	3,35%	3,18%	2,54%	2,46%	2,57%	2,62%	2,77%	2,84%
8	4,09%	4,36%	4,10%	4,23%	4,23%	2,86%	3,03%	2,87%	3,02%	3,38%	3,48%
9	3,97%	4,12%	3,93%	3,89%	4,18%	3,56%	3,55%	3,38%	3,79%	4,11%	4,13%
10	3,96%	4,14%	4,13%	4,11%	4,03%	4,58%	4,63%	4,12%	4,34%	4,81%	4,99%
11	4,13%	3,91%	4,05%	4,05%	3,96%	5,06%	5,02%	4,45%	4,64%	4,90%	4,94%
12	4,05%	3,92%	4,14%	4,16%	3,81%	5,21%	4,83%	5,03%	4,54%	4,80%	4,86%
13	4,28%	4,13%	4,32%	4,21%	4,09%	5,15%	4,88%	5,35%	4,63%	4,89%	4,87%
14	4,23%	4,17%	4,14%	4,31%	4,23%	4,62%	4,56%	4,58%	4,75%	4,81%	4,97%
15	4,17%	4,07%	4,06%	4,08%	4,18%	4,55%	4,44%	4,22%	4,44%	4,83%	4,68%
16	4,17%	4,00%	4,03%	4,03%	4,26%	4,42%	4,26%	4,41%	4,59%	4,52%	4,53%
17	4,53%	4,34%	4,32%	4,23%	4,39%	4,55%	4,58%	4,63%	4,62%	4,52%	4,61%
18	5,25%	5,18%	5,10%	5,26%	5,13%	5,22%	5,24%	5,31%	5,53%	5,16%	5,14%
19	5,89%	5,91%	5,87%	5,91%	5,88%	5,75%	6,05%	5,82%	5,84%	5,83%	5,50%
20	6,72%	6,79%	6,71%	6,90%	6,76%	6,45%	6,57%	6,23%	6,52%	6,26%	5,97%
21	6,57%	6,61%	6,54%	6,58%	6,63%	6,05%	6,17%	5,95%	6,13%	5,76%	5,71%
22	5,97%	6,18%	5,98%	6,10%	6,13%	5,57%	5,61%	5,58%	5,47%	5,25%	5,20%
23	4,97%	5,12%	5,09%	5,05%	5,11%	4,71%	4,84%	4,77%	4,97%	4,40%	4,45%

*Tabella 4.4 - Curve di carico orarie percentualizzate caratteristiche del mese di gennaio.*

## 4.4 Validazione su linee con consumo annuo noto

Si suddivide la fase di validazione del modello a seconda del grado di dettaglio della stima: previsione del consumo energetico giornaliero e successiva proiezione sulle ventiquattro ore. La procedura verrà adottata per linee utilizzate per la taratura delle componenti  $E^*_{base}$  e  $E^*_{clima}$  costituenti l'equazione (4.8). Verranno nel dettaglio esposte tramite diagrammi di flusso e schemi a blocchi la procedura completa di stima da parte del modello, al fine di una più chiara illustrazione. Successivamente si provvederà ad una accurata valutazione dell'errore commesso da parte del modello delle stime dei consumi giornalieri ed orari, quantificando lo scarto tra i valori reali e quelli forniti in output ed investigandone, con l'ausilio di grafici riportanti le distribuzioni di frequenza degli errori commessi, la bontà della procedura fino ad ora adottata.

### 4.4.1 Validazione giornaliera

Si proceda ora a dettagliare nel diagramma di flusso di *figura 4.14* i passaggi logici che conducono alla sintesi del vettore  $E^*(ora, t)$  introdotto in (4.8) per la generica linea  $j$  in esame ( $j=1, \dots, 9$ ), stimandone i singoli elementi  $i$  ( $i=1, \dots, 320$ ) rappresentanti il fabbisogno giornaliero. I passaggi e le procedure nel seguito rappresentate sono la rappresentazione schematica dei concetti visti nei paragrafi precedenti, a cui verrà conservata la relativa terminologia. Nel diagramma di flusso figurano due blocchi di elaborazione contenenti le funzioni “MODELLO ORE LUCE” e “MODELLO TEMPERATURA”: trattasi di schemi a blocchi riportati in *figura 4.15* che formalizzano l'applicazione delle due equazioni lineari costituenti la *linea equivalente*. Con la presente procedura si ricava, per ogni linea, un vettore di  $n$  elementi pari ai giorni per cui si è provveduto alla stima dei consumi giornalieri (nel caso in esame,  $n=320$ ). Infine, risulta di elevato interesse il confronto qualitativo tra l'andamento annuo di energia giornaliera stimata e il medesimo reale, il quale verrà fornito sia in veste grafica in *figura 4.16* e sia in termini di analisi dell'errore commesso, descritto nel paragrafo 4.4.3.

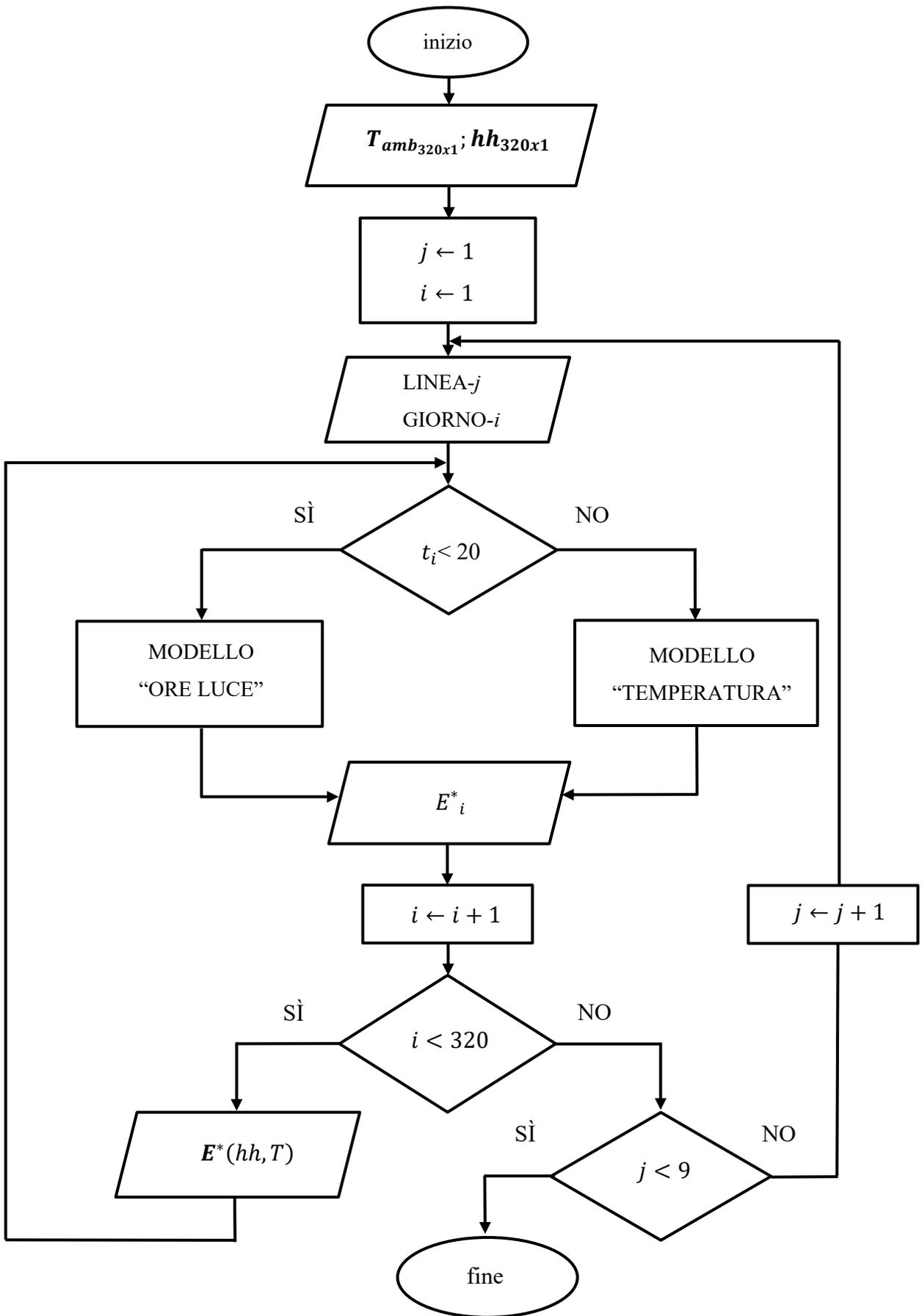
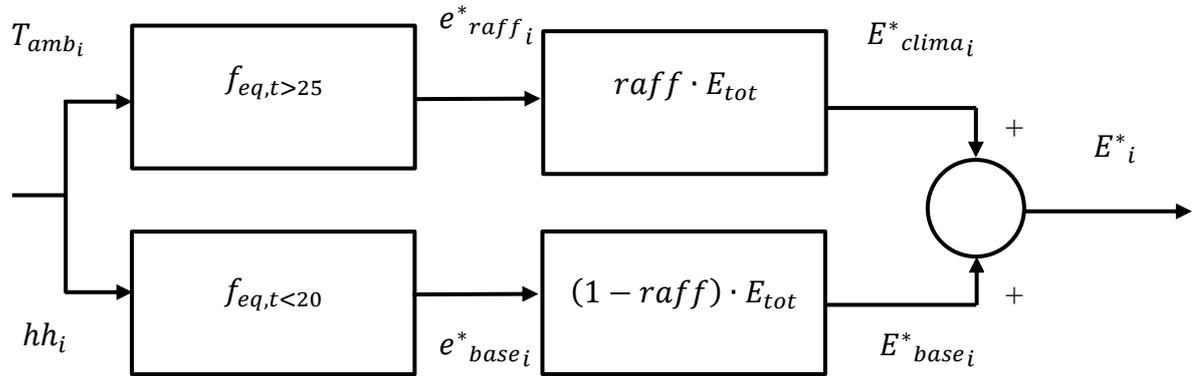


Figura 4.14 - Diagramma di flusso ricalcante i passaggi logici implementati dal modello d'utenza.

MODELLO “TEMPERATURA”:



MODELLO “ORE DI LUCE”:

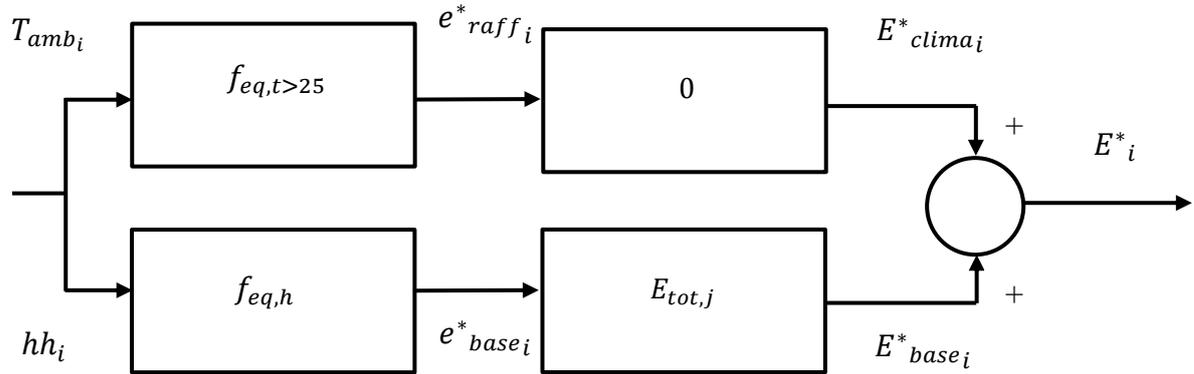
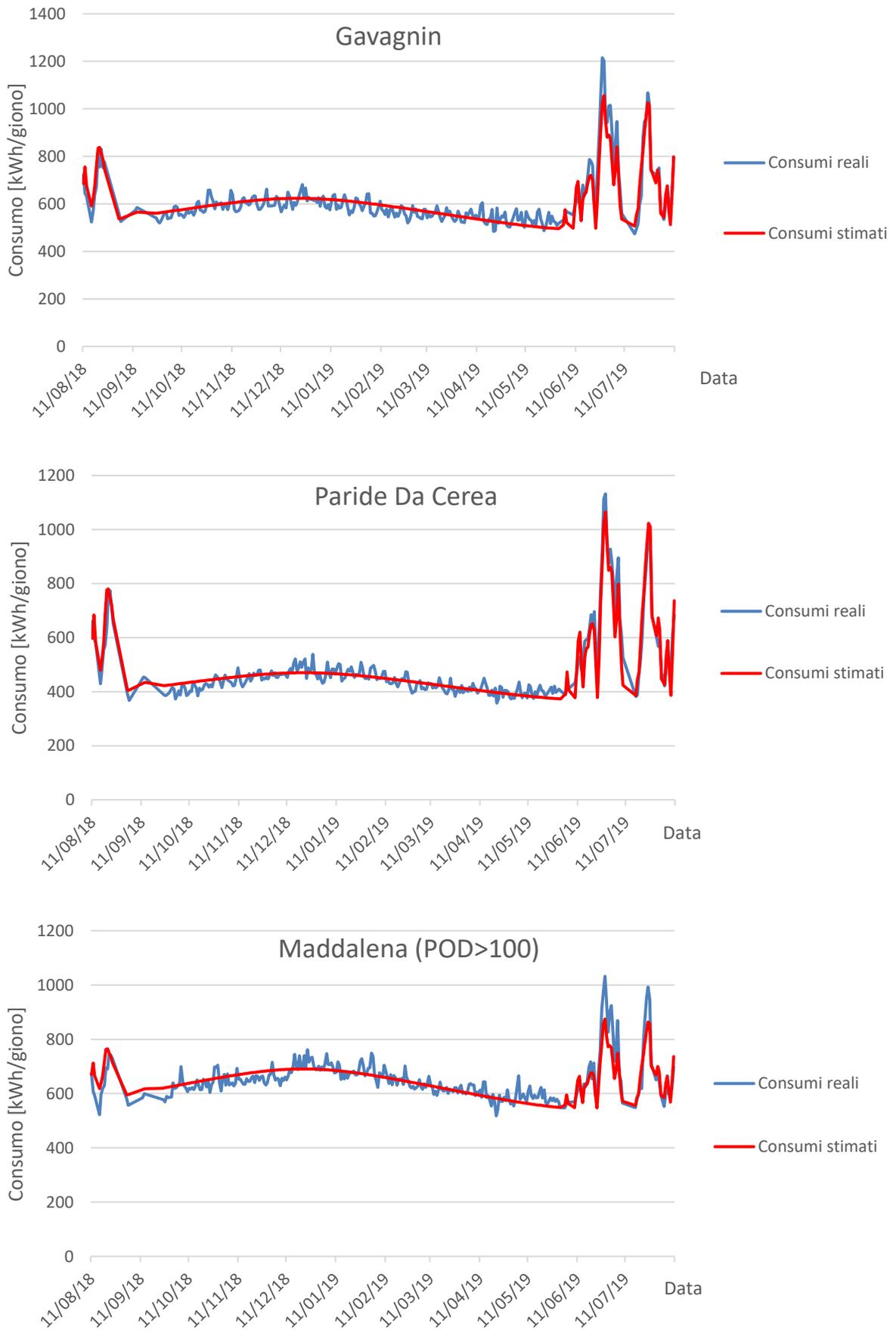
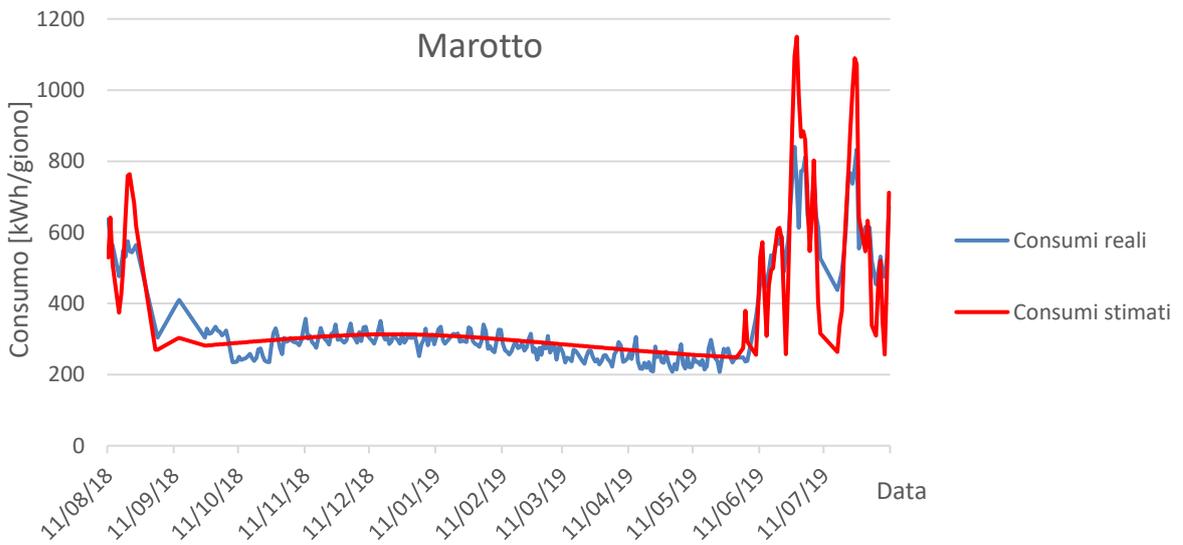
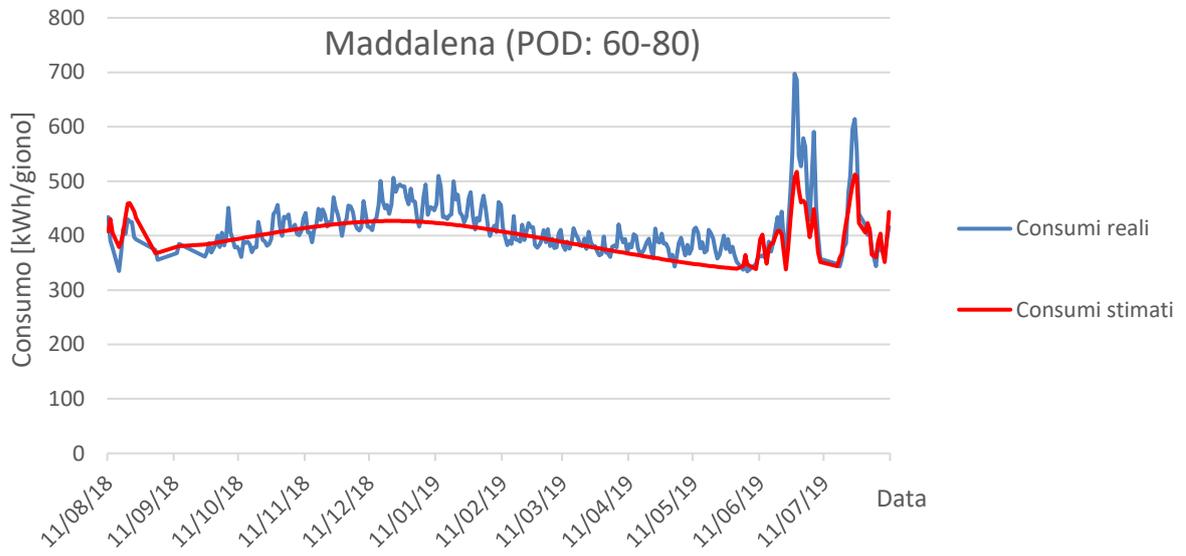
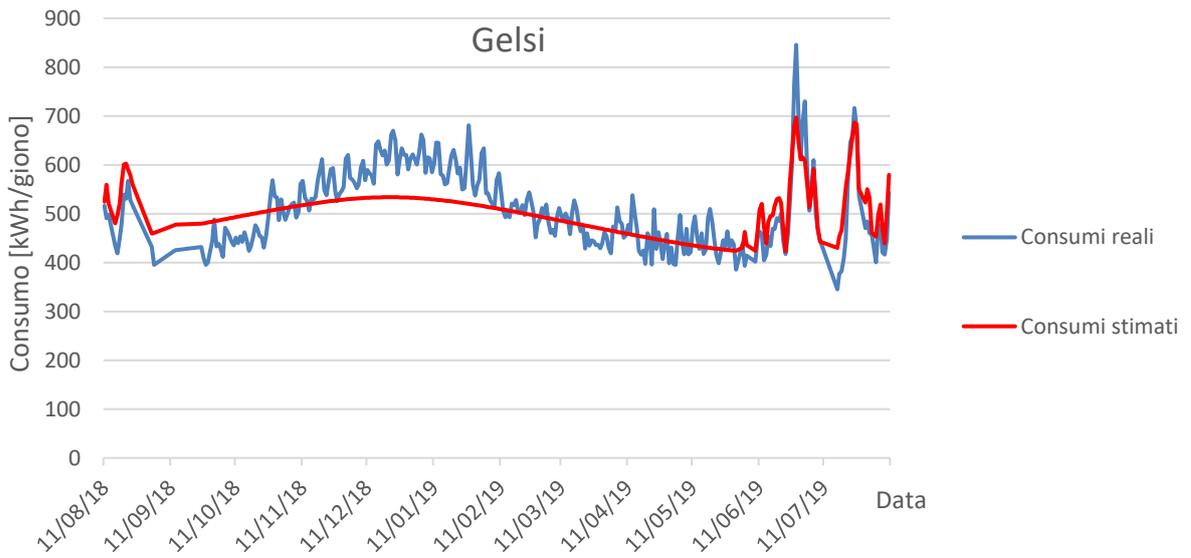


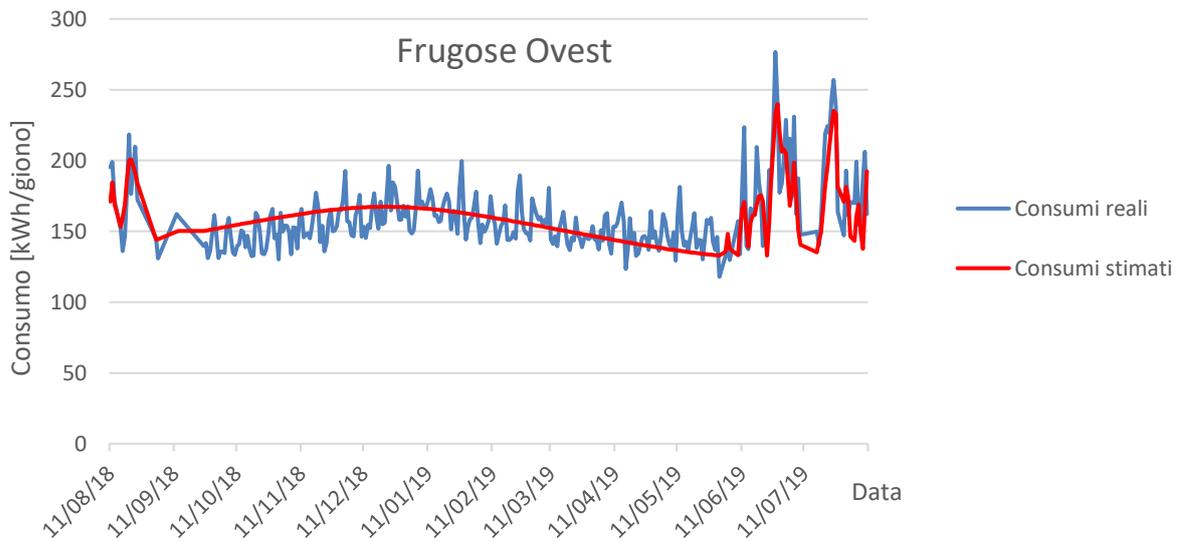
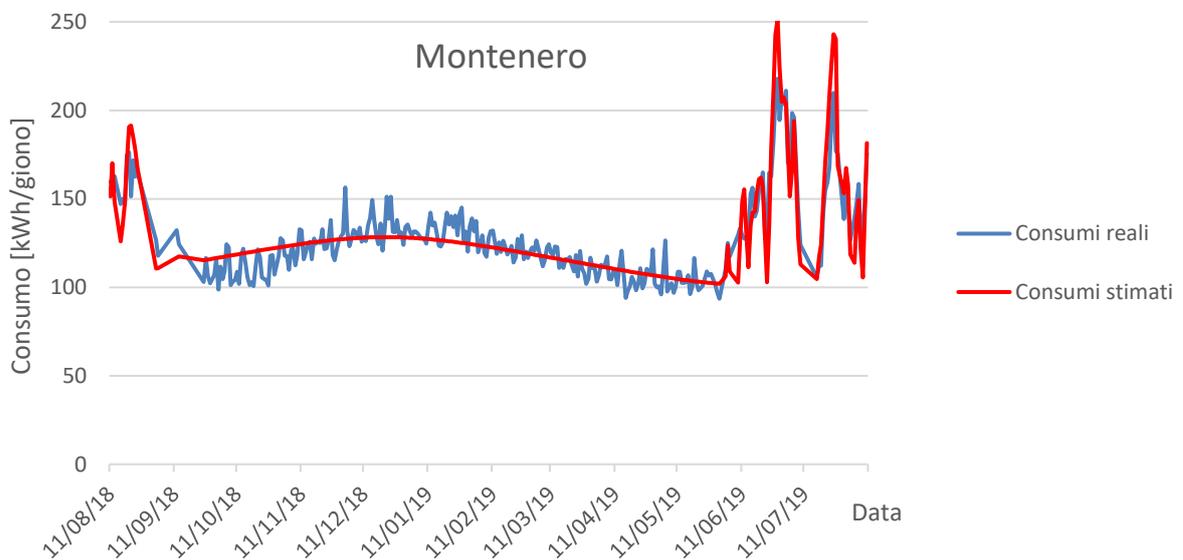
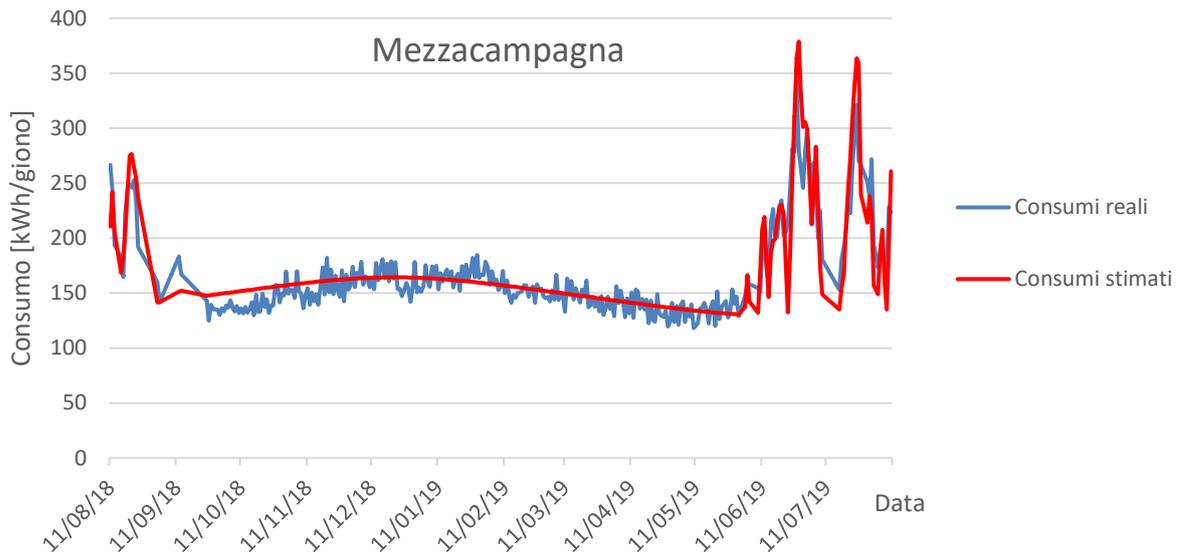
Figura 4.15 - Schemi a blocchi per la sintesi della stima del consumo giornaliero in funzione della forzante adottata.



**Figura 4.16** - Andamento annuo dei consumi monitorati e relativa modellizzazione per ogni linea.



**Figura 4.16 - (segue)**



**Figura 4.16 - (segue)**

#### 4.4.2 Validazione oraria

Nota la stima giornaliera, è possibile proiettare i valori ottenuti sulle singole ventiquattrore, costituendone per tutti i giorni analizzati un diagramma di carico che possa prevedere, a seconda della stagionalità, le entità dei picchi orari di prelievo per una data linea stimata. Sono state a tal punto selezionati dodici giorni durante l'anno di monitoraggio, di tipo feriale, festivo, prefestivo e suddivisi per stagione: in questo modo è possibile "testare" l'affidabilità dei profili normalizzati ricavati al paragrafo 4.3 a fronte di un campione di giornate avente delle interessanti combinazioni tra giorni tipo e temperatura media giornaliera; sono stati per l'occorrenza selezionati i giorni di venerdì, sabato e domenica appartenenti alle terze settimane dei mesi di gennaio, aprile, luglio, ottobre, ed applicati alle nove linee in esame: note le energie giornaliere stimate tramite le procedure illustrate nel precedente paragrafo, è possibile proiettare il totale sulle ventiquattro ore, noto il profilo di carico normalizzato in funzione del tipo di giorno e della temperatura di raggruppamento, come illustrato in 4.3. Si riportano nelle seguenti pagine i diagrammi giornalieri, valutati per ogni linea, per i dodici giorni campione.

A titolo d'esempio, si calcoli nel seguito il diagramma giornaliero che stimerebbe il modello per una generica linea campione riportata in *tabella 4.5*, per il giorno 18/01/2019 (terzo feriale di gennaio), di cui si conosce la previsione giornaliera calcolata con la metodologia illustrata nel precedente paragrafo: noto il profilo di carico normalizzato per tale giorno e desumibile da *tabella 4.4*, la valutazione per ogni ora avverrà tramite il prodotto del totale giornaliero per la relativa quota oraria percentualizzata.

<b>Linea</b>													Gavagnin	
<b>Energia stimata al 18/01/2019 [kWh/giorno]</b>													614	
<b>Tipo giorno</b>													Feriale	
<b>Temperatura di raggruppamento [°C]</b>													6	
<b>Ora</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>		
<b>%</b>	4,1%	3,2%	2,7%	2,4%	2,4%	2,4%	2,5%	3,2%	4,2%	4,2%	4,0%	3,9%		
<b>[kWh/gg]</b>	25,3	19,8	16,8	15,0	14,7	14,6	15,6	19,6	26,0	25,7	24,8	24,4		
<b>Ora</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>		
<b>%</b>	3,8%	4,1%	4,2%	4,2%	4,3%	4,4%	5,1%	5,9%	6,7%	6,6%	6,1%	5,1%		
<b>[kWh/gg]</b>	23,4	25,1	26,0	25,7	26,2	27,0	31,6	36,2	41,5	40,7	37,7	31,4		

*Tabella 4.5 - Esempio di calcolo della stima oraria da parte del modello per un generico giorno ed una generica linea campione.*







#### 4.4.3 Valutazione errori

Dopo aver sintetizzato le equazioni della linea equivalente utili per il computo delle due componenti del modello, ed averle testate sulle nove linee a disposizione fornendo, per ogni linea, una stima annua dei consumi sia giornalieri che orari, appare ora di estremo interesse la valutazione della bontà della metodologia fin qui adottata: noti per ogni linea i vettori dei consumi giornalieri ed orari reali e quelli dei corrispondenti stimati, si valuti nel seguito l'errore che accompagna ciascuna previsione. Nello specifico, verrà condotta un'analisi di distribuzione degli errori, valutando separatamente la previsione giornaliera e quella oraria: per ogni linea, è infatti possibile definire un vettore  $\mathbf{S}$  (si è assunta la lettera "s" come richiamo a "scarto") di dimensioni  $320 \times 1$  il cui generico elemento  $err_i$  si calcola come:

$$S_i = \frac{E_i - E_i^*}{E_i} \quad (4.26)$$

##### 4.4.3.1 Analisi giornaliera

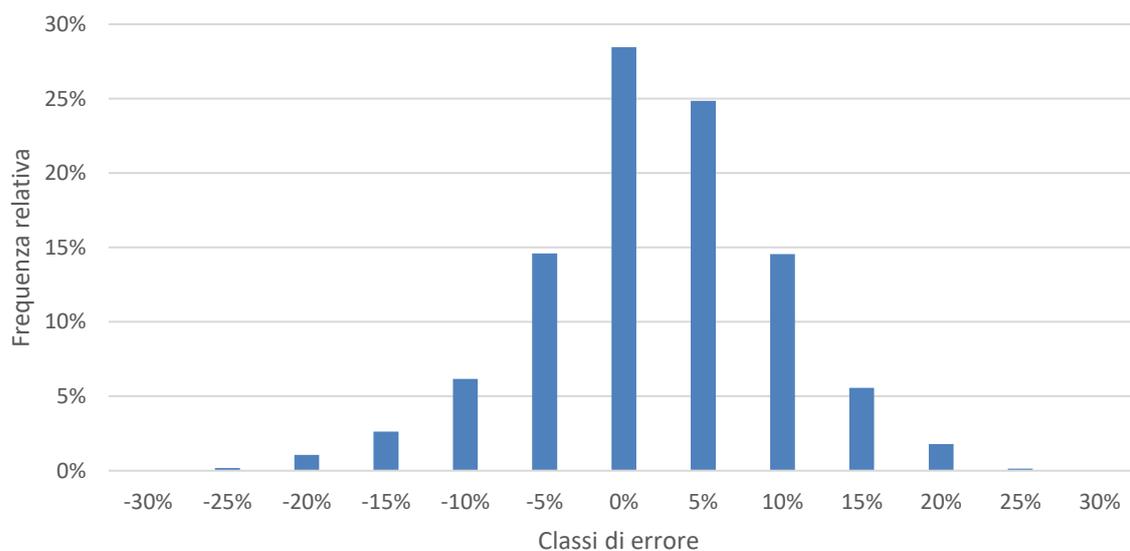
È possibile sintetizzare un vettore  $\mathbf{S}_{tot}$  formato dall'unione dei vettori  $\mathbf{S}$  delle nove linee  $j$  fino ad ora analizzate:

$$\mathbf{S}_{tot} := \begin{bmatrix} [\mathbf{S}]_{320 \times 1, Gavagnin} \\ \hline [\mathbf{S}]_{320 \times 1, Gelsi} \\ \hline \vdots \\ \hline [\mathbf{S}]_{320 \times 1, Marotto} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Si voglia ora analizzare la distribuzione in frequenza degli elementi costituenti il vettore appena definito: si è ricavata una distribuzione dei valori di tipo relativo, adottando delle classi di uguale ampiezza e pari a 0.05, comprese tra il minimo e il massimo elemento di  $\mathbf{S}_{tot}$ . Viene illustrata in *tabella 4.6* la distribuzione di frequenza ottenuta, e la conseguente trasposizione grafica in *figura 4.18* mediante diagramma a barre.

<i>CLASSI</i>	<i>FREQUENZA ASSOLUTA</i>	<i>FREQUENZA RELATIVA</i>
$-0,65 \leq S_{tot_i} \leq -0,6$	2	0%
$-0,6 \leq S_{tot_i} \leq -0,55$	1	0%
$0,55 \leq S_{tot_i} \leq -0,5$	0	0%
$-0,5 \leq S_{tot_i} \leq -0,45$	0	0%
$-0,45 \leq S_{tot_i} \leq -0,4$	0	0%
$-0,4 \leq S_{tot_i} \leq -0,35$	5	0%
$-0,35 \leq S_{tot_i} \leq -0,3$	4	0%
$-0,3 \leq S_{tot_i} \leq -0,25$	8	0%
$-0,25 \leq S_{tot_i} \leq -0,2$	40	1%
$-0,2 \leq S_{tot_i} \leq -0,15$	90	3%
$-0,15 \leq S_{tot_i} \leq -0,1$	200	7%
$-0,1 \leq S_{tot_i} \leq -0,05$	409	14%
$-0,05 \leq S_{tot_i} \leq 0$	743	26%
$0 \leq S_{tot_i} \leq 0,05$	652	23%
$0,05 \leq S_{tot_i} \leq 0,1$	419	15%
$0,1 \leq S_{tot_i} \leq 0,15$	184	6%
$0,15 \leq S_{tot_i} \leq 0,2$	77	3%
$0,2 \leq S_{tot_i} \leq 0,25$	22	1%
$0,25 \leq S_{tot_i} \leq 0,3$	6	0%
$0,3 \leq S_{tot_i} \leq 0,35$	3	0%
$0,35 \leq S_{tot_i} \leq 0,4$	3	0%
$0,4 \leq S_{tot_i} \leq 0,45$	1	0%
$0,45 \leq S_{tot_i} \leq 0,5$	1	0%
$0,5 \leq S_{tot_i} \leq 0,55$	1	0%

*Tabella 4.6 - Classi di suddivisione de l'errore di stima giornaliera del modello.*



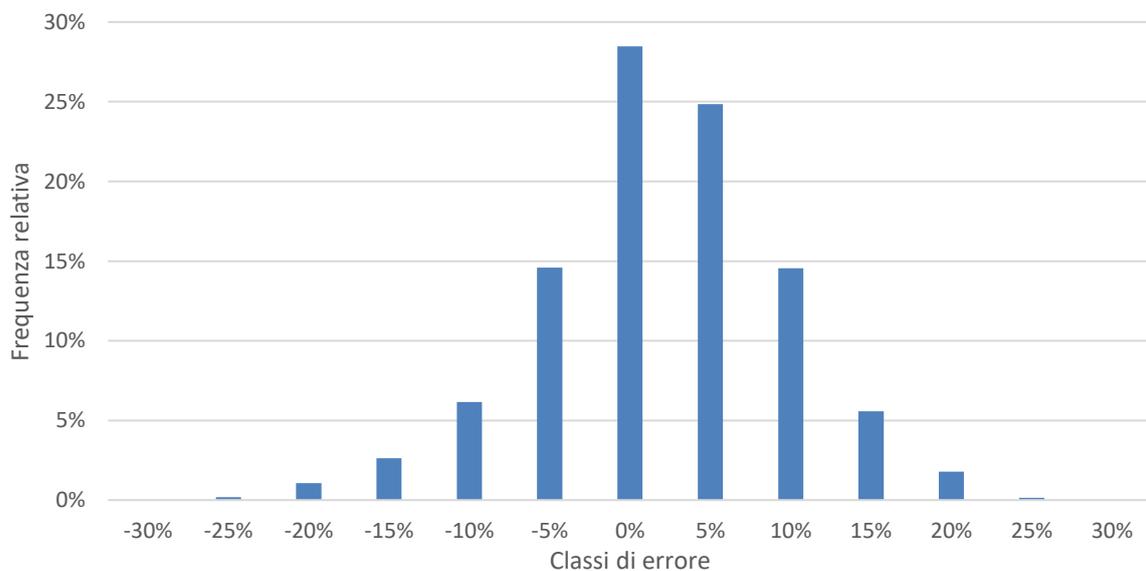
*Figura 4.18 - Distribuzione di frequenza degli errori di stima giornaliera, per le nove linee a disposizione.*

Analizzando la distribuzione, si può asserire che la stima dei consumi elettrici giornalieri operata dal modello implementato sulle nove linee utilizzate per la sua taratura, porta a degli errori nella previsione che si concentrano, per circa il 93% degli scarti calcolati, in un range compreso entro il  $\pm 15\%$ : questo risultato conferisce un apprezzabile livello di bontà nella precisione con cui il modello, attraverso le duplici equazioni della *linea equivalente*, stima la somma dei due contributi energetici  $E^*_{base}$  e  $E^*_{clima}$ ; appare opportuno valutare con quanta precisione rispondono le componenti appena citate, anche in ottica di poter valutare eventuali asset di miglioramento nelle singole metodologie adottate. A tale proposito, si replichi la procedura adottata in (4.21) per valutare la stima dei consumi dipendenti dalle ore di luce e dalla temperatura.

- *Variabile ore di luce.* Risulta interessante valutare, per ogni linea, quanto si discosta la stima del carico luce e base rispetto i valori misurati: verranno quindi analizzati gli scarti per i soli giorni aventi  $t < 20^\circ\text{C}$ , in quanto i medesimi per i giorni aventi  $t > 25^\circ\text{C}$  sono a loro volta delle stime. Si definisce allora, analogamente per quanto assunto per lo scarto giornaliero, per ogni linea, un vettore  $S_{base}$  di dimensioni  $n \times 1$  il cui generico elemento  $S_{base_i}$  è calcolabile come:

$$S_{base_i} = \frac{E_{t < 20_i} - E^*_{t < 20_i}}{E_{t < 20_i}} \quad (4.28)$$

Unendo i vettori per ogni linea si ottiene un'unica struttura  $S_{tot,base}$  di dimensioni  $(9 \cdot n) \times 1$ , da cui è possibile computarne la distribuzione di frequenza, adoperando una suddivisione in classi col medesimo criterio adottato per la stima giornaliera globale. Si riporta in seguito la distribuzione ottenuta in via grafica.



**Figura 4.19** - Distribuzione di frequenza degli errori di stima dei consumi in funzione delle ore di luce.

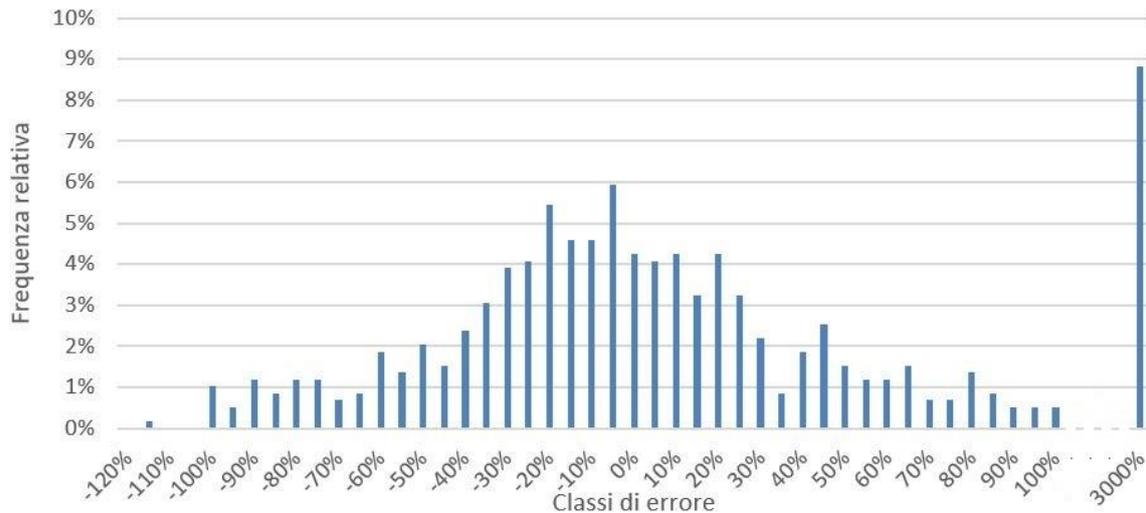
Analizzando i dati di *figura 4.19* si osserva come circa il 95% delle stime giornaliere effettuate presentano scostamenti rispetto i valori giornalieri entro il  $\pm 15\%$ : poiché la previsione dei consumi in funzione delle ore di luce avviene tramite l'equazione lineare (4.18b) della *linea equivalente*, si può riscontrare un certo grado di apprezzamento della stima compiuta nel computo della prima parte del modello.

- *Variabile temperatura.* Per quanto attiene la stima dei consumi riferiti solo al fabbisogno del raffrescamento estivo, si valuteranno gli scarti per i giorni aventi  $t > 25^\circ$ ; definendo per ogni linea un vettore  $S_{clima}$  di dimensioni  $m \times 1$ , il generico elemento  $S_{clima_i}$  sarà uguale a:

$$S_{clima_i} = \frac{E_{t>25_i} - E^*_{t>25_i}}{E_{t>25_i}} \quad (4.29)$$

Ricavandone un vettore unico per le nove linee  $S_{tot,clima}$  di dimensioni  $(9 \cdot m) \times 1$ , si riporta in *figura 4.20* la relativa distribuzione in frequenza.

I dati esposti, relativi all'errore che accompagna la stima del solo raffrescamento estivo, richiedono una interpretazione accompagnata da un certo grado di cautela: essendo la quota giornaliera di solo raffrescamento un valore *stimato*, l'errore valutato tramite la (4.25) non è riferito ad un consumo reale ed oggettivo, bensì ad una quantità che può essere anch'essa oggetto di incertezze anche rilevanti; a questo proposito è quindi importante sottolineare che la distribuzione degli scarti riportata è più propriamente da intendersi come *errore metodologico* all'interno dell'analisi effettuata. Inoltre, gli errori percentuali estremamente elevati si localizzano, per buona parte delle nove linee in esame, in giorni aventi temperature estive relativamente basse, intorno i venticinque gradi: riscontrando che, per temperature estive prossime la banda morta, i consumi stimati di solo raffrescamento rappresentano una percentuale relativamente bassa rispetto il consumo totale giornaliero misurato, gli elevati errori ricavati dalla distribuzione in frequenza indicano una scarsa qualità di stima dei consumi per raffrescamento, a loro volta però esigui rispetto la quota totale giornaliera.

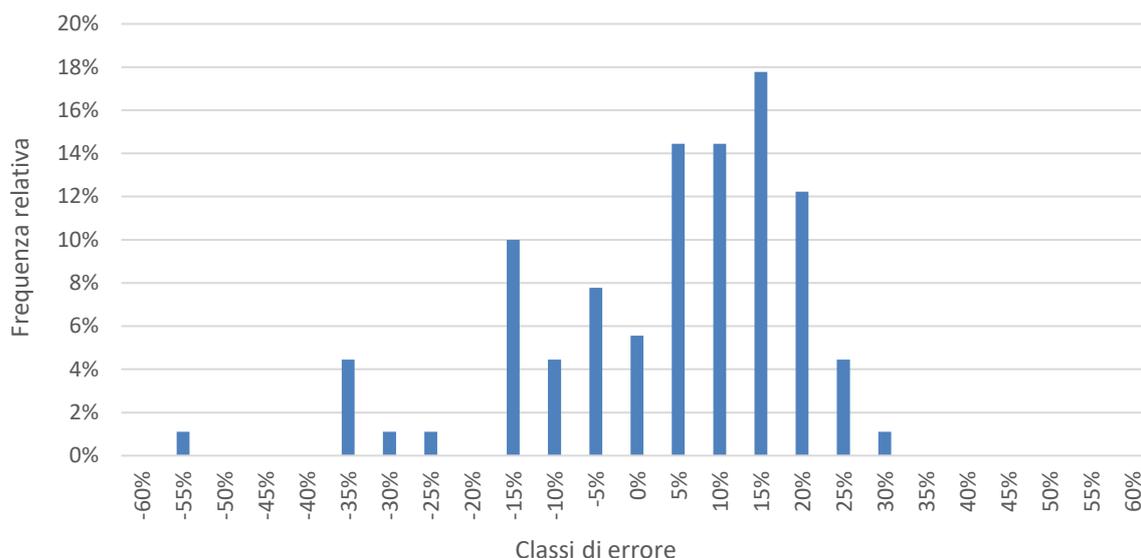


**Figura 4.20** - Distribuzione di frequenza degli errori di stima dei consumi in funzione della temperatura.

La prima analisi di distribuzione degli errori esposta all'inizio di questo paragrafo si è soffermata sulla finestra *totale* annua di ogni linea; diviene utile, nonché interessante, analizzare come il modello risponde a fronte dei picchi di prelievo: quello che si richiede dal modello è quindi la capacità di determinare, con un certo grado di precisione, la previsione delle punte di carico, in modo da caratterizzare con sufficiente affidabilità i giorni con maggiore fabbisogno elettrico per una determinata linea, consentendo di valutare lo stato di loading dell'infrastruttura e la relativa adeguatezza. A tale fine si è provveduto a calcolare, per ogni linea, un intervallo  $\hat{I}_g$  contenente i consumi giornalieri misurati compresi tra il valore massimo ed il suo 80% (operazione quest'ultima per poter disporre di un campione significativo, per ogni linea, di giornate durante l'anno particolarmente energivore):

$$\hat{I}_g := [0,8 \cdot \max([\mathbf{E}]_{320 \times 1}); \max([\mathbf{E}]_{320 \times 1})] \quad (4.30)$$

Si ricavano per ogni linea un quantitativo di giorni aventi i relativi consumi monitorati soddisfacenti la (4.30): come facilmente intuibile, essi appartengono ai mesi estivi, caratterizzati da maggiori prelievi giornalieri legati al raffrescamento. Si ottengono un totale di novanta giorni per l'insieme delle nove linee, ai quali è possibile computarne, noti i relativi consumi stimati, l'errore commesso nella previsione da parte del modello: calcolando successivamente la distribuzione di frequenza dei novanta errori (l'identificazione delle classi è avvenuta seguendo il medesimo approccio per le distribuzioni precedentemente descritte), si riporta in *figura 4.21* la rappresentazione tramite diagramma a barre del risultato ottenuto.



**Figura 4.21** - Distribuzione in frequenza degli errori di stima dei picchi giornalieri di carico su scala annua, per le nove linee a disposizione.

Indagando come il modello stima, per ogni linea, i picchi di prelievo giornaliero appartenenti all'intervallo sopra dichiarato, si osserva come la previsione delle punte di prelievo giornaliero su scala annua sia accompagnata da un errore compreso nel  $\pm 15\%$  per un 75% dei picchi analizzati: questo valore si discosta rispetto la distribuzione di *figura 4.18* relativa la stima dell'errore sul *totale* delle stime giornaliero, caratterizzata da un totale del 93% degli scarti localizzati all'interno del range  $\pm 15\%$ . Appare lecito imputare questa minore accuratezza della stima dei picchi di fabbisogno giornaliero all'incertezza che accompagna la previsione del carico di base per i detti giorni estivi, e dalla equazione della *linea equivalente* dipendente dalla temperatura tendente a linearizzare il comportamento complessivo delle nove linee di *figura 4.9*, caratterizzate per alte temperature (a cui corrispondono i picchi di prelievo giornaliero) da una non trascurabile dispersione.

#### 4.4.3.2 Analisi oraria

L'analisi di distribuzione degli errori su base oraria verrà eseguita sulle nove linee a disposizione e verrà suddivisa nei seguenti calcoli:

- Distribuzione degli scarti per il totale ore componenti i giorni monitorati;
- Distribuzione degli scarti relativi ad ore in cui si assistito ad un picco di prelievo di entità rilevante su base annua.

Introducendo della utile notazione, è possibile designare, per ogni linea, col vettore  $\mathbf{h}$  i ventiquattro consumi orari che compongono il generico giorno  $E_i$ , noti da misura, e con  $\mathbf{h}_{tot}$  l'unione delle ore monitorate all'interno dell'intero monitoraggio annuo:

$$\mathbf{h}(E_i) := \begin{bmatrix} h_0 \\ h_1 \\ \vdots \\ h_{23} \end{bmatrix}_{24 \times 1} \quad (4.31)$$

$$\mathbf{h}_{tot} := \begin{bmatrix} \mathbf{h}(E_1) \\ \overline{\mathbf{h}(E_2)} \\ \vdots \\ \mathbf{h}(E_{320}) \end{bmatrix}_{(24 \cdot 320) \times 1} \quad (4.32)$$

È stato descritto in precedenza come il modello orario permetta di proiettare la stima giornaliera  $E^*_i$  sulle singole ore noto il diagramma di carico normalizzato, in funzione della tipologia e della temperatura media di raggruppamento che caratterizzano detta giornata; denominando il vettore contenente le quote orarie percentualizzate con  $\mathbf{p}$  (si è assunta la lettera “ $p$ ” in richiamo a “percentuale”) ottenute al termine della procedura illustrata nel paragrafo 4.3, le ore stimate per  $E^*_i$  diverranno:

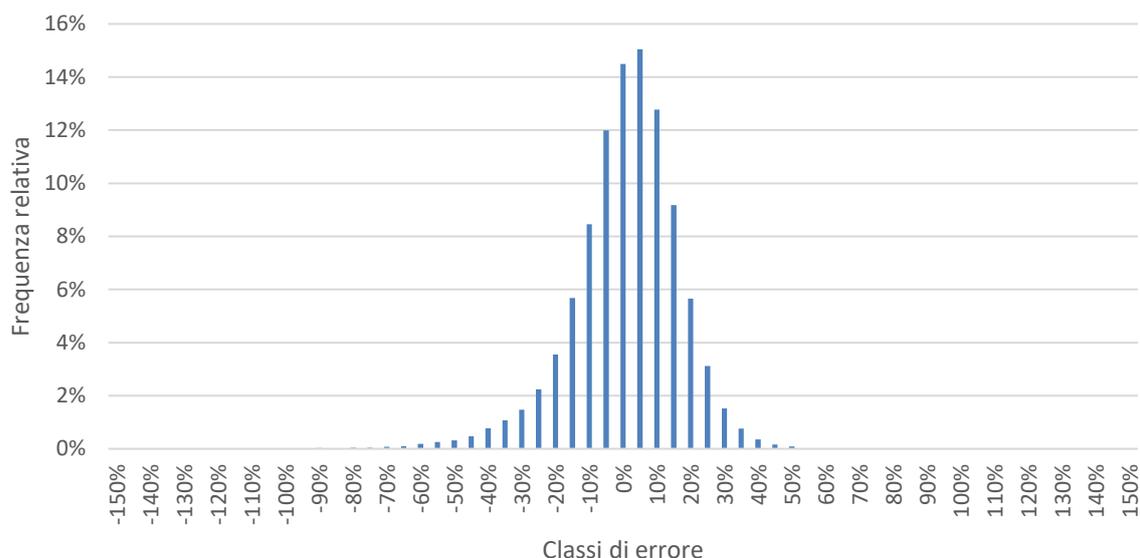
$$\mathbf{h}^*(E_i) := E^*_i \cdot \mathbf{p} \quad (4.33)$$

Riassumendo in un unico vettore il totale delle ore stimate per una data linea, si avrà:

$$\mathbf{h}^*_{tot} := \begin{bmatrix} \mathbf{h}^*(E_1) \\ \overline{\mathbf{h}^*(E_2)} \\ \vdots \\ \mathbf{h}^*(E_{320}) \end{bmatrix}_{(24 \cdot 320) \times 1} \quad (4.34)$$

Sarà allora possibile definire il vettore degli errori di modellazione orarie  $\mathbf{S}_h$  per un generico giorno e per ogni linea, il cui generico scarto dell'ora  $i$ -esima sarà pari a:

$$S_{h_i} = \frac{h_i - h_i^*}{h_i} \quad (4.35)$$



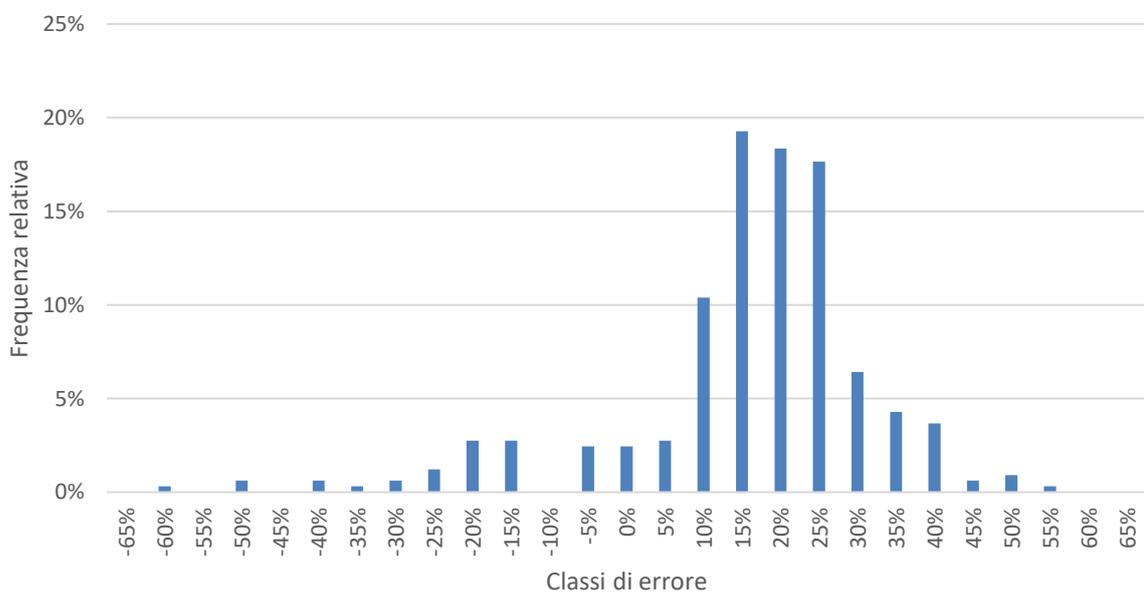
**Figura 4.22** - Distribuzione di frequenza degli errori di stima dei consumi orari dell'intera campagna di monitoraggio, per le nove linee a disposizione.

- Distribuzione in frequenza degli errori di stima, su base annua.*  
 Si riporta in *figura 4.22* la distribuzione in frequenza degli scarti  $S_{hi}$  ricavati per ogni linea, per un totale di  $9 \times 24 \times 320 = 69120$  valori. La valutazione porta a degli errori nella previsione che si concentrano, per circa il 77% degli scarti calcolati, in un range di classi compreso entro il  $\pm 15\%$ : questo risultato conferisce un discreto livello di bontà nella precisione con cui il modello, attraverso i profili di carico normalizzati delineati nel paragrafo 4.3, stima il fabbisogno orario dell'intero set di monitoraggio annuo. Si sottolinea che la qualità della stima oraria appena analizzata è legata al duplice effetto combinato delle incertezze che accompagnano il computo delle curve normalizzate e la previsione su base giornaliera tramite la *linea equivalente*.
- Distribuzione degli errori nelle ore presentanti il picco di prelievo annuo.*  
 Come introdotto nella distribuzione giornaliera, appare di notevole interesse valutare con quanta precisione il modello stima il consumo orario nelle ore maggiormente energivore su scala annua. Per analizzare come il modello risponde alle punte di richiesta presentatesi durante la finestra annua monitorata, sono stati ricercati per ogni linea il massimo prelievo orario; a tal proposito è stata rilevato, per ogni linea, il picco orario massimo di richiesta sull'intero anno e successivamente ricavato un intervallo  $\hat{I}_h$  costituito da prelievi orari compresi tra il massimo e il suo 80%:

$$\hat{I}_h := [0,8 \cdot \max([\mathbf{h}_{tot}]_{(24 \cdot 320) \times 1}); \max([\mathbf{h}_{tot}]_{(24 \cdot 320) \times 1})] \quad (4.31)$$

In questo modo si ottiene per ogni linea un campione significativo delle 327 ore energivore più significative, riscontrando all'unanimità picchi localizzati nei mesi di giugno e luglio nelle fasce serali (coerentemente coi diagrammi di carico riportati in *figura 4.12*). Applicando, per ogni linea, la risposta del modello per le ore

appartenenti all'intervallo e calcolando successivamente lo scarto della previsione rispetto il valore reale, è possibile valutare la distribuzione in frequenza degli errori commessi per tutte le stime orarie appartenenti ai nove intervalli, ricavandone il diagramma a barre di *figura 4.23*. Analizzando la distribuzione si assiste ad una concentrazione in una classe di errori compresa tra il  $\pm 15\%$  del 46% delle ore di picco a disposizione; questi errori nella stima possiedono le stesse criticità esposte per il punto precedente, ovvero sono il frutto dell'effetto combinato dell'errore nella stima del prelievo giorno e della successiva proiezione sulle ventiquattro ore. Si imputa come ulteriore elemento impattante sulla sufficiente qualità del risultato ottenuto l'operazione di media aritmetica con cui sono stati ricavati i valori adimensionali dei diagrammi di carico giornalieri, la quale tende a distendere e rendere meno pronunciati i profili di carico giornaliero ricavati al paragrafo 4.3.



**Figura 4.23** - Distribuzione di frequenza degli errori di stima dei picchi di prelievo orario su scala annua, per le nove linee a disposizione.

## 4.5 Validazione su linee con consumo annuo non noto

È possibile applicare il modello implementato su linee non appartenenti all'insieme delle nove adottate per la taratura; all'occorrenza è stato quindi estratto un campione di nove linee dal database bonificato, costituito dalle tre seguenti linee in Bassa Tensione:

- *Cimaro* (raggruppamento: POD>100);
- *Tigli* (raggruppamento: POD: 60-80);
- *Fra' Giocondo* (raggruppamento: POD 20-40).

Queste linee sono caratterizzate da una finestra temporale del monitoraggio dei consumi inferiore l'anno: non disponendo dell'integrale annuo di energia veicolata alle utenze sottese, esso viene stimato accingendo al database aziendale di Megareti introdotto nel capitolo 2, nel quale è disponibile, per ogni POD sotteso, l'energia fatturata mensile, da cui è possibile determinare il totale annuo dell'insieme delle utenze connesse. Disponendo inoltre di un quantitativo ridotto di giorni monitorati, diviene particolarmente incerta la stima di un trend di regressione lineare che, stimante il comportamento dei consumi al variare delle ore di luce, consenta di ricavare secondo la (4.12) la stima della sola quota di raffrescamento estivo e la conseguente definizione dell'indice *raff%* caratteristico per la suddetta linea. In luce di queste considerazioni verrà adottata, come ipotesi di primo tentativo, un valore arbitrario di *raff%* coerente con quelli ottenuti dalle linee a disposizione (come esposto nel paragrafo 4.2.3, rientrano nell'intervallo [3,5%;18%]), e successivamente aggiustato secondo la metodologia di seguito riportata.

#### 4.5.1 Validazione giornaliera

Viene proposto nel seguente diagramma di flusso e nel relativo a schema a blocchi la procedura adottata per la stima giornaliera dei consumi per le tre linee a disposizione; si riporta inoltre in *tabella 4.7* la terminologia presente nelle rappresentazioni. Come percentuale di raffrescamento annua di primo tentativo, è stato assunto un valore pari al 5%, coerente con quelli riscontrati nelle nove linee precedentemente analizzate.

<b>TERMILOGIA</b>	<b>SIGNIFICATO</b>
$n(j)$	Numero di giorni misurati disponibili per la <i>j-esima</i> linea
$E_{tot}^*(j)$	Energia annua stimata per la <i>j-esima</i> linea, disponibile nel database aziendale
$raff_{ip}$	Quota di raffrescamento annua di primo tentativo, pari al 5%

**Tabella 4.7** - Terminologia adottata per la formalizzazione del diagramma di flusso e dei relativi schemi a blocchi.

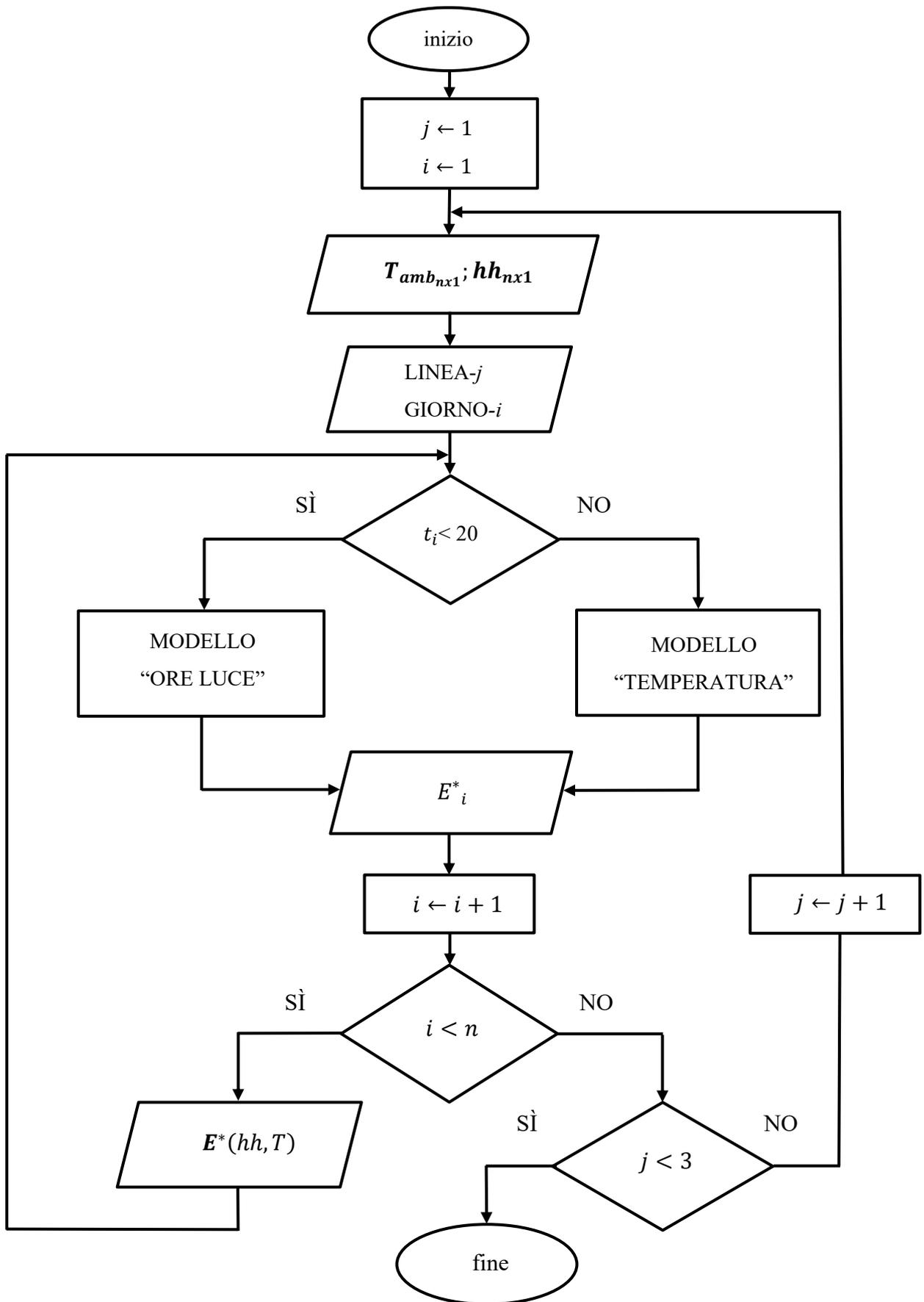
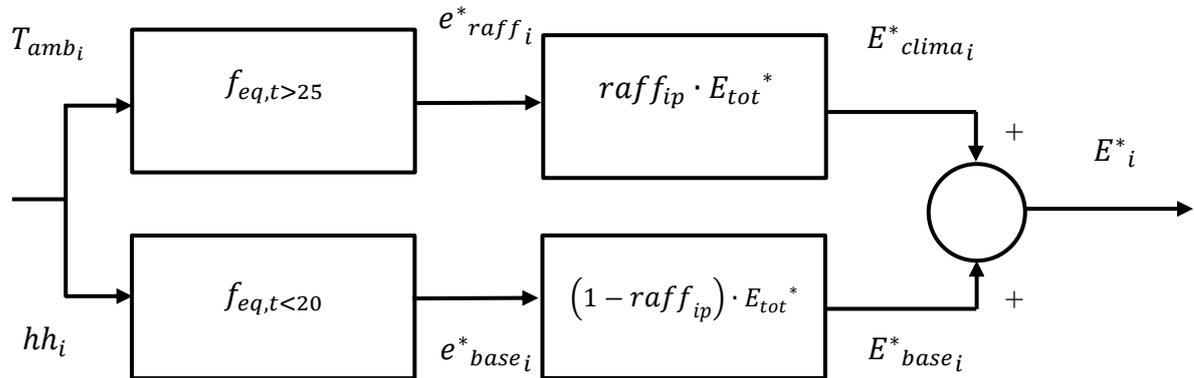


Figura 4.24 - Diagramma di flusso ricalcante i passaggi logici implementati dal modello d'utenza.

MODELLO “TEMPERATURA”:



MODELLO “ORE DI LUCE”:

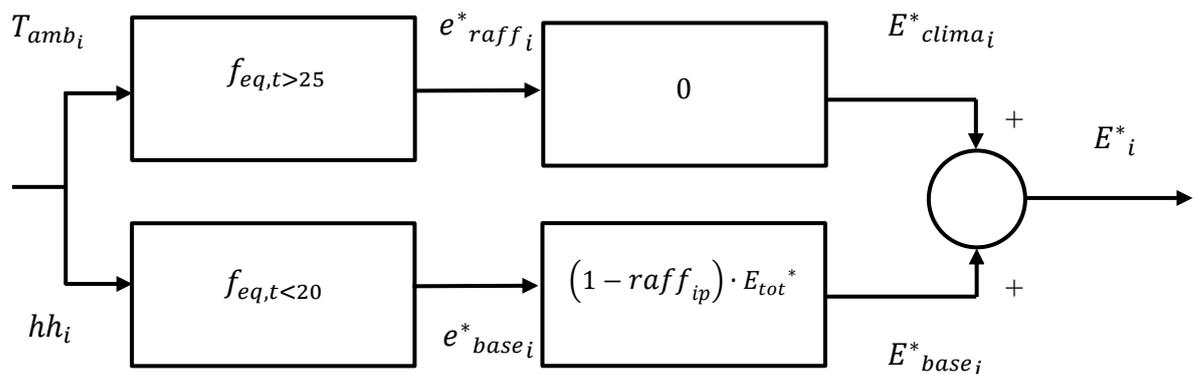


Figura 4.25 - Schemi a blocchi per la sintesi della stima del consumo giornaliero in funzione della forzante adottata.

Al termine del ciclo iterativo del diagramma di flusso si disporranno i vettori  $E^*(ora, t, E_{tot}^*, raff_{ip})$  delle previsioni dei consumi giornalieri da parte del modello per le tre linee selezionate. Essendo l'indice  $raff$  un dato di input al modello ed incognito, dovrà essere fornito in modo aprioristico e comunque in modo concorde col range di variazione tipico di questa quota parte di energia ad uso raffrescamento e stimato nella fase di analisi delle nove linee. Nell'operazione appena descritta di validazione del modello su queste tre linee, l'indice di raffrescamento può essere adottato come parametro di ottimizzazione per questa applicazione: è possibile infatti, ricavando per ciascuna linea il vettore  $S$  che computa gli scarti giornalieri tra i valori reali e quelli stimati, implementare un calcolo iterativo che

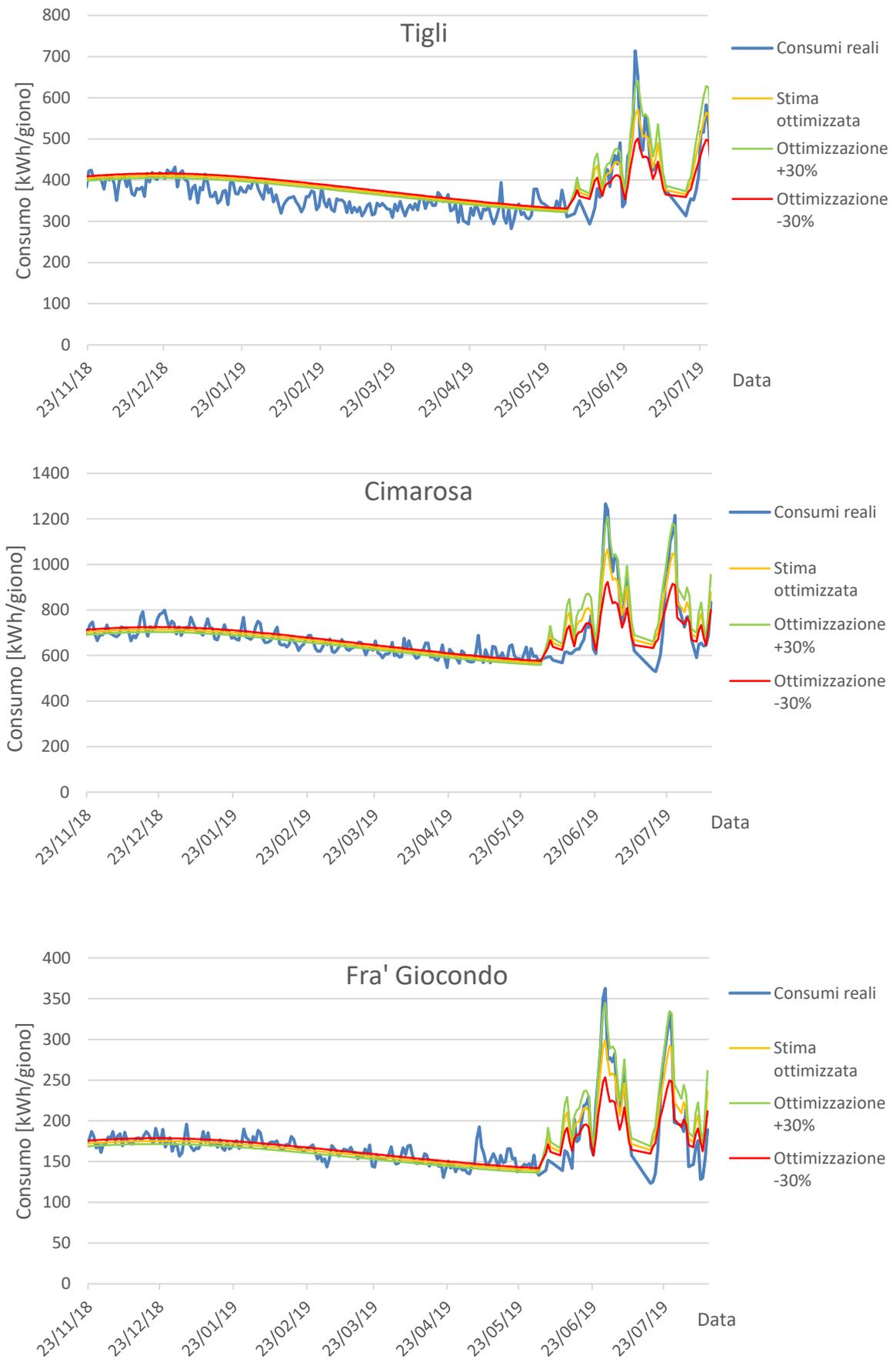
abbia come fine ricavare il valore della quota di raffrescamento che *minimizza* l'errore quadratico medio che si ottiene dalla stima, definito come:

$$MSE = \frac{\sum_{i=1}^n S_i^2}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i^2}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n (E_i - E_i^*)^2}{n} \quad (4.36)$$

Si tratta quindi di una procedura computazionale automatica che permette di ricavare il valore numerico della quota di raffrescamento che, inserita nei calcoli raffigurati in *figura 4.25*, porta a minimizzare lo scarto sui giorni totali di osservazione tra i consumi reali e la loro previsione. Si riportano in *tabella 4.8* i valori di *raff* ottimizzati calcolati per le tre linee in esame e specificando, a seguito dell'elaborazione per ciascuna di esse delle distribuzioni in frequenza degli scarti, il quantitativo percentuale di stime giornaliere che presentano uno scarto rispetto i valori reali contenuti all'interno del range del  $\pm 15\%$ . È stata inoltre effettuata un *analisi di sensitività* sul parametro ottimizzato della quota di raffrescamento annua, che consiste nel variare il suo valore numerico di un  $\pm 30\%$ , valutando l'entità degli scostamenti rispetto l'ottimo. L'andamento annuo dei consumi reali delle tre linee sono riportati in *figura 4.26*, a cui si sovrappongono le stime del modello d'utenza immettendo come dato di input la percentuale di raffrescamento ottimizzata, e la stessa variata del  $\pm 30\%$ . Come si può osservare, il parametro riveste una certa flessibilità nella fase di validazione: maggiorando del 30% la percentuale di ottimizzazione, si assiste ad un migliore delineamento della stima del modello nelle punte estive e ad un discostamento nella stima invernale e di metà stagione (comportamento duale replicando il ragionamento per la minorazione): questo differente comportamento è conseguente al diverso contributo che la quota *raff* produce nella stima dei giorni dipendenti dalle ore di luce e dalla temperatura, riscontrabile rispettivamente nella (4.20) e (4.25).

<b>LINEA</b>	<b>GIORNI MONITORATI "n"</b>	<b>QUOTA RAFFRESCAMENTO OTTIMIZZATA</b>	<b>[%] GIORNI CON ERRORE DI STIMA COMPRESO ENTRO <math>\pm 15\%</math></b>
Cimarosa	248	5%	95%
Tigli	236	4,2%	94%
Fra' Giocondo	248	6,8%	95%

**Tabella 4.8** - Caratteristiche delle tre linee in fase di modellizzazione.

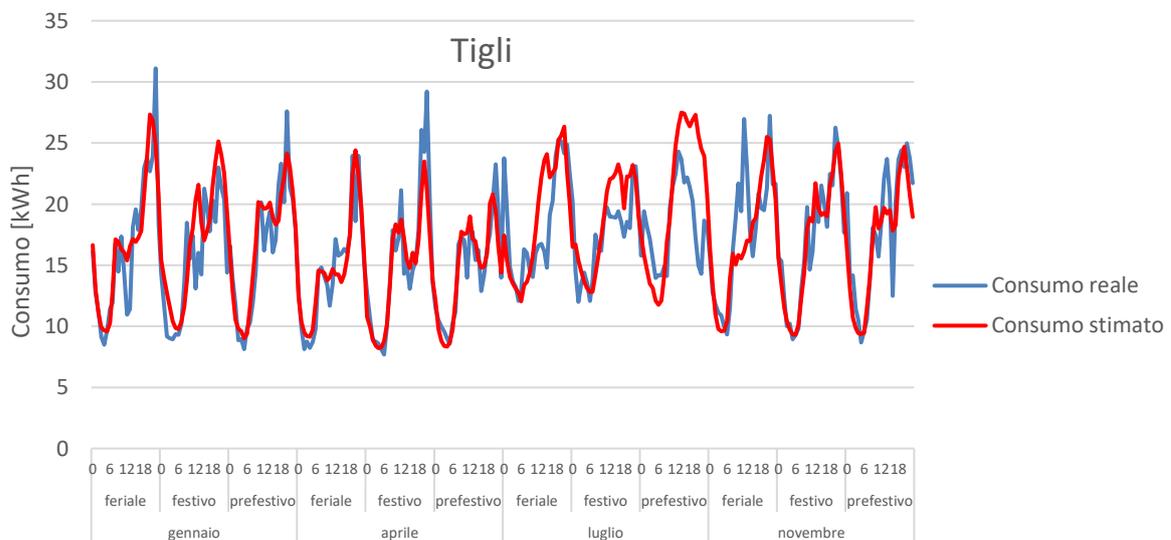


**Figura 4.26** - Andamento annuo dei consumi monitorati e relativa modellizzazione, per ogni linea.

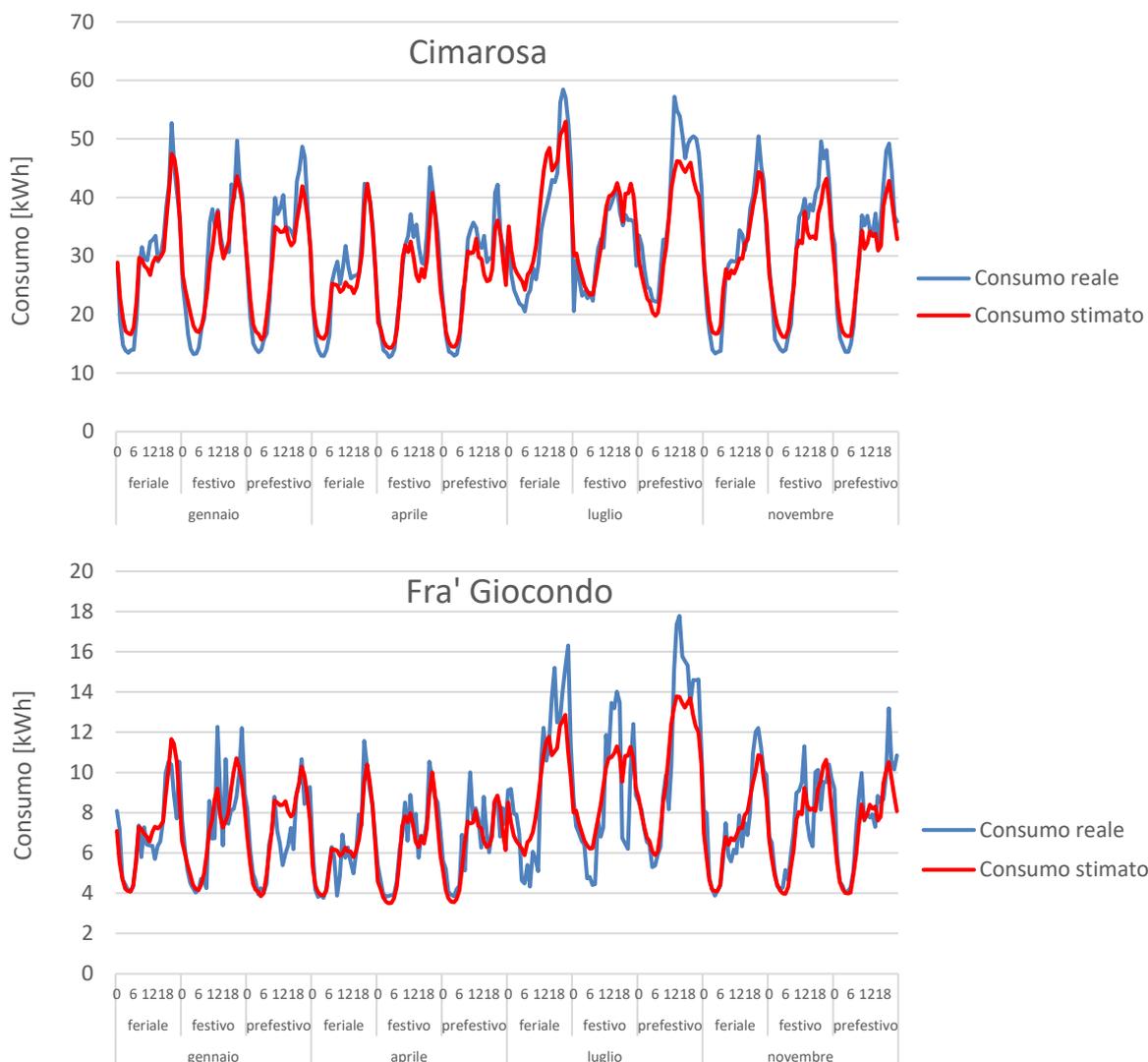
Si sottolinea come la quota *raff* presenti un grado di sensibilità non trascurabile in termini di impatto sulla stima giornaliera: è possibile ricavare, a titolo d'esempio, come il picco giornaliero di prelievo per la linea *Cimarosa*, localizzato al 28/06/2019, subisca un incremento della sua stima del 45% raddoppiando la quota di raffrescamento annua ottimizzata (essendo la stima giornaliera somma del contributo legato alle *ore di luce* e alla *temperatura*, ogni giorno sarà caratterizzato da quote diverse di questi addendi, impossibilitando quindi ad affermare che ad una variazione di *raff* consegua una variazione percentuale delle stime costante per tutti i giorni monitorati). Questa osservazione conferisce al parametro *raff* una sensibilità non trascurabile, impattante in maniera significativa sulla stima dei consumi, in modo maggiormente marcato su quelli estivi di maggiore interesse. Questa peculiarità rivestirà notevole interesse nel proseguo della caratterizzazione.

#### 4.5.2 Validazione oraria

Si riportano nel seguito i profili di carico giornaliero stimati per le tre linee a disposizione, valutati sui medesimi giorni adoperati per la validazione sulle nove linee assunte per la taratura del modello: sono stati selezionati i giorni di venerdì, sabato e domenica appartenenti alle terze settimane dei mesi di gennaio, aprile, luglio, novembre, potendo in questo modo testare come il modello risponde al variare della stagionalità. Questa previsione assume una percentuale di raffrescamento pari a quella di ottimizzazione, e il ricorso ai profili normalizzati che si ottengono a partire dai dati di input *giorno tipo* e *temperatura giornaliera di raggruppamento*, per i giorni sopra menzionati.

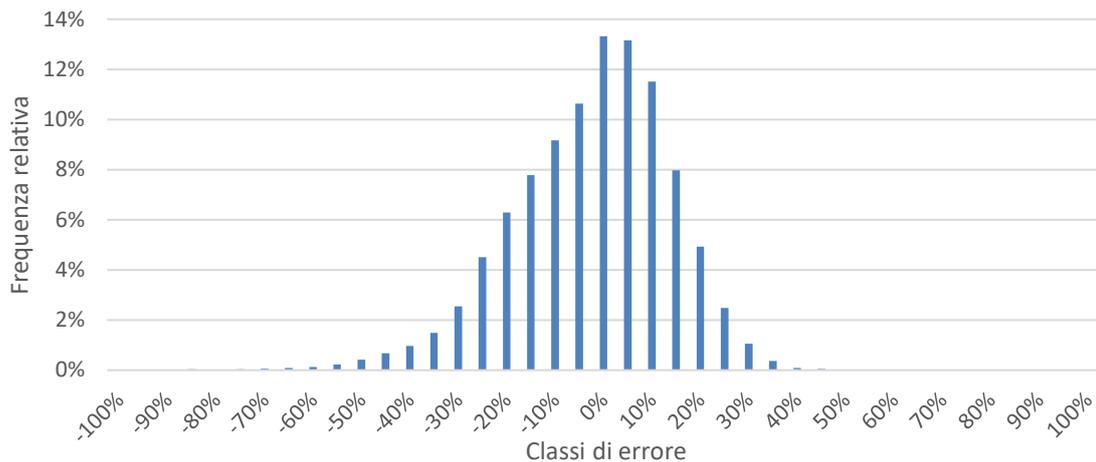


**Figura 4.27** - Diagrammi di carico giornaliero monitorati e stimati dal modello, per le singole linee.



**Figura 4.27 - (segue)**

Riprendendo i dati forniti in *tabella 4.8* si hanno a disposizione, per l'insieme delle tre linee monitorati, un complessivo di 732 giorni di osservazione, ai quali corrispondono un totale di 17568 ore di stima da parte del modello; applicando per ogni consumo orario di ogni linea la (4.35) per la valutazione degli errori commessi nella previsione, si riporta in *figura 4.28* la distribuzione di frequenza degli scarti ottenuti dalla previsione di tutte le ore a disposizione, avendo adoperato quale percentuale di raffrescamento, il valore di ottimizzazione. La valutazione porta a degli errori nella previsione che si concentrano, per circa il 76% degli scarti calcolati, in un range di classi compreso entro il  $\pm 15\%$ : questa valutazione conferisce un discreto livello di bontà alla stima oraria appena effettuata, la cui qualità è dettata da una duplice stima in cascata del modello, legata sia al comportamento giornaliero stimato tramite la percentuale di raffrescamento ottimizzata, e la successiva proiezione sulle ventiquattro ore mediante i profili normalizzati.



**Figura 4.28** - Distribuzione di frequenza degli errori di stima dei consumi orari dell'intera campagna di monitoraggio, per le tre linee in esame.

## 4.6 Validazione su una generica linea incognita non monitorata

È stato fino ad ora trattato l'applicazione del modello nella stima dei consumi giornalieri ed orari per linee su cui è stata effettuata una campagna di monitoraggio dei prelievi energetici, per una durata temporale particolarmente significativa. Nel caso più generale in cui si dispone di un generico elettrodotto alimentante un complesso residenziale, di cui non è stata compiuta alcuna installazione di misuratori, ci si interroga su quali siano i principali input che debbono essere forniti al modello ricavato in questo capitolo per poter stimare con sufficiente accuratezza, il fabbisogno sia giornaliero sia, con un maggiore grado di dettaglio, su scala oraria; a tal proposito, note le misure di temperatura media giornaliera e le ore di luce caratteristiche per ogni giorno, gli altri parametri che dovranno essere noti sono:

- *La stima di energia annua veicolata:* non disponendo di una finestra di durata annua di misure giornaliere dei consumi, e quindi nell'impossibilità di ricavarne il relativo integrale energetico su base anno, ci si può agevolmente rivolgere ai dati di fatturazione mensile dei singoli POD allacciati alla linea in esame (recuperabili in appositi database gestiti da Megareti), per il computo del totale annuo  $E_{tot}^*$ ;
- *La quota parte di raffrescamento rispetto il totale anno:* la quota di raffrescamento annua risulta non nota per una generica linea incognita, in quanto la mancanza di un monitoraggio giornaliero dei consumi impossibilita a definire con sufficiente accuratezza i termini costituenti la (4.12); essa rappresenta comunque un parametro che ha scarsa attinenza da possibili misure dirette, specialmente in un contesto di monitoraggio su scala aggregata.

Ponendo l'attenzione sull'ultimo punto descritto, nella precedente operazione di validazione del modello su linee appartenenti al database caratterizzate da consumi di durata inferiore l'anno, la possibilità di governare la quota *raff* come un parametro di ottimizzazione era certamente possibile, in quanto si disponeva di elementi reali di riscontro (nella fattispecie, i consumi misurati) sui quali valutare la bontà della stima; nel caso in esame invece, l'assenza di elementi di comparazione non permette una procedura di ottimizzazione del parametro e conseguentemente obbliga l'impostazione di un valore scelto in modo aprioristico all'interno di un range di valori tipici (desumibili da *tabella 4.3*), noto quest'ultimo dalla precedente analisi sulle nove linee adoperate per la taratura del modello, che ha altresì condotto a stimare un intervallo di variazione caratteristico di questa quota parte di energia ad uso raffrescamento. All'interno di questo range noto, l'ipotesi di potersi indirizzare verso valori maggiormente puntuali appare attuabile disponendo nuovamente di misure mensili di fatturazione: noti per ogni POD allacciato ad una generica linea incognita i valori energetici di consumo mensile detenuti dal Gestore, è possibile approssimare una indagine di tipo statistico che possa condurre ad identificare una correlazione significativa tra i dati a disposizione e il valore atteso della quota di raffrescamento complessiva per l'aggregato di utenze servito dalla linea. Allo stato attuale, la validazione del modello su una generica linea incognita prevede la conoscenza delle seguenti grandezze: vettori temperatura media ed ore di luce afferenti all'insieme dei giorni (settimanale, mensile, stagionale, annuo) in cui si ripone l'interesse della stima del prelievo; le equazioni linearizzate della *linea equivalente* per il computo dei consumi normalizzati riferiti alle variabili suddette; l'energia annua veicolata dalla linea, nota dai database aziendali di fatturazione mensile; un range di variazione tipico della quota parte di consumo per raffrescamento rappresentativa del contesto residenziale, che può essere ulteriormente tipizzata per la linea in esame disponendo di una analisi che leghi il fabbisogno registrato estivo alla quota *raff*.

## 4.7 Confronto tra modello d'utenza e i fattori di utilizzazione complessiva

Nel paragrafo 4.4 si è analizzato come il modello d'utenza stimi i consumi giornalieri ed orari per le nove linee adottate per la sua validazione, disponendo numericamente delle previsioni per ogni ora componente di dataset di ognuna delle nove; diviene estremamente interessante confrontare i valori che si ottengono con questo approccio con i medesimi che si ottengono dalle curve di involuppo *orario* massime del fattore complessivo  $K$  di utilizzazione e contemporaneità, al variare del numero di utenze sottese ad una generica linea residenziale: con riferimento al paragrafo 3.5, è stato riportato nel grafico di *figura 3.9* una dispersione di punti ottenuti calcolando, per ogni linea del database e per ogni relativa fase, il massimo fattore  $K$  all'interno della campagna di monitoraggio corrispondente al rapporto tra la massima potenza media che viene veicolata nell'unità di tempo oraria (definendo in tal modo una energia in  $[W \cdot h]$ ) rispetto quella installata. Si riportano in *tabella 4.9* i seguenti computi caratteristici per ogni linea:

- Il numero di utenze  $U$ ;
- La potenza installata  $P_i$ ;
- Il coefficiente  $K(U)$  desunto dall'involuppo superiore di *figura 3.9* (ottenuto dalla conoscenza delle equazioni dei singoli segmenti costituenti la spezzata) ;
- L'energia corrispondente  $E_K = K(U) \cdot P_i$  ;
- Il prelievo orario massimo stimato dal modello  $E_{stima} = \max(\mathbf{h}^*_{tot})$ ;
- L'energia reale misurata, corrispondente a quella massima che ricava il modello, designata in tabella con "E".

Il confronto tra le ultime due colonne richiama il livello di bontà con cui il modello stima i picchi di prelievo orario su base annua delle varie linee, discusso già nel paragrafo 4.4.3.2. Si denota in generale una stima del picco ricalcante il valore reale in modo sufficientemente più accurato rispetto l'approccio mediante il fattore complessivo  $K$ , tendente a sovrastimare, per definizione stessa del concetto di curva di involuppo superiore, i massimi prelievi orari: stima questa che tende a discostarsi in eccesso quanto più il valore massimo del fattore  $K$  ricavato per ogni linea e costituente la dispersione del grafico di *figura 3.9* si allontana dal

valore di tipo conservativo assunto sull'involuppo (vedasi ambedue le linee *Maddalena*, *Mezzacampagna*, *Marotto*); diversamente, per quanto attiene linee come *Gavagnin* e *Paride da Cerea*, essendo nel già menzionato grafico prossime all'asintoto, assicurano dei valori  $E_K$  pressoché allineati con le rispettive due colonne di energia oraria reale e stimata. Infine, il confronto tra  $E$  e  $E_{stima}$  costituisce un ulteriore sottoinsieme della validazione effettuata in *figura 4.23* pertinente la stima dei picchi orari su scala annua.

<i>LINEA</i>	$U$	$P_t$ [kW]	$K(U)$	$E_K$ [kWh]	$E$ [kWh]	$E_{stima}$ [kWh]
Gavagnin	117	467	0,185	86,3	85,9	63,0
Maddalena (POD>100)	104	416	0,192	79,8	55,6	52,7
Paride Da Cerea	102	402	0,193	77,7	77,7	63,1
Gelsi	78	265	0,207	55,0	43,3	41,9
Maddalena (POD: 60-80)	61	268	0,217	58,1	40,6	31,2
Marotto	51	307	0,226	69,3	43,9	67,5 <sup>(7)</sup>
Frugose Ovest	40	91	0,239	21,8	18	14,4
Mezzacampagna	32	130	0,248	32,2	18,9	22,4
Montenero	24	96	0,257	24,7	12,7	15,0

**Tabella 4.9** - Caratteristiche salienti delle linee per un appropriato confronto tra il modello d'utenza e i coefficienti complessivi di utilizzazione e contemporaneità orari ricavati al capitolo 3.

<sup>7</sup> Questa stima numerica costituisce una controtendenza nell'ordine decrescente dei valori all'interno della relativa colonna: ciò è imputabile alla quota annua di raffrescamento *raff* della linea *Marotto* nettamente maggiore rispetto le medesime caratteristiche delle altre otto linee, come desumibile da *tabella 4.3*; come descritto al termine del paragrafo 4.5.2, ne conseguirà una marcata sovrastima da parte del modello.

## 4.8 Approfondimento: ora solare/legale

Nella finestra temporale di monitoraggio dei consumi sono incluse le seguenti due date di cambio dell'ora:

- Notte tra il 27/10/2018 e il 28/10/2018: passaggio all'ora legale;
- Notte tra il 30/03/2019 e il 31/03/2019: passaggio all'ora solare.

È noto infatti come questa convenzione sia applicata a livello nazionale per beneficiare, con la transizione all'ora legale, di un risparmio energetico grazie al minor utilizzo del carico luce, con effetti particolarmente significativi nelle settimane prossime le date del passaggio, essendo al contrario i mesi estivi caratterizzati da giornate più lunghe con risultati in termini di risparmio meno marcati.

Nell'implementazione del modello d'utenza, è stato scomposto il sotto vettore della (4.6) nell'unione di due sotto vettori: le ore di luce dei giorni aventi  $t < 20^\circ\text{C}$  appartenenti al periodo dell'ora legale e a quello dell'ora solare (il cui totale dei giorni saranno nel seguito numerati rispettivamente con le lettere "a" e "b").

$$\mathbf{hh}_{t < 20_{nx1}} := \begin{bmatrix} \mathbf{hh}_{l_{ax1}} \\ \mathbf{hh}_{s_{bx1}} \end{bmatrix}_{nx1} \quad (4.37)$$

A partire dalla (4.37) sono stati replicati i passaggi esposti nel paragrafo 4.2.2, definendo per ogni linea due rette di regressione in funzione delle ore luce che caratterizzino i giorni aventi ora legale ed ora solare, e nel 4.2.4, sintetizzando due distinti trend relativi la *linea equivalente* per la caratterizzazione dei consumi attinenti alla fascia invernale e di metà stagione, a seconda del cambio dell'ora in vigore:

$$f_{eq\_leg,t < 20}: \mathbf{hh}_{l_{ax1}} \rightarrow \mathbf{e}_{eq,t < 20_{ax1}} \quad (4.38a)$$

$$f_{eq\_sol,t < 20}: \mathbf{hh}_{s_{bx1}} \rightarrow \mathbf{e}_{eq,t < 20_{bx1}} \quad (4.38b)$$

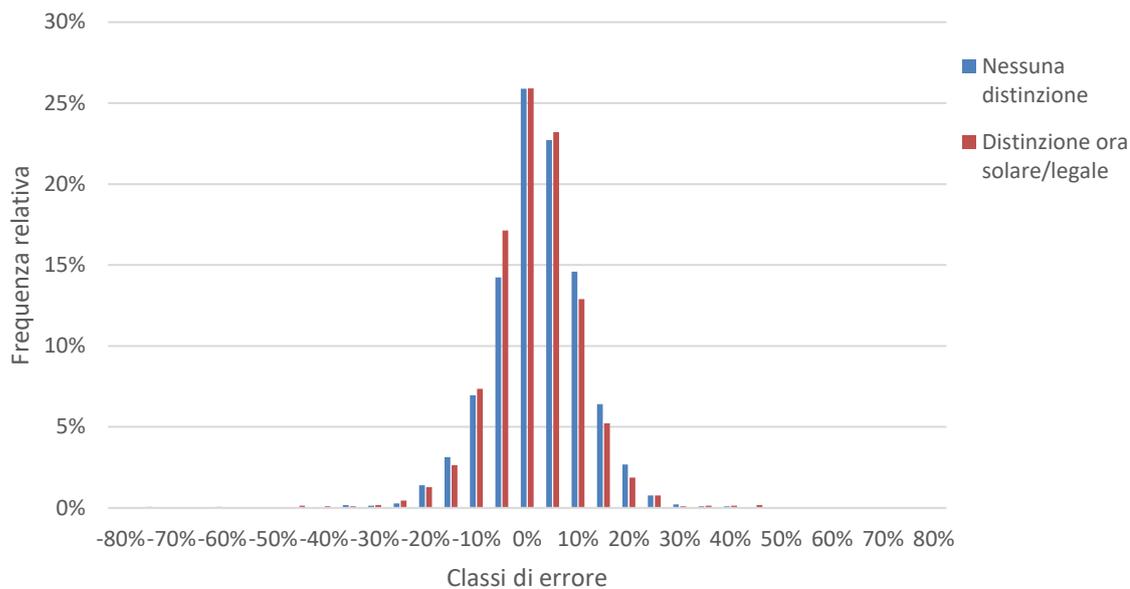
con:

$$e_{eq,t<20,l_{ax1}} = \frac{1}{\sum_{j=1}^9 ((1 - raff) \cdot E_{tot})_j} \cdot \sum_{j=1}^9 (E_{t<20,l_{ax1}})_j \quad (4.39a)$$

$$e_{eq,t<20,s_{bx1}} = \frac{1}{\sum_{j=1}^9 ((1 - raff) \cdot E_{tot})_j} \cdot \sum_{j=1}^9 (E_{t<20,s_{bx1}})_j \quad (4.39b)$$

In questo modo il modello è in grado di stimare, per ognuna delle nove linee, i consumi giornalieri dipendenti dalle ore di luce a seconda che il generico giorno da caratterizzare abbia in vigore l'ora legale o quella solare. Per quanto attiene invece la stima della componente estiva, essendo i giorni con  $t > 25^\circ\text{C}$  rientranti nell'ora legale, la componente energetica di solo raffrescamento per ogni giorno sarà ricavabile, per ogni linea, assumendo ancora la (4.12) ed avendo cura di adoperare come sottraendo il base load che si ottiene dalla retta di regressione lineare calcolata a partire da  $hh_{l_{ax1}}$ ; la successiva definizione della *linea equivalente* per il caso estivo risulta invariata con quanto già esposto nel relativo paragrafo di pertinenza. Sarà ordunque possibile effettuare la previsione dei consumi giornalieri per le nove linee a disposizione, alle quali si possono successivamente calcolare gli scarti giornalieri tra i valori reali e quelli stimati considerando il cambio dell'ora; si riporta in *figura 4.29* un interessante confronto tra la metodologia appena illustrata e quella adoperata in assenza di distinzione di ora solare/legale, rappresentando tramite diagramma a barre la distribuzione di frequenza relativa degli errori commessi nella stima giornaliera coi due metodi.

Si ricava per le due distribuzioni che, all'interno di una fascia di errore compresa tra il  $\pm 15\%$ , si concentrano per il metodo che include la variazioni tra ora solare e legale il 95% delle stime giornaliera per l'insieme delle nove linee, rispetto ad un 93% per il metodo sino ad ora adottato e riportato anche in *figura 4.18*: l'ulteriore caratterizzazione tramite il cambio dell'ora porta ad un discreto miglioramento della precisione del modello, il quale coglie delle variazioni dei consumi legati alla forzante delle ore luce a ridosso delle date di cambio dell'ora; il grado di affinamento risulta comunque di entità poco apprezzabile rispetto il modello "standard" implementato e ampiamente discusso nei paragrafi precedenti, al quale si darà, in luce altresì di un maggiore grado di semplicità di implementazione, priorità per future applicazioni di previsione dei consumi in ambito residenziale.



**Figura 4.29** - Confronto tra le distribuzioni di frequenza degli errori commessi nella stima dei prelievi giornalieri per l'insieme delle nove linee tra il modello "standard" e il medesimo valutante il cambio dell'ora.

## Conclusioni

L'attività descritta nel presente elaborato di tesi e maturata presso la sede della società AGSM Verona SPA si è incentrata su una caratterizzazione del contesto residenziale servito dal sistema di distribuzione in Bassa Tensione, al fine di valutare tramite un approccio di tipo "As Is" il grado di utilizzazione effettivo dell'infrastruttura preesistente rispetto la propria potenza installata, e la successiva definizione di un modello matematico per la previsione dei consumi elettrici di una generica linea BT servente un bacino più o meno ampio di utenze domestiche, in funzione di determinate forzanti incidenti sul fabbisogno elettrico, e su caratteristiche specifiche della linea, quali l'energia annua veicolata. Per perseguire questi obiettivi la società Megareti, appartenente al medesimo gruppo societario, ha effettuato una campagna di installazione di misuratori di corrente presso determinate CS cittadine, scelte come rappresentative del contesto residenziale; essendo i misuratori adottati di tipo amperometrico, si è resa necessaria l'assunzione di determinate ipotesi per poter stimare in maniera sufficientemente precisa le potenze veicolate nelle diverse unità di tempo e i relativi consumi energetici. Questa condizione di lavoro ha caratterizzato questa prima campagna di installazione di misuratori di corrente in cabina, in quanto Megareti ha successivamente avviato una seconda fase di allacciamento di nuovi dispositivi di misura presso altre CS alimentanti utenze residenziali, costituiti da analizzatori di rete in grado di fornire misure di tensione, corrente, potenza attiva e reattiva: la disponibilità nel sistema di acquisizione dati aziendale di tali misure, attinenti la categoria merceologica residenziale, potrà fornire per futuri lavori di caratterizzazione della rete BT coerenti con gli obiettivi di questo lavoro un dataset di misure di qualità superiore, poiché esenti da ipotesi di lavoro che possano essere fonte di inevitabili incertezze.

Il terzo capitolo di questo elaborato si è focalizzato sulla determinazione empirica di curve analitiche che correlano la variazione del coefficiente complessivo  $K$  di utilizzazione e contemporaneità in funzione della numerosità di utenze allacciate ad una generica linea, al fine di valutare il livello di *Hosting Capacity* per una data linea residenziale BT a seguito di una richiesta di incremento del carico. La caratterizzazione si è fondata distinguendo il computo del fattore  $K$  su due differenti scale temporali di osservazione, su base oraria ed al minuto: questa scelta operativa di differenziazione è conseguente al tipo di verifica tecnica che si intende conseguire, prediligendo la curva su scala minuto per le verifiche di cadute di tensione aventi carattere istantaneo, ed adottando la controparte oraria per la valutazione

dell'adeguatezza del dimensionamento energetico del trasformatore di cabina MT/BT e delle relative linee in partenza. Per quanto riguarda la caratterizzazione su scala minuto, è stata ricavata una famiglia di curve a seconda del grado di bonifica del dataset a fronte di prelievi repentini di potenza caratteristici di linee sottendenti un numero medio-basso di utenze: essendo i detti involuppi caratterizzati da un diverso livello di conservatività (in termini di caso peggiore), l'adozione della curva su base minuto più conforme è a discrezione del progettista che, concretamente, valuterà con la relativa scelta un relativo dimensionamento più o meno severo (con una ripercussione di carattere economico) in funzione del grado di cautela assunto. Il successivo computo di una curva correlante il fattore complessivo  $K$  con la numerosità di utenze per la scala temporale di tipo oraria non ha invece previsto la trattazione separata dei prelievi di potenza istantanea riscontrati, la cui durata estremamente ridotta non incide a livello energetico sulle verifiche di dimensionamento di elementi di rete caratterizzati da inerzie termiche ed elettriche relativamente elevate e confrontabili con l'ora. L'ausilio a queste curve trova campo di applicabilità nella verifica dello stato di loading dell'infrastruttura di una generica linea BT, a fronte non solo di nuovi allacci caratterizzati da potenze contrattuali importanti, ma anche per lo studio di realizzabilità tecnica di potenziali connessioni di nuovi utilizzi elettrici, ad esempio i punti di ricarica per la veicolistica di tipo ibrida o *full electric* i quali, supportati dalle attuali politiche di sostenibilità energetica incentivanti l'elettrificazione dei trasporti, proietteranno queste analisi ad un orizzonte temporale di applicabilità sul breve/medio termine.

Per quanto attiene il quarto ed ultimo capitolo di questo elaborato di tesi, la sintesi di un modello predittivo d'utenza rappresenta un primo tentativo di caratterizzare analiticamente i consumi fondandosi su forzanti che influenzano il fabbisogno elettrico giornaliero di una utenza residenziale: la difficoltà principale riscontrata risiede nella disponibilità di un dataset di misure basato su un bacino aggregato di utenze, per le quali diviene particolarmente critico scorporare l'effetto dei diversi carichi elettrici; in aggiunta, l'impossibilità di un monitoraggio di tipo puntuale all'utente finale comporta una aleatorietà dei singoli consumi elettrici che si annegano nella collettività misurata. Le stime ricavate sulle nove linee adoperate per la taratura delle equazioni di regressione lineare costituenti la *linea equivalente* mostrano, attraverso le distribuzioni di frequenza esposte nei paragrafi di pertinenza, una buona previsione dei consumi su base giornaliera e una discreta qualità per quanto attiene il focus orario: l'accuratezza del modello soffre delle criticità descritte e le assunzioni esemplificative effettuate (previsione del consumo giornaliero come somma di un termine

legato alla forzante delle *ore di luce* caratterizzante il carico luce e di base e di un termine associato alla *temperatura* che modellizzi l'effetto del raffrescamento degli ambienti) rispondono all'intenzione di cogliere al meglio la fisicità del fabbisogno elettrico di un contesto residenziale. Nella stima del prelievo giornaliero ed orario di una generica linea incognita, si è visto inoltre come la percentuale di raffrescamento annua *raff* costituisca, insieme all'energia annua veicolata dalla stessa (desumibile da dati di fatturazione degli utenti ad essa connessa e disponibili in appositi database aziendali), i dati di input per la previsione dei consumi lungo una finestra temporale di ampiezza variabile (giornaliera, settimanale, mensile, stagionale, annua) a seconda dei fini della previsione; l'indice *raff* risulta però un parametro particolarmente delicato da governare in quanto non risulta direttamente desumibile da dati disponibili, essendo correlato alla penetrazione delle tecnologie per la climatizzazione estiva installate presso le utenze servite dalla linea in fase di caratterizzazione. Si è oltretutto constatato nel paragrafo 4.5.2 come piccole variazioni della quota di raffrescamento impattino in modo significativo sulle stime dei consumi di punta estivi, denotando l'alta sensibilità di *raff* in un contesto di dimensionamento dell'infrastruttura legata alle punte di prelievo. Con queste considerazioni risulta proficuo, come step successivo al lavoro qui presentato, indagare una metodologia che consenta di definire una correlazione statisticamente robusta tra l'indice di raffrescamento caratteristico di una linea in esame e i dati di fatturazione mensile degli utenti allacciati (con particolare attenzione a quelli estivi), valori agevolmente accessibili da database del Gestore; questo spazio di affinamento al modello d'utenza attualmente implementato dovrebbe quindi prefiggere l'obiettivo di una caratterizzazione più puntuale della quota *raff* all'interno di un range di variazione tipico per un contesto residenziale, dedotto dalle analisi dei consumi sulle nove linee adoperate per la taratura del modello. In concomitanza alle considerazioni appena esposte, si riscontra infine come ulteriore elemento di affinamento della metodologia di modellizzazione, la procedura di stima dei picchi di prelievo orario: si è rilevato come il modello presenti una tendenza a sottostimare le entità delle punte di richiesta, come desumibile dalla asimmetria della distribuzione di frequenza caratterizzante gli errori della stima e dai prelievi orari riportati nella tabella di confronto con l'approccio tramite il coefficiente complessivo  $K$ ; questa particolarità risulta legata alla duplice modellizzazione del consumo giornaliero tramite il concetto di *linea equivalente*, e la successiva proiezione sulle ventiquattro ore per mezzo di opportuni profili normalizzati ricavati tramite operazioni di media aritmetica, tendenti inevitabilmente a livellare le punte giornaliere.

Poiché un'adeguata modellizzazione delle punte di prelievo riveste notevole interesse in termini conservativi per le verifiche del grado di carico di una infrastruttura, lo scostamento in difetto riscontrato nella stima dei picchi di prelievo rispetto ai medesimi monitorati appare non incoraggiante, e costituirà un ulteriore spazio di miglioramento che indagherà metodologie concorrenti ad un affinamento delle curve di carico ad ora implementate, e ad un perfezionamento del concetto di *linea equivalente*, quale elemento rappresentativo in termini energetici e statistici del campione di linee modellizzato. Ai fini del dimensionamento si può asserire, con le osservazioni esposte nel paragrafo 4.8, che la stima oraria del massimo prelievo annuo tramite il coefficiente complessivo  $K$  appare, allo stato attuale, l'approccio maggiormente robusto in termini cautelativi.

Come contesto di applicabilità del modello, è bene sottolineare come i processi di decarbonizzazione energetica stiano rivoluzionando il vettore elettrico nei vari settori della società (trasporti, edifici, industria), contribuendo ad una graduale elettrificazione dei consumi: nello specifico si denoterà, nell'ambito residenziale, una progressiva tendenza alla sostituzione del gas metano negli utilizzi quotidiani (riscaldamento, cottura) in favore di devices elettrici (pompe di calore, piani ad induzione); questo scenario conferisce al presente lavoro di modellizzazione del fabbisogno elettrico, basato su un mero approccio "As Is", un orizzonte temporale di applicabilità del modello completo sul breve/medio termine.

## Appendice

Vengono riportati nella presente appendice degli utili concetti teorici [4] [8] circa il concetto di regressione lineare di tipo semplice, per una più profonda comprensione di come questa metodologia sia risultata fondamentale per la sintesi del modello previsionale d'utenza.

Molti problemi di ingegneria e nelle scienze applicate trattanti studi osservazionali di tipo empirico o di esperimenti non pianificati, implicano l'indagine di relazioni sussistenti tra due o più variabili e la conseguente modellazione del legame che intercorre tra di loro. Avvalendosi per tale fine del concetto statistico di *regressione*, si intende formalizzare una relazione analitica che determini il valore atteso di una variabile aleatoria  $Y$  (variabile dipendente o risposta) condizionata da una o più forzanti  $X$  (variabile esplicativa od indipendente); la relazione sarà del tipo:

$$Y = f(\mathbf{X}, \boldsymbol{\beta}) + \varepsilon$$

avente:

- parametri ignoti identificati con  $\boldsymbol{\beta}$ ;
- $\varepsilon$ : termine di errore casuale.

La funzione  $f$  può assumere varie forme, lineari e non lineari, e può non essere conosciuta in modo preciso all'interno del contesto di indagine. Adoperando dei diagrammi a dispersione quali quelli adottati all'incipit del processo di modellizzazione riportato nel quarto capitolo, è ragionevole ipotizzare che la media della variabile casuale  $Y$  sia legata ad una singola forzante  $X$  tramite una relazione lineare, esprimibile come:

$$E(Y|X) = \beta_0 + \beta_1 X$$

dove l'intercetta e la pendenza della retta costituiscono i *parametri di regressione*. Introducendo opportune assunzioni, è possibile definire il modello di regressione lineare semplice in cui, per un campione costituito da  $n$  osservazioni, si avrà:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_i + \varepsilon_i \quad \text{per ogni } i=1, \dots, n$$

Valgono le seguenti importanti assunzioni:

- Le  $\varepsilon_i$  sono variabili casuali indipendenti con valore atteso  $E(\varepsilon_i) = 0$  e varianza costante  $V(\varepsilon_i) = \sigma^2$  per ogni  $i=1, \dots, n$ ;
- I valori  $x_i$  della variabile esplicativa  $X$  sono noti senza errore;
- Per ogni valore fissato di  $X$ , la  $Y$  possiede sempre lo stesso grado di variabilità (ipotesi di *Omoschedasticità*, ovvero la varianza dell'errore legato alla stima è costante rispetto le osservazioni). Inoltre, poiché la è una variabile casuale, anche  $Y$  è una variabile casuale; pertanto, le osservazioni  $y_i$  sono realizzazioni di variabili casuali aventi valore atteso  $E(y_i|x_i) = \beta_0 + \beta_1 x_i$  e varianza  $V(y_i|x_i) = \sigma^2$ .

È possibile indicare con l'accento (^)

$$\hat{y}_i = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 x_i$$

il valore dell'*i-esima* osservazione di  $Y$  fornito dalla retta di regressione, dove  $\hat{\beta}_0$  e  $\hat{\beta}_1$  sono le stime dei parametri di regressione. Si definisca ora la funzione obiettivo  $G$  come somma quadratica degli scarti delle osservazioni con il modello di regressione:

$$G := \sum_{i=1}^n (y_i - \beta_0 - \beta_1 x_i)^2$$

Si applicherà il *metodo dei minimi quadrati*, che consiste nel ricercare i valori di  $\beta_0$  e  $\beta_1$  che minimizzano la funzione  $G$ . I corrispondenti stimatori  $\hat{\beta}_0$  e  $\hat{\beta}_1$  dovranno quindi soddisfare il sistema di equazioni:

$$\begin{cases} \frac{\partial G(\beta_0, \beta_1)}{\partial \beta_0} = 0 \\ \frac{\partial G(\beta_0, \beta_1)}{\partial \beta_1} = 0 \end{cases}$$

Risolvendo il sistema è possibile ricavare le stime dei minimi quadrati dei parametri di regressione:

$$\hat{\beta}_1 = \frac{\sum_i x_i y_i - \bar{x} \sum_i y_i}{\sum_i x_i^2 - n \bar{x}^2}$$

$$\hat{\beta}_0 = \bar{y} - \hat{\beta}_1 \bar{x}$$

con:

$$\bar{x} := \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

$$\bar{y} := \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i$$

A partire dalle quantità appena ricavate, è possibile introdurre un primo indicatore che misuri la bontà di adattamento della retta di regressione alla dispersione che lega la risposta  $Y$  con l'ingresso  $X$ ; data la seguente uguaglianza introducente i termini SQT (Somma Totale Dei Quadrati), SQR (Somma dei Quadrati della Regressione), SQE (Somma dei quadrati degli errori):

$$SQT = SQR + SQE \rightarrow \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y}_i)^2 + \sum_{i=1}^n \hat{e}_i^2$$

si definisce *coefficiente di determinazione* il rapporto

$$R^2 := \frac{SQR}{SQT} = 1 - \frac{SQE}{SQT} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \hat{e}_i^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2}$$

Questo indice accompagna la relazione empirica tra due o più variabili descritte da una retta di regressione lineare e fornisce, per valori ( $0 \leq R^2 \leq 1$ ), il grado di adeguatezza del modello di regressione, ovvero indica in che misura la variabilità di  $Y$  è spiegata, attraverso la modellizzazione, dalla sola variabile esplicativa  $X$ .

Una volta ricavati i parametri di regressione  $\hat{\beta}_0$  e  $\hat{\beta}_1$ , è possibile condurre una successiva analisi finalizzata a quantificare quanto la relazione tra la variabile indipendente  $Y$  e quella esplicativa  $X$  sia statisticamente significativa; a tale scopo si può parlare di *test di significatività della regressione*, fondato su due alternative ipotesi:

- $H_0: \beta_1 = 0$  (non vi è relazione lineare tra la variabile indipendente e quella esplicativa);
- $H_1: \beta_1 \neq 0$  (sussiste una relazione lineare tra la variabile indipendente e quella esplicativa).

La statistica test che si adotta per accettare o rifiutare l'ipotesi nulla  $H_0$  (e conseguentemente accettare  $H_1$ ) è il *Test F* (o *Test di Fisher-Snedecor*). Obiettivo della statistica di *Fisher-Snedecor* è la determinazione di un opportuno indice, denominato con  $F$ , dato dal rapporto tra la media dei quadrati della regressione (MQR) e la media dei quadrati dell'errore (MQE), a loro volta definiti come:

$$F = \frac{MQR}{MQE} = \frac{\frac{SQR}{p}}{\frac{SQE}{n-p-1}}$$

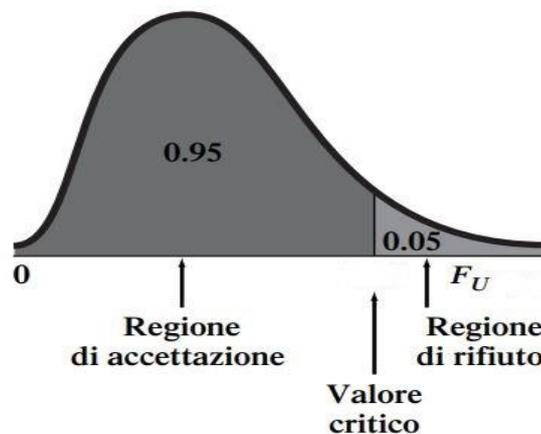
dove

- $p$ : numero delle variabili esplicative nel modello di regressione;
- $n$ : numero di osservazioni.

Se l'ipotesi  $H_0$  dovesse essere vera, la statistica test  $F$  appena dichiarata segue una distribuzione statistica  $F_{p,n-p-1}$ , e la medesima ipotesi sarà rifiutata (accettando di conseguenza  $H_1$ ), con un livello di significatività  $\alpha$ , se:

$$F > F_U$$

Dove  $F_U$  è il valore critico sulla coda di destra di una distribuzione  $F$  avente  $n$  e  $n-p-1$  gradi di libertà: affinché quindi  $H_1$  venga accolta, il valore calcolato  $F$  deve ricadere nella regione di rifiuto di  $H_0$  (come illustrato in *figura A.1*).



**Figura A.1** – Distribuzione statistica di Fisher, con evidenziate la regione di accettazione e di rifiuto, nel caso di  $\alpha=0,05$ , ed il valore critico  $F_U$ .

È possibile applicare i concetti appena illustrati ai trend ricavati al paragrafo 4.2.2 per la stima della retta di regressione rappresentante i consumi giornalieri in funzione delle ore di luce, per le nove linee a disposizione: essendo le ore di luce l'unica forzante assunta, si avrà  $p=1$ ; noto il numero di giorni osservati, per ogni linea, aventi  $t < 20^{\circ}\text{C}$ , si avrà  $n=250$ . Assumendo un livello di significatività  $\alpha=0.05$ , è possibile ricavare tramite le tavole della distribuzione di Fisher, noti  $\alpha$ ,  $n$ ,  $p$ :

$$F_U \cong 3,84$$

Si riportano in *tabella A.1* le rette di regressione ottenute per il comportamento invernale e di metà stagione, per le nove linee adoperate per la taratura de modello, il relativo coefficiente di determinazione  $R^2$ , e l'indice di Fisher, calcolati mediante *Excel*. Come si può facilmente riscontrare, tutti gli indici  $F$  riportati risultano maggiori di  $F_U$ , portando quindi ad affermare per ogni linea il rifiuto dell'ipotesi  $H_0$  e la conseguente conferma, con un grado di confidenza pari a  $(1 - \alpha) \cdot 100 = 95\%$ , di una relazione lineare tra la variabile esplicativa *ore di luce* e i consumi giornalieri.

<b>LINEA</b>	$\hat{\beta}_0$ [kWh]	$\hat{\beta}_1$ [kWh/ore luce]	$R^2$	$F$
Gavagnin	725	-327	55%	288
Maddalena (POD>100)	838	-427	64%	444
Paride Da Cerea	580	-316	60%	356
Gelsi	971	-793	53%	277
Maddalena (POD: 60-80)	548	-298	52%	263
Marotto	401	-265	45%	205
Mezzacampagna	205	-120	50%	230
Montenero	172	-115	60%	371
Frugose Ovest	185	-69	43%	56

**Tabella 4.1** – Parametri di regressione, coefficiente di determinazione ed indice  $F$  per il trend dei consumi invernali e di metà stagione delle nove linee, in funzione delle ore di luce.

## Ringraziamenti

Desidero esprimere la mia più sincera gratitudine all'Ing. Andrea Scala, per aver contribuito con ineguagliabile disponibilità e dedizione alla maturità di questo elaborato di tesi, nelle cui pagine riecheggia la sua raffinata e pragmatica professionalità.

Al suo fianco, ringrazio l'Ing. Pierfrancesco Da Ronco e l'Ing. Nicola Sempreboni, i quali hanno costantemente monitorato e supportato il mio lavoro con puntuali indicazioni ed inequivocabile cortesia.

Un ringraziamento speciale va alla disponibilità e cordialità dimostratami dal prof. Roberto Turri durante l'intera fase di sviluppo del presente elaborato, nonché per avermi introdotto in un contesto lavorativo che ha determinato un arricchimento della mia figura professionale ed umana.

Ringrazio con inestimabile riconoscenza i miei professori dell'ITIS Castelli, senza i quali non avrei mai costituito le fondamenta del mio futuro.

Infine, vorrei rivolgere immensa gratitudine alle persone a me più Care, per avermi incitato col loro immancabile appoggio a fronteggiare con successo le impervie vicissitudini di questi cinque anni di studio, conducendomi ad uno dei traguardi più solenni della mia vita.

## Bibliografia e sitografia

- [1] R. BENATO, L. FELLIN: *Impianti elettrici*, Wolters Kluwer Italia, Milano, 2014.
- [2] G. CONTE: *Impianti elettrici*, Hoepli, Milano, 2006.
- [3] Norma CEI 64-8: *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*, 6<sup>a</sup> Edizione, 2007.
- [4] S. M. ROSS, *Probabilità e statistica per l'ingegneria e le scienze*, Apogeo, Milano, 2008.
- [5] J.W. TUKEY: *Box-and-Whisker Plots*, Addison-Wesley, 1977.
- [6] [www.SunEarthTools.com](http://www.SunEarthTools.com)
- [7] M. GARRANTI, W. GRATTIERI, S. MAGGIORE, A. MARINO: *Analisi ed evoluzione negli anni delle curve di carico dei clienti domestici*, L'Energia Elettrica, AEIT, Milano, 2012.
- [8] D. M. LEVINE, T. C. KREHBIEL, M. L. BERENSON: *Statistica*, Pearson, Torino, 2011.