

**POLITECNICO DI TORINO**



**Laurea Magistrale in INGEGNERIA ELETTRICA**

**RESILIENZA DELLA RETE DI  
DISTRIBUZIONE ELETTRICA ALLE  
ONDATE DI CALORE**

**Relatori**

**Prof. Andrea MAZZA**

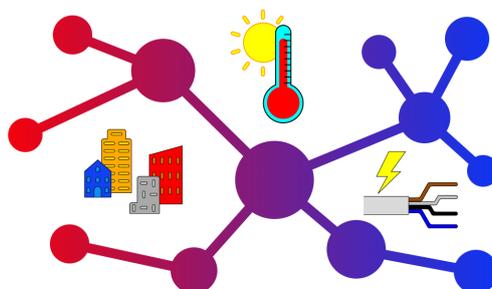
**Prof. Gianfranco CHICCO**

**Candidato**

**Amedeo MARCONI**

**Marzo 2025**





# extrastrong

Resilience Evaluation by *Ex*perimental and *Theoretical Approaches* in *Electrical Distribution* Systems with Underground Cables - **EXTRASTRONG**

Questa tesi è stata svolta nell'ambito del progetto "Resilience Evaluation by Experimental and Theoretical Approaches in Electrical Distribution Systems with Underground Cables" – finanziato dall'Unione Europea – Next Generation EU nell'ambito del programma PRIN 2022 (D.D. 104 -02/02/2022 Ministero dell'Università e della Ricerca)



Finanziato  
dall'Unione europea  
NextGenerationEU



Ministero  
dell'Università  
e della Ricerca



Italiadomani  
PIANO NAZIONALE  
DI RIPRESA E RESILIENZA



Politecnico  
di Torino



SAPIENZA  
UNIVERSITÀ DI ROMA



# Sommario

La Tesi affronta il tema della Resilienza della rete di Distribuzione Elettrica alle ondate di calore, con particolare riferimento alla rete urbana della Città di Torino. Negli ultimi anni, l'aumento della frequenza e dell'intensità delle ondate di calore ha evidenziato criticità nel funzionamento delle infrastrutture elettriche, portando a un incremento significativo dei guasti. L'obiettivo principale di questa ricerca è analizzare la correlazione tra condizioni climatiche estreme e affidabilità della rete, valutando l'adeguatezza dei modelli tradizionali di previsione dei guasti e proponendo un approccio basato sulla Resilienza.

L'analisi si concentra su due aspetti principali. Il primo riguarda lo studio della vulnerabilità della rete elettrica alle ondate di calore, con particolare attenzione ai guasti che interessano componenti critici come cavi interrati, giunti e terminali. Il secondo si riferisce alla valutazione dell'efficacia della teoria dell'affidabilità rispetto a un approccio resiliente, per determinare se i modelli probabilistici tradizionali siano in grado di prevedere correttamente i guasti in condizioni climatiche estreme. Attraverso questa indagine, si evidenzia la necessità di una revisione delle strategie di gestione della rete, orientandole verso un modello più flessibile e adattativo, capace di rispondere in modo efficace alle sfide poste dai cambiamenti climatici.

L'analisi è stata condotta utilizzando un dataset storico di guasti della rete di Distribuzione Elettrica della Città di Torino, correlato con dati meteorologici relativi a temperatura, precipitazioni e umidità. In particolare, sono stati utilizzati i registri delle interruzioni di servizio, contenenti informazioni sulla tipologia e la durata dei guasti, e i dati meteorologici storici provenienti da stazioni di rilevamento locali, con particolare attenzione agli episodi di temperature elevate e sbalzi termici.

L'elaborazione dei dati è stata effettuata tramite script sviluppati in MATLAB, implementando diverse tecniche di analisi. Sono stati analizzati statisticamente la distribuzione dei guasti in funzione della temperatura e di altri parametri climatici, e calcolati indicatori di affidabilità per confrontare le previsioni con i dati reali. È stato inoltre studiato il legame tra guasti e sbalzi di temperatura, per comprendere il ruolo delle rapide variazioni termiche sulla tenuta delle infrastrutture.

L'incremento delle temperature globali e l'aumento della frequenza degli eventi

meteorologici estremi rendono la Resilienza delle reti elettriche un aspetto cruciale per la sicurezza energetica. La rete di distribuzione, progettata in base a condizioni climatiche passate, si trova oggi esposta a nuovi rischi che richiedono un adeguamento delle strategie di gestione e manutenzione.

I risultati ottenuti confermano che le ondate di calore non solo aumentano il numero di guasti, ma ne influenzano anche la distribuzione temporale, con un incremento significativo dei malfunzionamenti nei giorni successivi ai picchi di temperatura. Gli sbalzi di temperatura hanno un effetto critico sulla tenuta dei materiali isolanti, portando a guasti improvvisi difficilmente prevedibili con i modelli tradizionali di affidabilità. La Resilienza della rete potrebbe essere migliorata attraverso strategie di monitoraggio avanzato, manutenzione preventiva adattiva e l'utilizzo di materiali più resistenti al calore.

Questa ricerca dimostra la necessità di un cambiamento di paradigma nella gestione della rete elettrica, passando da un modello affidabilistico a un approccio dinamico basato sulla Resilienza, per garantire la continuità del servizio anche in scenari climatici estremi.

# Ringraziamenti

Prima di presentare la Tesi dedico qualche riga a chi mi è stato vicino in questi anni.

Un ringraziamento speciale è rivolto ai professori Andrea Mazza e Gianfranco Chicco, per le indicazioni precise, il meticoloso lavoro di revisione e la grande disponibilità, ingredienti cruciali per lo svolgimento dell'elaborato.

Ringrazio i docenti di Ingegneria Elettrica del Politecnico di Torino per la passione e dedizione con cui svolgono il loro lavoro, così importante per il nostro tempo.

Un immenso e perenne grazie va ai miei meravigliosi genitori Enrica e Valter, alla mia amata Marti e agli affettuosi nonni Rina e Renato. Sono stati tutti decisivi, in modi e tempi diversi, affinché potessi coronare il sogno di laurearmi al Politecnico. Purtroppo qualcuno ci ha salutato prima di questo giorno, sono però convinto che anche loro, nonna Cecilia e nonno Rinaldo, siano orgogliosi di me e soprattutto condividano parte di questo grande risultato.

Infine, come non citare i miei compagni in questo cammino, soprattutto Arianna, Danilo e Riccardo. Grazie per aver reso questi anni leggeri e felici, *tra una briscola e una cirula...*



# Indice

<b>Elenco delle tabelle</b>	VI
<b>Elenco delle figure</b>	VII
<b>Acronimi</b>	IX
<b>1 Concetti generali e stato dell'arte</b>	1
1.1 La filiera elettrica . . . . .	2
1.1.1 Distribuzione Elettrica . . . . .	3
1.1.2 Excursus storico . . . . .	5
1.1.3 Stato attuale . . . . .	6
1.2 La rete di distribuzione elettrica di Torino . . . . .	7
1.2.1 Dagli Inizi all'Azienda Elettrica Municipale . . . . .	7
1.2.2 Il Dopoguerra e l'avvento dell'ENEL . . . . .	8
1.2.3 La liberalizzazione del settore e Iren . . . . .	9
1.2.4 La rete attuale . . . . .	10
1.3 Regolamentazione della qualità commerciale . . . . .	12
1.3.1 Livelli generali di qualità, livelli specifici garantiti, indennizzi automatici . . . . .	12
1.3.2 Indicatori della continuità e qualità commerciale del servizio	13
<b>2 Concetti specifici</b>	14
2.1 Teoria dell'Affidabilità . . . . .	15
2.2 Teoria della Resilienza . . . . .	17
2.3 Ondate di calore . . . . .	20
2.4 Principali effetti delle ondate di calore sulle reti di distribuzione urbane	21
<b>3 Struttura dei dati</b>	25
3.1 Registri delle interruzioni . . . . .	26
3.2 Dataset di partenza . . . . .	27
3.3 Valutazioni preliminari . . . . .	28

3.3.1	Quadro globale dei guasti . . . . .	28
3.3.2	Linee e guasti di ogni tipo . . . . .	29
3.3.3	Linee e guasti TGC . . . . .	32
3.3.4	Occorrenze dei guasti per componenti . . . . .	34
3.4	Guasti nel tempo . . . . .	36
3.4.1	Analisi giornaliera di tutti i guasti . . . . .	36
3.4.2	Analisi giornaliera dei guasti TGC . . . . .	40
3.5	Dati meteorologici . . . . .	43
3.5.1	Temperature . . . . .	43
3.5.2	Intensità della pioggia . . . . .	48
<b>4</b>	<b>Risultati</b>	<b>51</b>
4.1	Focus giornaliero su guasti e temperature . . . . .	52
4.1.1	Guasti generici . . . . .	52
4.1.2	Guasti TGC . . . . .	56
4.2	Guasti e rapide variazioni di temperatura . . . . .	65
4.2.1	Ispezione visiva . . . . .	65
4.2.2	Indicatori empirici . . . . .	72
4.3	Guasti in presenza di alte temperature . . . . .	75
4.3.1	Analisi mediante $T_{medmob3gg}$ . . . . .	75
4.3.2	Analisi mediante la temperatura apparente . . . . .	77
4.4	Influenza di intensità della pioggia e precipitazioni . . . . .	83
4.4.1	Intensità della pioggia . . . . .	83
4.4.2	Precipitazioni . . . . .	86
4.5	Analisi combinata di $T_{app,max}$ e $R_{max}$ . . . . .	90
4.6	Statistiche conclusive . . . . .	93
4.7	Approccio probabilistico alla resilienza . . . . .	95
4.7.1	CDF relative ai guasti giornalieri generici . . . . .	95
4.7.2	CDF relative ai guasti TGC giornalieri . . . . .	98
4.7.3	CDF relative al TBF dei guasti TGC . . . . .	101
4.8	Coefficiente di correlazione lineare . . . . .	103
<b>5</b>	<b>Conclusione</b>	<b>108</b>
	<b>Bibliografia</b>	<b>110</b>

# Elenco delle tabelle

1.1	Dettagli delle cabine primarie . . . . .	10
2.1	Ondate di calore previste nel periodo 2025-2046 . . . . .	21
3.1	Codici dei componenti . . . . .	28
3.2	$T_{app}$ e condizione fisiologica . . . . .	45
3.3	Classificazione delle piogge . . . . .	48
4.1	Picchi di guasti e $T_{medmob3gg}$ . . . . .	53
4.2	$T_{app,max}$ e guasti TGC . . . . .	81
4.3	$R_{max}$ e guasti TGC . . . . .	86
4.4	$R_{max}$ e $T_{app,max}$ . . . . .	92
4.5	CDF dei guasti giornalieri generici, valori notevoli . . . . .	97

# Elenco delle figure

1.1	Schema semplificato del sistema elettrico italiano, [2]	4
1.2	Rete magliata, radiale e magliata con esercizio radiale	5
1.3	Cantiere della diga di Ceresole, 1927, e gruppi di produzione della centrale di Rosone, 1930	8
1.4	La centrale di Moncalieri in costruzione, 1954, e in servizio, 1983	8
1.5	Sedi torinesi di Iren e IRETI	9
1.6	Localizzazione cabine primarie	11
1.7	Localizzazione cabine MT/MT	11
2.1	funzione densità $f(t)$ generica	17
2.2	Buca giunti e terminale unipolare per cavo MT [18]	22
3.1	Panoramica dei guasti annui registrati a seconda della tensione	29
3.2	Panoramica dei guasti annui registrati, particolare sulle cause	29
3.3	Guasti per linea, porzione 6,3 kV	30
3.4	Guasti per linea, porzione 22 kV	30
3.5	Guasti per linea, porzione 27 kV	31
3.6	Evoluzione temporale linee più guaste	31
3.7	Guasti TGC per linea, porzione 6,3 kV	33
3.8	Guasti TGC per linea, porzione 22 kV	33
3.9	Guasti TGC per linea, porzione 27 kV	33
3.10	Evoluzione temporale linee più guaste TGC	34
3.11	Guasti per componente	34
3.12	Evoluzione temporale guasti con componente non definito	35
3.13	Guasti giornalieri	38
3.14	Cumulative dei guasti	39
3.15	Guasti TGC giornalieri	41
3.16	Cumulative dei guasti TGC	42
3.17	Temperature [°C]	44
3.18	Temperature apparenti [°C]	46
3.19	Temperature medie mensili [°C]	47

3.20	Temperature medie mensili in due periodi differenti [°C] . . . . .	48
3.21	Intensità pioggia massima [mm/h] . . . . .	50
4.1	Guasti e $T_{medmob3gg}$ . . . . .	54
4.2	Guasti e $T_{medmob3gg}$ , zoom maggio-settembre . . . . .	55
4.3	Guasti TGC e $T_{medmob3gg}$ . . . . .	57
4.4	Guasti TGC e $T_{medmob3gg}$ , zoom maggio-settembre . . . . .	58
4.5	Focus sui cavi . . . . .	59
4.6	Focus sui giunti . . . . .	60
4.7	Focus sui terminali . . . . .	61
4.8	Durata delle interruzioni di guasti TGC . . . . .	62
4.9	Manovre di emergenza . . . . .	64
4.10	Anomalie di guasti TGC e aumento di $T_{medmob3gg}$ , 2019 . . . . .	67
4.11	Anomalie di guasti TGC e aumento di $T_{medmob3gg}$ , 2020 . . . . .	68
4.12	Anomalie di guasti TGC e aumento di $T_{medmob3gg}$ , 2021 . . . . .	69
4.13	Anomalie di guasti TGC e aumento di $T_{medmob3gg}$ , 2022 . . . . .	70
4.14	Anomalie di guasti TGC e aumento di $T_{medmob3gg}$ , 2023 . . . . .	71
4.15	Principali casi di aumento $T_{medmob3gg}$ e guasti TGC . . . . .	74
4.16	Distribuzione dei guasti TGC con la temperatura . . . . .	76
4.17	Distribuzione della temperatura nell'anno . . . . .	77
4.18	$T_{app,max}$ e guasti TGC . . . . .	80
4.19	$T_{app,max}$ e guasti TGC, sintesi dei 5 anni . . . . .	80
4.20	$R_{max}$ e guasti TGC . . . . .	85
4.21	$R_{max}$ e guasti TGC, sintesi dei 5 anni . . . . .	86
4.22	Precipitazioni e guasti TGC . . . . .	89
4.23	Correlazione tra guasti generici e precipitazioni . . . . .	89
4.24	$R_{max}$ e $T_{app,max}$ . . . . .	90
4.25	$R_{max}$ e $T_{app,max}$ , sintesi dei 5 anni . . . . .	91
4.26	Grafico 3D con guasti TGC, $R_{max}$ e $T_{app,max}$ . . . . .	92
4.27	Confronto delle CDF, guasti generici, anni interi . . . . .	96
4.28	Confronto delle CDF, guasti generici, maggio-settembre . . . . .	98
4.29	Confronto delle CDF, guasti TGC, anni interi . . . . .	99
4.30	Confronto delle CDF, guasti TGC, maggio-settembre . . . . .	100
4.31	Confronto delle CDF, TBF, anni interi . . . . .	102
4.32	Confronto delle CDF, TBF, maggio-settembre . . . . .	103
4.33	$T_{medmob3gg}$ e guasti TGC nel tempo . . . . .	104
4.34	Andamento di $\rho$ nei mesi . . . . .	105
4.35	Guasti TGC dove $T_{medmob3gg} > 29,1$ °C . . . . .	106
4.36	Medie mobili di temperatura e guasti TGC . . . . .	106
4.37	Andamento di $\rho$ , ritardando i guasti di 1 giorno . . . . .	107



# Acronimi

## **AT/MT/BT**

Alta/Media/Bassa Tensione

## **CDF**

Cumulative Distribution Function

## **EHF**

Excess Heat Factor

## **HILP**

*Evento* High Impact Low Probability

## **LIHP**

*Evento* Low Impact High Probability

## **PDF**

Probability Density Function

## **RTN**

Rete elettrica di Trasmissione Nazionale

## **TGC**

*Componenti* Terminale/i, Giunto, Cavo

## **TSO/DSO**

Transmission/Distribution System Operator

# Capitolo 1

## Concetti generali e stato dell'arte

Il primo capitolo della tesi introduce il settore della distribuzione elettrica. Viene posto l'accento su aspetti tecnici e organizzativi caratterizzanti il settore elettrico in Italia, coprendo l'intero processo che va dalla produzione dell'energia fino alla sua consegna agli utenti finali.

Successivamente l'attenzione si concentra sulla rete di distribuzione della Città di Torino, con un breve excursus storico finalizzato a illustrare l'evoluzione e le caratteristiche attuali di questa infrastruttura.

Infine viene presentato un sintetico inquadramento normativo, utile per comprendere il contesto legislativo e regolamentare in cui operano le aziende di distribuzione elettrica.

## 1.1 La filiera elettrica

L'energia elettrica è la principale forma di energia del nostro tempo. Essa è divenuta essenziale nella vita moderna, poiché alimenta un'ampia gamma di dispositivi e sistemi, dalle lampadine agli elettrodomestici, fino alle macchine industriali e ai sistemi di comunicazione. La sua diffusione è in continua crescita e le notizie su nuovi utilizzi dell'elettricità sono ormai sempre più frequenti, in sostituzione di altre forme di energia non ritenute sostenibili e dunque incapaci di svolgere il loro compito in futuro [1] - [2]. Come utenti dell'energia elettrica, da ormai quasi un secolo e mezzo ne conosciamo bene i vantaggi, tra cui si possono citare:

- Facilità di trasporto: è possibile trasmettere energia su lunghe distanze attraverso le linee elettriche, rendendola disponibile in luoghi lontani dalle fonti di produzione.
- Versatilità: è facile convertirla in altre forme di energia, come l'energia luminosa (lampadine), termica (stufe elettriche), meccanica (motori elettrici) e chimica (batterie ricaricabili).
- Immediatezza: l'energia elettrica è disponibile istantaneamente quando viene richiesta, rendendola ideale per un'ampia gamma di applicazioni.

Gli orizzonti di utilizzo dell'energia elettrica sono molto numerosi e spesso diversi tra loro: di conseguenza, il percorso di studi e lavorativo di un ingegnere elettrico moderno è estremamente variegato e in continua evoluzione, di concerto con lo sviluppo tecnologico del settore.

Una branca fondante e fondamentale dell'Ingegneria Elettrica, in cui si colloca questa Tesi, è quella dei *Sistemi Elettrici di Potenza* o *Power Systems* nella dicitura anglosassone; essa riguarda lo studio dei componenti o delle infrastrutture di natura elettrica utilizzati per fornire, trasferire e utilizzare energia elettrica. Un esempio di sistema elettrico di potenza è la rete elettrica che fornisce energia a case e industrie su un'ampia area, consentendo il flusso continuo di elettricità dalle fonti di produzione ai consumatori.

Come anticipato precedentemente, il settore elettrico è suddiviso in diverse fasi riassumibili in Produzione, Trasmissione e Distribuzione dell'elettricità. Se a questi tre aspetti si aggiunge anche il Commercio dell'energia ecco che si può parlare di *Filiera elettrica*.

Si procede ora a descrivere i vari aspetti della filiera elettrica, con particolare accento sulla distribuzione elettrica:

- Produzione e Importazione/Esportazione di Elettricità: conversione di energia primaria in elettricità tramite diverse centrali (termoelettriche, idroelettriche, nucleari, eoliche, fotovoltaiche, ecc.) e scambio di energia elettrica mediante interconnessioni con l'estero. La produzione è effettuata all'interno di un mercato competitivo in molte giurisdizioni.

- Trasmissione di Elettricità: trasferimento di grandi quantità di energia (fino a 1000 MVA) tramite linee di trasmissione interconnesse su scala continentale. La gestione è affidata a un unico operatore del sistema di trasmissione (TSO) in ciascuna giurisdizione (monopolio naturale). In Italia il ruolo di TSO è affidato a TERNA S.p.A.
- Distribuzione di Elettricità: erogazione di quantità limitate di energia (fino a 10 MVA) tramite reti di distribuzione locali. Ogni area è gestita da un operatore di sistema di distribuzione (DSO), che opera come monopolio naturale.
- Commercio: vendita di elettricità ai consumatori privati e pubblici, effettuata in un contesto di mercato competitivo e liberalizzato, regolato a livello nazionale.

Un aspetto che diversifica le varie fasi è legato al livello della tensione nominale, ovvero il valore della tensione con il quale il sistema è denominato e al quale sono riferite le sue caratteristiche. Esistono quattro categorie per i sistemi in corrente alternata (AC) e corrente continua (DC):

- Categoria 0:  $V \leq 50$  V (AC) /  $V \leq 120$  V (DC)
- Categoria I:  $50$  V <  $V \leq 1000$  V (AC) /  $120$  V <  $V \leq 1500$  V (DC)
- Categoria II:  $1$  kV <  $V \leq 30$  kV (AC) /  $1.5$  kV <  $V \leq 30$  kV (DC)
- Categoria III:  $V > 30$  kV (AC e DC)

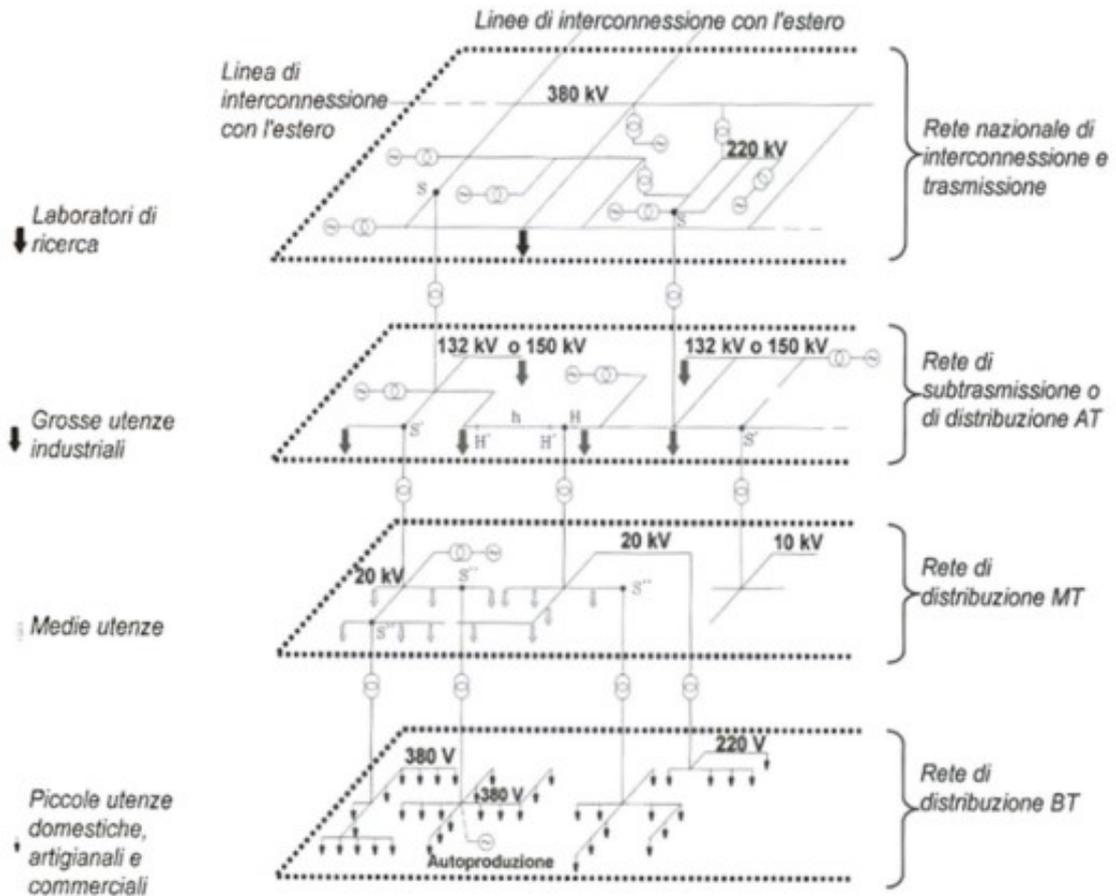
Le categorie 0 e I sono generalmente denominate come Bassa Tensione (BT), la categoria II Media Tensione (MT) e la categoria III Alta Tensione (AT).

A livello nazionale, le reti elettriche di trasmissione e distribuzione differiscono per tensione di esercizio (tipicamente AT per la prima, tipicamente MT per la seconda) e per la loro struttura, di cui si accenna nel paragrafo successivo.

### 1.1.1 Distribuzione Elettrica

La distribuzione avviene generalmente in Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT), con la possibilità di avere anche sistemi AT in alcune giurisdizioni. Tale scelta non è arbitraria ma dipende dalla potenza nominale della porzione di rete, dalle distanze geografiche da coprire, dalla taglia degli impianti di produzione presenti (grande > 10 MVA, media 5 MVA ÷ 10 MVA, piccola < 5 MVA) e in ultimo dalla tipologia dei consumatori (settore industriale pesante per AT e MT, settore industriale medio e terziario per MT, residenziale e piccoli non residenziali per BT). A livello impiantistico, come si vede dalla Figura 1.1, la distribuzione elettrica è connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) o alla rete di subtrasmissione (in passato assegnata al DSO) mediante le cabine primarie in cui sono installati trasformatori AT/MT (220 kV o 132 kV / 20 kV o 10 kV) per abbassare la tensione. Questi livelli di tensione permettono il collegamento di grosse utenze industriali

oppure centrali di produzione, ma non utenze a relativamente bassa potenza che necessitano di un ulteriore abbassamento di tensione (400/230 V) realizzato mediante altri trasformatori, di taglia inferiore, posizionati nelle cabine secondarie. A valle di queste vi è la distribuzione BT, cui sono collegati gli utenti finali e un numero sempre crescente di produttori appartenenti alla generazione distribuita.



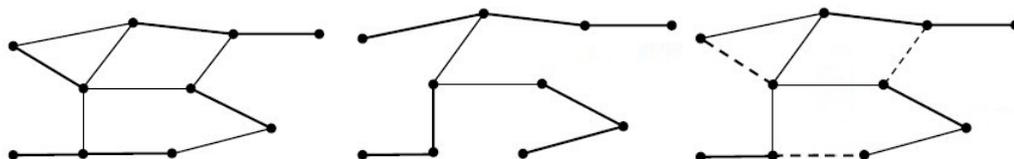
**Figura 1.1:** Schema semplificato del sistema elettrico italiano, [2]

La struttura di una rete elettrica generica è rappresentata mediante un grafo costituito da nodi e rami [3] (Figura 1.2), dove:

- I nodi rappresentano i punti di ingresso o uscita di energia elettrica dai generatori o consumatori.
- I rami rappresentano le interconnessioni tra i nodi (linee elettriche e trasformatori).

A seconda dei collegamenti elettrici di tali elementi, le reti si distinguono in:

- Rete magliata: usata in AT, con percorsi chiusi che garantiscono la continuità del servizio anche in caso di guasti.
- Rete radiale: usata in BT, senza loop chiusi, in cui ogni nodo è collegato da un unico percorso.
- Rete debolmente magliata con esercizio radiale: con rami ridondanti aperti per formare una rete radiale. Questa è la struttura tipica della rete di distribuzione.



**Figura 1.2:** Rete magliata, radiale e magliata con esercizio radiale

Le linee elettriche possono essere realizzate mediante linee aeree con conduttore non isolato oppure linee interrato in cavo isolato. Per la distribuzione sono impiegate entrambe le soluzioni, a seconda che si parli di zone urbane (in cavo) o extraurbane (linea aerea). Per loro natura, cavi o linee aeree mostrano comportamenti elettrici diversi che non sono però oggetto di questo elaborato.

### 1.1.2 Excursus storico

Per comprendere il panorama odierno dei protagonisti della filiera elettrica è necessario ripercorrere le decisioni prese in tal senso in sede governativa nei decenni scorsi. Le informazioni di questa sezione sono tratte da [2].

Fino al 1963, il sistema elettrico italiano era altamente frammentato, con molteplici società private che operavano in maniera indipendente, senza una completa copertura nazionale. Questo scenario cambiò radicalmente con la legge del 12 dicembre 1962, che portò alla nazionalizzazione del settore e alla creazione dell'ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica). ENEL divenne l'unico attore principale responsabile della produzione, importazione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica in Italia.

Durante il periodo 1963-1997, ENEL ha completato l'elettrificazione del paese, uniformando i costi dell'energia e garantendo la copertura totale del territorio.

Negli anni '90, ENEL controllava quasi totalmente il settore:

- Generazione: 73% della produzione nazionale.
- Importazione: monopolio completo.
- Trasmissione: gestione esclusiva della rete ad alta tensione.
- Distribuzione: gestione del 93% della rete nazionale.
- Vendita: controllo quasi totale, ad eccezione delle municipalizzate.

In seguito è stato avviato il processo di liberalizzazione per allineare il mercato italiano alle direttive europee, in particolare alla Direttiva 96/92/CE, che mirava a creare un mercato unico dell'energia all'interno dell'Unione Europea. Il punto di svolta in tal senso è stato il Decreto Legislativo n.79/99 e le relative misure, tra le quali:

- Apertura graduale del mercato: dal 30% nel 1999 al 40% nel 2002.
- Separazione delle attività: obbligo di separazione societaria tra trasmissione, distribuzione e vendita.
- Acquirente Unico: istituito per garantire la fornitura di energia ai clienti vincolati in condizioni di sicurezza e continuità.
- Limiti di produzione per ENEL: obbligo di cedere almeno 15.000 MW della propria capacità entro il 2003 per ridurre la sua posizione dominante.

Il processo legislativo ha visto promulgare altre leggi che hanno rafforzato la liberalizzazione, introducendo il mercato libero per tutti i clienti non domestici dal 1 luglio 2004 e per tutti i clienti finali dal 1 luglio 2007. Inoltre:

- È stata sancita la separazione proprietaria della rete di trasmissione con la fusione tra TERNA e GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) e con il conferimento a TERNA delle attività di gestione della rete.
- La Legge 125/2007 ha imposto ulteriori obblighi di separazione tra distribuzione e vendita per le società che servivano più di 100.000 clienti.
- Sempre la medesima Legge ha prescritto che l'allora Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), l'odierna Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), definisse standard di erogazione e qualità del servizio e vigilasse sui prezzi per le forniture che le imprese di vendita comprendevano tra le proprie offerte.

### 1.1.3 Stato attuale

Oggi il settore elettrico italiano è articolato in diversi sottosectori, alcuni dei quali liberalizzati, altri soggetti a monopoli naturali:

- Generazione: completamente liberalizzata. L'energia può essere autoconsumata, venduta tramite contratti bilaterali, ceduta alla rete come eccedenza, o venduta nella borsa elettrica.
- Importazione: attività liberalizzata, favorendo la diversificazione delle fonti di approvvigionamento.
- Trasmissione e dispacciamento (*gestione dei flussi di elettricità sulla rete*): monopolio naturale gestito da TERNA S.p.A., che detiene il controllo esclusivo della rete ad alta tensione.

- Distribuzione: monopolio locale, le concessioni trentennali sono affidate a un unico distributore per ciascun ambito territoriale.
- Vendita: attività liberalizzata, numerosi operatori competono per offrire contratti di fornitura ai clienti finali, sia domestici che industriali.

La liberalizzazione del mercato elettrico italiano ha portato a una maggiore concorrenza, a un miglioramento dell'efficienza e a un ampliamento delle opzioni disponibili per i consumatori. Tuttavia, la presenza di monopoli naturali nella trasmissione e distribuzione richiede una regolamentazione attenta da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) per garantire l'accesso equo e non discriminatorio alle infrastrutture di rete.

Il futuro del mercato elettrico italiano sarà influenzato dalle nuove sfide legate alla transizione energetica, alla decarbonizzazione e all'integrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico nazionale.

## **1.2 La rete di distribuzione elettrica di Torino**

La rete di distribuzione elettrica di Torino, grande città industriale, rappresenta un capitolo cruciale nello sviluppo delle infrastrutture elettriche in Italia.

### **1.2.1 Dagli Inizi all'Azienda Elettrica Municipale**

Torino è stata una delle prime città in Italia a dotarsi di una rete di distribuzione elettrica [4]. In occasione dell'Esposizione Generale Italiana del 1884 venne costruita la prima centrale elettrica per l'illuminazione elettrica dei padiglioni dove l'elettricità veniva distribuita tramite cavi a bassa tensione.

Nel 1886 nacque la Società Elettrica Alta Italia (SEAI), che in seguito divenne parte della Società Edison. Questa società fu determinante nel diffondere l'energia elettrica a Torino.

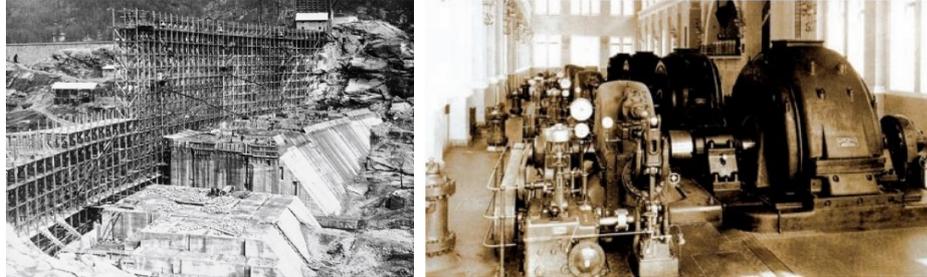
Nel 1896 Edison inaugurò la centrale termoelettrica di via Bertola, così da fornire energia elettrica per l'illuminazione pubblica e per le prime utenze private e industriali. Questo periodo segnò l'espansione della rete elettrica a corrente continua nelle zone centrali della città.

All'inizio del XX secolo, Torino passò progressivamente dalla corrente continua alla corrente alternata, più efficiente per la trasmissione su lunghe distanze.

Nel 1903, la città iniziò a ricevere energia idroelettrica dalle centrali situate nelle valli alpine vicine, come quella di Ceresole Reale (Figura 1.3) e della Valle di Lanzo. Questa innovazione permise di aumentare significativamente la capacità di distribuzione, estendendo l'elettricità ai quartieri periferici.

Nel 1911, il Comune di Torino decise di prendere il controllo della distribuzione elettrica fondando l'Azienda Elettrica Municipale (AEM). L'AEM migliorò l'efficienza

del servizio e garantì tariffe più basse. Durante questo periodo, Torino divenne una delle prime città in Italia con una rete elettrica pubblica ben strutturata, che copriva gran parte della popolazione.



**Figura 1.3:** Cantiere della diga di Ceresole, 1927, e gruppi di produzione della centrale di Rosone, 1930

### 1.2.2 Il Dopoguerra e l'avvento dell'ENEL

Dopo la Seconda Guerra Mondiale, Torino vide una rapida ricostruzione e un'espansione industriale.

Il Governo italiano avviò un piano nazionale per la creazione di grandi centrali termoelettriche, passo storico verso l'elettrificazione del Paese che porterà però alla dipendenza dai combustibili fossili. In questo contesto, l'AEM decise di costruire la centrale di Moncalieri (Figura 1.4), dove fu possibile realizzare anche un gruppo idroelettrico sfruttando una derivazione artificiale del Po.



**Figura 1.4:** La centrale di Moncalieri in costruzione, 1954, e in servizio, 1983

L'AEM fu cruciale nel potenziare la rete per soddisfare le esigenze crescenti delle industrie automobilistiche, come la FIAT, e dei nuovi quartieri residenziali. In questi anni che la rete venne modernizzata con la comparsa di linee a media e alta tensione, sviluppando una rete di trasformatori per la distribuzione.

Nel 1963, come anticipato, fu decisa la nazionalizzazione del settore elettrico italiano. Tutte le attività di produzione e distribuzione furono trasferite all'ENEL segnando

di fatto la fine dell'autonomia dell'AEM.

Torino continuò a beneficiare degli investimenti per l'ammodernamento della rete elettrica, che inclusero l'interconnessione con la rete nazionale ad alta tensione.

### 1.2.3 La liberalizzazione del settore e Iren

A partire dagli anni '90, l'AEM attraversa un periodo di profonde trasformazioni dovute alla liberalizzazione del mercato dell'energia in Italia. Tra il 1990 e il 1995, AEM inizia a diversificare le sue attività per adattarsi a questo nuovo contesto competitivo: l'azienda potenzia gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore attraverso la cogenerazione e investe nel teleriscaldamento, contribuendo a migliorare l'efficienza energetica della città e a ridurre l'inquinamento atmosferico.

Con l'inizio degli anni 2000, AEM si evolve verso una multiutility, ampliando i suoi servizi per includere anche il gas e l'acqua. Questo processo culmina nel 2006 con la fusione tra AEM Torino e AMGA (Azienda Mediterranea Gas e Acqua) di Genova, dando vita a Iride S.p.A. [5], l'odierna Iren S.p.A. [6], [7]. La nuova società, multiservizi leader nel nord-ovest, opera nei settori dell'energia elettrica, del gas, del teleriscaldamento, della gestione dei servizi idrici integrati e ambientali, delle soluzioni integrate per l'efficienza energetica.

Iren funge da Capogruppo di varie altre società, ciascuna di esse deputate ad uno specifico settore. Iren Energia si occupa della produzione dell'energia, sia sotto forma di energia elettrica che di calore, sfruttando fonti tradizionali e rinnovabili. Iren Mercato opera nel settore di commercializzazione di energia elettrica, gas e teleriscaldamento mentre spetta a Iren Ambiente la gestione dei rifiuti urbani.

La gestione delle reti di distribuzione delle varie fonti energetiche viene affidata a IRETI S.p.A. [8]. Nella Città di Torino riveste sia il ruolo di distributore dell'energia elettrica (incarico che ricopre anche a Parma e Vercelli) che di gestore della rete del gas. In altre aree dove il Gruppo è presente ha in gestione anche il servizio idrico integrato.



Figura 1.5: Sedi torinesi di Iren e IRETI

## 1.2.4 La rete attuale

A Torino IRETI gestisce una rete di 4654 km, di cui 2033 km in MT e 2621 in BT, le cabine primarie di interconnessione alla RTN sono 10, con tensione primaria 132 kV o 220 kV, le cabine secondarie, sparse sul territorio, oltre 3000. L'energia elettrica viene distribuita ad oltre 570000 clienti finali per una energia annuale quantificata in 2729 GWh [9].

Le informazioni che seguono sono tratte dal Piano di Sviluppo delle reti di Distribuzione di Energia Elettrica di IRETI S.p.A. 2023-2027 [10].

**Tabella 1.1:** Dettagli delle cabine primarie

<b>CABINA PRIMARIA</b>	<b>TENSIONE PRIMARIA (kV)</b>	<b>TRASFORMATORI AT/MT</b>	<b>POTENZA INSTALLATA (MVA)</b>
Lucento	132	2	126
Sud Ovest	132	4	264
Monterosa	132	4	249
Martinetto	220	3	226
Levanna	220	2	118
Sud	220	3	189
Ovest	220	2	118
Stura	220	3	181
Centro	220	2	126
Arbarello	220	2	126

La rete MT è esercita, in maniera capillare sul territorio comunale, in assetto magliato, prevalentemente in linee in cavo e tensione di esercizio 22 kV (dovuta a unificazione delle reti ex AEM / ENEL). Sono tuttavia presenti anche i livelli di tensione 5.4 kV, 6.3 kV, 15 kV e 27 kV, in cui i primi tre valori sono derivanti da sotto-trasformazioni MT/MT presenti in cabine MT/MT dedicate oppure in cabina primaria. Le localizzazioni delle cabine primarie e delle cabine MT/MT sono riportate nelle Figure 1.6 e 1.7.

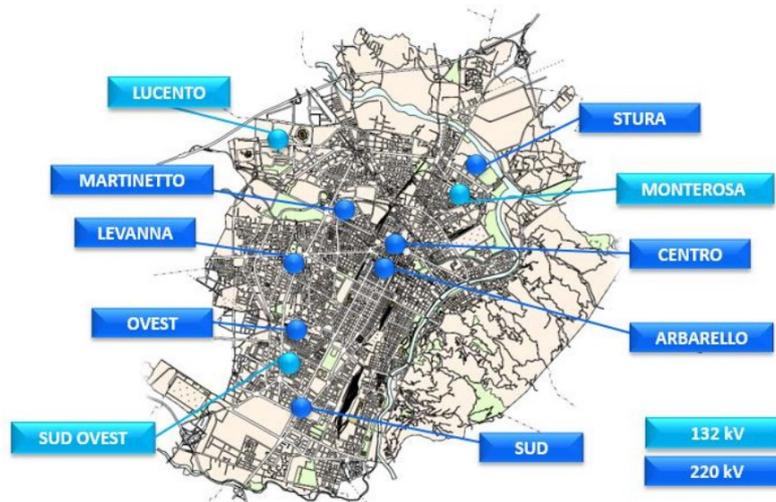


Figura 1.6: Localizzazione cabine primarie

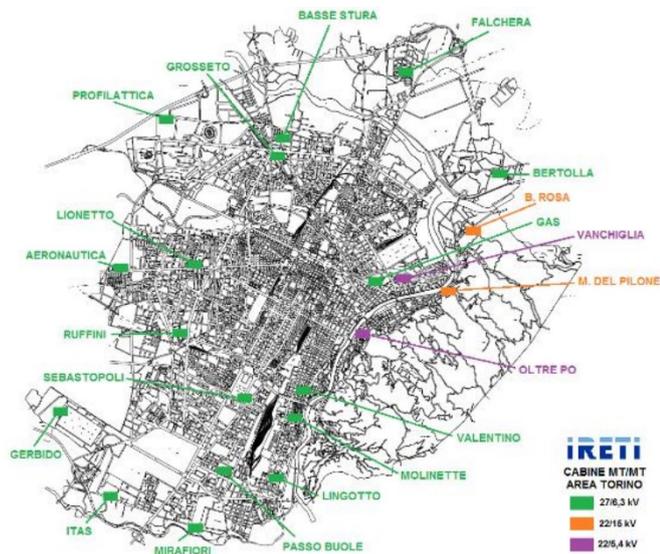


Figura 1.7: Localizzazione cabine MT/MT

## **1.3 Regolamentazione della qualità commerciale**

### **1.3.1 Livelli generali di qualità, livelli specifici garantiti, indennizzi automatici**

In Italia, dal 2000, vige la regolamentazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Questa regolamentazione, stabilita dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), ha introdotto criteri nazionali uniformi per garantire un adeguato livello di servizio ai clienti, definendo tempi massimi per l'esecuzione di determinate prestazioni. L'obiettivo principale della regolamentazione è duplice: da un lato, proteggere i diritti dei clienti attraverso standard nazionali che fissano soglie minime di qualità; dall'altro, promuovere il miglioramento complessivo delle prestazioni erogate dalle imprese del settore elettrico.

La regolamentazione si basa su due tipologie principali di standard. I livelli generali si riferiscono a una percentuale minima di prestazioni che devono essere completate entro un certo lasso di tempo, senza però prevedere indennizzi diretti al cliente in caso di mancato rispetto. I livelli specifici garantiti, invece, rappresentano una soglia minima di qualità da rispettare per ogni singola richiesta. Questi ultimi prevedono l'erogazione automatica di indennizzi al cliente qualora le prestazioni non siano completate nei tempi stabiliti per motivi imputabili al distributore o al venditore.

Un elemento centrale della regolamentazione è costituito dagli indennizzi automatici. Questi sono graduati in base alla gravità del ritardo rispetto agli standard stabiliti. Ad esempio, per i clienti domestici in bassa tensione, l'indennizzo base è pari a 40,25 euro, ma raddoppia o triplica qualora i ritardi superino il doppio o il triplo del tempo massimo previsto. Gli standard specifici prevedono inoltre misure precise per prestazioni come la riattivazione della fornitura dopo una sospensione per morosità (entro un giorno feriale) o la preventivazione per lavori semplici sulla rete di bassa tensione (entro 15 giorni lavorativi). L'obiettivo di tali disposizioni è garantire un livello di servizio uniforme e trasparente per tutti i clienti finali.

Il sistema di regolamentazione si fonda su un monitoraggio costante delle prestazioni delle imprese di distribuzione attraverso la pubblicazione periodica di relazioni che valutano il rispetto degli standard di qualità. Questo approccio consente non solo di verificare l'effettiva tutela dei consumatori, ma anche di identificare aree di miglioramento e promuovere investimenti per incrementare l'efficienza del servizio. La regolamentazione della qualità commerciale, quindi, non rappresenta soltanto uno strumento normativo, ma anche un meccanismo di incentivo per il miglioramento continuo delle prestazioni nel settore energetico.

### 1.3.2 Indicatori della continuità e qualità commerciale del servizio

Uno degli strumenti centrali di questa normativa è l'impiego di incentivi e penalità. Questi meccanismi spingono i distributori a ottimizzare le loro prestazioni: premi sono assegnati per i miglioramenti che superano gli obiettivi fissati, mentre penalità sono applicate in caso di mancato rispetto dei livelli minimi richiesti.

Per permettere il versamento agli utenti di indennizzi e per misurare la qualità del servizio erogato da ogni distributore, è stato introdotto il registro delle interruzioni. Ogni interruzione deve essere registrata con dettagli precisi: tipologia (con o senza preavviso, lunga, breve, transitoria), causa, origine, ambito territoriale, durata e numero di utenti coinvolti. Vengono anche annotati eventuali ritardi nel ripristino per motivi di sicurezza e informazioni aggiuntive come eventi atmosferici straordinari. In questo modo, il sistema assicura la trasparenza e promuove il miglioramento continuo della continuità del servizio.

Per il periodo 2024-2027, ARERA ha introdotto nuove disposizioni volte a migliorare ulteriormente la qualità del servizio [1]. Tra queste, particolare attenzione è rivolta alla regolamentazione della durata delle interruzioni senza preavviso e alla riduzione delle disparità territoriali. La normativa prevede la definizione di livelli obiettivo e tendenziali, calcolati sulla base delle performance storiche dei distributori. Sono stati introdotti indicatori specifici come il numero medio di interruzioni per utente e la durata complessiva delle interruzioni. I livelli obiettivo annuali mirano al miglioramento costante del livello di qualità del servizio, soprattutto per gli utenti maggiormente colpiti detti "utenti peggio serviti", nei confronti dei quali ARERA ha disposto un miglioramento del 5% annuo del valore iniziale del parametro "durata delle interruzioni senza preavviso lunghe", richiedendo ai Distributori di mantenere invariato il valore per i restanti utenti. Anche il numero di tali interruzioni viene monitorato dall'Autorità, in questo caso si richiedono miglioramenti annui del 10% o 5%, a seconda della gravità del livello di partenza di ciascun ambito territoriale.

Le interruzioni vengono classificate per tipologia, origine e durata. In caso di mancato rispetto degli standard stabiliti, i clienti interessati ricevono indennizzi automatici. Inoltre, sono stati avviati interventi sperimentali per migliorare le performance in ambiti territoriali particolarmente critici. Questi interventi, già in corso, hanno prodotto risultati positivi, contribuendo a una maggiore continuità del servizio.

La documentazione evidenzia anche il ruolo fondamentale del monitoraggio e della pubblicazione dei dati relativi alle prestazioni del settore. Queste attività garantiscono trasparenza e incentivano i distributori a migliorare costantemente. Grazie a questo approccio, negli ultimi anni si è assistito a una significativa riduzione del numero di utenti "peggio serviti" e a un miglioramento complessivo della qualità del servizio elettrico in Italia.

## Capitolo 2

# Concetti specifici

Il seguente capitolo introduce le teorie dell’Affidabilità e della Resilienza, evidenziandone gli aspetti utili per la loro applicazione allo studio dei guasti della rete elettrica di distribuzione. Vengono poi messe in luce le loro differenze e come queste possano indirizzare la scelta verso un approccio piuttosto che un altro.

Riguardo alla resilienza, vi è un breve accenno alle norme e delibere che ARERA ha recentemente sviluppato.

Essendo questa tesi incentrata sugli effetti delle ondate di calore, esse vengono qui descritte secondo una delle teorie più recenti a riguardo.

Il capitolo si conclude con la presentazione del tema dei guasti tipici delle ondate di calore, ovvero quelli di giunti, cavi interrati e terminali. Questo tema viene preso ad esempio per l’impiego di una strategia orientata alla resilienza.

## 2.1 Teoria dell’Affidabilità

I guasti della rete elettrica di distribuzione sono relativamente rari in relazione alle dimensioni di tale infrastruttura ma inevitabili, pregiudicando la continuità del servizio. Storicamente lo studio delle occorrenze dei guasti ha sempre fatto uso delle leggi dell’affidabilità e di alcune convenzioni e indicatori specifici. Di seguito se ne fornisce una breve descrizione.

Tecnicamente, i guasti si dividono in due categorie:

- Guasti temporanei, spesso scariche in aria, risolvibili rapidamente con la procedura di richiusura automatica.
- Guasti permanenti, la scarica interessa l’isolante di un cavo che necessita di essere individuato (ricerca guasti) e sostituito. La rialimentazione delle utenze procede con chiusura di rami normalmente aperti.

Ad un guasto segue un’interruzione, ovvero un lasso di tempo in cui la tensione nel punto di alimentazione è inferiore al 5% del valore nominale. Anche le interruzioni sono catalogate a seconda della loro durata:

- Interruzione transitoria, non superiore a 1 secondo.
- Interruzione breve, compresa tra 1 secondo e 3 minuti.
- Interruzione lunga, superiore a 3 minuti.

Vi sono poi gli indicatori di affidabilità, i quali si distinguono in locali se riferiti a singoli componenti, porzioni della rete, utenti oppure globali, tipici di tutta la rete. Sono indicatori locali:

- Frequenza delle interruzioni,  $f$  e durata delle interruzioni,  $d$ .
- Numero di occorrenze del guasto  $n$ .
- Tempo di ripristino dell’occorrenza  $i$ -esima del guasto,  $\tau_i$ .
- Tasso di guasto del componente  $i$ -esimo,  $\lambda_i$ .
- Indisponibilità,  $U$  e la complementare disponibilità,  $A$ , definita rispetto al periodo di osservazione,  $T$ .

Accanto a questi parametri, applicabili anche a studi affidabilistici lontani dai *power system*, ve ne sono alcuni specifici per le reti elettriche:

- Potenza non fornita (Power Not Supplied),  $PNS$ : somma delle potenze dei carichi non alimentati in seguito a guasto, riferendosi alla potenza contrattuale.
- Energia non fornita (Energy Not Supplied),  $ENS$ : moltiplicazione di  $PNS$  per la durata del guasto.

Sono invece tre i principali indicatori globali:

- System Average Interruption Frequency Index, *SAIFI*: definito nell'eq.(2.1), esprime la media pesata della frequenza di interruzione del nodo  $k$  sulla base del numero di utenti coinvolti  $p_k$ , secondo la normativa italiana.

$$SAIFI = \frac{\sum_k p_k f_k}{\sum_k p_k} \quad [\text{interruzioni/anno}] \quad (2.1)$$

- System Average Interruption Duration Index, *SAIDI*: definito nell'eq.(2.2), esprime la media pesata della durata di interruzione del nodo  $k$  sulla base del numero di utenti coinvolti  $p_k$ , secondo la normativa italiana.

$$SAIDI = \frac{\sum_k p_k d_k}{\sum_k p_k} \quad [\text{min/anno}] \quad (2.2)$$

- Customer Average Interruption Duration Index, *CAIDI*: definito nell'eq.(2.3), esprime il rapporto tra *SAIDI* e *SAIFI*.

$$CAIDI = \frac{\sum_k p_k d_k}{\sum_k p_k f_k} \quad [\text{min/interruzione}] \quad (2.3)$$

Non è prevista l'analisi delle cause dei guasti poiché l'affidabilità si basa sull'ipotesi che siano numerose, eterogenee e frequenti in quanto tipiche della normale operazione della rete. Si parla genericamente di eventi *LIHP*, Low-Impact High-Probability. Nell'approccio affidabilistico, ogni componente  $i$ -esimo della rete di distribuzione è descritto tramite il tasso di guasto  $\lambda_i$ , definito come nell'eq.(2.4):

$$\lambda_i = \frac{n_i}{n_{comp} \cdot T} \quad [\text{guasti/anno}] \quad (2.4)$$

dove:

- $n_i$  = Numero di componenti  $i$ -esimi guasti,
- $n_{comp}$  = Numero di componenti  $i$ -esimi totali,
- $T$  = Periodo di osservazione.

Secondo questa teoria [11]  $\lambda_i$  è un parametro costante per tutta la vita del componente, perciò la sua affidabilità  $Re(t)$  (reliability) ovvero il numero di componenti ancora funzionanti sul totale dei componenti in un dato momento segue un andamento esponenziale, in altre parole la probabilità di essere funzionante al tempo  $t$  è data dall'eq.(2.5):

$$Re(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.5)$$

Tale funzione si può considerare come un caso particolare della distribuzione di probabilità di Poisson  $P(x)$  eq.(2.6) in cui  $x = 0$  poiché  $x$  rappresenta il numero di guasti, nullo per definizione eq.(2.7):

$$P(x) = \frac{(\lambda t)^x}{x!} e^{-\lambda t}, \forall x \in \mathbb{N} \quad (2.6)$$

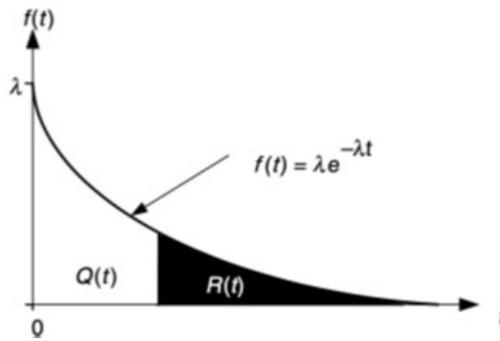
$$P(0) = \frac{(\lambda t)^0}{0!} e^{-\lambda t} = e^{-\lambda t} = Re(t) \quad (2.7)$$

Ne consegue l'inaffidabilità  $Q(t)$ , ovvero la probabilità di un guasto al tempo  $t$  eq.(2.8):

$$Q(t) = 1 - Re(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.8)$$

Si definisce  $f(t)$  la funzione densità eq.(2.9), mostrata in Figura 2.1:

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.9)$$



**Figura 2.1:** funzione densità  $f(t)$  generica

Le leggi probabilistiche dell'affidabilità definiscono il tempo medio per l'occorrenza di un guasto *MTTF Mean Time To Failures* come il valore medio dell'esponenziale dell'affidabilità:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \lambda e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (2.10)$$

Si ha che:

$$Q(MTTF) = 1 - Re(MTTF) = 1 - e^{-1} = 0.632 \quad (2.11)$$

Perciò la probabilità che un dato componente della rete elettrica di distribuzione si guasti entro il *MTTF* è del 63.2%.

## 2.2 Teoria della Resilienza

Da diverso tempo si osserva un aumento di eventi catastrofici come disastri naturali o attacchi deliberati, con enormi conseguenze sulle attività umane. La rete elettrica non è ovviamente immune a tali avvenimenti, classificabili come *HILP*, High-Impact Low-Probability. Per studiare tali fenomeni non sono più sufficienti le leggi

dell'affidabilità ma è opportuno ricorrere a nuove teorie, sintetizzabili nel concetto di Resilienza.

Questa tesi, basata sull'analisi delle interruzioni della rete elettrica di distribuzione torinese, mira proprio a fornire delle dimostrazioni chiare e evidenti del fatto che non sia più sufficiente progettare, gestire, esercire e eseguire manutenzioni sulla base delle leggi dell'affidabilità, ma si debba cambiare il paradigma facendo uso delle leggi della resilienza in quanto le condizioni al contorno, in questo caso le ondate di calore, sono cambiate radicalmente rispetto al passato.

Dare un significato univoco di resilienza non è semplice, poiché il termine è impiegato in contesti diversi. In meccanica se ne parla come *capacità di un materiale di assorbire energia se sottoposto a deformazione elastica e poi di rilasciarla durante la fase di scarico* ma solo grazie a definizioni come quella proposta da C.S. Holling nel 1973, *capacità di un sistema ecologico di mantenere la stabilità di fronte a cambiamenti e disturbi*, è possibile applicare questo termine a sistemi complessi. Diverse organizzazioni internazionali, come l'UNDRR (United Nations Office for Disaster Risk Reduction) e l'Unione Europea, hanno definito la resilienza come *capacità di un sistema, di una comunità o di una nazione di resistere, assorbire, adattarsi e riprendersi rapidamente dagli effetti di un evento dannoso, cercando di preservare le sue strutture essenziali*.

L'aspetto chiave, dunque, è che un sistema resiliente non solo sopravvive agli impatti, ma è anche capace di adattarsi ai cambiamenti e di rispondere rapidamente agli eventi avversi, riducendo al minimo i danni e le interruzioni. Affinché un sistema sia resiliente esso richiede robustezza, capacità di controllarsi e adeguata pianificazione. In sintesi, le principali differenze tra affidabilità e resilienza sono le seguenti:

- L'affidabilità è valida per fenomeni LIHP, mentre la resilienza si applica a circostanze HILP.
- Guasti riferiti all'affidabilità vengono risolti nel luogo in cui avvengono, cosa complessa per la resilienza in cui l'ambiente interessato risulta spesso difficile da raggiungere o compromesso.
- Un evento estremo mostra una correlazione spazio-temporale con i guasti, che spesso sono numerosi e simultanei. Di conseguenza sono necessari tempi di recupero ben più lunghi che per una contingenza dell'affidabilità.
- Lo studio dell'affidabilità è supportato da analisi e criteri di ottimizzazione ancora assenti per la resilienza, che richiede una continua capacità di imparare dagli eventi precedenti.

Spesso si confondono resilienza e sicurezza: a tal proposito si considera la resilienza un concetto più ampio in quanto include non solo l'applicazione di strumenti di difesa da circostanze esterne pericolose ma anche la capacità di ripristinare rapidamente le condizioni di normale funzionamento, adattandosi al nuovo scenario.

Migliorare la resilienza di un sistema di distribuzione elettrica richiede un metodo

interdisciplinare, basato su misure sia strutturali che operative e soprattutto nuovo, mantenendo valide le condizioni operative basate sulla sicurezza  $N - 1$  [12].

In breve, il criterio  $N - 1$  prevede che al verificarsi di un evento accidentale cui segue la perdita di 1 componente del sistema, a esempio un guasto permanente di una linea, di un trasformatore o di un generatore, si mantenga la connessione della rete, senza interventi immediati dell'operatore. In altre parole, in nessun caso un sovraccarico (conseguente a un guasto) può essere motivo di altri sovraccarichi, altri interventi delle protezioni con il risultato di un *blackout*.

Come suggerisce il nome stesso, la nomenclatura  $N - 1$  evidenzia intrinsecamente il limite operativo di questo metodo quando si verifica una contingenza di tipo HILP. Eventi di tale natura, caratterizzati da un'intensità e una diffusione tali da compromettere un ampio numero di componenti del sistema elettrico, rendono inefficaci le operazioni di ripristino preventivate e previste dal criterio  $N - 1$ , lasciando il sistema privo di risorse adeguate per affrontare l'evento.

Nell'ambito dell'incremento della resilienza della distribuzione elettrica non esiste una "ricetta" universale e gli interventi vanno pianificati specificatamente per ogni caso. Ad esempio, la conversione delle linee aeree in linee interrato può ridurre il rischio di danni causati da fenomeni atmosferici estremi come tempeste o venti forti ma allo stesso tempo indebolirle rispetto alle ondate di calore, come si vedrà in seguito. L'approccio preventivo è dunque cruciale per garantire che il sistema possa affrontare gli eventi più estremi senza subire danni significativi.

Accanto alle misure strutturali, esistono misure operative che mirano a migliorare la capacità di risposta e recupero del sistema. Tra queste, l'uso di generatori di emergenza e sottostazioni mobili, lo sviluppo di microreti e delle risorse elettriche distribuite sono strategie vincenti nel garantire la fornitura dell'energia in caso di danneggiamento delle infrastrutture principali. Nell'ottica della prevenzione e pianificazione sono decisive le tecnologie di monitoraggio avanzato, come i droni. È poi fondamentale che il personale sia adeguatamente addestrato e preparato ad affrontare situazioni di emergenza in modo rapido e efficiente.

Per incentivare il miglioramento della resilienza, l'Italia ha sviluppato una regolamentazione specifica per il settore della distribuzione elettrica, che prevede l'inclusione di piani di resilienza all'interno dei piani di sviluppo delle principali aziende di distribuzione [1]. Questi piani devono essere redatti annualmente e includere interventi mirati a ridurre i rischi associati agli eventi estremi. ARERA ha introdotto incentivi economici per le aziende che implementano misure efficaci per migliorare la resilienza delle loro reti [1]. Gli incentivi sono basati su un sistema di premi e penalità, in cui le aziende vengono premiate per il tempestivo completamento degli interventi e penalizzate per eventuali ritardi. Il sistema di premi è calcolato in base al beneficio netto atteso dagli interventi, mentre le penalità si applicano se gli interventi non vengono completati entro i termini stabiliti.

I piani di resilienza devono anche includere un'analisi dei fattori di rischio critici,

come la possibilità di formazione di manicotti di ghiaccio sulle linee aeree, alluvioni che colpiscono le sottostazioni o gli impatti delle ondate di calore sulle reti sotterranee. Questi fattori sono analizzati in base a probabilità e magnitudo degli impatti, per determinare le priorità di intervento. Le aziende devono presentare i loro piani ad ARERA, che li esamina e li approva, garantendo che siano conformi agli standard di resilienza stabiliti. L'implementazione di queste misure non solo aiuta a ridurre i tempi di interruzione del servizio in caso di eventi estremi, ma contribuisce anche a migliorare l'affidabilità complessiva del sistema elettrico nel lungo periodo.

## 2.3 Ondate di calore

Le ondate di calore sono i fenomeni classificati come HILP che sono aumentati maggiormente in frequenza e intensità per quanto concerne il territorio torinese, con strascichi inevitabili sulla rete elettrica. Si prevede inoltre che la loro insorgenza aumenterà in futuro, pertanto costituiscono uno dei principali temi della resilienza della rete urbana [13].

La definizione di ondata di calore si riferisce a un periodo di condizioni climatiche eccezionalmente calde che colpiscono porzioni di territorio che solitamente non sono soggette a tali fenomeni. Il riconoscimento dell'ondata di calore è basato su un indice composito chiamato *Excess Heat Factor* (EHF) [14].

Per il giorno  $i$ , l'indice è definito come segue:

$$EHF_i = EHI_{sig,i} \cdot \max\{1, EHI_{accl,i}\} \quad (2.12)$$

dove  $EHI_{sig,i}$ , detto indice di significatività e definito nell'eq.(2.13), si riferisce alla deviazione dalle condizioni storiche, confrontando la temperatura media dei tre giorni ( $i$ ,  $i-1$  e  $i-2$ ) con il 95esimo percentile delle temperature medie giornaliere degli ultimi 30 anni,  $T_{95}$ :

$$EHF_{sig,i} = \frac{(T_i + T_{i-1} + T_{i-2})}{3} - T_{95} \quad (2.13)$$

$EHI_{accl,i}$  è l'indice di acclimatazione definito in eq.(2.14). Esso rappresenta la deviazione dal riferimento a breve termine (media delle temperature sui tre giorni) rispetto alla media delle temperature giornaliere negli ultimi 30 giorni. Questo indice è fondamentale per determinare l'effetto di un'ondata di calore sulla vita umana.

$$EHF_{accl,i} = \frac{(T_i + T_{i-1} + T_{i-2})}{3} - \frac{\sum_{k=3}^{32} T_{i-k}}{30} \quad (2.14)$$

Prevedendo le temperature future, è possibile valutare l'EHF per gli anni a venire [15]. I risultati sono riportati in Tabella 2.1. L'aumento della temperatura è una

conseguenza di numerosi fattori, tra cui uno dei principali è l'incremento delle emissioni di gas serra. Questo impatto può essere misurato attraverso il cosiddetto *Radiative Forcing*, espresso in  $[W/m^2]$ , che rappresenta il cambiamento netto nell'equilibrio energetico del sistema Terra a causa di un disturbo imposto [16].

**Tabella 2.1:** Ondate di calore previste nel periodo 2025-2046

Anno	Numero ondate di calore	Giorni di ondate di calore	Anno	Numero ondate di calore	Giorni di ondate di calore
2025	2	14	2036	3	45
2026	2	6	2037	1	10
2027	2	34	2038	2	10
2028	3	32	2039	1	6
2029	3	28	2040	0	0
2030	3	32	2041	6	38
2031	5	28	2042	5	27
2032	3	25	2043	4	24
2033	4	25	2044	4	14
2034	3	14	2045	4	24
2035	2	11	2046	4	26

## 2.4 Principali effetti delle ondate di calore sulle reti di distribuzione urbane

Il fine della tesi è di provare come l'approccio di affidabilità non possa più essere applicato al contesto della rete elettrica di distribuzione in ogni possibile condizione, prendendo ad esempio la rete di Torino. La città è sempre più colpita da eventi meteorologici estremi e da numerosi guasti alla rete elettrica ad essi correlati, al punto da ritrovare tali argomenti anche sulle pagine della cronaca cittadina [17].

L'attenzione è rivolta alle ondate di calore, causa rientrando pienamente nei canoni della resilienza in quanto ancora difficilmente prevedibile e piuttosto raro ma motivo di gravi e prolungate problematiche alla distribuzione elettrica. In sintesi, un chiarissimo evento di categoria HILP non trattabile mediante i parametri matematici descritti all'inizio del capitolo ma mediante un approccio alla resilienza.

Come si vedrà nei capitoli successivi, tale fenomeno provoca dei guasti di intensità e molteplicità di gran lunga maggiori rispetto alle previsioni delle teorie classiche, in particolar modo se ci si limita ad osservare componenti come cavi interrati, giunti (Figura 2.2) e terminali (Figura 2.2). Come si evince dalle figure, giunti e terminali sono costituiti per la maggior parte da materiale isolante plastico, soggetto



**Figura 2.2:** Buca giunti e terminale unipolare per cavo MT [18]

a invecchiamento e poco resistente alle alte temperature. Le scarse proprietà fisiche dei materiali non sono l'unica problematica di tali componenti in quanto ad esse si devono aggiungere i metodi di installazione, manuali e spesso in condizione operative difficili e di costruzione.

L'ubicazione delle buche giunti come quella in Figura 2.2 contribuisce ad esporle al rischio di rotture accidentali in seguito a cantieri stradali, causando ulteriori guasti e interruzioni.

La debolezza di tali elementi è confermata da recenti e numerosi studi che sottolineano la fondatezza del tema trattato.

In condizioni di caldo intenso, le temperature ambientali elevate combinano effetti dannosi sulla capacità di dissipazione termica dei cavi sotterranei e sulla stabilità dei materiali isolanti.

Quando la temperatura esterna aumenta, il meccanismo di dispersione termica tra cavo e ambiente diventa critico, ancor più condizioni di scarsa umidità del terreno, ove si crea una "zona secca" nell'intorno dei cavi con elevata resistività termica [19]. È stato stimato che un aumento della temperatura ambientale di 5°C, combinato con quello della resistività termica del suolo può ridurre la portata dei cavi fino al 50% [20].

La minore efficienza dello scambio termico tra ambiente e cavo interrato, mantiene quest'ultimo nella condizione surriscaldata anche nelle ore notturne, tipicamente momenti in cui la temperatura ambientale e del componente si ristabilisce su valori accettabili. L'aumento di notti tropicali insieme con il grande calore assorbito nelle ore di luce delle giornate estive più calde impedisce anche questo effetto benefico, infatti si riscontra un numero crescente di guasti durante le ore notturne dei periodi di ondata di calore.

I giunti dei cavi interrati sono particolarmente suscettibili ai guasti in quanto costituiscono i punti di interconnessione tra i vari tratti della linea elettrica. In queste aree, piccole imperfezioni nei materiali dovuti alla loro costruzione o nelle interfacce tra i diversi componenti del giunto possono portare a danni maggiori. Il rischio

di formazione di microcavità o di difetti negli isolanti aumenta considerevolmente con le alte temperature e lo stress termico causa dilatazioni termiche disomogenee, indebolendo localmente l'isolamento o aggravando i difetti strutturali preesistenti. In aggiunta a ciò, è stato dimostrato che la tensione di innesco delle scariche parziali diminuisce con l'aumento della temperatura [21]. Dove l'isolamento non è perfetto, il campo elettrico supera la capacità di tenuta del materiale "bucando" il dielettrico e danneggiando irreversibilmente il giunto. Questo processo di innesco delle scariche parziali accelera il degrado del materiale isolante, riducendo la vita utile del sistema di cablaggio e aumentando il rischio di guasti.

Periodi prolungati di alte temperature anomale aggravano ulteriormente il rischio di cedimenti, poiché il calore amplifica le imperfezioni strutturali nei giunti e favorisce la formazione di "treeing elettrico", un tipo di deterioramento del materiale isolante che si propaga lungo i cavi, creando canali di conduzione elettrica indesiderati che nel tempo portano alla rottura [21].

Studi condotti su reti di distribuzione elettrica in regioni ad alta temperatura [22] hanno dimostrato che i guasti nei giunti sotterranei possono aumentare drasticamente durante le estati più calde. In alcuni casi, la frequenza dei guasti durante le ondate di calore è stata fino a quattro volte superiore alla media annuale.

In aggiunta a queste motivazioni tecniche, va ricordato come durante le ondate di calore la domanda di energia elettrica aumenti considerevolmente, soprattutto per l'uso di condizionatori, con conseguenti carichi elevati sui componenti della rete di distribuzione e fisiologico riscaldamento degli stessi. Laddove le alte temperature causino le problematiche descritte in precedenza, questo ulteriore effetto termico accelera il degrado e incrementa il rischio di cedimenti.

Una volta delineato il panorama delle problematiche legate ai guasti di giunti, cavi interrati e, in misura minore, terminali durante le ondate di calore, risulta pertinente discutere delle possibili strategie per mitigarne gli effetti, orientate verso l'approccio della resilienza.

Alla base di qualsiasi approccio resiliente, vi è la necessità di prevedere con certezza l'insorgenza delle ondate di calore. I metodi basati sulla previsione del parametro  $EHF_i$  sono di certo strumenti utili in tal senso e sono in corso studi finalizzati a caratterizzare matematicamente il tempo di ritorno di eventi estremi, vedasi l'Extreme Value Theory [1].

Per disporre di informazioni affidabili ai fini delle previsioni, risulta fondamentale sviluppare un sistema di monitoraggio, che consenta di conoscere in tempo reale le condizioni operative di giunti, cavi interrati e terminali. Una metodologia proposta sfrutta la variazione della velocità di propagazione delle onde, generate da segnali impulsivi, lungo i cavi [19]. Essa viene influenzata dalla temperatura attraverso la permittività dielettrica del materiale isolante. Un modello termico calibrato, che combini i dati delle variazioni di velocità delle onde con le temperature del suolo, potrebbe stimare con precisione la temperatura operativa dei cavi, utilizzando

strumentazione diagnostica standard già presente per rilevare scariche parziali e localizzare guasti.

In previsione dell'evento, la rete elettrica deve essere strutturalmente rinforzata. Sono state avanzate diverse ipotesi a riguardo come l'adozione di giunti "intelligenti" [21], progettati per migliorare la qualità e l'affidabilità delle connessioni nei cavi sotterranei. Questi giunti avanzati utilizzano materiali innovativi e soluzioni progettuali in grado di ridurre sia le imperfezioni nelle interfacce tra i vari componenti sia la complessità del processo di assemblaggio.

Durante le ondate vi devono essere delle risorse rapidamente disponibili quali generatori di emergenza e sottostazioni mobili che, di concerto con una riorganizzazione della rete elettrica verso le microreti e la generazione distribuita, possano minimizzare quanto più possibile l'impatto sugli utenti e le penali a carico del distributore.

Infine è fondamentale la fase di apprendimento post incidente in quanto solo "imparando la lezione" è possibile affinare le strategie di emergenza e coordinare al meglio le risorse per la successiva ondata di calore.

È importante sottolineare che le soluzioni proposte sono attualmente allo stadio sperimentale e teorico; la loro efficacia necessita di una validazione sul campo, così come una valutazione approfondita della loro fattibilità. Sono diverse le problematiche associate a tali approcci tra cui costi elevati per la ricerca e sviluppo di nuovi materiali, complessità di implementazione degli algoritmi predittivi e di monitoraggio avanzato negli strumenti attualmente in uso e potenziali limitazioni tecnologiche. Inoltre, l'uso di nuove tecnologie richiede competenze specialistiche per l'installazione e la manutenzione, un altro fattore che può rallentare la diffusione di queste soluzioni.

L'unica certezza in nostro possesso è che la situazione attuale non risulta più sostenibile, rendendo necessario un cambio di paradigma che adotti un'ottica di resilienza. Tale trasformazione potrebbe iniziare con un approccio graduale, sviluppando una sinergia tra i distributori di energia elettrica per affrontare le problematiche in modo condiviso. Superare le difficoltà richiederà una costante capacità di adattamento alle innovazioni tecnologiche, tra cui l'intelligenza artificiale, che offre strumenti avanzati per il monitoraggio, la diagnosi predittiva e l'ottimizzazione delle risorse. Inoltre, l'impiego di materiali innovativi, lo sviluppo di infrastrutture intelligenti e l'implementazione di modelli di manutenzione basati su analisi predittive e big data potranno contribuire significativamente a mitigare i guasti. Si ripone dunque fiducia nel fatto che, attraverso questi sforzi congiunti, la sfida di ridurre i guasti durante le ondate di calore possa essere efficacemente affrontata nei prossimi anni.

## Capitolo 3

# Struttura dei dati

Questo capitolo tratta dei dati che verranno analizzati nell'ottica della resilienza della rete elettrica di distribuzione alle ondate di calore.

In una prima parte, si fornisce una breve descrizione delle tipologie di elementi: si tratta infatti sia di informazioni sulle interruzioni di servizio della rete elettrica a media tensione di Torino, pervenute da IRETI, gestore della rete di distribuzione urbana, che di informazioni meteorologiche provenienti da [23].

Verranno quindi esposte graficamente le informazioni principali, da intendersi come base di partenza per le analisi che seguiranno in questo capitolo e in quelli successivi. Grazie a queste indagini esplorative iniziali sarà possibile dedurre diverse conclusioni molto importanti circa la tematica affrontata.

*Si precisa che, per motivi di riservatezza aziendale, tutti i nomi e i codici identificativi di eventi/impianti/strutture di proprietà di IRETI sono stati sostituiti da codici numerici.*

### 3.1 Registri delle interruzioni

Come già evidenziato nei capitoli precedenti, da diversi anni le società che operano nel settore della distribuzione elettrica sono tenute a registrare ogni interruzione del servizio.

IRETI, in questo senso, non fa eccezione e ha fornito per scopi di ricerca al Politecnico di Torino i registri relativi alle interruzioni occorse sulla rete MT nel periodo che intercorre tra il 2019 e il 2023, ovvero 1826 giorni.

È opportuno in questa sede fare una precisazione: le disposizioni dell’Autorità impongono le informazioni da presentare nei registri delle interruzioni ma non prescrivono un formato unico a tutti i distributori di elettricità. IRETI, ad esempio, ha modificato nel corso degli anni la metodologia di raccolta dei dati: fino al 2018 venivano creati più file, ciascuno inerente ad una specifica cabina primaria; dal 2019 si è deciso di unificare tutti i casi in un singolo documento. L’effetto di questo cambiamento si vedrà chiaramente nel prosieguo e consiste in una mole di dati inferiore per l’anno 2019.

In definitiva, i registri forniti riportano le indicazioni seguenti:

- Numero e codice univoco dell’interruzione
- Indicazione di eventuale condizione di prova
- Data, ora, minuto e secondo di inizio dell’evento
- Data, ora, minuto e secondo di fine dell’evento
- Durata in ore, minuti, secondi dell’evento
- Causa dell’interruzione (accidentale/programmata con o senza preavviso)
- Tipologia (lunga, breve o transitoria)
- Impianto origine dell’interruzione (AT/MT/BT/RTN o altro)
- Cabina primaria coinvolta
- Linea MT coinvolta
- Numero, tensione di alimentazione e tipo di utenti coinvolti
- Tempo di rialimentazione
- Indicazione di eventuali clienti prioritari
- Zona elettrica coinvolta
- Tensione nominale
- Indicazione di eventuale variazione di assetto della linea coinvolta
- Informazioni circa la ricerca guasto successiva
- Comuni interessati
- Estremo del ramo guasto
- Componente guasto
- Indicazione di eventuale doppio guasto
- Commento all’evento
- Informazioni circa la procedura di alimentazione di emergenza
- Informazioni circa la procedura di rialimentazione.

Queste informazioni soddisfano le richieste di ARERA in materia di registrazione delle interruzioni.

## 3.2 Dataset di partenza

A partire dal materiale descritto precedentemente, sono state fatte delle scelte al fine di ridurre i dati ai soli eventi utili per l'attività di tesi, in particolare:

- Isolare le varie porzioni di reti MT (6,3 kV, 22 kV, 27 kV) di cui si compone la rete di distribuzione urbana di Torino gestita da IRETI.
- Isolare le interruzioni classificate come accidentali, ignorando sia quelle programmate con preavviso (le quali per loro natura non possono rientrare in contingenze legate alla resilienza della rete) sia quelle programmate senza preavviso (queste infatti sono da considerare come dei "*quasi guasti*", dal momento che il gestore ha deciso di disalimentare con urgenza alcune porzioni della rete per evitare guasti permanenti).
- Isolare le interruzioni di tipo lungo e breve, ignorando quelle transitorie essendo il loro impatto molto meno gravoso.
- Isolare i casi di guasto originato all'interno della rete MT, non tenendo in conto le interruzioni create in altre porzioni della rete AT/BT così come quelle dovute alla RTN.
- Isolare, tra i casi con origine in porzioni MT, solo le situazioni interne alla rete di IRETI, ignorando quelle *al confine* con un altro distributore del territorio.

Applicati questi filtri, si è reso necessario "*mascherare*" i nomi/codici delle cabine primarie e delle linee MT. Nel seguito, le cabine primarie si identificano con i numeri da 1 a 47; le linee elettriche a 6,3 kV con i numeri da 1001 a 1037 e da 3001 a 3097, quelle a 22 kV da 1 a 208 infine quelle a 27 kV da 10001 a 10032.

Anche la dicitura testuale del componente guasto è stata sostituita da un codice numerico, come riportato nella Tabella 3.1.

Nella Tabella 3.1 sono evidenziati in **grassetto** i componenti cavo, giunto e terminale/i, essendo quelli più soggetti a cedimenti durante le ondate di calore, come suggerito in precedenza e dall'esperienza sul campo.

Questa caratteristica ha portato alla decisione di analizzarli separatamente dagli altri componenti e, per brevità, ci si riferirà a casi del tipo terminali, giunti, cavi con la dicitura "guasti TGC" mentre l'insieme di tutti i guasti (TGC inclusi) verranno chiamati "guasti generici" oppure genericamente "altri guasti" o ancora "guasti di ogni tipo".

Numericamente, i casi oggetto delle analisi sono:

- 4973 considerando tutte le cause,
- 1883 considerando solo casi TGC.

**Tabella 3.1:** Codici dei componenti

Componente guasto	Codice
Guasto generico in cabina	1
Porta fusibile	2
Guasto generico in cabina MT	3
<b>Cavo</b>	<b>4</b>
<b>Giunto</b>	<b>5</b>
Isolatore in cabina MT	6
Presa singola	7
Sezionatore in cabina	8
TA, TV	9
<b>Terminale/i</b>	<b>10</b>
Impianto illuminazione	11
ND	12

### 3.3 Valutazioni preliminari

I dati sono stati impaginati in un formato leggibile in Matlab, dove è stato sviluppato un programma di analisi tecnico-statistico.

#### 3.3.1 Quadro globale dei guasti

Dai primi risultati, riportati nelle Figure 3.1 e 3.2, si possono trarre le prime osservazioni:

- Il 2019 risente del cambiamento del metodo di registrazione delle interruzioni e mostra valori inferiori. Questo comportamento si ripeterà in ogni analisi;
- Il numero di guasti all'anno è rimasto all'incirca costante (dal 2020), nell'ordine di grandezza del migliaio l'anno anche nel 2020, caratterizzato dalla pandemia di COVID-19 e dalle conseguenti restrizioni alle attività produttive;
- Le reti esercite a 6,3 kV e 27 kV sono meno soggette a guasti, come si noterà ciò è dovuto alla tipologia diversa di giunti installati che risulta più affidabile;
- Soprattutto le linee a 22 kV e 27 kV hanno mostrato un andamento quasi costante del numero di guasti annuo;
- L'ipotesi di concentrare l'analisi sui guasti TGC viene supportata dal fatto che questi eventi rappresentino una parte importante dei guasti annui, ad esempio oltre il 41% nel 2023;
- Tra i guasti TGC, l'influenza maggiore è sempre dovuta ai giunti (79% nel 2020), seguiti dai cavi (39% nel 2022). Risulta esiguo il numero di guasti ai terminali, seppur in aumento.

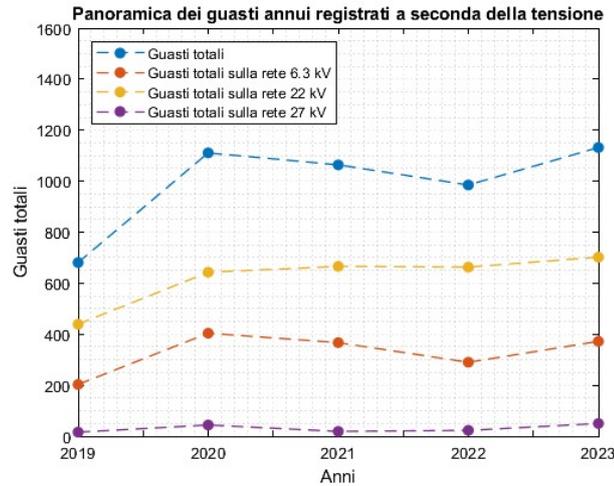


Figura 3.1: Panoramica dei guasti annui registrati a seconda della tensione

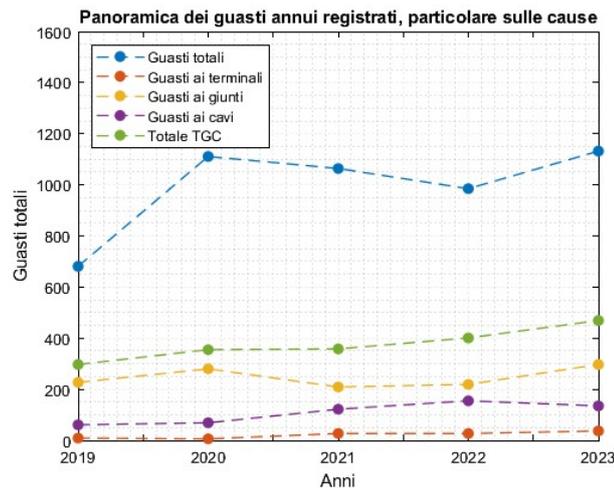


Figura 3.2: Panoramica dei guasti annui registrati, particolare sulle cause

### 3.3.2 Linee e guasti di ogni tipo

L'analisi prosegue ponendo l'accento sulle linee per ogni tipologia di componente guasto, come mostrato nella Figura 3.3, nella Figura 3.4 e nella Figura 3.5.

È facile osservare nuovamente quanto detto prima sulla maggiore affidabilità delle linee 6,3 kV e 27 kV sebbene la linea nel complesso più afflitta da guasti sia la 3019, con 87 eventi. Da una analisi visiva, aiutandosi con la linea orizzontale che indica la media per ogni livello di tensione, si ottiene un'altra conferma di quanto sopra.

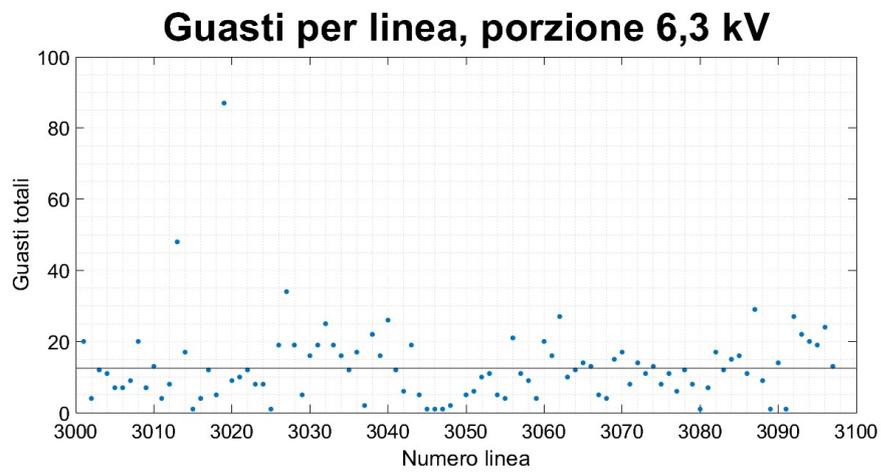
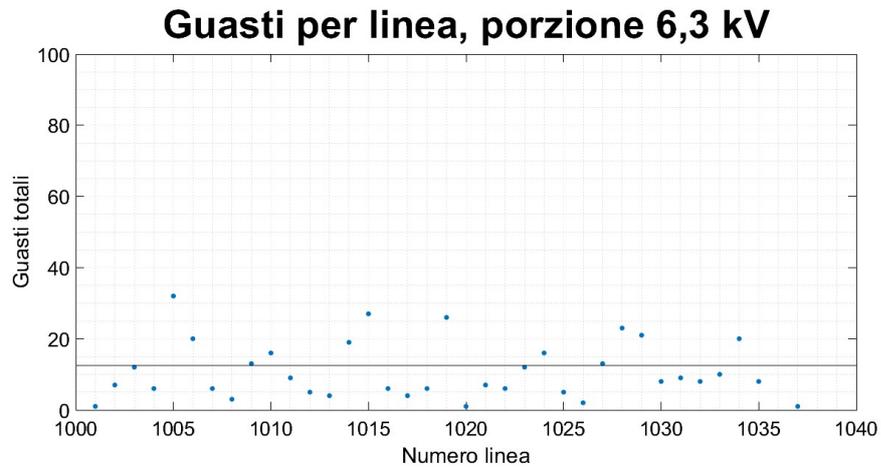


Figura 3.3: Guasti per linea, porzione 6,3 kV

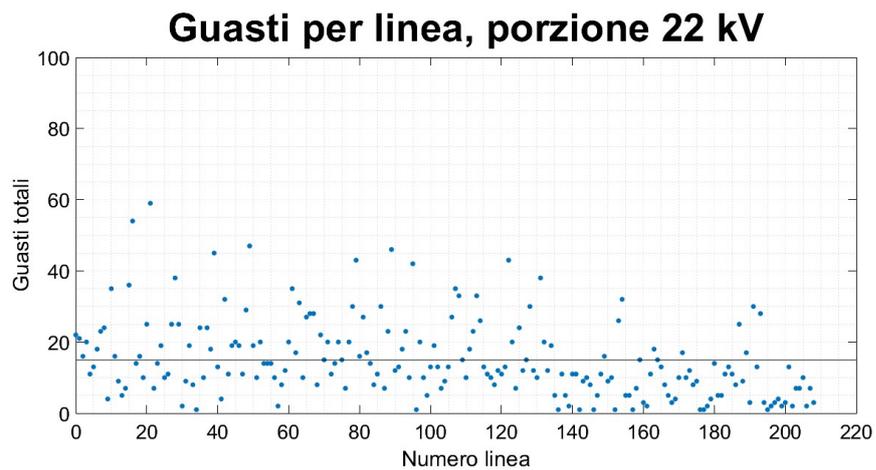


Figura 3.4: Guasti per linea, porzione 22 kV



Figura 3.5: Guasti per linea, porzione 27 kV

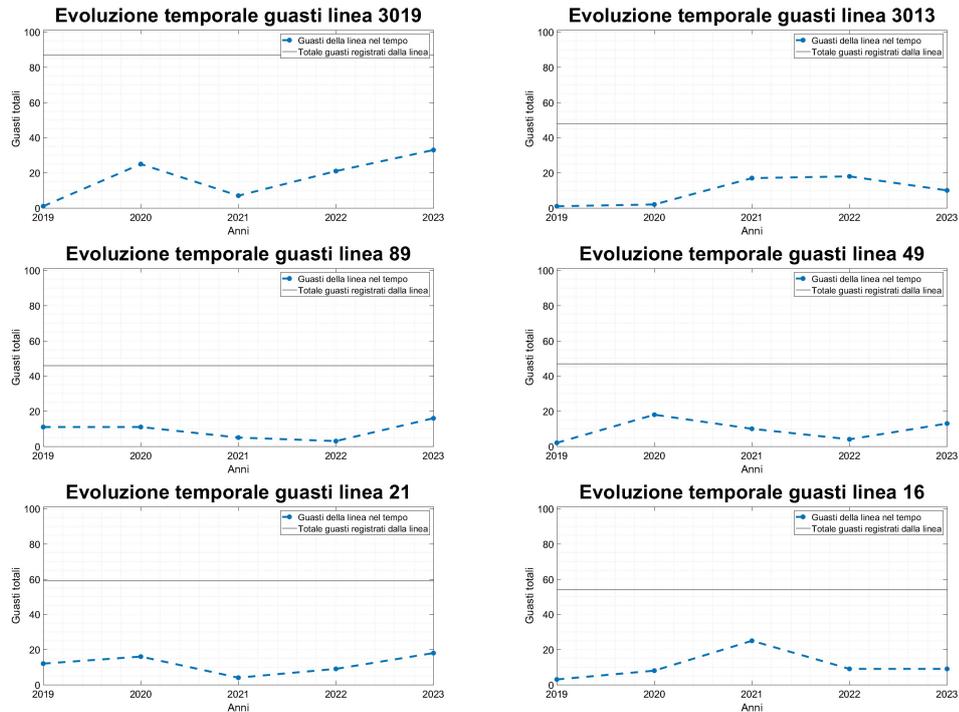


Figura 3.6: Evoluzione temporale linee più guaste

Per le sei linee maggiormente colpite si è proceduto ad una analisi temporale (Figura 3.6) per verificare se eventuali bonifiche dei cavi (di cui non vi sono certezze a riguardo) abbiano avuto successo: in tal caso, il numero di guasti calerebbe. A parte un caso, nessuna linea mostra un andamento chiaramente decrescente,

sintomo di quanto sia difficile contenere tutti i possibili guasti oppure di linee non ancora bonificate.

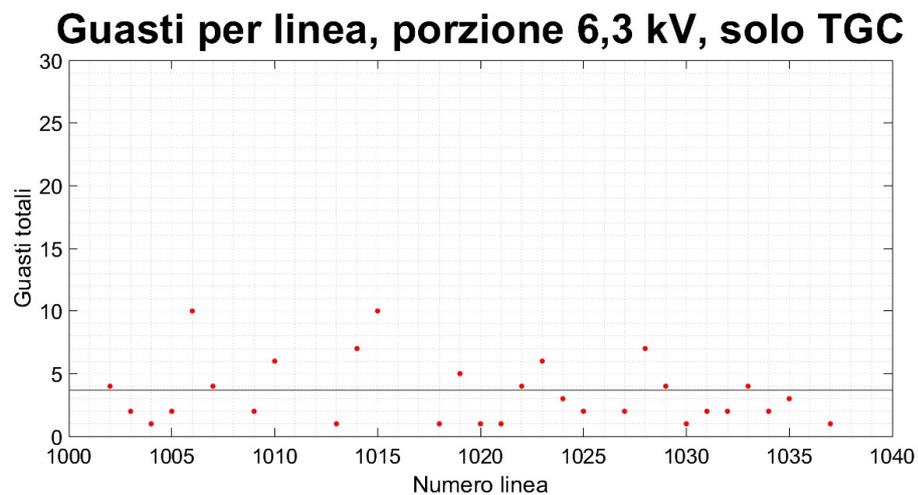
### 3.3.3 Linee e guasti TGC

L'analisi delle linee è stata ripetuta limitando la causa del guasto ai componenti TGC, come mostrato in Figura 3.7, Figura 3.8 e Figura 3.9.

In questi casi emerge chiaramente la predominanza delle linee a 22 kV e anche la linea 3019, precedentemente la più colpita, scende notevolmente come numero di guasti. Per la linea 3019 l'elevato numero di guasti rilevato è dovuto ad altre contingenze, non TGC.

Lo sciame di punti delle linee a 22 kV è molto simile al precedente, ciò sottolinea il fatto che a questo livello di tensione sia notevole l'impatto di guasti TGC, quantificabile in prima approssimazione attorno al 50%.

Anche per questa analisi si riportano gli andamenti temporali dei guasti TGC di alcune delle linee più colpite (Figura 3.10) per cercare conferme su eventuali bonifiche effettuate. Ebbene, vi sono più andamenti decrescenti che in precedenza, suggerendo come i componenti TGC siano di più facile riparazione, ma anche situazioni che da decrescenti mostrano una ricrescita: ciò implica che o queste riparazioni non sono troppo durevoli nel tempo o i fenomeni che portano a guasti TGC si sono intensificati.



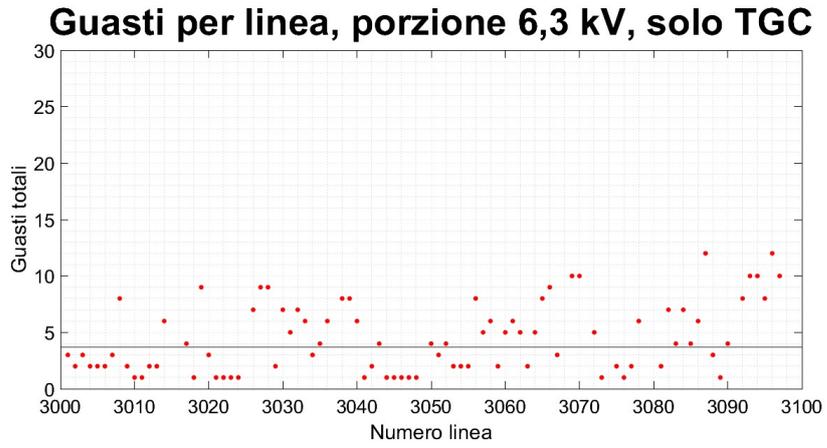


Figura 3.7: Guasti TGC per linea, porzione 6,3 kV

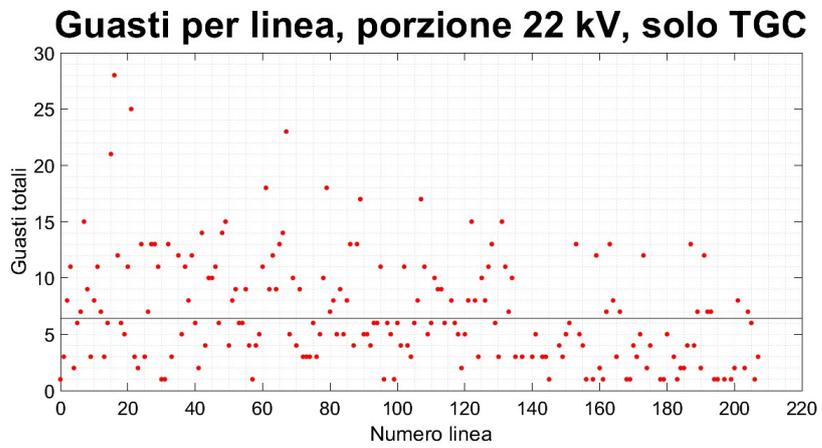


Figura 3.8: Guasti TGC per linea, porzione 22 kV

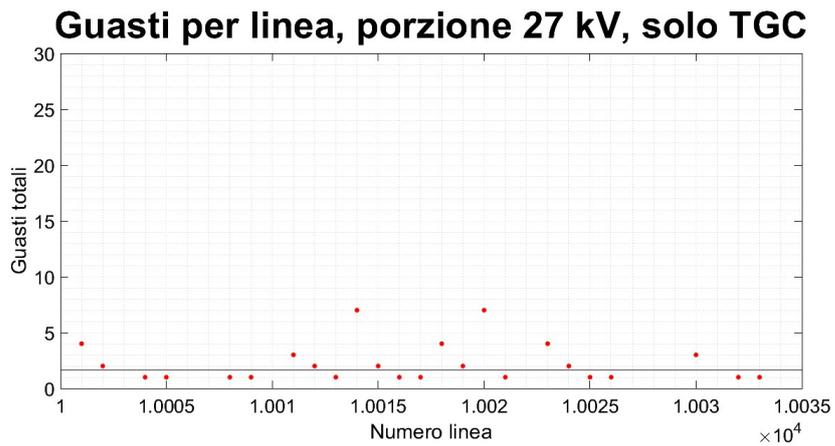


Figura 3.9: Guasti TGC per linea, porzione 27 kV

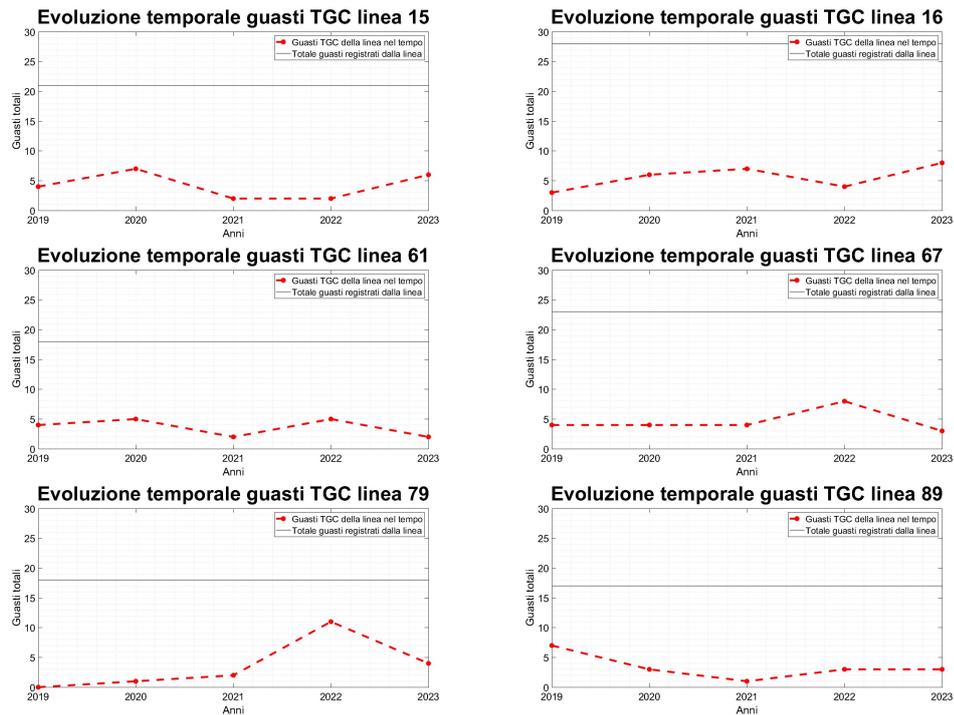


Figura 3.10: Evoluzione temporale linee più guaste TGC

### 3.3.4 Occorrenze dei guasti per componenti

La stessa ratio è stata applicata alla ricerca del numero di guasti complessivamente registrati per il singolo componente. La Figura 3.11 riassume questi risultati tra cui spiccano i componenti 4, 5, 12 e 10 in maniera minore rispettivamente cavi, giunti, componente indefinito e terminali.

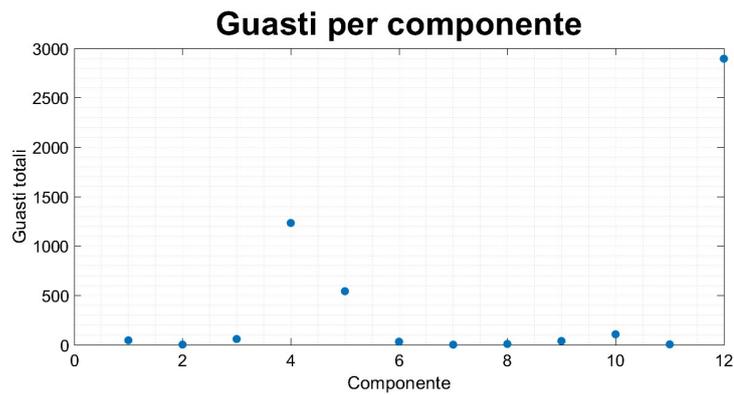
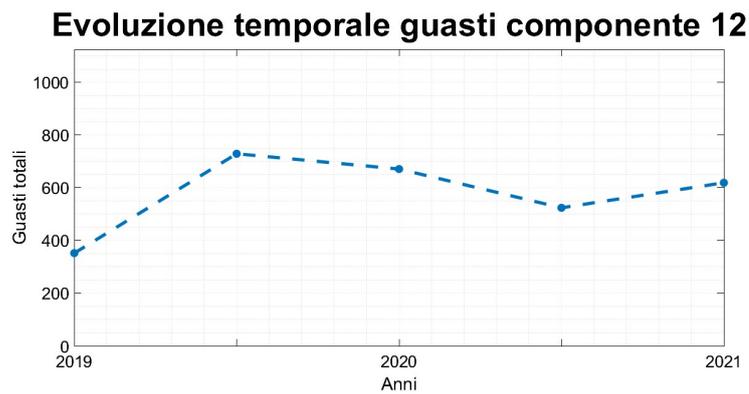


Figura 3.11: Guasti per componente

Purtroppo l'elevato numero di casi in cui non è stato individuato/riportato il componente causa dell'interruzione limita il raggio d'azione delle analisi specifiche sui componenti. D'altro canto si rafforza l'ipotesi di concentrare l'analisi solo sui guasti TGC sia per il loro legame con le ondate di calore che per l'incidenza mostrata.

Gli andamenti temporali dei guasti TGC sono già stati presentati (Figura 3.2) mentre per scrupolo si presenta anche il numero di casi senza indicazione sul componente guasto all'anno, mostrati in Figura 3.12.



**Figura 3.12:** Evoluzione temporale guasti con componente non definito

## 3.4 Guasti nel tempo

Le informazioni contenute nei registri annuali delle interruzioni rendono possibile ricostruire l'andamento dei guasti nel tempo, dapprima in forma di numero di eventi per ogni base temporale, poi come "cumulativa" da intendersi non nel senso statistico del termine ma simile ad una curva di durata.

Questa analisi è stata condotta in due fasi, inizialmente considerando tutti i guasti e successivamente isolando i casi TGC. Da queste figure si procederà all'analisi probabilistica, confrontando questi risultati empirici con gli andamenti teorici tipicamente impiegati in analisi legate all'affidabilità dei sistemi elettrici.

### 3.4.1 Analisi giornaliera di tutti i guasti

In Figura 3.13 sono riportate le distribuzioni dei guasti generici anno per anno, secondo quanto emerso dai registri.

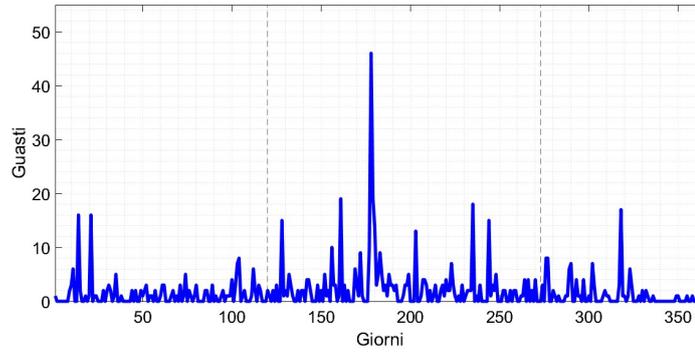
È interessante notare come nella maggior parte degli anni, ad eccezione del 2020, il picco giornaliero dei guasti ricada nel periodo tardo primaverile/estivo tra il giorno 1/5 e 31/9 (evidenziati dalle linee verticali tratteggiate). Questa stagionalità può essere interpretata come una prima conferma dell'ipotesi che periodi di alta temperatura e/o ondate di calore causino più interruzioni se confrontati al resto dell'anno. Ad aggravare la situazione, questi giorni sono caratterizzati dai livelli più alti di carico elettrico, contribuendo a causare la maggior parte dei guasti delle reti elettriche di tipo urbano come quella in questione.

La peculiarità che emerge dal grafico del 2020 di avere il picco di eventi verso fine anno è facilmente spiegabile ricordando i periodi di limitazione alle attività produttive e non solo dovuti al contenimento della pandemia di COVID-19 [24]. Le fasi in questione sono state:

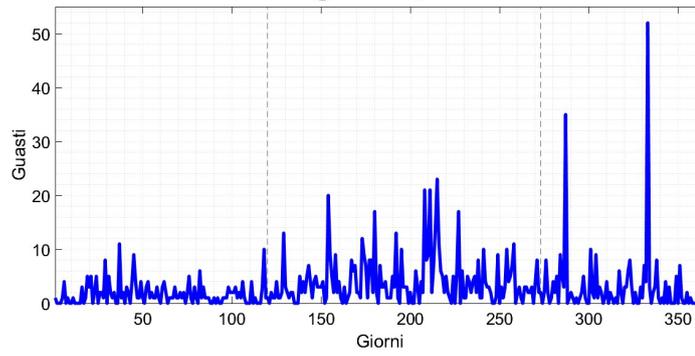
- 9 marzo - 3 maggio, "lockdown" nazionale, con chiusura di tutte le attività non ritenute necessarie per la filiera produttiva nazionale e divieto a tutte le persone di trasferirsi o spostarsi in comune diverso da quello in cui si trovavano.
- 4 maggio - 14 giugno, allentamento delle misure di contenimento, in cui fu concesso la riapertura di alcune attività e maggiori libertà di movimento;
- 15 giugno - 7 ottobre, fase di convivenza con il COVID-19, sempre più attività vennero riaperte dunque i consumi elettrici (e le interruzioni) tornarono a livelli in linea con gli anni precedenti.

Seguiranno ulteriori restrizioni e provvedimenti fino alla cessazione dello stato di emergenza, dichiarata il 31 marzo 2022, ma senza che vi siano impatti apprezzabili. Nel 2019, nonostante il minore numero di eventi registrati per i motivi già citati, l'andamento e i valori numerici mostrati non differiscono dalle altre annualità per cui queste analisi sono da ritenersi totalmente attendibili da questo punto di vista.

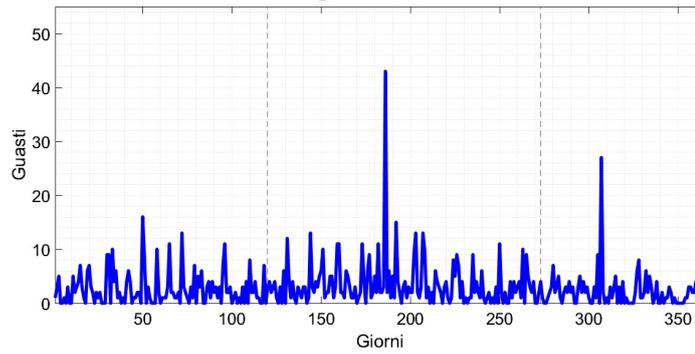
**Guasti al giorno, anno 2019**

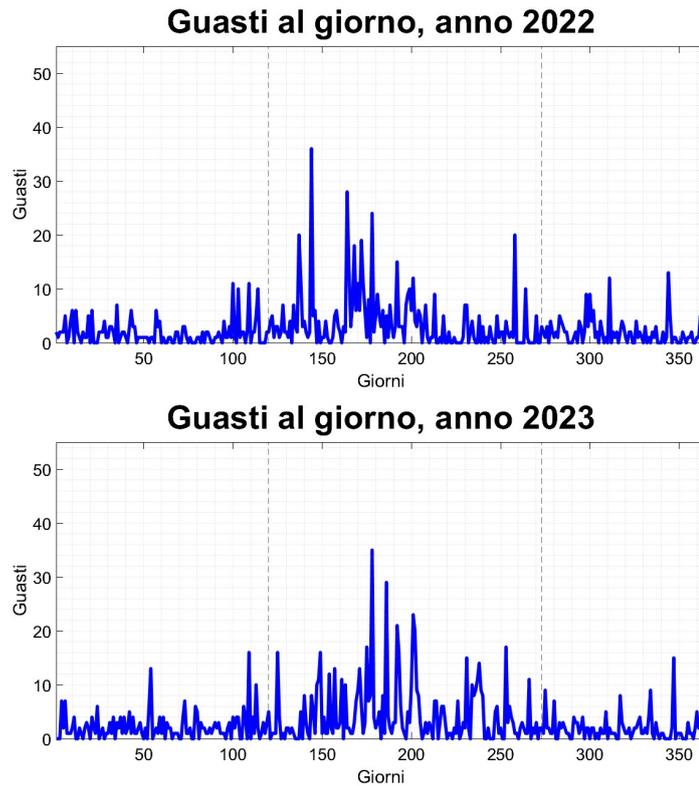


**Guasti al giorno, anno 2020**



**Guasti al giorno, anno 2021**





**Figura 3.13:** Guasti giornalieri

Il naturale proseguimento di questo filone di indagini risiede nel ricavare le "cumulative" dei guasti, ottenute mediante la sommatoria del numero di guasti giornalieri per tutti i giorni dell'anno. Il risultato è visibile in Figura 3.14.

È possibile dedurre le seguenti considerazioni:

- Durante il primo periodo invernale, da gennaio a febbraio (ovvero i giorni 1-60), tutti gli anni seguono grossomodo lo stesso profilo. Di ciò si ha una conferma calcolando i tassi di guasto pari a 1,46 guasti/giorno nel 2019, 1,96 guasti/giorno nel 2020, 2,78 guasti/giorno nel 2021, 2,02 guasti/giorno nel 2022, 1,92 guasti/giorno nel 2023. Dopodiché il 2019 e il 2021 si discostano.
- Nel caso del 2019, dopo un inizio simile agli altri anni, la differenza segue il solco del minor numero di segnalazioni riportate per la causa ben nota ma comunque l'andamento resta "proporzionale" a tutti gli altri anni.
- Il caso del 2021 merita un'analisi più approfondita in quanto la deviazione dall'andamento "standard" pare rientrare dal giorno 170 (metà giugno) in poi. Un'ipotesi plausibile potrebbe essere un periodo primaverile eccezionalmente caldo e/o caratterizzato da fenomeni meteorologici estremi piuttosto che l'alquanto improbabile effetto "onda lunga" del COVID-19.

- COVID-19 che irrompe in questa analisi osservando l'andamento del 2020 tra i giorni 100 e 250 (prima metà di aprile - inizio settembre), grossomodo coincidenti con le restrizioni di cui sopra. In seguito anche il 2020 si allinea alle altre annualità.
- Il periodo tardo primaverile e estivo, già evidenziato nella Figura 3.13, si caratterizza sempre per almeno una rapida ascesa dei guasti. Tale comportamento sarà profondamente analizzato in seguito, correlandolo alle temperature, in quando evidente deviazione da qualsivoglia andamento teorico.
- Superata la fase più calda dell'estate, all'incirca dal giorno 250 (seconda metà di settembre) in poi, tutti gli andamenti eccetto il 2020 seguono un profilo simile nella forma (ovviamente non nei valori numerici), con poche "rampe" improvvise bensì con un tasso di crescita più dolce, variabile tra 1,16 guasti/giorno del 2019 e 2,28 guasti/giorno del 2021.
- Si può nuovamente osservare il numero totale di guasti annui abbastanza simile tra 2020 e 2023, con il minimo raggiunto nel 2022 (985 guasti) e il massimo del 2023 (1132 guasti) poco distanti.

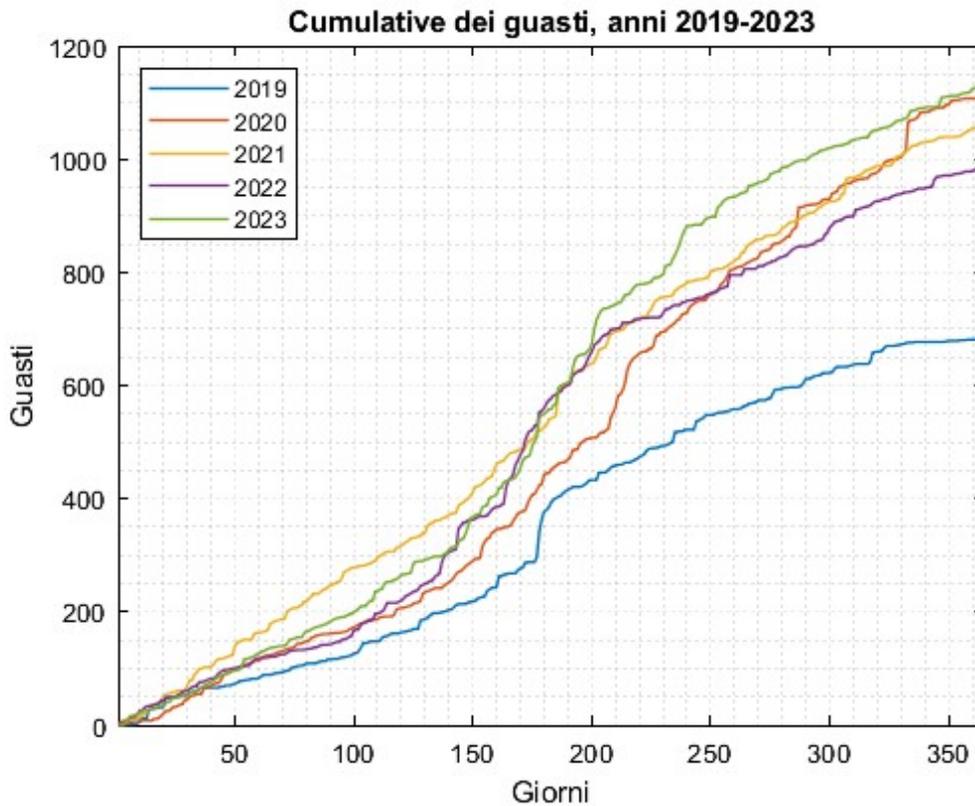


Figura 3.14: Cumulative dei guasti

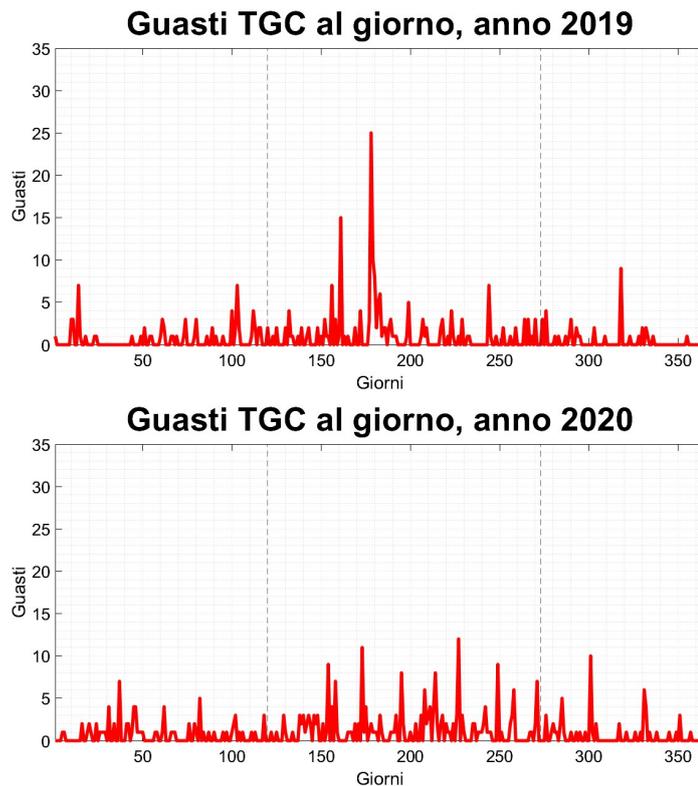
### 3.4.2 Analisi giornaliera dei guasti TGC

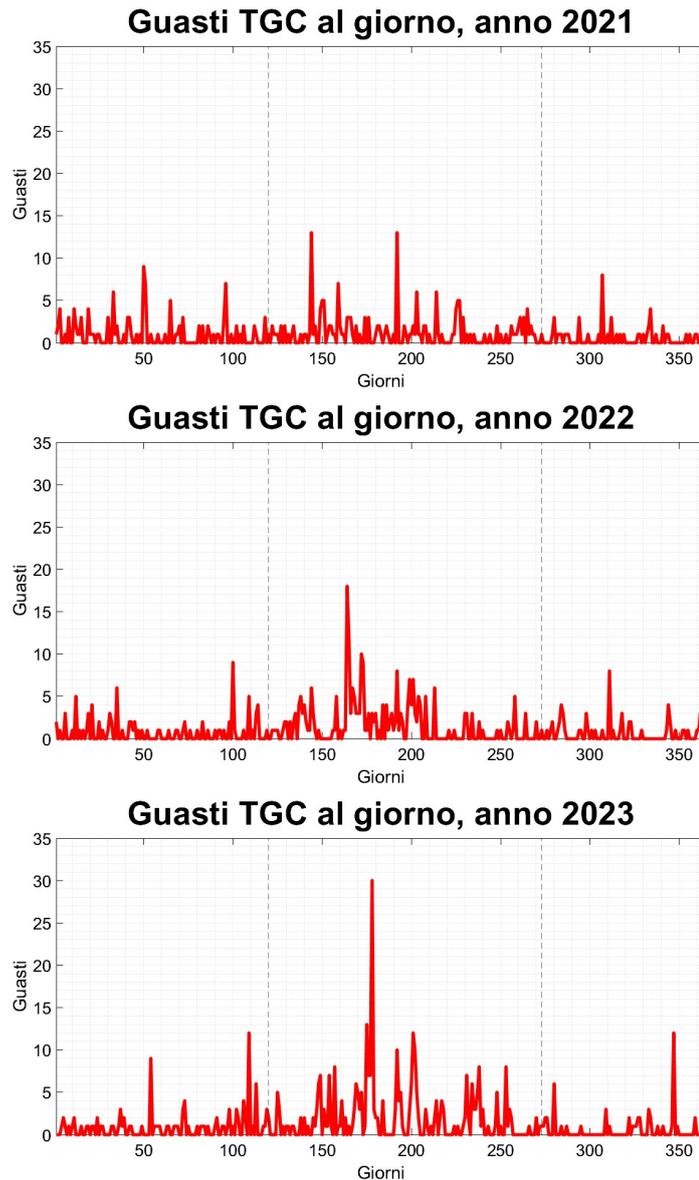
Seguendo lo stesso filone logico, si mostrano i risultati ottenuti focalizzandosi sui guasti TGC, mostrati nella Figura 3.15.

La principale osservazione è il ripetersi della stagionalità del picco di eventi tra tarda primavera e estate. Questo permette di concludere che sono proprio i cedimenti di componenti TGC a forzare tale andamento, confermando la loro tendenza alla rottura in presenza di alte temperature. Da questo punto si procederà ad analizzare in maniera puntuale la relazione guasti TGC - alte temperature e ad evidenziarne le differenze e le peculiarità quando si è in presenza di ondate di calore.

Diversamente da quanto emerso dalla Figura 3.13, non vi è un chiaro riscontro dell'effetto COVID-19 visto che anche il 2020 presenta il picco di casi in un giorno estivo. Quanto detto permette di riflettere sul fatto che anche in presenza di carico elettrico ridotto per via delle restrizioni, la frequenza delle interruzioni di questo tipo non è diminuita eccessivamente.

In comune con quanto affermato in precedenza, anche in questo caso il 2019 risente poco della carenza di dati.





**Figura 3.15:** Guasti TGC giornalieri

Come per l'analisi più generica, anche in questo caso sono state ricavate le cumulative (Figura 3.16) dalle quali si possono trarre le seguenti conclusioni:

- Si conferma la somiglianza degli andamenti nei mesi iniziali dell'anno, invernali e tipicamente i più freddi.
- Il 2019, a dire il vero, appare come un anno pienamente in linea con gli altri, suggerendo che durante il cambiamento del formato dei registri l'attenzione sui guasti TGC sia rimasta alta.

- Il 2021 si discosta nuovamente nella fase primaverile, per poi riassetarsi. Segnale evidente che vi siano state delle contingenze esterne particolari.
- Si ribadisce quanto detto circa l'effetto delle restrizioni del 2020, vi sono dei valori tendenzialmente inferiori tra i giorni 180 e 220 (luglio - prima metà di agosto) che però potrebbero essere dovuti ad effetti termici non ancora analizzati.
- Appaiono sempre evidenti le "rampe" di crescita durante il periodo "caldo" di fine primavera e estate, dunque in corrispondenza con alte temperature anomale e non.
- Verso l'ultimo terzo di ogni anno tutti gli andamenti "*rallentano*" e paiono assumere la stessa forma.
- I valori complessivi di guasti TGC non sono più così simili tra loro, fatto salvo che per il 2020 e 2021 (rispettivamente 355 e 359), con un minimo toccato nel 2019 di 298 e un picco del 2023 di 469.
- Si noti come il 2022 abbia "*sorpassato*" il 2020 e il 2021 rispetto alla cumulativa generica di Figura 3.14.

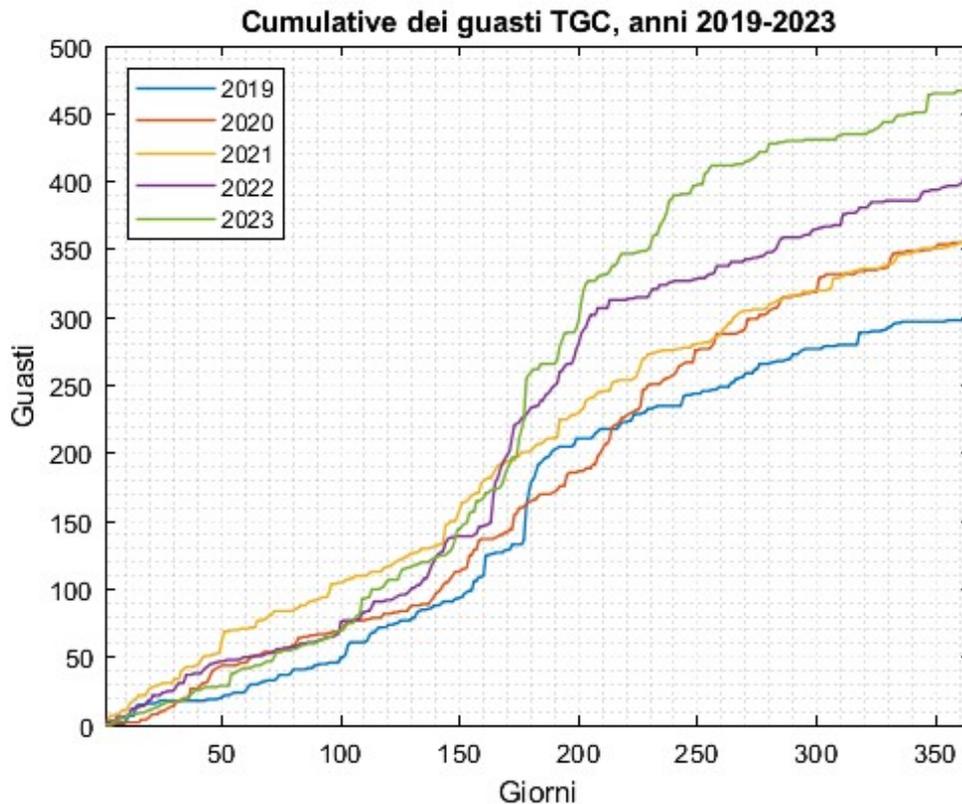


Figura 3.16: Cumulative dei guasti TGC

## 3.5 Dati meteorologici

Per valutare eventuali correlazioni tra andamento dei guasti e ondate di calore, così come l'intensità di queste ultime e ancora altre complicazioni legate ad eventi meteorologici estremi, si è reso necessario creare uno specifico set di dati della Città di Torino.

La fonte di queste informazioni risiede in una stazione meteorologica privata di tipo amatoriale situata presso il quartiere Regio Parco della Città di Torino. Attraverso l'archivio consultabile online [23] è stato possibile ottenere le seguenti informazioni, su base giornaliera per il periodo tra il 1/1/2019 e il 31/12/2023:

- Temperatura media [°C]
- Temperatura massima [°C]
- Temperatura minima [°C]
- Salto termico [°C]
- Temperatura apparente media [°C]
- Temperatura apparente massima [°C]
- Temperatura apparente minima [°C]
- Intensità della pioggia media [mm/h]
- Intensità della pioggia massima [mm/h]
- Intensità della pioggia minima [mm/h]

In aggiunta a ciò, sono state ricavate le temperature medie mensili nel periodo antecedente a quello delle interruzione, quindi tra il 1/1/2006 e il 31/12/2018.

### 3.5.1 Temperature

È possibile vedere in Figura 3.17 i profili dei temperatura massima, media e minima per gli stessi anni dei guasti in gradi Celsius.

Oltre a queste informazioni, si è ritenuto necessario ricavare la temperatura media con una finestra mobile di 3 giorni (eq.(3.1)) così da avere un'indicazione più regolare, priva di eccessivi picchi.

$$T_{medmob3gg,i} = \frac{T_{med,i-2} + T_{med,i-1} + T_{med,i}}{3} \quad (3.1)$$

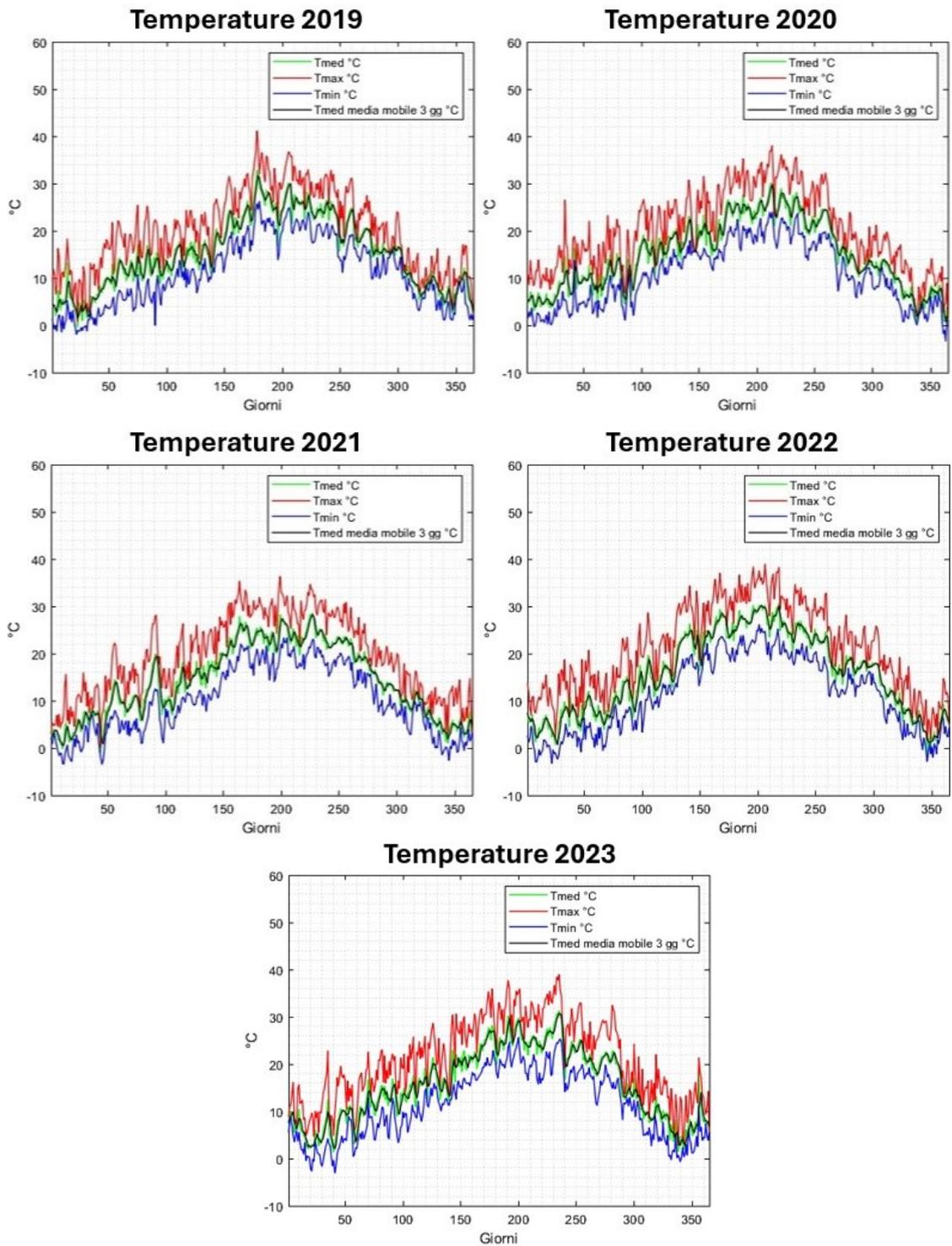
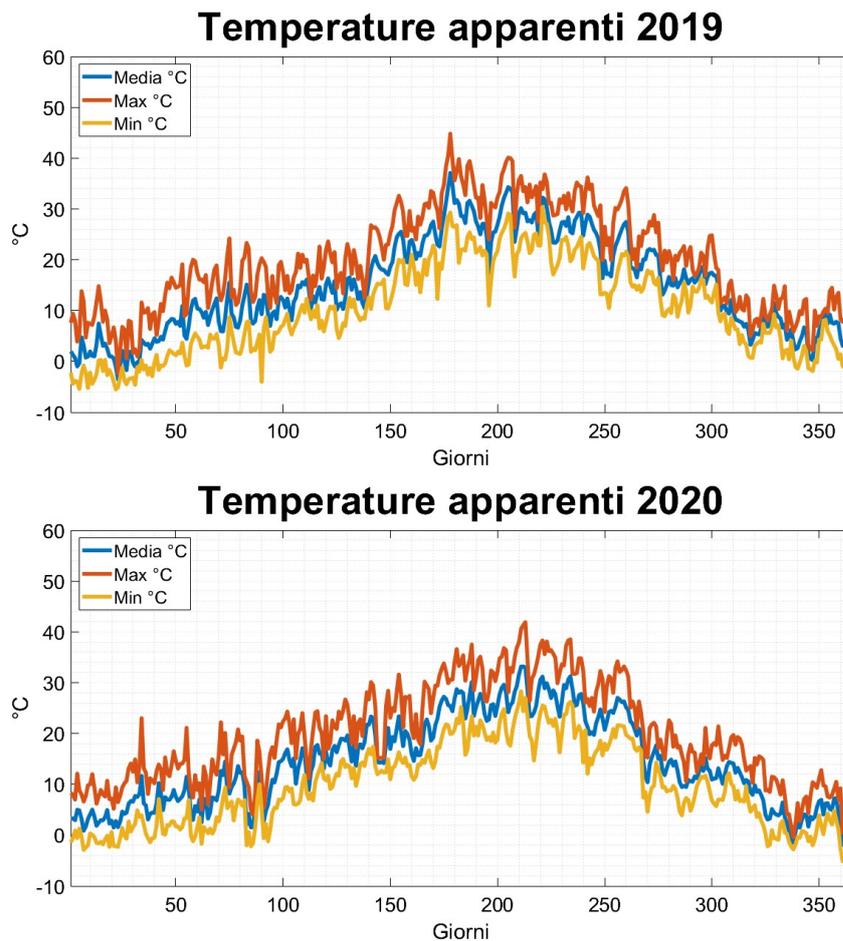


Figura 3.17: Temperature [°C]

La Figura 3.18 riporta la temperatura apparente giornaliera massima, media e minima. Si è scelto di inserire anche questo parametro in quanto considera tutte le condizioni ambientali e corporee che inficiano la termoregolazione umana, secondo la formulazione proposta da R.G. Steadman nel 1984 [25]. In letteratura si definiscono delle soglie di disagio fisiologico, riportate in Tabella 4.2.

**Tabella 3.2:**  $T_{app}$  e condizione fisiologica

$T_{app}$	Condizione
$< 27\text{ }^{\circ}\text{C}$	Benessere
$27\text{ }^{\circ}\text{C} \div 32\text{ }^{\circ}\text{C}$	Cautela
$32\text{ }^{\circ}\text{C} \div 40\text{ }^{\circ}\text{C}$	Estrema cautela
$40\text{ }^{\circ}\text{C} \div 54\text{ }^{\circ}\text{C}$	Pericolo
$> 54\text{ }^{\circ}\text{C}$	Elevato pericolo



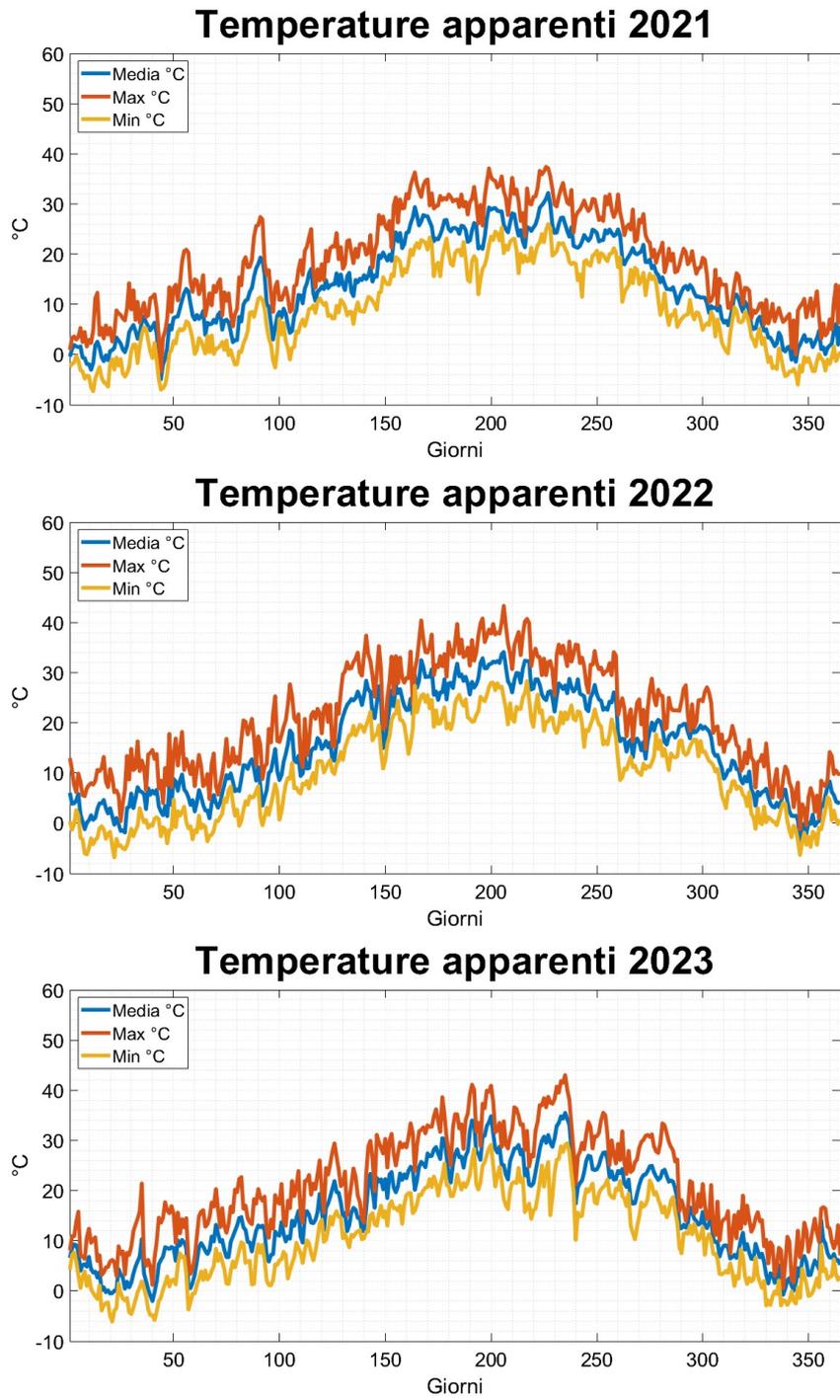


Figura 3.18: Temperature apparenti [°C]

Al fine di avere un riferimento di temperatura, sono state ricavate le temperature

medie mensili per il periodo tra il 2006 e il 2018. Le stesse sono state confrontate con i medesimi valori calcolati per gli anni di interesse, ovvero dal 2019 al 2023, nell'istogramma in Figura 3.19.

In aggiunta a quanto emerge dall'istogramma, si ha che:

- L'anno con la temperatura media più elevata è stato il 2022 con 15,6 °C.
- L'anno con la temperatura media più bassa è stato il 2021 con 14,16 °C.
- La temperatura media annuale nel periodo 2006-2018 è stata di 14,45 °C, dunque inferiore a tutti gli anni in studio.
- L'anno con la temperatura media più elevata nel periodo maggio - settembre è stato il 2022, con 23,92 C.
- L'anno con la temperatura media più bassa nel periodo maggio - settembre è stato il 2021, con 21,82 °C.
- La temperatura media nel periodo maggio-settembre tra 2006 e 2018 è stata di 22,16 °C, in linea con la maggior parte dei casi 2019-2023.
- Si nota un netto aumento di almeno 2,08 °C nel mese di febbraio tra 2006-2018 e qualsiasi degli anni in studio, un andamento simile si registra per settembre dove la differenza minima è di 0,49 °C.
- Considerando i valori mensili medi tra il 2019-2023 e il 2006-2018, la tendenza ad avere mesi più caldi si estende e riguarda tutte le mensilità eccetto aprile e maggio, come si vede dalla Figura 3.20.

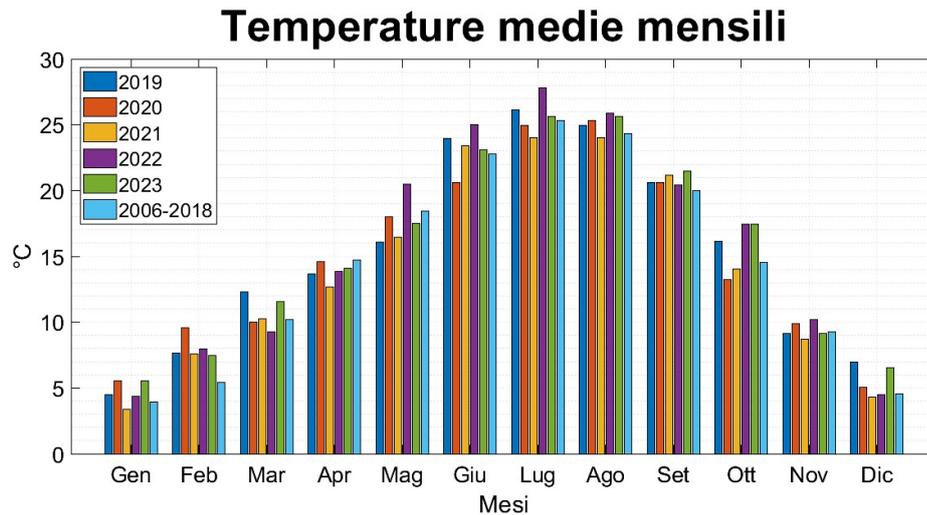
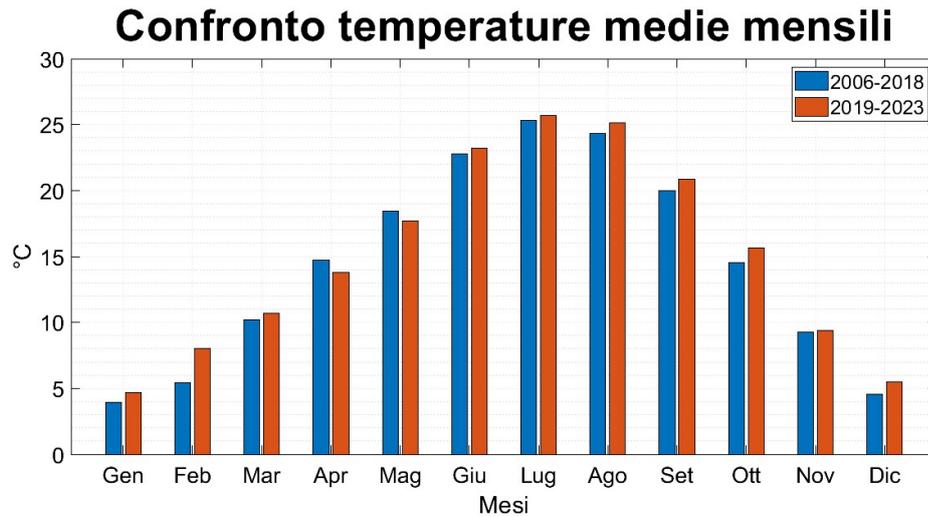


Figura 3.19: Temperature medie mensili [°C]



**Figura 3.20:** Temperature medie mensili in due periodi differenti [°C]

### 3.5.2 Intensità della pioggia

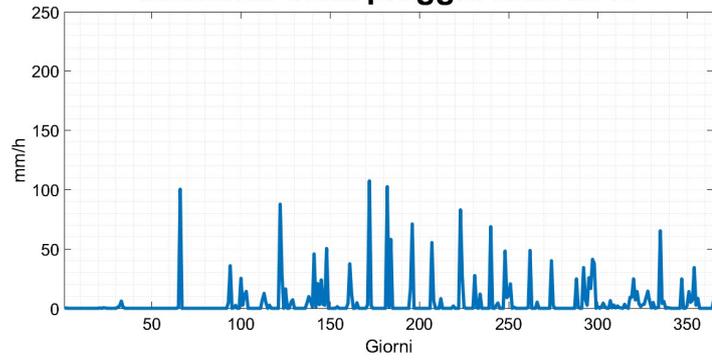
Si veda la Figura 3.21 per le informazioni riguardanti l'intensità giornaliera della pioggia media e massima.

Si sottolinea come 1 mm di pioggia equivalga ad 1 litro di acqua caduta su 1 m<sup>2</sup> di terreno e si riporta la classificazione delle piogge (Tabella 3.3) tratta da [26].

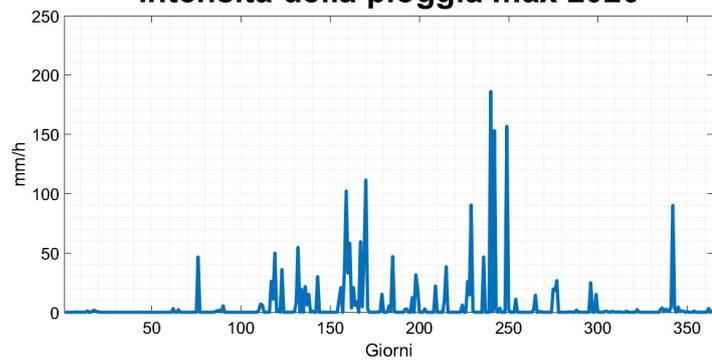
**Tabella 3.3:** Classificazione delle piogge

Tipo di precipitazione	Intensità della pioggia [mm/h]
PiovigGINE	<1
Pioggia debole	1-2
Pioggia leggera	2-4
Pioggia moderata	4-6
Pioggia forte	>6
Rovescio	>10
Nubifragio	>30

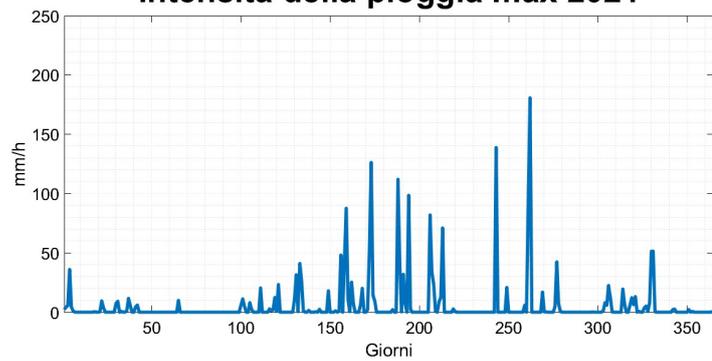
**Intensità della pioggia max 2019**

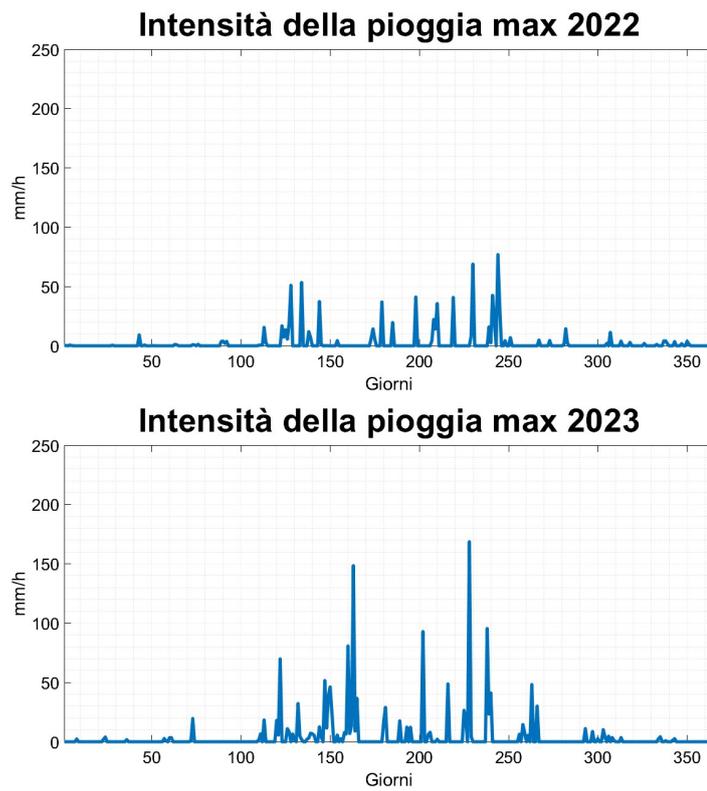


**Intensità della pioggia max 2020**



**Intensità della pioggia max 2021**





**Figura 3.21:** Intensità pioggia massima [mm/h]

Nel capitolo successivo si procederà a correlare le informazioni di natura meteorologica a quelle relative ai guasti, mostrate precedentemente. Si evidenzieranno eventuali legami di causa-effetto e altri aspetti, nello spirito di ricercare comportamenti tipici della rete elettrica di distribuzione torinese in presenza di ondate di calore.

# Capitolo 4

## Risultati

Il quarto capitolo costituisce la parte principale della tesi in quanto descrive le analisi e le dimostrazioni del legame tra ondate di calore e interruzioni occorse alla rete urbana di distribuzione elettrica della Città di Torino.

I primi paragrafi vedono l'unione delle informazioni presentate nel precedente capitolo, vale a dire insorgenza dei guasti e temperatura. Le considerazioni che emergono sono alla base del prosieguo del capitolo, caratterizzato da diverse analisi dei dati realizzate mediante algoritmi opportunamente sviluppati su codice MATLAB, con lo scopo di aggiungere prove e informazioni a supporto dell'ipotesi fondante questa ricerca.

Il capitolo prosegue integrando nelle analisi altre grandezze relative alle condizioni ambientali tipiche delle ondate di calore (intensità della pioggia e precipitazioni totali).

La parte conclusiva vede l'utilizzo di strumenti oggettivi della probabilità e della matematica a supporto della tesi presentata, in aggiunta ai risultati delle ricerche precedenti.

## 4.1 Focus giornaliero su guasti e temperature

La prima analisi di questo capitolo è dedicato al confronto degli andamenti temporali su base giornaliera dei guasti e della temperatura media calcolata con una finestra mobile di tre giorni ( $T_{medmob3gg}$ ).

È stata fatta nuovamente la scelta di considerare in primis tutti i guasti, indipendentemente dalla causa, per poi rivolgere l'attenzione ai soli guasti TGC.

Scopo principale di questa fase è quello di ricavare, tramite ispezione visiva, degli andamenti "comuni" e ripetuti tra i profili dei guasti e della  $T_{medmob3gg}$ . In caso di responso positivo si passerà ad una analisi più puntuale dei fenomeni.

*Dove possibile si è adottata nei grafici la convenzione di linea blu per i guasti generici, linea rossa per i TGC. Verrà comunque sempre specificato il caso in analisi.*

### 4.1.1 Guasti generici

Gli andamenti dei guasti generici e della  $T_{medmob3gg}$  sono presentati in Figura 4.1, suddivisi anno per anno.

Per rendere più agevole la lettura di questi grafici, la Tabella 4.1 mostra i valori massimi di guasti giornalieri e di  $T_{medmob3gg}$  e i giorni in cui sono stati registrati.

Si ricorda che l'uso della temperatura media calcolata con una finestra mobile di tre giorni ha i pregi di un andamento più regolare e di riassumere le informazioni di un periodo più ampio, pertanto valori elevati di questa grandezza implicano un periodo di almeno tre giorni con alte temperature e viceversa. Tuttavia, si perde l'informazione "istantanea" del giorno che però verrà utilizzata in seguito.

L'analisi della Figura 4.1 e della Tabella 4.1 permette di concludere che:

- vi è una relazione tra alte temperature e maggiore incidenza dei guasti, infatti in solo un caso (2020) il giorno con più interruzioni non è durante l'estate;
- non è necessariamente vero che il valore massimo dei guasti si presenta nel periodo con le temperature più elevate, ciò infatti si verifica solo nel 2019;
- pare esserci una relazione tra brusche e repentine variazioni di temperatura e il numero di guasti nei giorni seguenti, anche al di fuori del periodo caratterizzato da alte temperature; ne è un esempio il periodo primaverile del 2021, già citato nel capitolo precedente per un numero elevato di guasti "*fuori stagione*" che potrebbe trovare così una spiegazione;
- osservando il periodo successivo al picco dei guasti è raro che si ripresentino altri giorni così critici dal punto di vista delle interruzioni, sebbene la temperatura aumenti; questo è vero soprattutto per il 2019 e il 2021;
- tornando sul punto precedente, le annualità del 2022 e del 2023 mostrano come dopo il giorno con il picco dei guasti, vi sia un periodo caratterizzato da alcune

giornate dove essi decrescono con un andamento più dolce e all'apparenza regolare.

**Tabella 4.1:** Picchi di guasti e  $T_{medmob3gg}$

<b>Anno</b>	<b>Max guasti</b>	<b>Giorno</b>	<b>Max <math>T_{medmob3gg}</math> °C</b>	<b>Giorno</b>
2019	46	178	31,71	179
2020	52	333	29,75	213
2021	43	186	28,25	227
2022	36	144	30,18	203
2023	35	178	30,75	235

Queste considerazioni suggeriscono di porre l'accento sui periodi tra maggio e settembre, raffigurati in Figura 4.2, in cui paiono concentrarsi i picchi dei guasti e in generale avvengono la maggior parte di essi.

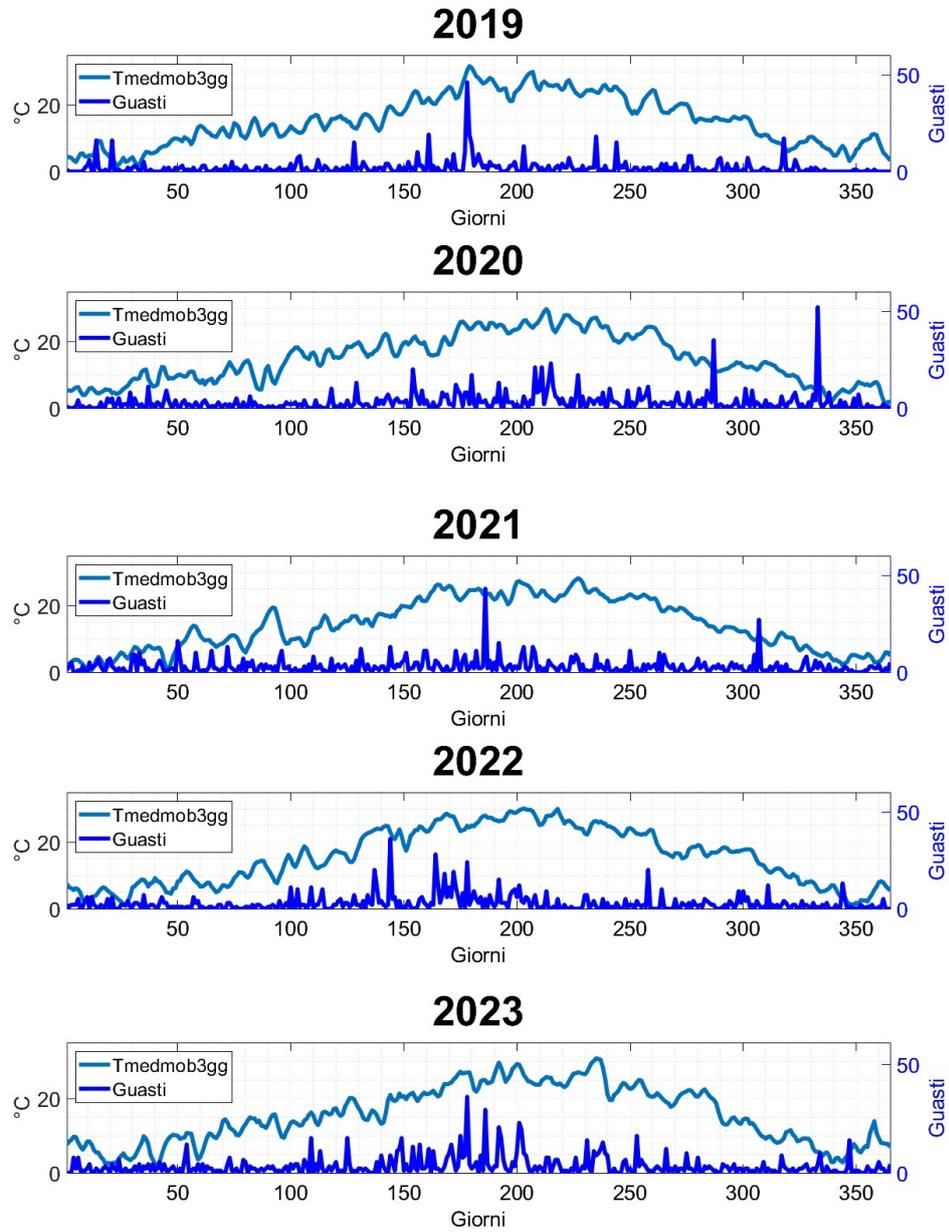


Figura 4.1: Guasti e  $T_{medmob3gg}$

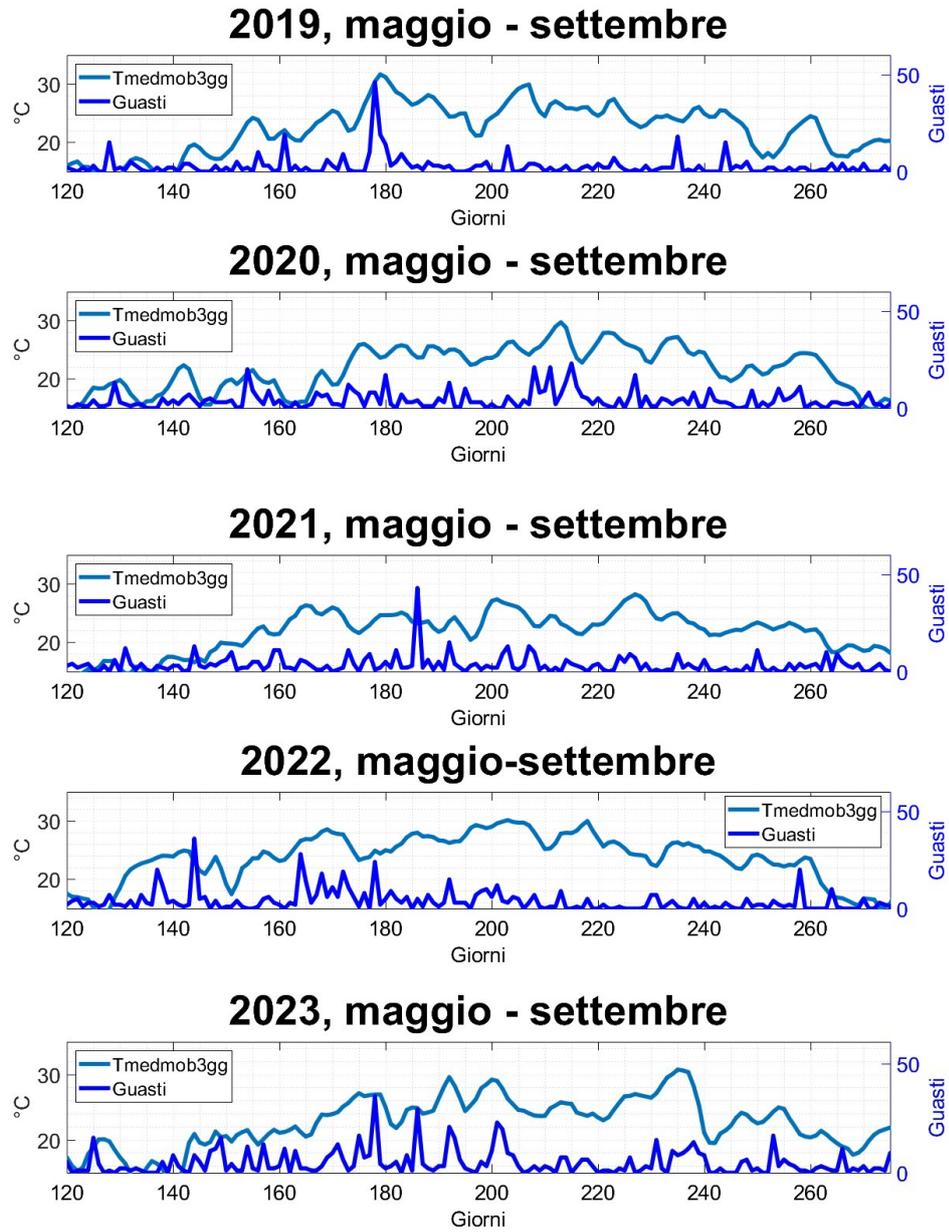


Figura 4.2: Guasti e  $T_{medmob3gg}$ , zoom maggio-settembre

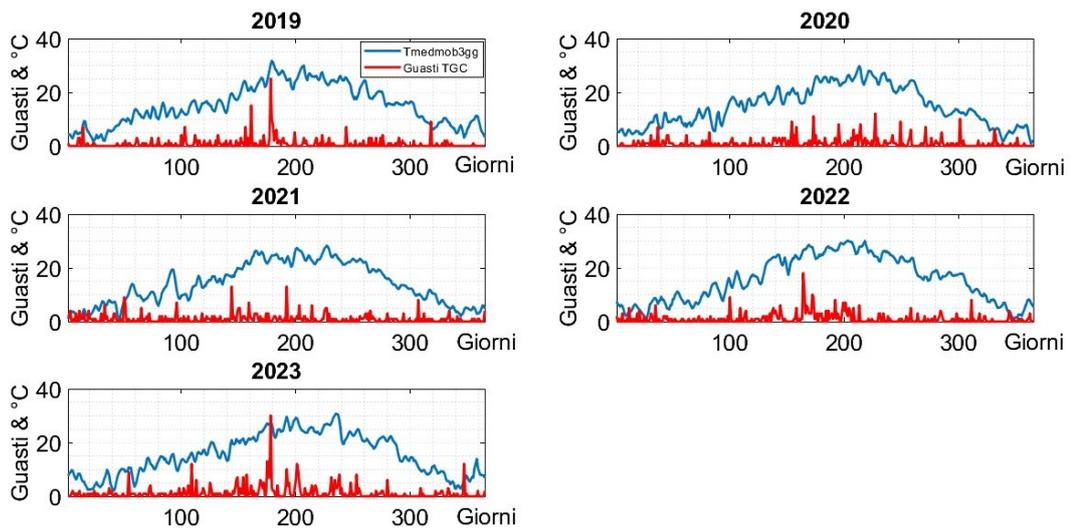
### 4.1.2 Guasti TGC

Le figure mostrate in precedenza, relative ai guasti generici, sono sì molto utili ma allo stesso tempo caratterizzate da un "rumore di fondo" che ne complica l'analisi dovuto ad esempio alle rotture fisiologiche di componenti, non motivate da alte temperature e/o ondate di calore dunque pienamente rientranti nella categoria di danni legati all'affidabilità.

Per ovviare a questo tema, si procede alla stessa analisi basandosi esclusivamente sui guasti TGC, che già dal capitolo precedente avevano mostrato la tendenza a non seguire gli andamenti tipici della teoria classica. L'analisi di Figura 4.3 permette di trarre le seguenti conclusioni:

- l'andamento dei guasti risulta effettivamente più "pulito", con i picchi che sono ben visibili.
- I casi più "eclatanti" di guasti TGC avvengono in corrispondenza di periodi con temperature molto alte e sono i seguenti:
  - giorno 178 del 2020, 25 eventi con la  $T_{medmob3gg}$  in quel periodo oltre i 30 °C;
  - giorno 164 del 2022, 18 eventi in un periodo in cui la  $T_{medmob3gg}$  crebbe rapidamente fino a circa 28,5 °C, registrati nei giorni seguenti;
  - giorno 178 del 2023, 30 eventi mentre la  $T_{medmob3gg}$  superava i 26,5 °C già da diversi giorni.
- Laddove vi siano repentini aumenti della  $T_{medmob3gg}$  anche senza che quest'ultima raggiunga valori troppo elevati, si osserva un massimo locale di TGC, ad esempio nei casi seguenti:
  - giorno 14 del 2019, incremento della  $T_{medmob3gg}$  di quasi 3 °C in un giorno con 7 TGC (erano stati 0 nei due giorni precedenti);
  - giorno 30 del 2021, 7 guasti TGC.  $T_{medmob3gg}$  il 30 a 6,42 °C (addirittura 1 °C al 27) poi a 8,7 °C il 35;
  - giorno 109 del 2023, 12 guasti TGC.  $T_{medmob3gg}$  il 105 a 12,83 °C poi a 16,22 °C il 109;
  - giorno 347 del 2023, 12 guasti TGC.  $T_{medmob3gg}$  il 344 a 2,85 °C poi a 7,71 °C il 349,
- Vi sono anche dei casi opposti al punto precedente, ovvero brusche diminuzioni di temperatura con aumenti dei guasti TGC, ad esempio:
  - giorno 318 del 2019, in 3 gg la  $T_{medmob3gg}$  scende di oltre 2 °C e si hanno 9 eventi contro 0 nei giorni prima;
  - giorno 96 del 2021, 7 guasti TGC.  $T_{medmob3gg}$  il 93 a 19,28 °C scesa a 8,53 °C il 98;
  - giorno 311 del 2022, 8 guasti TGC.  $T_{medmob3gg}$  il 309 a 13,1 °C scesa a 10,83 °C il 312;

- giorno 238 del 2023, 8 guasti TGC.  $T_{medmob3gg}$  il 237 a 30,36 °C scesa a 19,57 °C il 241,
- Talvolta pare esserci un legame tra successivi "shock termici" ovvero bruschi aumenti seguiti da brusche diminuzioni e sequenza dei guasti TGC, ad esempio:
  - giorno 37 del 2020 con 7 eventi, valori della  $T_{medmob3gg}$  8,98 °C nel giorno 33, 11,61 °C il 36, crollo a 6,48 °C il 39;
  - giorno 100 del 2022, 9 guasti TGC.  $T_{medmob3gg}$  a 7,69 °C il giorno 94, 16,2 °C il giorno 99, 12,59 °C il giorno 102;
  - *meno marcato ma comunque notevole*, giorno 54 del 2023, 9 guasti TGC.  $T_{medmob3gg}$  a 2,09 °C il giorno 41, 10,7 °C il giorno 54, 3,58 °C il giorno 59,
- Il fatto che la maggioranza degli eventi citati nei tre punti precedenti abbia luogo nei mesi dove le temperature medie sono sensibilmente aumentate rispetto al passato anche recente (vedasi Figura 3.20) potrebbe essere indice di guasti seguenti ad un'ondata di calore.



**Figura 4.3:** Guasti TGC e  $T_{medmob3gg}$

La Figura 4.4 riporta gli stessi risultati ma per i soli mesi tra maggio e settembre. Appare chiaro come in questi periodi caldi i guasti di componenti TGC sia più frequente (soprattutto nel 2020, 2021 e 2023 sono pochi i periodi prolungati con zero occorrenze). In aggiunta a ciò, i valori massimi di guasti TGC si presentano nel periodo mostrato e riappaiono certi andamenti già analizzati in precedenza, resi ancora più gravosi dagli alti valori di  $T_{medmob3gg}$ .

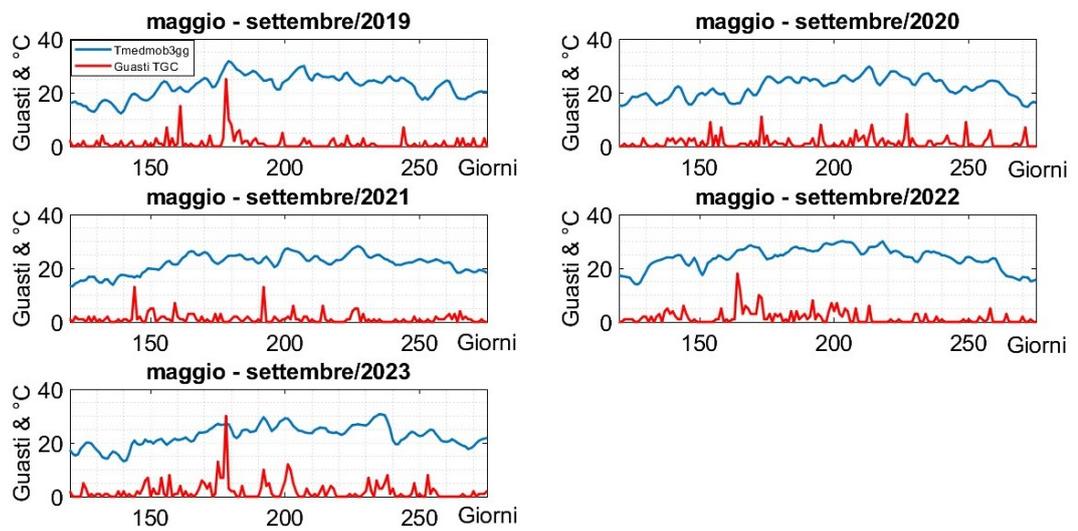


Figura 4.4: Guasti TGC e  $T_{medmob3gg}$ , zoom maggio-settembre

## Guasti ai cavi

Si è scelto di mostrare separatamente gli andamenti dei guasti di cavi, giunti e terminali, sempre insieme alla  $T_{medmob3gg}$ .

Il comportamento dei cavi è visibile in Figura 4.5, da cui si evince il legame con la temperatura e la maggiore incidenza di questi fenomeni nei periodi caldi dell'anno, provocando un aumento molto pronunciato di casi nel totale annuo (vedasi cumulativa). I cavi sono in assoluto i componenti più soggetti a rotture, con oltre 200 casi all'anno tra cui non va dimenticato un numero non esiguo di guasti dovuti ad errori umani durante lavori stradali, scavi e simili.

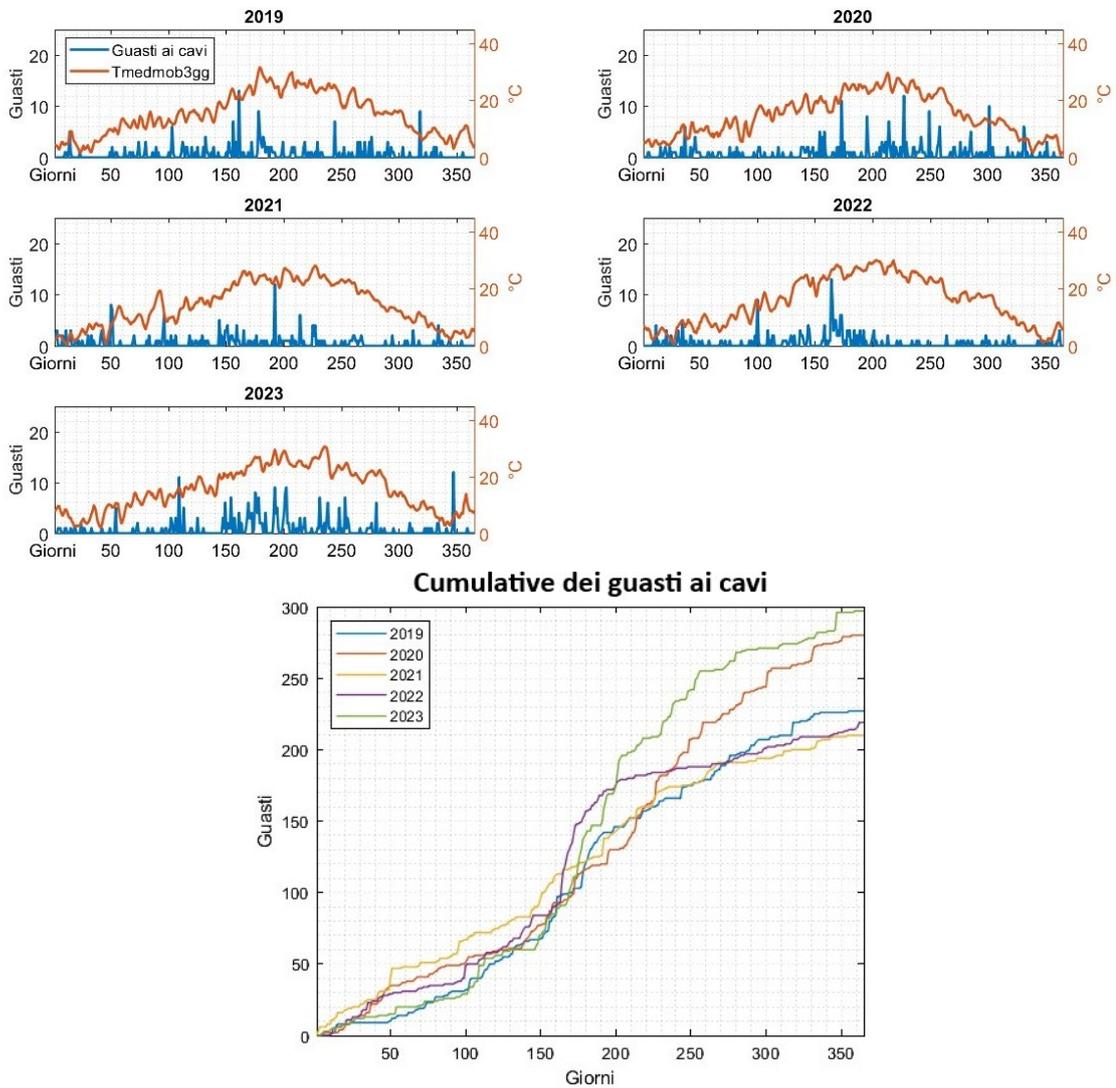


Figura 4.5: Focus sui cavi

## Guasti ai giunti

Anche nei giunti si ha la tendenza alla rottura nei periodi caldi e/o in seguito a brusche variazioni di temperatura, talvolta con dei valori decisamente fuori scala rispetto alla media. La Figura 4.6 dà conferma di ciò.

I giunti sono il vero "punto debole" della rete di distribuzione in quanto di difficile realizzazione e per loro natura soffrono il calore prolungato. Sono in corso studi per parametrizzarne il comportamento e prevedere le condizioni di rottura.

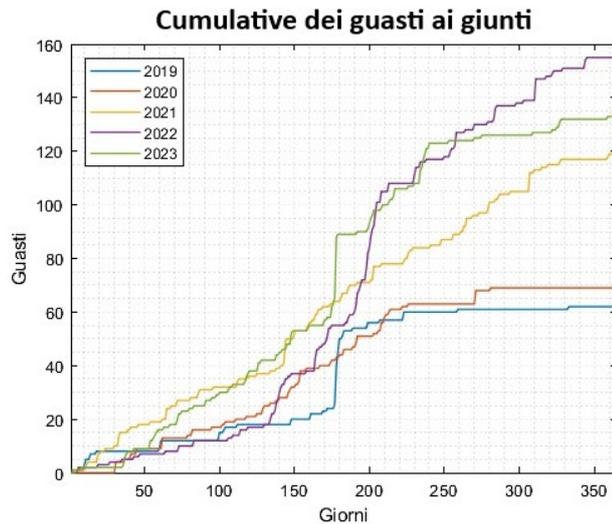
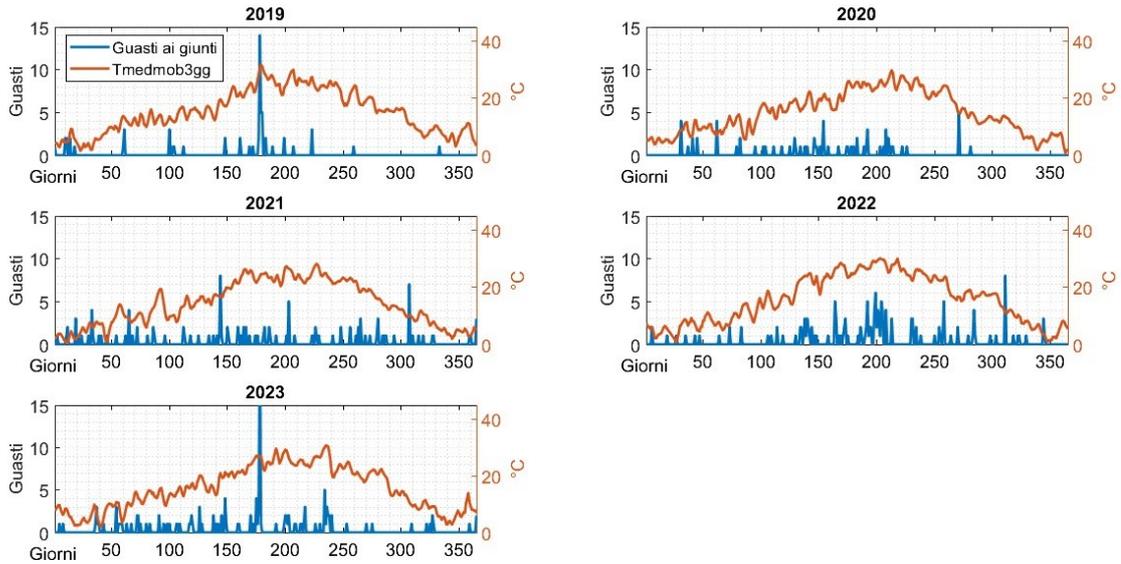


Figura 4.6: Focus sui giunti

## Guasti ai terminali

La Figura 4.7 permette di dire che i guasti ai terminali sono molto più rari dei precedenti e abbastanza omogenei su tutto l'anno. Vi sono però state delle situazioni specifiche (2023) che hanno fatto sospettare un legame con le ondate di calore, pertanto sono stati inclusi nell'analisi.

In aggiunta a ciò, il totale annuo di questi eventi è oltre raddoppiato dal 2021 al 2023, mantenendosi su valori relativamente bassi rispetto a cavi e giunti, ma inattesi per un componente ritenuto più affidabile.

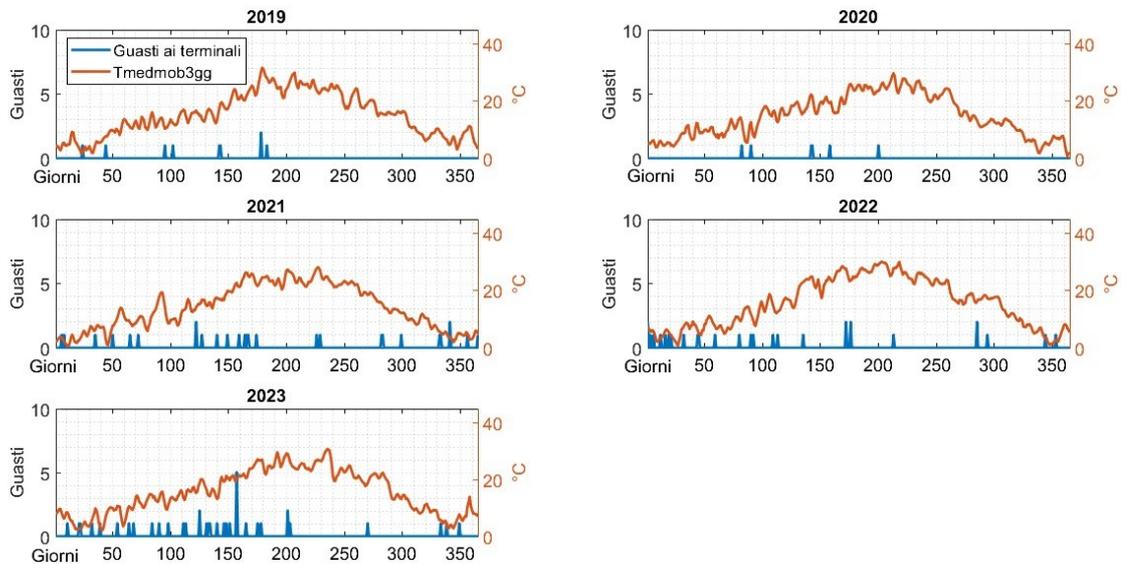


Figura 4.7: Focus sui terminali

## Durata delle interruzioni

La durata dell'interruzione è un dato fondamentale nell'ottica di sanzionare o meno il distributore. La Figura 4.8 mostra le durate delle interruzioni successive a guasti TGC. È importante sottolineare come i tempi in Figura non siano i tempi effettivi in cui gli utenti hanno subito la mancanza energia elettrica, in quanto il ripristino completo della fornitura avviene tipicamente in tempi inferiori, grazie a opportune manovre di emergenza. Si definiscono manovre di emergenza le operazioni che, modificando lo stato dei componenti della porzione della rete elettrica interessata da uno o più guasti, permettono di ripristinare nel minor tempo possibile l'alimentazione agli utenti colpiti. Esse sono mostrate graficamente in Figura 4.8 dove i rami neri sono le linee alimentate, quelli blu le linee non alimentate, mentre sono rappresentate in verde le manovre effettuate.

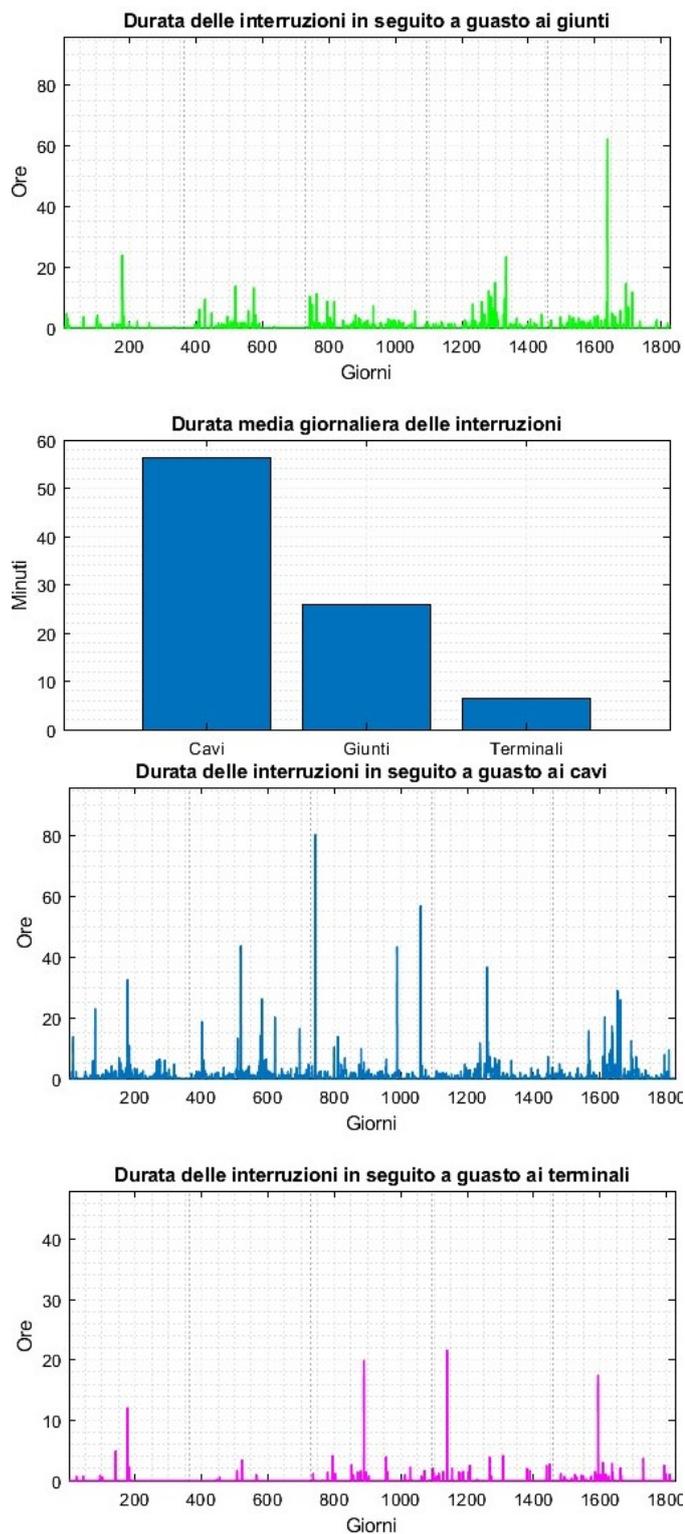


Figura 4.8: Durata delle interruzioni di guasti TGC

Operativamente la procedura è la seguente:

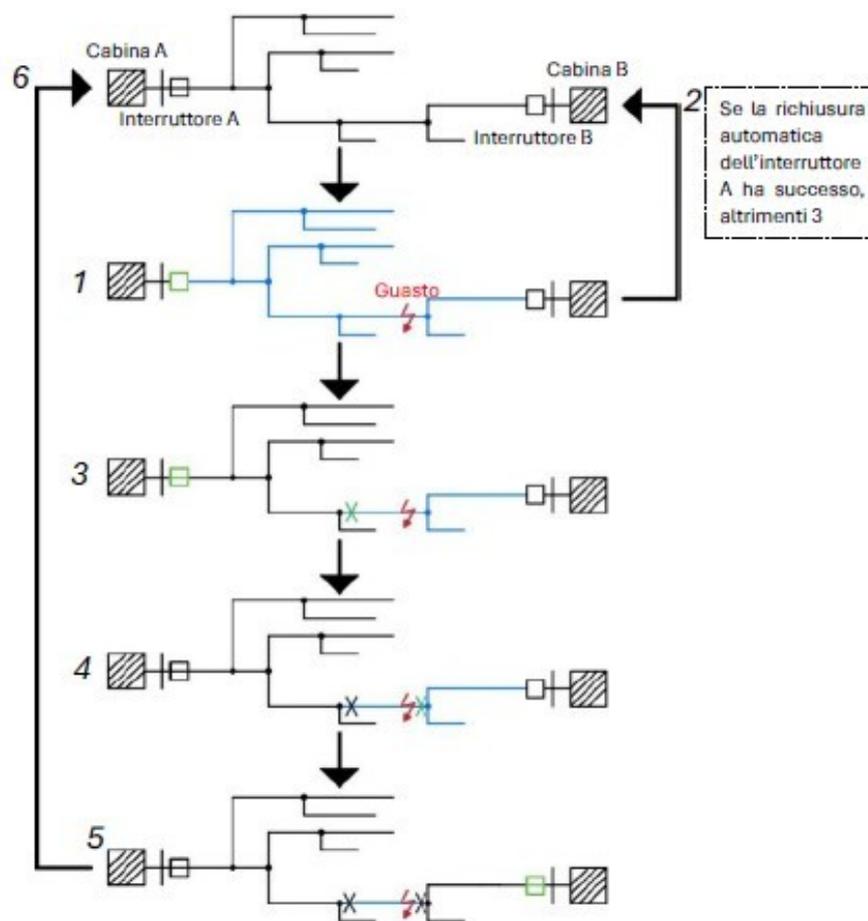
1. Intervento immediato e automatico delle protezioni installate nella cabina elettrica a monte della linea guasta, con disalimentazione di tutti i carichi.
2. Tentativo di richiusura dell'interruttore. In caso di successo, l'alimentazione è ripristinata, in caso contrario si procede con la ricerca del tratto guasto.
3. Sezionamento a monte del tratto guasto, operazione che permette la rialimentazione dei carichi a monte del guasto chiudendo la protezione principale in cabina.
4. Sezionamento a valle del tratto guasto. A questo punto, il tratto interessato dal guasto è completamente isolato ma tutti i carichi a valle sono ancora disalimentati.
5. In una rete magliata o esercita radialmente ma costruita a maglia, vi è la possibilità di alimentare la linea da un altro punto, mediante la chiusura di un collegamento normalmente aperto, permettendo di rialimentare anche i carichi posti a valle del sezionamento citati al punto 4, Qualora non vi fosse la disponibilità di una alimentazione di riserva, ad esempio in seguito ad un evento HILP capace di mettere fuori uso ampie porzioni della rete, si rende indispensabile fornire un'alimentazione di emergenza.
6. la rialimentazione completa di tutti i carichi ed il ripristino della configurazione normale della rete avviene solamente in seguito a riparazione manuale del guasto, tipicamente con un giunto.

Occorre precisare che parte delle manovre in questione sono eseguite automaticamente o mediante telecontrollo grazie a protocolli di comunicazione tra le cabine elettriche molto rigidi e efficaci, dunque in tempi brevi, ma altre manovre quali la localizzazione del tratto guasto oppure l'azionamento manuale dei dispositivi siti in cabine non telecontrollabili richiedono tempi maggiori e la necessità di una squadra di emergenza.

Una rete di distribuzione urbana come quella in analisi è caratterizzata da un elevato grado di magliatura, perciò sono rari i casi in cui si deve ricorrere all'alimentazione di emergenza, ma l'elevata densità di carico può potenzialmente generare problemi di sovraccarico nelle rialimentazioni ed il fatto che le linee siano per la maggior parte interrate, allunga i tempi di riparazione del guasto. Fortunatamente, una parte significativa delle cabine è telecomandata e le distanze tra esse sono limitate ma comunque il traffico cittadino può rallentare l'intervento delle squadre di emergenza.

Il modello del ripristino precedentemente descritto è chiamato "*Modello a tre fasi*" dove:

- la fase 1 vede lo svolgimento delle manovre telecomandate, tipicamente dura 9 minuti.



**Figura 4.9:** Manovre di emergenza

- La fase 2 include le manovre manuali, dalla durata tipica di 40-60 minuti.
- La fase 3 coincide con la localizzazione e riparazione del guasto, dalla durata di 10-15 ore.

In seguito ad ogni fase è possibile ripristinare parte degli utenti rimasti senza alimentazione elettrica.

## 4.2 Guasti e rapide variazioni di temperatura

### 4.2.1 Ispezione visiva

Nel paragrafo precedente, analizzando i guasti TGC, è emerso piuttosto chiaramente un legame tra aumenti repentini e protratti per diversi giorni della temperatura (sempre intesa come la  $T_{medmob3gg}$ ) e occorrenze dei guasti.

Per cercare una conferma di ciò è stato sviluppato il seguente algoritmo:

1. Ricerca di "stringhe" di quattro giorni caratterizzate da  $T_{medmob3gg}$  sempre crescente;
2. Per ogni stringa, salvataggio di:
  - 1° giorno allo scopo di identificarla,
  - guasti TGC per ogni giorno,  $TGC_i$
  - totale dei guasti TGC dei quattro giorni,
  - numero medio giornaliero di guasti TGC della stringa, valutato come in eq.(4.1):

$$\mu_{TGC} = \frac{\sum_{i=0}^3 TGC_i}{4} \quad (4.1)$$

- variazione percentuale del numero medio giornaliero di guasti TGC rispetto al valore annuale, eq.(4.2):

$$\Delta_{\mu TGC\%} = 100 \cdot \frac{\mu_{TGC} - \mu_{TGC_{anno}}}{\mu_{TGC_{anno}}} \quad (4.2)$$

- temperature medie con finestra mobile di tre giorni del primo e quarto giorno, rispettivamente  $T_{medmob3gg_0}$  e  $T_{medmob3gg_3}$ ;
- aumento percentuale della  $T_{medmob3gg}$ , calcolato come in eq.(4.3):

$$\Delta T_{medmob3gg,\%} = 100 \cdot \frac{T_{medmob3gg_3} - T_{medmob3gg_0}}{T_{medmob3gg_0}} \quad (4.3)$$

3. Test sull'effettivo aumento anomalo dei guasti,  $\Delta_{\mu TGC\%} > 0$ . In questo modo si eliminano le situazioni in cui i guasti non sono aumentati oppure hanno seguito un andamento tipico della teoria dell'affidabilità;
4. Filtraggio delle stringhe in base al valore di  $\Delta T_{medmob3gg,\%}$  per limitare l'estensione dell'analisi ai casi più netti e impattanti di crescita delle temperature. Le soglie utilizzate saranno specificate più avanti.

Tale procedimento è stato applicato a tutte le annualità. Si fa notare che nei titoli dei grafici che seguiranno sono riportati il primo giorno della stringa di quattro in cui si è registrato un aumento della  $T_{medmob3gg}$  (1-78 e 265-365 autunno/inverno, 79-264 primavera/estate), tra parentesi l'anno in analisi, l'andamento giornaliero in

rosso dei guasti TGC, il numero medio giornaliero di guasti TGC con la linea rossa tratteggiata e in verde le  $T_{medmob3gg_0}$  e  $T_{medmob3gg_3}$  (questi valori fanno riferimento all'asse verticale secondario).

Per chiarezza espositiva, gli estremi degli assi verticali cambiano da caso a caso.

Il 2019 (Figura 4.10) è stato analizzato impostando la soglia di  $\Delta T_{medmob3gg,\%}$  al 20%, sono state identificate 43 stringhe di giorni con temperatura crescente e negli otto casi della Figura 4.10 sono state osservate tendenze anomale dei guasti TGC. Appare chiaro che l'aumento di temperatura partito al giorno 12 abbia un legame con l'aumento dei guasti TGC, lo stesso vale per il giorno 175, Altre situazioni evidenziano delle crescite dei guasti all'interno della finestra temporale (giorni 129-130, 150-151). In generale, tutti questi casi mostrano un numero di guasti TGC giornaliero superiore alla media in corrispondenza di un aumento brusco delle temperature.

Nel 2020 (Figura 4.11) è possibile notare nuovamente degli andamenti simili al 2019, con ripidi aumenti del numero di guasti TGC fino a valori ben al di sopra della media annuale. Talvolta non si raggiungono valori estremamente alti di guasti TGC, però il trend di crescita resta visibile. Vale la pena notare che la soglia di  $\Delta T_{medmob3gg,\%}$  per questo anno è stata aumentata al 26% per limitare il numero di figure ai soli casi più gravosi. Infine si osservino i giorni, per la maggior parte invernali, del periodo più caldo della media al contrario dell'estate (vedere Figura 3.19).

Le medesime tendenze appaiono consolidate anche per gli anni 2021, 2022 e 2023, vedasi le Figure 4.12, 4.13, 4.14. È possibile concludere che:

- Si hanno degli andamenti ricorrenti quali:
  - incremento dei guasti TGC tra i giorni 0 e 1, almeno 8 casi,
  - incremento dei guasti TGC tra i giorni 1 e 2, almeno 10 casi,
  - incremento dei guasti TGC tra i giorni 0 e 2, almeno 3 casi,
  - incremento dei guasti TGC tra i giorni 2 e 3, almeno 11 casi,
  - diminuzione dei guasti TGC con alcuni giorni oltre la media.
- La tendenza ad aumentare il numero dei guasti in ritardo rispetto all'aumento della temperatura permette di avanzare l'ipotesi di un effetto a isteresi dei guasti dei componenti TGC, i quali sembrano essere particolarmente vulnerabili sì alle alte temperature ma anche al protrarsi delle stesse;
- Si ha una stagionalità di questi eventi: la maggior parte ha luogo in inverno, proprio il periodo che ha maggiormente risentito dell'aumento della temperatura media (3.20). Si trovano riscontri anche durante la fase primaverile, probabilmente in corrispondenza di ondate di calore. Lo scarso numero di occorrenze estive suggerisce che in quella stagione l'effetto dell'aumento repentino di temperatura sia secondario rispetto alle temperature già elevate.

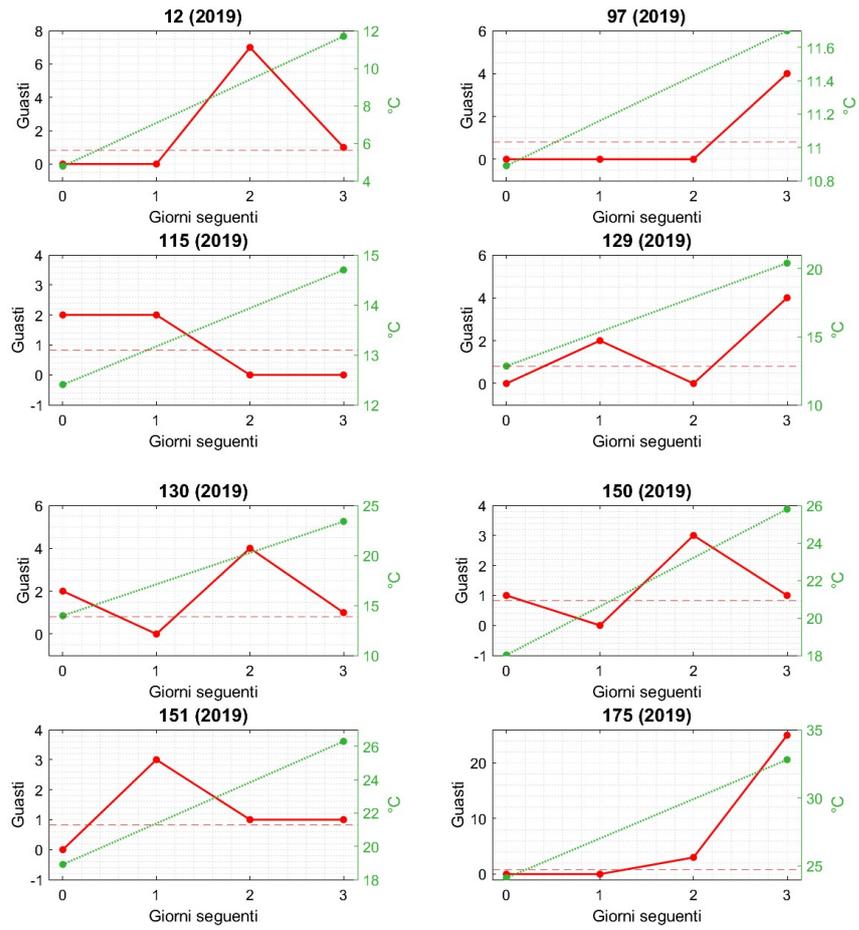


Figura 4.10: Anomalie di guasti TGC e aumento di  $T_{medmob3gg}$ , 2019

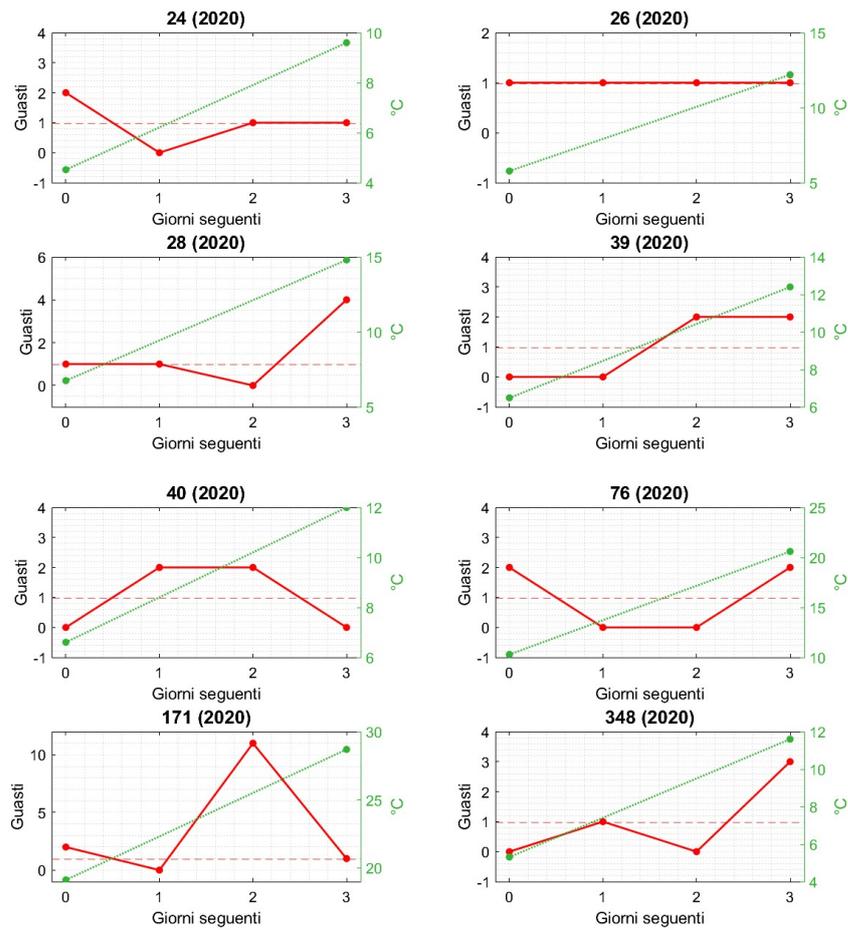


Figura 4.11: Anomalie di guasti TGC e aumento di  $T_{medmob3gg}$ , 2020

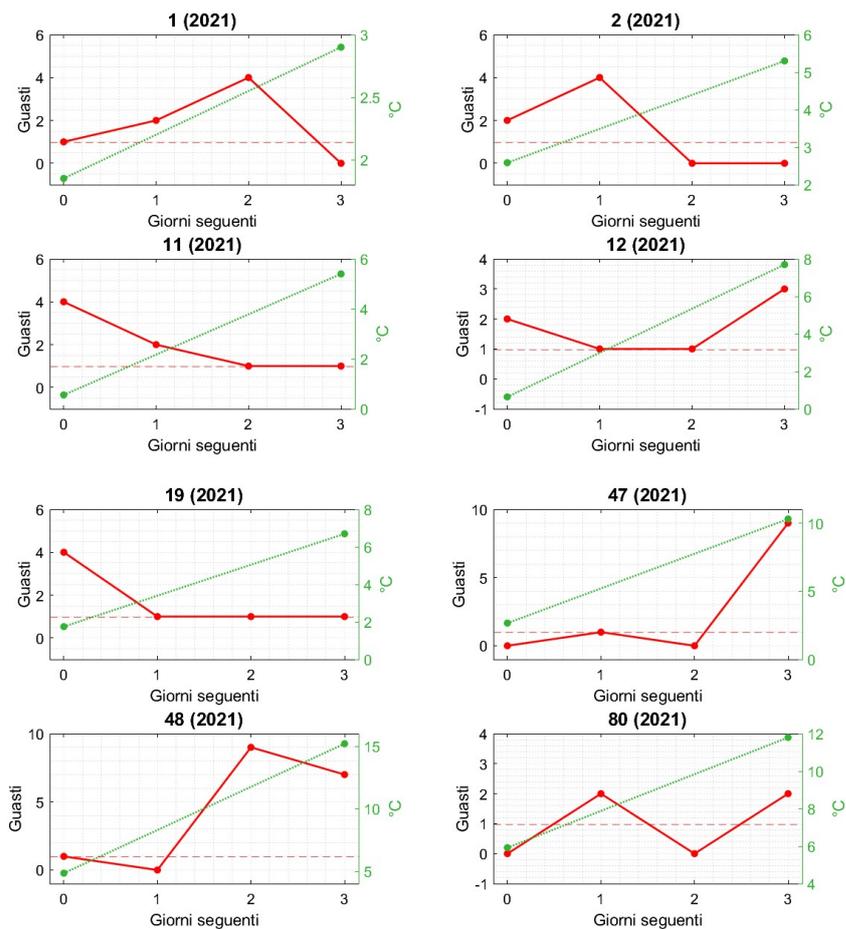


Figura 4.12: Anomalie di guasti TGC e aumento di  $T_{medmob3gg}$ , 2021

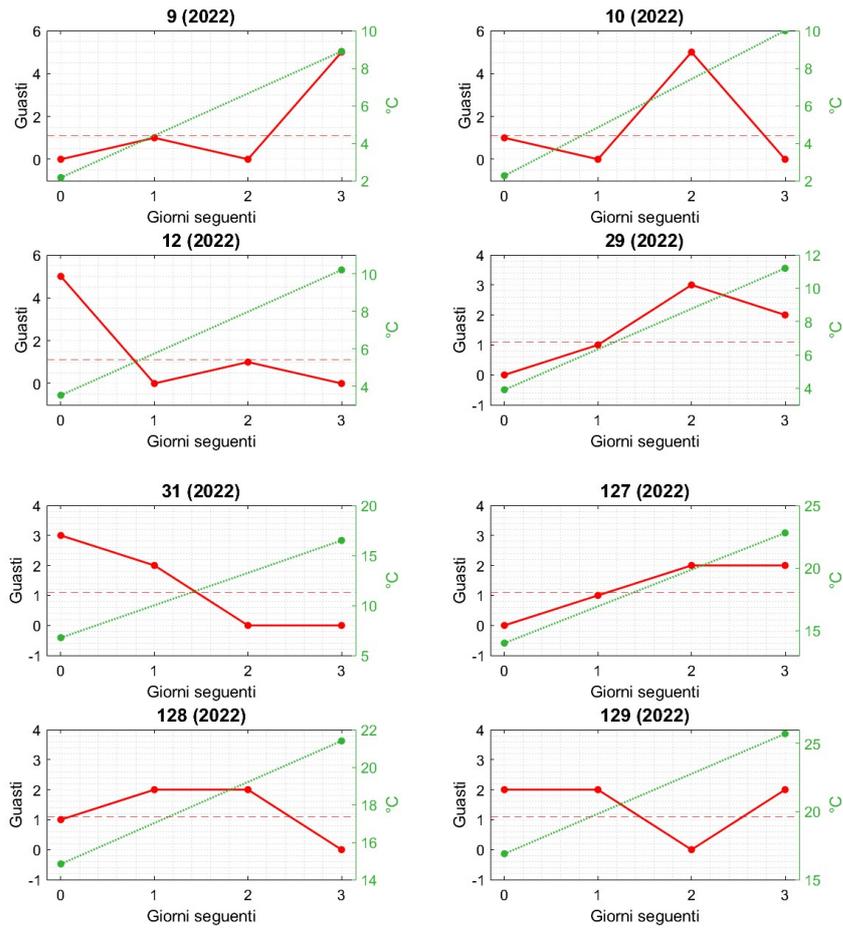


Figura 4.13: Anomalie di guasti TGC e aumento di  $T_{medmob3gg}$ , 2022

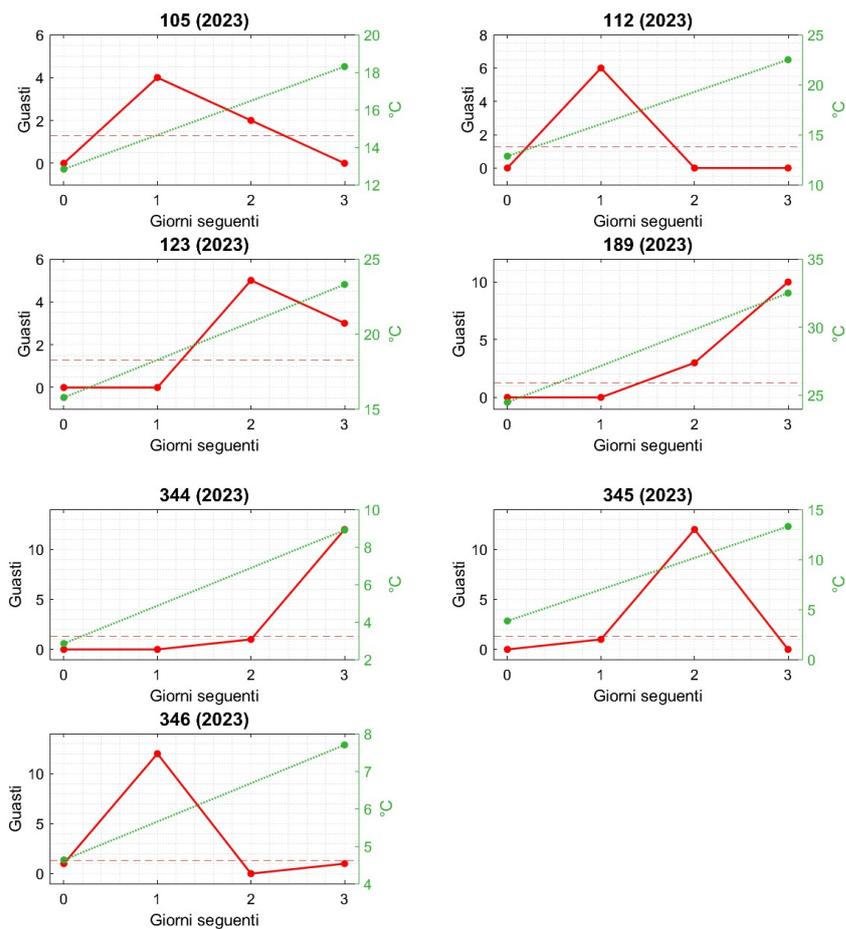


Figura 4.14: Anomalie di guasti TGC e aumento di  $T_{medmob3gg}$ , 2023

## 4.2.2 Indicatori empirici

È stata condotta una seconda analisi con il medesimo fine della precedente, ovvero ricercare dei riscontri all'ipotesi che periodi con ampie e veloci variazioni di temperatura mettano in crisi i componenti TGC, causando maggiori guasti e disservizi. Se il paragrafo precedente era maggiormente incentrato sugli aumenti in positivo della temperatura, in questa sede si potranno apprezzare anche le brusche diminuzioni grazie all'algoritmo sviluppato, che prevede i seguenti punti principali:

1. Calcolo della differenza di  $T_{medmob3gg}$  tra due giorni consecutivi  $i$  e  $i - 1$ .
2. Calcolo della differenza di  $TGC$  tra due giorni consecutivi  $i$  e  $i - 1$ .
3. Scelta di una soglia opportuna  $\Delta T_{medmob3gg,th}$ , basata sulla formula (4.4):

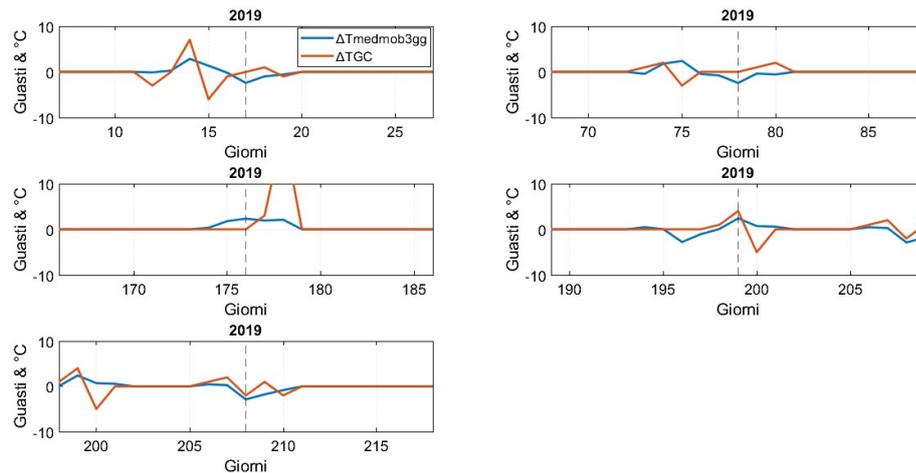
$$\Delta T_{medmob3gg,th} = x \cdot (\Delta T_{medmob3gg}^{max} - \Delta T_{medmeob3gg}^{min}) \quad (4.4)$$

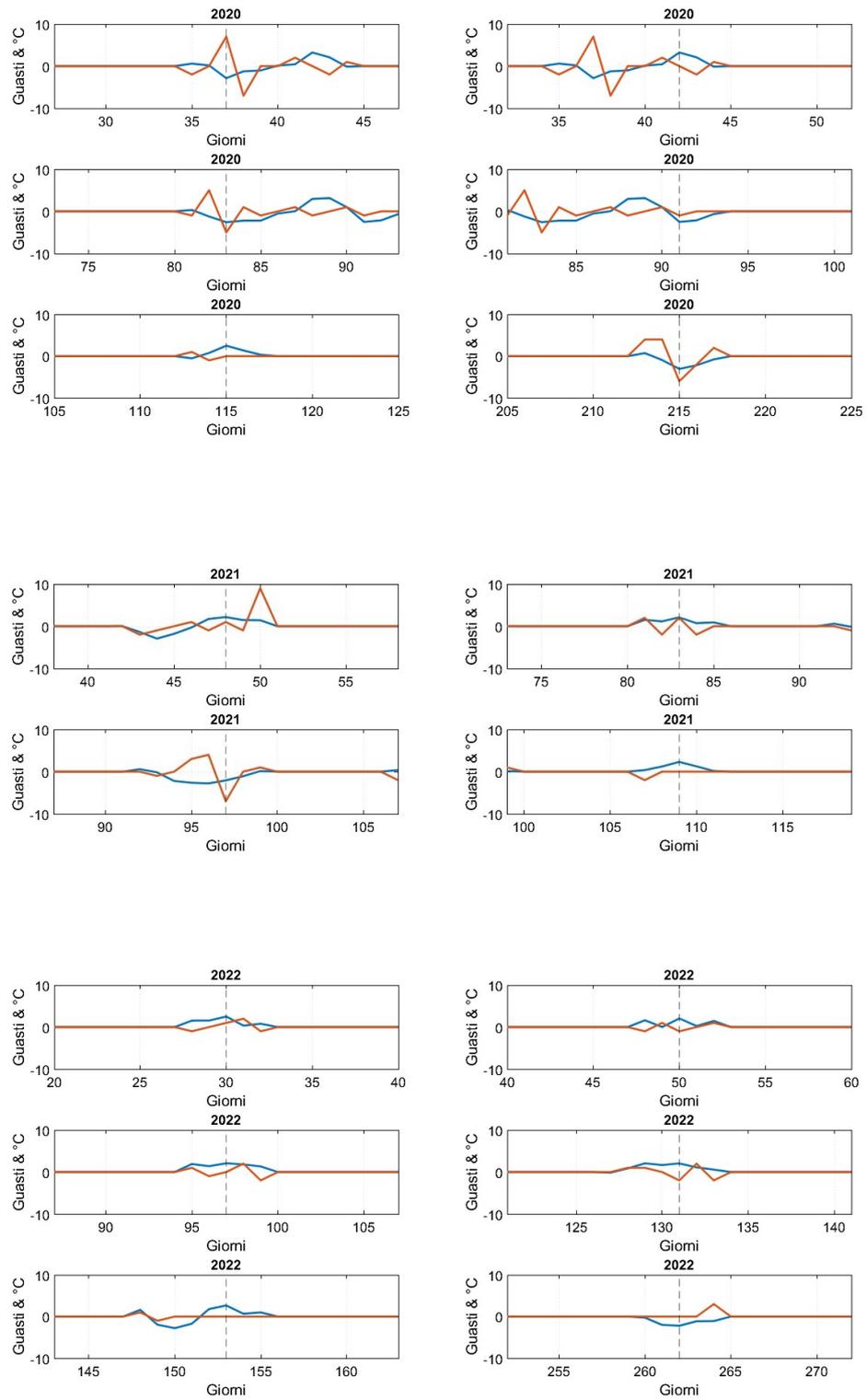
dove il valore  $x$  è specifico per ogni anno al fine di evidenziare le situazioni più importanti per l'analisi. Tale valore rientra sempre tra 0,3 e 0,4.

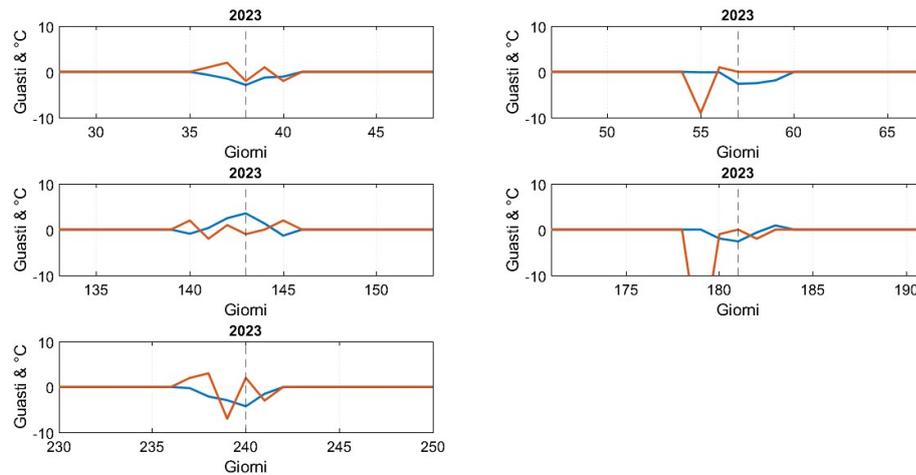
4. Isolamento dei casi con  $|\Delta T_{medmob3gg}| > \Delta T_{medmob3gg,th}$ .
5. Memorizzazione delle informazioni relative alla  $T_{medmob3gg}$  e  $TGC$  nel giorno positivo al filtro precedente (4) e dei due giorni precedenti e successivi.

La Figura 4.15 mostra gli output di interesse. Sono mostrate in blu le variazioni di temperatura, in rosso quelle dei guasti TGC, mentre una linea tratteggiata verticale indica il giorno positivo al punto 4 dell'elenco precedente. L'asse verticale ha gli stessi valori estremi.

N.B., per interpretare gli andamenti è bene focalizzarsi sul comportamento di  $\Delta T_{medmob3gg}$  prima del tratteggio e sull'andamento di  $\Delta TGC$  in seguito al tratteggio. Sarà così semplice visualizzare in quali casi ad un aumento o una diminuzione di temperatura fa seguito un aumento o una diminuzione del numero di guasti.







**Figura 4.15:** Principali casi di aumento  $T_{medmob3gg}$  e guasti TGC

Si ritrovano alcuni andamenti evidenziati in precedenza ma visti da un'altra prospettiva, ad esempio sono sempre numerosi gli aumenti dei guasti TGC in seguito a quelli della  $T_{medmob3gg}$ .

Diversi casi del 2019 e 2020 mostrano l'alternanza di valori positivi e negativi della  $\Delta T_{medmob3gg}$ , confermando quanto detto all'inizio del capitolo circa l'impatto di periodi di forte instabilità delle temperature sull'aumento dei guasti TGC.

Si possono anche osservare situazioni di diminuzioni sia di temperatura che dei guasti TGC ma anche abbassamenti di temperatura che implicano aumenti dei guasti.

La rete elettrica di distribuzione si mostra tanto più resiliente ai fenomeni termici estremi quanto minori sono gli scostamenti della linea rossa dei guasti. Questi grafici raramente mostrano tale comportamento, rafforzando l'ipotesi che vi sia una dipendenza tra evoluzione anomala della temperatura e occorrenza di interruzioni. L'idea che l'andamento dei guasti sia ritardato rispetto alla temperatura trova un'ulteriore conferma.

## 4.3 Guasti in presenza di alte temperature

### 4.3.1 Analisi mediante $T_{medmob3gg}$

La correlazione tra alte temperature e l'incidenza delle interruzioni legate ai componenti TGC rappresenta un argomento di grande rilevanza che merita ulteriori approfondimenti, data la potenziale influenza delle condizioni climatiche sulle prestazioni della rete elettrica di distribuzione.

La strategia proposta per esplorare questa relazione si basa sull'utilizzo di grafici che mettono in evidenza il legame tra la temperatura media, su una finestra mobile di tre giorni ( $T_{medmob3gg}$ ) e il numero di interruzioni registrate. In questi grafici, la temperatura è rappresentata sull'asse delle ascisse, mentre il numero di interruzioni è riportato lungo l'asse delle ordinate, come mostrato in Figura 4.16.

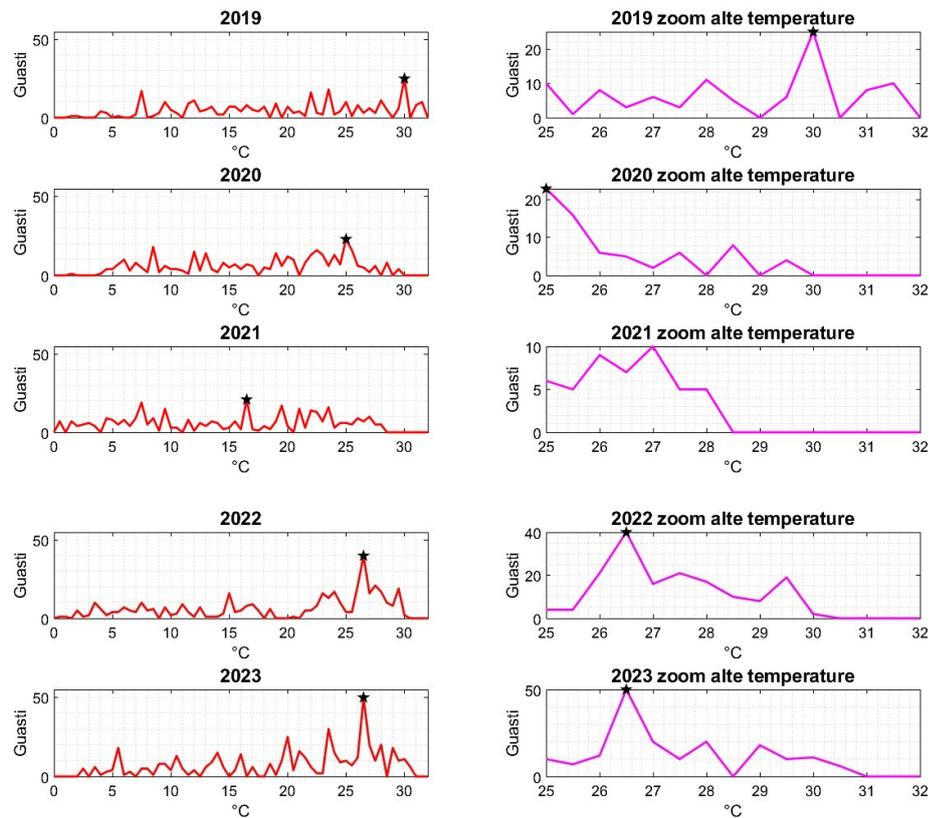
Questa metodologia consente di identificare eventuali tendenze o modelli di dipendenza tra le variabili, fornendo un quadro più chiaro di come le condizioni termiche influenzino il comportamento dei componenti TGC. Va sottolineato che l'analisi è stata circoscritta esclusivamente ai casi che coinvolgono tali componenti, per garantire una maggiore specificità e rilevanza dei risultati. I grafici mostrati a sinistra rappresentano tutti i valori di  $T_{medmob3gg}$  rivelati e i valori estremi degli assi coincidono. Sulla destra è possibile notare uno "zoom" delle alte temperature, ovvero  $T_{medmob3gg} > 25$  °C. Una stella evidenzia il valore massimo di guasti TGC. Si può concludere che esiste un legame tra alte temperature e guasti, in quanto in ben quattro casi su cinque il picco di eventi si presenta in tali condizioni.

Non è necessariamente vero che siano i valori massimi di  $T_{medmob3gg}$  a causare più guasti dal momento che non si hanno riscontri in tal senso. Questa analisi, insieme con gli andamenti temporali, mettono in luce come il periodo peggiore per la rete elettrica di distribuzione combaci con la prima occorrenza di alte temperature del periodo estivo, in altre parole la prima ondata di calore che spesso non è la più intensa.

Guardando "in cascata" i grafici di sinistra si ha una tendenza ad aumentare il numero di guasti verso le alte temperature, sintomo di una deriva via via più marcata verso la resilienza dei sistemi ampi e complessi come la rete elettrica urbana di distribuzione.

Un importante elemento da considerare per questa indagine è la distribuzione della temperatura nell'arco dei 365 giorni di ogni anno. In altre parole, si vuole mostrare come il periodo di alta temperatura sia estremamente ridotto rispetto all'intero anno.

Si presti attenzione alla Figura 4.17, che mostra sulla sinistra la distribuzione delle temperature negli anni (asse orizzontale: valore di  $T_{medmob3gg}$ , asse verticale: giorni) e sulla destra la "fetta di torta" dei giorni con alte temperature, sempre da intendersi come  $T_{medmob3gg} > 25$  °C.



**Figura 4.16:** Distribuzione dei guasti TGC con la temperatura

Emerge un aspetto interessante che "aggrava" ancor di più la situazione: i giorni più colpiti da guasti e interruzioni sulla rete sono una porzione esigua se paragonata all'annualità, ciononostante sono sufficienti a causare i periodi più "densi" di problemi all'infrastruttura della distribuzione elettrica.

Questo aspetto rientra perfettamente nella definizione di evento raro ma con grande impatto tipico della resilienza.

L'ultima considerazione, insieme con tutte le altre finora ottenute, motivano a procedere con lo studio dei guasti TGC, delle loro correlazioni con i fenomeni esterni e con un'indagine matematica che mostri, grazie alle leggi della probabilità, la necessità di cambiare l'approccio alla gestione della rete di distribuzione da quello affidabilistico a quello basato sulla resilienza.

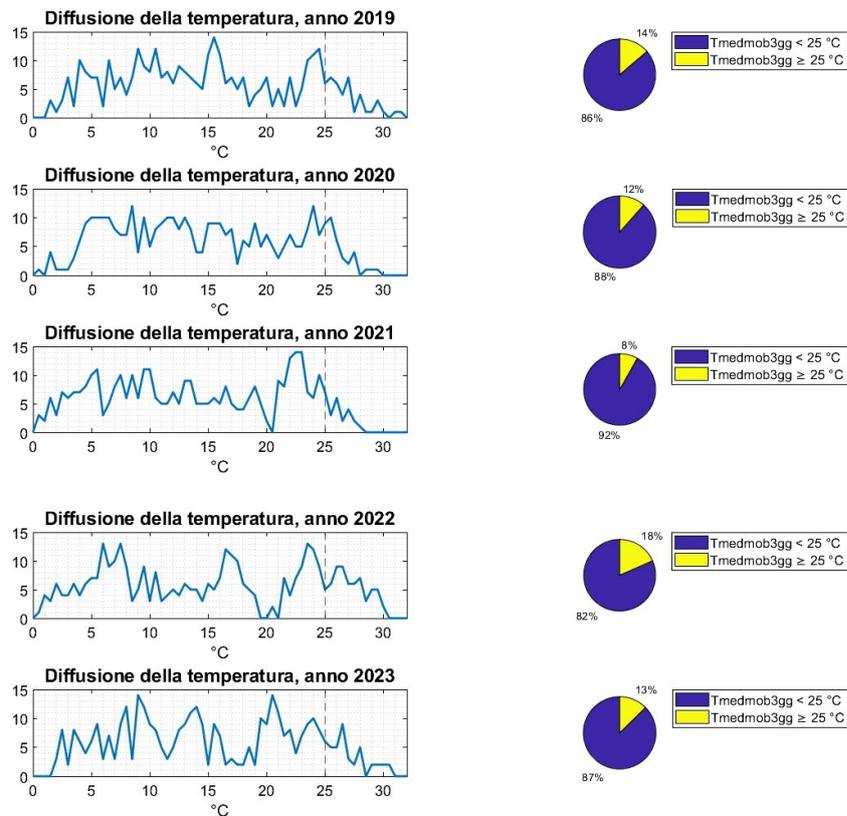


Figura 4.17: Distribuzione della temperatura nell'anno

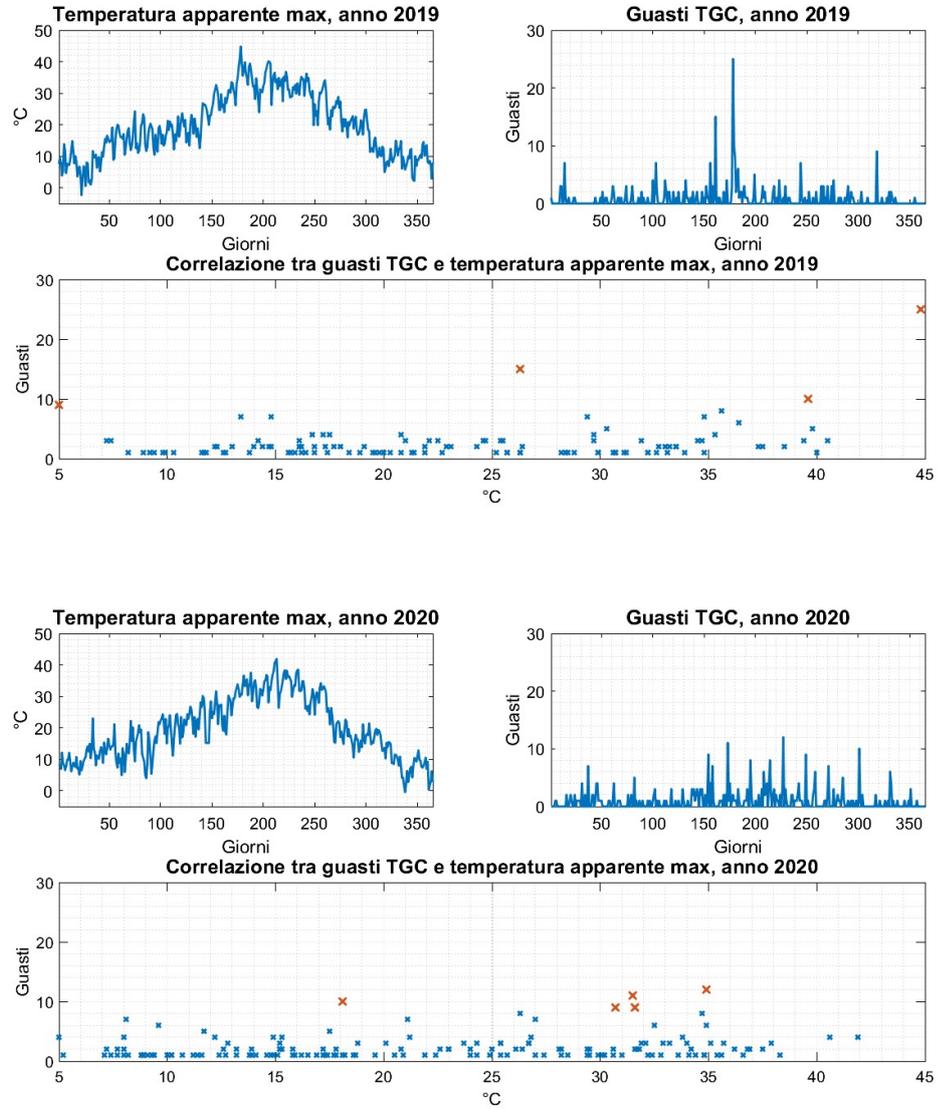
### 4.3.2 Analisi mediante la temperatura apparente

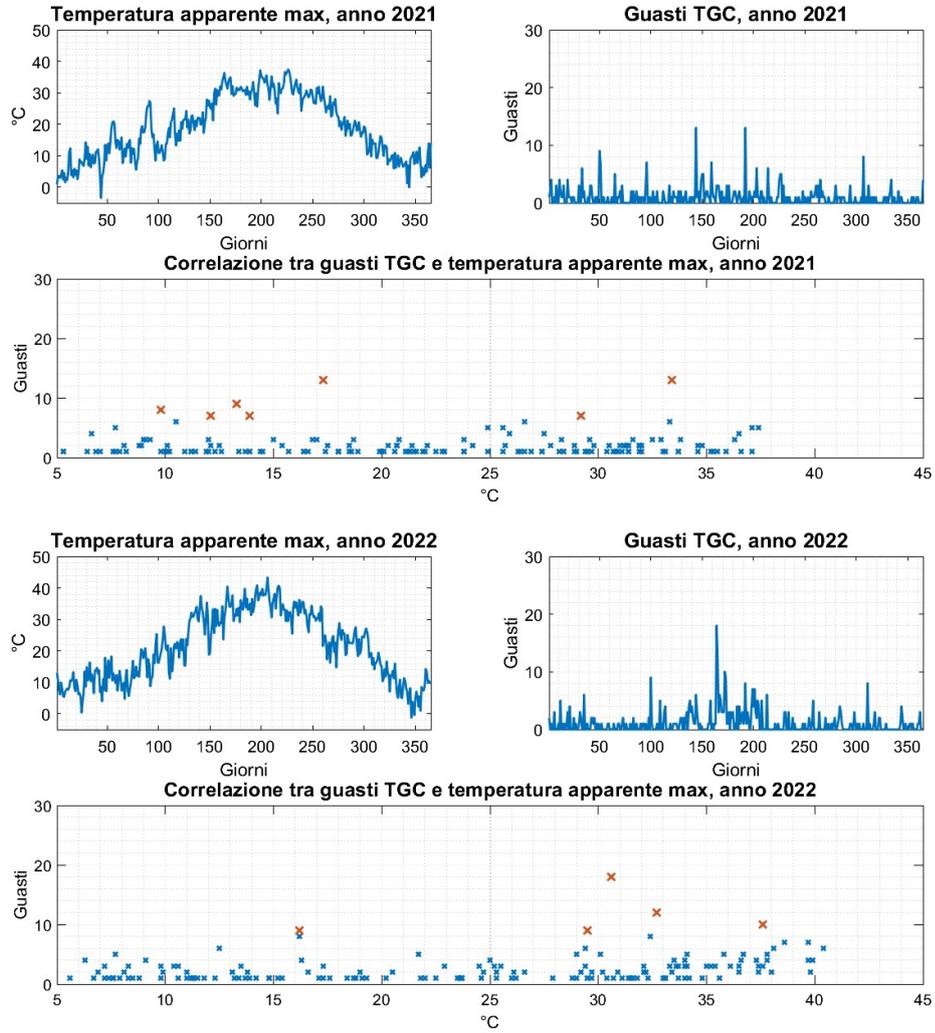
Un secondo parametro tenuto in conto in queste analisi è quello della temperatura apparente. Come anticipato nel capitolo precedente, esso considera fattori come umidità e intensità del vento per fornire un valore in °C che fornisca un'indicazione del comfort delle persone (vedasi Tabella 4.2).

L'aggiunta di questa informazione permette di analizzare il comportamento della rete di distribuzione esattamente nei giorni in cui si è verificato un caldo anomalo piuttosto che di focalizzarsi sull'evoluzione della temperatura su tre giorni, possibile grazie alla  $T_{medmob3gg}$ . L'analisi che segue è stata svolta seguendo i punti seguenti:

1. Rappresentazione temporale su base annuale della  $T_{app,max}$ .
2. Rappresentazione temporale su base annuale dei guasti TGC.
3. Ricerca della correlazione tra  $T_{app,max}$  e guasti TGC, conteggiando per ciascun valore di temperatura il numero di eventi TGC registrati.
4. Rappresentazione in assi cartesiani del risultato precedente, con in ascissa i valori di  $T_{app,max}$  e in ordinata i guasti TGC.

Questo procedimento è stato ripetuto per tutte e cinque le annualità e i risultati sono visibili nei vari grafici in Figura 4.18 e nel sommario di Figura 4.19.





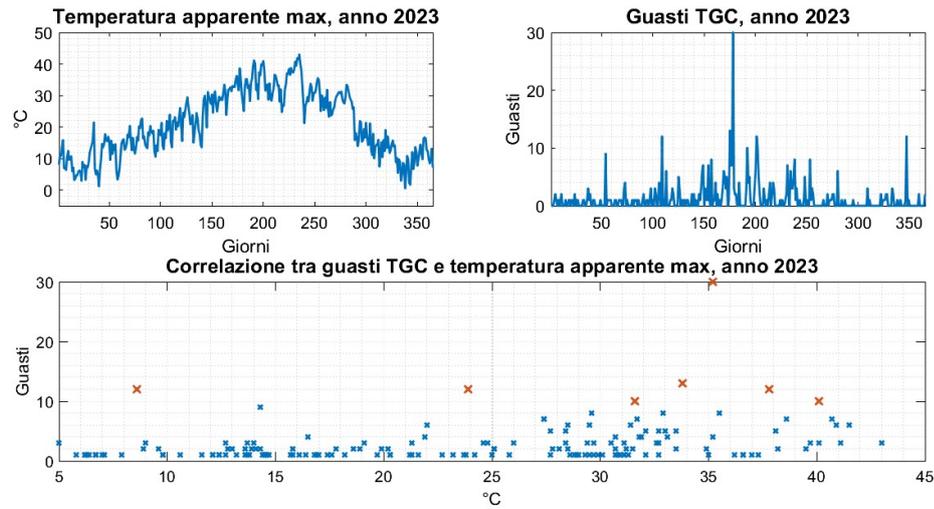


Figura 4.18:  $T_{app,max}$  e guasti TGC

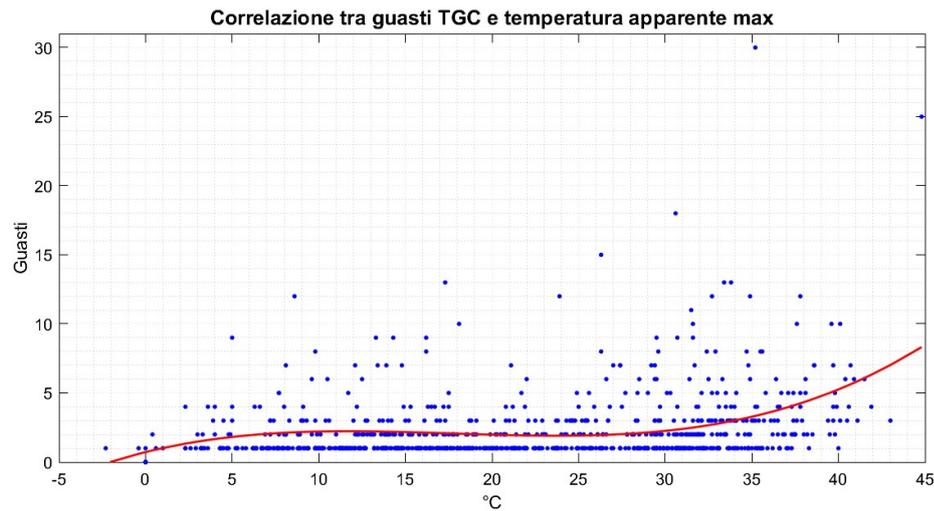


Figura 4.19:  $T_{app,max}$  e guasti TGC, sintesi dei 5 anni

È possibile trarre nuovamente la conclusione che vi sia un legame causa-effetto tra ondata di calore e insorgenza di guasti sulla rete di distribuzione, specialmente a componenti TGC.

I grafici riportati permettono anche di affermare che con temperature molto alte e anomale l'effetto si amplifica, provocando ancora più danni e disagi agli utenti. Per evidenziare ciò, sono stati posti dei marker rossi in corrispondenza nei casi più gravi di ogni anno: nella stragrande maggioranza dei casi essi solo localizzati ove la

$T_{app,max}$  supera i 27°C, identificata come valore limite tra benessere delle persone e cautela. La Figura 4.19 è esplicativa in questo senso in quanto gli indicatori migrano verso l'alto, nella direzioni di maggiori guasti, man mano che la  $T_{app,max}$  cresce, come mostra l'andamento della linea di tendenza rappresentata in rosso (corrispondente al polinomio interpolante di 3° grado costruito a partire dal valore medio di guasti per ogni livello di temperatura registrato): essa cresce all'aumentare della temperatura fino a raggiungere un plateau di circa 2 guasti TGC, rimane sostanzialmente costante proprio fino al valore di 27°C (soglia di cautela) e poi aumenta molto repentinamente per le temperature successive. Questa parte dell'analisi si conclude con la Tabella 4.2.

**Tabella 4.2:**  $T_{app,max}$  e guasti TGC

Dato	Num.	%
Guasti TGC totali	1873	100
Guasti TGC, $T_{app,max} \geq 25$ °C	1049	56
Guasti TGC, $T_{app,max} \geq 27$ °C	939	50,13
Guasti TGC, $T_{app,max} \geq 30$ °C	764	40,68
Guasti TGC, $T_{app,max} \geq 32$ °C	590	31,5
Guasti TGC, $T_{app,max} \geq 40$ °C	81	4,32
Media guasti TGC giornaliera	1,03	-
Guasti TGC, magiorno $\div$ set.	1153	61,56
Media guasti TGC giornaliera, magiorno $\div$ set.	1,52	-
Guasti TGC, magiorno $\div$ set. esclusi	720	38,44
Media guasti TGC giornaliera, magiorno $\div$ set. esclusi	0,67	-
Picco guasti TGC, $T_{app,max} < 27$ °C	15	-
Picco guasti TGC, $27$ °C $\leq T_{app,max} \leq 32$ °C	18	-
Picco guasti TGC, $32$ °C $\leq T_{app,max} \leq 40$ °C	30	-
Picco guasti TGC, $T_{app,max} \geq 40$ °C	25	-

È possibile concludere che esistono delle tendenze piuttosto evidenti all'aumentare della temperatura:

1. I guasti TGC "si addensano" e sono più numerosi.
2. I guasti TGC crescono in modo non proporzionale.
3. L'effetto sulla rete peggiora drasticamente, con un picco giornaliero raddoppiato.

La seconda parte di questa analisi approfondisce gli eventi segnati con le X rosse. Analizzando l'evoluzione dei guasti TGC limitatamente al giorno dell'evento, al giorno precedente ed al successivo emergono due situazioni ricorrenti:

- Presenza di numerosi guasti TGC dovuta alle alte temperature nel periodo, indipendente dal profilo della temperatura dei tre giorni che talvolta è decrescente. L'azione complessiva di giornate molto calde e alta richiesta di energia fa sì che i componenti meno resistenti al calore si guastino con maggiore frequenza. Le manovre canoniche di ripristino della fornitura possono aggravare la situazione, sovraccaricando altre linee.
- Presenza di numerosi guasti TGC in seguito a brusca variazione di temperatura, indipendente dal valore di  $T_{app,max}$  che talvolta è basso e non dovrebbe arrecare fastidi alle persone.

Si è potuto constatare come il valore limite di  $T_{app,max}$  tra i due comportamenti sia di 30,6 °C.

## 4.4 Influenza di intensità della pioggia e precipitazioni

È opinione diffusa e comprovata che il clima in Italia sia cambiato, mostrando sempre di più le caratteristiche del clima tropicale con estati sempre più torride e eventi piovosi estremi più frequenti [27] [28].

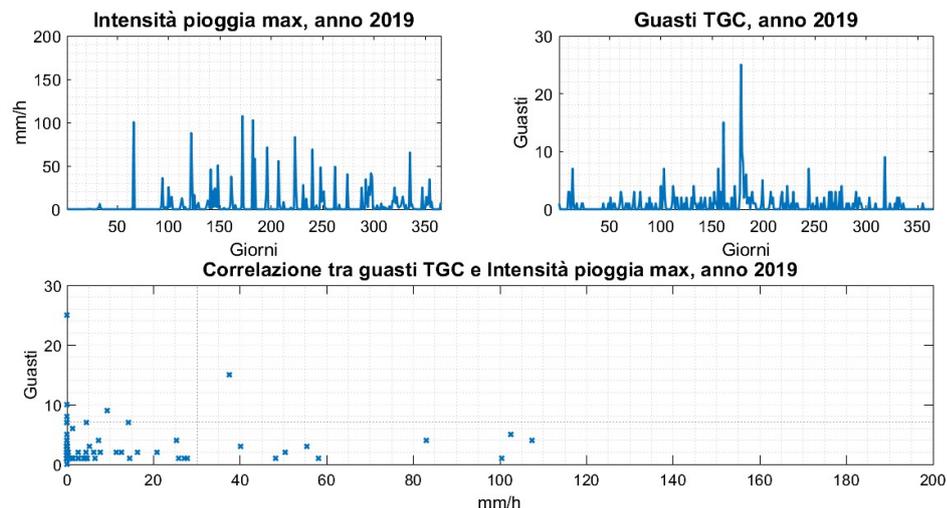
L'impatto della temperatura sulla rete elettrica di distribuzione è già stato ampiamente sviluppato, dunque questa sezione tratta degli effetti di intensità della pioggia e precipitazioni.

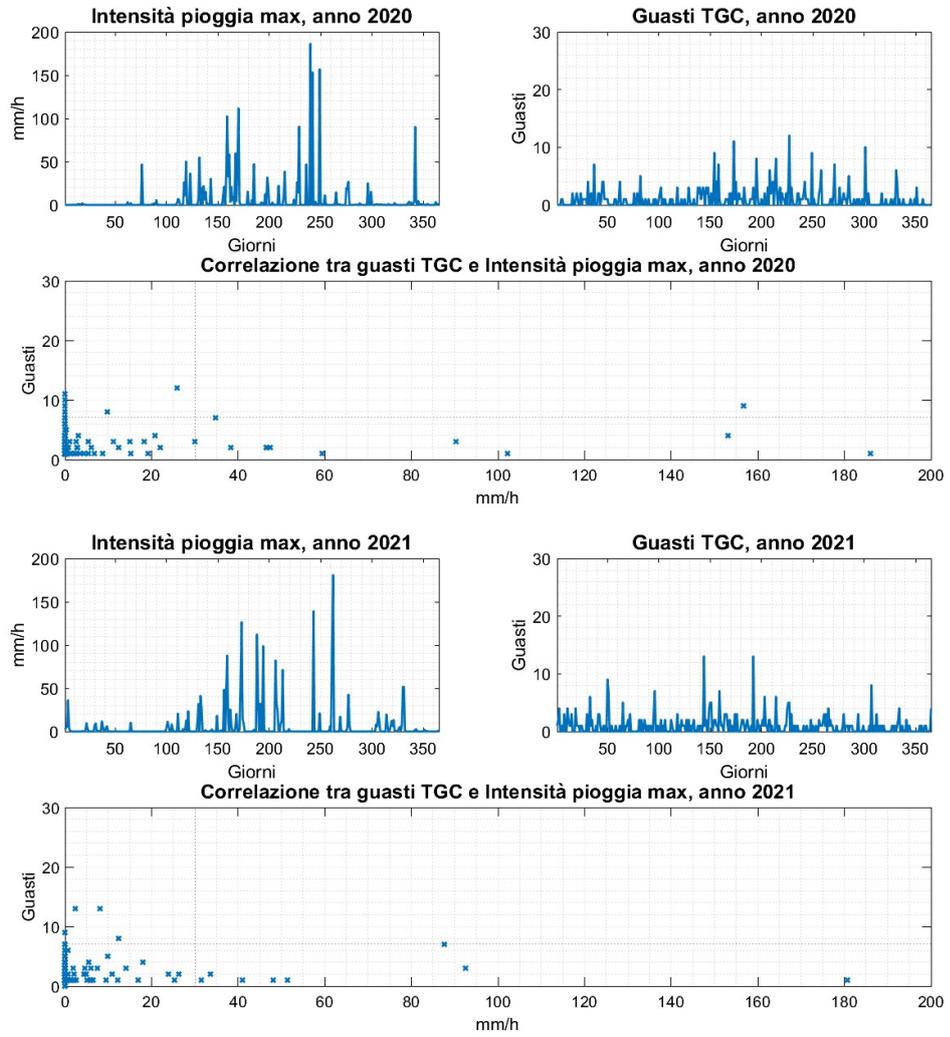
L'approccio impiegato per avere conferma visiva della correlazione tra queste grandezze e i guasti TGC è lo stesso impiegato per l'analisi della  $T_{app,max}$ .

### 4.4.1 Intensità della pioggia

I grafici di Figura 4.20 e Figura 4.21 mostrano i risultati della ricerca di correlazione tra intensità della pioggia massima  $R_{max}$  (*Rainfall Rate*) e guasti TGC per ogni anno. I grafici principali sono quelli che riportano in ascisse il valore in mm/h e in ordinate il numero di guasti TGC.

Da una prima analisi è possibile concludere che sono rare le combinazioni di piogge molto intense e anomale con numerosi guasti TGC: ciò è visibile dallo scarso numero di crocette localizzate oltre le linee tratteggiate poste a 30 mm/h di pioggia (nubifragio) e 7 guasti TGC giornalieri, ritenuto l'indice di una situazione critica nell'analisi con la  $T_{app,max}$ . Inoltre, capita spesso che i giorni maggiormente gravati di guasti TGC siano stati senza pioggia. La Tabella 4.3 riassume i risultati.





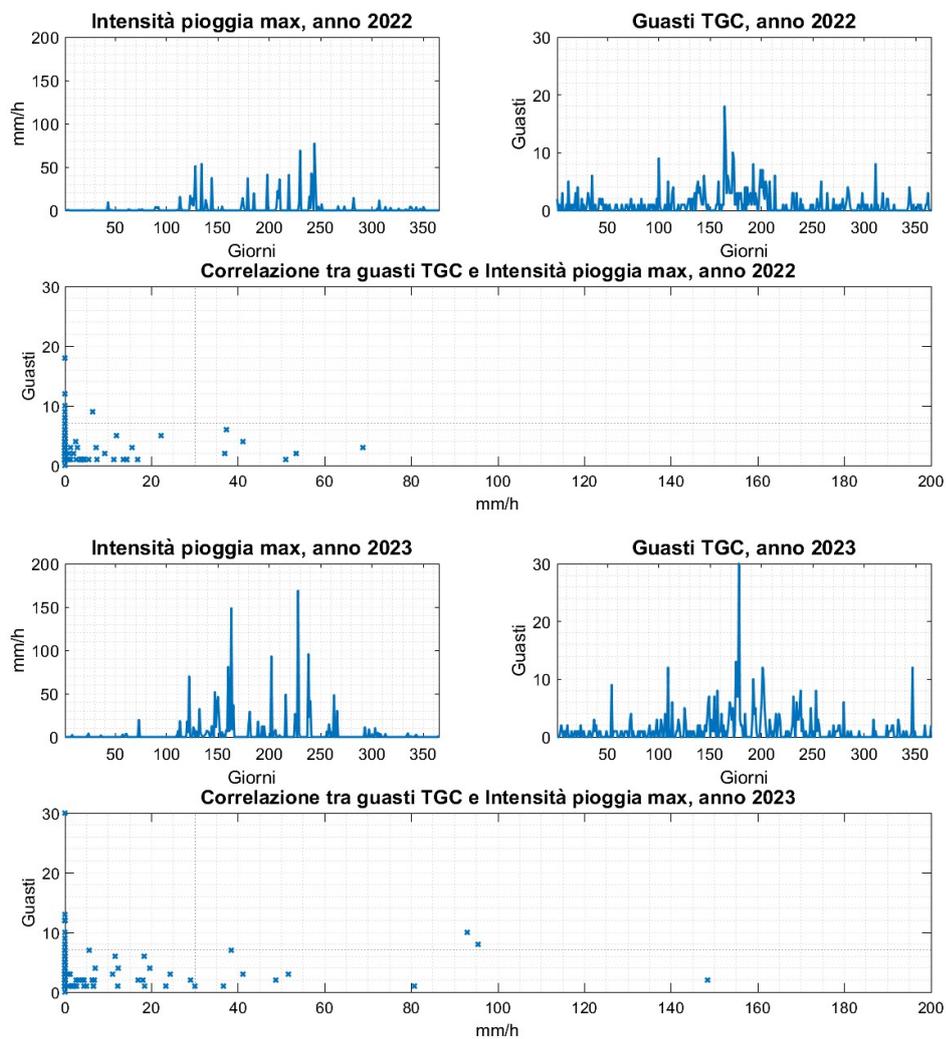


Figura 4.20:  $R_{max}$  e guasti TGC

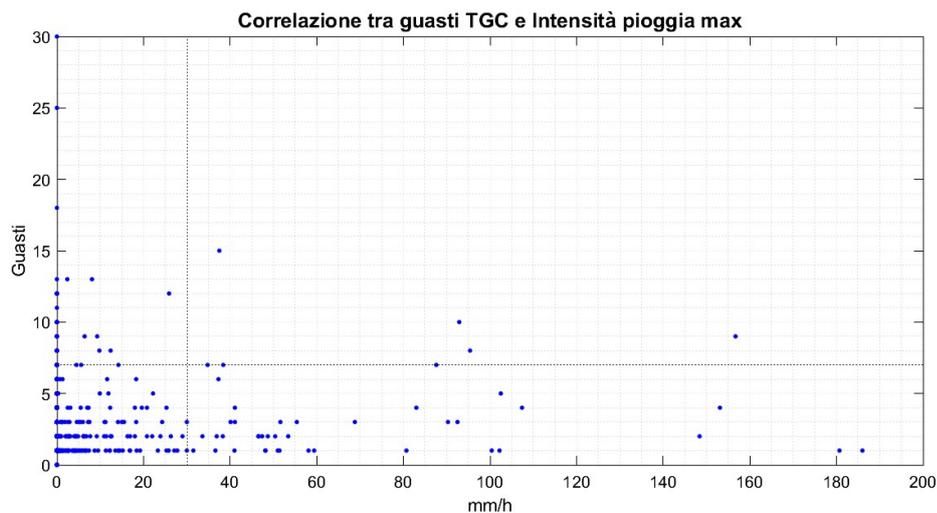


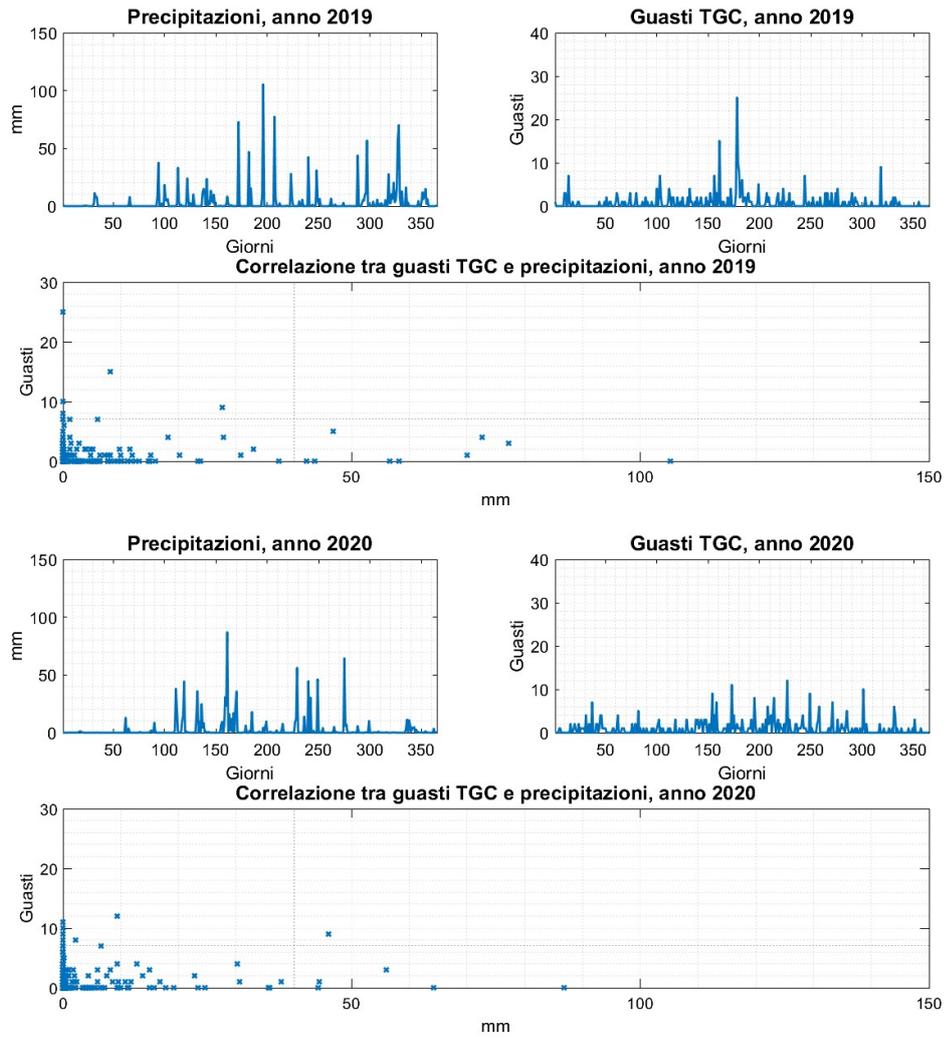
Figura 4.21:  $R_{max}$  e guasti TGC, sintesi dei 5 anni

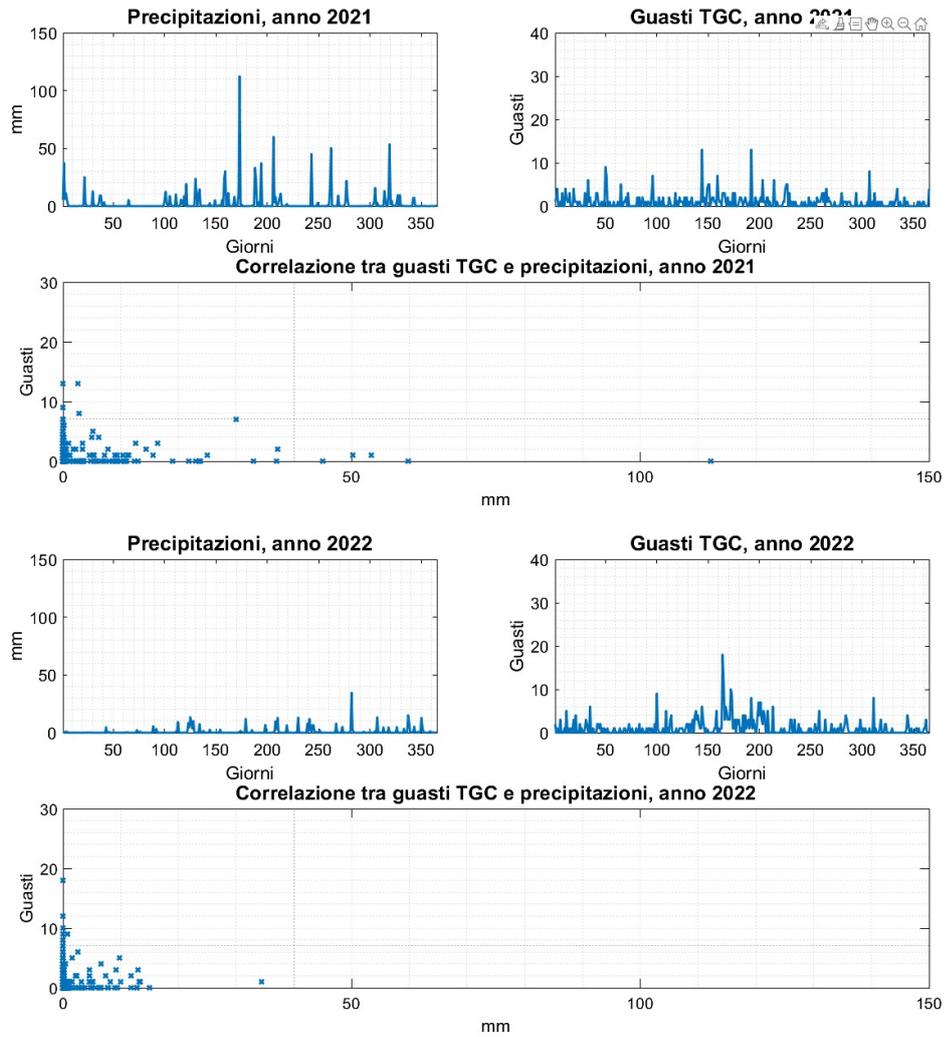
Tabella 4.3:  $R_{max}$  e guasti TGC

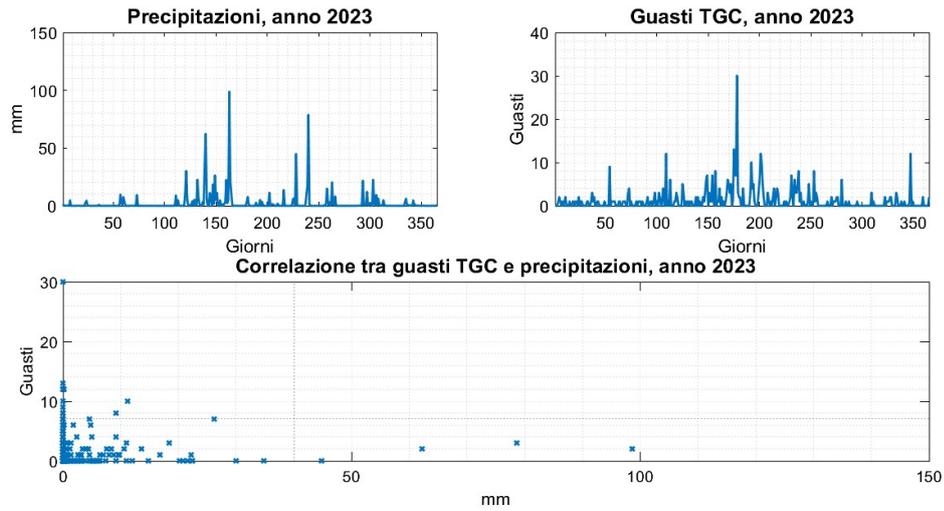
Dato	Num.	%
Guasti TGC totali	1873	100
Guasti TGC, $R_{max} \geq 30$ mm/h	149	7,96
Guasti TGC, $R_{max} = 0$ mm/h	1319	70,42
Giorni con $R_{max} \geq 30$ mm/h e guasti TGC $\geq 7$	7	-
Guasti TGC totali in tali giorni	63	3,36
Giorni con $R_{max} < 30$ mm/h e guasti TGC $\geq 7$	44	-
Guasti TGC totali in tali giorni	439	23,44

#### 4.4.2 Precipitazioni

La Figura 4.22 mostra l'analisi tra precipitazioni (mm) e guasti TGC. Si presti attenzione ai grafici dove l'asse delle ascisse rappresenta le precipitazioni e l'asse delle ordinate i guasti TGC: essi mostrano che sono molto rare le situazioni in cui precipitazioni elevate ( $\geq 40$  mm) coincidono con numerosi guasti TGC ( $\geq 7$ ). Inoltre, i giorni con più guasti TGC spesso non presentano pioggia, suggerendo cause indipendenti dalle precipitazioni o condizioni meteorologiche diverse dalle piogge intense.





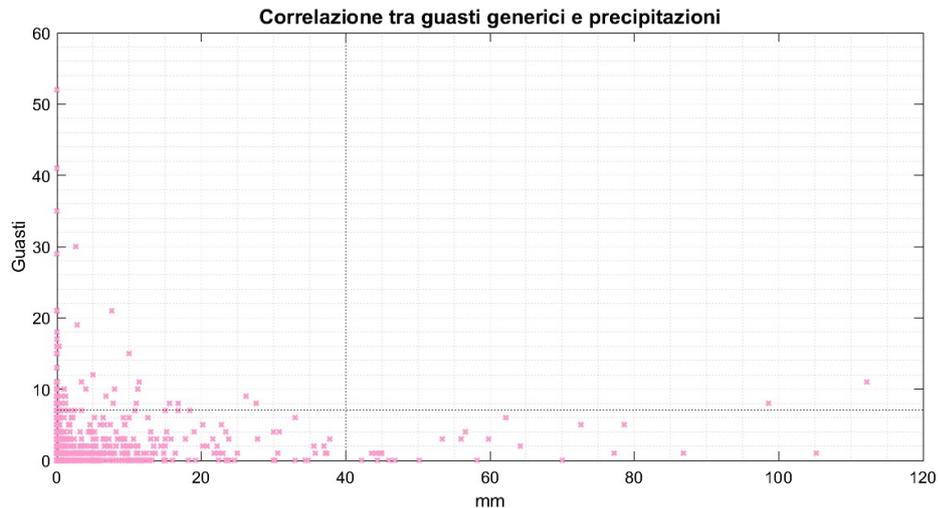


**Figura 4.22:** Precipitazioni e guasti TGC

### Guasti generici

Non avendo avuto riscontro positivo nell'indagine limitata ai casi TGC, l'analisi è stata applicata ai guasti generici, TGC inclusi.

Questo dovrebbe mostrare l'impatto del massiccio nubifragio avvenuto il 22 giugno 2021, giorno 173, dove sono caduti 112,2 mm di acqua al suolo, allagando vaste porzioni della città [29]. Da quanto emerso in precedenza, non vi sono stati guasti a terminali, giunti o cavi.



**Figura 4.23:** Correlazione tra guasti generici e precipitazioni

La Figura 4.23 mostra 11 guasti nel giorno in questione, tutti evidentemente di componenti non TGC. La panoramica globale peggiora, suggerendo come vi possa essere una correlazione tra precipitazioni e guasti dovuti a componenti non TGC, ad esempio guasti in cabine allagate.

## 4.5 Analisi combinata di $T_{app,max}$ e $R_{max}$

La relazione tra piogge intense e guasti TGC appare debole, indicando la necessità di approfondire altre cause. Il capitolo analizza la relazione tra  $T_{app,max}$  e precipitazioni intense per valutare l'impatto sui guasti TGC, combinando dati meteorologici e operativi.

L'analisi si concentra su grafici che correlano i due parametri, evidenziando i pattern principali e le loro implicazioni. I risultati forniscono un quadro più completo sull'impatto delle condizioni meteorologiche estreme e possono contribuire a migliorare la gestione e la prevenzione dei guasti.

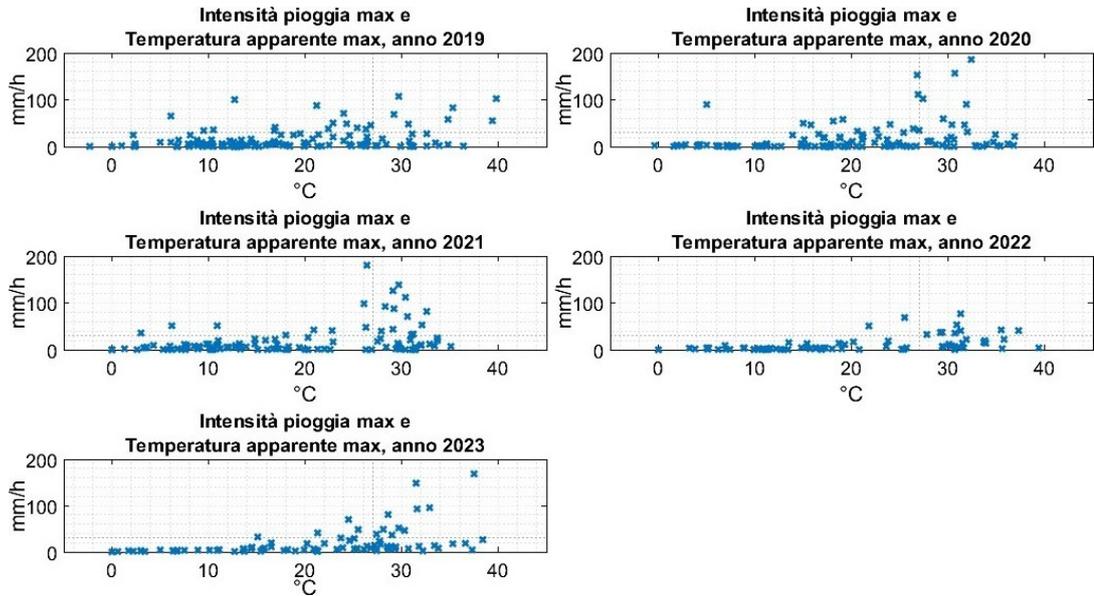
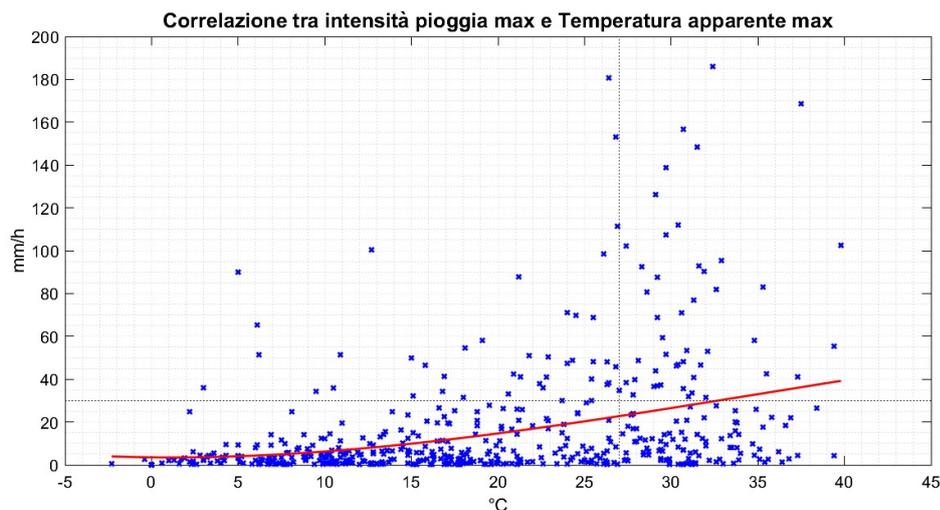


Figura 4.24:  $R_{max}$  e  $T_{app,max}$

I grafici di Figura 4.24 mostrano l'analisi della correlazione tra  $R_{max}$  (mm/h) e  $T_{app,max}$  (°C) dal 2019 al 2023, mentre in Figura 4.25 è riportata la sintesi di tutti i 5 anni insieme con una linea di tendenza rossa, ottenuta interpolando con un polinomio di 3° grado i valori medi di  $R_{max}$  per ogni valore di  $T_{app,max}$ .

La dispersione dei dati appare significativa ma è comunque possibile affermare che generalmente la maggior parte dei punti si concentra a basse intensità di precipitazione (<30 mm/h), indipendentemente dal valore della temperatura apparente.



**Figura 4.25:**  $R_{max}$  e  $T_{app,max}$ , sintesi dei 5 anni

Pertanto non si osservano relazioni evidenti tra le due variabili in questa zona del grafico. Le piogge più intense e i nubifragi, ovvero i punti superiori a 30 mm/h, sono eventi sì minoritari ma che si verificano prevalentemente a temperature elevate ( $>27$  °C) e vedono la loro intensità salire notevolmente verso alte  $T_{app,max}$ . Si rimanda alla Tabella 4.4 per i risultati numerici.

L'analisi per anno mostra distribuzioni simili. Nel 2019 e nel 2020, la maggior parte dei dati è concentrata tra 10 °C e 30 °C, con pochi eventi di pioggia intensa oltre 150 mm/h. Nel 2021, si registra una maggiore dispersione dei punti e una presenza più frequente di piogge intense a temperature tra 25 °C e 30 °C. Anche nel 2023 la distribuzione rimane simile, con eventi intensi distribuiti verso le alte temperature. Il 2022 non viene tenuto in grossa considerazione vista l'eccezionale siccità [30].

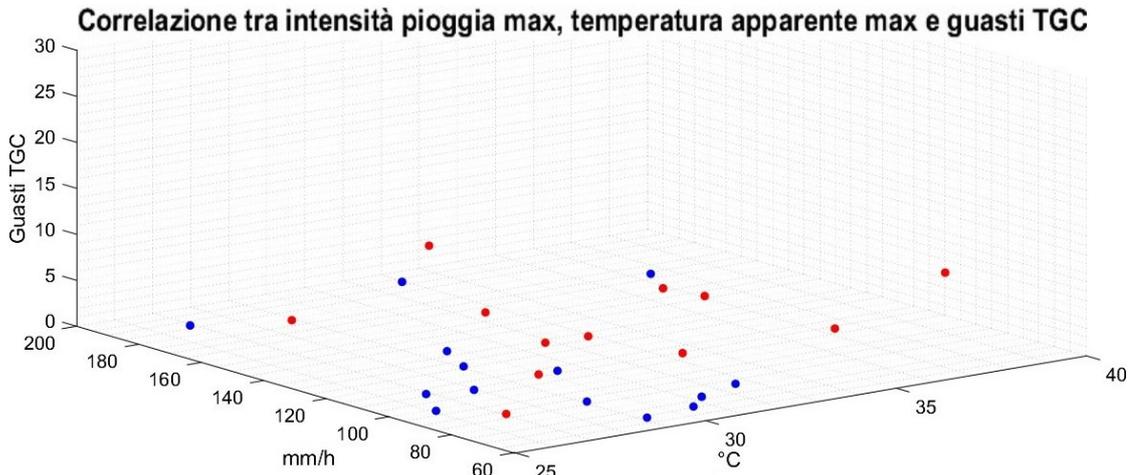
Questo scenario evidenzia la complessità intrinseca nella valutazione della resilienza di infrastrutture ampie e di elevata complessità come la rete elettrica di distribuzione di una grande città. Tale valutazione non può limitarsi alla considerazione di singoli fenomeni ambientali, ma deve necessariamente tener conto delle complesse interazioni tra molteplici fattori atmosferici e climatici, che possono influire simultaneamente sul funzionamento dell'infrastruttura.

Le precedenti conclusioni facevano supporre che la rete elettrica fosse sufficientemente resiliente da sopportare eventi di pioggia intensa. Tuttavia, la crescente evidenza che le piogge estreme e anomale si verificano frequentemente in concomitanza con giornate caratterizzate da temperature molto elevate solleva dubbi sulla validità di tale conclusione. In effetti, le temperature elevate non solo accentuano l'intensità degli eventi meteorologici estremi, ma possono anche amplificare gli effetti negativi sul sistema elettrico, causando un numero maggiore di guasti e disservizi.

Tabella 4.4:  $R_{max}$  e  $T_{app,max}$ 

Dato	Num.	%
Riscontri totali	518	100
Riscontri con $R_{max} < 30$ mm/h	429	82,82
Riscontri con $R_{max} \geq 30$ mm/h e $T_{app,max} < 27$ °C	42	8,11
Riscontri con $R_{max} \geq 30$ mm/h e $T_{app,max} \geq 27$ °C	47	9,07
Nubifragi molto forti $R_{max} \geq 80$ mm/h	25	100
Nubifragi molto forti $R_{max} \geq 80$ mm/h con $T_{app,max} > 27$ °C	18	72
$R_{max}$ medio con $T_{app,max} < 27$	11,38 mm/h	1 p.u.
$R_{max}$ medio con $27$ °C $\leq T_{app,max} < 32$ °C	30,45 mm/h	2,28 p.u.
$R_{max}$ medio con $32$ °C $\leq T_{app,max} < 40$ °C	28,29 mm/h	2,48 p.u.

Il grafico tridimensionale di Figura 4.26 riportante  $R_{max}$ ,  $T_{app,max}$  e guasti TGC giornalieri conclude l'analisi. Gli assi delle condizioni ambientali sono limitati ai valori più alti, così da mostrare le circostanze eccezionali. I punti blu indicano situazioni ove il numero di guasti TGC giornalieri è inferiore alla media giornaliera dei cinque anni, i punti rossi le situazioni in cui i guasti TGC giornalieri sono superiori alla media, evidenziando così i giorni con anomalie più significative rispetto al comportamento tipico della rete. Questa codifica cromatica consente di distinguere le condizioni ambientali che hanno portato a una maggiore o minore incidenza di guasti, offrendo un ulteriore spunto per comprendere meglio la relazione tra i fenomeni meteorologici estremi e la resilienza della rete.

Figura 4.26: Grafico 3D con guasti TGC,  $R_{max}$  e  $T_{app,max}$

## 4.6 Statistiche conclusive

Ampliando l'orizzonte dell'analisi a tutti i cinque anni, è stato osservato che:

- Il valore giornaliero medio di guasti TGC è pari a 1,0301,
- I giorni caratterizzati da almeno 1 guasto TGC sono stati 777, il 42,57%. Vale a dire oltre due giorni su cinque.
- I giorni in cui si sono verificati più guasti rispetto al valore medio sono stati in totale 382, il 20,92%. In altre parole, 1 giorno su 5 ha visto un numero anomalo di guasti TGC. Tra questi giorni:
  - In 149 casi la  $T_{app,max}$  ha superato 30 °C, corrispondendo al 39%. Valori che salgono a 209 giorni (54,71%) se la soglia di  $T_{app,max}$  scende a 25 °C, valore tipico delle stagioni estive/primaverili.
  - In 12 casi l'intensità massima della pioggia è stata di almeno 60 mm/h, 3,14%. Considerando piogge di almeno 30 mm/h, il dato sale a 31 (8,11%). I 12 casi citati precedentemente sono quelli segnati in rosso in Figura 4.26.
  - In 7 casi si sono verificate contemporaneamente  $T_{app,max} \geq 30$  °C e  $R_{max} \geq 60$  mm/h, 1,83%, ovvero una situazione tipica di un clima tropicale assolutamente anomalo.

Per i restanti 1443 giorni, in 395 di questi si è verificato 1 guasto TGC, 21,64% del totale dei 5 anni. Tra questi giorni:

- 79 volte la  $T_{app,max}$  è stata di almeno 30 °C, 20%.
- 5 volte l'intensità massima della pioggia è stata di almeno 60 mm/h, 1,27%.
- Solo in 1 caso si sono verificate entrambe le condizioni precedenti, 0,25%.

Dai valori percentuali ottenuti si deduce come vi sia un'influenza piuttosto marcata tra alta temperatura e giorni con guasti totali anomali.

- Focalizzando l'attenzione sui guasti TGC, nel periodo in analisi essi sono stati in totale 1883, Di cui:
  - 762 (40,47%) sono avvenuti in giorni con la  $T_{app,max}$  di almeno 30 °C, i quali sono stati globalmente 413 (22,63%).
  - 67 (3,56%) sono avvenuti in giorni dove  $R_{max}$  è stata di almeno 60 mm/h; i giorni così caratterizzati sono stati 32 (1,75%)
  - 42 (2,23%) sono avvenuti in giorni con entrambe le precedenti condizioni vere, i quali giorni sono stati 13 (0,71%).

Si nota come i trend delle percentuali tra guasti e giorni non siano proporzionali, il tasso di decrescita dei giorni non è rispettato da quello dei guasti che sembrano "accumularsi" quando le condizioni aumentali peggiorano. Tale andamento viene ripreso nel punto successivo.

- Un'ulteriore considerazione riguarda i guasti multipli, ovvero quei guasti che si verificano in rapida successione a partire da un primo, cui sono correlati. Diversi studi [15] [31] confermano l'ipotesi che queste serie di guasti ravvicinati siano causate da un eventi di tipo HILP, riconducibili alla resilienza. A tal proposito, dall'analisi è emerso che:

- Dei 762 guasti citati precedentemente, 683 (89,64%) sono guasti multipli.
- Dei 67 guasti citati precedentemente, 62 (92,54%) sono guasti multipli.
- Dei 42 guasti citati precedentemente, 41 (97,62%) sono guasti multipli.

Il fatto che il rapporto tra guasti multipli e guasti totali aumenti e tenda all'unità man mano che le condizioni ambientali peggiorano è un chiaro indice dell'influenza delle ondate di calore sul comportamento della rete.

## 4.7 Approccio probabilistico alla resilienza

Il grande vantaggio dell'applicazione della teoria dell'affidabilità ad infrastrutture complesse come la rete elettrica di distribuzione risiede nel basarsi su leggi e teoremi ben noti dalla probabilità e dalla statistica.

Come descritto nei capitoli introduttivi, l'osservazione di una serie di eventi (in questo caso, le interruzioni della rete elettrica) permette di ricavare dei parametri numerici e delle informazioni in forma di funzioni di densità di probabilità (*PDF*, *probability density function*) e cumulative di probabilità (*CDF*, *cumulative distribution function*), basilari per valutare frequenza, distribuzione temporale e impatto dei guasti. In tale modo è possibile pianificare l'esercizio della rete, prevedendo i guasti più comuni.

L'approccio descritto si è rivelato inadatto ad affrontare eventi HILP come le ondate di calore tipici degli ultimi anni che, secondo quanto appreso finora, colpiscono direttamente la rete con una distribuzione spazio-temporale casuale e difficilmente prevedibile. È stato dimostrato come le conseguenze siano poi superiori per numero e gravità rispetto a quanto previsto dall'affidabilità.

Questo capitolo si propone di dimostrare come i risultati derivanti dall'approccio basato sull'affidabilità siano non solo imprecisi quando applicati a fenomeni che richiedono un approccio alla resilienza, ma anche intrinsecamente errati, conducendo a interpretazioni fuorvianti e rappresentazioni eccessivamente ottimistiche rispetto alla realtà dei fatti.

### 4.7.1 CDF relative ai guasti giornalieri generici

La prima analisi che viene riportata approfondisce lo studio del numero di guasti giornalieri generici della rete. Partendo dai dati in possesso, è stato possibile ricavare la PDF dei guasti e la corrispondente CDF. I risultati empirici sono stati confrontati con gli andamenti teorici rappresentati dalla distribuzione di Poisson, tipicamente impiegata negli studi affidabilistici.

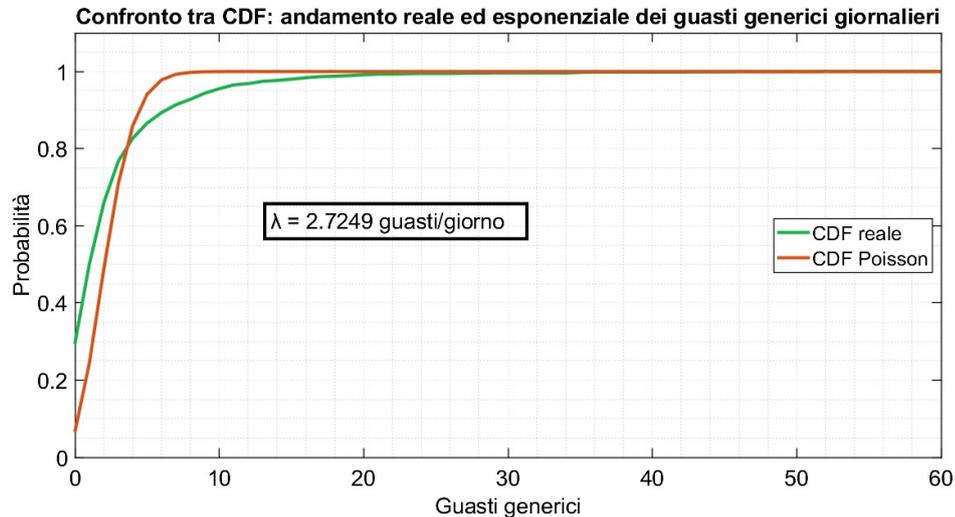
Il parametro  $\lambda$  della poissoniana, riportato in ogni grafico, corrisponde al risultato del seguente calcolo ( eq.(4.5)):

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^{5 \cdot x} GuastiGenerici_i}{5 \cdot x} \quad (4.5)$$

dove  $x$  rappresenta il numero di giorni del periodo di interesse: 365 per i casi con l'intera annualità, 152 tra maggio e settembre.

Tutti i risultati dell'analisi sono stati ottenuti aggregando i dati relativi all'intero periodo compreso tra il 2019 e il 2023, Pertanto, le osservazioni non sono state considerate su base annua, bensì come un insieme unico, al fine di garantire una visione d'insieme dei fenomeni studiati.

## Interesse annualità



**Figura 4.27:** Confronto delle CDF, guasti generici, anni interi

Il primo risultato proposto (Figura 4.27) è già piuttosto indicativo:

- Dalla semplice analisi visiva, appare subito una differenza tra andamento empirico (verde) e teorico (rosso).
- Analizzando il grafico al variare del numero di guasti generici, dunque seguendo l'asse delle ascisse, è possibile affermare quanto segue:
  - Nella fase iniziale, da 0 a 3 guasti, l'andamento teorico è più conservativo rispetto a quanto registrato. Considerando  $x = 3$  si ha  $y_{Pois} = 0,7086$  e  $y_{Real} = 0,7671$ . Questo stabilisce che la teoria dell'affidabilità prevede il 29,14% di probabilità l'insorgenza di oltre 3 guasti generici giornalieri, mentre nella realtà questo valore è stato del 23,29%, leggermente inferiore.
  - All'incirca a  $x = 3,65$  dunque da 4 guasti in poi, avviene il crossover: pertanto, da tale valore, superiore alla media giornaliera  $\lambda$ , è corretto affermare che l'affidabilità sottostimi l'impatto dei fenomeni più gravosi.
  - Si consideri l'evoluzione dei valori da  $x = 4$  fino a  $x = 9$  (Tabella 4.5):

**Tabella 4.5:** CDF dei guasti giornalieri generici, valori notevoli

$x$	$y_{Pois}$	$y_{Real}$	Sottostima [%]
4	0,8592	0,8268	3,24
5	0,9412	0,8663	7,49
6	0,9785	0,8937	<b>8,48</b>
7	0,993	0,914	7,9
8	0,998	0,9282	6,98
9	0,9995	0,9441	5,54

L'errore di previsione del modello tradizionale è dell'ordine di grandezza del 10%: in altre parole, vi sono stati circa 170 giorni gravati da guasti in misura superiore alla media non previsti dall'affidabilità.

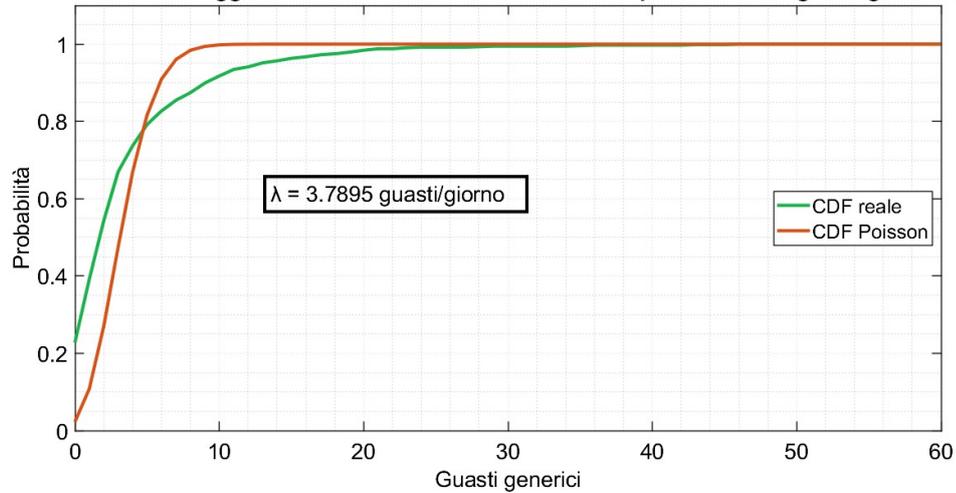
- Per  $x \geq 10$  è possibile ribadire quanto detto al punto precedente, in quanto  $y_{Real}|_{10} = 0,9556$  dunque 4,44% di probabilità di giorni con oltre 10 guasti generici giornalieri, corrispondenti a circa 80 giorni.
- L'analisi del grafico al variare della probabilità lungo l'asse delle ordinate fornisce risultati analoghi:
  - L'andamento reale prevede il 50% di probabilità di avere più di 1 guasto generico giornaliero, la teoria dice più di 2 guasti. L'affidabilità pare essere ancora in linea con i risultati effettivi, se non più conservativa.
  - Il trend si inverte attorno al valore dell'80%, dopo il quale la CDF di Poisson aumenta molto più ripidamente, ignorando le situazioni con  $x$  medio-alto.
  - Alla probabilità del 98%, la  $x_{Pois} \approx 6$  mentre  $x_{Real} \approx 15$  e al 99%  $x_{Pois} \approx 7$ ,  $x_{Real} \approx 20$ . Questo certifica come la teoria classica non preveda giornate con 7 o più guasti, quando nella realtà vi è stato un numero ancora considerevole di giorni con fino a 20 guasti generici sulla rete.

### Mesi tra maggio e settembre

Limitare l'osservazione ai giorni tra maggio e settembre permette di focalizzarsi sugli effetti delle ondate di calore più gravose.

La Figura 4.28 riporta i grafici delle cumulative: in questo caso, il parametro  $\lambda$  è maggiore al caso annuale e pari a 3,7895 guasti generici giornalieri. Le conclusioni sono le medesime, ovvero che la teoria tradizionale è adeguata fino ad un numero basso di guasti, dopodiché non prevede le situazioni più gravose, raggiungendo la quasi totalità dei casi con un valore dell'asse delle ascisse inferiore.

Confronto tra CDF tra maggio e settembre: andamento reale ed esponenziale dei guasti generici giornaliere

**Figura 4.28:** Confronto delle CDF, guasti generici, maggio-settembre

Si può affermare che i risultati derivanti dalla teoria dell'affidabilità risultano inadeguati, in quanto tendono a sottostimare significativamente i casi caratterizzati da numerosi guasti. Questo fenomeno si verifica principalmente a causa delle dinamiche legate alla resilienza dei sistemi, le quali non sono considerate nei modelli tradizionali di affidabilità. In altre parole, mentre la teoria dell'affidabilità si concentra su modelli che prevedono comportamenti stabili, prevedibili e con limitate criticità, essa non è in grado di affrontare adeguatamente la complessità e le variabili introdotte dalle situazioni di resilienza, dove i sistemi devono adattarsi a contingenze esterne che provocano effetti maggiori in numero e intensità.

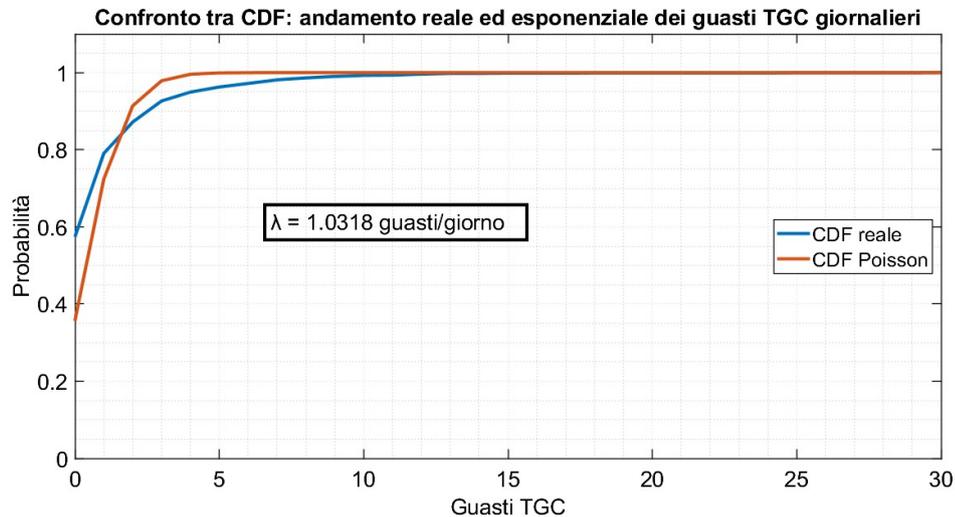
#### 4.7.2 CDF relative ai guasti TGC giornalieri

Il focus dell'analisi che segue è stato spostato sulle occorrenze giornaliere dei guasti TGC, seguendo la logica di tutto il capitolo.

È già stata ampiamente dimostrata l'importanza che rivestono i guasti di questi specifici componenti quando si è in presenza di alte temperature e/o ondate di calore, pertanto essi sono meritevoli di un'analisi approfondita delle CDF.

Come prima, sono stati differenziati i casi degli anni interi e dei soli periodi caldi tra maggio e settembre. Sono state ricavate la CDF empirica dei guasti TGC (linea blu) e il parametro  $\lambda$ , successivamente applicato alla CDF di Poisson teorica (curva rossa).

## Intere annualità



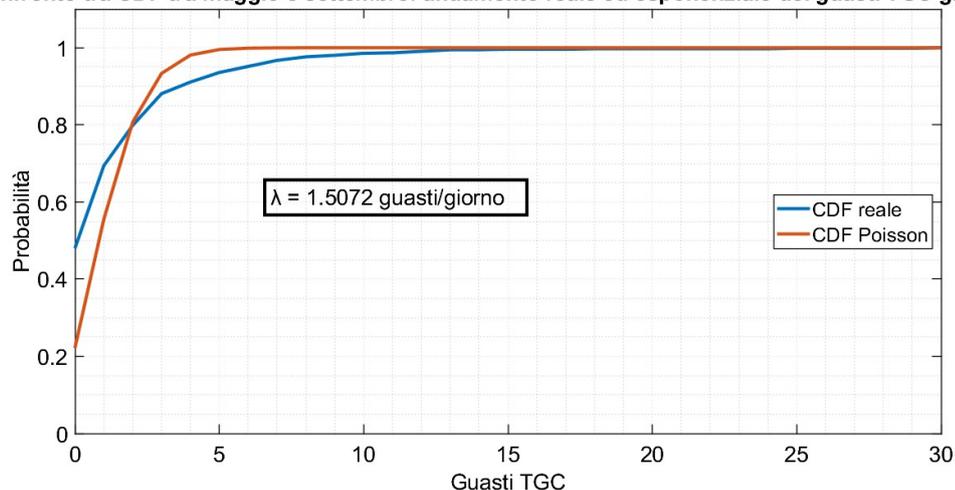
**Figura 4.29:** Confronto delle CDF, guasti TGC, anni interi

Lo studio dell'intera durata dei cinque anni fornisce il risultato di Figura 4.29.

- Nuovamente, le due curve differiscono.
- L'analisi al variare del numero di guasti TGC giornalieri fornisce le seguenti indicazioni:
  - La fase "iniziale" in cui l'indicazione tradizionale della CDF di Poisson può essere ritenuta soddisfacente in quanto più cautelativa è, di fatto, priva di significato in quanto limitata alle sole circostanze di 0 oppure 1 guasto TGC giornaliero.
  - Già per  $x \geq 2$  si osserva che la realtà è peggiorativa rispetto alla previsione teorica, che sottostima notevolmente casi in cui vi sono fino a 7 guasti giornalieri.
- La lettura del grafico all'aumentare del valore di probabilità rafforza quanto detto nel punto precedente, infatti la CDF di Poisson "esaurisce" i casi possibili già a  $x = 3$  mentre la curva reale raggiunge il 98% solo a  $x = 7$ , sottolineando la deviazione dai dati effettivi della simulazione teorica.

## Mesi tra maggio e settembre

Confronto tra CDF tra maggio e settembre: andamento reale ed esponenziale dei guasti TGC giornalieri

**Figura 4.30:** Confronto delle CDF, guasti TGC, maggio-settembre

Concentrando l'analisi ai soli 152 giorni annui tra l'1 maggio e il 31 settembre, la situazione appare ancora più deficitaria (Figura 4.30).

- Il parametro  $\lambda$  aumenta, mostrando nuovamente come guasti tali siano più frequenti nei periodi caldi.
- Lettura del grafico lungo l'asse delle ascisse:
  - Il "confine" tra affidabilità e resilienza è leggermente più spostato a destra verso  $x = 2$ , dopodiché appare chiaro l'errore di stima della Poisson.
  - Si riportano i valori per  $x$  medio-alti e la conseguente sottostima:

$x$	$y_{Pois}$	$y_{Real}$	Sottostima [%]
3	0,9334	0,881	5,24
4	0,981	0,9111	<b>6,99</b>
5	0,9954	0,9359	5,95
6	0,999	0,9516	4,74
7	0,9998	0,9673	3,25
8	0,9999	0,9765	2,34

L'errore massimo del 6,99% corrisponde ad 11 giorni ritenuti "sicuri" dalla previsione dell'affidabilità, in realtà colpiti da 4 o più guasti TGC. Appare evidente come tale intervallo temporale corrisponda alla durata tipica delle ondate di calore.

- Leggendo il grafico lungo l'asse delle ordinate si ha che la previsione teorica per  $x = 4$  include il 98,10% dei casi (in linea con l'osservazione annuale) mentre tale probabilità nella realtà si ritrova per  $x = 9$ , valore superiore di 2 rispetto a quanto detto precedentemente.

### 4.7.3 CDF relative al TBF dei guasti TGC

Come discusso nei capitoli introduttivi, molti guasti a cavi, giunti e terminali durante le ondate di calore derivano dalla fatica termica del materiale isolante, che spesso si manifesta nelle ore notturne, segnalando che il componente ha accumulato calore oltre il limite fisico. Questi guasti tendono a verificarsi in rapide successioni, formando vere e proprie catene di eventi che condividono una causa comune: lo stress termico eccessivo accumulato. Di conseguenza, oltre al numero di guasti giornalieri, risulta fondamentale introdurre un ulteriore parametro di analisi, ovvero il tempo tra guasti (*TBF*, *Time Between Failures*), per comprendere meglio il fenomeno e correlarlo alla resilienza [32].

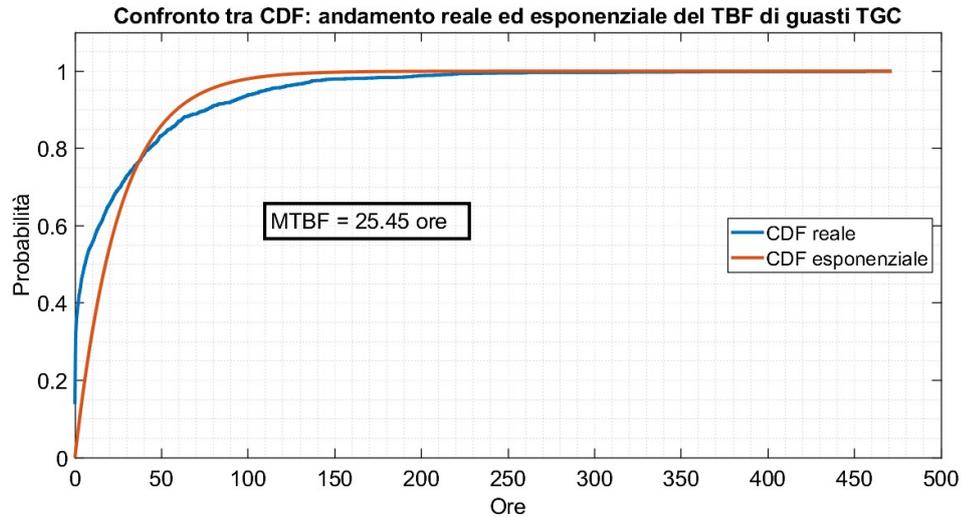
Lo studio che segue si basa sugli stessi principi concettuali del precedente: si confronta una cumulativa di probabilità (CDF) teorica (in rosso) con una empirica (in blu), ottenuta dai dati disponibili per il periodo 2019-2023, considerato come un unico insieme. Tuttavia, in questa analisi si utilizza la CDF della distribuzione esponenziale anziché quella di Poisson, poiché l'attenzione si sposta da un numero di eventi in un intervallo di tempo ad una relazione temporale tra gli eventi stessi. In questa analisi, il parametro della legge teorica è rappresentato dal tempo medio tra i guasti (*MTBF*, *Mean Time Between Failures*), corrispondente alla media delle durate degli intervalli di tempo tra due guasti successivi.

#### Intere annualità

Il risultato riportato in Figura 4.31 è relativo a tutte le mensilità dei 5 anni e permette di trarre delle conclusioni:

- I due andamenti sono molto dissimili, sintomo che lo strumento matematico dell'esponenziale non costituisce un modello sufficientemente accurato della realtà. Questo rappresenta già un limite oggettivo della teoria dell'affidabilità, che si basa proprio su questi modelli probabilistici.
- Seguendo l'andamento crescente dell'asse delle ascisse si ha che:
  - Eventi con TBF basso hanno una probabilità di avvenire significativamente superiore a quanto previsto dalla teoria, ad esempio:  
 per  $x = 2,5$  h  $y_{th} = 9,34\%$  mentre  $y_{real} = 42,18\%$   
 per  $x = 5$  h  $y_{th} = 18,82\%$  mentre  $y_{real} = 48,58\%$   
 per  $x = 10$  h  $y_{th} = 32,61\%$  mentre  $y_{real} = 55,55\%$ .

Questo ampio scostamento tra i valori è indicativo di una maggiore



**Figura 4.31:** Confronto delle CDF, TBF, anni interi

frequenza di guasti molto vicini tra loro, dunque dipendenti e tipici dei periodi di ondate di calore.

- A circa  $x = 37$  h le due curve si intersecano. Ciò vuol dire per valori di TBF maggiori o uguali, la probabilità reale è inferiore a quanto predetto dalla teoria, ma si tratta di intervalli temporali così ampi da essere poco indicativi.
- L'analisi per asse delle ordinate crescente fornisce le medesime indicazioni, perciò è lasciata al lettore.

### Mesi tra maggio e settembre

L'analisi si conclude con l'ormai solito focus sui mesi tra maggio e settembre, mostrato in Figura 4.32.

Si noti il calo drastico del MTBF, sceso da oltre 25 ore a 16,78 ore, emblematico di un periodo più colpito da guasti TGC.

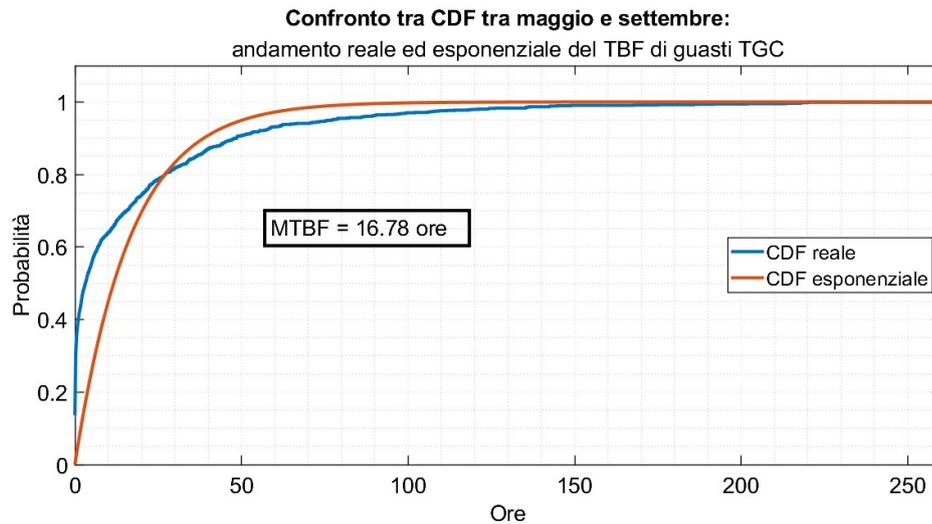
Il valore in cui gli andamenti si intersecano è per giunta diminuito a circa 27,5 ore, di conseguenza sequenze di guasti con TBF inferiore sono molto più probabili rispetto alle previsioni matematiche, con la forbice che si apre man mano che scende il TBF considerato ad esempio:

per  $x = 2,5$  h  $y_{th} = 13,86\%$  mentre  $y_{real} = 47,84\%$

per  $x = 5$  h  $y_{th} = 25,77\%$  mentre  $y_{real} = 55,35\%$

per  $x = 10$  h  $y_{th} = 44,93\%$  mentre  $y_{real} = 63,89\%$ .

Quanto affermato si dimostra in linea con le precedenti osservazioni, evidenziando ancora una volta il predominio della resilienza rispetto all'affidabilità.



**Figura 4.32:** Confronto delle CDF, TBF, maggio-settembre

## 4.8 Coefficiente di correlazione lineare

In questa sezione sono presentati i risultati del calcolo del coefficiente di correlazione lineare, noto anche come coefficiente di Pearson, tra le serie di dati relative alla temperatura e ai guasti TGC.

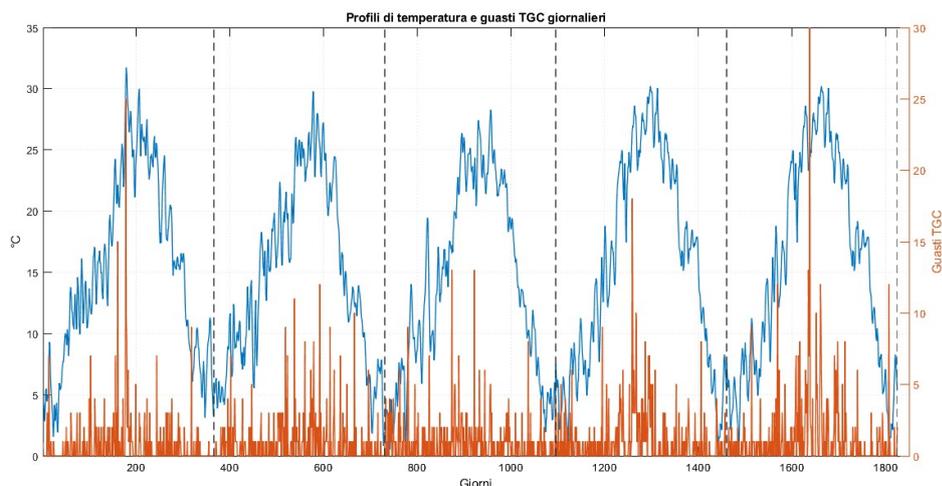
Il coefficiente di correlazione di Pearson è una misura statistica utilizzata per quantificare il grado di relazione lineare tra due variabili. Indicato con la lettera  $\rho$ , il coefficiente varia in un intervallo compreso tra  $-1$  e  $+1$ . Un valore di  $\rho = 1$  indica una correlazione lineare positiva perfetta, in cui un aumento di una variabile corrisponde a un aumento proporzionale dell'altra. Al contrario, un valore di  $\rho = -1$  indica una correlazione lineare negativa perfetta, in cui un aumento di una variabile corrisponde a una diminuzione proporzionale dell'altra. Un valore di  $\rho = 0$ , invece, segnala l'assenza di correlazione lineare tra le due variabili.

Matematicamente, il coefficiente di Pearson è definito dal rapporto tra covarianza delle due variabili  $Cov(X)$  e prodotto delle deviazioni standard  $\sigma_X$  (eq.(4.6)):

$$\rho = \frac{Cov(X, Y)}{\sigma_X \cdot \sigma_Y} \quad (4.6)$$

Il comando Matlab `corr(X,Y)` restituisce un valore scalare essendo X e Y vettori riportanti gli andamenti temporali di temperatura e guasti TGC.

Al fine di fornire una visione complessiva dell'argomento in esame, in Figura 4.33 sono rappresentati gli andamenti temporali sovrapposti della temperatura, espressa come temperatura media con finestra mobile di 3 giorni, e dei guasti TGC, analizzati nel corso dei cinque anni di osservazione.



**Figura 4.33:**  $T_{medmob3gg}$  e guasti TGC nel tempo

Una prima applicazione del calcolo del coefficiente di correlazione lineare ai dati mostrati in Figura 4.33 fornisce un risultato di:

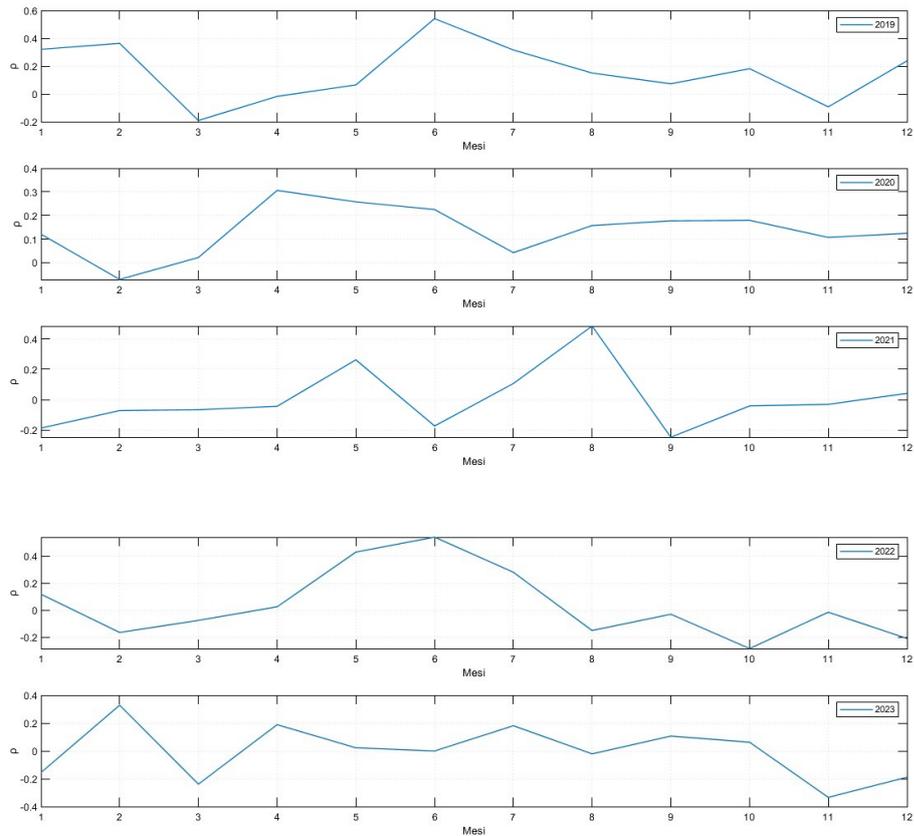
$$\rho_{5anni} = 0,2274 \quad (4.7)$$

Un valore così basso indica l'esistenza di una correlazione lineare positiva debole tra le grandezze che potrebbe non essere significativa. Tale risultato è riferito all'arco temporale di tutti i 5 anni di osservazione, dove la dispersione dei risultati è considerevole, pertanto non ci si poteva attendere un risultato diverso.

La ricerca è proseguita calcolando l'indice di correlazione mese per mese, alla ricerca di tendenze ripetute nel periodo di analisi. Il risultato è raffigurato in Figura 4.34.

Si vede come nella maggioranza dei casi, il massimo coincida nei mesi estivi di giugno (6) e agosto (8) e talvolta nei mesi in cui le temperature sono state più elevate della norma (aprile 2020, febbraio 2023). I valori numerici non sono però sufficientemente elevati da permettere di dimostrare l'esistenza di una correlazione lineare dunque si è proceduto isolando i giorni caratterizzati da alte temperature. La Figura 4.35 è esemplificativa in questo senso in quanto riporta la temperatura e il numero di guasti TGC nei giorni con  $T_{medmob3gg} > 29,1$  °C e un andamento dei guasti ottenuto con la media mobile dei guasti giornalieri del set con una finestra di tre giorni, uguale a quella applicata alla temperatura. È evidente che i due andamenti siano comparabili, infatti ne risulta un coefficiente di Pearson pari a:

$$rho_{T_{medmob3gg} > 29,1^{\circ}C} = 0,5077 \quad (4.8)$$



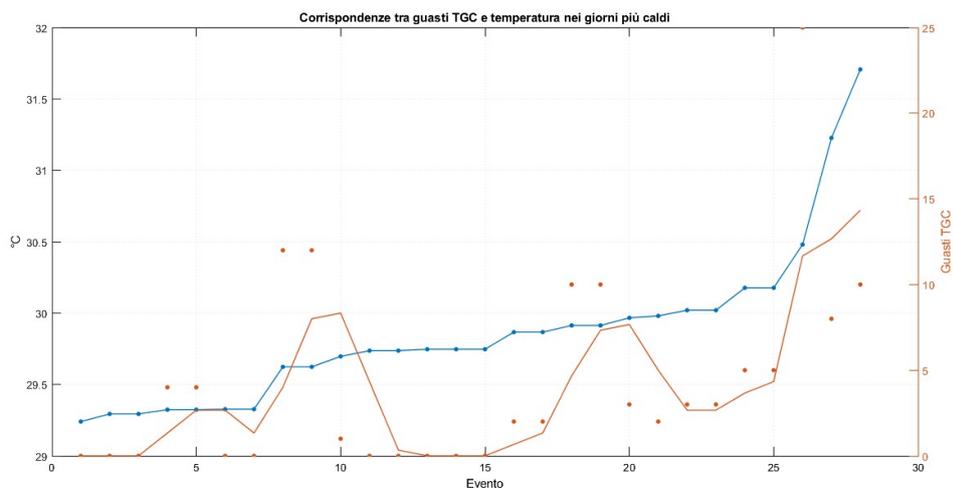
**Figura 4.34:** Andamento di  $\rho$  nei mesi

Tale risultato permette di segnalare l'esistenza di una correlazione positiva moderata, non ancora così forte da implicare che una variabile dipenda completamente dall'altra, ma è comunque più evidente rispetto al valore precedente.

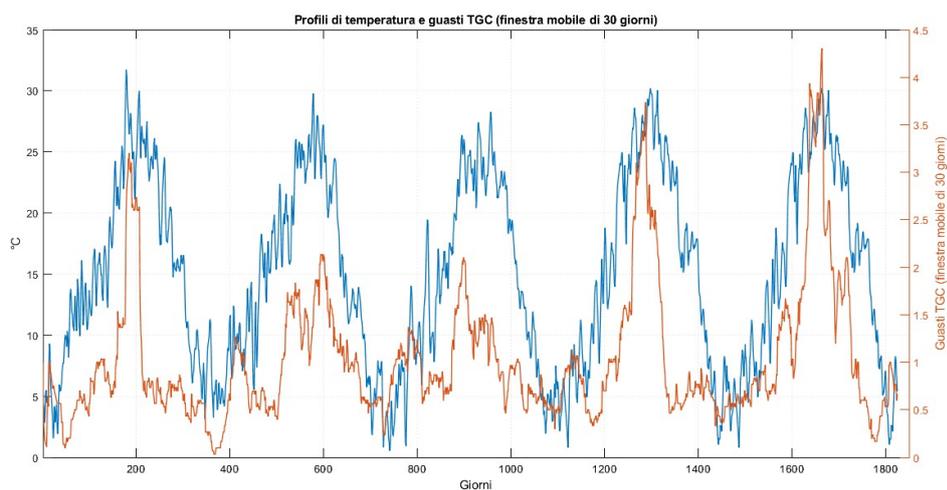
Un'ulteriore evidenza si ottiene calcolando il coefficiente di correlazione tra le serie di dati mostrate in Figura 4.36, ovvero l'andamento di temperatura media giornaliera calcolata come finestra mobile di 3 giorni e quello dei guasti TGC come media mobile a 30 giorni. Questo permette di indagare su eventuali effetti a lungo termine (30 giorni) sui guasti alla rete in seguito a fluttuazioni più ravvicinate nel tempo (3 giorni) della temperatura. Ebbene, per il caso riportato in Figura 4.36 si ha:

$$rho_{mediemobili} = 0,6673 \quad (4.9)$$

Tale risultato è un chiaro sintomo che periodi di alte temperature e/o anomalie termiche causano maggiori guasti TGC alla rete non necessariamente nell'immediato, anzi si evidenzia un ritardo temporale tra causa (elevata temperatura) e effetto (guasti TGC anomali).



**Figura 4.35:** Guasti TGC dove  $T_{medmob3gg} > 29,1 \text{ } ^\circ\text{C}$

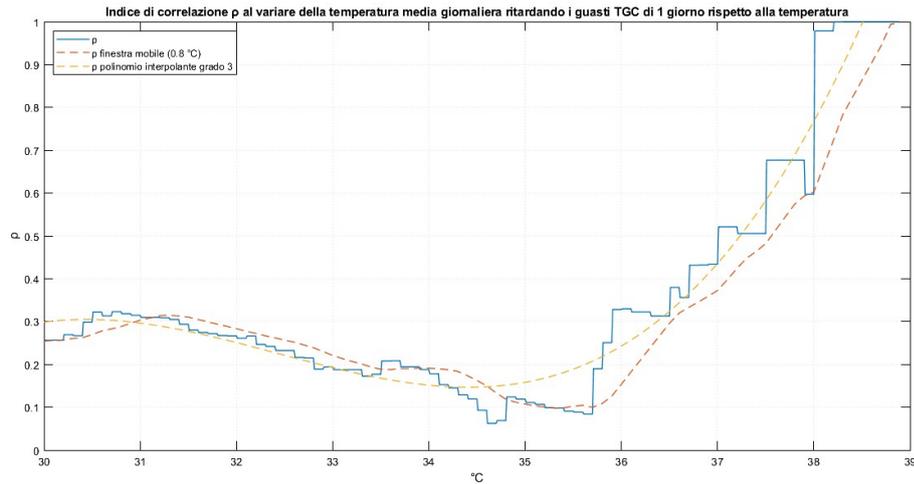


**Figura 4.36:** Medie mobili di temperatura e guasti TGC

Il ritardo tra ondata di calore e guasto viene ulteriormente analizzato e mostrato chiaramente in Figura 4.37. Essa riporta i valori del coefficiente di Pearson all'aumentare della temperatura tra i valori di temperatura massima giornaliera e dei guasti TGC, ritardati di 1 giorno, ottenuti mediante l'algoritmo seguente:

1. Definizione di un valore di temperatura quale limite inferiore della temperatura massima giornaliera, valore di partenza  $30^\circ\text{C}$ .
2. Isolamento dei giorni per cui la temperatura massima registrata sia maggiore

- o uguale del valore definito al punto precedente. Il valore di temperatura del giorno  $i$ -esimo viene salvato nel vettore X.
3. Nel vettore Y si salva il valore dei guasti TGC per il giorno  $i+1$ , ovvero dei guasti avvenuti nel giorno successivo.
  4. Calcolo del coefficiente di correlazione lineare mediante comando  $\text{corr}(X,Y)$ .
  5. Aumento della temperatura target e ripetizione del ciclo.



**Figura 4.37:** Andamento di  $\rho$ , ritardando i guasti di 1 giorno

Come si evince dalla Figura 4.37, la correlazione diventa sempre più forte man mano che la temperatura massima giornaliera aumenta, sottolineando un legame molto stretto tra temperatura elevata e guasti alla rete, specialmente per componenti quali terminali, giunti e cavi. Tale rapporto causa-effetto si manifesta con un certo ritardo temporale tra picco di temperatura e occorrenza del guasto e è tanto più evidente, tanto è più elevata la temperatura raggiunta.

# Capitolo 5

## Conclusione

L'analisi svolta in questa tesi ha permesso di evidenziare il forte impatto delle ondate di calore sulla resilienza della rete di distribuzione elettrica, confermando che tali eventi meteorologici estremi rappresentano una sfida crescente per l'affidabilità del sistema elettrico urbano. Attraverso lo studio dei dati storici relativi ai guasti e alle condizioni meteorologiche, si è osservato come l'aumento delle temperature e, in particolare, gli sbalzi termici abbiano un ruolo chiave nel deterioramento delle infrastrutture elettriche, con conseguenti interruzioni del servizio.

### *Riflessioni sui concetti introduttivi*

Nei primi capitoli della tesi sono stati delineati i concetti fondamentali relativi alla struttura della rete di distribuzione elettrica e alle teorie dell'affidabilità e della resilienza. Si è sottolineato come la distribuzione elettrica sia un elemento cruciale della filiera elettrica, che garantisce il trasporto dell'energia dagli impianti di produzione agli utenti finali attraverso una rete complessa di linee, trasformatori e cabine primarie e secondarie.

Dal punto di vista teorico, la resilienza è emersa come un parametro sempre più rilevante per la gestione delle reti elettriche in scenari climatici estremi. Mentre la teoria dell'affidabilità si basa su modelli probabilistici che descrivono la frequenza e la durata dei guasti in condizioni operative normali, l'approccio resiliente considera eventi di tipo High-Impact, Low-Probability (HILP), come le ondate di calore, che si verificano raramente ma con effetti potenzialmente devastanti sulla rete.

### *Effetto delle ondate di calore e degli sbalzi termici sui guasti*

Uno degli aspetti principali emersi dallo studio riguarda la relazione tra le temperature estreme e l'incidenza dei guasti. L'analisi dei dati ha evidenziato che non solo i giorni con temperature massime elevate registrano un incremento dei guasti,

ma anche i giorni successivi, a causa dell'accumulo di stress termico sui materiali.

Un ulteriore fattore critico riguarda gli sbalzi di temperatura, ovvero rapide variazioni termiche che si verificano nel giro di poche ore o giorni. Questi generano stress meccanico sulle infrastrutture, in particolare nei giunti e nei terminali dei cavi, che possono subire microcavità e danneggiamenti progressivi.

### ***Prospettive di miglioramento e strategie di intervento***

Alla luce di queste evidenze, risulta evidente la necessità di ripensare le strategie di gestione della rete di distribuzione elettrica. Alcune delle soluzioni più efficaci potrebbero includere:

- Monitoraggio avanzato e analisi predittiva: l'integrazione di dati meteorologici in tempo reale con modelli predittivi basati su *machine learning* potrebbe migliorare la capacità di previsione dei guasti.
- Utilizzo di materiali più resistenti alle alte temperature: l'adozione di nuovi materiali con migliori proprietà termomeccaniche per cavi e giunti potrebbe ridurre il rischio di danni dovuti a stress termici ripetuti.
- Miglioramento della flessibilità della rete: l'implementazione di sistemi di automazione avanzata e microreti potrebbe consentire una gestione più dinamica del carico elettrico.
- Manutenzione preventiva basata su dati climatici: sviluppare un piano di manutenzione adattativo, che tenga conto delle condizioni climatiche e degli stress accumulati sui componenti della rete.

### ***Considerazioni finali***

Questa ricerca ha evidenziato l'importanza di adottare un approccio più proattivo e resiliente nella gestione della rete elettrica, soprattutto in considerazione del fatto che le ondate di calore sono destinate ad aumentare in frequenza e intensità nei prossimi decenni a causa dei cambiamenti climatici.

I risultati ottenuti in questa tesi aprono la strada a numerose ricerche future. In particolare, potrebbe essere utile estendere l'analisi ad altre aree geografiche per confrontare le dinamiche dei guasti in diverse condizioni climatiche e verificare se le stesse tendenze siano osservabili in contesti differenti.

In conclusione, la resilienza della rete di distribuzione elettrica deve diventare un elemento centrale della pianificazione e gestione del sistema elettrico. Solo attraverso un approccio innovativo e multidisciplinare sarà possibile garantire una distribuzione dell'energia efficiente e affidabile anche in presenza di condizioni climatiche sempre più estreme.

# Bibliografia

- [1] *Appunti del corso: Distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica*, prof. G.Chicco, prof. A.Mazza (cit. alle pp. 2, 13, 19, 23).
- [2] *Appunti del corso: Fondamenti di impianti elettrici*, prof.ssa A.Russo (cit. alle pp. 2, 4, 5).
- [3] *Appunti del corso: Sistemi elettrici di potenza*, prof. E.Carpaneto (cit. a p. 4).
- [4] URL: [https://archivi.polodel900.it/entita/AEM%20\(Azienda%20energetica%20metropolitana\)%20di%20Torino](https://archivi.polodel900.it/entita/AEM%20(Azienda%20energetica%20metropolitana)%20di%20Torino) (cit. a p. 7).
- [5] F.Gaudio. *1907-2007 Un secolo di energia; dall'Azienda Elettrica Municipale ad Iride*. Iride, 2007 (cit. a p. 9).
- [6] URL: <https://www.gruppoiren.it/it/chi-siamo/la-nostra-storia.html> (cit. a p. 9).
- [7] URL: <https://irenstoria.it/home> (cit. a p. 9).
- [8] URL: <https://www.ireti.it/chi-siamo/la-nostra-storia.html> (cit. a p. 9).
- [9] URL: <https://www.ireti.it/servizi/distribuzione-energia-elettrica/sviluppo-reti.html> (cit. a p. 10).
- [10] IRETI. *Piano di sviluppo distribuzione energia elettrica 2023-2027* (cit. a p. 10).
- [11] A.A. Chowdhury e D.O. Koval. «Power Distribution System Reliability- Practical methods and applications». In: *IEE Press* (2009) (cit. a p. 16).
- [12] A.M.Stankovic et al. *Methods for Analysis and Quantification of Power System Resilience*. 2023 (cit. a p. 19).
- [13] ARPA Piemonte. *Valutazione della mortalità estiva in relazione alle ondate di calore nei capoluoghi di provincia del Piemonte Estate 2023* (cit. a p. 20).
- [14] K.Tolika. *Assessing Heat Waves over Greece Using the Excess Heat Factor*. 2009 (cit. a p. 20).

- 
- [15] A.Mazza et al. *Evaluation of the Impact of Heat-Wave on Distribution System Resilience*. 2021 (cit. alle pp. 20, 94).
- [16] IPCC. *Climate change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report on Climate Change* (cit. a p. 21).
- [17] M.Borghese. «Guasti e nuovi consumi è già tempo di blackout. La rete elettrica alla sfida dell'estate». In: *la Repubblica Torino* (2024) (cit. a p. 21).
- [18] COM CAVI. *Prodotti a specifica ENEL per linee elettriche* (cit. a p. 22).
- [19] S. de Clippelaar et al. «Wave-Velocity Based Real-Time Thermal Monitoring of Medium-Voltage Underground Power Cables». In: *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY* (2024) (cit. alle pp. 22, 23).
- [20] S. D. Montana Salas e A. Michiorri. «Long-Term Dynamic Thermal Ratings of Underground Cables Integrating Soil Dynamics and Climate Projections». In: *HAL open science* (2024) (cit. a p. 22).
- [21] M.Pompili, L.Calcara e S.Sangiovanni. «MV Underground Power Cable Joints Premature Failures». In: *IEEE Xplore* (2020) (cit. alle pp. 23, 24).
- [22] M.O.Alhusin et al. «Weather and Seasonal Effects on Medium Voltage Underground Cable Joint Failures». In: *IEEE Xplore* (2022) (cit. a p. 23).
- [23] URL: <https://danielemeteo.altervista.org/> (cit. alle pp. 25, 43).
- [24] URL: [https://it.wikipedia.org/wiki/Gestione\\_della\\_pandemia\\_di\\_COVID-19\\_in\\_Italia](https://it.wikipedia.org/wiki/Gestione_della_pandemia_di_COVID-19_in_Italia) (cit. a p. 36).
- [25] URL: [https://www.arpa.piemonte.it/rischi\\_naturali/snippets\\_arpa/temperatura\\_apparente/](https://www.arpa.piemonte.it/rischi_naturali/snippets_arpa/temperatura_apparente/) (cit. a p. 45).
- [26] P.Corazzon e E.Giuliacci. *La meteorologia per tutti*. 2008 (cit. a p. 48).
- [27] URL: <https://wisesociety.it/ambiente-e-scienza> (cit. a p. 83).
- [28] URL: <https://www.unina.it/-/1321434-in-italia-come-ai-tropici> (cit. a p. 83).
- [29] D.Petrizzelli. «Nubifragio nel Torinese: diversi allagamenti e interventi, temperatura scesa di 10 gradi». In: *TorinoToday* (2021) (cit. a p. 89).
- [30] ARPA Piemonte. URL: <https://www.arpa.piemonte.it/notizia/rapporto-sulla-siccita-piemonte-nel-2022> (cit. a p. 91).
- [31] C.Carrozzo. «Analisi tecnico-economica dell'impatto delle ondate di calore sulla resilienza del sistema di distribuzione urbano». Tesi di laurea mag. Politecnico di Torino, 2021 (cit. a p. 94).
- [32] A.Mazza et al. *Investigation on the Impact of Heat Waves on Distribution System Failures*. 2024 (cit. a p. 101).