

POLITECNICO DI TORINO

Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica



**Politecnico
di Torino**

Tesi di Laurea Magistrale

Studio di fattibilità tecnica ed
energetica per l'inserimento di sistemi
di continuità presso una palazzina
storica ad elevato consumo energetico

Relatori

Prof. Enrico Pons

Ing. Jacopo Toniolo

Candidato

Alessandro Petitti

Novembre 2025

Abstract

Negli ultimi anni, la crescente elettrificazione dei consumi e la diffusione capillare di apparecchiature elettroniche sensibili hanno reso la qualità e la continuità dell'alimentazione elettrica requisiti imprescindibili per la sicurezza, l'efficienza e l'affidabilità degli edifici complessi. Parallelamente, la rete di distribuzione italiana, in particolare nei centri urbani ad alta densità, mostra segni di progressiva saturazione, con interruzioni e cali di tensione sempre più frequenti, specialmente nei periodi estivi di massimo carico. In tale contesto, diventa fondamentale individuare strategie efficaci per la protezione delle utenze critiche e il mantenimento della continuità operativa anche in presenza di disturbi o blackout della rete pubblica.

Il presente lavoro, dopo un'analisi preliminare sulle criticità del sistema elettrico nazionale e sui fenomeni di saturazione della rete, approfondisce le principali soluzioni tecniche per la continuità di alimentazione, valutandone principi di funzionamento, vantaggi, limiti e condizioni di applicabilità in contesti reali. In particolare, vengono esaminati i gruppi di continuità statici, i filtri attivi di potenza e i gruppi elettrogeni, tecnologie complementari tra loro per garantire stabilità, qualità e continuità dell'alimentazione elettrica.

Segue lo sviluppo di uno studio di fattibilità tecnico-economica relativo all'installazione di sistemi di continuità a protezione dei Centri di Elaborazione Dati e delle pompe di calore di un edificio direzionale a uso terziario, soggetto a frequenti disservizi della rete pubblica. L'analisi, svolta in collaborazione con EB Facility S.r.l., integra aspetti impiantistici, normativi e gestionali, con particolare attenzione alla selettività delle protezioni e all'efficienza energetica complessiva. Infine, viene valutato l'impatto dell'intervento sulla certificazione ambientale GBC Historic Building, evidenziando come il miglioramento dell'affidabilità e della resilienza del sistema elettrico contribuisca agli obiettivi di sostenibilità e continuità operativa propri delle strategie di *green building*.

*A chi ha aiutato a costruire e ricostruire la mia vita.
Cascasse il mondo, so che non scapperete davanti a qualche maceria.
Seriamente però, basta crolli. Grazie.*

Indice

Elenco delle figure	IV
Elenco delle tabelle	VI
Introduzione	1
1 Criticità della rete elettrica e necessità della continuità di servizio	3
1.1 Panoramica sintetica del sistema elettrico	3
1.2 Power Quality come parametro fondamentale	5
1.3 Saturazione e colli di bottiglia della rete	8
1.4 Impatto dell'elettrificazione dei consumi e delle fonti rinnovabili sulla Power Quality	11
1.5 Strategie per mitigare le criticità	13
2 Sistemi di continuità	16
2.1 Gruppi statici di continuità	16
2.2 Gruppi elettrogeni	19
2.3 Sistemi di accumulo elettromeccanico	21
2.4 Sistemi di accumulo elettrochimico	23
2.5 Confronto tecnico tra le soluzioni di continuità	23
3 Analisi del caso studio e valutazione di fattibilità tecnico-economica	25
3.1 Presentazione del caso studio	25
3.1.1 Centri Elaborazione Dati	26
3.1.2 Pompe di calore	34
3.2 Analisi delle opzioni progettuali	35
3.2.1 Soluzione di continuità per i singoli CED	36
3.2.2 Soluzione di continuità unificata per i CED	37
3.2.3 Soluzione di continuità per le pompe di calore	38
3.2.4 Soluzione consigliata	43

3.3	Opzione progettuale scelta	44
3.3.1	UPS a protezione dei CED PT, P1 e P2	44
3.3.2	UPS a protezione della Control Room	61
3.3.3	UPS a protezione del CED P3	62
3.4	Analisi economica dell'intervento	64
3.4.1	Costo dell'intervento	65
3.4.2	Costo di fermo	68
3.4.3	Tempo di ritorno dell'investimento	70
4	Impatto dell'intervento sui crediti di certificazione ambientale	71
4.1	Certificazioni ambientali: LEED e GBC Historic Building	71
4.2	Stato di certificazione ambientale del caso studio	72
4.3	Analisi dell'impatto dell'intervento	73
5	Conclusioni	76
	Bibliografia	78
	Allegati	84

Elenco delle figure

1.1	Mappa delle zone geografiche individuate per la rete elettrica italiana [39].	4
1.2	Evoluzione del modello concettuale della rete elettrica: dal modello unidirezionale al modello interattivo [36].	5
1.3	Richieste di connessione rinnovabile [GW] in alta ed altissima tensione suddivise per fonte e per regione [68]. In arancione: solare. In verde salvia: Eolico on-shore. In verde petrolio: Eolico off-shore. In azzurro: Idroelettrico.	10
1.4	Confronto negli anni tra i dati della MPE [GWh] per area geografica con annesse motivazioni che hanno determinato le limitazioni [35].	13
2.1	Immagine rappresentativa delle varie taglie di un gruppo statico di continuità [62].	17
2.2	Schemi concettuali delle tipologie principali di UPS [55].	18
2.3	Immagine rappresentativa di un gruppo elettrogeno senza involucro esterno.	19
2.4	Immagine rappresentativa di un volano a levitazione magnetica.	21
2.5	Vista dell'impianto di accumulo realizzato a Changzhi. Crediti: Schenzen Energy Group.	22
2.6	Schema rappresentativo di un accumulo elettrochimico [43].	23
3.1	Dati di targa dell'UPS presente a supporto dei singoli CED.	27
3.2	Planimetrie dei piani fuori terra della palazzina. In rosso: sottoquadri di distribuzione. In viola: armadi di trasmissione dati con arrivo in fibra ottica dall'esterno. In blu: armadi di trasmissione dati di piano, collegati al centro stella tramite fibra ottica.	29
3.3	Schema a blocchi dell'impianto di distribuzione.	30
3.4	Schema unifilare semplificato e rappresentativo dei collegamenti attuali tra UPS e utenze critiche.	32
3.5	Dettaglio del sottoquadro del primo piano. In rosso: interruttori a protezione del rack dati e delle due linee UPS.	33
3.6	Confronto degli interruttori magnetotermici differenziali presenti sul sottoquadro del primo piano.	33
3.7	Dati di targa di una delle due unità TRANE RTSF.	35

3.8	Schema della soluzione con gruppo di continuità unico per le sale server del piano terra, primo e secondo.	37
3.9	Schema unifilare del quadro di distribuzione B.	48
3.10	Quadro di distribuzione B. In rosso: sezione individuata per la possibile linea privilegiata.	52
3.11	Configurazioni di installazione dell'UPS individuate. In rosso: collegamenti diretti dell'UPS. In blu: diramazioni provenienti dal quadro a valle dell'UPS.	54
3.12	Schema unifilare del collegamento tra il quadro di distribuzione B e l'UPS (prima parte).	58
3.13	Schema unifilare del collegamento tra il quadro di distribuzione B e l'UPS (seconda parte).	59
3.14	Schema unifilare del quadro di linea sicura a valle dell'UPS, con le utenze servite.	60
4.1	Crediti LEED acquisiti dalla palazzina alla data della certificazione (2021).	73
4.2	Andamento dei consumi giornalieri (in kWh) dello stabile nel 2023.	74

Elenco delle tabelle

3.1	Specifiche dell'UPS Riello Sentinel Dual SDU 5000 PDIST.	27
3.2	Dati elettrici dell'unità TRANE RTSF.	39
3.3	Confronto degli ingombri degli UPS Riello e Schneider.	40
3.4	Specifiche dell'armadio per batterie agli ioni di litio per la gamma di UPS Schneider Galaxy V.	41
3.5	Specifiche dell'UPS Riello Sentryum S3M XTD 15.	44
3.6	Assorbimenti massimi da schemi unifilari del quadro di distribuzione B. . .	46
3.7	Lunghezze dei cavi per le diverse configurazioni impiantistiche.	56
3.8	Dati e risultati ottenuti dal calcolo delle sezioni dei cavi.	57
3.9	Specifiche dell'UPS Riello Sentryum S3M ACT 10.	61
3.10	Specifiche dell'UPS GSC SAT-KT 6000.	63
3.11	Materiale necessario per l'installazione dell'UPS a servizio dei CED dei piani terra, primo e secondo.	66
3.12	Materiale necessario per l'installazione dell'UPS a servizio del CED della Control Room.	67
3.13	Materiale necessario per l'installazione dell'UPS a servizio del CED al terzo piano.	67
3.14	Numero di dipendenti suddivisi per categoria al 31/12/2024.	68
3.15	Salario minimo, RAL e costo aziendale annuo e orario per categoria con- trattuale (dati al 31/12/2024).	69
4.1	Confronto tra modelli UPS e potenza assorbita a pieno carico.	74

Introduzione

Negli ultimi anni il sistema elettrico sta attraversando una profonda trasformazione, guidata dalla transizione energetica e dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili. L'elettrificazione dei consumi, l'aumento della domanda di potenza e la progressiva digitalizzazione dei servizi hanno reso la rete sempre più complessa e interconnessa, introducendo al contempo nuove criticità legate alla sicurezza di esercizio e alla qualità dell'alimentazione. La presenza di generatori distribuiti e di carichi elettronici sensibili, unita alla riduzione dell'inerzia complessiva del sistema, ha infatti accentuato la vulnerabilità della rete nei confronti di fluttuazioni di tensione, disturbi armonici e interruzioni improvvise dell'alimentazione. In tale contesto, la continuità di servizio rappresenta un requisito imprescindibile per garantire l'affidabilità delle infrastrutture e la tutela delle utenze critiche.

Negli edifici complessi e ad elevata intensità tecnologica, anche brevi interruzioni della fornitura elettrica possono compromettere la sicurezza dei dati, la funzionalità degli impianti o la produttività delle attività operative. Per questo motivo, la progettazione di sistemi di continuità assume un ruolo centrale all'interno delle strategie di gestione energetica e di sicurezza degli impianti. Tali tecnologie consentono di assicurare la fornitura di energia durante le interruzioni della rete o di compensare temporaneamente le perturbazioni di tensione e frequenza, migliorando la qualità dell'alimentazione e la resilienza complessiva del sistema.

La finalità di questo documento è analizzare approfonditamente la continuità elettrica all'interno di uno stabile reale, con particolare attenzione alla protezione delle utenze critiche attraverso l'integrazione di tecnologie di backup. Lo studio comprende la valutazione tecnico-impiantistica e la fattibilità economica delle soluzioni individuate, nonché l'analisi delle loro ricadute in termini di efficienza, sicurezza e sostenibilità ambientale. Un altro aspetto centrale riguarda le implicazioni dell'intervento sulla certificazione di sostenibilità dell'edificio, con riferimento ai principali protocolli ambientali internazionali.

Il presente elaborato espone le motivazioni e gli obiettivi del lavoro di tesi, delineando il percorso logico seguito nello sviluppo dell'analisi. La trattazione si articola in cinque capitoli principali, ciascuno dedicato a un aspetto specifico del tema affrontato.

Il *Capitolo 1* presenta il quadro generale del sistema elettrico nazionale, analizzandone la struttura e le principali criticità derivanti dalla transizione energetica in corso. Particolare attenzione è rivolta alla crescente esigenza di garantire elevati livelli di qualità e continuità dell'alimentazione, in un contesto caratterizzato dalla diffusione capillare delle fonti rinnovabili e da una domanda elettrica in costante aumento.

Il *Capitolo 2* approfondisce le tecnologie per la continuità elettrica, descrivendone i principi di funzionamento, i campi di applicazione e i criteri di selezione in relazione alle diverse

esigenze impiantistiche e operative.

Il *Capitolo 3* è dedicato all'analisi del caso studio, comprendente la valutazione tecnica, economica e ambientale delle soluzioni proposte per garantire la continuità di alimentazione delle utenze critiche. La trattazione include anche l'analisi dell'impatto delle scelte progettuali sulla sostenibilità complessiva dell'edificio.

Il *Capitolo 4* include l'impatto delle soluzioni impiantistiche individuate sui criteri di valutazione della certificazione GBC Historic Building, evidenziando le sinergie tra efficienza energetica, resilienza e sostenibilità ambientale.

Infine, il *Capitolo 5* raccoglie le conclusioni del lavoro, riassumendo i risultati ottenuti, le principali evidenze progettuali e le prospettive di sviluppo futuro nel campo della continuità elettrica e della gestione energetica degli edifici complessi.

1 Criticità della rete elettrica e necessità della continuità di servizio

1.1 Panoramica sintetica del sistema elettrico

La rete elettrica nazionale italiana è organizzata su una struttura gerarchica a più livelli di tensione. La trasmissione dell'energia avviene prevalentemente in alta e altissima tensione (220 kV e 400 kV), costituendo la dorsale primaria del sistema, che collega le principali centrali di produzione e garantisce i flussi energetici tra Nord e Sud del Paese. A valle della rete di trasmissione si trovano le reti di distribuzione in media e bassa tensione, gestite da numerosi operatori locali, responsabili della consegna dell'energia ai clienti finali. Il gestore della Rete di Trasmissione Nazionale è Terna S.p.A., cui compete la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza complessiva del sistema, nonché il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta e consumata sul territorio nazionale. Accanto a Terna operano il Gestore dei Servizi Energetici, che promuove lo sviluppo e l'integrazione delle fonti rinnovabili, e l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), che definisce i criteri tariffari e le regole normative per il corretto funzionamento del mercato e la tutela dei consumatori.

Il mercato elettrico nazionale è suddiviso in sette zone geografiche, individuate da Terna e approvate da ARERA: Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna, come mostrato in Figura 1.1. Queste zone sono interconnesse attraverso linee di trasmissione ad alta e altissima tensione, sia in corrente alternata (AC, *Alternating Current*) sia in corrente continua (DC, *Direct Current*, come nel caso del collegamento ad alta tensione con la Sardegna) che consentono lo scambio di energia tra aree interne al Paese e con i sistemi elettrici esteri. Il mercato dell'energia elettrica, gestito dal Gestore dei Mercati Energetici, opera secondo un modello interzonale in cui le differenze di prezzo riflettono le congestioni e i limiti di trasferimento della rete. Questo meccanismo consente di bilanciare domanda e offerta nelle diverse zone, ma allo stesso tempo mette in evidenza le criticità strutturali del sistema, in particolare nella trasmissione dell'energia dalle aree a forte produzione (come il Sud e le isole) verso quelle a maggiore consumo, tipicamente localizzate nel Nord del Paese. L'Italia è inoltre interconnessa con i mercati elettrici dei Paesi confinanti, all'interno del sistema europeo *ENTSO-E*, contribuendo al bilanciamento e alla sicurezza del sistema elettrico continentale [47].

L'articolazione del mercato elettrico e la crescente interconnessione tra aree e operatori rendono evidente la complessità gestionale del sistema nazionale. A questa complessità si somma l'evoluzione tecnologica in atto, che sta modificando in modo sostanziale il paradigma di funzionamento della rete. La progressiva elettrificazione dei consumi, unita



Figura 1.1: Mappa delle zone geografiche individuate per la rete elettrica italiana [39].

all'aumento della potenza installata e alla diffusione di apparecchiature elettroniche sensibili, impone infatti nuove sfide alla gestione del sistema elettrico. Nonostante i progressi degli ultimi decenni, una parte consistente dell'infrastruttura continua a operare secondo un modello *classico*, in cui l'energia fluisce in modo unidirezionale: dalla produzione centralizzata, attraverso la rete di trasmissione e distribuzione, fino ai consumatori finali, tradizionalmente considerati come carichi passivi.

Negli ultimi anni, tuttavia, la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili distribuite, come impianti fotovoltaici e microeolici installati su edifici residenziali o commerciali, ha profondamente modificato questo paradigma. È emersa una nuova categoria di utenti, i *prosumers* (fusione dei termini *producer* e *consumer*), che non si limitano a prelevare energia, ma la producono e la immettono in rete in caso di surplus. Questa evoluzione ha dato origine a un modello *moderno* e interattivo, caratterizzato da flussi di potenza bidirezionali e da una maggiore complessità operativa. La qualità e la stabilità dell'energia non dipendono più soltanto dal gestore della rete, ma anche dal comportamento complessivo dei nodi del sistema: produttori, utenti finali, sistemi di accumulo e dispositivi di conversione elettronica.

In tale contesto, la rete deve fronteggiare nuove sfide legate alla gestione dinamica dei flussi, all'incremento della variabilità e alla necessità di coordinare in tempo reale la generazione distribuita. La Figura 1.2 mostra schematicamente il passaggio dal modello

tradizionale, centralizzato e unidirezionale, al modello contemporaneo, interattivo e distribuito, nel quale i confini tra produzione, consumo e accumulo risultano sempre più sfumati.

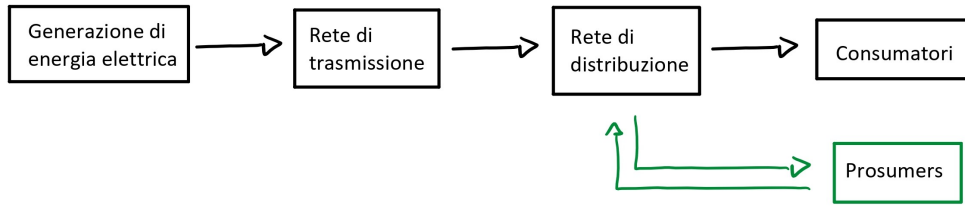


Figura 1.2: Evoluzione del modello concettuale della rete elettrica: dal modello unidirezionale al modello interattivo [36].

Questi cambiamenti di natura strutturale ed evolutiva, seppur necessari per consentire la transizione energetica ed una maggiore sostenibilità del sistema, introducono nuove criticità nella gestione della rete, in particolare per quanto riguarda la qualità del servizio elettrico. L'interazione tra flussi bidirezionali, generazione distribuita, elettronica di potenza e carichi variabili rende infatti più complesso garantire parametri di tensione e frequenza stabili, continuità della fornitura e assenza di disturbi. In questo contesto, il tema della qualità dell'alimentazione assume un ruolo centrale: rappresenta il punto di convergenza tra le sfide tecniche del sistema e le esigenze degli utenti finali, soprattutto in scenari urbani ad alta densità e in presenza di dispositivi elettronici sensibili.

1.2 Power Quality come parametro fondamentale

In un sistema elettrico moderno non è più sufficiente garantire la mera continuità del servizio: è necessario che la tensione fornita agli utenti presenti caratteristiche di ampiezza, frequenza e forma d'onda conformi agli standard internazionali. Un'adeguata *Power Quality* (PQ) è infatti cruciale per la protezione delle apparecchiature, l'efficienza dei processi industriali e la stabilità complessiva delle reti. Seppur non esiste una definizione univoca secondo IEC e IEEE, la Power Quality può essere descritta come il grado con cui la tensione di alimentazione rispetta i requisiti di ampiezza, frequenza e forma d'onda entro le tolleranze definite dalle norme di riferimento come la CEI EN IEC 61000 [18]. È opportuno distinguere la PQ dall'affidabilità del servizio: quest'ultima si riferisce alla continuità dell'alimentazione (assenza di interruzioni), mentre la PQ riguarda la qualità dell'energia fornita durante l'erogazione [37, 38]. In altri termini, una rete elettrica ideale dovrebbe essere in grado di fornire energia con tensione sinusoidale pura, frequenza stabile e impedenza sorgente trascurabile. La qualità della tensione (*Voltage Quality*) e quella della corrente (*Current Quality*) descrivono il grado di scostamento delle rispettive forme d'onda rispetto a quelle ideali: nel caso della tensione, ampiezza e frequenza costanti; nel caso della corrente, perfetta sincronia di fase con la tensione. Una qualità dell'alimentazione insufficiente può generare conseguenze sia per l'utente sia per il gestore della rete. Dal lato utente, si possono verificare malfunzionamenti, perdite di dati e una riduzione della vita utile delle apparecchiature elettroniche. Dal lato gestore, invece, la scarsa qualità dell'energia può tradursi in penali economiche, maggiori costi di manutenzione e un deterioramento dell'immagine e dell'affidabilità del servizio.

I disturbi che influenzano la Power Quality si possono distinguere in due categorie principali: i *fenomeni stazionari*, che variano lentamente nel tempo e comprendono armoniche, flicker, squilibri di tensione e sovratensioni o sottotensioni prolungate, e i *disturbi transitori*, di durata molto breve ma potenzialmente più dannosi, come buchi e innalzamenti di tensione, interruzioni temporanee e sovratensioni impulsive. La diffusione di apparecchiature elettroniche basate su inverter, caricabatterie, pompe di calore e infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici ha reso tali fenomeni sempre più frequenti. Questi dispositivi, pur migliorando l'efficienza energetica, introducono distorsioni di corrente e fluttuazioni di tensione, con impatti significativi soprattutto nelle reti urbane caratterizzate da infrastrutture datate o scarsamente magliate.

Per quantificare la qualità dell'alimentazione vengono utilizzati diversi parametri, che descrivono deviazioni dalla condizione ideale di funzionamento.

THD, Total Harmonic Distortion. È l'indice principale per la valutazione della distorsione armonica. Esprime il grado di deformazione della forma d'onda rispetto alla componente fondamentale:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n V_i^2}}{V_1}; \quad THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n I_i^2}}{I_1}$$

Può essere calcolato su tensione o corrente: nel primo caso quantifica la distorsione di rete; nel secondo caratterizza i carichi non lineari.

PF, Power Factor. Il fattore di potenza misura l'efficienza con cui un sistema elettrico utilizza la potenza apparente S :

$$S^2 = P^2 + Q^2 = V_{\text{rms}} \cdot I_{\text{rms}}; \quad PF = \frac{P}{S}$$

Un valore di PF prossimo a 1 indica un utilizzo ottimale dell'energia, mentre valori inferiori a 0,9 segnalano la necessità di rifasamento tramite condensatori o filtri attivi (gli APF, *Active Power Filter*, sono dispositivi controllati elettronicamente che iniettano una corrente con forma d'onda opposta a quelle delle armoniche indesiderate).

Flicker. Indica le variazioni rapide e cicliche della tensione che possono causare sfarfallio visivo negli impianti di illuminazione. Gli indici di riferimento sono il *short-term flicker severity* (P_{st} , su 10 min) e il *long-term flicker severity* (P_{lt} , su 2 h), con limiti rispettivamente pari a $P_{st} \leq 1$ e $P_{lt} \leq 0,8$.

Sags e Swells. I *sags* (buchi di tensione) sono riduzioni temporanee dell'ampiezza della tensione (10–90% del valore nominale), mentre gli *swells* rappresentano aumenti temporanei (110–180%). Durano tipicamente da mezzo ciclo a un minuto e possono causare spegnimenti improvvisi o reset di apparecchiature sensibili.

Interruzioni del servizio. Le interruzioni dell'alimentazione vengono generalmente classificate in tre categorie: brevi, se di durata inferiore a un minuto; lunghe, se superiori a un minuto; e permanenti, quando il ripristino dell'erogazione richiede un intervento

manuale o prolungato. La continuità del servizio viene valutata attraverso specifici indici statistici, tra i quali i più diffusi sono:

- SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), che rappresenta la durata media complessiva delle interruzioni per utente in un anno, espressa in minuti o ore;
- SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), che misura il numero medio di interruzioni per utente nell'anno;
- MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*), utilizzato per quantificare la frequenza delle interruzioni momentanee, tipicamente di durata non superiore a cinque minuti;
- CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*), calcolato come rapporto tra SAIDI e SAIFI, indica la durata media di ciascuna interruzione.

Questi indici consentono di valutare in modo oggettivo la qualità della fornitura e l'efficacia delle misure di manutenzione o di potenziamento della rete, fornendo un riferimento essenziale per il monitoraggio continuo del servizio elettrico e per la definizione degli standard di prestazione richiesti ai gestori di rete.

Il quadro normativo relativo alla Power Quality è incentrato su un insieme di standard tecnici e regolazioni di sistema, emanati a livello nazionale e internazionale per garantire uniformità nei criteri di progettazione, misura e controllo della qualità dell'alimentazione. In ambito europeo la norma di riferimento è rappresentata dalla CEI EN 50160, che definisce le caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione in media e bassa tensione [12]. In essa vengono stabiliti i valori nominali e le tolleranze ammissibili per parametri quali deviazione di tensione e frequenza, distorsione armonica, flicker, squilibrio tra le fasi e presenza di disturbi transitori, fornendo una base comune per la valutazione delle prestazioni delle reti elettriche.

A livello internazionale, la serie di standard CEI EN IEC 61000 disciplina la compatibilità elettromagnetica dei sistemi elettrici ed elettronici, specificando metodi di prova, criteri di immunità e limiti di emissione per garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature in presenza di disturbi [18]. In contesti industriali e infrastrutturali caratterizzati da carichi sensibili o non lineari, trova ampio impiego anche la norma americana IEEE 519-2014, che fissa i limiti massimi per le armoniche di tensione e corrente nei punti di connessione alla rete, costituendo un riferimento complementare per il contenimento delle distorsioni e il dimensionamento dei sistemi di rifasamento o filtraggio [27].

L'evoluzione del sistema elettrico italiano è stata profondamente influenzata dal quadro normativo europeo e nazionale, orientato a garantire non solo l'affidabilità ma anche la qualità e la continuità del servizio. Le direttive dell'Unione Europea, tra cui la Direttiva 2009/72/CE e il pacchetto legislativo *Clean Energy for all Europeans*, hanno introdotto principi di liberalizzazione del mercato, promuovendo l'integrazione delle fonti rinnovabili, la gestione attiva della domanda e lo sviluppo delle reti intelligenti [23, 34].

In Italia, ARERA riveste un ruolo centrale nella definizione degli standard di qualità e nella supervisione del servizio elettrico. Attraverso i *Testi Integrati sulla Qualità*, ARERA stabilisce i livelli minimi di continuità e qualità del servizio, introducendo un sistema di indicatori statistici (tra cui SAIDI e SAIFI) per la misurazione della frequenza e della durata delle interruzioni. Il rispetto di tali indicatori è soggetto a un meccanismo di premi e

penalità economiche, volto a incentivare i gestori di rete a migliorare le proprie prestazioni attraverso investimenti in tecnologie di automazione, monitoraggio e compensazione. In questo modo, la regolazione non interviene sui parametri tecnici della Power Quality in senso stretto, ma orienta il sistema verso un miglioramento continuo della qualità percepita dagli utenti finali.

Sul piano tecnico, le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 regolano le modalità di connessione e di esercizio degli impianti di produzione e utenza, rispettivamente in media e bassa tensione, definendo i requisiti di sicurezza, selettività e compatibilità elettromagnetica tra gli impianti e la rete elettrica nazionale [5, 6]. Queste norme operano in stretta sinergia con la CEI EN 50160, che stabilisce i criteri per la qualità della tensione fornita agli utenti finali, e con la CEI EN IEC 62040-3, dedicata alla classificazione e alle prestazioni dei sistemi statici di continuità [20]. Nel loro insieme, tali norme garantiscono coerenza tra le caratteristiche della rete, i criteri di esercizio e le prestazioni dei dispositivi di protezione, garantendo che la qualità dell'alimentazione sia mantenuta entro livelli compatibili con la sicurezza e l'efficienza del sistema elettrico nazionale.

L'equilibrio tra i parametri di qualità dell'alimentazione e la stabilità operativa della rete è strettamente connesso al grado di saturazione delle infrastrutture elettriche. Una rete congestionata, soggetta a flussi di potenza elevati o non pianificati, tende infatti a presentare un degrado progressivo della Power Quality, manifestato attraverso cadute di tensione, variazioni frequenti dei livelli di servizio e un incremento dei disturbi armonici e transitori. La saturazione può derivare da un eccesso di carico lato domanda, tipico dei processi di elettrificazione, oppure da una penetrazione massiccia e non coordinata di generazione distribuita da fonti rinnovabili. In entrambi i casi, la rete si trova a operare vicino o oltre i propri limiti progettuali, con effetti negativi sia sull'efficienza complessiva del sistema che sulla qualità della fornitura percepita dagli utenti. Analizzare le dinamiche di congestione e saturazione diventa dunque essenziale per comprendere le origini strutturali delle criticità di PQ e per delineare strategie tecniche e regolatorie di mitigazione.

1.3 Saturazione e colli di bottiglia della rete

La rete di trasmissione nazionale, pur costituendo un'infrastruttura strategica per l'integrazione del mercato elettrico europeo, presenta oggi evidenti limiti di capacità dovuti alla crescita dei flussi energetici, alla diffusione delle fonti rinnovabili e all'aumento della domanda elettrica. Negli ultimi anni, la produzione da fonti rinnovabili si è concentrata prevalentemente nel Centro-Sud e nelle isole, mentre la domanda di energia si è progressivamente spostata verso le aree metropolitane e industriali del Nord. Questa asimmetria territoriale ha accentuato il fenomeno della congestione di rete, ossia l'impossibilità di trasferire integralmente l'energia prodotta dalle zone a surplus verso quelle a maggiore consumo, a causa dei limiti fisici delle linee di trasmissione e delle stazioni di trasformazione. Le congestioni possono manifestarsi sia sulla rete di trasmissione (alta tensione) sia su quella di distribuzione (media e bassa tensione), generando situazioni di saturazione effettiva o di saturazione virtuale. Nel primo caso, le linee o i trasformatori raggiungono i limiti di capacità nominale, imponendo riduzioni della potenza immessa o prelevata; nel secondo, la saturazione non è legata a un vincolo fisico immediato ma alla necessità di preservare la stabilità del sistema, mantenendo margini di sicurezza termici e di tensione. In entrambi i casi, le conseguenze operative includono ritardi negli allacciamenti di nuovi

impianti, limitazioni temporanee all'immissione di energia da fonti rinnovabili e riduzione della flessibilità complessiva della rete.

Il fenomeno è particolarmente marcato lungo l'asse di trasmissione Nord-Sud, che costituisce la dorsale principale per il trasferimento dell'energia prodotta nel Mezzogiorno (spesso da impianti fotovoltaici ed eolici) verso le aree di consumo settentrionali. Le linee a 400 kV operano frequentemente prossime ai limiti di capacità, soprattutto durante le ore centrali della giornata estiva, quando la produzione rinnovabile è massima e i consumi industriali restano elevati. A livello locale, invece, la rete di distribuzione soffre di vincoli legati alla scarsa magliatura, all'obsolescenza delle infrastrutture e alla presenza di trasformatori non dimensionati per gestire carichi variabili e intermittenti. La gestione delle congestioni avviene tramite i meccanismi di dispacciamento del Gestore dei Mercati Energetici e le azioni correttive di Terna, che includono la riduzione forzata della produzione rinnovabile (*curtailment*) o la riallocazione dei flussi tramite l'attivazione di risorse flessibili. Tali interventi, tuttavia, hanno carattere emergenziale e non strutturale: la soluzione richiede investimenti in potenziamenti di rete, installazione di sistemi di accumulo e adozione di strategie di gestione della domanda (*demand response*) per ridurre la pressione nei momenti di picco [39].

Parallelamente ai limiti infrastrutturali della trasmissione, la rete elettrica nazionale deve affrontare sfide sempre più complesse dovute alla transizione energetica e alla crescente elettrificazione dei consumi. La diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, l'aumento dei carichi elettronici e la concentrazione della domanda nei contesti urbani incidono in modo diretto sulla qualità e sulla continuità dell'alimentazione. La variabilità delle fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico, introduce oscillazioni di potenza e frequenza che richiedono un costante bilanciamento da parte del gestore di rete. Se non opportunamente compensate, tali instabilità possono generare squilibri locali di tensione e riduzioni temporanee della qualità dell'alimentazione, specialmente nei periodi di alta produzione e bassa domanda. Un ulteriore elemento di criticità è rappresentato dalla diffusione di carichi non lineari, come inverter, caricabatterie, gruppi di continuità e altre apparecchiature elettroniche. Pur migliorando l'efficienza dei processi, questi dispositivi introducono armoniche e distorsioni di corrente che compromettono la forma d'onda della tensione, con effetti negativi sulle apparecchiature sensibili e sull'intero sistema di distribuzione [40]. Nei contesti metropolitani, e in particolare nella città di Torino, la saturazione assume caratteristiche ancora più marcate. Le infrastrutture di distribuzione, spesso radiali e datate, operano prossime ai limiti di capacità, soprattutto durante i picchi estivi di domanda. La crescente diffusione di pompe di calore, infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici e sistemi digitali contribuisce ad aggravare la situazione, generando sovraccarichi, cadute di tensione e un degrado complessivo della Power Quality. In tali contesti, la presenza di utenze critiche, come ospedali, poli industriali e data center, impone standard di affidabilità e continuità più severi, richiedendo l'adozione di sistemi di protezione e di backup dedicati.

Nel complesso, le problematiche di congestione e saturazione della rete, unite all'aumento dei carichi urbani e alla variabilità della generazione rinnovabile, evidenziano la necessità di una pianificazione integrata che combini interventi infrastrutturali, sistemi di accumulo e soluzioni di gestione intelligente dell'energia, in grado di garantire stabilità e continuità del servizio nel lungo periodo. A livello nazionale, la combinazione di forte penetrazione rinnovabile e distribuzione geografica non uniforme della produzione e della domanda ha portato alla comparsa di congestioni sia interzonali sia locali. Le congestioni interzonali si

verificano quando le linee di trasmissione che collegano due aree di mercato raggiungono la capacità massima di trasferimento, impedendo il flusso completo dell'energia prodotta dalle zone esportatrici, come il Mezzogiorno e le isole, verso le aree di consumo del Nord. Il fenomeno è particolarmente marcato lungo la dorsale Nord-Sud, dove la produzione eolica e fotovoltaica del Sud Italia non può essere sempre trasferita integralmente a causa dei limiti di capacità delle linee a 400 kV [39]. A livello locale, la saturazione delle reti di distribuzione si manifesta in presenza di carichi concentrati o di un'elevata immissione da impianti rinnovabili connessi alla media tensione. Studi di scenario, come il progetto *Sicilia 2030*, hanno mostrato tassi di utilizzo di trasformatori e linee spesso superiori al 70% della capacità nominale, dovuti alla forte penetrazione delle fonti rinnovabili e alla carenza di sistemi di accumulo o rifasamento. Oltre alla saturazione fisica, si riscontra anche la cosiddetta *saturazione virtuale*, legata a vincoli operativi e di sicurezza imposti dal gestore di rete: in questi casi, pur non essendo le linee pienamente sfruttate, l'ammissione di nuovi impianti di generazione viene limitata per garantire la stabilità complessiva del sistema. Secondo i dati pubblicati da Terna sulla piattaforma *Econnexion*, al 30 settembre 2025 risultavano quasi 6.100 richieste di connessione per oltre 340 GW di nuova potenza rinnovabile (in Figura 1.3 sono mostrate le richieste di connessione separate per regione), la cui realizzazione procede a rilento proprio a causa di tali vincoli [68]. Per mitigare il problema, sono stati introdotti meccanismi di prenotazione della capacità di rete e sono in corso di valutazione proposte operative da parte di associazioni di categoria come *Elettricità Futura* [63].

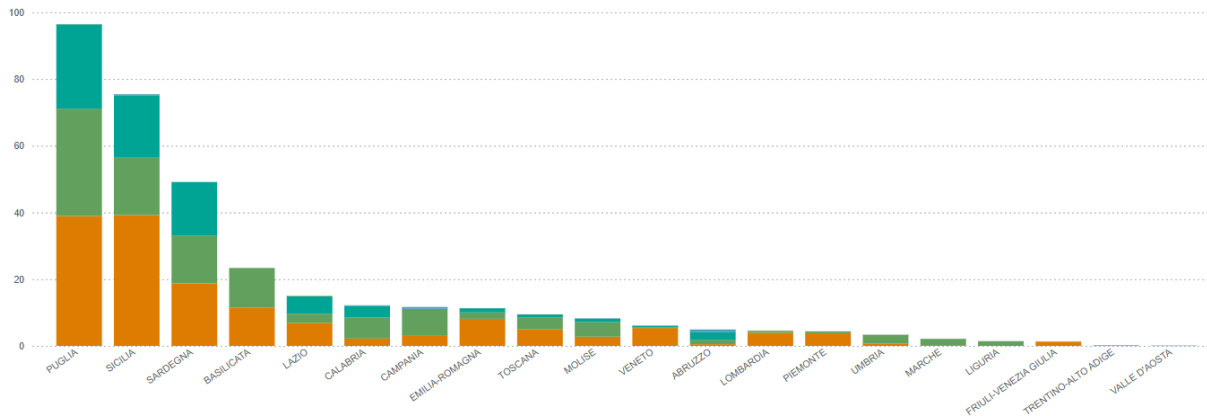


Figura 1.3: Richieste di connessione rinnovabile [GW] in alta ed altissima tensione suddivise per fonte e per regione [68].

In arancione: solare. In verde salvia: Eolico on-shore.

In verde petrolio: Eolico off-shore. In azzurro: Idroelettrico.

Nel contesto urbano torinese, la densità di carico e la compresenza di utenze critiche rendono il tema della *Power Quality* di particolare rilevanza. IRETI, gestore della distribuzione per l'area metropolitana, ha previsto nel proprio *Piano di sviluppo per la distribuzione dell'energia elettrica* una serie di interventi strategici, tra cui la realizzazione di due nuove Cabine Primarie (*CP Michelin* e *CP Bramante*) e il potenziamento della *CP Sud Ovest*, finalizzati a migliorare la qualità e la continuità della fornitura. Sono inoltre previsti interventi di revamping sulla *CP Sud*, volti ad aumentare la capacità di ridistribuzione dei carichi e a ridurre il numero di guasti in media tensione. Queste azioni si inseriscono in un quadro più ampio di modernizzazione della rete urbana, finalizzato ad adeguare le infrastrutture alle nuove esigenze imposte dall'elettificazione dei consumi, dallo sviluppo della mobilità elettrica e dall'integrazione crescente delle rinnovabili [54]. La regolazione

della potenza reattiva assume di conseguenza un ruolo sempre più strategico nel mantenimento della stabilità di tensione. Variazioni rapide e consistenti della potenza reattiva, se non compensate, possono infatti causare fluttuazioni di tensione, incremento delle perdite e penalizzazioni economiche dovute all'abbassamento del fattore di potenza. Per questo motivo, le nuove cabine primarie sono progettate per ospitare sistemi di compensazione automatica e dispositivi di regolazione della tensione in tempo reale, che contribuiscono al miglioramento della stabilità operativa della rete.

Le congestioni e la saturazione influenzano direttamente anche la qualità della fornitura elettrica. Durante i periodi di sovraccarico, variazioni di tensione e frequenza possono generare disturbi significativi alle utenze sensibili. La riduzione forzata della produzione rinnovabile rappresenta una delle principali misure correttive adottate per evitare il collasso di rete nelle ore di sovrapproduzione, ma riduce l'efficienza complessiva del sistema e rallenta il processo di decarbonizzazione. Analogamente, nelle ore di bassa domanda, l'eccessiva generazione distribuita può provocare sovratensioni, rendendo necessario l'intervento di trasformatori a presa variabile o di regolatori di tensione in linea. In questo contesto, il potenziamento infrastrutturale deve essere accompagnato da un maggiore impiego di sistemi di accumulo distribuito, rifasamento dinamico e strategie di gestione intelligente della domanda, in grado di migliorare la stabilità del sistema elettrico e ridurre la pressione sulle reti esistenti. Tuttavia, l'evoluzione verso una rete sempre più elettrificata, digitalizzata e alimentata da fonti rinnovabili introduce anche nuove forme di disturbo e di discontinuità, con impatti diretti sulla qualità dell'energia fornita agli utenti.

1.4 Impatto dell'elettrificazione dei consumi e delle fonti rinnovabili sulla Power Quality

La progressiva elettrificazione dei consumi e l'integrazione crescente di fonti rinnovabili non programmabili stanno modificando profondamente le condizioni operative del sistema elettrico nazionale, introducendo nuove sfide sia tecniche che gestionali. Se da un lato queste trasformazioni rappresentano un passo essenziale verso la decarbonizzazione e l'efficienza energetica, dall'altro stanno mettendo sotto pressione infrastrutture nate per gestire flussi prevalentemente unidirezionali e carichi stabili, rendendo più complessa la regolazione di tensione, frequenza e qualità dell'alimentazione.

L'elettrificazione dei consumi, spinta dallo sviluppo della mobilità elettrica e dalla diffusione sempre più capillare delle pompe di calore, ha determinato un incremento significativo dei carichi sulle reti di media e bassa tensione, specialmente nei contesti urbani. Queste reti, storicamente progettate per servire utenze residenziali con profili di consumo stabili e limitati, si trovano oggi a dover gestire carichi concentrati e fortemente variabili nel tempo, spesso caratterizzati da correnti non sinusoidali e assorbimenti impulsivi.

Le tecnologie basate su elettronica di potenza, come inverter, caricabatterie e compressori a velocità variabile, migliorano l'efficienza energetica complessiva, ma introducono distorsioni armoniche e fluttuazioni di tensione che peggiorano la Power Quality locale. In edifici o aree urbane ad alta densità di carichi elettronici, il funzionamento simultaneo di più dispositivi di questo tipo può provocare risonanze nei circuiti di distribuzione, surriscaldamenti nei trasformatori e interazioni distruttive tra apparecchiature sensibili, con

conseguente riduzione della vita utile dei componenti e aumento delle perdite complessive.

Particolare attenzione merita il ruolo delle pompe di calore elettriche, la cui diffusione su larga scala contribuisce in modo rilevante agli obiettivi di decarbonizzazione, ma comporta carichi termici concentrati nelle ore serali invernali. In quartieri serviti da reti a bassa tensione sottodimensionate, l'attivazione simultanea di tali apparecchiature può causare cadute di tensione, squilibri tra le fasi e sovraccarichi localizzati, con effetti diretti sulla PQ e sull'efficienza complessiva del sistema di distribuzione.

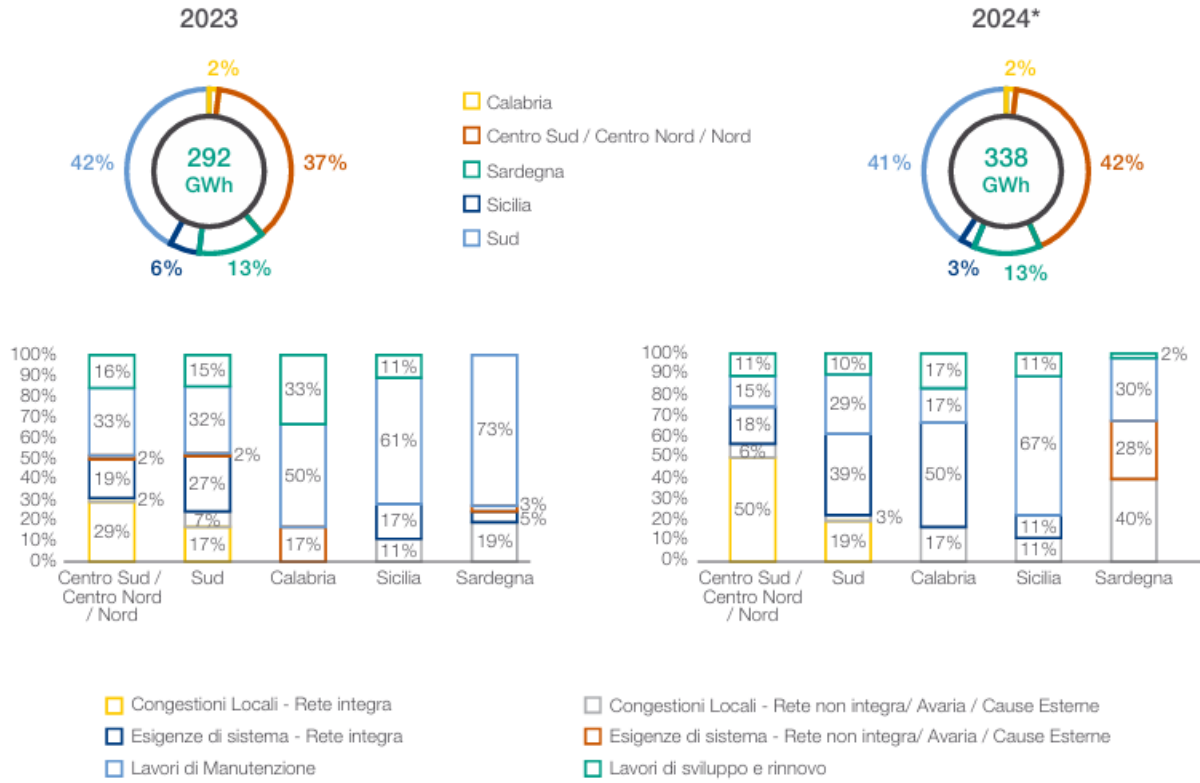
Durante i mesi estivi, l'attivazione massiva dei sistemi di climatizzazione e delle pompe di calore genera un sensibile aumento della domanda istantanea di energia, soprattutto nelle ore pomeridiane e serali. In Italia ciò è particolarmente evidente: nei giorni di ondate di calore, il consumo elettrico ha raggiunto livelli elevati e le infrastrutture della rete hanno operato vicino ai loro limiti termici [48]. Ad esempio, il gestore di rete nazionale segnala che nei giorni di picco la domanda totale supera significativamente i valori medi stagionali, in parte proprio a causa dell'uso intensivo dell'aria condizionata [67]. Ciò rafforza l'esigenza di soluzioni di gestione della domanda, di potenziamento della rete e di sistemi di accumulo locali che permettano di smorzare i picchi estivi e migliorare la resilienza della fornitura [53].

Parallelamente, la generazione distribuita da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico e microeolico connessi alla bassa tensione, contribuisce a sua volta ad alterare l'equilibrio elettrico locale. L'immissione intermittente di potenza, spesso non sincronizzata con i profili di carico, può provocare fluttuazioni di tensione e frequenza e incrementare la distorsione armonica complessiva. In assenza di dispositivi di compensazione o di controllo reattivo, tali effetti risultano amplificati nei punti terminali della rete, dove si possono verificare sovratensioni e inversioni del flusso di potenza.

La localizzazione non ottimale degli impianti rinnovabili rispetto ai centri di consumo, concentrata soprattutto nelle aree centro-meridionali e insulari, accentua i fenomeni di congestione sulle dorsali di trasmissione Centro Nord–Centro Sud, aggravando la difficoltà di trasferimento dell'energia verso le aree a maggiore domanda. Queste condizioni aumentano la probabilità di saturazione locale e di riduzione forzata della produzione rinnovabile per motivi di sicurezza operativa. Nel 2024, ad esempio, la Mancata Produzione Eolica (MPE) ha raggiunto i 338 GWh, di cui circa 70 GWh nelle zone Nord, Centro-nord e Centrosud dovuti a congestioni locali anche in condizioni di rete integra e circa 30 GWh causati da periodi di elevata ventosità e manutenzione programmata delle linee di trasmissione [35]. In Figura 1.4 è riportato un confronto con il 2023, dove la Mancata Produzione Eolica era pari a 292 GWh.

La combinazione tra l'elettrificazione dei consumi e la generazione distribuita introduce nuove dinamiche di interazione tra rete e utenze, influenzando in modo diretto la qualità della fornitura elettrica. Le variazioni rapide di carico e la non programmabilità della produzione solare ed eolica determinano fluttuazioni di tensione e frequenza che si ripercuotono sulle utenze sensibili, come server, sistemi HVAC e apparecchiature di controllo. In parallelo, l'aumento dei carichi non lineari incrementa il livello di distorsione armonica totale, peggiorando la compatibilità elettromagnetica e riducendo la vita utile dei dispositivi elettronici.

In questo contesto, la Power Quality si afferma come un indicatore chiave della capacità del sistema elettrico di affrontare la transizione energetica in modo sicuro e sostenibile. I fenomeni di congestione, l'eterogeneità dei carichi e la crescente presenza di inverter e



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Figura 1.4: Confronto negli anni tra i dati della MPE [GWh] per area geografica con annesse motivazioni che hanno determinato le limitazioni [35].

dispositivi elettronici richiedono un approccio gestionale più sofisticato, che integri strategie di controllo locale della tensione, rifasamento dinamico, filtraggio attivo e accumulo distribuito. Tali soluzioni rappresentano strumenti fondamentali per mitigare gli effetti della variabilità e garantire la stabilità operativa e la continuità del servizio anche in reti urbane ad alta densità di carico.

1.5 Strategie per mitigare le criticità

La transizione verso un sistema elettrico resiliente e di qualità richiede l'adozione di strategie articolate, che intervengano sia sull'infrastruttura fisica sia sulla sua gestione operativa e regolatoria. A livello nazionale, il potenziamento della rete di trasmissione rappresenta una priorità assoluta, con investimenti mirati alla costruzione di nuove dorsali ad alta capacità e al rafforzamento dei collegamenti interzonali, anche tramite tecnologie in corrente continua. Questi interventi consentono di ridurre i colli di bottiglia strutturali e di facilitare il trasferimento dell'energia rinnovabile prodotta nel Sud verso i centri di carico del Nord.

In parallelo, le reti di distribuzione necessitano di una progressiva digitalizzazione, attraverso l'adozione di sensoristica avanzata, sistemi di monitoraggio in tempo reale e algoritmi di controllo decentralizzati [42]. In questo ambito, dispositivi come filtri attivi, regolatori di tensione, sistemi di rifasamento e compensatori statici assumono un ruolo chiave nella stabilizzazione del profilo elettrico locale.

Un ulteriore elemento strategico è costituito dall'integrazione di sistemi di accumulo distribuiti, sia a livello di utenza singola che di rete, che permettono di assorbire gli eccessi di produzione rinnovabile e restituire energia durante i picchi di domanda, contribuendo sia al bilanciamento energetico che alla qualità del servizio. A ciò si aggiunge la gestione attiva della domanda (*Demand Response*), che consente di modulare i carichi elettrici in funzione delle condizioni di rete, e l'evoluzione del quadro normativo, sempre più orientato a premiare la flessibilità, l'autoconsumo e la partecipazione attiva degli utenti finali.

In tale contesto si colloca lo sviluppo delle *Smart Grid*, ovvero reti intelligenti capaci di integrare dinamicamente produzione distribuita, accumulo e domanda, grazie a un'infrastruttura comunicativa bidirezionale tra utenti e gestori. Le Smart Grid rappresentano l'evoluzione naturale della rete elettrica, abilitando il passaggio da una gestione centralizzata a un modello flessibile, interattivo e resiliente, dove ogni nodo può potenzialmente fungere da produttore, consumatore o accumulatore. Questo approccio consente di ottimizzare l'efficienza operativa, ridurre le perdite e aumentare la capacità della rete di rispondere alle variazioni locali di carico e generazione. La capacità di rilevare e correggere dinamicamente squilibri di tensione, distorsioni armoniche o sovraccarichi locali è fondamentale per garantire la qualità della fornitura in uno scenario sempre più distribuito e dinamico. Dal punto di vista architettuale, una rete intelligente si articola in tre livelli principali: il livello di campo, costituito da sensori, attuatori e contatori intelligenti (*smart meters*); il livello di controllo, che comprende i sistemi SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) e le piattaforme di supervisione distribuita; e il livello di comunicazione e gestione dati, basato su protocolli interoperabili e infrastrutture ICT (*Information and Communication Technology*) ad alta affidabilità. L'interconnessione di questi livelli consente di realizzare un sistema capace di individuare e isolare guasti, riequilibrare i flussi e ripristinare automaticamente il servizio in tempi ridotti rispetto a una rete tradizionale. L'interconnessione tra Smart Grid e sistemi di automazione degli edifici (BACS, *Building Automation and Control System*) consente una gestione energetica ancora più efficiente e dinamica. Gli edifici connessi alla rete possono adattare in tempo reale i propri profili di consumo, contribuendo alla stabilizzazione della rete e migliorando le proprie prestazioni in termini di efficienza e sostenibilità. Questa integrazione è alla base del concetto di *Smart Building*, riconosciuto anche in ambito normativo attraverso la norma ISO 52120-1 e gli indicatori di prontezza intelligente (SRI, *Smart Readiness Indicators*) introdotti dalla direttiva UE 2018/844 [28, 33]. La crescente digitalizzazione delle reti pone tuttavia sfide significative in termini di interoperabilità e sicurezza informatica: l'integrazione di componenti eterogenei provenienti da diversi produttori richiede l'adozione di standard comuni di comunicazione, come il protocollo CEI EN 61850, nonché misure avanzate di protezione dei dati e dei sistemi di controllo [16]. La vulnerabilità dei canali di comunicazione e dei dispositivi periferici può infatti compromettere la continuità del servizio, rendendo la cybersecurity un elemento imprescindibile della resilienza elettrica complessiva.

Tuttavia, la messa in opera di tali strategie incontra ostacoli non trascurabili. La transizione energetica in atto, pur avendo effetti positivi in termini ambientali e climatici grazie alla diffusione delle fonti rinnovabili, impone un carico significativo alla rete elettrica, rendendola più vulnerabile a fluttuazioni, instabilità e disservizi. L'adozione massiva di tecnologie elettriche, come impianti fotovoltaici, pompe di calore e punti di ricarica per veicoli elettrici, avviene infatti su un'infrastruttura spesso obsoleta e sottodimensionata. La diminuzione dell'inerzia complessiva del sistema, dovuta alla progressiva sostituzione

delle centrali tradizionali con impianti rinnovabili non sincroni, riduce la capacità del sistema elettrico di rispondere rapidamente a perturbazioni o variazioni improvvise della domanda o della produzione.

Nonostante i piani di sviluppo elaborati da Terna per la rete di trasmissione e gli ingenti investimenti di e-distribuzione e altri gestori di distribuzione sulle reti di bassa e media tensione, la realizzazione di nuovi impianti infrastrutturali è rallentata da una combinazione di fattori: la carenza di personale tecnico qualificato, la lentezza delle procedure autorizzative e la complessità della pianificazione territoriale. La costruzione di una nuova stazione elettrica in alta tensione, ad esempio, può richiedere tempi dell'ordine di un decennio. Questo ritardo ha conseguenze dirette non solo sulla qualità del servizio elettrico, ma anche su settori interconnessi, come quello edilizio: una rete congestionata impedisce l'allacciamento di nuovi parchi fotovoltaici o eolici, ma anche di nuovi insediamenti abitativi che dipendono dalle stesse cabine primarie per l'alimentazione. La decarbonizzazione del comparto residenziale, promossa attraverso l'elettrificazione dei carichi e l'autoproduzione locale, comporta infatti un aumento del fabbisogno di potenza in bassa e media tensione, esacerbando ulteriormente le condizioni di saturazione già esistenti [45].

A fronte di tali difficoltà, le strategie attualmente in atto puntano a rafforzare sia l'infrastruttura che la sua capacità gestionale: il Piano di Sviluppo della rete elaborato da Terna prevede l'espansione e l'ammodernamento delle dorsali di trasporto, mentre i gestori di distribuzione come Enel stanno accelerando gli investimenti in digitalizzazione, automazione e potenziamento locale. Parallelamente, si stanno sperimentando soluzioni innovative basate sull'uso intelligente dell'energia, come gli energy hub urbani, in grado di aggregare carichi, generazione e accumulo per bilanciare localmente domanda e offerta.

2 Sistemi di continuità

Gli edifici e le infrastrutture moderne, caratterizzati da un'elevata concentrazione di carichi elettronici sensibili e da un crescente livello di digitalizzazione, richiedono una qualità e un'affidabilità dell'alimentazione elettrica sempre maggiori. Le interruzioni della rete, anche di brevissima durata, possono infatti provocare disservizi rilevanti: perdita di dati, interruzione di processi informatici, malfunzionamenti di apparecchiature o, nei casi più critici, il blocco completo delle attività. Per questo motivo, con la diffusione capillare dei sistemi informatici e dei processi automatizzati, si è progressivamente affermata la necessità di adottare soluzioni tecnologiche in grado di garantire la continuità dell'alimentazione elettrica.

Le soluzioni oggi disponibili si differenziano per principio di funzionamento, tempi di intervento, autonomia di esercizio e destinazione d'uso. La scelta del sistema più idoneo dipende dalla tipologia di utenze da proteggere, dal livello di criticità del servizio e dalla durata attesa del disservizio. Tra le principali tecnologie si annoverano i gruppi statici di continuità, i gruppi elettrogeni, i sistemi di accumulo elettromeccanico a volano e gli accumuli elettrochimici statici, spesso integrati con impianti da fonte rinnovabile o all'interno di reti di generazione distribuita.

2.1 Gruppi statici di continuità

I gruppi statici di continuità (UPS, *Uninterruptible Power Supply*) rappresentano la soluzione più diffusa per la protezione delle utenze elettroniche e informatiche da interruzioni, variazioni di tensione e disturbi della rete elettrica. Il loro impiego è essenziale in tutti quei contesti in cui la qualità e la continuità dell'alimentazione costituiscono un requisito imprescindibile, come nei centri di elaborazione dati, nelle sale server o nei sistemi di controllo e automazione industriale. Un'immagine rappresentativa è riportata in Figura 2.1.

Dal punto di vista funzionale, un UPS è interposto tra la rete di alimentazione e i carichi da proteggere e garantisce la continuità dell'erogazione mediante l'energia immagazzinata nelle batterie, nucleo principale del sistema. Il raddrizzatore converte la corrente alternata proveniente dalla rete in corrente continua per mantenere in carica le batterie e alimentare l'inverter, che riconverte l'energia in AC per i carichi. Il circuito è completato da un bypass statico, che consente di escludere i componenti elettronici e alimentare direttamente i carichi dalla rete in caso di guasto o sovraccarico [49].

La norma CEI EN IEC 62040-3 [20] classifica gli UPS in tre principali categorie in base al comportamento della tensione e della frequenza di uscita rispetto alle variazioni di ingresso:



Figura 2.1: Immagine rappresentativa delle varie taglie di un gruppo statico di continuità [62].

- VFD (Voltage and Frequency Dependent), tensione e frequenza di uscita dipendono interamente da quelle di ingresso;
- VI (Voltage Independent), la tensione di uscita è stabilizzata, ma la frequenza segue quella della rete;
- VFI (Voltage and Frequency Independent), tensione e frequenza di uscita sono completamente indipendenti dalle condizioni della rete.

Queste tre categorie corrispondono, rispettivamente, alle tipologie *Off-Line*, *Line Interactive* e *On-Line Double Conversion*.

UPS Off-Line. Gli UPS di tipo Off-Line, noti anche come *Stand-By*, appartengono alla categoria VFD poiché la tensione e la frequenza di uscita seguono quelle della rete fino al momento dell'interruzione. In condizioni normali, il carico è alimentato direttamente dalla rete, mentre il caricabatterie mantiene in carica le batterie. In caso di mancanza di tensione o quando la tensione scende sotto una soglia prefissata, un commutatore elettromeccanico devia l'alimentazione verso l'inverter in un tempo di circa 10 ms. Si tratta di sistemi semplici, compatti ed economici, in grado di garantire la continuità solo durante blackout o buchi di tensione di breve durata. La tensione di uscita è pseudo-sinusoidale e la potenza tipica non supera i 2 kVA, con autonomie limitate a pochi minuti. La scelta di un UPS Off-Line è indicata in ambienti dove la rete risulta sufficientemente stabile e i carichi non sono particolarmente sensibili ai disturbi, come postazioni d'ufficio o piccoli apparati elettronici. Uno schema rappresentativo è riportato in Figura 2.2a.

UPS Line Interactive. Gli UPS Line Interactive rientrano nella categoria VI, in quanto la tensione di uscita è stabilizzata indipendentemente da quella d'ingresso, mentre la frequenza rimane legata a quella di rete. Questa tipologia introduce un circuito di regolazione automatica della tensione (AVR, *Automatic Voltage Regulator*), composto da

un trasformatore con prese multiple e un commutatore elettronico che compensa fluttuazioni moderate e protegge dai picchi di tensione (*spike*). L'inverter è sempre connesso in parallelo all'uscita e può fornire energia in caso di interruzione, garantendo tempi di commutazione molto ridotti e una forma d'onda sinusoidale più stabile rispetto agli UPS Off-Line. Le potenze disponibili raggiungono tipicamente i 6 kVA, rendendoli idonei per piccole sale server, uffici o laboratori con apparecchiature sensibili ma non critiche. Il Line Interactive rappresenta un buon compromesso tra costo, affidabilità e qualità dell'alimentazione, particolarmente adatto nei contesti in cui si verificano microinterruzioni o variazioni di tensione frequenti ma di breve durata. Uno schema rappresentativo è riportato in Figura 2.2b.

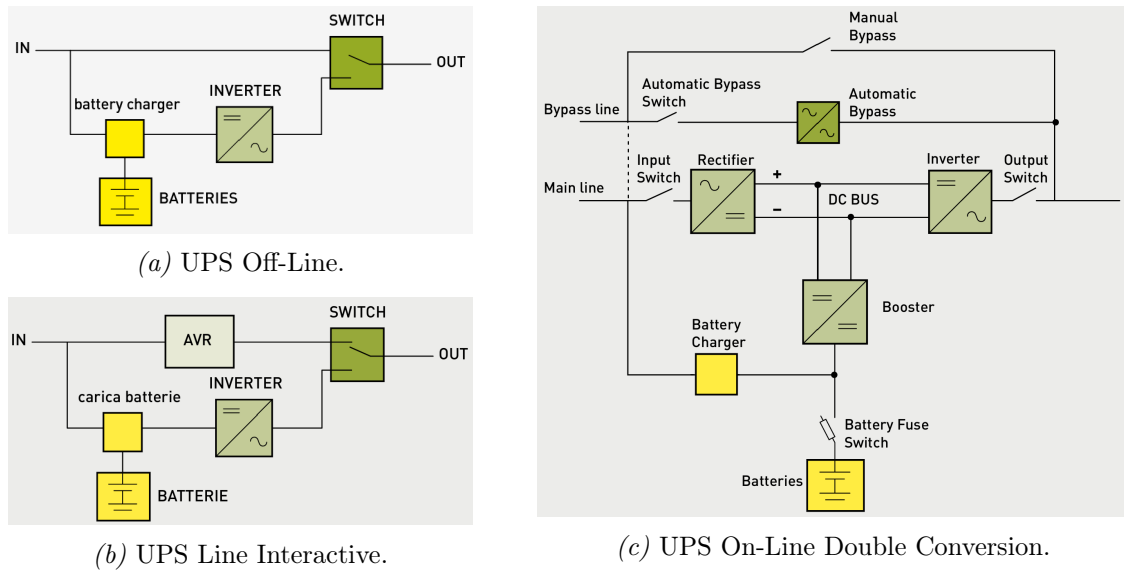


Figura 2.2: Schemi concettuali delle tipologie principali di UPS [55].

UPS On-Line Double Conversion. Gli UPS On-Line a doppia conversione appartengono alla categoria VFI e rappresentano la tecnologia più evoluta oggi disponibile. L'intera potenza assorbita dalla rete viene raddrizzata e successivamente riconvertita dall'inverter, che genera una tensione sinusoidale pura, completamente indipendente dalle condizioni di ingresso. Questa architettura elimina qualsiasi tempo di commutazione, assicurando continuità assoluta e filtrando disturbi, armoniche e variazioni di frequenza. Il raddrizzatore alimenta l'inverter e le batterie tramite il circuito *DC Bus*, che nei modelli moderni integra un sistema PFC (*Power Factor Corrector*) per mantenere il fattore di potenza prossimo all'unità e ridurre la distorsione armonica. Alcune versioni includono anche un circuito *Booster* per innalzare la tensione del bus DC, migliorando l'efficienza e la sicurezza del sistema. In caso di guasto o sovraccarico, un bypass statico automatico garantisce l'alimentazione diretta dei carichi, mentre un bypass manuale (obbligatorio per potenze superiori a 10 kVA) consente la manutenzione in sicurezza.

Gli UPS On-Line possono essere dotati o meno di trasformatore in uscita: i modelli con trasformatore assicurano isolamento galvanico e maggiore robustezza (diffusi per potenze oltre 200 kVA), mentre quelli senza trasformatore, grazie ai raddrizzatori controllati, offrono maggiore efficienza e minore ingombro, tipici delle taglie fino a 300 kVA. È inoltre possibile collegare più UPS On-Line in parallelo per incrementare la potenza complessiva o per realizzare configurazioni ridondanti. Tali configurazioni assicurano che il guasto

di un modulo non comprometta la continuità del servizio, a condizione che inverter e bypass siano opportunamente sincronizzati. Trattandosi della tipologia più sofisticata e costosa, gli UPS a doppia conversione sono la soluzione di riferimento per data center, ospedali e impianti industriali con carichi sensibili o funzioni di sicurezza, dove la qualità dell'alimentazione e la disponibilità sono parametri critici. Uno schema rappresentativo è riportato in Figura 2.2c.

2.2 Gruppi elettrogeni

Il gruppo elettrogeno è una macchina destinata alla produzione di energia elettrica mediante la conversione dell'energia chimica contenuta nel combustibile in energia meccanica e successivamente in energia elettrica. È costituito da un motore termico accoppiato meccanicamente a un alternatore sincrono, che trasforma l'energia meccanica fornita dall'albero motore in energia elettrica alternata (un'immagine rappresentativa è riportata in Figura 2.3). Si tratta di una tecnologia consolidata e largamente impiegata per garantire la continuità dell'alimentazione in caso di interruzioni prolungate della rete pubblica, grazie alla sua affidabilità, alla rapidità di avviamento e alla flessibilità di installazione in diversi contesti applicativi.



Figura 2.3: Immagine rappresentativa di un gruppo elettrogeno senza involucro esterno.

In funzione delle esigenze e del contesto operativo, possono essere utilizzati diversi tipi di combustibile. I più comuni sono il gasolio, la benzina e il gas propano, ma negli ultimi anni si sono affermate anche versioni alimentate con biocarburanti, biogas e idrogeno, in linea con le strategie di riduzione delle emissioni climalteranti e con gli obiettivi di neutralità carbonica. Nei contesti emergenziali è tuttavia preferibile l'impiego di generatori alimentati a gasolio o benzina, poiché consentono di operare in modo indipendente dalla rete del gas naturale e riducono il numero di variabili critiche durante i blackout o le interruzioni prolungate della fornitura elettrica. In ambito urbano, al contrario, possono risultare vantaggiose soluzioni alimentate a gas naturale o biogas, caratterizzate da minori

emissioni locali e ridotto impatto acustico, sebbene richiedano infrastrutture dedicate e garantiscano un'autonomia operativa inferiore.

La modalità di avviamento dipende dalla taglia del gruppo e dalla potenza installata. Le unità di piccola potenza, generalmente inferiori a pochi kilowatt, adottano un sistema di accensione manuale o elettrico; per potenze più elevate vengono invece utilizzati sistemi di avviamento ad aria compressa o motori elettrici ausiliari. Nei sistemi di emergenza, il gruppo elettrogeno è solitamente dotato di un quadro di commutazione automatica (ATS, *Automatic Transfer Switch*), che rileva l'assenza della tensione di rete, scollega i carichi dalla fornitura pubblica e avvia automaticamente il generatore. Dopo pochi secondi, una volta stabilizzata tensione e frequenza, l'ATS trasferisce l'alimentazione al gruppo, assicurando la continuità di servizio delle utenze critiche. Questa configurazione è tipica in edifici ad alta criticità, come ospedali, centri di elaborazione dati e infrastrutture strategiche, dove l'alimentazione deve essere garantita in qualsiasi condizione.

Dal punto di vista normativo, i gruppi elettrogeni con potenza nominale superiore a 1 kW sono soggetti al possesso di una licenza di esercizio e al pagamento dei contributi sull'energia prodotta, secondo quanto previsto dal Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, artt. 52-60 [2]. Per installazioni con potenza superiore a 25 kW è inoltre obbligatorio il rilascio del Certificato di Prevenzione Incendi (CPI) da parte del Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco, in conformità al D.M. 7 agosto 2012 e al D.P.R. 151/2011, che classificano tali impianti tra le attività soggette a controllo antincendio [1, 3]. A livello europeo, la Direttiva 2000/14/CE stabilisce i limiti massimi di emissione acustica per le macchine destinate all'uso all'aperto [4]. L'installazione in ambienti chiusi è invece fortemente sconsigliata a causa della produzione di monossido di carbonio, gas inodore e altamente tossico che può causare gravi intossicazioni o decesso per asfissia. Tale installazione è ammessa solo qualora il progetto sia approvato dai Vigili del Fuoco e preveda un sistema di ventilazione adeguato e lo scarico sicuro dei fumi combusti verso l'esterno.

Sebbene i gruppi elettrogeni rappresentino una soluzione robusta e consolidata per garantire la continuità dell'alimentazione in situazioni di emergenza, il loro utilizzo comporta inevitabili impatti ambientali dovuti alle emissioni di CO₂, NO_x e particolato, nonché alla rumorosità e ai costi di manutenzione. Per tali motivi, nelle realtà aziendali attente alla sostenibilità o soggette a protocolli ambientali come la certificazione LEED, il ricorso a generatori alimentati da combustibili fossili viene valutato con cautela, privilegiando soluzioni ibride o a minore impatto ambientale, come generatori alimentati a biocarburanti o idrogeno verde, oppure combinazioni con sistemi UPS e accumuli elettrochimici.

L'integrazione tra gruppi statici di continuità e gruppi elettrogeni riveste un ruolo fondamentale per garantire la continuità dell'alimentazione durante le interruzioni di rete. In caso di guasto, l'UPS fornisce energia istantanea ai carichi critici, coprendo il tempo necessario all'avviamento del gruppo elettrogeno, che subentra dopo un ritardo generalmente compreso tra 10 e 30 secondi. Una corretta progettazione dell'impianto deve assicurare il coordinamento tra le logiche di commutazione e i parametri di sincronizzazione, affinché tensione e frequenza in uscita dal generatore rientrino entro le tolleranze ammissibili per gli UPS e i carichi protetti. Gli UPS di tipo VFI sono generalmente dotati della funzione *generator mode*, che amplia la finestra di accettazione in frequenza e limita la corrente di spunto all'avvio del generatore, riducendo il rischio di disservizi o disallineamenti di fase.

Un ulteriore aspetto cruciale riguarda il dimensionamento del generatore, che deve tenere conto non solo della potenza apparente complessiva dei carichi protetti, ma anche delle

correnti non sinusoidali introdotte dai raddrizzatori degli UPS, della potenza reattiva e dell'energia necessaria alla ricarica delle batterie. È prassi prevedere una logica di ritardo o limitazione della ricarica nelle prime fasi di funzionamento a gruppo, in modo da evitare sovraccarichi temporanei che potrebbero compromettere la stabilità del sistema. La corretta definizione della messa a terra, della posizione del neutro e della selettività tra le protezioni è altrettanto importante, poiché le correnti di guasto e le caratteristiche di intervento variano sensibilmente tra la modalità di alimentazione da rete e quella da generatore. Infine, la qualità dell'alimentazione durante il funzionamento a gruppo dipende strettamente dalla risposta dinamica del regolatore di tensione e del regolatore di velocità: un'adequata progettazione consente di mantenere le variazioni di tensione e frequenza durante i transitori entro i limiti previsti dalla norma CEI EN 50160 [12].

In sintesi, l'accoppiamento tra UPS e gruppo elettrogeno rappresenta una soluzione affidabile per garantire la continuità dell'alimentazione in edifici con carichi critici, ma richiede un'accurata progettazione delle logiche di controllo e un'attenta valutazione dei parametri dinamici dei due sistemi. La compatibilità elettrica, la qualità dell'alimentazione e la corretta gestione della transizione tra le due fonti determinano l'efficacia e la sicurezza dell'intero impianto.

2.3 Sistemi di accumulo elettromeccanico

I sistemi di accumulo di energia a volano (FESS, *Flywheel Energy Storage System*), immagazzinano energia sotto forma di energia cinetica di rotazione. Il principio di funzionamento si basa sull'accelerazione di un rotore a sospensione magnetica, detto volano (illustrato in Figura 2.4), fino a velocità angolari molto elevate; durante la fase di carica il volano aumenta la propria velocità di rotazione, accumulando energia, mentre in fase di scarica questa energia viene restituita alla rete attraverso il rallentamento controllato del rotore [26].



Figura 2.4: Immagine rappresentativa di un volano a levitazione magnetica.

Tra i principali vantaggi di questa tecnologia si annoverano la lunga durata operativa (fino a diversi decenni), la ridotta necessità di manutenzione, l'elevata potenza specifica e la capacità di fornire potenze di picco considerevoli in tempi estremamente brevi. L'energia

specifica dei moderni sistemi FESS può superare i 100 Wh/kg, con efficienze complessive superiori all'85% e tempi medi di ricarica inferiori a 15 minuti. Queste caratteristiche rendono il volano particolarmente adatto per applicazioni in cui è richiesta una risposta rapida ai disturbi di rete, come nei sistemi di supporto ai gruppi elettrogeni o nelle microreti ad alta densità di carichi sensibili [41].

Tuttavia, la realizzazione di tali sistemi presenta alcune criticità di natura tecnica ed economica. Per mantenere prestazioni ottimali, i volani devono operare in condizioni termiche controllate, con sistemi dedicati di raffreddamento o riscaldamento, e in camere a vuoto per ridurre le perdite aerodinamiche. Questi requisiti comportano costi di investimento elevati e un ingombro non trascurabile, che ne limitano l'adozione su larga scala. Dal punto di vista della sicurezza, la rottura di un volano in rotazione ad alta velocità può generare effetti meccanici distruttivi; per questo motivo, i sistemi FESS vengono installati all'interno di involucri di contenimento rinforzati o in locali tecnici appositamente dedicati [21].

Un ulteriore limite è rappresentato dal fenomeno di autoscarica: anche nelle soluzioni più avanzate, una parte dell'energia accumulata viene dissipata nel tempo a causa dell'attrito residuo e delle perdite nel sistema di sospensione magnetica. Per questo motivo, i sistemi a volano non sono adatti per accumuli di medio-lungo termine, ma risultano estremamente efficaci per la compensazione di breve durata, ad esempio per coprire l'intervallo tra il rilevamento di un calo di tensione e l'avvio di un gruppo elettrogeno.



Figura 2.5: Vista dell'impianto di accumulo realizzato a Changzhi. Crediti: Schenzen Energy Group.

Un esempio significativo di applicazione su larga scala è rappresentato dal progetto *Dinglun Flywheel Energy Storage*, realizzato in Cina, nella città di Changzhi (provincia di Shanxi). Completato nel settembre 2024, l'impianto, raffigurato in Figura 2.5, comprende 120 volani ad alta velocità per una potenza complessiva di 30 MW, con un investimento pari a circa 48 milioni di dollari [52]. Si tratta, ad oggi, del più grande sistema di accumulo a volano al mondo, destinato a stabilizzare la rete locale e migliorare la qualità dell'alimentazione durante i picchi di domanda.

2.4 Sistemi di accumulo elettrochimico

I sistemi di accumulo elettrochimico (BESS, *Battery Energy Storage System* rappresentati in Figura 2.6) si basano sulla capacità delle batterie di convertire e immagazzinare energia elettrica in forma chimica per poi restituirla quando necessario. Tali sistemi possono accumulare energia prelevata dalla rete o prodotta localmente da fonti rinnovabili, come impianti fotovoltaici ed eolici, permettendo di stabilizzare la fornitura e di ridurre la dipendenza dalle fluttuazioni di generazione [46].

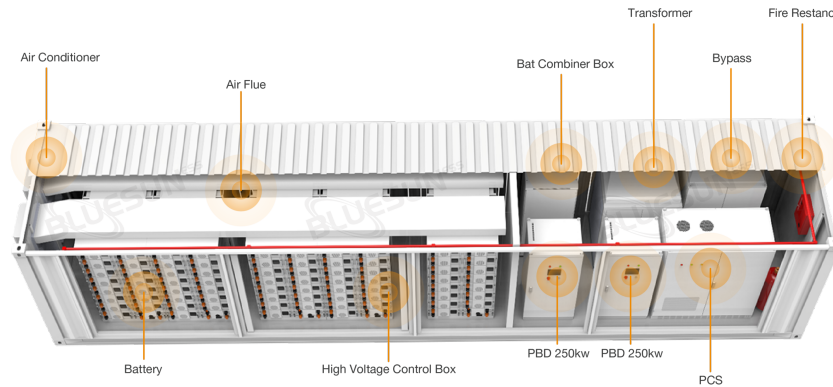


Figura 2.6: Schema rappresentativo di un accumulo elettrochimico [43].

Il principale vantaggio dei sistemi BESS risiede nella loro versatilità: oltre a fungere da riserva energetica in caso di interruzioni, possono essere integrati con i sistemi di gestione dell'energia (EMS, *Energy Management System*) per ottimizzare i flussi energetici e ridurre i costi operativi. Attraverso funzioni come il *peak shaving* (riduzione dei picchi di carico) e il *load shifting* (spostamento temporale dei consumi), i BESS permettono di bilanciare domanda e offerta, aumentando la flessibilità e l'efficienza del sistema elettrico nel suo complesso [56]. Ciò li rende particolarmente efficaci per migliorare la redditività delle fonti rinnovabili, consentendo di accumulare l'energia prodotta in eccesso e di rilasciarla nei momenti di maggiore domanda o in assenza di produzione.

Dal punto di vista tecnologico, le batterie agli ioni di litio dominano attualmente il mercato dei sistemi di accumulo elettrochimico, rappresentando circa il 90% delle installazioni globali [71]. Tale predominanza è dovuta alla loro elevata densità energetica, ai cicli di vita più lunghi e alla rapida risposta dinamica rispetto alle tecnologie precedenti, come le batterie al piombo-acido, ancora diffuse in applicazioni di backup statico a basso costo. Accanto a queste, stanno emergendo tecnologie alternative come le batterie a flusso redox, caratterizzate da maggiore durata e modularità, e le batterie sodio-zolfo, adatte ad applicazioni stazionarie su larga scala per la loro alta efficienza e sostenibilità [70].

I sistemi BESS rappresentano dunque una delle soluzioni più promettenti per la transizione energetica, in grado di migliorare la stabilità e la qualità della rete, garantire continuità di servizio e incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

2.5 Confronto tecnico tra le soluzioni di continuità

Le soluzioni per la continuità elettrica si differenziano per tecnologia, prestazioni, efficienza e costi complessivi di esercizio. La valutazione comparativa non può limitarsi al solo

investimento iniziale, ma deve considerare l'intero ciclo di vita del sistema, includendo i costi di manutenzione, la durata dei componenti e l'affidabilità complessiva.

Gli UPS a doppia conversione rappresentano la soluzione tecnicamente più performante: garantiscono la migliore qualità dell'alimentazione, tempi di intervento nulli e completa indipendenza della tensione e della frequenza d'uscita rispetto alla rete. Tuttavia, presentano costi di investimento più elevati e rendimenti inferiori rispetto alle configurazioni line-interactive, con efficienze che oscillano tra il 94 e il 97% in funzione del carico. Per contro, i sistemi line-interactive offrono un buon compromesso tra affidabilità, rendimento ed economicità, risultando adeguati per utenze non critiche o ambienti con disservizi di rete contenuti.

I gruppi elettrogeni, invece, rappresentano la tecnologia con la maggiore autonomia operativa, potenzialmente illimitata, ma sono soggetti a tempi di avviamento dell'ordine di alcuni secondi e a esigenze manutentive più onerose. L'efficienza complessiva del sistema dipende fortemente dalla tipologia di combustibile impiegato e dalla gestione dei cicli di esercizio. Per installazioni in ambito urbano o soggette a protocolli ambientali, è opportuno considerare versioni alimentate a biocarburanti o gas naturale, che pur offrendo prestazioni equivalenti, riducono significativamente le emissioni di CO₂ e particolato.

Un ruolo sempre più rilevante è assunto dai sistemi di accumulo elettrochimico, in particolare le batterie al litio e i sistemi ibridi UPS-accumulo. Oltre a garantire una continuità immediata e silenziosa, tali soluzioni possono interfacciarsi con impianti fotovoltaici o con reti di distribuzione intelligenti, contribuendo ai servizi di bilanciamento e alla riduzione dei picchi di domanda. L'integrazione con i sistemi di gestione dell'edificio (BMS, *Building Management System*) consente inoltre una regolazione più efficiente dei flussi energetici, migliorando la stabilità e l'efficienza dell'intero sistema elettrico.

La scelta della tecnologia più appropriata deve quindi basarsi su un'analisi integrata che consideri diversi fattori: la criticità dei carichi da proteggere, la disponibilità economica, le caratteristiche della rete locale, gli spazi installativi e la strategia di resilienza aziendale. In contesti dove l'affidabilità dell'alimentazione è un requisito strategico, come nei data center o negli edifici direzionali complessi, l'adozione di soluzioni ibride che combinano UPS, gruppi elettrogeni e sistemi di accumulo rappresenta oggi l'approccio più efficace per garantire sicurezza, flessibilità e sostenibilità nel lungo periodo.

La crescente attenzione alla sostenibilità energetica e alla conformità ai protocolli ambientali spinge verso soluzioni di continuità ad alta efficienza e a basso impatto ambientale, capaci di conciliare affidabilità operativa e riduzione delle emissioni. In questo contesto, la valutazione tecnico-economica assume un ruolo centrale nel processo decisionale, poiché consente di identificare il punto di equilibrio ottimale tra investimento iniziale, costi di gestione e benefici in termini di efficienza, resilienza e valore aggiunto per l'edificio. Il capitolo successivo approfondisce tali aspetti attraverso l'analisi di un caso studio reale, volto a individuare la configurazione più idonea per garantire la continuità di alimentazione e la sicurezza energetica in un complesso edilizio ad uso terziario.

3 Analisi del caso studio e valutazione di fattibilità tecnico-economica

3.1 Presentazione del caso studio

Lo studio di fattibilità oggetto del presente elaborato è stato condotto presso la sede dirigenziale di un cliente della società ospitante EB Facility S.r.l.. L'edificio oggetto di analisi è una palazzina storica situata a Torino, all'angolo tra Corso Massimo D'Azeglio e Corso Dante, originariamente destinata a ospitare la prima sede produttiva della FIAT. Nel corso degli anni l'immobile è stato oggetto di un importante intervento di riconversione funzionale, che ne ha trasformato l'originaria configurazione industriale in una moderna sede direzionale caratterizzata da elevati standard di efficienza e qualità ambientale. Attualmente la struttura è interamente adibita a uffici e costituisce un nodo strategico per le attività amministrative e gestionali del gruppo, rivestendo un ruolo centrale nel funzionamento complessivo dell'organizzazione.

La richiesta avanzata dai committenti nasce dall'esigenza di garantire una maggiore affidabilità dell'alimentazione elettrica a servizio delle infrastrutture più sensibili, in particolare i Centri di Elaborazione Dati (CED). Tali ambienti costituiscono un nodo fondamentale per la continuità operativa, poiché ospitano i server, i sistemi di archiviazione e i dispositivi di rete necessari per la gestione quotidiana delle informazioni aziendali. Il corretto funzionamento dei CED è imprescindibile non solo per la produttività del personale, ma anche per la sicurezza e l'integrità dei dati trattati, che rappresentano un patrimonio strategico per l'organizzazione.

Le problematiche che si intendono affrontare riguardano fenomeni quali cali di tensione, interruzioni improvvise di alimentazione (blackout) e altre possibili criticità della rete elettrica locale, i quali possono compromettere gravemente la continuità di servizio. In tali situazioni, oltre al rischio di perdita dei dati, vi è anche la possibilità che le attività aziendali subiscano interruzioni con conseguenti disagi economici e organizzativi. Per questo motivo, l'obiettivo primario dello studio è quello di individuare le soluzioni tecnologiche più idonee a proteggere in maniera efficace le apparecchiature critiche.

In aggiunta, qualora l'intervento risulti tecnicamente ed economicamente sostenibile, la committenza ha manifestato l'interesse a estendere la protezione anche alle pompe di calore recentemente installate, destinate al servizio dell'intero edificio. Tale impianto rappresenta infatti un investimento rilevante sia dal punto di vista energetico sia sotto il profilo impiantistico, in linea con gli obiettivi di efficientamento e sostenibilità perseguiti dall'edificio. Garantire la continuità di alimentazione a queste macchine permetterebbe di preservarne l'affidabilità operativa e di tutelare nel tempo l'investimento effettuato,

assicurando al contempo il mantenimento delle condizioni di comfort ambientale anche in caso di disturbi o interruzioni della rete elettrica. L'adozione di un gruppo di continuità dedicato potrebbe inoltre risultare utile per compensare la lentezza dei transitori termici tipici dei sistemi a pompa di calore, che, a causa della loro inerzia, non consentono un rapido ripristino delle condizioni di regime una volta ristabilita la fornitura elettrica.

Dal punto di vista architettonico e funzionale, la palazzina si sviluppa su quattro piani fuori terra, interamente dedicati ad attività d'ufficio. È inoltre presente un piano interrato destinato ai locali tecnici, dove sono collocati parte degli impianti di servizio, mentre un ulteriore livello interrato, attualmente in fase di costruzione, sarà destinato a parcheggio per il personale. Tale configurazione conferisce all'edificio una notevole complessità impiantistica, rendendo particolarmente rilevante un'analisi accurata delle possibili soluzioni per la continuità elettrica.

3.1.1 Centri Elaborazione Dati

I Centri di Elaborazione Dati costituiscono le aree strategiche dell'edificio, appositamente dedicate all'alloggiamento degli armadi rack e delle apparecchiature informatiche che assicurano la continuità delle attività aziendali. All'interno dei rack trovano posto i principali dispositivi di rete, quali Core Switch, Access Switch, controller Wi-Fi e relativi Access Point, i quali permettono ai dipendenti di accedere alle risorse aziendali e a Internet, garantendo la piena operatività delle postazioni di lavoro. L'accesso alla rete avviene sia in modalità wireless, tramite modem e ripetitori, sia in modalità cablata, grazie alla tecnologia PoE (*Power over Ethernet*), che consente di trasportare simultaneamente dati e alimentazione elettrica attraverso un unico cavo, semplificando l'infrastruttura e riducendo i punti di vulnerabilità.

La distribuzione delle sale server all'interno della struttura non è uniforme: esse sono collocate su più piani e sono organizzate secondo un modello gerarchico che fa capo a un centro principale, denominato comunemente *centro stella*, localizzato al piano terra. Questo ambiente rappresenta il nodo di riferimento per tutti gli altri CED e si distingue per i maggiori assorbimenti elettrici, in quanto concentra la maggior parte del traffico dati e delle funzioni di rete. Di conseguenza, risulta essenziale garantire un livello di protezione particolarmente elevato per la sua alimentazione elettrica, al fine di prevenire interruzioni di servizio che potrebbero compromettere l'intera operatività aziendale.

Al momento, tutti i CED, incluso il centro stella, sono serviti da gruppi di continuità dedicati, in quanto ogni rack dispone di un proprio UPS. Questa configurazione assicura un minimo livello di resilienza locale, ma non elimina le criticità derivanti dalla limitata autonomia delle batterie interne. In particolare, il modello attualmente in uso è il *Riello Sentinel Dual SDU 5000 PDIST* [61], installato uniformemente per ciascun armadio, le cui specifiche sono riportate in Tabella 3.1. A fini di completezza, la scheda tecnica del produttore è fornita in Allegato A. Sebbene tale dispositivo sia correttamente dimensionato dal punto di vista della potenza nominale, le sue capacità risultano limitate in termini di energia accumulata. Il banco batterie interno, composto da 15 elementi da 12 V, non consente infatti di mantenere operativo il CED principale per un tempo sufficiente in caso di interruzione prolungata: l'autonomia stimata non supera circa un'ora di funzionamento.

Questa condizione evidenzia come, pur disponendo di apparati tecnicamente adeguati

Tabella 3.1: Specifiche dell'UPS Riello Sentinel Dual SDU 5000 PDIST.

Input	
Potenza nominale [kVA]	5
Tensione nominale [V]	230 (1F+N)
Frequenza [Hz]	50
THD _I [%]	≤ 2
Fattore di potenza [-]	$\geq 0,98$
Output	
Tensione nominale [V]	230 (1F+N)
Frequenza [Hz]	50
Potenza apparente nominale [kVA]	5
Potenza attiva nominale [kW]	5
Fattore di potenza [-]	1
η_{UPS} [%]	95,0
Dimensioni	
Dimensioni LxPxH [mm]	$131 \times 640 \times 448$
Peso [kg]	45

dal punto di vista della potenza, l'attuale configurazione non sia in grado di garantire la continuità necessaria per apparecchiature critiche come i server e i dispositivi di rete. Un'eventuale mancanza di alimentazione superiore all'autonomia disponibile comporterebbe rischi concreti quali la perdita dei dati, l'interruzione delle comunicazioni interne ed esterne e il conseguente fermo delle attività lavorative. Pertanto, si rende necessario valutare soluzioni migliorative che prevedano una maggiore capacità di accumulo o l'adozione di un sistema centralizzato con banco batterie dimensionato in funzione dei reali fabbisogni energetici. In Figura 3.1 sono riportati i dati di targa relativi al modello di UPS attualmente impiegato nei rack, i quali consentono di contestualizzare in maniera oggettiva le prestazioni nominali e di evidenziare i limiti operativi della configurazione esistente.



Figura 3.1: Dati di targa dell'UPS presente a supporto dei singoli CED.

I Centri di Elaborazione Dati (CED) sono distribuiti su più livelli dell'edificio, seguendo una logica funzionale che tiene conto delle diverse esigenze operative. Al piano terra si trovano due sale distinte: la prima, di importanza primaria, svolge la funzione di *centro stella*, nodo principale a cui convergono tutti gli altri CED, mentre la seconda è dedicata alla *Control Room*, ossia la sala presidiata in cui vengono svolte le attività di controllo e monitoraggio dell'impianto di condizionamento e del sistema di videosorveglianza. A questi si aggiungono ulteriori CED collocati rispettivamente al primo, al secondo e al terzo piano, così da distribuire in maniera capillare l'infrastruttura informatica a servizio delle varie aree della palazzina.

Questa articolazione spaziale permette di garantire una migliore copertura della rete interna, ma introduce al contempo criticità legate alla continuità del servizio. È infatti opportuno sottolineare che non tutte le sale server risultano collocate in prossimità della dorsale principale di trasmissione dati, la quale è riconducibile al sottoquadro di distribuzione B. Alcuni CED, e in particolare quello situato presso la Control Room e quello localizzato al terzo piano, risultano fisicamente distanti dal percorso della dorsale principale. Essi sono infatti serviti da dorsali secondarie: rispettivamente quella associata al sottoquadro A e quella collegata al sottoquadro C, come mostrato in Figura 3.2. In Figura 3.3 è riportato lo schema a blocchi dell'impianto di distribuzione.



Figura 3.2: Planimetrie dei piani fuori terra della palazzina.

In rosso: sottoquadri di distribuzione.

In viola: armadi di trasmissione dati con arrivo in fibra ottica dall'esterno.

In blu: armadi di trasmissione dati di piano, collegati al centro stella tramite fibra ottica.

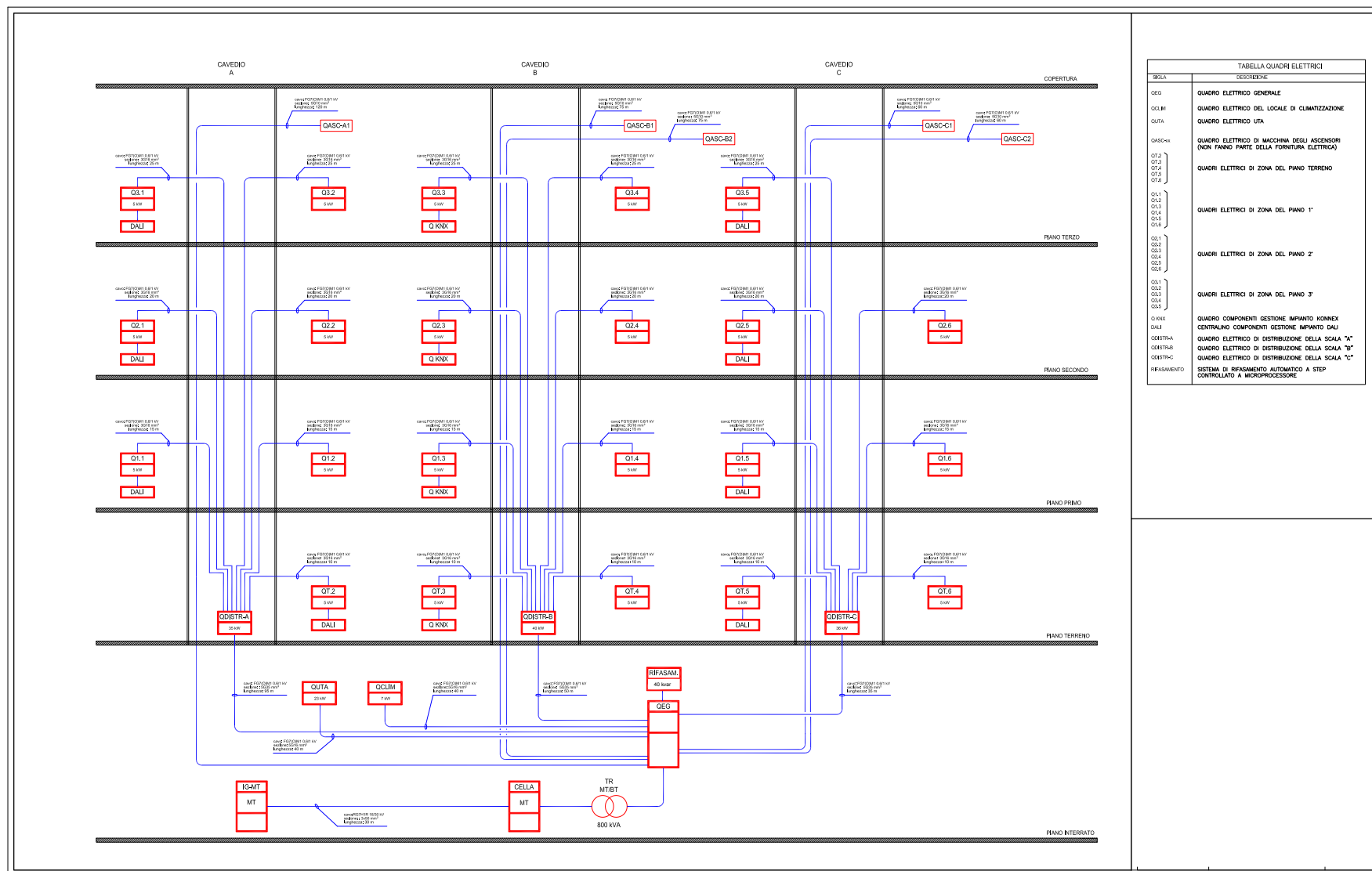


Figura 3.3: Schema a blocchi dell'impianto di distribuzione.

Tale configurazione, pur offrendo una certa flessibilità nella distribuzione dei carichi informatici, aumenta la complessità nella gestione della continuità di servizio. La presenza di dorsali multiple e non convergenti in un unico nodo introduce ulteriori punti di vulnerabilità e riduce l'efficacia di soluzioni centralizzate, come la protezione mediante un solo UPS di grande potenza. Un guasto o una disalimentazione su una dorsale potrebbe infatti isolare intere sezioni dell'edificio, compromettendo temporaneamente alcune funzioni operative. Per garantire affidabilità e ridondanza, è quindi preferibile adottare una strategia di protezione distribuita, calibrata sulla topologia dell'impianto e sulla posizione delle dorsali principali, in modo da coniugare efficienza e sicurezza operativa.

Un'interruzione dell'alimentazione non comporterebbe soltanto il blocco delle attività lavorative, ma anche la perdita dei sistemi di accesso e sicurezza, che dipendono interamente dalla rete elettrica. Per questo motivo, l'alimentazione della Control Room tramite un UPS dedicato rappresenta una misura prioritaria, capace di mantenere attivi i sistemi di controllo accessi e videosorveglianza anche in caso di blackout, garantendo così l'operatività e la sicurezza del personale.

Un ulteriore aspetto da considerare riguarda il ruolo strategico dei locali situati al piano terra. Essi costituiscono il punto di terminazione delle dorsali in fibra ottica provenienti dall'esterno, che rappresentano il canale di comunicazione primaria con la rete pubblica e con i sistemi informatici esterni. Da queste sale si diramano i collegamenti verso i rack dei vari CED collocati ai piani superiori, anch'essi in fibra ottica, garantendo una trasmissione ad alta velocità e riducendo i rischi di interferenze. La presenza di due punti di accesso indipendenti, provenienti da percorsi fisici differenti, offre un significativo vantaggio in termini di ridondanza: qualora uno dei due collegamenti dovesse risultare guasto o non disponibile, il traffico dati potrebbe comunque instradarsi attraverso il percorso alternativo, assicurando continuità del servizio e affidabilità della rete interna.

Il concetto di ridondanza non riguarda soltanto l'infrastruttura di rete, ma trova applicazione anche nella distribuzione elettrica. Un esempio concreto è rappresentato dai rack installati al primo e al secondo piano: sebbene siano collocati nello stesso locale, ciascuno di essi risulta alimentato da due UPS distinti. Tale configurazione, mostrata in Figura 3.5, garantisce un ulteriore livello di protezione, in quanto un eventuale guasto a un gruppo di continuità non comporterebbe l'interruzione dell'alimentazione dell'intero rack. Questa scelta, seppur ridondante rispetto alle esigenze minime, riflette la volontà di garantire la massima continuità operativa delle infrastrutture critiche, conformemente alle buone pratiche di progettazione dei sistemi informatici.

La combinazione di ridondanza nei collegamenti in fibra e nella protezione tramite UPS multipli rappresenta quindi un elemento essenziale della strategia complessiva di affidabilità dell'edificio. Tali soluzioni permettono di mitigare sensibilmente i rischi legati a guasti o interruzioni, rafforzando la resilienza dell'infrastruttura informatica e impiantistica nel suo complesso.

È opportuno osservare che gli attuali gruppi di continuità non risultano collegati direttamente in serie alle utenze critiche, bensì fanno capo a un interruttore dedicato e separato. Tale configurazione implica che gli UPS non siano interposti lungo la linea principale di alimentazione dei carichi sensibili, ma inseriti su un ramo secondario. L'interruttore a cui sono collegati risulta inoltre significativamente sovradimensionato rispetto ai consumi effettivi: si tratta infatti di dispositivi da 40 A, mentre gli interruttori posti a protezione diretta delle utenze sono da 16 A. La disposizione dei circuiti è stata verificata consultan-

do gli schemi elettrici unifilari allegati al progetto *As Built* dell'impianto (ultima revisione disponibile risalente all'anno 2018). Tuttavia, tali schemi non riportano né i gruppi di continuità attualmente installati né le sale server, introdotte in fasi successive agli aggiornamenti di progetto. Per questo motivo, la documentazione grafica storica non risulta rappresentativa dello stato effettivo dell'impianto e deve essere integrata con rilievi diretti e verifiche in campo, al fine di aggiornare le tavole e redigere la nuova documentazione di conformità. Si evidenzia pertanto che le valutazioni svolte in questa sezione si basano su una ricostruzione deduttiva dei collegamenti e sulla documentazione disponibile, in attesa di un rilievo esecutivo che ne confermi la corrispondenza con l'impianto reale. La Figura 3.4 mostra la ricostruzione schematica dei collegamenti attuali, realizzata sulla base delle informazioni disponibili e delle evidenze riscontrate durante il sopralluogo.

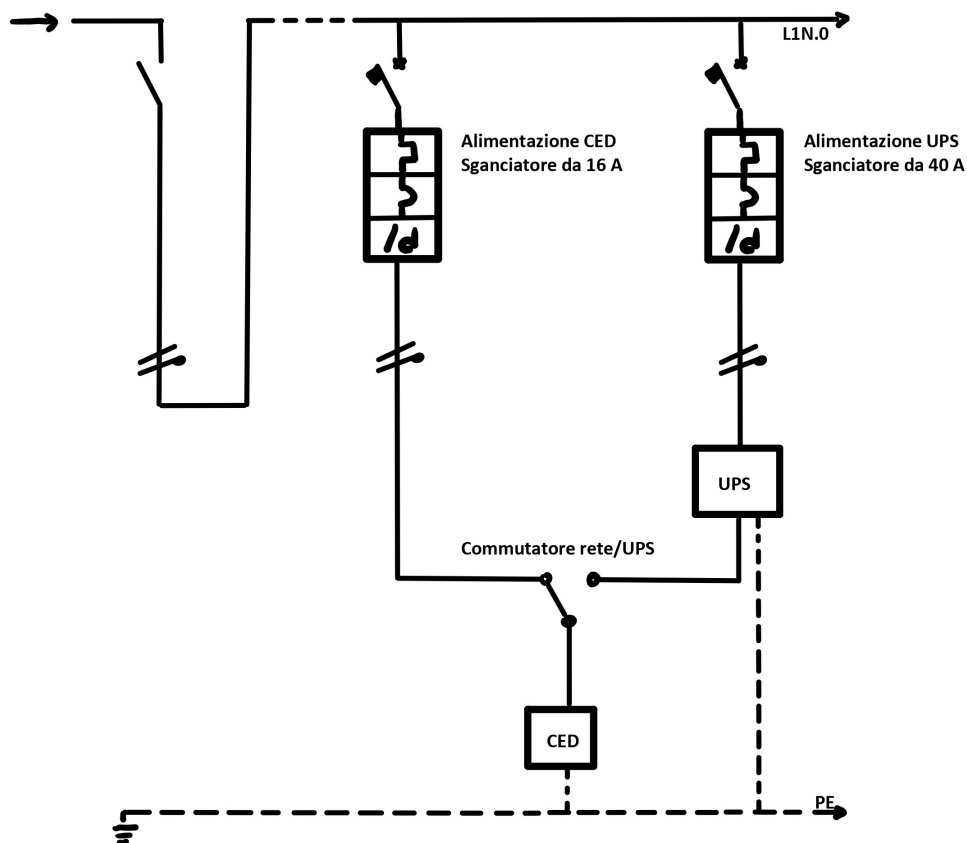


Figura 3.4: Schema unifilare semplificato e rappresentativo dei collegamenti attuali tra UPS e utenze critiche.

Sebbene gli schemi unifilari disponibili non rappresentino lo stato aggiornato dell'impianto, l'analisi delle informazioni reperibili ha comunque consentito di ricostruire l'impostazione funzionale dei sottoquadri e di valutarne la coerenza con i principi normativi.

Dal punto di vista formale, tale disposizione può essere considerata corretta in quanto soddisfa i requisiti di selettività. Secondo la definizione riportata nella norma CEI EN IEC 60947-2, la selettività consiste nella capacità delle protezioni di isolare esclusivamente il ramo interessato dal guasto, evitando l'intervento intempestivo dei dispositivi posti a monte e preservando così il funzionamento delle altre linee [17]. In altre parole, un guasto localizzato su un'utenza non determina il distacco dell'intero sottoquadro, ma viene confinato al solo ramo interessato, garantendo una continuità minima del servizio.

Nonostante il rispetto di questo principio, la configurazione adottata presenta alcune criticità. La scelta di collocare gli UPS sotto un interruttore intermedio sovradimensionato riduce infatti l'efficacia della protezione per le utenze critiche, quali i rack dei CED o i sistemi di controllo e sicurezza. Tali utenze, essendo essenziali per l'operatività e la sicurezza aziendale, richiedono non soltanto protezione dai guasti, ma anche garanzia di continuità in caso di disturbi o interruzioni prolungate della rete. L'attuale schema non consente di soddisfare pienamente questi requisiti, lasciando un margine di rischio operativo.

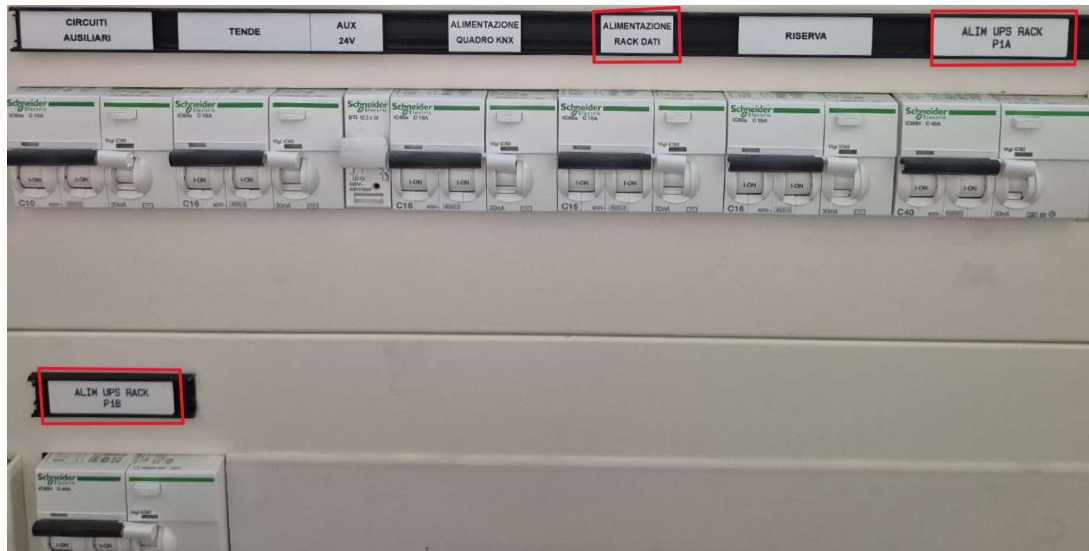
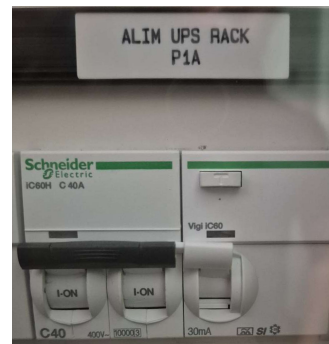


Figura 3.5: Dettaglio del sottoquadro del primo piano.

In rosso: interruttori a protezione del rack dati e delle due linee UPS.



(a) Alimentazione del rack dati.



(b) Alimentazione di uno dei due UPS.

Figura 3.6: Confronto degli interruttori magnetotermici differenziali presenti sul sottoquadro del primo piano.

Una configurazione più idonea, coerente con i criteri di affidabilità e continuità definiti dalle norme CEI 0-16 e CEI EN 50160, consisterebbe nell'eliminazione dell'interruttore intermedio e nel collegamento diretto degli UPS allo stesso interruttore che alimenta le utenze [5, 12]. Tale soluzione ridurrebbe i punti di vulnerabilità del sistema e garantirebbe che la protezione e la continuità di alimentazione siano effettivamente dedicate ai carichi strategici. Questa modifica risulterebbe conforme non solo alle prescrizioni normative, ma anche alle buone pratiche impiantistiche adottate nei sistemi di alimentazione critici,

dove la semplificazione della catena di protezione rappresenta un fattore chiave per incrementare la resilienza. Poiché la documentazione progettuale disponibile non riporta i collegamenti aggiornati, si è scelto di integrare l'analisi con un riscontro visivo diretto sugli apparati installati. Le Figure 3.5 e 3.6 mostrano gli interruttori dedicati agli UPS e alle utenze critiche, utili a evidenziare la disposizione effettiva dei dispositivi e il loro dimensionamento rispetto ai carichi serviti.

3.1.2 Pompe di calore

Le pompe di calore installate rappresentano un investimento recente, realizzato nel corso dell'ultimo anno e commissionato direttamente alla società EB Facility S.r.l.. L'intervento ha previsto la sostituzione della precedente unità polivalente con due nuovi refrigeratori di liquido modello TRANE RTSF 090, ciascuno con una potenza frigorifera nominale pari a 93 kW, per una potenza complessiva installata di 186 kW. Questa scelta si inserisce in una strategia di efficientamento energetico dell'edificio, coerente con la direttiva (UE) 2024/1275 (EPBD recast) che promuove la decarbonizzazione del patrimonio edilizio e l'adozione di tecnologie più performanti nei sistemi HVAC.

Le unità appartengono alla tipologia dei refrigeratori di liquido a vite, con compressori rotativi raffreddati ad acqua, progettate per installazione in ambienti interni. Ogni macchina giunge in sito già completamente assemblata ed ermetica, comprensiva di tubazioni e cablaggi predisposti in fabbrica. Prima della spedizione, le unità sono sottoposte a test di tenuta, processi di disidratazione, caricamento del refrigerante e collaudi funzionali, al fine di garantire la piena operatività sin dal primo avvio [69]. Questa modalità riduce i tempi di cantiere e i rischi legati all'assemblaggio in opera.

Per quanto concerne il fluido refrigerante, le unità impiegano R515B, con carica di 47 kg per unità (94 kg complessivi). Tale refrigerante presenta un *Global Warming Potential* (GWP) pari a 293, significativamente inferiore rispetto a molti HFC tradizionali come l'R134a. Questa scelta è pienamente in linea con il Regolamento (UE) 2024/573 (F-GAS), che impone restrizioni progressive sull'uso di gas fluorurati con elevato potenziale di riscaldamento globale e prevede obblighi di etichettatura, registrazione e certificazione dei tecnici addetti [24]. Le pressioni nominali di progetto sono fissate a 14 bar lato bassa pressione e 25 bar lato alta pressione, mentre il circuito idraulico acqua è dimensionato per una pressione massima di esercizio pari a 10 bar.

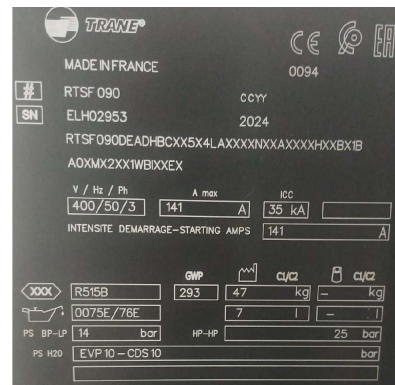
Da un punto di vista elettrico, ciascuna macchina è equipaggiata con compressore a vite Helixrotor, alimentato in trifase a 400 V, 50 Hz, con assorbimento massimo pari a 141 A. In condizioni nominali, le due unità richiedono circa 282 A complessivi. L'avvio è gestito tramite azionamenti a frequenza adattiva (AFD, *Adaptive Frequency Drive*), che limitano la corrente di spunto al valore nominale, attenuando il disturbo sulla rete e migliorando la stabilità dell'alimentazione dell'edificio.

Per il controllo operativo, le unità integrano il sistema logico adattivo UC800, che monitora in tempo reale variabili quali pressioni, temperature e portate e corregge automaticamente i parametri di funzionamento per mantenere condizioni d'efficienza ottimali. La modulazione delle prestazioni avviene mediante caricamento/scaricamento dei compressori, in coordinamento con valvole di scorrimento e AFD, consentendo un'operatività flessibile e modulata in funzione del fabbisogno termico dell'edificio. In Figura 3.7 sono riportati i dati di targa di una delle unità, utili per il dimensionamento e l'integrazione elettrica e

idraulica dell'impianto.



(a) Dati di targa del compressore.



(b) Dati di targa della pompa di calore.

Figura 3.7: Dati di targa di una delle due unità TRANE RTSF.

La protezione di queste due unità rappresenta una sfida significativa, poiché comporta un investimento rilevante sia sotto il profilo economico sia in termini di spazio impiantistico da destinare alle apparecchiature di supporto.

Dal punto di vista economico, l'adozione di soluzioni di continuità per unità di tale taglia implica costi significativi, legati non solo alla fornitura e all'installazione degli UPS, ma anche alla manutenzione ordinaria e straordinaria, che deve essere pianificata con attenzione per garantirne l'affidabilità nel tempo. Anche gli aspetti logistici rivestono un ruolo cruciale: i locali tecnici devono essere dimensionati in modo da ospitare le nuove apparecchiature, assicurando un'adeguata ventilazione, lo smaltimento termico e la possibilità di accesso per le operazioni di manutenzione.

Tra le soluzioni ipotizzabili per garantire la continuità di servizio, è stata presa in considerazione anche la possibilità di installare un gruppo elettrogeno dedicato. Tuttavia, questa opzione presenta diverse criticità, legate sia all'impatto acustico e alle possibili lamentele dei condomini adiacenti, sia agli obiettivi di sostenibilità ambientale perseguiti dalla committenza. Per tali ragioni, l'attenzione si è orientata verso sistemi UPS di adeguata capacità, considerati più coerenti con la filosofia di gestione energetica dell'edificio e con l'approccio sostenibile che ne caratterizza le recenti scelte impiantistiche.

L'analisi della soluzione più opportuna rappresenta quindi un passaggio fondamentale per individuare un equilibrio tra affidabilità, efficienza e sostenibilità del sistema edificio-impianto.

3.2 Analisi delle opzioni progettuali

Al fine di individuare il piano d'azione più idoneo, è stato eseguito un dimensionamento basato sui dati di progetto. Tale approccio consente di sovrastimare deliberatamente i fabbisogni energetici e di valutare soluzioni impiantistiche in condizioni cautelative, evitando il rischio di sottodimensionamenti che potrebbero compromettere l'affidabilità del sistema.

La metodologia di calcolo si è articolata in più fasi: in primo luogo è stata determinata la potenza apparente richiesta dalle macchine, ricavata a partire dai valori di tensione e

corrente nominali dichiarati dal costruttore. A seguire, è stata valutata l'energia necessaria per garantire la continuità di alimentazione alle utenze considerate critiche, assumendo un'autonomia minima di riferimento. A questo punto, i valori così ottenuti sono stati rapportati all'efficienza media del gruppo di continuità, in modo da calcolare la capacità effettiva di accumulo richiesta al sistema di batterie.

Questa procedura, schematizzata nelle sezioni successive, ha permesso di tradurre le esigenze impiantistiche in valori quantitativi, costituendo la base per il confronto tra le diverse soluzioni progettuali. L'obiettivo finale è quello di individuare una configurazione che bilanci adeguatamente affidabilità, costi di investimento e vincoli logistici, garantendo la protezione ottimale delle utenze strategiche.

3.2.1 Soluzione di continuità per i singoli CED

Nel caso dei Centri di Elaborazione Dati, il calcolo della potenza necessaria è stato eseguito considerando lo schema di cablaggio ritenuto più corretto, ossia con i gruppi di continuità collegati a valle dell'interruttore di protezione da 16 A, alimentato a 230 V. Tale configurazione rappresenta lo scenario di riferimento per un dimensionamento accurato. Poiché i vari CED presenti nella struttura risultano sostanzialmente analoghi dal punto di vista impiantistico, è stato sufficiente un calcolo unificato, valido per tutte le unità.

Il ragionamento seguito si articola come descritto di seguito. La potenza apparente assorbita da ciascun CED, alimentati in monofase, è stata determinata come prodotto della tensione di alimentazione e della corrente nominale:

$$S_{load} = V \cdot I = 230 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} = 3,7 \text{ kVA} \rightarrow P_{load} \approx 3,7 \text{ kW}$$

Tale valore è stato intenzionalmente sovrastimato, con l'obiettivo di introdurre un margine cautelativo che tenga conto di possibili futuri incrementi di carico. Di conseguenza, la potenza di dimensionamento per l'UPS è stata calcolata come:

$$S_{UPS} = 1,35 \cdot S = 5 \text{ kVA} \rightarrow P_{UPS} \approx 5 \text{ kW}$$

considerando che, nel caso delle sale server, il fattore di potenza risulta generalmente prossimo all'unità.

L'obiettivo prefissato era quello di garantire la continuità di alimentazione per un intervallo di 4 ore consecutive. L'energia richiesta dai carichi è stata pertanto determinata come:

$$E_{load} = P_{load} \cdot 4 \text{ h} = 3,7 \text{ kW} \cdot 4 \text{ h} = 14,8 \text{ kWh}$$

Successivamente, per tenere conto delle perdite di conversione introdotte dall'UPS è stato assunto un rendimento pari a 0,95, preso da Tabella 3.1, scelta conservativa che riflette le inevitabili dissipazioni dovute all'inverter e alla gestione delle batterie. Ne consegue che l'energia effettivamente necessaria al sistema di accumulo è pari a:

$$E_{batt} = \frac{E_{load}}{\eta_{UPS}} = \frac{14,8 \text{ kWh}}{0,95} = 15,58 \text{ kWh}$$

Tale valore corrisponde alla capacità complessiva che ogni UPS dovrebbe garantire per assicurare il funzionamento dei CED per il periodo stabilito. In altri termini, lasciando invariati i gruppi di continuità attualmente presenti, sarebbe necessario prevedere un'espansione dei banchi batterie fino a raggiungere circa 16 kWh per ciascuna unità.

3.2.2 Soluzione di continuità unificata per i CED

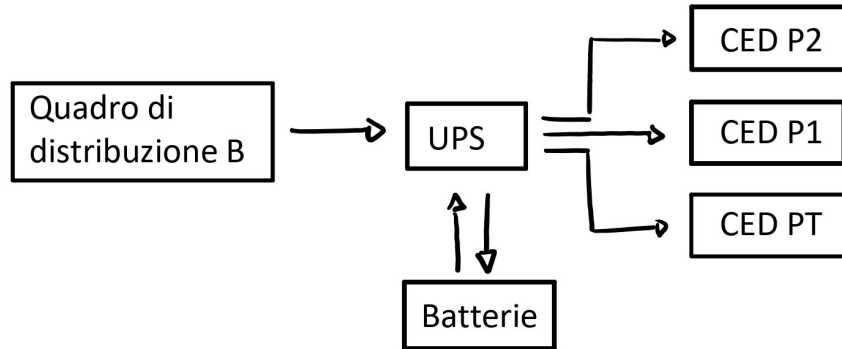


Figura 3.8: Schema della soluzione con gruppo di continuità unico per le sale server del piano terra, primo e secondo.

Un secondo approccio, di maggiore interesse dal punto di vista tecnico ed economico, consiste nell'adozione di un sistema centralizzato di continuità. In tale scenario, mostrato in Figura 3.8 i gruppi statici attualmente a servizio della dorsale collegata al sottoquadro di distribuzione B verrebbero sostituiti da un unico UPS di potenza adeguata, corredato da un banco batterie esterno opportunamente dimensionato. Gli UPS già presenti potrebbero essere recuperati e riutilizzati dal cliente per utenze secondarie o di minor criticità, ottimizzando l'investimento complessivo.

Occorre tuttavia evidenziare che non tutte le sale server possono essere incluse in questa configurazione unificata. In particolare, la Control Room e il CED posto al terzo piano, a causa della loro distanza fisica dal centro stella e della dorsale principale, devono continuare a rimanere protetti da sistemi di continuità separati. In questi casi l'intervento sarebbe limitato all'aggiunta di batterie supplementari, così da aumentare l'autonomia senza modificare sostanzialmente la configurazione esistente.

Centro stella e armadi del primo e secondo piano.

Poiché tali CED risultano distribuiti su tre piani diversi, ciascuno protetto da un proprio interruttore, la potenza apparente deve essere considerata nella sua somma complessiva. Applicando il sovradimensionamento cautelativo del 35% si ottiene:

$$S_{UPS} = 1,35 \cdot (3 \cdot 3,7 \text{ kVA}) = 15 \text{ kVA}$$

e, conseguentemente, l'energia richiesta alle batterie per garantire 4 ore di autonomia risulta pari a:

$$E_{batt} = \frac{S_{UPS} \cdot 4 \text{ h}}{0,95} = 63,16 \text{ kWh}$$

Tali valori risultano piuttosto elevati ed introducono ulteriori considerazioni di natura logistica. La disponibilità di spazi idonei per l'installazione di banchi batterie di tale capacità è infatti limitata e non sempre coincide con la posizione degli armadi da proteggere. Una possibile soluzione consiste nel collocare il banco batterie all'interno di un locale tecnico posto su un piano differente rispetto al gruppo di continuità, soluzione che, pur comportando un aumento della lunghezza dei collegamenti in corrente continua, consente di ottimizzare l'utilizzo degli spazi esistenti. In alternativa, qualora le condizioni edilizie e

organizzative lo consentano, si può valutare la riconversione di un ambiente attualmente destinato a uso ufficio in locale tecnico, così da ospitare l'intero sistema (UPS e batterie) in prossimità dei carichi critici. Questa configurazione permetterebbe di semplificare la disposizione impiantistica, ridurre le perdite dovute alla lunghezza dei cavi e facilitare le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria.

Un ulteriore aspetto da considerare riguarda la gerarchia elettrica della distribuzione. Lo spostamento delle linee di alimentazione degli armadi e degli UPS dal sottoquadro di piano al quadro superiore comporta la necessità di aggiornare la documentazione tecnica di impianto. In particolare, la modifica implica la riqualificazione del quadro di distribuzione B, che dovrà essere oggetto di una nuova Dichiarazione di Conformità (Di.Co.), come previsto dal D.M. 37/2008 per tutti gli impianti elettrici successivi al 2008 (anno di entrata in vigore del decreto) soggetti a variazioni sostanziali [31]. Contestualmente, si rende necessario procedere al rifacimento degli schemi elettrici unifilari e all'aggiornamento dei progetti *As Built*, così da garantire la piena tracciabilità delle modifiche eseguite e il rispetto delle normative vigenti in materia di sicurezza e documentazione tecnica.

Control Room e armadio del terzo piano.

Per quanto riguarda queste due sale, che risultano indipendenti rispetto al centro stella, valgono le considerazioni già svolte in precedenza. Gli UPS attualmente installati sono correttamente dimensionati per la potenza nominale richiesta, ma necessitano di un'espansione dei pacchi batterie fino a raggiungere circa 8 kWh, così da garantire un livello di autonomia adeguato. Ciò è possibile a condizione che i modelli esistenti supportino tale ampliamento. Un'alternativa interessante potrebbe essere quella di sostituire i gruppi di continuità oggi presenti in Control Room con un'unica macchina di maggiore capacità, capace di alimentare contemporaneamente sia il rack dati sia la postazione di videosorveglianza CCTV (*Closed Circuit TeleVision*). Tale soluzione permetterebbe di semplificare la gestione, aumentare l'autonomia complessiva e liberare spazio prezioso all'interno della Control Room, facilitando inoltre le attività di manutenzione ordinaria.

3.2.3 Soluzione di continuità per le pompe di calore

Avendo a disposizione i dati di targa di entrambe le macchine, è possibile procedere a un dimensionamento preliminare della potenza apparente e dell'energia di accumulo necessaria per garantire la continuità di esercizio. La metodologia adottata prende come riferimento i valori dichiarati dal costruttore e riportati a catalogo per il modello in esame, considerando in particolare il fattore di potenza dichiarato pari a 0,95 [69]. Tali informazioni sono sintetizzate nella Tabella 3.2, che costituisce la base di partenza per i successivi calcoli.

Sulla base di tali dati, la potenza apparente complessiva richiesta dalle due unità si calcola come segue:

$$S = \frac{2 \cdot P}{PF} = \frac{2 \cdot 93 \text{ kW}}{0,95} = 196 \text{ kVA}$$

Ne discende che, per assicurare la protezione delle utenze in oggetto, sarebbe teoricamente necessario un UPS di grande taglia, nell'ordine dei 200 kVA. La corrente trifase

Tabella 3.2: Dati elettrici dell'unità TRANE RTSF.

Parametro	Valore
Alimentazione elettrica	400 V, 50 Hz, trifase
Collegamento alla linea elettrica in entrata	Unica alimentazione
Avviamento compressore	AFD
Corrente di avviamento	141 A
Corrente massima	147 A
Fattore di potenza	0,95
Corrente di corto circuito	35.000 A
Massima potenza assorbita	93 kW

corrispondente lato UPS risulta:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{196 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V}} = 282,90 \text{ A}$$

valore che, quantomeno in termini nominali, si colloca al di sotto della soglia massima consentita dall'interruttore-sezionatore a monte (300 A). Per la definizione dei margini di sicurezza e delle correnti di cortocircuito ammissibili, la verifica va condotta nel rispetto delle prescrizioni della CEI EN 60947-2 in materia di potere d'interruzione e coordinamento tra protezioni [17].

Coerentemente con le ipotesi già adottate per le altre utenze critiche, si è fissata un'autonomia obiettivo di 4 ore. L'energia richiesta ai carichi risulterebbe pertanto:

$$E_{load} = P \cdot 4 \text{ h} = 186 \text{ kW} \cdot 4 \text{ h} = 744 \text{ kWh}$$

che, tenendo conto di un rendimento medio dell'UPS pari a 0,9 (valore cautelativo che incorpora le perdite di conversione batterie-inverter), conduce alla capacità effettiva richiesta al sistema di accumulo:

$$E_{batt} = \frac{E_{load}}{\eta_{UPS}} = \frac{744 \text{ kWh}}{0,9} = 826,7 \text{ kWh}$$

Già la sola dimensione "elettrica" della fornitura evidenzia la natura fortemente gravosa della soluzione. Un UPS di questa classe presenta ingombri non trascurabili e richiede spazi tecnici adeguati per installazione, ventilazione e manutenzione.

Per una valutazione oggettiva, la Tabella 3.3 confronta alcuni modelli di mercato con potenze equivalenti, evidenziando aree occupate prossime al metro quadrato per modulo e volumi significativi [57–60, 65, 66]. Poiché ciascun modello è concepito per il collegamento a un banco batterie esterno, nella tabella non è riportata l'energia effettivamente accumulabile, in quanto dipendente dalla configurazione scelta e dal dimensionamento del sistema di accumulo associato. L'installazione nello stesso locale delle pompe di calore, oltre a ostacolare i percorsi di manovra ordinari e le operazioni manutentive, risulterebbe

Tabella 3.3: Confronto degli ingombri degli UPS Riello e Schneider.

Produttore	Modello	# moduli Taglia [kVA]	Dimensioni L×P×H [mm]	Area [m ²]	Volume [m ³]
Riello	HE	2 × 120	2 × (800 × 850 × 1.900)	1,36	2,59
		1 × 250	1.000 × 850 × 1.900	0,85	1,62
Riello	HP	2 × 120	2 × (800 × 850 × 1900)	1,36	2,59
		1 × 250	1.500 × 1.000 × 1.900	1,50	2,85
Riello	HP UL	2 × 125	2 × (800 × 850 × 1.900)	1,36	2,59
		1 × 250	1.000 × 850 × 1.900	0,85	1,62
Riello	MPS	2 × 120	2 × (800 × 800 × 1.900)	1,28	2,43
Schneider	Galaxy VS	2 × 100	2 × (521 × 847 × 1.485)	0,88	1,31
Schneider	Galaxy VL	2 × 200	850 × 925 × 1.970	0,79	1,55

contraria alle buone pratiche di segregazione dei rischi e, in generale, sconsigliabile dal punto di vista della sicurezza.

In aggiunta, in locali che ospitano macchine frigorifere di questa taglia si tende a evitare la promiscuità con quadri e apparecchiature elettriche “sensibili”, privilegiando la separazione funzionale tra impianti per limitare i rischi in caso di malfunzionamenti meccanici severi. Tale principio è coerente con gli indirizzi di prevenzione e, sul piano elettrico, con le esigenze di selettività e sezionamento sicuro prescritte dalle norme di prodotto e d’impianto.

Il tema più critico rimane, tuttavia, il sistema di accumulo. L’energia da installare deve essere corretta rispetto alla profondità di scarica ammissibile (*Depth of Discharge*, DoD) e al derating di esercizio (ossia una riduzione delle prestazioni a causa di temperatura ambiente o invecchiamento delle batterie). A titolo esemplificativo, assumendo DoD tipico 50–60% per VRLA e 80–90% per LiFePO₄, e un margine del 25%, si ottengono i seguenti valori:

$$E_{batt,VRLA} = 1,25 \cdot \frac{E_{batt}}{DoD_{VRLA}} = 1,25 \cdot \frac{826,7 \text{ kWh}}{0,6} = 1.722,3 \text{ kWh} = 1,7 \text{ MWh}$$

$$E_{batt,LiFePO_4} = 1,25 \cdot \frac{E_{batt}}{DoD_{LiFePO_4}} = 1,25 \cdot \frac{826,7 \text{ kWh}}{0,9} = 1.148,2 \text{ kWh} = 1,1 \text{ MWh}$$

Anche optando per la tecnologia più favorevole in termini di densità energetica (batterie al litio), le dimensioni restano proibitive. Prendendo come riferimento l’armadio batterie per la gamma Galaxy V dal catalogo Schneider, questo presenta le specifiche riportate in Tabella 3.4, dalle quali discendono ingombri e pesi complessivi considerevoli in caso di parallelizzazione su larga scala [64].

A partire da tali dati, il fabbisogno complessivo e il numero di armadi risulterebbero:

$$E_{armadio} = \#moduli \cdot E_{modulo} = 16 \cdot 2,04 \text{ kWh} = 32,64 \text{ kWh}$$

$$\#armadi = \frac{E_{batt,LiFePO_4}}{E_{armadio}} = \frac{1148,2 \text{ kWh}}{32,64 \text{ kWh}} = 35,2 \rightarrow 36 \text{ armadi}$$

La conseguente richiesta di superficie, corridoi di servizio e portata della soletta (≈ 17 t solo per gli armadi) evidenzia un onere infrastrutturale molto elevato, al quale si aggiunge un investimento in apparecchiature superiore al milione di euro, al netto di opere edili,

Tabella 3.4: Specifiche dell'armadio per batterie agli ioni di litio per la gamma di UPS Schneider Galaxy V.

Parametro	Valore
Moduli batteria installati	16
Tensione nominale batteria [V_{DC}]	486
Tensione fine scarica [V_{DC}]	384
Capacità nominale batteria [Ah]	67
Capacità modulo batteria [kWh]	2,04
Dimensioni LxPxH [mm]	$650 \times 587 \times 1.970$
Peso [kg]	470

movimentazioni, impianti HVAC e cablaggi DC, Per questi ultimi, le correnti continue in gioco risultano dell'ordine di:

$$I_{DC} = \frac{P}{\eta_{inverter} \cdot V_{batt}} = \frac{186 \text{ kW}}{0,9 \cdot 384 \text{ V}} = 538,2 \text{ A}$$

che richiedono sezionamento e interruzione con apparecchiatura specifica per corrente continua. In tal senso, le prescrizioni della CEI EN 60947-3 sui dispositivi di manovra/sezionamento in carico DC e della CEI EN 60204-1 per gli impianti elettrici delle macchine risultano vincolanti per la scelta dei componenti e per la definizione delle distanze e delle camere d'estinzione dell'arco [13, 14].

La criticità principale è legata alla natura stessa della corrente continua: a differenza della corrente alternata a 50 Hz, in cui il passaggio periodico per lo zero (*zero-crossing*, ogni 10 ms) favorisce lo spegnimento spontaneo dell'arco durante l'apertura del circuito, in DC tale fenomeno non si verifica. La corrente continua mantiene infatti intensità costante e direzione unidirezionale, per cui un arco elettrico generato non si estingue naturalmente ma può persistere fino all'intervento di dispositivi specifici (camere d'estinzione, magneti soffiatori, sezionatori DC). Questa differenza rende le interruzioni in corrente continua molto più critiche rispetto a quelle in alternata, comportando requisiti impiantistici e di sicurezza più stringenti e incidendo in modo significativo su costi e configurazione del layout. Nei grandi sistemi di accumulo e negli UPS, dove le correnti DC possono raggiungere valori molto elevati, la progettazione delle protezioni diventa quindi un aspetto essenziale per garantire sicurezza e affidabilità complessiva.

Nel caso degli accumulatori al piombo VRLA, oltre agli ingombri quasi doppi rispetto alle soluzioni al litio, è necessario considerare ulteriori limitazioni legate al ciclo di vita e alla gestione operativa. Queste batterie richiedono infatti la sostituzione completa ogni 4-5 anni, una manutenzione più frequente – comprendente test periodici di capacità e la gestione dei moduli degradati – e comportano quindi un impatto economico rilevante in termini di costi operativi e fermo impianto. Le batterie al litio di tipo LiFePO_4 , pur caratterizzate da un costo iniziale superiore, offrono invece vantaggi significativi: una maggiore profondità di scarica, una vita utile più estesa e minori necessità manutentive, risultando pertanto più adatte per applicazioni critiche di elevata capacità energetica. Tuttavia, la

scelta tra le due tecnologie resta fortemente condizionata dai vincoli di spazio e dal budget disponibile, poiché entrambe richiedono ingombri e investimenti considerevoli. Nel caso specifico, l'investimento complessivo per la protezione delle pompe di calore superebbe di oltre due volte il costo dell'impianto da proteggere, rendendo economicamente ingiustificata l'adozione di una delle due soluzioni.

Alla luce di quanto esposto, l'adozione di un UPS da circa 200 kVA con 4 ore di autonomia per la protezione diretta delle pompe di calore non può essere considerata una soluzione praticabile in un contesto direzionale. Le dimensioni, il peso complessivo, le elevate correnti in gioco e i requisiti di sicurezza elettrica e antincendio rendono infatti l'opzione tecnicamente complessa ed economicamente insostenibile. Per applicazioni di questa scala, la prassi consolidata prevede l'impiego di un gruppo elettrogeno dimensionato ad hoc, affiancato da un UPS di taglia nettamente inferiore dedicato esclusivamente alle logiche di controllo e ai sistemi ausiliari. In tale configurazione, l'UPS garantisce la continuità durante il transitorio di avviamento del generatore, mentre il gruppo fornisce la potenza attiva necessaria ai compressori e alle utenze principali. Questa soluzione consente un notevole contenimento dei costi e degli ingombri, semplifica l'impiantistica (inclusi i sistemi HVAC e antincendio) e assicura un'autonomia teoricamente illimitata, legata unicamente alla disponibilità di combustibile.

Soluzione di continuità tramite gruppo elettrogeno

Qualora si volesse garantire la protezione delle pompe di calore in caso di interruzione prolungata dell'alimentazione elettrica, una possibile strategia consisterebbe nell'adozione di un unico gruppo elettrogeno dimensionato per alimentare non soltanto le pompe di calore, ma l'insieme delle utenze critiche, se non addirittura l'intero edificio. In tale configurazione, gli UPS presenti continuerebbero a svolgere la funzione di copertura del transitorio di avviamento del motore diesel, assicurando la continuità alle utenze sensibili nei minuti immediatamente successivi al blackout. Una volta avviato e stabilizzato, il generatore garantirebbe la potenza attiva necessaria al funzionamento dei compressori e dei sistemi principali, riducendo al contempo la taglia e il numero delle batterie da installare.

Dal punto di vista tecnico, il gruppo dovrebbe essere collegato a valle del quadro generale tramite un dispositivo di commutazione automatica (ATS, *Automatic Transfer Switch*), che consenta il passaggio dal funzionamento in rete a quello in isola. Durante il tempo di avviamento del motore, gli UPS mantengono alimentati i carichi critici, evitando disservizi nei CED e nei sistemi informatici. L'interazione tra UPS e gruppo elettrogeno è dunque complementare: i primi garantiscono la continuità istantanea, mentre il secondo fornisce autonomia prolungata e ricarica le batterie una volta stabilizzata la tensione di uscita.

Tuttavia, tale soluzione presenta alcune criticità di rilievo. Il primo aspetto riguarda la sostenibilità ambientale: l'impiego di un generatore a gasolio contrasta con le strategie di decarbonizzazione già intraprese dalla committenza, oltre a introdurre emissioni acustiche e inquinanti che potrebbero sollevare problematiche di compatibilità ambientale e d'immagine. A ciò si aggiunge un vincolo di natura urbanistica: la palazzina oggetto di studio è inserita in un contesto urbano denso e circondata da edifici residenziali, circostanza che rende complesso, se non impossibile, il posizionamento di un gruppo elettrogeno sia nella corte interna sia in copertura, per ragioni di spazio, rumore e sicurezza.

Un'ipotesi alternativa potrebbe essere l'installazione del gruppo all'interno dei locali autorimessa, soluzione che richiederebbe tuttavia verifiche puntuali sulla disponibilità degli spazi, sulla ventilazione e, soprattutto, sull'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte del Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco. Il riferimento normativo principale in materia di prevenzione incendi per l'installazione dei gruppi elettrogeni è il D.M. 03 agosto 2015 (Codice di prevenzione incendi), successivamente integrato dal D.M. 15 aprile 2016, che introduce la regola tecnica verticale V.3 specificamente dedicata ai gruppi elettrogeni [29, 30]. Quest'ultima definisce requisiti costruttivi, di aerazione, resistenza al fuoco, compartimentazione e misure di esercizio per l'installazione sicura dei generatori in ambienti chiusi. Tali prescrizioni risultano dirimenti nella valutazione di fattibilità di un eventuale posizionamento del gruppo all'interno dei locali autorimessa, poiché incidono direttamente sulla progettazione impiantistica e sugli adempimenti autorizzativi verso il Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco.

Oltre agli aspetti ambientali e normativi, la fattibilità economica risulta condizionata dal costo di fornitura e installazione del gruppo, del quadro ATS e delle opere accessorie di connessione e fondazione. A titolo indicativo, per potenze dell'ordine dei 100–200 kVA, il costo specifico di un gruppo elettrogeno insonorizzato si attesta mediamente tra 250 e 400 €/kVA, cui vanno aggiunti gli oneri di manutenzione periodica e di consumo del carburante. Sebbene tale soluzione permetterebbe di ridurre la taglia complessiva dei sistemi di accumulo, i benefici economici risulterebbero controbilanciati dall'investimento iniziale e dai costi gestionali nel lungo periodo. Sulla base di tali considerazioni, e a fronte dei rilievi avanzati dal cliente circa l'accettabilità di una simile soluzione, appare evidente come l'opzione del gruppo elettrogeno sia da considerarsi di difficile realizzazione. Nonostante i vantaggi tecnici in termini di autonomia e resilienza, i vincoli ambientali, logistici e normativi (unitamente ai possibili reclami dei residenti) rendono questa ipotesi non perseguibile nel contesto attuale. La continuità operativa delle utenze critiche rimane pertanto affidata ai sistemi UPS, la cui autonomia è ritenuta sufficiente a coprire i blackout di breve durata tipici dell'alimentazione di rete locale.

3.2.4 Soluzione consigliata

Dopo una serie di sopralluoghi e di valutazioni tecnico-economiche, è stata individuata una configurazione impiantistica che rappresenta il compromesso più equilibrato tra affidabilità, costi e vincoli logistici.

In sintesi, le principali decisioni sono state le seguenti:

- realizzazione di un UPS centralizzato a servizio del centro stella al piano terra e dei CED situati al primo e al secondo piano;
- sostituzione degli UPS presenti in Control Room e al terzo piano, non potenziabili con banchi batterie esterni, con nuovo modello in grado di garantire un'autonomia adeguata;
- riutilizzo UPS dismessi (non espandibili con banchi batterie) per utenze non prioritarie individuate in accordo con la committenza;
- esclusione delle pompe di calore dalla protezione, in quanto l'installazione di un UPS adeguato risulta tecnicamente ed economicamente proibitiva e il comfort ambientale può essere temporaneamente sacrificato in condizioni di emergenza.

Questa soluzione, oltre a garantire la continuità di servizio per le utenze realmente critiche, consente al tempo stesso di ridurre al minimo i costi, gli ingombri e la complessità impiantistica, massimizzando il ritorno dell'investimento attraverso il riutilizzo delle apparecchiature già disponibili.

3.3 Opzione progettuale scelta

La seguente sezione descrive nel dettaglio l'opzione progettuale selezionata come soluzione ottimale per garantire la continuità di alimentazione dei Centri Elaborazione Dati e per valutarne le implicazioni impiantistiche, economiche e manutentive. Vengono di seguito illustrati i calcoli di dimensionamento, le considerazioni logistiche legate all'installazione e al tiraggio dei cavi, nonché l'analisi del ritorno dell'investimento.

3.3.1 UPS a protezione dei CED PT, P1 e P2

In collaborazione con un tecnico specializzato di *Groupe Energy Service*, per il centro stella al piano terra e per i CED situati al primo e al secondo piano è stata individuata come soluzione idonea l'installazione dell'UPS *Riello Sentryum S3M XTD 15* [62], le cui principali specifiche tecniche sono riportate in Tabella 3.5. Le specifiche complete, come riportate nella scheda tecnica del produttore, sono incluse in Allegato B. Il modello appartiene alla serie Sentryum di Riello UPS, una gamma di sistemi transformer-free a doppia conversione progettati per applicazioni informatiche e terziarie.

Tabella 3.5: Specifiche dell'UPS Riello Sentryum S3M XTD 15.

Parametro	Valore	Parametro	Valore
Input		Output (cont.)	
Potenza nominale [kVA]	15	Fattore di potenza [-]	1
Tensione nominale [V]	400 (3F+N) 230 (1F+N)	Rendimento η_{UPS} [%]	96,6
Frequenza [Hz]	50	Batterie	
THD _I [%]	≤ 3	Tensione nominale [V _{DC}]	240
Fattore di potenza [-]	$\geq 0,99$	Corrente max di carica [A]	6
Output		Dimensioni	
Tensione nominale [V]	230 (1F+N)	L×P×H [mm]	440 × 840 × 1.320
Frequenza [Hz]	50	Peso [kg]	105
Potenza apparente [kVA]	15		
Potenza attiva [kW]	15		

L'UPS installato a servizio dei CED appartiene alla categoria VFI-SS-111 secondo la norma CEI EN IEC 62040-3 [20]. Tale classificazione identifica i sistemi on-line a doppia conversione, nei quali la tensione e la frequenza di uscita sono indipendenti dalla rete di alimentazione. La sigla VFI indica la completa rigenerazione del segnale elettrico in uscita, mentre la sequenza SS-111 specifica l'impiego di un commutatore statico di bypass

e le massime prestazioni in termini di stabilità della tensione, della frequenza e della forma d'onda. Questa configurazione consente di mantenere un'alimentazione stabile e sinusoidale anche in presenza di disturbi o variazioni all'ingresso.

L'UPS presenta un fattore di potenza unitario e un rendimento massimo del 96,6% in modalità on-line, garantendo buone prestazioni energetiche anche in presenza di carichi non lineari. Il dispositivo può operare sia in configurazione trifase (3F+N) sia monofase (1F+N), consentendo una maggiore flessibilità in fase di installazione e un migliore adattamento alle condizioni di alimentazione disponibili. La gestione è affidata a un sistema di controllo digitale basato su microprocessore, che consente una regolazione stabile della tensione e della frequenza in uscita. La versione XTD (Xtend) consente l'impiego di bank batterie esterni di maggiore capacità, ottima soluzione per la protezione dei CED distribuiti sui tre piani dell'edificio. Sono presenti interfacce di comunicazione standard per l'integrazione con sistemi di monitoraggio o con piattaforme BMS (*Building Management System*). Tra le funzioni principali figurano la Power Walk-In, che riduce la corrente di spunto all'avvio, e il battery test automatico, utile per la manutenzione periodica e la verifica dello stato delle batterie. La conformità alle norme CEI EN IEC 62040-1 e CEI EN IEC 62040-3 garantisce il rispetto dei requisiti di sicurezza elettrica, compatibilità elettromagnetica e prestazioni dichiarate, assicurando l'idoneità del sistema per la protezione delle utenze critiche nei Centri Elaborazione Dati [19, 20].

L'UPS destinato alla protezione delle tre sale server è abbinato a un armadio batterie con dimensioni pari a $860 \times 800 \times 1.900$ mm e peso complessivo di 918 kg, di cui circa 230 kg di struttura e 688 kg di batterie VRLA al piombo ermetico. Poiché normalmente il gruppo di continuità e il relativo banco batterie vengono installati nello stesso locale, la soluzione richiederebbe di destinare a uso tecnico uno degli ambienti attualmente adibiti a ufficio o area relax, ipotesi non accettata dalla committenza.

Per questo motivo, si è deciso di collocare i due elementi su piani differenti: l'UPS verrà posizionato al primo o al secondo piano, mentre l'armadio batterie sarà collocato al piano terra. Tale configurazione consente di agevolare le operazioni di manutenzione periodica e di sostituzione dei moduli batteria, oltre a migliorare la distribuzione dei carichi statici sui solai. L'installazione comporterà tuttavia la movimentazione temporanea di alcuni armadi rack per consentire l'accesso ai tecnici e l'esecuzione in sicurezza delle opere di cablaggio, con un inevitabile incremento dei costi di installazione dovuto alla lunghezza dei collegamenti elettrici tra UPS e batterie.

Prima dell'installazione, è necessario verificare la compatibilità elettrica tra l'UPS e le altre utenze connesse al quadro. Sulla base dei dati riportati in Tabella 3.5, è possibile stimare la corrente di assorbimento nei due scenari di collegamento (trifase e monofase) al fine di individuare la configurazione più adatta sia in termini di bilanciamento delle fasi, sia sotto il profilo economico. Naturalmente, la connessione in trifase consente di ridurre la corrente per fase, con conseguente utilizzo di conduttori di sezione inferiore e minori perdite elettriche lungo la linea.

Collegamento trifase

La corrente assorbita dall'UPS in configurazione trifase è stata determinata considerando la condizione di massimo carico, ossia la situazione in cui l'utenza alimentata sfrutta interamente la potenza nominale dell'apparecchiatura e il caricabatterie opera contempo-

raneamente alla massima capacità. Il valore della corrente per fase risulta pertanto pari a:

$$I_{3F} = \frac{P_{UPS} + P_{charge}}{\sqrt{3} \cdot \eta_{UPS} \cdot PF \cdot V} = \frac{15 \text{ kW} + (240 \text{ V}_{DC} \cdot 6 \text{ A})}{\sqrt{3} \cdot 0,966 \cdot 0,99 \cdot 400 \text{ V}} = 24,81 \text{ A}$$

Ne consegue che ciascuna fase dovrà essere dimensionata per sostenere una corrente di circa 25 A.

Prima di procedere con le successive valutazioni, è opportuno precisare che l'analisi è stata condotta sulla base degli schemi elettrici unifilari aggiornati all'ultima revisione del progetto *As Built* (anno 2018), forniti dalla committenza. Tali elaborati, tuttavia, non riportano le linee di alimentazione dedicate ai Centri di Elaborazione Dati né quelle relative agli UPS attualmente installati, in quanto tali apparecchiature sono state integrate successivamente rispetto alla redazione dei disegni originari. Per garantire un margine di sicurezza e prevenire una possibile sottostima dei carichi effettivi, non si è proceduto alla sottrazione degli assorbimenti delle sale server: i calcoli sono stati eseguiti con riferimento alle correnti nominali di progetto degli interruttori a monte, così da ottenere una stima cautelativa e tecnicamente prudente delle condizioni di esercizio.

Non sono state effettuate misurazioni in opera, poiché un rilievo accurato richiederebbe la misura puntuale dei singoli rami e delle singole utenze alimentate, operazione complessa e difficilmente realizzabile senza interrompere l'attività dei reparti interessati. Inoltre, il tempo e le risorse necessarie per un'indagine di questo tipo risulterebbero non proporzionati rispetto al livello di dettaglio richiesto in questa fase di studio. L'approccio adottato, pur basato su dati progettuali e non misurati, consente comunque di delineare un quadro di dimensionamento attendibile, coerente con le finalità di uno studio di fattibilità.

Le eventuali verifiche puntuali e le misurazioni dirette potranno essere eseguite in fase esecutiva o durante l'aggiornamento dei nuovi schemi *As Built*, al fine di affinare ulteriormente la rappresentazione delle linee e la calibrazione delle protezioni.

Tabella 3.6: Assorbimenti massimi da schemi unifilari del quadro di distribuzione B.

Denominazione utenza	Massima corrente assorbita [A]
Alimentazione quadro QT.3	50
Alimentazione quadro QT.4	37
Alimentazione quadro Q1.3	55
Alimentazione quadro Q1.4	50
Alimentazione quadro Q2.3	55
Alimentazione quadro Q2.4	50
Alimentazione quadro Q3.3	59
Alimentazione quadro Q3.4	37

L'analisi delle correnti presenti negli schemi unifilari del quadro di distribuzione B, riportati sia in Figura 3.9 sia in Tabella 3.6, evidenzia una distribuzione dei carichi forte-

mente sbilanciata tra le tre fasi, condizione dovuta alla presenza di otto sottoquadri che alimentano le zone 3 e 4 di ciascun piano, dal piano terra al terzo piano.

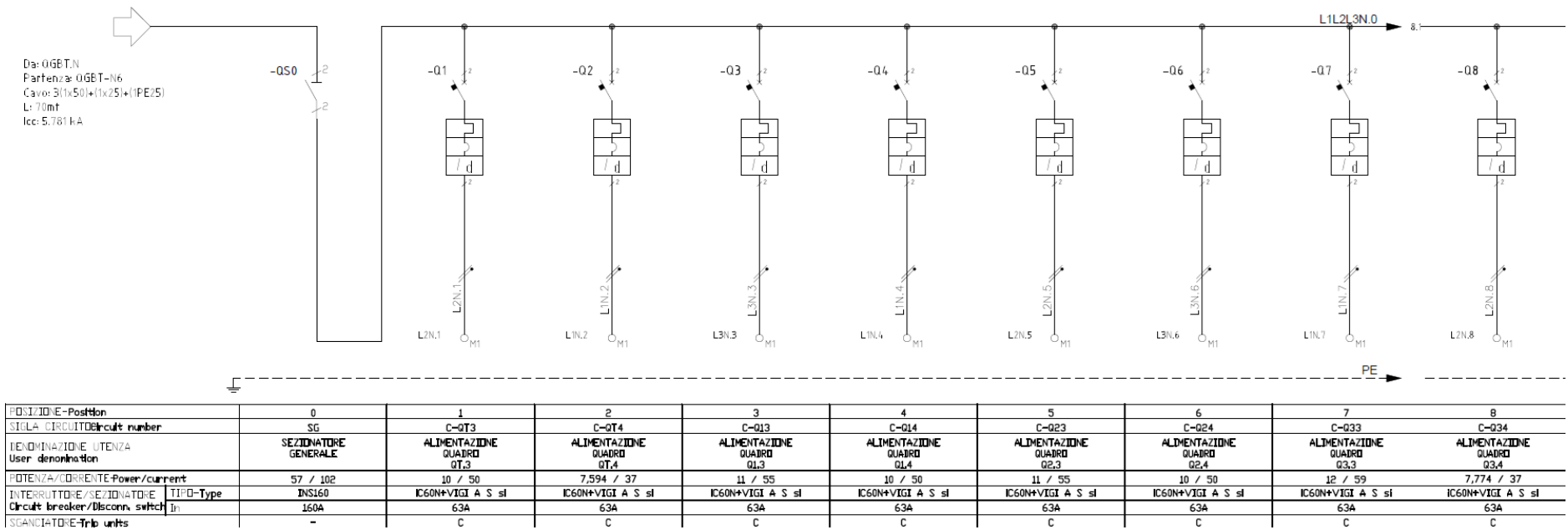


Figura 3.9: Schema unifilare del quadro di distribuzione B.

Le correnti passanti attraverso il sezionatore principale da 160 A risultano già prossime al limite ammissibile, considerando un margine di sicurezza di circa il 10% per eventuali sovraccarichi, come mostrato di seguito:

$$\begin{aligned} I_{L1} &= I_{QT.4} + I_{Q1.4} + I_{Q3.3} = (37 + 50 + 59) \text{ A} = 146 \text{ A} \\ I_{L2} &= I_{QT.3} + I_{Q2.3} + I_{Q3.4} = (50 + 55 + 37) \text{ A} = 142 \text{ A} \\ I_{L3} &= I_{Q1.3} + I_{Q2.4} = (55 + 50) \text{ A} = 105 \text{ A} \end{aligned}$$

Mantenendo la configurazione attuale, anche ipotizzando la sottrazione dei carichi relativi ai CED (alimentati dai quadri QT.3, Q1.3 e Q2.3), l'inserimento dell'UPS in configurazione trifase comporterebbe un incremento delle correnti fino a 171 A sulla fase L1 e 167 A sulla fase L2, superando la soglia di sicurezza dell'interruttore generale.

Un'ipotesi alternativa di ricablaggio parziale del quadro, volta a ridurre lo sbilanciamento tra le fasi, condurrebbe comunque a valori prossimi al limite operativo, come riportato di seguito:

$$\begin{aligned} I_{L1} &= I_{QT.3} + I_{QT.4} + I_{Q1.3} + I_{3F} = (50 + 37 + 50 + 25) \text{ A} = 162 \text{ A} \\ I_{L2} &= I_{Q1.3} + I_{Q2.4} + I_{Q3.4} + I_{3F} = (55 + 50 + 37 + 25) \text{ A} = 167 \text{ A} \\ I_{L3} &= I_{Q2.3} + I_{Q3.3} + I_{3F} = (55 + 59 + 25) \text{ A} = 139 \text{ A} \end{aligned}$$

In tale configurazione, le fasi L1 e L2 risulterebbero comunque sovraccaricate rispetto alla corrente nominale del sezionatore. Anche considerando gli assorbimenti reali delle sale server (pari a circa 6 A per rack), la connessione dell'UPS in trifase porterebbe comunque a superare il limite di progetto, senza garantire un adeguato margine di sicurezza in condizioni di massimo carico.

Collegamento monofase

Nel caso di collegamento monofase, il calcolo della corrente segue la stessa impostazione adottata per il collegamento trifase, con la sola differenza dovuta alla tensione di alimentazione, poiché in questo caso il gruppo è connesso a una singola fase:

$$I_{1F} = \frac{P_{UPS} + P_{charge}}{\eta_{UPS} \cdot PF \cdot V} = \frac{15 \text{ kW} + (240 \text{ V}_{DC} \cdot 6 \text{ A})}{0,966 \cdot 0,99 \cdot 230 \text{ V}} = 74,74 \text{ A}$$

È quindi necessario disporre di una fase in grado di sostenere un assorbimento di circa 75 A.

Dall'analisi del bilancio attuale delle correnti si osserva che nessuna fase presenta margine sufficiente per l'inserimento del nuovo carico: anche la fase L3, la meno caricata, verrebbe portata a una corrente complessiva di circa 180 A, superando in modo significativo la soglia di sicurezza dell'interruttore generale:

$$\begin{aligned} I_{L1} &= I_{QT.4} + I_{Q1.4} + I_{Q3.3} = (37 + 50 + 59) \text{ A} = 146 \text{ A} \\ I_{L2} &= I_{QT.3} + I_{Q2.3} + I_{Q3.4} = (50 + 55 + 37) \text{ A} = 142 \text{ A} \\ I_{L3} &= I_{Q1.3} + I_{Q2.4} + I_{1F} = (55 + 50 + 75) \text{ A} = 180 \text{ A} \end{aligned}$$

Un possibile miglioramento consiste nel ricollocare alcune utenze tra le fasi, in modo da ottenere un bilanciamento più uniforme dei carichi:

$$I_{L1} = I_{QT.3} + I_{Q1.4} + I_{Q3.3} = (50 + 50 + 59) \text{ A} = 159 \text{ A}$$

$$I_{L2} = I_{Q1.3} + I_{Q2.3} + I_{Q2.4} = (55 + 55 + 50) \text{ A} = 160 \text{ A}$$

$$I_{L3} = I_{QT.4} + I_{Q3.4} + I_{1F} = (37 + 37 + 75) \text{ A} = 149 \text{ A}$$

Questa configurazione consente di ridurre lo sbilanciamento e di alimentare l'UPS, pur superando il limite di progetto (142 A) e avvicinandosi al valore di sgancio dell'interruttore magnetotermico principale. Si deve tuttavia considerare che le correnti di progetto rappresentano condizioni conservative, corrispondenti al funzionamento simultaneo di tutte le utenze al massimo carico, ossia una situazione statisticamente improbabile. Inoltre, i valori di corrente relativi ai quadri QT.3, Q1.3 e Q2.3 non tengono conto della sottrazione di circa 6 A per ciascuna linea, che porterebbe i valori effettivi a circa 153 A per la fase L1 e 148 A per la fase L2.

Pertanto, un lieve superamento dei limiti nominali può essere considerato accettabile, soprattutto considerando che gli assorbimenti reali dei CED risultano mediamente inferiori rispetto ai valori nominali di targa, e che l'analisi si basa su condizioni di massimo carico cautelative.

Calcolo sezioni dei cavi

A valle delle considerazioni precedenti, la configurazione monofase risulta la più idonea per proseguire con la fase di installazione. Per il calcolo analitico delle sezioni dei conduttori si fa riferimento alla norma CEI UNEL 35024/1, che fornisce i valori di portata dei cavi in funzione del metodo di posa e delle condizioni di installazione [22]. Il dimensionamento deve rispettare la relazione fondamentale:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

dove I_b è la corrente d'impiego, I_n la corrente nominale dell'interruttore magnetotermico e I_z la portata del cavo. La portata minima richiesta si ottiene dividendo la corrente nominale per i fattori di correzione che tengono conto della temperatura ambiente (k_1) e dell'affollamento dei cavi in fascio o in strato (k_2):

$$I_{z,min} = \frac{I_n}{k_1 \cdot k_2}$$

In accordo con le prescrizioni della norma CEI 64-8, gli interruttori di protezione previsti a valle dell'UPS saranno di tipo magnetotermico a curva C, soluzione ritenuta idonea per la protezione dei circuiti destinati ad alimentare apparecchiature elettroniche con correnti di spunto moderate, come quelle presenti nelle sale server. La protezione differenziale sarà invece affidata a dispositivi di tipo A, con corrente differenziale nominale di intervento pari a 30 mA, valore conforme ai requisiti per ambienti accessibili al personale non tecnico. Tali dispositivi saranno selezionati nella versione con breve ritardo temporizzato, al fine di prevenire interventi intempestivi dovuti alle correnti di dispersione fisiologiche generate dai filtri EMI (*Electro-Magnetic Interference*) presenti negli alimentatori dei sistemi informatici. Questa configurazione garantisce un adeguato equilibrio tra sicurezza,

continuità di servizio e selettività delle protezioni, risultando coerente con la tipologia di utenze e con gli standard di affidabilità richiesti per ambienti ad alta criticità operativa.

Un ulteriore parametro di verifica fondamentale nel dimensionamento dei conduttori è la caduta di tensione, che influisce direttamente sulla qualità dell'alimentazione e sull'efficienza complessiva dell'impianto. In fase di dimensionamento preliminare è stato assunto come vincolo progettuale un limite pari al 2% della tensione nominale (circa 4,6 V su 230 V), valore condiviso con il personale tecnico di EB Facility e coerente con la prassi progettuale interna. Tale criterio, di tipo conservativo, consente di garantire la stabilità della tensione e la continuità di servizio alle utenze più sensibili, quali server e sistemi di controllo, più vulnerabili alle variazioni di alimentazione rispetto ai carichi di tipo industriale.

Il valore adottato trova riscontro nelle raccomandazioni della norma CEI 64-8, Art. 525, che suggerisce di contenere la caduta complessiva tra il punto di consegna e i carichi entro il 4%, ad esempio suddividendola in 2% per il montante principale e 2% per le diramazioni terminali [7]. Tale criterio è coerente con le guide applicative CEI, che indicano limiti tipici pari al 3% per i circuiti di illuminazione e al 5% per gli altri usi. Un limite più restrittivo sui montanti consente inoltre di ridurre le perdite e di mantenere la tensione entro i margini ammessi dalla norma CEI EN 50160, assicurando una maggiore qualità e affidabilità del servizio elettrico [12].

Nota la portata minima $I_{z,min}$, la lunghezza del cavo e la caduta di tensione ammissibile, la sezione minima dei conduttori si calcola come:

$$S_{min} = \frac{2 \cdot \rho_{Cu} \cdot L \cdot I_{z,min}}{V_n \cdot \Delta V_{\%}} = \frac{2 \cdot 0,0168 \, \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}}{230 \, \text{V} \cdot 0,02} \cdot L \cdot I_{z,min} = 0,0073 \frac{\text{mm}^2}{\text{m} \cdot \text{A}} \cdot L \cdot I_{z,min}$$

Una volta ottenuto il valore di sezione minima, si seleziona la sezione commerciale immediatamente superiore facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35024/1 [22].

Oltre ai conduttori di fase, sono stati determinati anche i conduttori di neutro e di protezione (PE, *Protective Earth*) in accordo con la norma CEI 64-8, Parte 5, Art. 524 e Art. 543 [8, 10]. Sebbene la prassi progettuale preveda spesso l'impiego di conduttori di uguale sezione per fase, neutro e PE, tale scelta è coerente con i criteri di buona pratica, in quanto facilita la posa, garantisce uniformità e offre un margine di sicurezza aggiuntivo in caso di squilibri di carico.

La norma CEI UNEL 35024/1 fornisce infine la corrente di riferimento $I_0 \geq I_{z,min}$, ossia la portata del cavo in aria a 30 °C per il metodo di posa previsto: nel caso in esame, l'installazione su passerelle metalliche perforate (riferimento 13 della norma) in controsoffitto o lungo i vani tecnici. La portata effettiva del cavo è quindi ottenuta applicando i coefficienti di correzione relativi alla temperatura ambiente e all'affollamento:

$$I_z = I_0 \cdot k_1 \cdot k_2$$

Una volta definite le sezioni dei conduttori, è necessario valutare gli aspetti impiantistici legati al loro posizionamento e alla configurazione dei quadri di distribuzione. Sulla base di un confronto con i tecnici installatori, si è stimata una lunghezza media dei cavi pari a circa 15 m per la tratta verticale e 25 m per quella orizzontale, corrispondenti al percorso che collega il quadro di distribuzione B con i locali CED, dove sono installati i rack, gli UPS e i relativi banchi batterie. Tali valori tengono conto sia degli sviluppi in verticale lungo i cavedi tecnici, sia dei tratti in orizzontale all'interno dei controsoffitti.

L'introduzione di un gruppo di continuità all'interno di un impianto esistente richiede l'individuazione univoca del quadro di distribuzione che alimenta le utenze appartenenti alla linea sicura. A tale scopo, sono state analizzate due possibili soluzioni progettuali:

- la realizzazione di un nuovo quadro dedicato, posto a valle dell'UPS e destinato esclusivamente alle utenze critiche;
- l'utilizzo della fila libera già presente nel quadro di distribuzione B, che dispone ancora di spazi utili per l'alloggiamento dei dispositivi di protezione e manovra, come mostrato in Figura 3.10.



Figura 3.10: Quadro di distribuzione B. In rosso: sezione individuata per la possibile linea privilegiata.

Nel secondo caso, qualora si optasse per l'impiego del quadro esistente, è necessario contrassegnare in modo chiaro e permanente la sezione dedicata alla linea privilegiata, poiché essa condivide lo stesso involucro con un quadro di distribuzione ordinario. Durante le operazioni di manutenzione o di sezionamento del quadro principale, la parte destinata alla linea sicura potrebbe rimanere alimentata dalle batterie dell'UPS, esponendo il personale tecnico a potenziali rischi elettrici. Un'adeguata etichettatura e la separazione fisica delle sbarre o delle linee di alimentazione costituiscono quindi una misura imprescindibile di sicurezza e conformità normativa.

In ogni caso, l'intervento comporta l'obbligo di redigere una nuova *Dichiarazione di Conformità* (Di.Co.) ai sensi del D.M. 37/2008, comprensiva di tutti gli allegati tecnici obbligatori: schemi elettrici unifilari aggiornati, relazione dei materiali impiegati e copia dell'abilitazione dell'impresa installatrice ai sensi dell'articolo 3 del decreto [32]. La documentazione attesta che l'impianto è stato realizzato nel rispetto delle norme tecniche di riferimento, in particolare la CEI 64-8 per gli impianti utilizzatori in bassa tensione e la CEI EN 61439 per i quadri elettrici di potenza e distribuzione [11, 15]. Nella pratica,

tuttavia, molti impianti non dispongono di documentazione aggiornata o di dichiarazioni di conformità coerenti con le modifiche realmente eseguite, circostanza che rende spesso complesso il reperimento dei dati tecnici necessari alla revisione progettuale e alla certificazione degli interventi di adeguamento.

A livello teorico, possono essere individuate quattro configurazioni di installazione, differenziate in funzione della posizione del gruppo di continuità e del quadro alimentato a valle, come illustrato in Figura 3.11:

- UPS installato nel CED del primo piano con quadro nello stesso locale (Figura 3.11a);
- UPS installato nel CED del secondo piano con quadro nello stesso locale (Figura 3.11b);
- UPS installato nel CED del primo piano con quadro nel quadro di distribuzione B al piano terra (Figura 3.11c);
- UPS installato nel CED del secondo piano con quadro nel quadro di distribuzione B al piano terra (Figura 3.11d).

Le configurazioni riportate consentono di confrontare in modo sistematico le soluzioni alternative in termini di lunghezza dei cavi, semplicità di posa e livello di sicurezza elettrica, fornendo la base per la valutazione tecnico-economica dell'intervento.

Per valutare la configurazione più idonea, è utile confrontare preliminarmente le lunghezze complessive dei cavi, prima di procedere al dimensionamento elettrico.

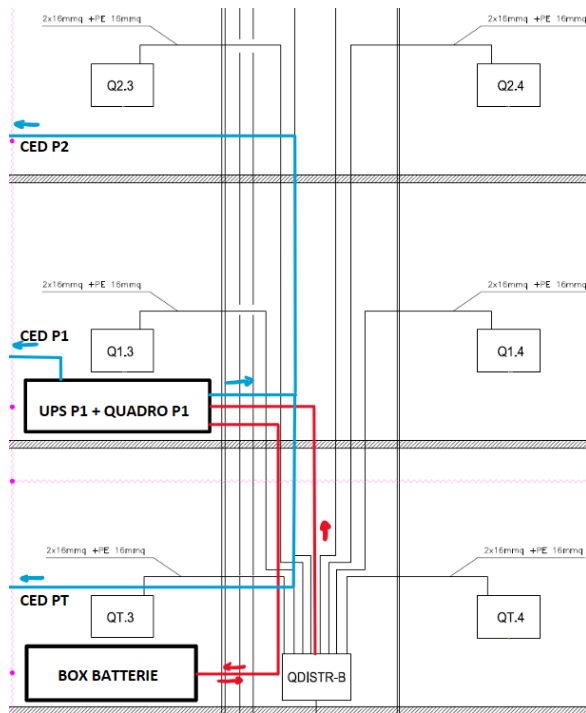
UPS posizionato nel CED del primo piano e quadro nello stesso locale. La linea in uscita dal quadro di distribuzione B percorre un piano in verticale e uno in orizzontale, per una lunghezza complessiva di $15 + 25 = 40 \text{ m}$. Il collegamento tra UPS e batterie (andata e ritorno) richiede due cavi che attraversano un piano orizzontale, uno verticale (tramite i cavedi tecnici) e un ulteriore piano orizzontale, per una lunghezza di $25 + 15 + 25 = 65 \text{ m}$ ciascuno. Dal quadro di linea sicura, posto a valle dell'UPS, si diramano poi le utenze:

- per il CED al piano terra: $25 + 15 + 25 = 65 \text{ m}$;
- per il CED al primo piano: si assume una lunghezza convenzionale di 25 m ;
- per il CED al secondo piano: $25 + 15 + 25 = 65 \text{ m}$.

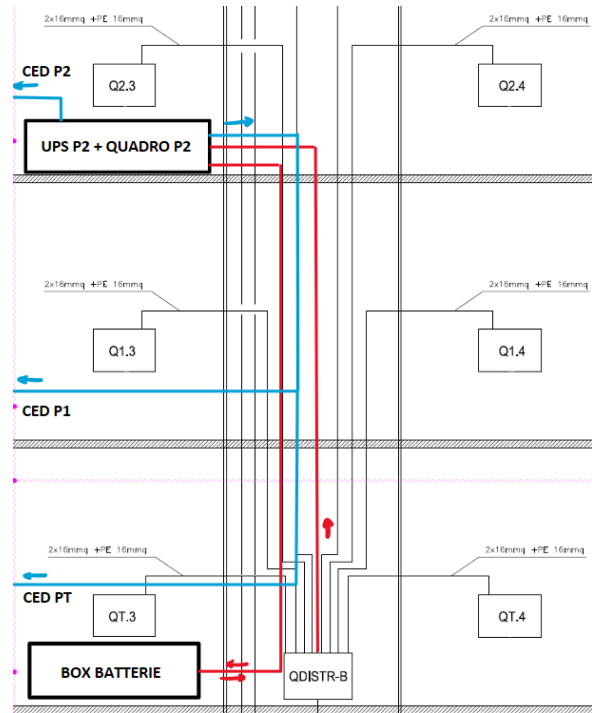
La lunghezza totale risulta pertanto pari a 325 m .

UPS posizionato nel CED del secondo piano e quadro nello stesso locale. La linea proveniente dal quadro di distribuzione B attraversa due piani in verticale e uno in orizzontale ($15 + 15 + 25 = 55 \text{ m}$). Il collegamento tra UPS e batterie (andata e ritorno) comporta due tratte da $25 + 15 + 15 + 25 = 80 \text{ m}$ ciascuna. Dal quadro di linea sicura si alimentano:

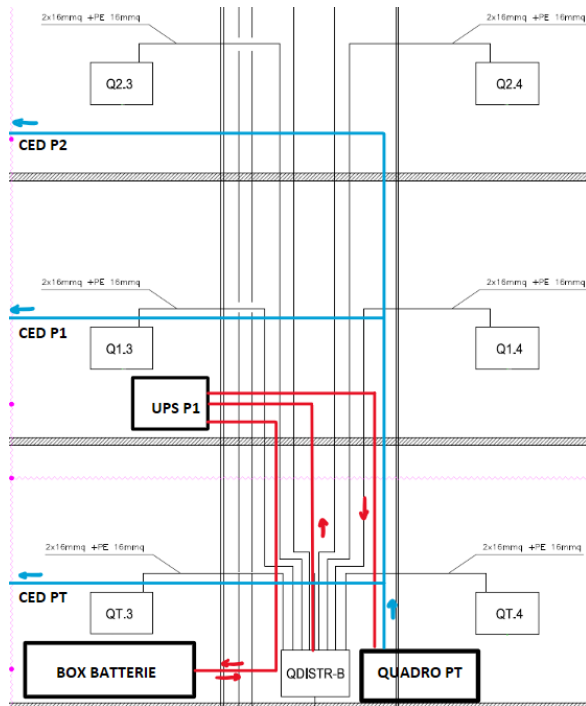
- il CED al piano terra: $25 + 15 + 15 + 25 = 80 \text{ m}$;



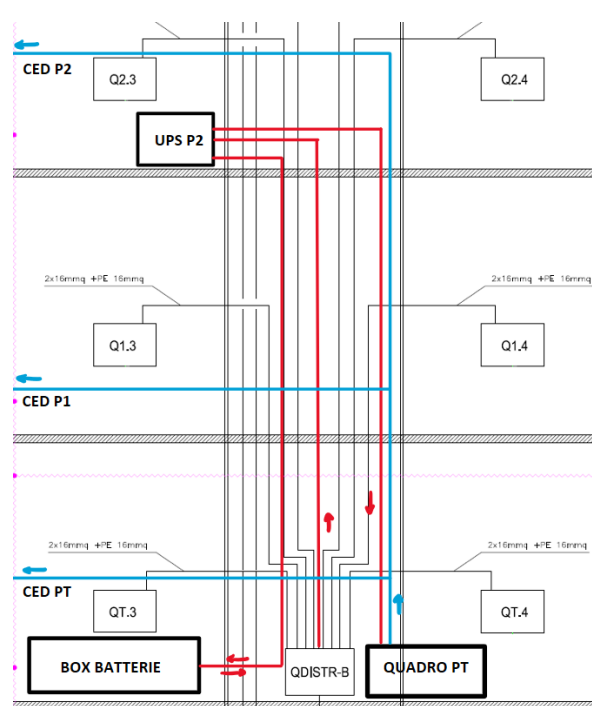
(a) UPS e quadro al primo piano.



(b) UPS e quadro al secondo piano.



(c) UPS al primo piano e quadro al primo terra.



(d) UPS al secondo piano e quadro al primo terra.

Figura 3.11: Configurazioni di installazione dell'UPS individuate.

In rosso: collegamenti diretti dell'UPS.

In blu: diramazioni provenienti dal quadro a valle dell'UPS.

- il CED al primo piano: $25 + 15 + 25 = 65 \text{ m}$;
- il CED al secondo piano: lunghezza convenzionale 25 m.

L'estensione complessiva dei cavi è pari a 385 m.

UPS posizionato nel CED del primo piano e quadro nel quadro di distribuzione B. La linea in partenza dal quadro B percorre un piano verticale e uno orizzontale ($15 + 25 = 40 \text{ m}$). Il collegamento UPS–batterie (andata e ritorno) richiede due tratte da $25 + 15 + 25 = 65 \text{ m}$ ciascuna, mentre il ritorno dell'UPS al quadro B aggiunge ulteriori 65 m. Dal quadro di linea sicura, posto sotto il quadro B, si alimentano:

- il CED al piano terra: 25 m;
- il CED al primo piano: $25 + 15 = 40 \text{ m}$;
- il CED al secondo piano: $15 + 15 + 25 = 55 \text{ m}$.

La lunghezza complessiva ammonta a 330 m.

UPS posizionato nel CED del secondo piano e quadro nel quadro di distribuzione B. La linea in partenza dal quadro B attraversa due piani in verticale e uno in orizzontale ($15 + 15 + 25 = 55 \text{ m}$). Il collegamento UPS–batterie (andata e ritorno) prevede due tratte da $25 + 15 + 25 = 65 \text{ m}$ ciascuna, e il ritorno dell'UPS al quadro B altri 65 m. Dal quadro di linea sicura, posto sotto il quadro di distribuzione B, si alimentano:

- il CED al piano terra: 25 m;
- il CED al primo piano: $25 + 15 = 40 \text{ m}$;
- il CED al secondo piano: $15 + 15 + 25 = 55 \text{ m}$.

La lunghezza complessiva risulta pari a 390 m.

Dal confronto tra le configurazioni analizzate e riportate in Tabella 3.7, risulta che la soluzione più vantaggiosa, sia sotto il profilo economico sia sotto quello operativo, è quella che prevede l'installazione dell'UPS nel CED del primo piano e la collocazione del quadro della linea privilegiata nello stesso locale. Tale configurazione consente di ridurre la lunghezza complessiva dei cavi, limitare gli interventi di modifica sui quadri esistenti e aumentare la sicurezza durante le operazioni di manutenzione, grazie alla minore estensione dei percorsi di posa e alla più agevole accessibilità delle apparecchiature.

Per quanto concerne il fattore di correzione termica, il tratto più critico è rappresentato dal controsoffitto, ambiente non climatizzato che ospita le passerelle metalliche perforate e i canali per la climatizzazione. Considerando che nei locali CED la temperatura dell'aria è generalmente mantenuta tra 21 e 25 °C, si può assumere una temperatura massima di circa 35 °C nei controsoffitti, da cui deriva un fattore di correzione pari a $k_1 = 0,94$. Il fattore di correzione per l'affollamento delle passerelle (k_2) dipende invece dal tipo di cavo impiegato (unipolare o multipolare) e dal numero di conduttori installati in parallelo. In ogni caso, si è assunto che le passerelle portacavi siano dedicate, con una lunghezza

Tabella 3.7: Lunghezze dei cavi per le diverse configurazioni impiantistiche.

Configurazione	Collegamento	# cavi	Lunghezza [m]	Lunghezza totale [m]
UPS P1 Quadro P1	QB-UPS	1	40	325
	UPS-BATT	2	65	
	UPS-CED PT	1	25	
	UPS-CED P1	1	65	
	UPS-CED P2	1	30	
UPS P2 Quadro P2	QB-UPS	1	55	385
	UPS-BATT	2	80	
	UPS-CED PT	1	80	
	UPS-CED P1	1	65	
	UPS-CED P2	1	25	
UPS P1 Quadro PT	QB-UPS	2	40	330
	UPS-BATT	2	65	
	QB-CED PT	1	25	
	QB-CED P1	1	40	
	QB-CED P2	1	55	
UPS P2 Quadro PT	QB-UPS	2	55	390
	UPS-BATT	2	80	
	QB-CED PT	1	25	
	QB-CED P1	1	45	
	QB-CED P2	1	55	

pressoché coincidente con quella dei cavi ospitati e con conduttori disposti a distanza inferiore al loro diametro.

In Tabella 3.8 sono riportati i risultati ottenuti dal calcolo delle sezioni minime dei cavi per ciascun tratto considerato. Le lunghezze utilizzate per i calcoli sono state incrementate del 5% per tenere conto dello *sfrido*, ossia del materiale acquistato ma non effettivamente utilizzabile in opera, dovuto a tolleranze di taglio o margini logistici di posa.

Le sezioni individuate per l'alimentazione dal quadro di distribuzione B all'UPS e per il collegamento tra UPS e batterie sono state scelte utilizzando cavi unipolari. Nel primo caso, tale scelta è motivata dalle dimensioni dei conduttori, che renderebbero un cavo multipolare eccessivamente ingombrante e difficile da posare in un contesto edilizio come quello in esame, caratterizzato da spazi tecnici limitati. Nel secondo caso, l'uso di cavi unipolari è giustificato dalla natura in corrente continua del collegamento, che non richiede la presenza del conduttore di neutro. Per il collegamento della sala server del primo piano, situata nello stesso locale dell'UPS, è stata invece assunta una lunghezza lorda di 10 m, volutamente cautelativa rispetto alla reale distanza da coprire, pressoché trascurabile.

La scelta delle sezioni dei conduttori di neutro segue quanto prescritto dalla norma CEI 64-

Tabella 3.8: Dati e risultati ottenuti dal calcolo delle sezioni dei cavi.

	I_b [A]	I_n [A]	k_1	k_2	$I_{z,min}$ [A]	L [m]	S_{min} [mm ²]	S [mm ²]	I_z [A]
QB-UPS	75	80	0,94	1	85,11	42	26,11	35	129,72
UPS-BATT	6	-	0,94	0,87	7,66	68,25	3,82	4	32,71
UPS-CED PT	-	16	0,94	0,80	21,28	68,25	10,10	16	77,57
UPS-CED P1	-	16	0,94	0,80	21,28	10	2,55	2,5	22,56
UPS-CED P2	-	16	0,94	0,80	21,28	68,25	10,10	16	77,57

8, Parte 5, Art. 524, che impone una sezione almeno pari a quella dei conduttori di fase [8]. Il conduttore di protezione, invece, deve rispettare le indicazioni dell'Art. 543 della stessa norma, secondo cui:

- per sezioni di fase inferiori a 16 mm², il PE deve avere sezione uguale a quella del conduttore di fase;
- per sezioni comprese tra 16 e 35 mm², la sezione minima del PE è pari a 16 mm²;
- per sezioni superiori a 35 mm², la sezione minima del PE è pari alla metà di quella del conduttore di fase, arrotondata alla misura commerciale successiva [10].

Per prassi progettuale e cantieristica, tuttavia, si tende a uniformare le sezioni, impiegando conduttori di protezione della stessa dimensione di quelli di fase. Nel caso specifico, per il tratto dal quadro di distribuzione all'UPS, in cui il cavo di fase è da 35 mm², si sarebbe potuto adottare un conduttore di protezione da 17,5 mm² (valore teorico minimo), ma si è preferito mantenere la stessa sezione, pari a 35 mm², a garanzia di maggiore affidabilità e semplicità di installazione. Infine, per il collegamento tra UPS e batterie, pur trattandosi di un circuito equipotenziale in corrente continua che non richiederebbe un conduttore di protezione, si è comunque previsto l'impiego di un cavo da 4 mm², in ottica di sicurezza e uniformità impiantistica.

A completamento delle valutazioni relative ai collegamenti elettrici, nelle Figure 3.12 e 3.13 è riportato lo schema unifilare aggiornato del quadro di distribuzione B, elaborato secondo la nuova disposizione delle utenze e l'inserimento del gruppo di continuità. La Figura 3.14 illustra invece la configurazione del quadro installato a valle dell'UPS, dedicato alla linea privilegiata e alle utenze critiche. Tali rappresentazioni costituiscono un supporto progettuale essenziale per la definizione dei percorsi dei cavi, delle sezioni e delle protezioni associate, nonché per la successiva redazione della documentazione esecutiva e delle dichiarazioni di conformità.

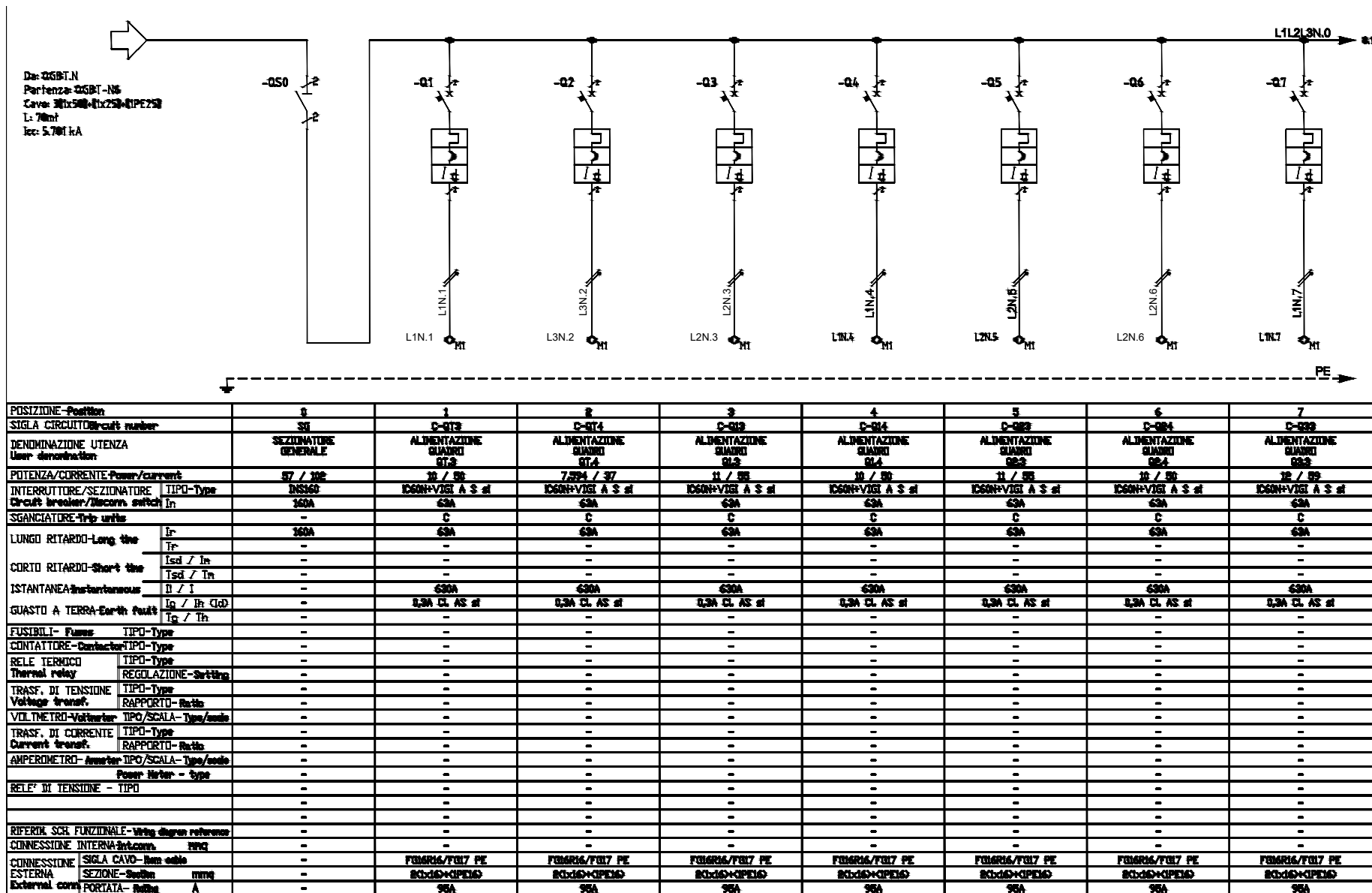


Figura 3.12: Schema unifilare del collegamento tra il quadro di distribuzione B e l'UPS (prima parte).

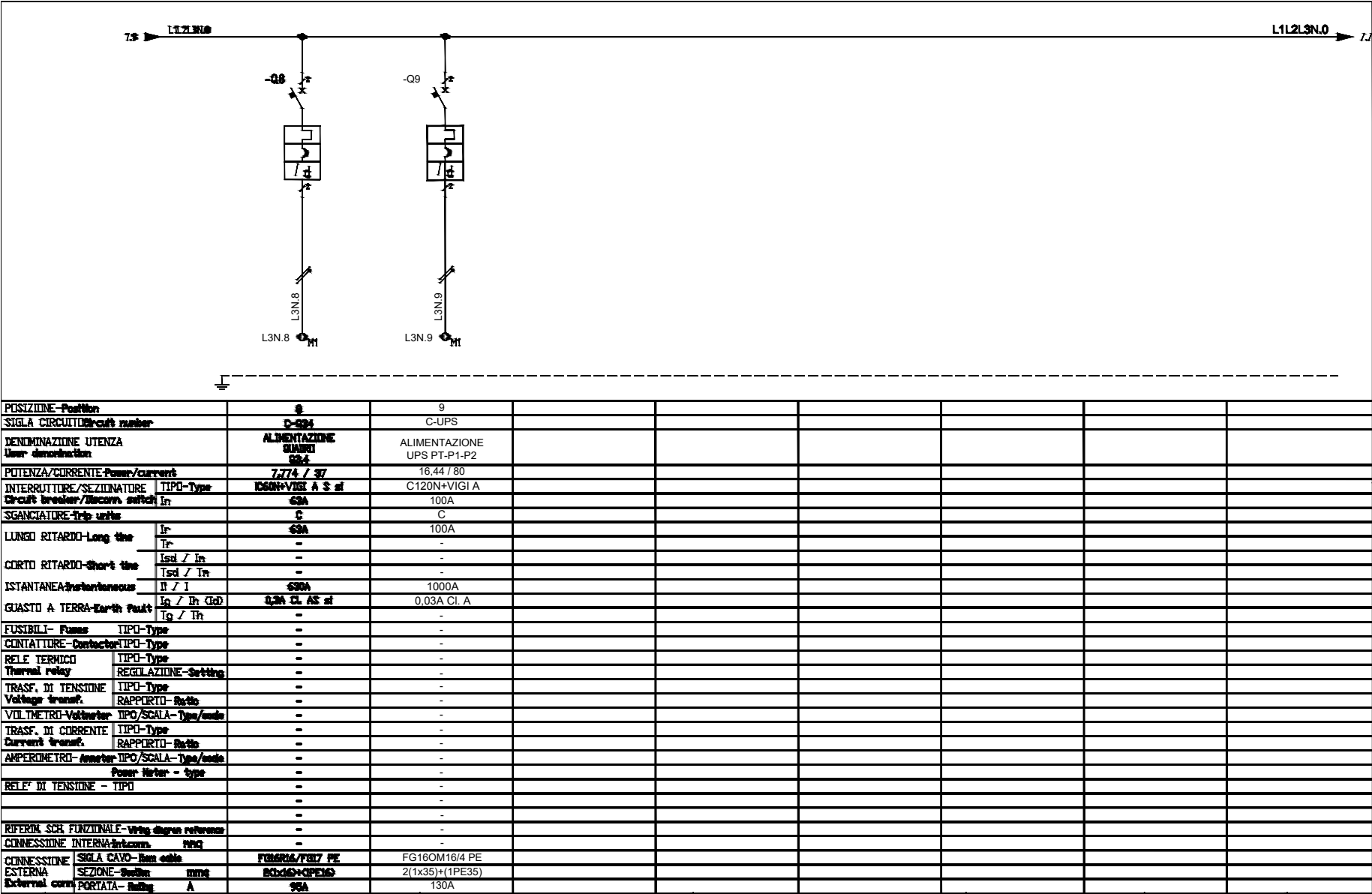


Figura 3.13: Schema unifilare del collegamento tra il quadro di distribuzione B e l'UPS (seconda parte).

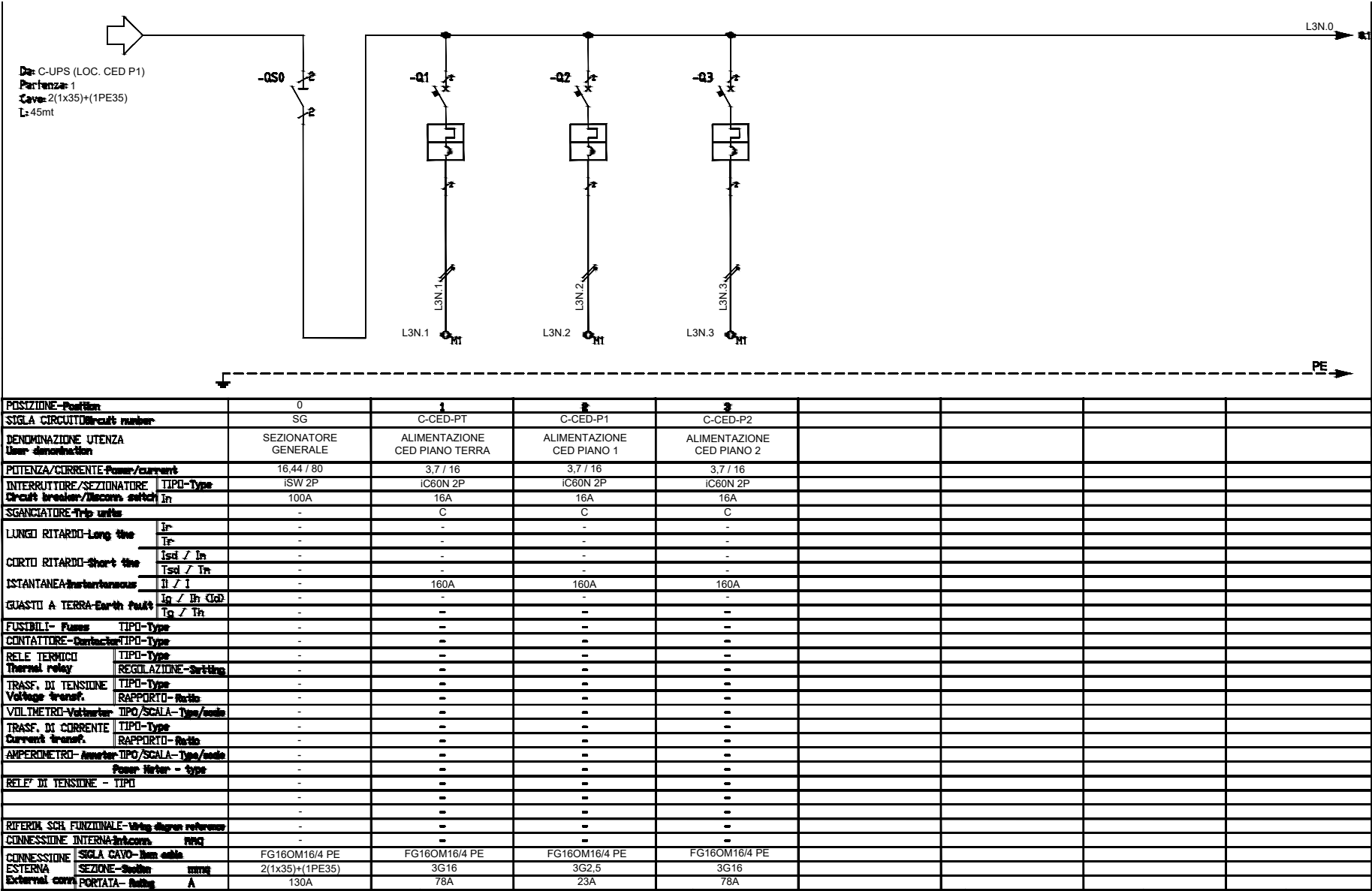


Figura 3.14: Schema unifilare del quadro di linea sicura a valle dell'UPS, con le utenze servite.

3.3.2 UPS a protezione della Control Room

In collaborazione con un tecnico specializzato di *Groupe Energy Service*, per la Control Room situata al piano terra è stata individuata come soluzione idonea l'installazione dell'UPS *Riello Sentryum S3M ACT 10*, le cui principali specifiche tecniche sono riportate in Tabella 3.9 [62]. Per trasparenza e consultazione, la scheda tecnica fornita dal produttore è disponibile in Allegato C. Il modello appartiene alla serie Sentryum di Riello UPS, una gamma di sistemi transformer-free a doppia conversione, progettati per garantire elevata continuità e qualità dell'alimentazione in applicazioni informatiche, di controllo e di supervisione.

Tabella 3.9: Specifiche dell'UPS Riello Sentryum S3M ACT 10.

Parametro	Valore	Parametro	Valore
Input		Output (cont.)	
Potenza nominale [kVA]	10	Fattore di potenza [-]	1
Tensione nominale [V]	400 (3F+N) 230 (1F+N)	Rendimento η_{UPS} [%]	96,6
Frequenza [Hz]	50	Batterie	
THD _I [%]	≤ 3	Tensione nominale [V _{DC}]	240
Fattore di potenza [-]	$\geq 0,99$	Corrente massima di ricarica [A]	6
Output		Dimensioni	
Tensione nominale [V]	230 (1F+N)	Dimensioni LxPxH [mm]	380 × 850 × 1.025
Frequenza [Hz]	50	Peso [kg]	72
Potenza apparente nominale [kVA]	10		
Potenza attiva nominale [kW]	10		

L'unità installata a protezione della Control Room appartiene alla stessa serie Riello Sentryum, con tecnologia on-line a doppia conversione e classificazione VFI-SS-111, già descritta in precedenza. Il modello in versione ACT (Active) è stato selezionato principalmente in funzione dell'autonomia richiesta dalle utenze di supervisione, quali PLC, sistemi di controllo e comunicazione, che pur presentando carichi contenuti necessitano di continuità anche in caso di interruzioni prolungate della rete. L'apparecchiatura, dimensionata con un margine superiore rispetto alla potenza effettiva assorbita, consente di evitare l'impiego di armadi batterie esterni: con un carico medio intorno al 50% della potenza nominale, l'autonomia stimata risulta pari a circa quattro ore, valore conforme alle specifiche della committenza. Il sezionatore a monte è dimensionato in accordo con l'interruttore installato a protezione del quadro QT.6, così da limitare la potenza erogabile e garantire la selettività in caso di sovraccarico. La gestione dell'UPS avviene tramite interfaccia locale e connessione seriale con il sistema di supervisione dell'edificio, che consente il monitoraggio dello stato operativo, della capacità residua delle batterie e delle condizioni ambientali. La conformità alle norme CEI EN IEC 62040-1 e CEI EN IEC 62040-3 ne assicura l'idoneità all'alimentazione continua delle utenze critiche della Control Room [19, 20].

Calcolo sezioni dei cavi

Il procedimento adottato per la determinazione delle sezioni dei conduttori ricalca quello illustrato nei paragrafi precedenti, applicato alle specifiche condizioni di installazione.

Seguendo il ragionamento appena elaborato, la corrente d'interruzione a monte dell'UPS è fissata a 16 A, in assenza di dati di assorbimento specifici negli schemi *As Built*. Poiché la posa del cavo avverrà in controsoffitto, si assume una temperatura ambiente di progetto pari a 35 °C, da cui si ottiene un coefficiente di temperatura $k_1 = 0,94$. Per quanto riguarda il coefficiente di posa, si considera una canalina perforata dedicata al singolo cavo, pertanto $k_2 = 1$.

La portata minima richiesta del conduttore risulta:

$$I_{z,min} = \frac{16 \text{ A}}{0,94} = 17,02 \text{ A}$$

La lunghezza complessiva della tratta, comprensiva dello sfrido, è pari a:

$$L = 25 \cdot 1,05 = 26,25 \text{ m}$$

La sezione minima del conduttore risulta quindi:

$$S_{min} = 0,0073 \frac{\text{mm}^2}{\text{m} \cdot \text{A}} \cdot 26,25 \text{ m} \cdot 17,02 \text{ A} = 3,26 \text{ mm}^2$$

La sezione commerciale immediatamente superiore è quella da 4 mm², che garantisce una portata pari a:

$$I_z = I_0 \cdot k_1 \cdot k_2 = 40 \text{ A} \cdot 0,94 \cdot 1 = 37,60 \text{ A}$$

Il collegamento alle utenze della Control Room avviene direttamente mediante il cavo preesistente, collegato alle porte di uscita sul retro dell'UPS. La tratta risulta quindi sufficientemente dimensionata per assicurare la continuità di alimentazione richiesta, senza necessità di ulteriori derivazioni o protezioni intermedie.

3.3.3 UPS a protezione del CED P3

In collaborazione con un tecnico specializzato di *Groupe Energy Service*, per il Centro Elaborazione Dati situato al terzo piano è stata individuata come soluzione idonea l'installazione dell'UPS *GSC SAT-KT 6000* in versione *Tower*, le cui principali specifiche tecniche sono riportate in Tabella 3.10 [51]. Per completezza, la scheda tecnica originale del produttore è riportata in Allegato D. Si tratta di un sistema a doppia conversione in grado di fornire in uscita una tensione completamente rigenerata e stabile, indipendente dalle variazioni della rete di alimentazione.

Il modello proposto per il servizio del CED al terzo piano appartiene anch'esso alla categoria VFI-SS-111, conforme alla norma CEI EN IEC 62040-3, e adotta un principio di funzionamento a doppia conversione on-line [20]. È stato selezionato per la protezione delle utenze informatiche locali, in relazione alla potenza richiesta e agli spazi disponibili per l'alloggiamento dei moduli batteria esterni.

Il dispositivo è controllato da microprocessore e integra funzioni di monitoraggio continuo dei principali parametri operativi, quali temperatura interna, livello di carico e stato delle

Tabella 3.10: Specifiche dell'UPS GSC SAT-KT 6000.

Parametro	Valore	Parametro	Valore
Input		Output (cont.)	
Potenza nominale [kVA]	6	Fattore di potenza [-]	1
Tensione nominale [V]	230 (1F+N)		94 con rete
Frequenza [Hz]	50	Rendimento η_{UPS} [%]	90 da batteria
Fattore di potenza [-]	$\geq 0,98$		≥ 98 in Eco mode
Output		Batterie	
Tensione nominale [V]	230 (1F+N)	Tensione nominale [V _{DC}]	192
Frequenza [Hz]	50	Corrente massima di ricarica [A]	6
THD _I [%]	≤ 4	Dimensioni	
Potenza apparente nominale [kVA]	6	Dimensioni LxPxH [mm]	460 × 200 × 770
Potenza attiva nominale [kW]	6	Peso [kg]	55

batterie. Sono inoltre previste funzioni di autodiagnostica e gestione della ventilazione per l'ottimizzazione del funzionamento e la protezione dei componenti interni. La presenza di by-pass automatico e manuale consente la continuità di servizio anche in caso di guasto o di interventi di manutenzione programmata. L'UPS è dotato di interfacce di comunicazione USB e RS232 per la connessione con software di supervisione, oltre a uno slot di espansione per moduli opzionali, come interfacce SNMP o schede a contatti puliti, conformi ai requisiti della norma CEI 0-16 [5]. La versione Tower è stata selezionata per la compatibilità con gli spazi tecnici disponibili e per la facilità di installazione in configurazione verticale, senza necessità di armadi rack dedicati. Per rispondere ai requisiti di autonomia richiesti, il sistema è stato completato con due moduli batteria esterni, di dimensioni $460 \times 200 \times 410$ mm ciascuno, che permettono di prolungare il tempo di alimentazione in assenza di rete. Lo spazio disponibile nel locale tecnico del terzo piano ha consentito di integrare tali moduli senza particolari vincoli impiantistici, mantenendo una configurazione ordinata e facilmente accessibile per le operazioni di manutenzione. Nel complesso, l'UPS GSC SAT KT 6000 rappresenta una soluzione adeguata per la protezione delle utenze informatiche e di comunicazione presenti al terzo piano, garantendo un buon equilibrio tra autonomia, compattezza e semplicità di gestione.

Calcolo sezioni dei cavi

Il dimensionamento delle sezioni dei conduttori associati all'alimentazione dell'UPS segue gli stessi criteri adottati per gli altri gruppi di continuità, opportunamente adattati alla potenza e alla disposizione impiantistica di questo piano.

Il gruppo di continuità è installato in prossimità dell'armadio rack, pertanto l'interruttore a monte, ubicato nel quadro di distribuzione Q3.1, avrà una corrente nominale di 16 A. Si assume una temperatura ambiente di progetto pari a 25 °C, per la quale il coefficiente di correzione termica risulta $k_1 = 1,06$; il coefficiente di posa, invece, è pari a $k_2 = 1$, trattandosi dell'unico cavo installato nella passerella portacavi. Il collegamento avverrà

mediante attraversamento di parete, poiché i locali del quadro e della sala server sono adiacenti; pertanto, la lunghezza complessiva della tratta può essere stimata in circa 10 m di cavo multipolare, con uno sfido trascurabile.

La portata minima richiesta risulta:

$$I_{z,min} = \frac{16 \text{ A}}{1,06} = 15,09 \text{ A}$$

e la sezione minima teorica del cavo è:

$$S_{min} = 0,0073 \frac{mm^2}{m \cdot A} \cdot 10 \text{ m} \cdot 15,09 \text{ A} = 1,10 \text{ mm}^2$$

La sezione commerciale immediatamente superiore è quella da $1,5 \text{ mm}^2$; tuttavia, tale sezione è comunemente impiegata per circuiti di illuminazione e risulterebbe sottodimensionata per alimentare un gruppo di continuità, anche di potenza limitata. Si adotta quindi una sezione da $2,5 \text{ mm}^2$ per tutti i conduttori (fase, neutro e PE), in accordo con la norma CEI 64-8, Parte 5, Art. 523-524, che prescrive per neutro e conduttore di protezione la stessa sezione dei conduttori di fase [8, 9].

La portata del cavo risulta:

$$I_z = I_0 \cdot k_1 \cdot k_2 = 30 \text{ A} \cdot 1,06 \cdot 1 = 31,8 \text{ A}$$

Il collegamento verso le utenze del CED avviene direttamente tramite i morsetti posteriori dell'UPS, mediante il cavo preesistente. Considerata la breve distanza e la sezione adottata, la tratta risulta ampiamente idonea a garantire la continuità di alimentazione e la protezione delle apparecchiature informatiche.

3.4 Analisi economica dell'intervento

Per valutare la bontà dell'intervento proposto non è sufficiente una sola analisi tecnica: è infatti necessario considerare anche gli aspetti economici, poiché solo attraverso un confronto quantitativo tra costi e benefici è possibile stabilire l'effettiva convenienza dell'investimento. In un'ottica gestionale, disporre di un parametro economico rappresenta uno strumento essenziale per gli investitori e per il committente stesso, consentendo di comprendere se le risorse allocate siano indirizzate verso una soluzione realmente vantaggiosa e sostenibile nel tempo.

Al fine di stimare il costo complessivo dell'intervento e valutarne la redditività, si è scelto di impostare l'analisi su base oraria, mettendo a confronto la spesa iniziale con le perdite economiche associate a un'eventuale interruzione dell'attività lavorativa. Tale approccio consente di individuare il tempo di ritorno dell'investimento in termini operativi, ovvero il numero di ore di fermo che basterebbero a compensare i costi sostenuti per l'installazione del sistema di continuità.

È evidente che, nelle fasi iniziali, l'intervento rappresenti una spesa priva di ritorni immediati, soprattutto considerando che l'installazione avverrà presumibilmente nella stagione di riscaldamento, periodo in cui le condizioni di esercizio sono ancora stabili. Tuttavia, procedendo di pochi mesi e proiettandosi verso la successiva stagione di inversione termica, l'intervento comincerà a generare benefici concreti anche sotto il profilo economico,

garantendo una maggiore resilienza operativa e una riduzione dei costi indiretti legati ai periodi di inattività del personale.

L'analisi economica ha l'obiettivo di quantificare il costo complessivo dell'intervento proposto e di valutarne la sostenibilità in relazione ai benefici attesi in termini di continuità operativa. In particolare, si è considerato il rapporto tra l'investimento iniziale necessario per l'installazione degli apparati (UPS, banchi batterie, opere accessorie) e le potenziali perdite economiche dovute a interruzioni di servizio non protette. Il criterio di riferimento adottato è il tempo di ritorno dell'investimento, espresso in ore equivalenti di fermo attività: tale parametro consente di individuare in modo immediato quante ore di mancata produttività dei dipendenti sarebbero sufficienti a ripagare il costo complessivo del sistema di protezione.

A tal fine, i costi di intervento sono stati stimati sulla base dei listini di mercato e dei dati forniti dai produttori, mentre le perdite orarie associate a un'interruzione prolungata sono state calcolate in funzione del numero di dipendenti coinvolti e della loro retribuzione media. Questo approccio consente di ottenere un indice sintetico ma significativo della convenienza economica dell'intervento, traducendo in termini monetari la resilienza operativa garantita dal sistema di continuità.

3.4.1 Costo dell'intervento

Il costo complessivo dell'intervento è dato dalla somma delle spese di fornitura e installazione delle apparecchiature, nonché dei costi di manodopera relativi alle attività di posa, cablaggio e movimentazione degli armadi. Rientrano nel perimetro dell'analisi sia le voci a carico del fornitore (fornitura degli UPS e installazione), sia quelle afferenti al personale tecnico di EB Facility incaricato delle opere di integrazione elettrica. Salvo diversa indicazione, tutti i valori economici sono espressi al netto di IVA.

Per ciascun gruppo di continuità il prezzo considera i margini di fornitura e le spese accessorie di logistica, risultando pertanto comprensivo di fornitura, posa e collaudo funzionale. In particolare, per l'UPS Riello Sentryum S3M XTD 15, destinato alla protezione dei CED del piano terra, primo e secondo piano, si stima un importo pari a 21.385,00 €, comprensivo dell'installazione eseguita dal fornitore specializzato.

Le attività di cablaggio e movimentazione correlate a tale installazione richiedono indicativamente una settimana lavorativa (cinque giornate operative) e il coinvolgimento di tre tecnici specializzati. Considerando i tempi di trasferimento verso la sede del cliente e le possibili complessità operative che possono rendere necessario il ricorso a ore straordinarie, si assume un impiego effettivo pari a dieci ore giornaliere per ciascun tecnico.

Assumendo un costo medio orario per il cliente pari a 34 €/h per tecnico, la manodopera complessiva ammonta a:

$$C_{mdo} = 3 \text{ tecnici} \cdot 10 \text{ h/d} \cdot 5 \text{ d} \cdot 34 \text{ €/h} = 5.100 \text{ €}$$

A tale importo devono essere sommati i costi del materiale elettrico accessorio, riportati in Tabella 3.11.

Tabella 3.11: Materiale necessario per l'installazione dell'UPS a servizio dei CED dei piani terra, primo e secondo.

Materiale	Lunghezza [m]	#	Costo [€]
Cavo unipolare di sezione 35 mm ² per fase, neutro e PE	45	3	760,13
Cavo unipolare 3G4 mm ² per fase, neutro e PE	70	3	178,53
Cavo multipolare 3G16 mm ²	70	2	1.266,01
Cavo multipolare 3G2,5 mm ² riducibile per CED P1, se previsto	10	1	17,86
Interruttore magnetotermico differenziale bipolare da 80 A, 230 V AC curva C, tipo A, 30 mA	–	1	343,63
Sezionatore bipolare da 80 A, 230 V AC	–	1	47,77
Interruttore magnetotermico bipolare da 16 A, 230 V AC curva C	–	3	139,82
Quadro elettrico modulare idoneo all'alloggiamento dei dispositivi elencati	–	1	33,49
Passerella perforata in acciaio zincato, larghezza 75 mm	45	1	275,31
Passerella perforata in acciaio zincato, larghezza 50 mm	70	1	303,49
Passerella perforata in acciaio zincato, larghezza 100 mm	120	1	846,75
Passerella perforata in acciaio zincato, larghezza 50 mm	10	1	43,35
Curve a 90°, staffe e giunti necessari al montaggio delle passerelle	–	60	282,59

Il costo del materiale elettrico ammonta complessivamente a 4.538,00 €, per cui il costo d'installazione dell'UPS a servizio dei Centri Elaborazione Dati dei piani PT–P1–P2 risulta:

$$C_{CED_{PT,P1,P2}} = C_{UPS} + C_{mdo} + C_{mat} = (21.385,00 + 5.100,00 + 4.538,00) \text{ €} = 31.023,00 \text{ €}$$

Per la Control Room, il gruppo di continuità Riello Sentryum S3M ACT 10 è stimato in 11.077,00 €, comprensivo dell'installazione eseguita dal fornitore specializzato.

Le opere di cablaggio e gli eventuali adeguamenti accessori richiedono indicativamente tre giornate di lavoro con tre tecnici specializzati. Assumendo lo stesso costo medio orario (34 €/h per tecnico), la manodopera è pari a:

$$C_{mdo} = 3 \text{ tecnici} \cdot 10 \text{ h/d} \cdot 3 \text{ d} \cdot 34 \text{ €/h} = 3.060 \text{ €}$$

Anche in questo caso si aggiungono i materiali elettrici accessori, i quali sono riportati in Tabella 3.12.

Tabella 3.12: Materiale necessario per l'installazione dell'UPS a servizio del CED della Control Room.

Materiale	Lunghezza [m]	#	Costo [€]
Cavo multipolare 3G4 mm ²	25	1	90,65
Interruttore magnetotermico differenziale bipolare da 16 A, 230 V AC curva C, tipo A, 30 mA	–	1	158,37
Passerella perforata in acciaio zincato, larghezza 50 mm	25	1	108,33
Curve a 90°, staffe e giunti necessari al montaggio delle passerelle	–	20	143,65

Il costo dei materiali ammonta a 501,00 €; il costo d'installazione per la Control Room risulta quindi:

$$C_{CR} = C_{UPS} + C_{mdo} + C_{mat} = (11.077,00 + 3.060,00 + 501,00) \text{ €} = 14.638,00 \text{ €}$$

Per il CED del terzo piano è previsto il gruppo di continuità GSC SAT-KT 6000, del valore di 6.462,00 €, comprensivo dell'installazione del fornitore.

Le attività di cablaggio e messa in opera richiedono indicativamente due giornate con tre tecnici specializzati. Con il medesimo costo orario unitario, la manodopera è pari a:

$$C_{mdo} = 3 \text{ tecnici} \cdot 10 \text{ h/d} \cdot 2 \text{ d} \cdot 34 \text{ €/h} = 2.040 \text{ €}$$

Ai fini del computo si sommano i materiali elettrici accessori riportati in Tabella 3.13

Tabella 3.13: Materiale necessario per l'installazione dell'UPS a servizio del CED al terzo piano.

Materiale	Lunghezza [m]	#	Costo [€]
Cavo multipolare 3G2,5 mm ²	10	1	44,62
Interruttore magnetotermico differenziale bipolare da 16 A, 230 V AC curva C, tipo A, 30 mA	–	1	158,37
Passerella perforata in acciaio zincato, larghezza 50 mm	10	1	43,35
Curve a 90°, staffe e giunti necessari al montaggio delle passerelle	–	20	143,65

Il costo dei materiali ammonta a 390,00 €; il costo d'installazione per il CED del terzo piano risulta quindi:

$$C_{P3} = C_{UPS} + C_{mdo} + C_{mat} = (6.462,00 + 2.040,00 + 390,00) \text{ €} = 8.892,00 \text{ €}$$

Il costo complessivo dell'intervento è quindi dato da:

$$C_{intervento} = C_{PT,P1,P2} + C_{CR} + C_{P3} = (31.023,00 + 14.638,00 + 8.892,00) \text{ €} = 54.553,00 \text{ €}$$

Gli importi riportati rappresentano una stima di massima basata sui tempi standard di installazione, sul costo orario medio del personale tecnico e su un elenco materiali coerente con gli schemi di posa e le distanze interne (verticali/orizzontali) tra quadro di distribuzione, locali CED e locali tecnici. Eventuali varianti di percorso, adeguamenti edili, prescrizioni integrative del committente o della direzione lavori, nonché aggiornamenti di listino dei produttori, potranno comportare scostamenti rispetto ai valori indicati.

3.4.2 Costo di fermo

In considerazione della natura dirigenziale e amministrativa dell'edificio, le attività svolte non generano beni materiali, ma consistono prevalentemente in operazioni gestionali, informatiche e di relazione con la clientela. Di conseguenza, in caso di interruzione dell'alimentazione elettrica, il principale effetto economico non è associato a perdite di produzione, bensì al fermo operativo del personale e dei sistemi informatici aziendali. Ai fini della valutazione economica, è stato quindi adottato il costo orario del fermo dei dipendenti come indicatore rappresentativo del danno indotto da un'interruzione di servizio.

Secondo i bilanci aziendali del 2024 forniti dal cliente, riportati in estratto nella Tabella 3.14, la sede analizzata impiega complessivamente oltre seicento dipendenti. È opportuno precisare che non tutti gli addetti operano fisicamente all'interno dell'edificio principale: una parte del personale risulta infatti distribuita tra filiali minori, prive tuttavia di autonomia infrastrutturale e informatica. Poiché tali sedi fanno affidamento sui server e sui Centri di Elaborazione Dati ubicati nello stabile oggetto di studio, eventuali interruzioni dell'alimentazione elettrica comporterebbero un impatto indiretto anche sulle loro attività operative. Per questo motivo, nella stima del costo di fermo è stato considerato l'intero organico aziendale, adottando un criterio prudenziale basato sulle fasce contrattuali con retribuzioni più contenute, così da ottenere una valutazione cautelativa ma rappresentativa della reale portata economica di un blackout.

Tabella 3.14: Numero di dipendenti suddivisi per categoria al 31/12/2024.

Personale dipendente	
Dirigenti	12
Quadri Direttivi	171
<i>di cui di 3° e 4° livello</i>	54
Restante personale dipendente	443
Totale	626

Di conseguenza, ai fini del calcolo, si è fatto riferimento ai Quadri Direttivi (QD) di primo e secondo livello, pari a 117 unità, e al restante personale dipendente, inquadrato nella Terza area del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro (CCNL) del settore di riferimento [25]. Il Reddito Annuale Lordo (RAL) di ciascuna categoria è stato ricavato moltiplicando la retribuzione minima mensile per tredici mensilità, in accordo alle previsioni contrattuali vigenti.

È opportuno evidenziare che il costo effettivamente sostenuto dall'azienda per ciascun dipendente non coincide con la sola RAL, poiché comprende anche una serie di oneri aggiuntivi di natura contributiva, assicurativa e previdenziale, oltre agli accantonamenti obbligatori quali TFR e fondi integrativi. Per rappresentare in modo realistico tale incidenza, si è adottato un coefficiente di maggiorazione pari a 1,9, che costituisce una stima prudenziale ma coerente con i valori medi dei costi aziendali reali per risorsa. Il costo orario è stato infine determinato dividendo il costo annuo così ottenuto per il numero complessivo di ore lavorabili nell'arco dell'anno (52 settimane), includendo implicitamente periodi di ferie e festività già considerati nel coefficiente di maggiorazione, come riportato in Tabella 3.15.

Tabella 3.15: Salario minimo, RAL e costo aziendale annuo e orario per categoria contrattuale (dati al 31/12/2024).

Tipo di contratto	Salario minimo [€/m]	RAL [€/y]	Costo annuo [€/y]	Costo orario [€/h]
Quadro Direttivo di secondo livello	3.926,69	51.046,97	96.989,24	46,63
Quadro Direttivo di primo livello	3.706,24	48.181,12	91.544,13	44,01
Dipendente di Terza area di quarto livello	3.306,30	42.981,90	81.665,61	39,26
Dipendente di Terza area di terzo livello	3.029,29	39.380,77	74.823,46	35,97
Dipendente di Terza area di secondo livello	2.861,88	37.204,44	70.688,44	33,98

Ai fini della stima del costo medio del personale, la voce “restante personale dipendente”, individuata come Terza area, è stata ripartita su tre fasce contrattuali, ipotizzando una distribuzione pari al 15% per il 2° livello, 65% per il 3° livello e 20% per il 4° livello. Tale suddivisione riflette una struttura organizzativa di tipo piramidale, tipica delle realtà del settore terziario, in cui la maggior parte dei dipendenti è inquadrata nei livelli intermedi, mentre le fasce estreme rappresentano le figure più giovani o con maggiore responsabilità.

Questa assunzione, elaborata sulla base dei dati aggregati presenti nel bilancio e di valutazioni di coerenza interna, consente di ottenere una stima media realistica e cautelativa del costo del lavoro. Il peso prevalente assegnato al 3° livello (circa due terzi del totale) risulta in linea con la composizione tipica di strutture con elevata incidenza di personale amministrativo e tecnico-operativo. Le percentuali adottate, pur non derivate da un'analisi statistica puntuale, forniscono un campione rappresentativo e sufficientemente attendibile per fini di valutazione economica.

Per i Quadri Direttivi di primo e secondo livello, invece, si è adottata una media semplice dei valori corrispondenti. Applicando tali criteri, si ottiene:

$$\begin{aligned}
 C_{dip} &= \#dip. \cdot \text{costo dip medio} = \\
 &= 443 \cdot (0,15 \cdot 33,98 + 0,65 \cdot 35,97 + 0,20 \cdot 39,26) = 16.095,31 \text{ €/h} \\
 C_{QD} &= \#QD \cdot \text{costo QD medio} = 117 \cdot \frac{44,01 + 46,63}{2} = 5.302,50 \text{ €/h} \\
 C_{fermo} &= C_{dip} + C_{QD} = 16.095,31 + 5.302,50 = 21.397,81 \text{ €/h}
 \end{aligned}$$

Il valore ottenuto rappresenta il costo orario complessivo che l'azienda sosterrrebbe in caso di interruzione totale delle attività, includendo sia il personale operativo sia i quadri

direttivi. Tale importo, pari a circa 21.400 €/h, costituisce quindi il parametro di riferimento per valutare la convenienza economica dell'intervento proposto: anche un singolo blackout di durata limitata comporterebbe perdite paragonabili all'intero investimento in sistemi di continuità.

Questo risultato mette in evidenza come l'adozione di un UPS centralizzato, pur implicando un investimento iniziale rilevante, risulti economicamente giustificata già a fronte di fermate di poche ore. In contesti ad alta densità di personale e forte digitalizzazione dei processi, la continuità operativa non rappresenta soltanto un requisito tecnico, ma una misura strategica di tutela della produttività e di riduzione dei costi indiretti aziendali.

3.4.3 Tempo di ritorno dell'investimento

Conoscendo il costo complessivo dell'intervento, pari a 54.553,00 €, e il costo orario di fermo delle attività, stimato pari a 21.397,81 €/h, è possibile valutare il tempo di ritorno semplice dell'investimento (*Simple Payback*, SPB). Tale indicatore esprime il numero di ore di inattività necessarie affinché il risparmio ottenuto, ovvero il costo evitato di un potenziale blackout, eguagli l'investimento iniziale sostenuto per l'implementazione del sistema di continuità. Il calcolo può essere espresso come segue:

$$SPB = \frac{C_{\text{intervento}}}{C_{\text{fermo}}} = \frac{54.553,00 \text{ €}}{21.397,81 \text{ €/h}} = 2,54 \text{ h}$$

Il valore risultante indica che l'intervento si ripagherebbe interamente in circa 2 ore e 33 minuti di fermo produttivo. In altri termini, un singolo evento di blackout di tale durata genererebbe un danno economico equivalente al costo totale del progetto, rendendo quindi l'investimento pienamente giustificato anche dal punto di vista economico.

Il Simple Payback, pur rappresentando una valutazione semplificata, costituisce un parametro immediato e intuitivo per la stima della convenienza di interventi di natura preventiva come quello in esame. In un contesto ad alta intensità di personale e forte dipendenza dalle infrastrutture informatiche, un tempo di ritorno di poche ore evidenzia come la continuità di alimentazione non sia soltanto una misura tecnica di sicurezza, ma anche una scelta finanziariamente sostenibile e strategica per la tutela della produttività aziendale.

4 Impatto dell'intervento sui crediti di certificazione ambientale

4.1 Certificazioni ambientali: LEED e GBC Historic Building

La certificazione LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design*) è un sistema di valutazione volontario per la sostenibilità ambientale degli edifici, applicabile a strutture di qualunque destinazione d'uso. Sviluppato nel 1998 dallo *U.S. Green Building Council* (USGBC) e introdotto in Italia nel 2010 dal *Green Building Council Italia* (GBC Italia), il protocollo promuove un approccio integrato alla progettazione e gestione dell'ambiente costruito lungo l'intero ciclo di vita: dalla progettazione alla costruzione, fino alla manutenzione e gestione operativa. Oggi il sistema LEED rappresenta uno standard di riferimento riconosciuto a livello internazionale, applicato in oltre 180 Paesi, e costituisce uno degli strumenti più diffusi per la misurazione delle prestazioni energetiche, ambientali e di benessere degli edifici [44].

Il protocollo valuta ciascun edificio secondo un insieme di categorie tematiche, denominate *crediti*, che coprono gli ambiti dell'efficienza energetica, della gestione idrica, della qualità ambientale interna, dell'uso di materiali sostenibili e della localizzazione. Ogni credito assegna un punteggio proporzionale ai benefici conseguiti; la somma dei punteggi determina il livello di certificazione, articolato in quattro gradi: *Base* (40–49 punti), *Argento* (50–59 punti), *Oro* (60–79 punti) e *Platino* (oltre 80 punti). Le principali categorie di valutazione comprendono: *Trasporto e ubicazione (LT)*, *Sostenibilità del sito (SS)*, *Efficienza idrica (WE)*, *Energia e atmosfera (EA)*, *Materiali e risorse (MR)*, *Qualità ambientale interna (IEQ)*, *Innovazione (IN)* e *Priorità regionale (PR)*, con pesi differenti in base al contributo sul punteggio totale.

Gli edifici certificati LEED contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs, *Sustainable Development Goals*) delle Nazioni Unite, promuovendo la riduzione delle emissioni climalteranti, la tutela delle risorse naturali e il miglioramento del benessere degli occupanti.

Tuttavia, l'applicazione diretta dello standard LEED a edifici storici o vincolati risulta talvolta limitante, in quanto non sempre tiene conto delle specificità tipologiche, costruttive e culturali del patrimonio edilizio preindustriale. Per rispondere a questa esigenza e valorizzare il vasto patrimonio architettonico italiano, GBC Italia ha sviluppato nel 2014 il protocollo *GBC Historic Building*[®], formalmente pubblicato nel 2016. Il protocollo nasce con l'obiettivo di integrare i principi di sostenibilità ambientale del sistema LEED

con i criteri propri del restauro e della conservazione, fornendo un quadro metodologico coerente per interventi di riqualificazione, recupero e integrazione su edifici costruiti prima del 1945 e con almeno il 50% degli elementi tecnici originari [50]. Tra le aree di valutazione previste dal GBC Historic Building, un ruolo centrale è assunto dalla sezione denominata *Valenza Storica*, che riconosce il valore testimoniale e culturale dell'edificio, orientando il progettista verso interventi compatibili con i principi della conservazione e della sostenibilità. Questo approccio permette di conciliare la tutela del patrimonio con le esigenze di efficienza energetica e comfort moderno, creando un punto d'incontro tra la cultura del restauro e le pratiche dell'edilizia sostenibile.

4.2 Stato di certificazione ambientale del caso studio

Nel quadro del presente lavoro, il caso studio analizzato è rappresentato da un edificio storico oggetto di un importante intervento di recupero e riqualificazione sostenibile. Il complesso, risalente ai primi del Novecento, è stato restaurato dopo un lungo periodo di abbandono secondo i criteri del protocollo GBC Historic Building, che ne ha guidato la progettazione impiantistica e la gestione delle risorse.

Il progetto ha perseguito un approccio bilanciato tra conservazione e innovazione tecnologica: l'involucro è stato riqualificato mediante cappotto interno per preservare le facciate storiche, mentre il sistema di climatizzazione utilizza pompe di calore ad acqua di falda e distribuzione radiante, con gestione centralizzata tramite BMS. Tutti gli impianti di illuminazione sono a LED e alimentati da energia proveniente al 100% da fonti rinnovabili certificate. L'edificio adotta inoltre un sistema duale per il recupero delle acque meteoriche, consentendo un risparmio idrico del 39% sugli usi interni e del 100% per l'irrigazione, e ha ridotto del 24% i consumi energetici rispetto al caso di riferimento. Durante il cantiere, il 100% dei rifiuti è stato differenziato secondo la classificazione CER (Catalogo Europeo dei Rifiuti) e sono stati impiegati materiali con dichiarazione ambientale di prodotto (EPD, *Environmental Product Declaration*), in linea con le politiche di economia circolare promosse dal protocollo. Nel cortile interno, trasformato in area verde accessibile ai dipendenti, sono state installate rastrelliere per biciclette e adottate pavimentazioni ad alta riflettanza solare per mitigare l'effetto isola di calore urbana. Il comfort interno è stato verificato tramite questionari post-occupazione, confermando livelli ottimali di benessere termoisometrico, acustico e visivo. Grazie a questo insieme di interventi, l'ex palazzo FIAT rappresenta un caso emblematico di applicazione del protocollo GBC Historic Building in ambito urbano, dimostrando come la valorizzazione del patrimonio architettonico possa integrarsi efficacemente con le strategie di sostenibilità e con l'introduzione di tecnologie moderne per la gestione energetica e la continuità elettrica.

La palazzina è attualmente certificata con un punteggio complessivo di 44/110, corrispondente al livello *Base*. Come illustrato in Figura 4.1, la maggior parte dei crediti acquisiti riguarda le categorie *Sostenibilità del sito* (SS) e *Energia e Atmosfera* (EA).

Lo studio di fattibilità portato avanti nel Capitolo 3 rappresenta dunque un'opportunità per esplorare come l'integrazione di tecnologie per la sicurezza e la continuità elettrica possa avvenire in coerenza con gli obiettivi ambientali e culturali di una certificazione sostenibile applicata a edifici storici, contribuendo al tempo stesso alla resilienza operativa e al benessere degli occupanti.



Figura 4.1: Crediti LEED acquisiti dalla palazzina alla data della certificazione (2021).

4.3 Analisi dell'impatto dell'intervento

Per valutare l'impatto dell'intervento è stata condotta un'analisi comparativa tra la configurazione preesistente e quella prevista nel progetto. L'obiettivo è verificare se la nuova disposizione e le caratteristiche tecniche dei gruppi di continuità comportino variazioni significative nei consumi elettrici e nelle prestazioni energetiche complessive dell'edificio.

Come mostrato in Figura 4.2, l'analisi dei consumi giornalieri relativi all'anno 2023 evidenzia una forte stagionalità: si registrano incrementi nei periodi invernali, legati al funzionamento del sistema di riscaldamento, e nei mesi estivi, dovuti ai carichi di condizionamento. Si osservano inoltre cali periodici nei fine settimana e quattro principali riduzioni anomale dei consumi, corrispondenti a eventi di disservizio o blackout, in particolare tra maggio e agosto e nel mese di novembre. Il minimo di agosto coincide presumibilmente con la chiusura aziendale estiva, mentre gli altri cali potrebbero essere riconducibili a interruzioni di fornitura o malfunzionamenti della rete di distribuzione. Il calo dei consumi registrato nel mese di novembre potrebbe essere ricondotto a un disservizio verificatosi durante un periodo di lavori programmati, come suggerisce l'andamento della curva di carico, già in progressiva diminuzione nelle settimane precedenti al minimo osservato.

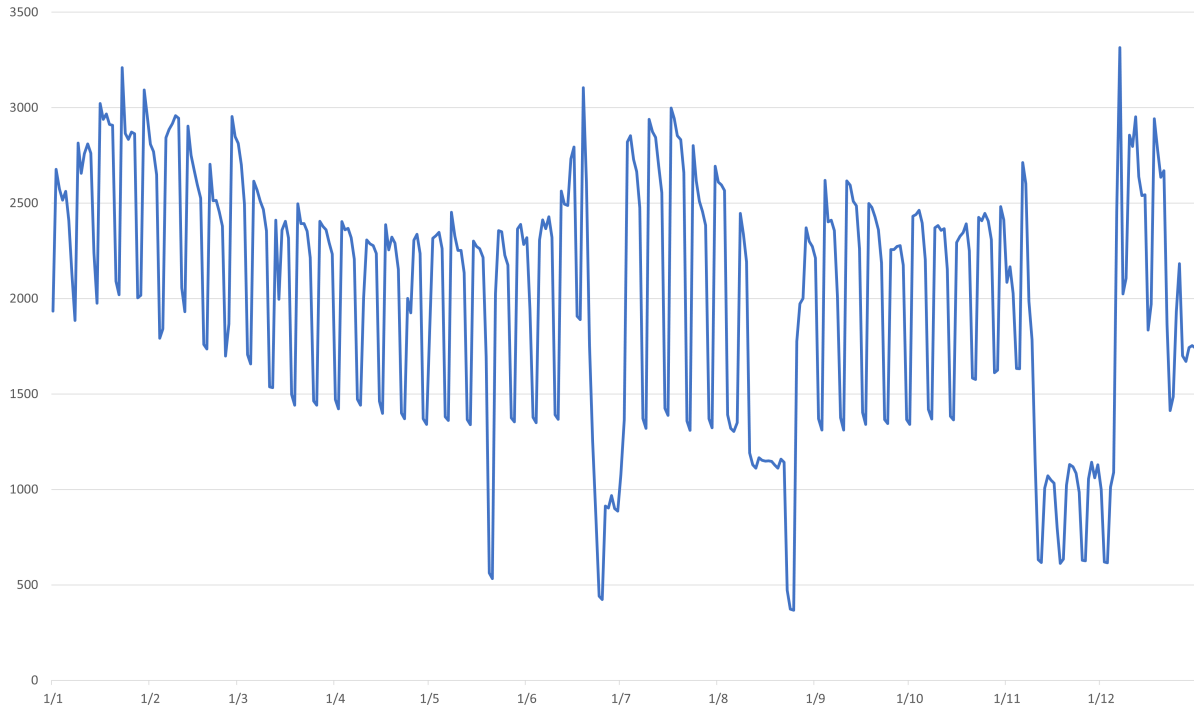


Figura 4.2: Andamento dei consumi giornalieri (in kWh) dello stabile nel 2023.

La media dei consumi giornalieri per il 2023 risulta leggermente superiore ai 2 MWh, corrispondenti a un consumo annuale di circa 737 MWh. L'intervento di sostituzione prevede il passaggio da sette UPS Riello Sentinel Dual SDU 5000 PDIST (disposti sui vari piani) a tre unità di nuova generazione: Riello Sentryum S3M XTD 15, Riello Sentryum S3M ACT 10 e GSC SAT-KT 6000, caratterizzate da rendimenti più elevati e maggiore capacità unitaria.

Non essendo disponibili dati specifici di consumo in standby, il confronto è stato basato sul rendimento minimo dichiarato a pieno carico, calcolando la potenza assorbita con la relazione:

$$P_{ass} = \frac{P_{max}}{\eta_{min}} - P_{max}.$$

I risultati sono riportati in Tabella 4.1.

Tabella 4.1: Confronto tra modelli UPS e potenza assorbita a pieno carico.

Modello UPS	Potenza massima [kW]	Rendimento minimo [%]	Potenza assorbita [kW]
Riello Sentinel Dual SDU 5000 PDIST	5,0	95,0	0,26
Riello Sentryum S3M XTD 15	15,0	96,6	0,53
Riello Sentryum S3M ACT 10	10,0	96,6	0,35
GSC SAT-KT 6000	6,0	90,0	0,67

L'assorbimento massimo teorico del sistema esistente è pari a circa 1,84 kW, mentre quello della nuova configurazione si attesta intorno a 1,55 kW, con una riduzione stimata del 16%. Su base annuale, tale differenza corrisponde a un risparmio energetico mas-

simo di circa 2,6 MWh. Sebbene il valore rappresenti una frazione marginale rispetto ai consumi complessivi dell'edificio, esso evidenzia un miglioramento dell'efficienza dei sistemi di alimentazione dei carichi critici. È tuttavia importante precisare che tali livelli di assorbimento si riferiscono a condizioni di pieno carico, raramente raggiunte nel funzionamento reale: per la maggior parte del tempo, i gruppi di continuità opereranno infatti in modalità standby. Il risparmio effettivo, stimato sulla base dei consumi medi del 2023, risulterà pertanto inferiore allo 0,35%. L'impatto sulla prestazione energetica complessiva dell'edificio può quindi considerarsi trascurabile, così come l'influenza diretta sui crediti della categoria *Energia e Atmosfera*. L'intervento garantisce comunque un beneficio indiretto, migliorando la continuità operativa dei sistemi e la resilienza complessiva dell'infrastruttura.

Per ottenere un incremento del punteggio nella categoria *Energia e Atmosfera* è possibile agire sul credito *EA 1*, ricorrendo a simulazioni dinamiche dell'edificio. Tali analisi consentono di quantificare con maggiore precisione i consumi energetici rispetto alla via prescrittiva, basata sul solo Attestato di Prestazione Energetica (APE). L'adozione di un approccio prestazionale permetterebbe di evidenziare i benefici associati alla nuova configurazione degli UPS, con un potenziale effetto positivo sul punteggio complessivo.

Oltre all'aspetto energetico, l'intervento produce effetti anche nella categoria *Materiali e Risorse*. I gruppi di continuità dismessi, infatti, potranno essere riutilizzati per la protezione di utenze secondarie, contribuendo alla riduzione dei rifiuti elettronici e al riuso di apparecchiature esistenti. Qualora non fosse possibile il riutilizzo, i dispositivi dovranno essere smaltiti secondo le procedure previste per i rifiuti speciali, classificandoli secondo il relativo codice CER e garantendone la corretta differenziazione in cantiere. Analogamente ai sistemi esistenti, anche i nuovi UPS saranno integrati nel sistema di gestione centralizzata dell'edificio, consentendo il monitoraggio continuo dei flussi energetici e il miglioramento delle strategie di manutenzione predittiva, con ricadute positive sulla qualità e sulla stabilità dell'alimentazione.

Dal punto di vista ambientale, l'intervento rispetta il prerequisito relativo alla categoria *Sostenibilità del sito*, che include la gestione dell'inquinamento luminoso e acustico durante le attività di cantiere.

Un eventuale aggiornamento del protocollo alla versione più recente potrebbe inoltre modificare la distribuzione dei pesi tra le categorie e aprire nuove opportunità di miglioramento. Si osserva, ad esempio, che il credito relativo all'illuminazione (*IEQ 6.1*) non risulta pienamente valorizzato a causa della mancata integrazione di illuminazione individuale tramite *task light*: anche un'implementazione parziale, pari al 30% delle postazioni, consentirebbe di ottenere punti aggiuntivi in questa categoria, attualmente poco rappresentata, così come interventi mirati all'uso di materiali basso-emissivi.

Nel complesso, tali accorgimenti potrebbero consentire un incremento di 5–6 punti nel punteggio complessivo, sufficiente al passaggio dalla certificazione *GBC HB Base* al livello *Argento*. Il conseguimento di tale classe comporterebbe benefici significativi: una maggiore efficienza energetica e idrica, la riduzione dei costi operativi, un miglior comfort ambientale per gli occupanti e un incremento del valore immobiliare dell'edificio, oltre al rafforzamento della reputazione aziendale in termini di responsabilità ambientale e leadership nel settore del *green building*.

5 Conclusioni

Questo documento ha analizzato il tema della continuità elettrica nel contesto italiano, con particolare attenzione al ruolo dei sistemi di continuità installabili. Dopo una panoramica sulle criticità della rete elettrica nazionale e sulle principali tecnologie di backup, l'attenzione si è concentrata su un caso studio reale: lo studio di fattibilità per l'implementazione di sistemi di continuità in un edificio storico a uso uffici situato a Torino. L'obiettivo era duplice: garantire la continuità di alimentazione per le utenze critiche e farlo nel rispetto dei vincoli architettonici e dei principi di sostenibilità ambientale.

L'analisi ha condotto alla progettazione di una soluzione con tre gruppi statici di continuità, selezionati in base alle utenze critiche identificate. In assenza di strumenti di simulazione avanzata, è stata adottata una metodologia basata su calcoli manuali e verifiche conformi alle normative tecniche, rivelatasi efficace ai fini della progettazione. I calcoli sono stati condotti considerando la potenza richiesta, l'autonomia necessaria in caso di blackout e la compatibilità con gli spazi tecnici disponibili. La scelta è ricaduta su tre UPS online a doppia conversione, adeguati per i centri elaborazione dati che richiedono continuità assoluta.

La progettazione ha integrato le utenze già collegate ai quadri elettrici, garantendo l'allacciamento sicuro entro i limiti tecnici. La principale criticità riscontrata ha riguardato la limitata disponibilità di spazio tecnico, come evidenziato nel caso degli UPS destinati ai CED dei piani terra, primo e secondo, dove batterie e apparati sono disposti su livelli differenti. Tale problema non si è invece presentato per gli UPS destinati alla Control Room e al CED del terzo piano.

È stato inoltre condotto un commento qualitativo sull'impatto del nuovo sistema di continuità in relazione ai criteri del protocollo GBC Historic Building, evidenziando una parziale coerenza con i principi di efficienza energetica, resilienza operativa e gestione sostenibile delle risorse. Parallelamente, sono state individuate alcune possibili strategie di miglioramento volte ad accrescere il punteggio complessivo della certificazione, al fine di favorire un eventuale passaggio a una classe superiore.

Questo studio può costituire un punto di partenza per sviluppi futuri, in particolare per soluzioni che integrino sistemi UPS con fonti di generazione distribuita e, ove presenti, sistemi di accumulo energetico. Ulteriori benefici potrebbero derivare dal potenziamento delle funzionalità dei sistemi BMS già installati, attraverso l'integrazione di capacità di diagnostica predittiva e gestione dinamica dei carichi critici.

L'affidabilità dell'alimentazione elettrica si conferma oggi come un fattore chiave per la sicurezza, la continuità operativa e la sostenibilità degli edifici, anche in contesti storicamente vincolati. L'integrazione di soluzioni tecnologiche avanzate come gli UPS in strutture storiche rappresenta non solo una sfida progettuale, ma anche un'opportunità

per valorizzare il patrimonio edilizio in chiave contemporanea. Il lavoro svolto dimostra come sia possibile coniugare compatibilità architettonica, efficienza e resilienza in una visione progettuale coerente e replicabile.

Bibliografia

- [1] Decreto del Presidente della Repubblica 1 agosto 2011, n. 151 — Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi. URL: <https://www.vigilfuoco.it/aspx/ReturnDocument.aspx?IdDocumento=6503> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [2] Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 — Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative. Artt. 52–60. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:1995-10-26;504> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [3] Decreto Ministeriale 7 agosto 2012 — Disposizioni relative alle modalità di presentazione delle istanze concernenti i procedimenti di prevenzione incendi e alla documentazione da allegare. URL: <https://www.vigilfuoco.it/aspx/ReturnDocument.aspx?IdDocumento=7296> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [4] Direttiva 2000/14/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 8 maggio 2000 — Sul ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative all’emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all’aperto. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32000L0014> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [5] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI 0-16: Regole tecniche di connessione alle reti elettriche con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*. Norma tecnica. Quinta edizione + Variante V1:2023. CEI, 2022. (Visitato il giorno 27/09/2025).
- [6] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI 0-21: Regole tecniche di connessione alla rete elettrica di bassa tensione per utenti attivi e passivi*. Norma tecnica. Quinta edizione aggiornata con Variante V1:2023. CEI, 2022. (Visitato il giorno 16/10/2025).
- [7] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a bassa tensione. Parte 5-52: Scelta e messa in opera delle condutture elettriche*. Norma tecnica. Art. 525: Caduta di tensione. CEI, 2024. (Visitato il giorno 05/10/2025).
- [8] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a bassa tensione. Parte 5-52: Scelta e messa in opera delle condutture elettriche*. Norma tecnica. Art. 524: Sezioni dei conduttori. CEI, 2024. (Visitato il giorno 05/10/2025).
- [9] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a bassa tensione. Parte 5-52: Scelta e messa in opera delle condutture elettriche*. Norma tecnica. Art. 523: Portate. CEI, 2024. (Visitato il giorno 05/10/2025).

- [10] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a bassa tensione. Parte 5-54: Messa a terra e conduttori di protezione*. Norma tecnica. Art. 543: Conduttori di protezione. CEI, 2021. (Visitato il giorno 05/10/2025).
- [11] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua*. Norma tecnica. Ottava edizione – Parte generale e sezioni da 1 a 7. CEI, 2021. (Visitato il giorno 05/10/2025).
- [12] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN 50160: Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica*. Norma tecnica. Recepimento della EN 50160:2010 + A1:2015. CEI, 2015. (Visitato il giorno 30/09/2025).
- [13] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN 60204-1: Sicurezza del macchinario — Equipaggiamento elettrico delle macchine — Parte 1: Regole generali*. Norma tecnica. Recepimento della IEC 60204-1:2016 + Amd.1:2021. CEI, 2019. (Visitato il giorno 28/09/2025).
- [14] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN 60947-3: Apparecchiature a bassa tensione — Sezionatori, commutatori, interruttori di manovra e unità combinate con fusibili*. Norma tecnica. Recepimento della IEC 60947-3:2015 + Amd.1:2019. CEI, 2020. (Visitato il giorno 28/09/2025).
- [15] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN 61439: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT)*. Norma tecnica. Recepimento della IEC 61439-1:2020 e parti successive (61439-2, -3, -4). CEI, 2022. (Visitato il giorno 05/10/2025).
- [16] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN 61850: Sistemi e comunicazioni per sottostazioni elettriche - Architettura e comunicazione tra dispositivi di protezione, controllo e monitoraggio*. Norma tecnica. Recepimento della IEC 61850 – Standard per l'automazione e la comunicazione nelle sottostazioni elettriche e negli impianti industriali. CEI, 2020. URL: <https://my.ceinorme.it/cei-en-61850-2020> (visitato il giorno 26/10/2025).
- [17] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN IEC 60947-2: Apparecchiature a bassa tensione — Interruttori automatici*. Norma tecnica. Recepimento della IEC 60947-2:2016 + Amd.1:2019 + Amd.2:2020. CEI, 2021. (Visitato il giorno 27/09/2025).
- [18] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN IEC 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Serie di standard*. International Standard. Serie di norme sulla compatibilità elettromagnetica: limiti, metodi di prova e criteri di prestazione per sistemi elettrici ed elettronici. CEI, 2022. (Visitato il giorno 05/10/2025).
- [19] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN IEC 62040-1: Sistemi statici di continuità (UPS) — Parte 1: Prescrizioni di sicurezza*. Rapp. tecn. CEI, 2020. (Visitato il giorno 06/10/2025).
- [20] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN IEC 62040-3: Sistemi statici di continuità (UPS) — Parte 3: Metodi di specifica delle prestazioni e prescrizioni di prova*. Rapp. tecn. CEI, 2022. (Visitato il giorno 06/10/2025).

- [21] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano. *CEI EN IEC 62933-5-2 - Sistemi di accumulo di energia elettrica (sistemi EES) — Parte 5-2: Requisiti di sicurezza per i sistemi di accumulo di energia elettrica connessi alla rete - sistemi di accumulo elettrochimico*. Rapp. tecn. CEI, 2021. (Visitato il giorno 13/10/2025).
- [22] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano e UNEL - Ente Italiano di Unificazione Elettrotecnica. *CEI UNEL 35024/1: Cavi elettrici isolati con PVC, EPR o gomma — Correnti ammissibili in regime permanente — Conduttori in rame e alluminio*. Norma tecnica. Riferimento per il calcolo della portata dei cavi in posa fissa. CEI - UNEL, 2021. (Visitato il giorno 05/10/2025).
- [23] Clean Energy for all Europeans Package – Direttive e regolamenti del 2018–2019 sul mercato interno dell’energia, le rinnovabili e l’efficienza energetica. Serie di otto atti legislativi dell’Unione Europea. Pacchetto legislativo per la transizione energetica e la decarbonizzazione del sistema elettrico europeo. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en (visitato il giorno 28/10/2025).
- [24] Regulation (EU) 2024/573 of the European Parliament and of the Council of 7 February 2024 on fluorinated greenhouse gases, amending Directive (EU) 2019/1937 and repealing Regulation (EU) No 517/2014 2024/573. Official Journal of the European Union. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/573/oj> (visitato il giorno 29/09/2025).
- [25] CCNL ABI — Testo coordinato 19 dicembre 2023. Versione coordinata pubblicata il 14-07-2025. URL: <https://www.fabi.it/2025/07/14/ccnl-abi-ecco-il-testo-coordinato/> (visitato il giorno 01/10/2025).
- [26] IEEE. *IEEE 1679-2010 — Recommended Practice for the Characterization and Evaluation of Emerging Energy Storage Technologies in Stationary Applications*. Rapp. tecn. IEEE Power e Energy Society, 2010. URL: <https://standards.ieee.org/standard/1679-2010.html> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [27] IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Std 519-2014: Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. Standard. Riferimento per la definizione dei limiti di distorsione armonica totale (THD) e individuale nelle reti elettriche. IEEE Standards Association, 2014. URL: <https://standards.ieee.org/standard/519-2014.html> (visitato il giorno 05/10/2025).
- [28] ISO - International Organization for Standardization. *ISO 52120-1:2021 – Energy performance of buildings – Contribution of building automation, controls and building management – Part 1: General framework and procedures*. International Standard. Norma di riferimento per la valutazione delle prestazioni energetiche degli edifici tramite sistemi BACS e TBM. ISO, 2021. URL: <https://www.iso.org/standard/70803.html> (visitato il giorno 29/10/2025).
- [29] Decreto Ministeriale 15 aprile 2016 — Regola tecnica di prevenzione incendi per gruppi elettrogeni. Gazzetta Ufficiale n. 90 del 18-04-2016. URL: <https://www.vigilfuoco.it/aspx/ReturnDocument.aspx?IdDocumento=25647> (visitato il giorno 30/09/2025).

- [30] Decreto Ministeriale 3 agosto 2015 — Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi ai sensi dell’art. 15 del d.lgs. 8 marzo 2006, n. 139. Gazzetta Ufficiale n. 192 del 20-08-2015. URL: <https://www.vigilfuoco.it/aspx/ReturnDocument.aspx?IdDocumento=24420> (visitato il giorno 30/09/2025).
- [31] Decreto Ministeriale 22 gennaio 2008, n. 37 — Regolamento concernente l’attuazione dell’art. 11-quaterdecies, comma 13, lettera a), della legge n. 248/2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici 37/2008. Gazzetta Ufficiale n. 61 del 12-03-2008. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.ministriale:2008-01-22;37> (visitato il giorno 30/09/2025).
- [32] Decreto Ministeriale 22 gennaio 2008, n. 37 – Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248/2005, in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 61 del 12 marzo 2008. Conosciuto come “DM 37/08”. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2008/03/12/08G0042/sg> (visitato il giorno 03/10/2025).
- [33] Direttiva (UE) 2018/844 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018 – che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell’edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica. Gazzetta ufficiale dell’Unione europea L 156 del 19 giugno 2018. Atto legislativo del pacchetto “Clean Energy for all Europeans” volto a promuovere l’efficienza energetica e la digitalizzazione del parco edilizio europeo. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32018L0844> (visitato il giorno 29/10/2025).
- [34] Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 – Norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. Gazzetta ufficiale dell’Unione europea L 211 del 14 agosto 2009. Terzo pacchetto energia – Regole comuni per la generazione, trasmissione, distribuzione e fornitura di energia elettrica. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0072> (visitato il giorno 28/10/2025).
- [35] Terna S.p.A. *Piano di Sviluppo 2025 – Stato del sistema elettrico e scenari energetici*. Rapporto tecnico. Documento di pianificazione ufficiale della Rete di Trasmissione Nazionale, contenente analisi del sistema elettrico e scenari energetici di riferimento. Terna S.p.A., 2025. URL: <https://download.terna.it/terna/0000/1861/26.pdf> (visitato il giorno 22/10/2025).
- [36] M. H. J. Bollen. *Understanding Power Quality Problems*. Vol. 3. New York: IEEE Press, 2000. (Visitato il giorno 09/09/2025).
- [37] M. H. J. Bollen. «What is power quality?» In: *Electric Power Systems Research* 66.1 (2003), pp. 5–14. (Visitato il giorno 11/09/2025).
- [38] G. T. Heydt. «Electric Power Quality». In: *The Electrical Engineering Handbook*. A cura di W.-K. Chen. Burlington: Academic Press, 2005, pp. 805–810. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780121709600500591> (visitato il giorno 02/09/2025).
- [39] M. Hosseini Imani. «Empirical Analysis of Inter-Zonal Congestion in the Italian Electricity Market Using Multinomial Logistic Regression». In: *Energies* 17 (2024). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/23/5901> (visitato il giorno 16/10/2025).

- [40] Ł. Michalec et al. «Impact of Harmonic Currents of Nonlinear Loads on Power Quality of a Low Voltage Network—Review and Case Study». In: *Energies* 14.12 (2021). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/12/3665> (visitato il giorno 21/10/2025).
- [41] K. Xu et al. «A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies». In: *Energies* 16.18 (2023). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/18/6462> (visitato il giorno 21/10/2025).
- [42] ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*. 2023. URL: https://www.arera.it/it/relaz_ann/23/RelazioneARERA2023.pdf (visitato il giorno 19/10/2025).
- [43] Bluesun Solar. *BESS Container 500 kW – 2 MWh 40 ft Energy Storage System Solution*. Scheda tecnica del sistema di accumulo containerizzato BESS prodotto da Bluesun Solar. 2025. URL: <https://www.bluesunpv.com/bess-container-500kw-2mwh-40ft-energy-storage-system-solution/> (visitato il giorno 31/10/2025).
- [44] Certificazione LEED. *La certificazione LEED in un edificio*. URL: <https://www.certificazioneleed.com/edifici> (visitato il giorno 14/04/2025).
- [45] Elettronica AV. *Congestione della rete elettrica: cause, conseguenze e strategie*. Articolo tecnico sulle cause e le strategie di mitigazione della congestione nelle reti elettriche. 2024. URL: <https://www.elettronica-av.it/congestione-della-rete-elettrica-a-cause-conseguenze-e-strategie/> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [46] *Che cosa sono i sistemi BESS (Battery Energy Storage System)*. Enel X. 2024. URL: <https://corporate.enelx.com/it/question-and-answers/what-is-battery-energy-storage> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [47] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. *System Operations – Coordination of the European Power System*. Informazioni ufficiali sulle attività di coordinamento dei gestori di rete europei e sull'integrazione dei mercati elettrici. 2025. URL: <https://www.entsoe.eu/about/system-operations/> (visitato il giorno 21/10/2025).
- [48] Euronews Green. *Extreme heatwaves expose vulnerabilities in Europe's power grid amid rising air-con demand*. Articolo sul legame tra ondate di calore e stress della rete elettrica europea. 2025. URL: <https://www.euronews.com/green/2025/08/17/extreme-heatwaves-expose-vulnerabilities-in-europes-power-grid-amid-rising-air-con-demand> (visitato il giorno 21/10/2025).
- [49] FS. *Cosa è un gruppo di continuità o UPS*. URL: <https://www.fs.com/it/blog/what-is-uninterruptible-power-supply-or-ups-7441.html> (visitato il giorno 14/04/2025).
- [50] Green Building Council Italia. *GBC Historic Building – Certificazione per edifici storici*. Protocollo di certificazione ambientale per edifici storici, sviluppato da GBC Italia in accordo con i principi LEED e adattato al contesto del patrimonio edilizio italiano. 2025. URL: <https://gbcitalia.org/certificazione/gbc-historic-building/> (visitato il giorno 31/10/2025).
- [51] GSC Elettronica. *Serie SAT-KT Tower 1–10 kVA – UPS monofase e trifase*. Scheda tecnica online. 2025. URL: <https://gsc-elettronica.it/serie-sat-kt-tower-1-10kva/> (visitato il giorno 04/10/2025).

- [52] Interesting Engineering. *World's largest flywheel energy storage system with 30 MW output connected to grid*. URL: <https://interestingengineering.com/energy/china-world-largest-flywheel-energy-storage> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [53] International Energy Agency. *Staying cool without overheating the energy system*. Analisi dell'impatto dei condizionatori sulla domanda elettrica estiva e strategie di mitigazione. 2023. URL: <https://www.iea.org/commentaries/staying-cool-without-overheating-the-energy-system> (visitato il giorno 21/10/2025).
- [54] IRETI. *Piano di Sviluppo 2023–2027 sulla Distribuzione dell'Energia Elettrica*. URL: <https://www.ireti.it/content/dam/ireti/energia-elettrica/documents/sviluppo-reti/Piano%20di%20Sviluppo%202023-2027.pdf?view=yes/> (visitato il giorno 05/05/2025).
- [55] Legrand. *Guida Tecnica UPS 2021*. URL: <https://www.ups.legrand.com/media/document/guida-tecnica-ups-ita.pdf> (visitato il giorno 16/04/2025).
- [56] BESS, lo stoccaggio dell'energia in batteria per un futuro sostenibile. Lumi 4 Innovation. 2024. URL: <https://www.lumi4innovation.it/bess-stoccaggio-energia-in-batteria/> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [57] Riello UPS. *Master HE — UPS*. Scheda tecnica online. 2025. URL: <https://www.riello-ups.it/products/1-gruppi-di-continuita/86-master-he> (visitato il giorno 27/09/2025).
- [58] Riello UPS. *Master HP — UPS*. Scheda tecnica online. 2025. URL: <https://www.riello-ups.it/products/1-gruppi-di-continuita/49-master-hp> (visitato il giorno 27/09/2025).
- [59] Riello UPS. *Master HP UL — UPS*. Scheda tecnica online. 2025. URL: <https://www.riello-ups.it/products/1-gruppi-di-continuita/71-master-hp-ul> (visitato il giorno 27/09/2025).
- [60] Riello UPS. *Master MPS — UPS*. Scheda tecnica online. 2025. URL: <http://riello-ups.it/products/1-gruppi-di-continuita/48-master-mps> (visitato il giorno 27/09/2025).
- [61] Riello UPS. *Sentinel Dual (SDU) — UPS*. 2025. URL: <https://www.riello-ups.it/products/1-gruppi-di-continuita/117-sentinel-dual-sdu> (visitato il giorno 29/09/2025).
- [62] Riello UPS. *Sentryum — UPS*. 2025. URL: <https://www.riello-ups.it/products/1-gruppi-di-continuita/130-sentryum> (visitato il giorno 29/09/2025).
- [63] Rinnovabili. *Connessioni Rinnovabili e saturazione virtuale della rete, un problema da risolvere*. URL: <https://www.rinnovabili.it/energia/infrastrutture/saturazione-virtuale-della-rete-rischio-connessioni-fer/> (visitato il giorno 05/05/2025).
- [64] Schneider Electric. *Armadio batterie al litio per UPS Galaxy VL, composto da 16 × 2.04 kWh moduli batteria*. Scheda prodotto online. 2025. URL: <https://www.se.com/it/it/product/LIBSESMG16IEC/armadio-batterie-al-litio-per-ups-galaxy-iec-composto-da-16-x-2-04-kwh-moduli-batteria/> (visitato il giorno 28/09/2025).
- [65] Schneider Electric. *Galaxy VS 100 kW (400 V)*. Scheda prodotto online. 2025. URL: <https://www.se.com/it/it/product/GVSUPS100KHS/gruppo-di-continuita/C3%A0-galaxy-vs-100-kw-400-v-per-batterie-esterne-avviamento-5x8/?range=65772-galaxy-vs&selectedNodeId=27602447535> (visitato il giorno 27/09/2025).

- [66] Schneider Electric. *UPS Galaxy VL 200–500 kW (400/480 V)*. Scheda prodotto online. 2025. URL: <https://www.se.com/it/it/product/GVL200K500DS/ups-galaxy-vl-200-scalabile-a-500-kw-400-480-v-startup-5x8/?range=22545656-galaxy-vl&parent-subcategory-id=8030&filter=business-3-critical-power-and-cooling&selectedNodeId=121868373329> (visitato il giorno 27/09/2025).
- [67] Terna S.p.A. *Dati sul carico elettrico nazionale e picchi stagionali di domanda*. Portale ufficiale di monitoraggio del carico elettrico nazionale. 2024. URL: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dati-sistema-elettrico-italiano> (visitato il giorno 21/10/2025).
- [68] Terna S.p.A. *Econnexion: la mappa delle connessioni di rinnovabili e accumuli*. 2025. URL: <https://dati.terna.it/econnexion#fonti-rinnovabili> (visitato il giorno 09/10/2025).
- [69] Trane. *RTSF 090 Helirotor Heat Pump – Documentazione Tecnica*. Include brochure commerciale, manuale di manutenzione e scheda prodotto online. 2024. URL: <https://trane.eu/it/equipment/product-details.html?prodId=222> (visitato il giorno 17/09/2025).
- [70] *Battery Technology Outlook 2030*. DNV GL Energy Transition Outlook, 2023. URL: <https://www.dnv.com/publications/battery-technology-outlook-2030-247427> (visitato il giorno 13/10/2025).
- [71] *Global Battery Energy Storage Outlook 2023*. International Energy Agency (IEA), 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/global-battery-energy-storage-outlook-2023> (visitato il giorno 13/10/2025).

Allegato A: Scheda tecnica UPS Sentinel Dual SDU 5000 PDIST

INGRESSO	
Dual Input	no
Potenza nominale	5000 VA
Tensione	220 / 230 / 240 V
Tolleranza di tensione	230 V \pm 20% a pieno carico / 230 V + 20% -40% a metà carico
Frequenza	50 / 60 Hz \pm 5
Fattore di potenza	>0.98
Distorsione di corrente	\leq 2%

BY PASS	
Tolleranza di tensione	180 / 264 V (selezionabile in modalità ECO o SMART ACTIVE)
Tolleranza di frequenza	Frequenza selezionata \pm 5% (selezionabile dall'utente)

USCITA e USCITA INVERTER	
Potenza nominale	5000 VA
Potenza attiva	5000 W
Tensione nominale	220 / 230 / 240 V selezionabile
Fattore di cresta (Ipico/Irms)	3 : 1
Forma d'onda	Sinusoidale
Frequenza	50 / 60 Hz selezionabile
Distorsione di tensione con carico non lineare	<3%
Distorsione di tensione con carico lineare	<1%

BATTERIE	
Tipo	VRLA AGM al piombo, senza manutenzione
Tempo di ricarica	4-6 h

ALTRE CARATTERISTICHE	
Colore	Nero RAL 9005
Comunicazione	USB / RS232 / slot per interfaccia di comunicazione / REPO + contatto di ingresso
Dotazioni standard	Cavo USB; kit maniglie
Protezioni	Sovracorrente - cortocircuito - sovratensione - sottotensione - termica - eccessiva scarica della batteria
Rumorosità (a 1 m)	<48 [bBA] (Modalità ECO)
Temperatura di funzionamento	0 °C - +40 °C
Umidità relativa	5-95% non condensata
Numero prese	Morsettiera + 2 IEC 320 C13 - PDIST / ER: Morsettiera + 8 IEC 320 C13 + 2 IEC 320 C19
Normative	European directives: L V 2014/35/EU low voltage; EMC 2014/30/EU electromagnetic compatibility -- Standards: Safety IEC EN 62040-1; EMC IEC EN 62040-2; RoHS compliant -- Classification in accordance with IEC 62040-3 VFI - SS - 111

DATI	
Peso	45 kg
Dimensioni (a l p)	448x131x640 Tower - 3Ux19"x640 Rack mm
Fasi in ingresso	1
Fasi in uscita	1

Allegato B: Scheda tecnica UPS Riello Sentryum S3M XTD 15

INGRESSO	
Potenza nominale	15000 VA
Tensione	380 / 400 / 415 V trifase + N 220 / 230 / 240 V monofase + N
Tolleranza di tensione	230 / 400 V $\pm 20\%$ a pieno carico (Per tolleranze più ampie si applicano ulteriori condizioni)
Tolleranza di frequenza	40 - 72 Hz
Fattore di potenza	0.99

BY PASS	
Tensione nominale	220 / 230 / 240 V monofase + N
Tolleranza di tensione	Da 180 V (regolabile 180-200) a 264 V (regolabile 250-264) riferita al neutro (Ph-N)
Frequenza nominale	50 o 60 Hz (selezionabile)
Tolleranza di frequenza	$\pm 5\%$ (selezionabile)
Numero fasi	1 + N

USCITA e USCITA INVERTER	
Potenza nominale	15000 VA
Potenza attiva	15000 W
Corrente di uscita	72 (bypass) A - 65 (inverter) A
Numero fasi	1 + N
Fattore di cresta (I _{picco} /I _{rms})	3 : 1
Forma d'onda	Sinusoidale
Stabilità statica	$\pm 0.5\%$
Stabilità dinamica	EN 62040-3 Classe di prestazione 1 con carico non lineare
Frequenza	50 o 60 Hz
Distorsione di tensione con carico non lineare	$\leq 1.5\%$
Distorsione di tensione con carico lineare	$< 1\%$

BATTERIE	
Tipo	VRLA AGM/GEL/NiCd/Li-ion/Supercaps
Tipo di ricarica	Un livello, due livelli, ricarica ciclica (selezionabile)

ALTRE CARATTERISTICHE	
Colore	RAL 7016 Grigio antracite
Comunicazione	Barra UPS status led - Display touch screen grafico - 2 slot per interfaccia di comunicazione USB - RS232 - Contact interface con 5 relè di ingresso e 4 di uscita con isolamento ottico
Grado di protezione	IP20
Rendimento Line-Interactive/Smart Active	Fino al 99%
Rumorosità (a 1 m)	< 40 [dBA ± 2] (SMART ACTIVE)
Segnalazioni remote	contatti liberi da tensione
Temperatura di funzionamento	0 °C - +40 °C
Umidità relativa	5-95% non condensata
Normative	European directives: L V 2014/35/EU low voltage; EMC 2014/30/EU electromagnetic compatibility -- Directive and Standards: Safety IEC EN 62040-1; EMC IEC EN 62040-2; RoHS compliant -- Classification in accordance with IEC 62040-3 VFI - SS - 111

DATI	
Peso	105 kg
Dimensioni (a l p)	1320x440x840 mm

Allegato C: Scheda tecnica UPS Riello Sentryum S3M ACT 10

INGRESSO	
Potenza nominale	10000 VA
Tensione	380 / 400 / 415 V trifase + N 220 / 230 / 240 V monofase + N
Tolleranza di tensione	230 / 400 V $\pm 20\%$ a pieno carico (Per tolleranze più ampie si applicano ulteriori condizioni)
Tolleranza di frequenza	40 - 72 Hz
Fattore di potenza	0.99

BY PASS	
Tensione nominale	220 / 230 / 240 V monofase + N
Tolleranza di tensione	Da 180 V (regolabile 180-200) a 264 V (regolabile 250-264) riferita al neutro (Ph-N)
Frequenza nominale	50 o 60 Hz (selezionabile)
Tolleranza di frequenza	$\pm 5\%$ (selezionabile)
Numero fasi	1 + N

USCITA e USCITA INVERTER	
Potenza nominale	10000 VA
Potenza attiva	10000 W
Corrente di uscita	48 (bypass) A - 43 (inverter) A
Numero fasi	1 + N
Fattore di cresta (I _{picco} /I _{rms})	3 : 1
Forma d'onda	Sinusoidale
Stabilità statica	$\pm 0.5\%$
Stabilità dinamica	EN 62040-3 Classe di prestazione 1 con carico non lineare
Frequenza	50 o 60 Hz
Distorsione di tensione con carico non lineare	$\leq 1.5\%$
Distorsione di tensione con carico lineare	$< 1\%$

BATTERIE	
Tipo	VRLA AGM/GEL/NiCd/Li-ion/Supercaps
Tipo di ricarica	Un livello, due livelli, ricarica ciclica (selezionabile)

ALTRE CARATTERISTICHE	
Colore	RAL 7016
Comunicazione	Barra UPS status led - Display touch screen grafico - 2 slot per interfaccia di comunicazione USB - RS232 - Contact interface con 5 relè di ingresso e 4 di uscita con isolamento ottico
Grado di protezione	IP20
Rendimento Line-Interactive/Smart Active	Fino al 99%
Rumorosità (a 1 m)	< 40 [dBA ± 2] (SMART ACTIVE)
Segnalazioni remote	contatti liberi da tensione
Temperatura di funzionamento	0 °C - +40 °C
Umidità relativa	5-95% non condensata
Normative	European directives: LV 2014/35/EU low voltage; EMC 2014/30/EU electromagnetic compatibility -- Directive and Standards: Safety IEC EN 62040-1; EMC IEC EN 62040-2; RoHS compliant -- Classification in accordance with IEC EN 62040-3 VFI - SS - 111

DATI	
Peso	72 kg
Dimensioni (a l p)	1025x380x850 mm

Allegato D: Scheda tecnica UPS GSC SAT-KT 6000

SAT-KT (UPS on line 6–10KVA)

03/2022



VERSIONE RACK REVERSIBILE

- Tecnologia "on-line" doppia conversione **senza trasformatore** - VFI-SS-111
- Ingresso monofase (sinusoidale)
- Elevato rendimento
- Circuito PFC in ingresso
- Gestione a microprocessore con Auto-Diagnostica
- By-pass automatico di serie e manuale (vers. Tower)
- Display LCD per una più chiara informazione sullo stato dell'UPS
- Impostazione valore tensione d'uscita
- Possibilità di funzionamento in ECO Mode selezionabile
- Possibilità di accensione da batterie (COLD START)
- Ripristino automatico a ritorno rete (AUTO RESTART)
- Test funzionale automatico mediante tasti
- Gestione del ventilatore a cura del microprocessore
- Uno slot per opzioni
- Interfaccia comunicazione RS232 e USB e software di controllo e gestione
- Contatto per pulsante di emergenza (E.P.O.)

Opzionali per serie SAT-KT:

- Adattatore SNMP e software relativo (cod.7003S o 7003)
- Scheda di comunicazione allarme a relè (cod.7020)
- Disponibile conforme CEI 0-16 (cod.7020RA)
- Altre autonomie con armadi batterie esterne

MODELLO SAT-KT		KT-6000/6000R	KT-10000/10000R
POTENZA	POTENZA NOMINALE (VA)	6000	10000
	POTENZA ATTIVA (W)	6000	10000
INGRESSO	TENSIONE NOMINALE	230Vac	
	RANGE DI TENSIONE	170-295Vac	
	FREQUENZA	40-55Hz A 50Hz / 55-65Hz A 60Hz (autosensing)	
	FATTORE DI POTENZA	> 0,98	
USCITA	TENSIONE NOMINALE	208/220/230/240 Vac (selezionabile) +/-1%	
	FREQUENZA D'USCITA (Hz) - da rete	sincronizzata a rete	
	FREQUENZA D'USCITA (Hz) - da batterie	50/60 +/-0,1%	
	SOVRACCARICO in funzionamento da rete	30min con carico da 102 a 110% - 10min con carico da 110 a 130% 30sec con carico da 130 a 150% - 200msec con carico >150%	
	SOVRACCARICO in funzionamento da batterie	10 min con carico da 102 a 110% - 1 min con carico da 110 a 130% 10 sec con carico da 130 a 150% - 500msec con carico >150%	
	FORMA D'ONDA	sinusoidale pura	
	DISTORSIONE ARMONICA TOTALE (THD)	<= 2% (carico lineare), <=4%(carico non lineare)	
	RENDIMENTO a pieno carico	con rete presente 94% / da batteria 90% in Eco mode >98%	
	COLLEGAMENTI	Morsettiera sul posteriore	Morsettiera sul posteriore
	AUTOMATICO	passaggio senza interruzioni da UPS a BYPASS e viceversa (max 4msec)	
BATTERIE	TIPO	12V - 7Ah	12V - 9Ah
	NUMERO	16	16
	AUTONOMIA	minimo 8min, poi a seconda del carico	
	TEMPO DI RICARICA	6 - 8h	
DATI DI UTILITA'	RUMOROSITA' (dbA ad 1 metro)	< 50dbA	
	TEMPERATURA D'ESERCIZIO	da 0 a 40°C	
	UMIDITA' RELATIVA A 35°C	fino al 90% non corrosiva	
	DIMENSIONI UPS TOWER (L x P x H) mm	460x200x770	460x200x770
	DIMENSIONI IMBALLO UPS TOWER (L x P x H) mm	626x305x989	626x305x989
	DIMENSIONI UPS RACK (L x P x H) mm	440x385x88 + 440x690x88 - 2U+2U	440x385x88 + 440x690x88 - 2U+2U
	DIMENSIONI IMBALLO UPS RACK (L x P x H) mm	570x595x230 + 815x570x230 - 2U+2U	570x595x230 + 815x570x230 - 2U+2U
	PESO UPS TOWER (Kg) - netto/lordo	55 / 61	59.5 / 65.6
	PESO UPS RACK (Kg) - netto/lordo	9+44.4/10.2+47.1	10.4+49.2 / 12.2+52.2
NORMATIVE		sicurezza EN 62040-1-2, EMC EN 62040-2, EN 62040-3	