

RAPPORTO

USO RISERVATO

APPROVATO

C3003343

Cliente Società Enipower Ferrara (s.e.f. s.r.l.)

Oggetto Studio RAM per la valutazione dell'affidabilità e della disponibilità probabilistica attesa del sistema elettrico di alimentazione delle cabine di smistamento primario a 6 kV dello stabilimento s.e.f di Ferrara

Ordine 4310549756-00

Note

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.

N. pagine 31 **N. pagine fuori testo** -

Data 07/03/2023

Elaborato SCH - Lorusso Christian
C3003343 1643091 AUT
Ughetto Matteo, Valisi Domenico

Verificato CEN - Malgarotti Stefano
C3003343 3076 VER

Approvato CEN - Il Responsabile - Malgarotti Stefano
C3003343 3076 APP

CESI S.p.A.

Via Rubattino 54
I-20134 Milano - Italy
Tel: +39 02 21251
Fax: +39 02 21255440
e-mail: info@cesi.it
www.cesi.it

Capitale sociale € 8.550.000 interamente versato
C.F. e numero iscrizione Reg. Imprese di Milano 00793580150
P.I. IT00793580150
N. R.E.A. 429222

© Copyright 2023 by CESI. All rights reserved

Pag. 1/31

Indice

1	INTRODUZIONE	3
2	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	3
3	ACRONIMI	4
4	OGGETTO E SCOPO DEL LAVORO	5
4.1	Scopo del Documento	5
4.2	Obiettivi	5
4.3	Architettura generale della rete elettrica di distribuzione del sito s.e.f. di Ferrara.....	5
4.4	Limiti di batteria dello Studio	6
5	METODOLOGIA	6
6	IPOTESI ED ASSUNZIONI	8
7	MODELLO DIGSILENT	10
8	VALUTAZIONE PROBABILISTICA DEI COMPONENTI	16
8.1	Introduzione	16
8.2	Affidabilità dei componenti.....	16
8.3	Disponibilità dei componenti	18
8.4	Distribuzione di Weibull	19
8.5	Intervallo di confidenza	20
8.6	Dati di Affidabilità utilizzati per lo studio	21
9	RISULTATI ANALISI AFFIDABILITÀ	24
9.1	Cabina di smistamento CS1	24
9.2	Cabina di smistamento CS2	25
9.3	Cabina di smistamento CS3	26
9.4	Cabina di smistamento CS4	27
9.5	Confronto dei risultati con i dati disponibili per la rete di distribuzione nazionale	28
10	CONCLUSIONI	29

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
00	07/03/2023	C3003343	Prima emissione

1 INTRODUZIONE

L'oggetto del presente documento è la rete elettrica di distribuzione del sito s.e.f. di Ferrara. In linea generale l'alimentazione è stata realizzata impiegando un doppio radiale con il classico schema in "doppia sbarra" che caratterizza le stazioni 132 kV S1 ed S2 e le cabine di smistamento a 6 kV che compongono il sistema elettrico.

Le fonti di alimentazione elettrica per il Sito sono costituite

- dai gruppi a ciclo combinato interconnessi al livello 400 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN nel seguito)
- dalla linea 132 kV "L701" che riveste il ruolo di alimentazione di emergenza.

I carichi di sito sono alimentati secondo lo schema in doppio radiale, tipico delle reti degli stabilimenti industriali di questo tipo: combinando lo schema doppio radiale con la configurazione in doppia sbarra di stazioni e cabine si garantisce la ridondanza delle fonti di alimentazione. Nel caso specifico, per le cabine utente MT a 6 kV (CS1/2/3/4) sono presenti anche linee di back-up che garantiscono un ulteriore grado di ridondanza alle fonti di alimentazione.

2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] UNI EN ISO 14224:2007 - Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment
- [2] IEC 61078 - Analysis technique for dependability – Reliability block diagram and Boolean methods
- [3] C18-EQS-86-03 - CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply 2015/2016
- [4] Enrico Zio An Introduction to the Basics of Reliability and Risk Analysis (Series on Quality, World Scientific Publishing Company, Febbraio 2007)
- [5] D.E.I.S. Università di Bologna DEISNet. "Intervallo di Confidenza", <http://deisnet.deis.unibo.it/>
- [6] REPLACEMENTS, UNITS, SERVICE LIVES, FACTORS - Prepared by U.S. Department of Energy, U.S. Department of the Interior and Western Area Power Administration U.S. Bureau of Reclamation. December, 2005
- [7] European Industry Reliability Data Bank: EIReDA 1998, A joint publication of the European Commission and Electricite de France CRETE UNIVERSITY PRESS, 1998
- [8] IEEE Std.493-2007: "Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems"

- [9] “An international survey on failures in large power transformers in service”, Final Report of CIGRE Working Group 12.05: Reliability, Electra No.88, pp. 20-48, May 1983.
- [10] CIGRE Brochure 379: “Update of Service Experience of HV Underground and Submarine Cable Systems”, April 2009
- [11] Terna Rapporto annuale qualità e altri output - Anno 2021
- [12] B3028056 - Studio di affidabilità rete elettrica stabilimento s.e.f. di Ferrara – Cesi 2013
- [13] M 06-00-00001_03 Rete distribuzione elettrica di sito
- [14] tabella guasti SEF Storico dei disservizi alla rete elettrica di sito
- [15] Linea L052 Dati su linea aerea a 132kV L052
- [16] targa ts2a Dati di targa trasformatore TS1b
- [17] TS3 TARGA Dati di targa trasformatore TS3
- [18] TS1-TS2 E TS1A SEF Dati di targa trasformatori TS1/2
- [19] FE1 - FE3 SPECIFICHE Dati linee in cavo FE1/2/3
- [20] M 243900_18 PLANIMETRIA DISTRIBUZIONE CAVI E.E.
- [21] Mail Enipower07.12.2022
- [22] Mail Enipower22.12.2022
- [23] Mail Enipower04.01.2023

3 ACRONIMI

AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
CC	Ciclo Combinato
CS	Cabina di Smistamento
CCF	Common Cause Failure – Causa Comune di Guasto
ENF	Expected Number of Failure (Numero Atteso di Guasti)
LV	Low Voltage – Bassa Tensione
MT	Media Tensione
MTTF	Mean Time To Failure
MTTR	Mean Time To Repair
OL	Overload - Sovraccarico
RAM	Reliability Availability Maintainability
RBD	Reliability Block Diagram
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SEF	Società Enipower Ferrara

4 OGGETTO E SCOPO DEL LAVORO

Oggetto della presente analisi RAM (Reliability Availability Maintainability) è la rete elettrica del sito s.e.f. di Ferrara.

4.1 Scopo del Documento

Lo scopo del presente documento è quello di presentare la metodologia dello studio RAM, le principali ipotesi ed assunzioni adottate ed i risultati ottenuti.

4.2 Obiettivi

L'obiettivo della presente analisi di Affidabilità e Disponibilità del sistema è prevedere gli effetti causati dal fallimento dei componenti nello svolgere la propria funzione durante la vita utile del sistema. Inoltre, lo studio RAM ha come obiettivo:

- la stima della disponibilità probabilistica della rete elettrica intesa come frazione attesa di tempo trascorsa in condizioni di capacità di alimentazione nominale delle utenze rispetto al tempo di missione complessivo;
- la stima dei parametri affidabilistici del sistema quali la frequenza attesa di fuori servizio (eventi/anno), intesa come numero atteso di mancate alimentazioni nominali alle utenze dalle diverse sottostazioni per anno medio operativo e la durata media del disservizio (ore/evento), intesa come durata media attesa di mancata alimentazione nominale alle utenze dalle diverse sottostazioni per ciascun evento di disservizio.

4.3 Architettura generale della rete elettrica di distribuzione del sito s.e.f. di Ferrara

La rete elettrica 132 kV del sito s.e.f. di Ferrara, mostrata in Figura 1, riceve alimentazione dalla Centrale a ciclo combinato tramite due trasformatori 19kV/132 kV da 250 MVA TRS1 e TRS2, rispettivamente connessi ai montanti di macchina dei generatori turbogas dei due cicli combinati che costituiscono le due Unità Produttive di Centrale.

La scelta di questo punto di alimentazione permette di alimentare lo stabilimento sia dai generatori turbogas, sia dalla RTN 400 kV e, nel caso, anche dalla RTN a 132 kV.

Tramite le linee FE8 ed FE9 la potenza in uscita dagli avvolgimenti 132 kV viene consegnata alle sbarre della stazione S2 che costituisce il nodo principale di alimentazione dello stabilimento.

Da questa stazione, tramite le coppie di linee FE6-FE7 e FE4-FE5 vengono alimentate rispettivamente le stazioni S1 ed SS2. Alla S1 è connessa anche la linea TERNA L701 a 132 kV che oggi riveste, all'occorrenza, il ruolo di alimentazione di soccorso.

Il sistema elettrico del sito è caratterizzato dal classico schema "doppio radiale" presente sulle quattro cabine di smistamento CS. Ciascuna delle due sbarre presenti nelle varie cabine alimenta normalmente solo una metà del carico stesso, nonostante i componenti siano stati dimensionati per alimentare potenzialmente l'intero carico¹.

Ogni partenza verso le cabine utente è caratterizzata da doppio interruttore, di modo che ogni singolo feeder possa essere commutato tra una sbarra e l'altra, sfruttando quindi il sistema in doppio radiale. Le cabine utente ai livelli inferiori sono caratterizzate da architetture varie, che possono essere sia in singolo o doppio radiale con o senza commutazione automatica.

¹ Caratteristica tipica dei sistemi in doppio radiale

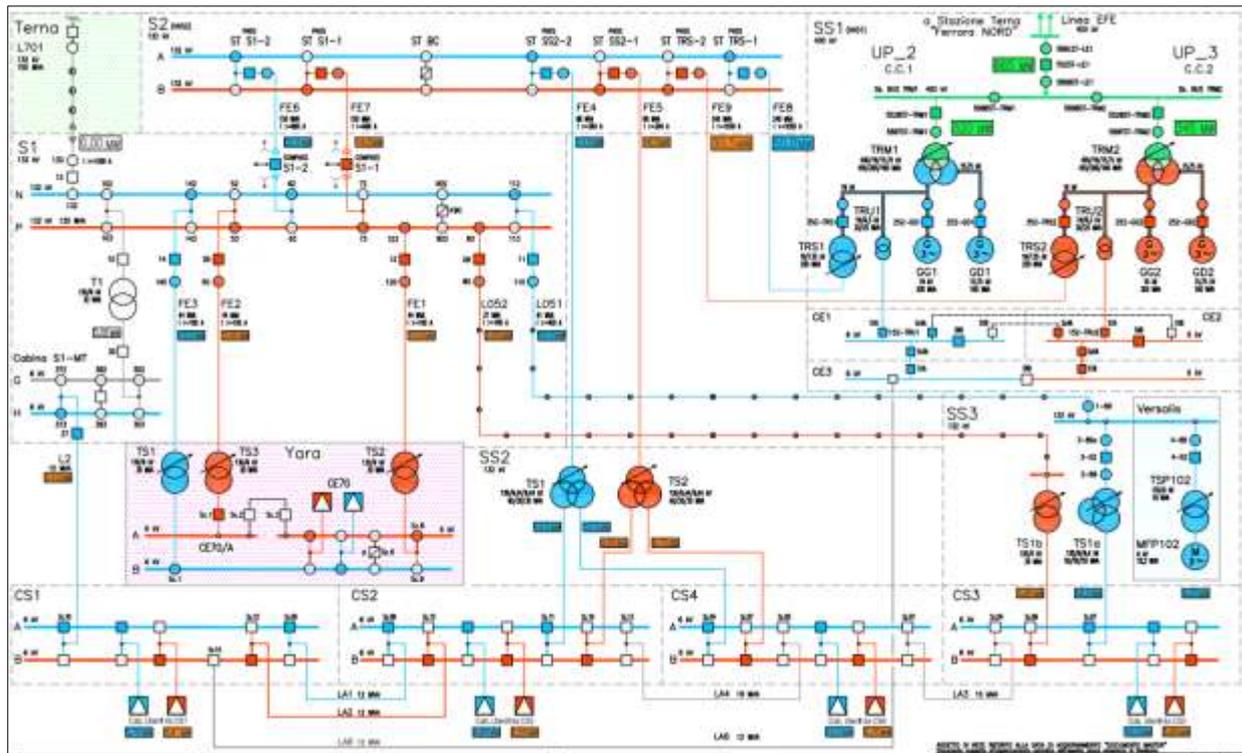


Figura 1 - Rete elettrica di distribuzione di sito

4.4 Limiti di batteria dello Studio

I limiti di batteria del presente studio per la rete elettrica del sito s.e.f. di Ferrara si estendono a partire dalle fonti di alimentazione per la rete di sito, che sono costituite dai gruppi a ciclo combinato (CC) interconnessi al 400 kV con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e dalla linea 132kV "L701" che riveste il ruolo di alimentazione di riserva, fino alle sbarre delle cabine MT di smistamento ed in particolare:

- CS1, CS2, CS3 e CS4: sbarre 6 kV A/B comprese.

Con riferimento a Figura 1, il presente studio esclude dai propri limiti di batteria tutti i sistemi a valle delle cabine di smistamento sopra citate così come gli eventuali ritardi di commutazione che potrebbero derivare dall'operatività del Cliente collegato alla sottostazione.

5 METODOLOGIA

Utilizzando come riferimento lo studio Cesi realizzato nel 2013 [12], la presente si configura come un'analisi ex-novo del sistema che introdurrà un approccio sinergico tra:

- il software Powerfactory Digsilent utilizzato per l'analisi dei flussi di potenza in regime stazionario sulla rete elettrica al variare degli scenari di rete e per valutare la capacità di alimentazione del sistema in seconda delle differenti possibilità di riconfigurazione della rete in seguito ad un guasto dei suoi componenti fondamentali;
- il software DNV MAROS utilizzato per la creazione del modello RBD del sistema e per la simulazione del comportamento della rete per tempi di missione di riferimento, atta a valutare i parametri probabilistici di interesse.

In analogia a [12]:

- il nuovo studio manterrà lo stesso livello di dettaglio, in termini di tipologie di componenti inseriti nel nuovo modello, in particolare:
 - generatori (centrali a ciclo combinato e relativi generatori);
 - trasformatori;
 - sbarre e quadri;
 - linee aeree e cavi;
 - gli interruttori e i sezionatori non saranno inclusi tra i componenti caratterizzati da parametri affidabilistici, ma la loro efficacia in termini di gestione delle riconfigurazioni (automatiche o manuali) della rete in caso di guasti singoli/multipli sarà tenuta in piena considerazione.
- Saranno tenuti in conto, ove opportuno, anche i contributi di potenziali cause comuni di guasto (CCF) per componenti equivalenti previsti in ridondanza funzionale.

Lo Studio è realizzato secondo il flusso seguente:

- Raccolta della documentazione disponibile e approfondimento delle caratteristiche tecniche del sistema, con particolare riferimento all'identificazione dei componenti da includere nel modello MAROS e relativa taggatura.
- Aggiornamento del modello di simulazione Powerfactory Digsilent, per allinearlo alla situazione impiantistica attuale (si veda §7).
- Analisi dei flussi di potenza sia in assetto di funzionamento standard, sia in seguito alla indisponibilità di uno dei componenti principali (es. linee di alimentazione, trasformatori, etc) del sistema per definire accuratamente tutte le modalità/possibilità di riconfigurazione del sistema in termini di effettive capacità delle diverse linee/percorsi di alimentazione di garantire alimentazione alle cabine/sottostazioni di riferimento (senza quindi creare sovraccarichi e/o cadute di tensione eccessive) e rispettive tempistiche.
- Associazione dei componenti inclusi a modello con la base dati affidabilistica di riferimento, realizzata a partire da quella utilizzata per il precedente studio 2013 [12], aggiornata considerando l'età della componentistica attuale, in accordo a quanto descritto al §8.
- Costruzione del modello RBD MAROS del sistema nella sua configurazione attuale e relativa simulazione probabilistica, con valutazione per ciascuna delle 6 cabine/sottostazioni incluse nei limiti di batteria dello studio, dei parametri elencati al paragrafo 4.2. Si tenga presente che il modello verrà implementato in modo tale da tenere in considerazione tutti i possibili assetti di rete che si vengono a generare in seguito ad un qualsiasi guasto (la cui probabilità dipende dal rateo di guasto considerato e la cui durata è pari al tempo medio di riparazione del componente) di ognuno dei componenti facenti parte del sistema considerato.

I parametri probabilistici del sistema vengono calcolati a partire dai dati dei singoli componenti e dalle loro interconnessioni funzionali mediante il software MAROS (Maintainability, Availability, Reliability, Operability Simulator) versione 9.3 rilasciato da DNV GL.

Tale software, ampiamente riconosciuto a livello internazionale in ambito Oil & Gas (sia Offshore che Onshore) ma anche Industria di Processo e settore Power, acquisisce in input il diagramma RBD precedentemente introdotto, integrandolo con i dati affidabilistici raccolti, al fine di implementare una simulazione di tipo Monte Carlo sull'intero ciclo vita del sistema preso in esame. Grazie alla sua estrema flessibilità il modello è in grado di recepire e simulare tutte le dinamiche e le assunzioni

tipiche del presente studio. Il risultato è la riproduzione statistica del ciclo vita del sistema dalla quale è possibile ricavare una stima dei parametri di indisponibilità della rete per ciascuna delle sottostazioni di smistamento sopra citate.

6 IPOTESI ED ASSUNZIONI

A seguire le principali ipotesi ed assunzioni adottate per lo studio.

1. La vita utile operativa del sistema è stata considerata pari a 50 anni.
2. Partendo dall'assetto standard di funzionamento della rete elettrica di sito sono state valutate le possibili riconfigurazioni di sistema, in seguito ad una contingenza interna (es. fuori servizio di un trasformatore/linea/generatore, sia per guasto o per manutenzione programmata): sono state eseguite delle simulazioni di load flow in regime statico per determinare eventuali sovraccarichi e/o abbassamenti di tensione oltre limiti accettabili. Di concerto con i tecnici del cliente si considerano accettabili sovraccarichi sui componenti fino al 10% ed abbassamenti di tensione sui quadri/sbarre entro il 10÷15% rispetto alla tensione nominale di esercizio². Così facendo è stato possibile classificare le ri-configurazioni di sistema come possibili o non possibili.
3. Le politiche di manutenzione programmata considerate per i principali componenti sono riportate in Tabella 1 (valori medi).

Tutte le attività di manutenzione preventiva elencate in Tabella 1 vengono svolte in maniera sincronizzata e sfalsata, con l'obiettivo di ridurre l'indisponibilità del sistema. Per quanto riguarda i quadri e le sbarre, per esempio, le attività vengono implementate su un semiquadro/sbarra per volta al fine di mantenere sempre almeno una sbarra attiva. Considerando invece i Cicli Combinati la manutenzione viene svolta con cadenza indicata nella seguente Tabella 2.

Tabella 1 - Attività di manutenzione programmata

Componente	Tipo	Frequenza	Durata
Linee e sottostazioni alta tensione (compresi TRM/TRS)	Major	8 anni	14 giorni
Trasformatori e quadri media tensione	Major	6 anni	30 giorni
Cicli Combinati	Minor	1 anno	15 giorni
	Major	4 anni	35 giorni

² Le suddette violazioni sono classificate come violazioni temporanee che non conducono ad una perdita di funzionalità del sistema, risolvibili con il supporto dei Clienti di sito mediante riconfigurazione, nel più breve tempo possibile, della distribuzione delle cabine a valle e ridispacciamento dei carichi.

Tabella 2 - Attività di manutenzione preventiva per Cicli Combinati

Anno	CC1	CC2
1	Major	Minor
2	Minor	Major
3	Minor	Minor
4	Minor	Minor

4. Ai fini del presente studio, non vengono prese in considerazione eventuali sovrapposizioni delle attività di manutenzione programmata sopra citate con le attività di manutenzione programmata svolte dai Clienti serviti da ciascuna sottostazione, conferendo così allo studio un carattere di indipendenza e conservatività rispetto ai risultati ottenuti. Naturalmente, qualora tali sovrapposizioni avessero luogo, i risultati sarebbero ancora migliori in quanto alcune delle attività preventive programmate sarebbero svolte in assenza di richiesta di alimentazione del carico da parte dei Clienti di sito e quindi non conteggiate ai fini del calcolo dell'indisponibilità della rete.
5. Le manovre manuali di rialimentazione da linee di back up di emergenza, chiaramente solo sulle parti di impianto non oggetto di guasto, sono eseguite dal personale in turno sempre presente in sala controllo avvalendosi di un sistema di supervisione, monitoraggio ed analisi allarmi/scatti dell'intera rete distribuzione. Le tempistiche di rialimentazione sono variabili da pochi secondi a 1 ora a seconda del tipo, dell'ubicazione e della complessità del guasto, pertanto, ai fini del presente studio, viene stimato un tempo medio di riconfigurazione pari a 15 minuti.
6. Per componenti equivalenti previsti in ridondanza funzionale (sbarre, linee e quadri) vengono prese in considerazione anche le Cause Comuni di Guasto (CCF), modellate mediante l'applicazione di un fattore beta (β -factor) pari al 10% del rateo di guasto del componente di riferimento e medesimo tempo di riparazione.
7. In conformità alla reale struttura organizzativa che consta di tecnici reperibili, si assume che in caso di guasto il personale di impianto sia disponibile 24/7 per intervenire e ripristinare la corretta funzionalità del sistema nel minor tempo possibile. Si assume inoltre che la squadra sia composta da personale di diversa disciplina (elettrico-meccanico-strumentale) capace di intervenire in caso di qualsiasi tipologia di guasto. Non si tengono quindi in considerazione nelle simulazioni eventuali ritardi di qualsivoglia natura difficilmente quantificabili (es. ritardi di tipo logistico, etc.).
8. Tutte le parti di ricambio siano disponibili in sito o comunque prontamente reperibili.
9. L'analisi non tiene conto dei sistemi che gli utenti finali potrebbero adottare a valle della rete elettrica in esame per beneficiare del doppio radiale, massimizzando la disponibilità dell'energia elettrica presso i loro impianti.
10. Come di consueto nelle analisi RAM volte ad indagare le performance del sistema, la possibilità di un evento catastrofico (terremoto, inondazione, attacco terroristico) non viene considerata. L'impianto è dimensionato considerando le condizioni ambientali e sismiche relative alla zona.

7 MODELLO DIGSILENT

Il modello di simulazione Digsilent, utilizzato per lo studio [12], è stato aggiornato ed allineato alla situazione attuale d'impianto utilizzando i dati ricevuti ed elencati al paragrafo 2, in particolare da [13] a [23].

Le principali evolutive rispetto al precedente modello sono:

- Introduzione della nuova linea aerea 132 kV L052 e relativo trasformatore TS1B;
- Ammodernamento dei quadri MT di CS1 e CS2, passando da "gabbie a giorno" a moderni quadri a tenuta d'arco interno;
- Eliminazione della cabina S1-MT, con gabbie a giorno, la cui dismissione è prevista nel breve termine, considerando il trasformatore T1 che alimenta direttamente la linea L2 utilizzata come back -up di emergenza a CS1 (alternativa alle alimentazioni standard LA1 - LA2).

Nella seguente Tabella 3 sono riportate le lunghezze delle principali linee AT e MT, con le relative portate nominali.

Tabella 3 – lunghezza delle principali linee AT ed MT modellate

Nome linea/cavo	Estremo A	Estremo B	V esercizio kV	Lunghezza km	Portata MVA
Linea EFE	EQ RTN 400kV	SS1	400	2,05	-
FE4	S2/A	TS1 (SS2)	132	0,633	88.0
FE5	S2/B	TS2 (SS2)	132	0,613	88.0
FE6	S2/A	S1/N	132	1,013	150.0
FE7	S2/B	S1/P	132	0,97	150.0
FE8	TRS1	S2/A	132	0,331	240.1
FE9	TRS2	S2/B	132	0,26	240.1
L051	S1/N	SS3	132	1,25	91.0
L052	S1/P	TS1b	132	0,7	37.0
Linea 701 S1-Ferrara	EQ RTN 132kV	S1/A	132	0,6	148.6
L2	T1	CS1/A	6	0,7	15.0
LA1	CS2/A	CS1/A	6	1,15	12.0
LA2	CS2/B	CS1/B	6	1,15	12.0
LA3	CS4	CS3	6	0,9	15.0
LA4	CS2	CS4	6	0,06	19.0
LA6	CE3	CS1	6	0,55	12.0

Tabella 4 – Potenza attiva, reattiva e fattore di potenza dei carichi degli utenti

Cabina/Sbarra	P [MW]	Q [Mvar]	cosφ
CS1/A	5,7	5,0	0,75
CS1/B	0,5	0,4	
CS2/A	4,8	4,2	
CS2/B	3,5	3,1	
CS3/A	16,0	14,1	
CS3/B	3,8	3,4	
CS4/A	12,5	11,0	
CS4/B	8,7	7,7	

I principali possibili assetti di funzionamento della rete elettrica di sito sono:

- **Assetto 1: standard:**
 - entrambi i cicli combinati (CC) in marcia
 - distribuzione in doppio radiale
 - parallelo con RTN 400kV
 - Servizio di Isola elettrica garantito su entrambe le sbarre di S2
 - Durata stimabile: 320gg /anno

- **Assetto 2: Standard per manutenzione di un CC**
 - Un solo CC in marcia
 - distribuzione in doppio radiale, tramite TRM+TRS del CC in manutenzione
 - parallelo con RTN 400kV
 - Servizio di Isola elettrica garantito su una sola sbarra di S2
 - Durata stimabile: 37gg /anno

- **Assetto 3: Eccezionale per indisponibilità di un TRS**
 - Entrambi i CC in marcia in parallelo con la RTN 400kV
 - distribuzione in doppio radiale con una sbarra di S2 in parallelo alla rete a 400kV e l'altra in parallelo con la rete a 132kV
 - Servizio di Isola elettrica garantito su una sola sbarra di S2
 - Durata stimabile: 5gg/anno

- **Assetto 4: Eccezionale per indisponibilità di un TRS - alternativo ad assetto 3**
 - Un CC in marcia in parallelo con la RTN 400kV
 - distribuzione in doppio radiale, con congiuntore K di S2 Chiuso
 - Servizio di Isola elettrica garantito su entrambe le sbarre di S2
 - Durata stimabile: 5gg/anno

- **Assetto 5: Eccezionale per indisponibilità alimentazione da SS1 e/o da RTN 400kV**
 - Un solo CC in marcia
 - distribuzione in doppio radiale con K di S2 chiuso
 - parallelo con la RTN 132kV
 - Servizio di Isola elettrica garantito su entrambe le sbarre di S2
 - Durata stimabile: 2.5 gg/anno

- **Assetto 6: Eccezionale per marcia in isola** (es in seguito a guasto RTN)
 - Entrambi i generatori TG in isola
 - distribuzione in doppio radiale
 - Durata stimabile: 0,25gg/anno

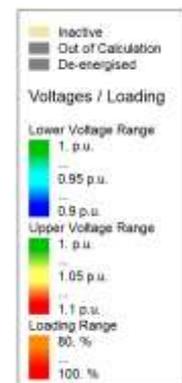
- **Assetto 7: Eccezionale per indisponibilità generazione elettrica interna** (es mancanza gas):
 - Entrambi i CC fuori servizio
 - distribuzione in doppio radiale
 - parallelo con RTN 400 kV
 - Servizio di Isola elettrica non possibile
 - Durata stimabile: 0,2gg/anno

- **Assetto 8: Eccezionale per indisponibilità di entrambi i TRS**
 - distribuzione in doppio radiale con K di S2 chiuso
 - parallelo con la RTN 132kV
 - Servizio di Isola elettrica non possibile
 - Durata stimabile: 0.1gg/anno

In Figura 2 è riportato l'unifilare di simulazione del modello Digsilent, dove sono anche rappresentati i limiti di batteria s.e.f.: i colori rosso e blu rappresentano le due diverse sezioni di alimentazione del doppio radiale (i carichi assumono lo stesso colore della fonte che li alimenta), in analogia con il sinottico di stabilimento di Figura 1. La RTN esterna a 400kV è sempre rappresentata in nero, mentre i componenti fuori servizio sono rappresentati in grigio. La RTN a 132kV è rappresentata in viola, essendo un fonte di alimentazione in servizio, ma non connessa alla rete di sito nell'assetto standard.

In Figura 3 è rappresentato il risultato dei calcoli di Load flow: in questo caso i colori assumono un significato diverso, in accordo alla legenda riportata in ogni singolo unifilare di simulazione:

- dal blu al verde per i valori di tensione inferiori al 100% sulle sbarre/quadri;
- dal verde al rosso per valori di tensione superiori al 100% sulle sbarre/quadri;
- dall'arancione al rosso per livello di carico dal 80% al 100% per i componenti (trasformatori, generatori, cavi, linee aeree).



Il modello è stato utilizzato, come già detto, per la valutazione delle possibili contingenze³, analizzando gli eventuali sovraccarichi e le cadute di tensione (rispettivamente OL e LV in Tabella 5) tramite simulazioni di Load Flow in regime stazionario.

I risultati sono stati utilizzati come input per il software MAROS per le simulazioni di affidabilità: le azioni correttive contrassegnate in verde sono quelle ritenute accettabili dal punto di vista elettrico e quindi implementate nel software come possibili. Le altre, per le quali sono state ravvisate violazioni in termini di sovraccarichi e/o cadute di tensione, sono state escluse dal computo affidabilistico.

³ Indisponibilità del componente, per qualsivoglia motivo, sia esso guasto o manutenzione

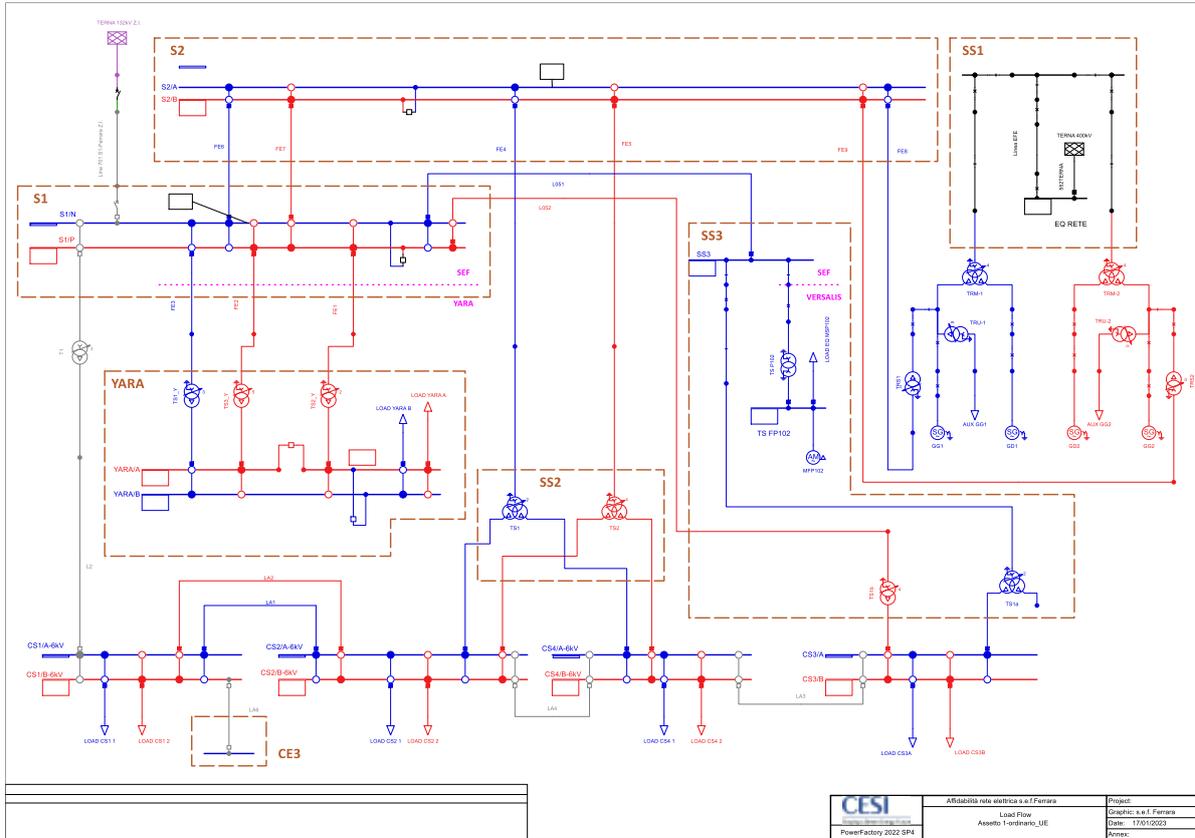


Figura 2 – assetto 1: standard

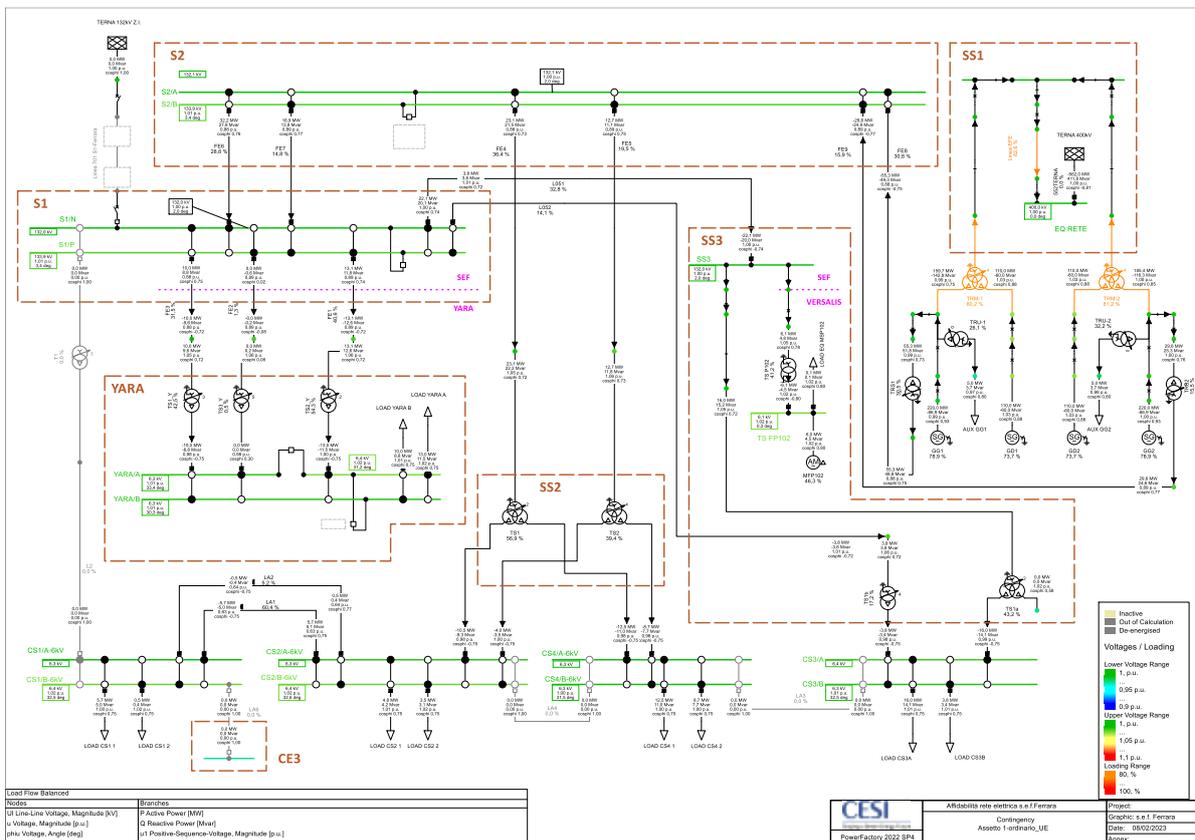


Figura 3 – Risultati di Load Flow per l'assetto 1

Tabella 5

ASSETTO 1						
Contingenza	Cabina disalimentata	Scenario	Azione correttiva	doppio radiale tra A e B	Stato dopo riconfig	Conseguenza
TS1	CS1/A - CS2/A - CS4/A	A1.1	T1 tra S1/N - CS1/A LA3 tra CS3/A - CS4/A	SI	OK	OL LA3 (10%)
		A1.2	T1 tra S1/N - CS1/A LA4 tra CS2/A - CS4/A	SI	NO	OL L2 (107%), LA1 (96%), LV CS2/A e CS4/A
		A1.3	T1 tra S1/N - CS1/A LA3 tra CS3/B - CS4/A	NO per CS4	OK	OL LA3 (15%)* LV CS3/B e CS4/A
		A1.4	T1 tra S1/N - CS1/A LA4 tra CS2/B - CS4/A	NO per CS4	OK	
		A1.5	T1 tra S1/N - CS1/A carico CS4 1 commutato su sbarra B	NO, carichi commutati in CS4	OK	TS2 (3%) LV CS4/B
		A1.6	tutti i carichi su sbarra B	NO, tutti i carichi commutati	OK	OL TS2 (5%) LV su sbarre B
		A1.7	TS2 in parallelo su CS2 e CS4	NO, TS2 in parallelo	OK	OL TS2 (5%) LV su sbarre A e B
		A1.8	LA3 tra CS3/A - CS4/A LA4 tra CS4/A - CS2/A	SI	NO	OL TS1A (15%), LA3 (113%) LV sbarre A
LA1	CS1/A	B1.1	T1 tra S1/N - CS1/A		OK	
LA2	CS1/B	C1.1	T1 tra S1/P - CS1/B		OK	

ASSETTO 1						
Contingenza	Cabina disalimentata	Scenario	Azione correttiva	doppio radiale tra A e B	Stato dopo riconfig	Conseguenza
TS2	CS1/B - CS2/B - CS4/B	D1.1	T1 tra S1/P - CS1/B LA3 tra CS3/B - CS4/B	SI	OK	
		D1.2	T1 tra S1/P - CS1/B LA4 tra CS2/B - CS4/B	SI	NO	OL L2 (8%), LA1 (30%)
		D1.3	LA3 tra CS3/B - CS4/B LA4 tra CS4/B - CS2/B	SI	OK	OL LA3 (15%)* LV sbarre B
		D1.4	T1 tra S1/P - CS1/B LA3 tra CS3/A - CS4/B	NO	OK	
		D1.5	T1 tra S1/P - CS1/B LA4 tra CS3/A - CS4/B	NO	OK	
		D1.6	T1 tra S1/N - CS1/A carico CS4 2 commutato su sbarra A	NO	OK	OL TS1 (2%)
		D1.7	tutti i carichi su sbarra A	NO	OK	OL TS1 (2%) LV CS4/A
		D1.8	TS1 in parallelo su CS2 e CS4	NO	OK	OL TS1 (2%) LV CS4
TS1b	CS3/B	E1.1	LA3 tra CS4/B - CS3/B	SI	OK	
		E1.2	TS1a in parallelo sulle due sbarre di CS3/carico CS3B su sbarra A	NO	OK	
TS1a	CS3/A	F1.1*	LA3 tra CS4/A - CS3/A	SI	NO	OL LA3 (50%), TS1 (42%) LV CS4/A, CS3/A
		F1.2	LA3 tra CS4/B - CS3/B commuto TS1b su CS3/A e S1/N	SI	OK	
		F1.3	TS1b in parallelo sulle due sbarre di CS3/carico CS3A su sbarra B	SI	OK	LV CS3/B
FE6	S1/N	G1.1	chiudo 132kV Terna	SI	OK	
FE7	S1/P	G1.2	chiudo 132kV Terna e K di S1	NO per CS3	OK	
L051	SS3	H1.1	contro-alimento da CS4-CS3 chiudendo LA3	NO	NO	OL TS1 (75%), LA3 (108%)

*NOTA: il sovraccarico del 15% relativo ai casi A1.3 e D1.3 è stato ritenuto accettabile in quanto di poco superiore al tollerato e risolvibile in un lasso di tempo molto contenuto, mediante riconfigurazione del carico in collaborazione con gli utenti di sito.

8 VALUTAZIONE PROBABILISTICA DEI COMPONENTI

8.1 Introduzione

Un sistema è una struttura formata da uno o più componenti, od unità, o elementi (generalmente soggetti a riparazione, in caso di guasto). Qui ci limiteremo a considerare tali componenti. I concetti principali che si otterranno, come quelli relativi alla affidabilità o alla disponibilità, possono essere tuttavia anche estesi ad interi sistemi (o sottosistemi).

Per quanto riguarda i componenti che operano di continuo, indichiamo con $F(t)$ la probabilità (cumulativa) che il tempo del loro primo guasto sia inferiore od eguale al tempo t di continua operazione. Ovviamente, è $0 < F(t) < 1$. La corrispondente funzione di distribuzione delle probabilità (p.d.f.) $f(t)$ sarà data dall'equazione:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \text{ per } t > 0$$

La quantità $f(t)dt$ corrisponde alla probabilità che il primo guasto avvenga tra t e $t+dt$. Introduciamo ora il tempo medio alla rottura (MTTF, per "mean time to failure"), cioè il tempo medio che il componente ha funzionato prima della rottura. Esso sarà dato dall'espressione:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt$$

8.2 Affidabilità dei componenti

La probabilità che nell'intervallo $(0,t)$ non avvengano guasti, nel senso che durante questo tempo il componenti operi normalmente, è chiamata "affidabilità" (ingl.: reliability) ed è denotata con $R(t)$. Otteniamo facilmente:

$$R(t) = 1 - F(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt$$

Chiaramente, $R(t) \rightarrow 0$ per $t \rightarrow \infty$. Vediamo che $F(t)$ corrisponde al complemento dell'affidabilità, cioè a $[1 - R(t)]$. Questa quantità è chiamata "inaffidabilità" (ingl.: unreliability) ed è denotata come $\bar{R}(t)$. Poiché è:

$$\frac{dR(t)}{dt} = -f(t)$$

otteniamo che il tempo medio al guasto è dato dall'espressione:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt$$

La funzione di distribuzione della probabilità di primo guasto $f(t)$ relativa ad un componente è normalmente espressa dal prodotto:

$$f(t) = \lambda(t) \cdot R(t)$$

Dove $\lambda(t)$ viene definito tasso di guasto istantaneo generalmente conosciuto come "tasso di rischio" (ingl: hazard rate). La quantità $f(t)dt$ ha il significato di una probabilità condizionata. Infatti, essa corrisponde alla probabilità che tale componente sia soggetto a guasto nel tempo dt dopo aver funzionato normalmente fino al tempo t . Poiché $f(t) = -\frac{dR(t)}{dt}$, si ha:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt}$$

e quindi le relazioni:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (1)$$

$$f(t) = \lambda(t) \cdot e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (2)$$

L'equazione (2) è chiamata l'equazione fondamentale dell'affidabilità, data la sua importanza nei casi pratici. Infatti, l'informazione dei dati statistici sull'affidabilità dei componenti è generalmente data attraverso i valori di tasso di guasto medio e tempo di medio di fuori servizio.

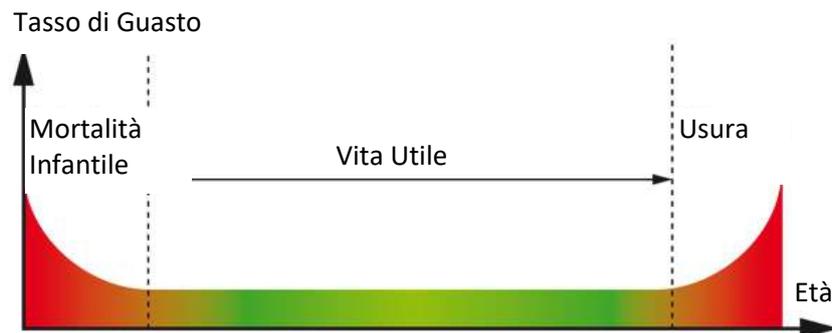


Figura 4 - Andamento del tasso di guasto istantaneo in funzione della vita del componente (Curva "A vasca da bagno" – ingl: Bathtub Curve)⁴.

Il comportamento nel tempo di $\lambda(t)$ segue generalmente la cosiddetta "curva a vasca da bagno" (bathtub curve) (v. Figura 4), caratterizzata cioè da tre periodi: un primo periodo con $\lambda(t)$ all'inizio relativamente grande e quindi decrescente esponenzialmente per la progressiva eliminazione di tutte le unità difettose (*Mortalità Infantile, Ingl. Infant mortality*); un secondo periodo, più o meno lungo, con $\lambda(t)$ relativamente costante, chiamato periodo di vita utile (*Vita Utile, Ingl. Lifetime*); un terzo periodo, chiamato periodo di invecchiamento (*Usura, Ingl. Wear-Out Phase*), durante il quale $\lambda(t)$ aumenta rapidamente con il tempo a seguito di processi di usura. In pratica, i componenti sono generalmente utilizzati solo durante il periodo di vita utile, cioè dopo prove iniziali e prima dell'inizio dei processi di degradazione. Poiché in questo periodo il valore λ può essere considerato costante, l'espressione dell'affidabilità può essere semplificata e risulta:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

⁴ Da sito <http://www.recip-monitoring.com/>

Corrispondentemente, anche l'espressione del tempo medio al guasto (MTTF) si semplifica:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t)dt = 1/\lambda$$

La Figura 4 è seguita in maniera accettabile dai componenti elettronici mentre, in realtà, per i componenti elettromeccanici (che rappresentato la stragrande maggioranza dei componenti delle stazioni elettriche) diventa più simile a Figura 5 riportata a fianco⁵. Come si può notare, l'aumento della $\lambda(t)$ avviene sin dall'inizio della vita utile, a causa del fatto che la manutenzione non riesce mai a riportare il componente nella sua situazione al nuovo. Il periodo di usura si identifica quindi per il brusco cambio di pendenza della curva stessa.

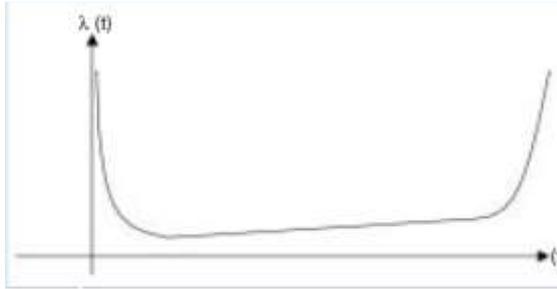


Figura 5

8.3 Disponibilità dei componenti

L'affidabilità $R(t)$ di un componente dà la probabilità che esso non abbia subito eventi di guasto fino al tempo t e si applica sia ad elementi non riparabili che ad elementi riparabili. Introduciamo ora il concetto di "disponibilità" (ingl: availability) che si applica ad un componente che, essendo riparabile, può tollerare condizioni di stato di guasto. In questi casi la disponibilità corrisponde alla probabilità che tale componente sia in operazione ad un dato istante t e viene denotato come $A(t)$. Il suo complemento, $\bar{A}(t) = 1 - A(t)$ viene chiamato "indisponibilità" (ingl.: unavailability). Ovviamente è $R(t) \leq A(t) \leq 1$, mentre l'equazione $R(t) = A(t)$ vale per i componenti non riparabili.

Considerando invece i componenti riparabili, ed il caso di un sistema formato da un singolo componente definiamo il tasso $\mu(t)$ di riparazione istantaneo, così come $\lambda(t)$ è stato definito come tasso di guasto istantaneo, o tasso di rischio). Se il tasso di riparazione istantaneo è costante, ciò significa assumere che i tempi di riparazione (da non confondersi con i tempi in cui inizia la riparazione) sono distribuiti in modo casuale (ingl.: random). Abbiamo già visto come in rapporto al valore costante λ il tempo medio al guasto MTTF è dato da $1/\lambda$. In modo del tutto analogo, in rapporto al valore costante μ , il tempo medio alla riparazione (ingl: Mean Time To Repair o Mean Time To Recover) $MTTR$ (solitamente $\ll MTTF$) è dato da $1/\mu$. La somma $MTTR + MTTF$ corrisponde al tempo medio operativo tra due guasti $MTBF$ (ingl.: Mean operating Time Between Failures). Avendo assunto processi di riparazione casuali con un tasso istantaneo μ , si trova facilmente che la distribuzione dei tempi di riparazione segue una legge esponenziale, cioè:

$$MTTR = \mu \cdot e^{-\mu(t-\bar{t})}$$

dove \bar{t} rappresenta il tempo del guasto a partire dal quale la riparazione ha luogo. A tempi asintotici, con valori costanti di λ e μ , la disponibilità è data dal rapporto tra MTTF ($=1/\lambda$) e MTBF ($= 1/\lambda + 1/\mu$), cioè:

⁵ da: P. Buglione: " Ottimizzazione delle politiche di manutenzione - Proposta di una metodologia per un'azienda di medie dimensioni", Manutenzione, Tecnica e Management - Febbraio 2006.

$$A(\infty) = \frac{1/\lambda}{1/\lambda + 1/\mu} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

8.4 Distribuzione di Weibull

Questa distribuzione è spesso utilizzata per descrivere ognuno dei tre periodi definiti in relazione alla curva a "vasca da bagno" incontrata precedentemente. Essa si presenta nella forma:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{(\beta-1)} \cdot \text{Exp}\left[-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta\right]$$

Dove:

- β è il parametro di forma
- η è il parametro di scala e
- γ È il parametro di spostamento

dalle espressioni di $F(t)$, $R(t)$ e $\lambda(t)$ si ottiene:

$$F(t) = 1 - \text{Exp}\left[-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta\right]$$

$$R(t) = \text{Exp}\left[-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta\right]$$

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{(\beta-1)}$$

- Se $\beta < 1$ la funzione $\lambda(t)$ presenta un andamento decrescente (periodo iniziale).
 - Se $\beta = 1$ $\lambda(t)$ = costante e si ha la distribuzione esponenziale (periodo utile).
 - Se $\beta > 1$ la funzione $\lambda(t)$ presenta un andamento crescente (andamento finale di invecchiamento).
- Per una descrizione di dettaglio, si veda ad esempio il [4].

8.5 Intervallo di confidenza

Una volta effettuata una simulazione, è necessario stimare la precisione e l'affidabilità dei risultati. Si supponga ad esempio di voler valutare il valore medio di un certo indice di prestazione X , dove X è una variabile aleatoria con valore medio μ e varianza σ^2 . Ripetendo n esperimenti di simulazione, per ipotesi statisticamente indipendenti tra loro, si ottengono n osservazioni indipendenti:

$$X_1, X_2, \dots, X_N$$

Una stima del valore medio μ è data dalla media campionaria:

$$\bar{X}(n) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n X_i$$

Questo stimatore è anch'esso una variabile aleatoria: ripetendo più volte la simulazione, $\bar{X}(n)$ assume valori diversi. In generale $\bar{X}(n) \neq \mu$ ed è quindi necessario valutare l'affidabilità della stima.

Il metodo dell'intervallo di confidenza consiste nel determinare un intervallo attorno al valore in modo da prevedere con una certa probabilità (detta confidenza) che \bar{X} cada in questo intervallo.

In formule si esprime nel modo seguente:

$$\Pr \left\{ \left| \bar{X}(n) - \mu \right| < \delta \right\} = 1 - \alpha$$

dove δ è la semi-ampiezza dell'intervallo di confidenza:

$$\left| \bar{X}(n) - \delta; \bar{X}(n) + \delta \right|$$

Tipicamente $(1 - \alpha)$ vale 0.9, 0.95 o 0.99, cioè livello di confidenza del 90, 95 o 99% rispettivamente. Se il numero di osservazioni è elevato ($n > 30$) si può assumere che $\bar{X}(n)$ abbia distribuzione gaussiana (teorema del limite centrale).

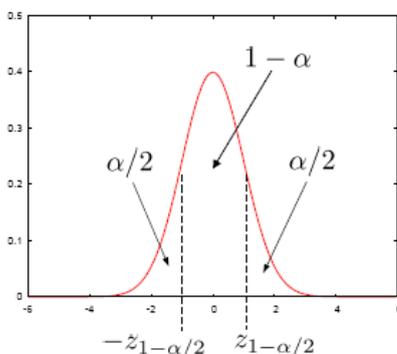


Figura 6

Se si introduce la variabile aleatoria Z_n :

$$Z_n = \frac{\bar{X}(n) - \mu}{\sqrt{\sigma^2/n}}$$

La variabile Z_n ha valor medio nullo e varianza unitaria con distribuzione gaussiana (variabile normale standard), che ha la distribuzione mostrata in Figura 6 (rif. [5]).

8.6 Dati di Affidabilità utilizzati per lo studio

I dati di affidabilità utilizzati nello studio sono stati ricavati dalle banche dati/rapporti [6] ÷ [11]:

Si è utilizzato la distribuzione di Weibull per la modellazione dei tassi di guasto nelle due fasi di vita utile e di usura della curva a vasca da bagno.

I dati per il calcolo dei parametri delle distribuzioni di Weibull sono stati ricavati dalla banca dati di cui al riferimento[6], elaborati per un livello di confidenza del 95%. Dalle altre banche dati sono stati invece ricavati i tassi di guasto costanti ed i tempi medi di fuori servizio.

Ad esempio, la distribuzione di Weibull utilizzata per i trasformatori ad alta tensione, per un livello di confidenza del 95% è caratterizzata dai seguenti parametri:

Tabella 6

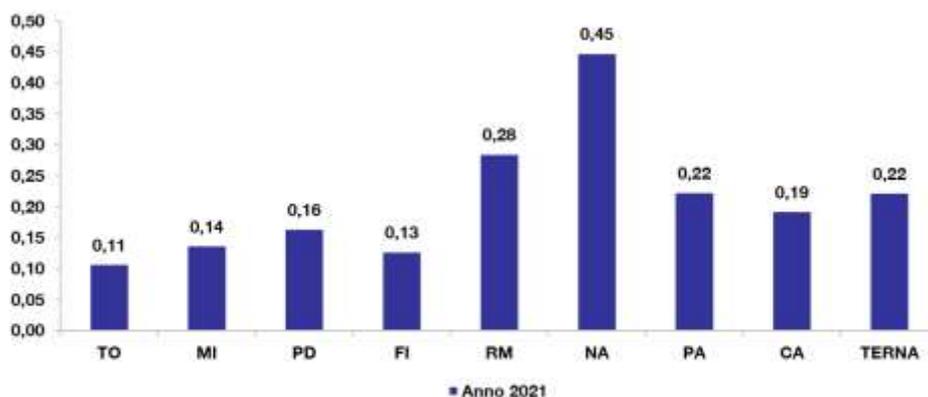
Parametro	Valore	Unità
β	2.37	adimensionale
η	42.47	anni
γ	0.0	anni

Per quanto riguarda l'affidabilità della rete esterna a 132 kV e 400 kV sono stati assunti i dati ricavati dal rapporto [11]. L'indice "SAIFI + MAIFI", che rappresenta il numero medio di disalimentazioni brevi e lunghe per Utente, è fornito come media su tutti i livelli di tensione AT e AAT, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni brevi e lunghe con disalimentazione degli Utenti direttamente connessi alla RTN.

In Figura 7 è riportato l'indice SAIFI + MAIFI per le varie zone d'Italia mentre in Figura 8 è riportato il tempo medio di disalimentazione di ogni interruzione, relativi all'anno 2021.

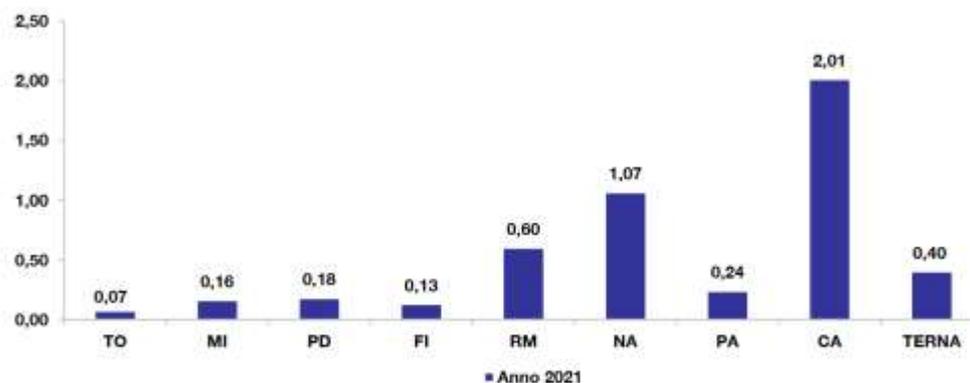
Le reti equivalenti a monte delle linee EFE 380kV e L701 132kV nel modello presentano gli stessi dati di affidabilità, in quanto non sono al momento disponibili dati differenziati per livello di tensione.

Quest'approssimazione è conservativa per il livello 380 kV (che in generale ha un'affidabilità più alta), ma fornisce risultati meno conservativi, in termini di affidabilità, per il livello 132kV (in genere meno affidabile dei livelli di tensione superiori). Dato che la linea L701 è utilizzata come back-up di emergenza e quindi è in servizio per poche ore all'anno, questa leggera sovrastima non impatta sui risultati delle simulazioni.



Andamento performance annuale indicatore SAIFI+MAIFI RTN

Figura 7 - Numero di disalimentazioni all'anno per cliente estratto da "QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE RAPPORTO ANNUALE PER L'ANNO 2021" TERNA



Andamento performance annuale indicatore AIT RTN

Figura 8 - Tempo medio di disalimentazione in minuti estratto da "QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE RAPPORTO ANNUALE PER L'ANNO 2021" TERNA

Le frequenze di guasto dei componenti utilizzate nel modello sono riportate in Figura 10 e in Figura 11

Inoltre, per quei componenti per i quali è presente una ridondanza funzionale (sbarre, linee e quadri) vengono considerate anche le Cause Comuni di Guasto (CCF), modellate mediante l'applicazione di un fattore beta (β -factor) ipotizzato come di consueto per questi studi pari al 10% del rateo di guasto del componente di riferimento, mantenendo il medesimo tempo di riparazione, come riportato in Figura 9.

COMPONENTE	TEMPO MEDIO DI GUASTO [y]	TEMPO MEDIO DI RIPARAZIONE [h]
CCF EFE	469,35	230,0
CCF FE 8-9	3741,74	130,0
CCF SBARRE 132KV	523,56	8,0
CCF FE 6-7	1222,62	130,0
CCF FE 4-5	1956,58	130,0
CCF LA1-LA2	429,57	35,0
CCF QUADRI 6KV	1169,59	18,0
CCF FE 2-3	862,06	130,0
CCF L051-052	421,05	22,3

Figura 9 – CCF

COMPONENTE	Sn [MVA]	V1 [Kv]	V2 [kV]	Vcc [%]	Rateo di guasto [y^{-1}]	Tempo medio di guasto [y]	Tempo medio di riparazione [h]	
TRASFORMATORI	TRU1	20/25	19	6,3	10	1,72E-02	58,1	93
	TRU2	20/25	19	6,3	10	1,72E-02	58,1	93
	TRM1	440/280/160	400	19/15,75	13,07/20,77/10,7	1,47E-02	68,3	2880
	TRM2	450/280/160	400	19/15,75	13,07/20,77/10,7	1,47E-02	68,3	2880
	TRS1	250	135	19	12,7	1,34E-02	74,6	2880
	TRS2	250	135	19	12,7	1,34E-02	74,6	2880
	TS1a	50/50/50	126	6,44/6	12/24/12	7,17E-02	13,9	230
	TS1b	30	126	6,44	11,89	4,11E-02	24,3	230
	TS1	60/30/30	126	6,44/6,44	11,39/22,8/11,39	4,11E-02	24,3	230
	TS2	60/30/30	126	6,44/6,44	11,39/22,8/11,39	8,77E-03	114,1	230
T1	40	126	6,44	9,4	9,37E-02	10,7	230	
QUADRI	QUADRO 6kV	-	-	-	-	8,55E-03	117,0	18
SBARRE	SBARRA 132kV	-	-	-	-	1,91E-02	52,4	8
	SBARRA 400kV	-	-	-	-	1,51E-02	66,2	50
GENERATORI	GG1	300	19	-	-	1,73	0,6	44
	GG2	300	19	-	-	1,73	0,6	44
	GD1	160	15,75	-	-	1,73	0,6	44
	GD2	160	15,75	-	-	1,73	0,6	44
RETE AT	EQ RETE AT400kV	-	-	-	-	0,13	7,7	0,13
	EQ RETE AT132kV	-	-	-	-	0,13	7,7	0,13

Figura 10 – Dati elettrici affidabilistici di input considerati nello studio 1/2

COMPONENTE	Tipo	V [kV]	L [km]	I [kA]	Rateo di guasto [y^{-1}]	Tempo medio di guasto [y]	Tempo medio di riparazione [h]	
LINEE	L701	Aereo	132	0,6	1,2	1,140E-02	87,7	22
	L051	Aereo	132	1,25	0,4	2,375E-02	42,1	22
	L052	Aereo	132	0,7	0,165	1,330E-02	75,2	22
	EFE	Cavo	400	2,05	1,24	2,131E-02	46,9	230
	FE4	Cavo	132	0,633	0,384	5,111E-03	195,7	130
	FE5	Cavo	132	0,613	0,384	4,949E-03	202,0	130
	FE6	Cavo	132	1,013	0,66	8,179E-03	122,3	130
	FE7	Cavo	132	0,97	0,66	7,832E-03	127,7	130
	FE8	Cavo	132	0,331	1,05	2,673E-03	374,2	130
	FE9	Cavo	132	0,26	1,05	2,099E-03	476,4	130
	LA1	Cavo	6	1,15	2,1	2,328E-02	43,0	35
	LA2	Cavo	6	1,15	2,1	2,328E-02	43,0	35
	LA3	Cavo	6	0,9	1,5	1,822E-02	54,9	35
	LA4	Cavo	6	0,06	1,88	1,215E-03	823,3	35
	L2	Cavo	6	0,7	1,5	1,417E-02	70,6	35

Figura 11 – Dati elettrici e affidabilistici di input considerati nello studio 2/2

9 RISULTATI ANALISI AFFIDABILITÀ

Come anticipato nel capitolo metodologico, i risultati vengono forniti, per ciascuna delle sei sottostazioni/cabine di smistamento incluse nei limiti di batteria dello studio, in termini di parametri probabilistici quali:

- Disponibilità probabilistica della rete elettrica (%), intesa come frazione attesa di tempo trascorsa in condizioni di capacità di alimentazione nominale delle utenze rispetto al tempo di missione complessivo, calcolata alle sbarre della sottostazione/cabine di smistamento di riferimento.
- Frequenza attesa di fuori servizio (eventi/anno), intesa come numero atteso di mancate alimentazioni nominali alle utenze dalle diverse sottostazioni per anno medio operativo.
- Durata media del disservizio (ore/evento), intesa come durata media attesa di mancata alimentazione nominale alle utenze dalle diverse sottostazioni per ciascun evento di disservizio.

Viene inoltre fornita una classifica dei maggiori contributi all'indisponibilità del sistema per ciascuna sottostazione.

I limiti di batteria, per ciascuna sottostazione sono definiti nel dettaglio al Paragrafo 4.4.

Al fine del calcolo dei parametri di cui sopra vengono effettuate 32'000 simulazioni considerando una vita utile di impianto pari a 50 anni.

9.1 Cabina di smistamento CS1

Si riportano di seguito i risultati ottenuti per la cabina di smistamento CS1.

Tabella 7 - Cabina di Smistamento CS1: Risultati

PARAMETRO	VALORE	UdM
Disponibilità	99.99	%
Frequenza media di fuori servizio	0.160	eventi/anno
Durata media del disservizio	0.39	ore

In accordo alla seguente Figura 12, i maggiori contributi (relativi) all'indisponibilità/inaffidabilità del sistema sono i seguenti:

- Trasformatore T1 (manutenzione programmata, 23.1%). Il guasto o il fuori servizio programmato di tale trasformatore si configura come una sostanziale perdita di ridondanza delle alimentazioni. Inoltre, anche tutti i componenti non ridondati in collegamento con T1 (es: L2) contribuiscono alla perdita di alimentazione da S1 (6.8%) e alla successiva necessità di commutazione (26.7%).
- Causa comune di guasto alle sbarre di CS1 (perdita di entrambe le sbarre, 24.9%).
- Contributi minori derivano dalla perdita di alimentazione da CS2 e successiva necessità di commutazione (il percorso è internamente ridondato) oppure dalla perdita delle singole sbarre (quadri A/B) con conseguente necessità di commutazione.

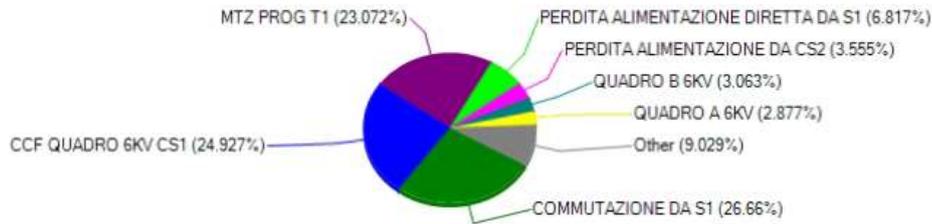


Figura 12 - Cabina di Smistamento CS1: Contributi rilevanti

I risultati di Tabella 7 fanno riferimento alla cabina (e quindi al carico alimentato) nel suo complesso, considerando quindi entrambe le sbarre.

La disponibilità calcolata alla singola sbarra/quadro risulta essere pari a **98.90%**. Il numero medio di guasti sale ad un valore di 0.284 guasti/anno con durata media pari a 339 ore. Si nota quindi come tale ridondanza sia essenziale ai fini delle performance della rete di alimentazione soprattutto in termini di durata media del disservizio e disponibilità dell'alimentazione.

9.2 Cabina di smistamento CS2

Si riportano di seguito i risultati ottenuti per la cabina di smistamento CS2.

Tabella 8 - Cabina di Smistamento CS2: Risultati

PARAMETRO	VALORE	UdM
Disponibilità	99.99	%
Frequenza media di fuori servizio	0.156	eventi/anno
Durata media del disservizio	0.40	ore

In accordo alla seguente Figura 13, i maggiori contributi (relativi) all'indisponibilità/inaffidabilità del sistema sono i seguenti:

- Trasformatore T1 (manutenzione programmata, 23.5%). Il guasto o il fuori servizio programmato di tale trasformatore si configura come una sostanziale perdita di ridondanza delle alimentazioni. Inoltre, anche tutti i componenti non ridondati in collegamento con T1 (es: L2) contribuiscono alla perdita di alimentazione da CS1 (6.4%) e alla successiva necessità di commutazione (27%).
- Causa comune di guasto alle sbarre di CS2 (perdita di entrambe le sbarre, 25.3%).
- Contributi minori derivano dalla perdita di alimentazione da S2 e successiva necessità di commutazione (il percorso è internamente ridondato) oppure dalla perdita delle singole sbarre (quadri A/B) con conseguente necessità di commutazione.

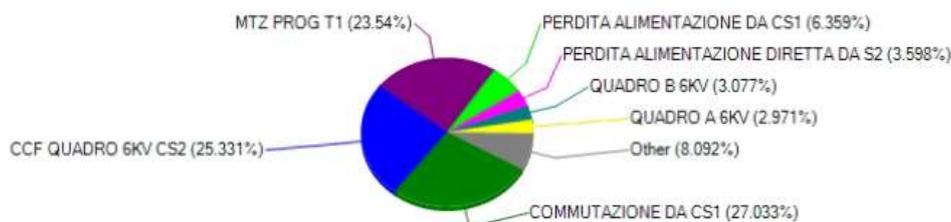


Figura 13 - Cabina di Smistamento CS2: Contributi rilevanti

I risultati di Tabella 8 fanno riferimento alla cabina (e quindi al carico alimentato) nel suo complesso, considerando quindi entrambe le sbarre.

La disponibilità calcolata alla singola sbarra/quadro, quindi senza ridondanza in cabina di smistamento, **risulta essere pari a 98.90%**. Il numero medio di guasti sale ad un valore di 0.280 guasti/anno con durata media pari a 344 ore. Si nota quindi come tale ridondanza sia essenziale ai fini delle performance della rete di alimentazione soprattutto in termini di durata media del disservizio e disponibilità dell'alimentazione.

9.3 Cabina di smistamento CS3

Si riportano di seguito i risultati ottenuti per la cabina di smistamento CS3.

Tabella 9 - Cabina di Smistamento CS3: Risultati

PARAMETRO	VALORE	UdM
Disponibilità	99.99	%
Frequenza media di fuori servizio	0.028	eventi/anno
Durata media del disservizio	0.95	ore

In accordo alla seguente Figura 14, i maggiori contributi (relativi) all'indisponibilità/inaffidabilità del sistema sono i seguenti:

- Causa comune di guasto alle sbarre di CS3 (perdita di entrambe le sbarre, 58.7%).
- Contributi minori derivano dalla perdita delle singole sbarre (quadri A/B), per guasto o manutenzione preventiva, con conseguente necessità di commutazione oppure dalla perdita di alimentazione da S2 (percorso internamente ridondato).

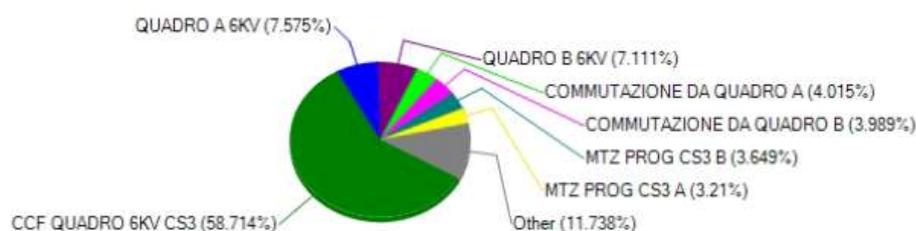


Figura 14 - Cabina di Smistamento CS3: Contributi rilevanti

I risultati di Tabella 9 fanno riferimento alla cabina (e quindi al carico alimentato) nel suo complesso, considerando quindi entrambe le sbarre.

La disponibilità calcolata alla singola sbarra/quadro, quindi senza ridondanza in cabina di smistamento, **risulta essere pari a 98.90%**. Il numero medio di guasti sale ad un valore di 0.151 guasti/anno con durata media pari a 635 ore. Si nota quindi come tale ridondanza sia essenziale ai fini delle performance della rete di alimentazione soprattutto in termini di durata media del disservizio e disponibilità dell'alimentazione.

9.4 Cabina di smistamento CS4

Si riportano di seguito i risultati ottenuti per la cabina di smistamento CS4.

Tabella 10 - Cabina di Smistamento CS4: Risultati

PARAMETRO	VALORE	UdM
Disponibilità	99.99	%
Frequenza media di fuori servizio	0.159	eventi/anno
Durata media del disservizio	0.37	ore

In accordo alla seguente Figura 15, i maggiori contributi (relativi) all'indisponibilità/inaffidabilità del sistema sono i seguenti:

- Trasformatore T1 (manutenzione programmata, 16.5%). Il guasto o il fuori servizio programmato di tale trasformatore si configura come una sostanziale perdita di ridondanza delle alimentazioni.
- Dal momento in cui la Cabina CS4 risulta essere alimentata da più percorsi (S1→CS1→CS2; S1→SS3; S2) acquistano maggior peso i contributi dovuti alle commutazioni tra i vari percorsi. Il peso del ritardo di commutazione a seguito di un guasto nei percorsi S1→CS1→CS2 o S2 risulta essere pari al 19.1% mentre il peso del ritardo di commutazione a seguito di un guasto nei percorsi S1→CS1→CS2 o S1→SS3 risulta essere pari al 19.7%.
- Causa comune di guasto alle sbarre di CS4 (perdita di entrambe le sbarre, 26.1%).
- Contributi minori derivano dalla perdita delle singole sbarre (quadri A/B) con conseguente necessità di commutazione.

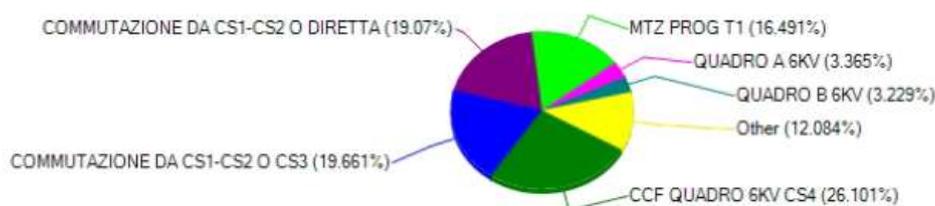


Figura 15 - Cabina di Smistamento CS4: Contributi rilevanti

I risultati di Tabella 10 fanno riferimento alla cabina (e quindi al carico alimentato) nel suo complesso, considerando quindi entrambe le sbarre.

La disponibilità calcolata alla singola sbarra/quadro, quindi senza ridondanza in cabina di smistamento, **risulta essere pari a 98.90%**. Il numero medio di guasti sale ad un valore di 0.283 guasti/anno con durata media pari a 340 ore. Si nota quindi come tale ridondanza sia essenziale ai fini delle performance della rete di alimentazione soprattutto in termini di durata media del disservizio e disponibilità dell'alimentazione.

9.5 Confronto dei risultati con i dati disponibili per la rete di distribuzione nazionale

I risultati ottenuti per la rete interna del sito s.e.f., ed in particolare per le cabine di smistamento CS1, CS2, CS3 e CS4, sono stati confrontati con le performance della rete di distribuzione MT nazionale ricavate da [3].

Sulla base dei dati disponibili è stato possibile confrontare il numero medio e la durata media dei disservizi all'anno.

In accordo a [3] vengono presi come riferimento i dati forniti per l'Italia, di cui si riporta l'estratto in Tabella 11: come si può vedere la statistica disponibile copre un periodo di quindici anni, dal 2002 al 2016 compresi.

Ai fini del confronto, per gli indici disponibili, sono stati calcolati i valori medio, massimo e minimo sul periodo di riferimento.

Si tenga presente che i dati forniti sono riferiti ad interruzioni non programmate (unplanned outages) come definiti in [3], cioè non pianificati e quindi a seguito di guasto di un componente del sistema. Non vengono quindi presi in considerazione i contributi in termini di numero e durata dei disservizi dovuti ad attività di manutenzione preventiva programmata, in quanto non disponibili.

Tabella 11 - Durata media delle interruzioni (outages) e numero medio delle stesse per clienti alimentati in Italia in media tensione

Anno	Interruzioni non pianificate - rete MT	
	MINUTI per cliente [minuti/anno] Table 12	NUMERO per cliente [eventi/anno] Table 19
2002	80,59	2,41
2003	73,85	2,35
2004	56,29	2,05
2005	46,7	1,95
2006	36,01	1,87
2007	33,32	1,71
2008	32,4	1,58
2009	31,15	1,61
2010	28,46	1,47
2011	26,12	1,37
2012	27,31	1,38
2013	25,36	1,28
2014	24,49	1,27
2015	27,58	1,41
2016	22,21	1,2
Media	38,12	1,66
Min	22,21	1,20
Max	80,59	2,41

In Tabella 12 vengono riassunti i risultati ottenuti per la rete del sito s.e.f di Ferrara, in accordo al precedente §9, in questo caso mediati su 1 anno di riferimento, al fine di poterli confrontare con quelli di Tabella 11.

Si ricorda nuovamente che tale confronto assume un carattere del tutto conservativo in quanto i risultati ottenuti per la rete s.e.f. comprendono anche le attività di manutenzione preventiva ed i rispettivi tempi di fuori servizio, che contribuiscono sia al numero che alla durata delle interruzioni.

Tabella 12 - Risultati rete s.e.f. Ferrara

Cabina/SS	Numero Medio Interruzioni [eventi/anno]	Durata Media Interruzioni [minuti/anno]
CS1	0,160	3,74
CS2	0,156	3,74
CS3	0,028	1,60
CS4	0,159	3,53

Per le cabine di smistamento CS1, CS2, CS3 e CS4 si nota come i risultati siano sensibilmente migliori rispetto alla media nazionale, sia per quanto riguarda il numero medio di interruzioni annuali (< 1.66 eventi/anno) sia per la durata delle stesse (< 38.12 minuti/anno).

Andando ad effettuare una simulazione dedicata, scorporando quindi la quota dovuta alla manutenzione preventiva programmata e mantenendo solamente quella dovuta a guasto (unplanned), si ottengono i risultati di Tabella 13.

Tabella 13 - Risultati rete s.e.f. Ferrara scorporati della quota dovuta alla manutenzione preventiva programmata

Cabina/SS	Numero Medio Interruzioni [eventi/anno]	Durata Media Interruzioni [minuti/anno]
CS1	0,024	1,30
CS2	0,021	1,26
CS3	0,025	1,31
CS4	0,022	1,23

Facendo questa ipotesi si può facilmente vedere come il numero medio di interruzioni subisca una diminuzione generale pari ad un ordine di grandezza. Allo stesso modo anche la durata media è sensibilmente diminuita.

10 CONCLUSIONI

A seguito dei risultati ottenuti si evince che ciascuna delle Cabine di Smistamento considerate presenta un valore di disponibilità molto elevato ed un numero medio di guasti atteso basso. Gli unici eventi, seppur molto remoti, che potrebbero portare ad una completa disalimentazione di una cabina di smistamento e quindi di tutte le sottocabine utente alimentate, sono quelli riconducibili ad un guasto o un disservizio contemporaneo dell'intero QMT (entrambe le sbarre contemporaneamente).

Il "percorso" di alimentazione più critico (seppur comunque caratterizzato da un contributo trascurabile in termini di probabilistici) risulta essere quello composto dal trasformatore T1 insieme alla linea MT L2, in quanto non internamente ridondato. Tale percorso è comunque utilizzato raramente, dal momento che riveste il ruolo di alimentazione di emergenza da utilizzarsi in caso di guasto e/o manutenzione agli altri componenti del sistema. Dai risultati ottenuti si evince come questa mancata ridondanza sia comunque compensata dalle normali alimentazioni che risultano invece essere ridondate e capaci di alimentare il carico degli utenti.

I risultati ottenuti, riepilogati in Tabella 14, evidenziano l'adeguatezza della rete elettrica AT e MT, gestita da s.e.f entro i propri limiti di batteria, in termini di architettura ed efficienza sia per quanto riguarda l'organizzazione delle attività manutentive che nella prontezza di intervento in caso di necessità di commutazione nel supportare l'alimentazione dei carichi degli utenti di sito, consentendo all'utente stesso piena immunità dei propri impianti anche in caso di collasso completo di un intero sistema del doppio radiale.

Tabella 14 – Riepilogo dei risultati

Cabina/SS	Disponibilità complessiva [%]	Frequenza media di fuori servizio [eventi/anno]	Durata media del disservizio [h]
CS1	99.99	0.160	0.39
CS2	99.99	0.156	0.40
CS3	99.99	0.028	0.95
CS4	99.99	0.159	0.37

Tali risultati sono stati ottenuti grazie all'architettura intrinseca del sistema elettrico grazie sia al sistema di distribuzione in doppio radiale, il quale garantisce normalmente ampia affidabilità ed è per questo adottato normalmente nelle grandi realtà industriali confrontabili con il sito di Ferrara, ma anche grazie alle diverse ridondanze dei componenti principali, le quali garantiscono uno o più percorsi di alimentazione di emergenza alternativi a quelli utilizzati in normale esercizio riuscendo a sfruttare nel miglior modo possibile le diverse fonti di alimentazione disponibili quali le alimentazioni esterne dalla RTN a 400 kV e 132 kV e dai generatori turbogas della centrale a ciclo combinato.

Questi ultimi, grazie ai due trasformatori step-up 19/132 kV TRS 1-2, sono in grado di gestire l'isola elettrica del sito, garantendo alimentazione al sito anche in caso di guasti esterni sulla RTN e/o mancanza di connessione con la RTN stessa. Grazie sempre all'architettura in doppio radiale, ogni generatore può alimentare il proprio emi-sistema, oppure tramite la chiusura del congiuntore di sbarra di stazione S2, un solo generatore con il suo TRS corrispondente, sono in grado di alimentare tutto il carico di stabilimento.

Rispetto allo studio precedente si può constatare come i risultati ottenuti siano paragonabili ed in alcuni casi anche migliorati grazie non solo ad una buona gestione delle politiche manutentive, ma anche nel progressivo e continuo rinnovamento dei componenti della rete elettrica portato avanti in questi anni. Tipico esempio è quello dell'adozione del trasformatore TS1b che ha permesso di introdurre una ridondanza ulteriore all'alimentazione della cabina CS3.

Il contributo aggiuntivo portato dal doppio radiale si può vedere confrontando i risultati ottenuti nel caso in cui si consideri la singola sbarra di ogni cabina/sottostazione, riepilogati in Tabella 15.

Come si può vedere, la disponibilità della singola sbarra si riduce di circa un punto percentuale rispetto al complessivo della doppia sbarra e la durata delle disalimentazioni aumenta considerevolmente, in quanto si perde la ridondanza e si considera tutto il carico di cabina alimentato da un'unica sbarra.

Tabella 15 – Riepilogo dei risultati per la singola sbarra

Cabina/SS	Disponibilità Singola sbarra [%]	Frequenza media di fuori servizio [eventi/anno]	Durata media del disservizio [h]
CS1	98.90	0.284	339
CS2	98.90	0.280	344
CS3	98.90	0.151	635
CS4	98.90	0.283	340

Le cabine utente sottese alle cabine CS, di proprietà e gestione delle società co-insediate, presentano invece un'architettura variegata: alcune in singolo radiale, altre in doppio radiale e possono essere equipaggiate con sistemi di commutazione automatica oppure esserne sprovviste in funzione delle scelte impiantistiche degli utenti finali.

Confrontando i risultati ottenuti per la rete interna s.e.f. con indicatori disponibili per la rete di distribuzione MT italiana si può vedere come i risultati ottenuti per le cabine di smistamento CS1, CS2, CS3 e CS4 sono sensibilmente migliori rispetto alla media nazionale, sia per quanto riguarda il numero medio di interruzioni annuali (< 1.66 eventi/anno) sia per la durata delle stesse (< 38.12 minuti/anno);

Nella seguente Tabella 16 si riporta il confronto tra i risultati per la rete s.e.f. ottenuti effettuando una simulazione dedicata, scorporando la quota dovuta alla manutenzione preventiva programmata e mantenendo solamente quella dovuta a guasto (unplanned). In questo modo sono stati ottenuti degli indici direttamente confrontabili con la media nazionale⁶ disponibile per la rete di distribuzione MT.

Tabella 16 – Confronto risultati rete s.e.f. Ferrara dovuti al solo guasto, rispetto alle medie nazionali

Cabina/SS	Numero Medio Interruzioni [eventi/anno]	Durata Media Interruzioni [minuti/anno]
CS1	0,024	1,30
CS2	0,021	1,26
CS3	0,025	1,31
CS4	0,022	1,23
Rete nazionale MT	1,66	38,12

⁶ I dati si riferiscono ad un periodo di osservazione di 15 anni (2002 – 2016) e sono espressi in termini di durata media delle interruzioni e numero medio delle stesse per clienti alimentati in Italia in media tensione. La statistica completa è riportata in Tabella 11.