

Nota

Oggetto: Decreto Conclusivo DM 322 del 1/09/2022 del MiTE per il Riesame complessivo del decreto AIA del MATTM n. DVA-DEC-2010-0000658 del 04/10/2010 per l'esercizio della centrale termoelettrica di S.E.F. s.r.l. situata nel Comune di Ferrara (FE) - ID 201/10122.

Risposta di merito tecnico di dettaglio relativo ai disservizi citati nella Prescrizione n.50

Redatto	Verificato	Approvato	Ferrara, 10.03.2023
S.E.F. HSEQ	S.E.F. SETE	S.E.F. REST	S.ZILLI

Sommario

1. PREMESSA	4
1.1 - Introduzione a S.E.F.	4
1.2 - La Rete elettrica del Sito: Standard adottati da SEF	5
1.3 - Studi per la valutazione dell'affidabilità della rete di distribuzione	6
1.4 - Le Reti di distribuzione del vapore del Sito: Standard adottati	8
1.5 - Le Reti di distribuzione delle acque del Sito: Standard adottati	8
1.6 - Gli Eventi di guasto	9
2. DETTAGLIO EVENTI: CONDIZIONI AL CONTORNO, MODALITÀ, EFFETTI, CAUSE, E AZIONI CORRETTIVE, PREVENTIVE E/O MIGLIORATIVE ATTUATE	10
2.1 - EVENTO N.1 DELL'08/02/2017	12
A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,.....	12
B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi	12
C. Cause accertate all'origine degli eventi	12
D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.....	12
2.2 - EVENTO N.2 DEL 07/09/2017	14
A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,.....	14
B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi	14
C. Cause accertate all'origine degli eventi	14
D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.....	14
2.3 - EVENTO N.3 DEL 09/09/2017	15
A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,.....	15
B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi	16
C. Cause accertate all'origine degli eventi	16
D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.....	16
2.4 - EVENTO N.4 DEL 30/09/2017	17
A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,.....	17
B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi	17
C. Cause accertate all'origine degli eventi	17
D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.....	17
2.5 - EVENTO N.5 DEL 22/05/2020	18
A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,.....	18
B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi	18
C. Cause accertate all'origine degli eventi	19
D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.....	19
2.6 - EVENTO N.6 DEL 09/02/2022	20



A.	Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,.....	20
B.	Modalità di accadimento ed effetti degli eventi	21
C.	Cause accertate all'origine degli eventi	21
D.	Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.....	21
2.7 – EVENTO N.7 DEL 19/08/2022		22
A.	Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,.....	22
B.	Modalità di accadimento ed effetti degli eventi	22
C.	Cause accertate all'origine degli eventi	23
D.	Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.....	23
3.	CONCLUSIONI	24
4.	ALLEGATI	28

1. PREMESSA

Con riferimento al Decreto Conclusivo DM 322 del 1/09/2022 del MiTE per il Riesame complessivo del decreto AIA del MATTM n. DVA-DEC-2010-0000658 del 04/10/2010 per l'esercizio della centrale termoelettrica di S.E.F. s.r.l. situata nel Comune di Ferrara (FE) - ID 201/10122, si riporta di seguito la prescrizione di cui al punto 50:

50) Il Gestore, entro sei mesi dall'emanazione del provvedimento di autorizzazione deve predisporre uno specifico studio teso all'individuazione delle cause delle frequenti interruzioni dell'erogazioni di utilities verificatesi a partire dal 2017, individuando in particolare le potenziali ripercussioni dal punto di vista ambientale dovute all'attivazione dei dispositivi di emergenza degli impianti interni al Polo Chimico, nonché le possibili soluzioni gestionali ed impiantistiche per evitare il ripetersi di tali eventi ovvero per il loro contenimento. Tali soluzioni, nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale di cui alla prescrizione 2, dovranno essere adottate nell'istallazione nei tempi tecnici strettamente necessari.

La presente nota riscontra quanto richiesto con un'analisi di dettaglio, supportata da qualificati studi specialistici (CESI) e di asseveramento (Bureau Veritas Nexta) allegati alla nota stessa.

1.1 - Introduzione a S.E.F.

La Società Enipower Ferrara (S.E.F.), società del Gruppo Enipower e controllata da Eni, è stata costituita nel 2003 acquisendo le reti elettriche e le centrali del gruppo Eni preesistenti in stabilimento. Nel periodo 2004-2009 ha messo in atto ingenti investimenti per realizzare i due nuovi impianti di generazione energia elettrica e vapore, detti Cicli Combinati (combinazione di Turbine a gas, caldaie a recupero e turbine a vapore e condensatori) caratterizzati da più elevati valori di rendimento energetico rispetto alle caldaie precedenti. I Cicli Combinati sono entrati in produzione a regime nel 2009, ma nel frattempo SEF metteva in atto notevoli investimenti anche sugli impianti esistenti per circa 18,6 M€, al fine di attuare l'ammodernamento di gran parte della rete elettrica di distribuzione del Sito petrolchimico in cui è presente.

Allo stato attuale la Società SEF è costituita da:

- N. 2 Cicli Combinati, ciascuno di potenza termica pari a 683 MWt,
- Rete elettrica di distribuzione primaria connessa con la rete RTN 400 kV e 132 kV,
- Due reti di distribuzione vapore a pressioni 18 Bar e 4,5 bar.
- Due Reti di distribuzione di acqua Chiarificata e acqua Demineralizzata

Ognuno dei due Cicli Combinati è in grado di soddisfare il fabbisogno di vapore tecnologico e di energia elettrica di tutti gli impianti interni al Polo Chimico e al contempo di esportare una parte dell'EE prodotta verso la RTN.

I valori standard di fabbisogno di energia del Polo Chimico sono: circa 80÷100 t/h di vapore tecnologico e circa 80÷90 MW di potenza elettrica.

I valori standard di fabbisogno del Polo Chimico di acqua chiarificata e demineralizzata sono rispettivamente di circa 1000 mc/h e 200 mc/h.

Infine, SEF attua metodologie di manutenzione, tramite le proprie Procedure, Istruzioni Operative e Piani di Manutenzione, sulla base di politiche in linea con gli standard Eni e con le più avanzate normative del settore, con un impegno di spesa complessiva di Manutenzione (in prevalenza di tipo Preventivo-Ciclico) di circa 9,9 M€/anno (media degli ultimi quattro anni).

1.2 - La Rete elettrica del Sito: Standard adottati da SEF

La Rete elettrica dello stabilimento SEF di Ferrara si sviluppa essenzialmente intorno alle Sottostazioni S1, S2 ed SS3 a 132kV e la nuova Sottostazione SS1 a 400kV che interconnette la rete con la Rete di Trasmissione Nazionale a 400kV. Vi è un'altra connessione di back up con la RTN a 132kV sulla S1.

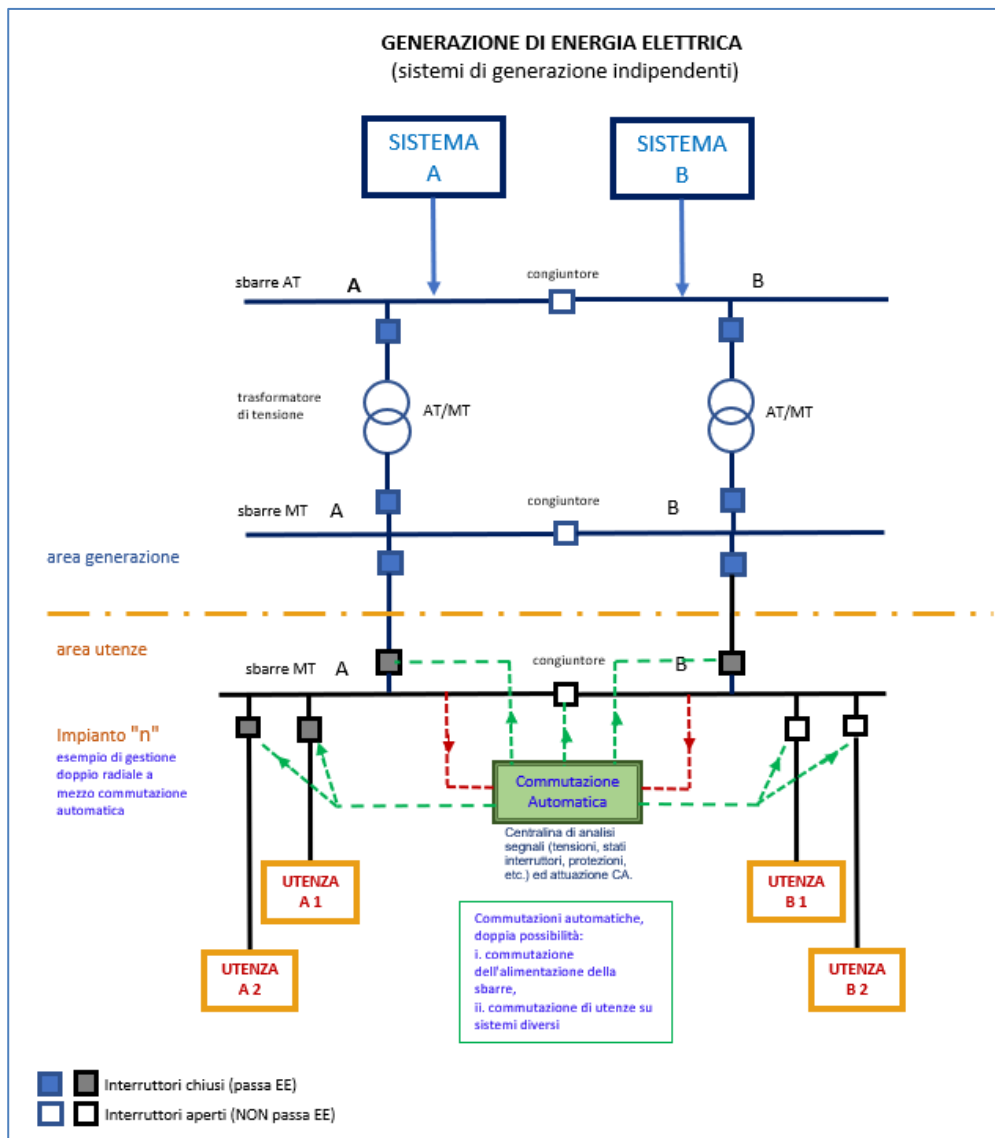
L'EE è consegnata principalmente tramite le cabine di smistamento primarie CS1, CS2, CS3, CS4 a 6kV, e in minima parte attraverso la S1 (per la sezione CE70 di una Società coinsediata) e la SS3 (per la sezione TSP102 di un'altra Società coinsediata). Allo scopo si veda lo schema completo dell'**Allegato 1: Rete di Distribuzione Energia Elettrica al sito multisocietario di Ferrara**.

Il tutto è realizzato attraverso una tipologia di distribuzione di tipo, cosiddetto, **"doppio radiale"**, in quanto distribuisce l'EE radialmente, dai nodi centrali a 132kV, verso le cabine primarie e secondarie a 6 kV e infine a 400V, con una doppia rete, ciascuna indipendente dall'altra e ciascuna capace di sostenere il carico complessivo degli impianti in caso di necessità. Ciò permette, lato utenza, l'utilizzo della doppia alimentazione attraverso modalità di commutazione automatica oppure di avviamento di utenze complementari [vedere schema semplificato di Fig.1] in caso di necessità.

Tutto ciò permette di conseguire livelli di affidabilità e continuità di marcia superiori a quelli che potrebbero essere messi a disposizione di impianti utilizzatori che fossero direttamente collegati alla Rete nazionale RTN per l'Alta Tensione o a generiche reti di distribuzione per il livello Media Tensione (cfr. con dati medi nazionali, vedere successivo Par. 1.3).

Non a caso i sistemi a doppio radiale sono impiegati pressoché in tutti gli impianti industriali ad elevata complessità, come i siti petrolchimici e le raffinerie del petrolio, i quali necessitano di maggiore continuità di marcia rispetto alle utenze per uso civile.

Figura 1: Migliore utilizzo dei sistemi a “doppio radiale” in una rete di distribuzione di Energia Elettrica



1.3 – Studi per la valutazione dell’affidabilità della rete di distribuzione

Un primo studio sulla affidabilità della rete di distribuzione SEF di Ferrara, al pari di quelle di altri petrolchimici italiani, è stato sottoposto al CESI nel 2013 come si evince dal documento in **Allegato 9**:

“...(omissis)... Lo schema di distribuzione a doppio radiale è un sistema che garantisce normalmente ampia affidabilità ed è adottato anche in altre grandi realtà industriali confrontabili.

L’esito dei calcoli mostra che l’affidabilità della rete elettrica del sito di Ferrara è buona in relazione alla continuità di fornitura alle cabine utenti..... (omissis)...”

[Studio CESI del 2013 dal titolo “Studio sull’Affidabilità della Rete di Distribuzione Elettrica SEF di Ferrara”, sez. 9, pag. 37].

Un secondo studio di affidabilità è stato affidato al CESI nel dicembre 2022 alla luce delle migliorie impiantistiche e degli investimenti apportati alla rete di stabilimento dal 2013 ad oggi, descritti peraltro

al Cap.3 del presente documento [**Allegato 10** – Studio CESI del 2023 dal titolo “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].

Quest’ultimo studio del CESI ha sviluppato un’analisi RAM (*Reliability, Availability, Maintainability*) sulla rete di distribuzione elettrica dello stabilimento di Ferrara, al fine di prevedere gli effetti causati dai guasti dei singoli componenti nello svolgimento della propria funzione durante la vita utile del sistema; inoltre, tale studio si è prefisso di ricavare:

- a) la stima della disponibilità probabilistica della rete elettrica,
- b) la stima dei parametri affidabilistici del sistema quali la frequenza attesa di fuori servizio (eventi/anno) alle varie sbarre delle cabine di smistamento primario (a singola sbarra o come combinazione delle due sbarre), e
- c) la durata media del disservizio (ore/evento).

In esso è riportato quanto segue (Studio CESI 2023, par. 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.(omissis)...

I risultati ottenuti, riepilogati in Tabella 15, 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. ...(omissis)...

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 ...(omissis)...
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.”

Inoltre, sempre al capitolo 10, ed in riferimento ai contenuti del capitolo 9.7 “Confronto dei risultati con i dati disponibili per le reti di trasmissione e distribuzione nazionale” risulta (sulla base di report da fonte internazionale citata) che:

“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 della rete di distribuzione MT, sia per quanto riguarda il numero medio di interruzioni annuali (< 1.66 eventi/anno) sia per la durata degli stessi (< 38.12 minuti/anno).”

Le cabine utente, di proprietà e gestione delle società coinsediate, sottese alle cabine CS, 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.

1.4 - Le Reti di distribuzione del vapore del Sito: Standard adottati

La rete di generazione e distribuzione del vapore si compone di due sistemi a differenti livelli di pressione:

- La rete di Media Pressione (MP) a 18 Ate,
- La rete di Bassa Pressione (BP) a 4,5 Ate.

I generatori di vapore che insistono su tali reti sono:

- I Generatori di Vapore dei Cicli Combinati, uno per ciascun Ciclo, ciascuno in grado di sostenere il completo fabbisogno dello Sito,
- n. 4 caldaie, ripartite tra due distinte Società coinsediate nel Polo Chimico di potenzialità minore rispetto ai CC, ed una ulteriore fonte minore di vapore di recupero di altra Società coinsediata.

La struttura delle due reti vapore MP e BP è mista: ad anello per la parte centrale e radiale nei tratti terminali, consentendo flessibilità e affidabilità ottimale per le utenze di stabilimento.

La rete ad anello, in caso di calo pressione da un lato, p.es. per incremento di carico, permette infatti una via di alimentazione alternativa dall'altro lato, la quale offre ridondanza e robustezza al sistema, in analogia al doppio radiale del sistema elettrico.

1.5 – Le Reti di distribuzione delle acque del Sito: Standard adottati

Gli impianti di produzione di acque chiarificate e demineralizzata e le rispettive reti di distribuzione sono caratterizzati da elevata affidabilità e continuità di funzionamento grazie alla presenza di doppie linee di produzione e alla presenza di serbatoi di stoccaggio tali da garantire un'autonomia in caso di eventuali brevi interruzioni. A tali impianti e reti non sono infatti attribuibili eventi di interruzione di fornitura.

1.6 – Gli Eventi di guasto

Con riferimento al periodo dal 01.01.2017 al 01.09.2022, sono stati notificati da SEF agli enti preposti i seguenti sette episodi a mezzo delle seguenti **6 comunicazioni PEC** (una era attinente a due eventi) **[Allegati 3-4-5-6-7-8]**:

- **Allegato 3:** PEC del 17/02/2017: Comunicazione FE/DIR/Prot. 13 “Relazione tecnica esplicativa evento del 8 febbraio 2017”.
- **Allegato 4:** PEC del 02/10/2017: Comunicazione FE/DIR 38/17 “Nota tecnica disservizio parziale disalimentazione elettrica Petrolchimico di Ferrara del 30 settembre 2017”.
- **Allegato 5:** PEC del 17/10/2017: Comunicazione FE/DIR/Prot. 49 “Vs. richiesta ARPAE Prot. PGFE 11675/2017 del 13/10/2017” (eventi del 07-09/09/2017).
- **Allegato 6:** PEC del 18/06/2020: Comunicazione FE/DIR/Prot. 28/20 “Richiesta informazioni in relazione ad episodio di mancata erogazione di energia elettrica presso il sito multisocietario di Ferrara del 22/05/2020”.
- **Allegato 7:** PEC del 21/02/2022: Comunicazione FE/DIR/Prot. 9/22 “Richiesta informazioni in relazione ad episodio di mancata erogazione di energia elettrica presso il sito multisocietario di Ferrara del 09/02/2022”.
- **Allegato 8:** PEC del 16/09/2022: Comunicazione FE/DIR/Prot. 51/22 “Risposta a ISPRA in riferimento a richiesta Prot. N. 0047313/2022 del 26/08/2022 avente oggetto: << Richiesta informazioni in relazione ad episodio alluvionale presso il sito multisocietario di Ferrara del 19/08/2022>>”.

I dati salienti dei suddetti eventi sono riassunti nella seguente tabella:

TAB.1 – sintesi eventi

Evento n.	data	Apprecchiatura oggetto disserv.	Evento	Impatto	mancanza energia elettrica parziale	mancanza energia elettrica totale	mancanza vapore
1.	08/02/2017	Valvola di blocco del Gas Naturale UV201	Chiusura valvola gas naturale UV201	Mancanza vapore per fermata Cicli Combinati 1 e 2 per circa 4h e 40min. Mancanza parziale di energia elettrica, solo su un sistema elettrico della sola CS3 per circa 4 min.	SI	NO	SI
2.	07/09/2017	Sottostazione SS1 a 400kV	Fulmine in sottostazione 400kV, fermata di un solo Ciclo Combinato e perdita di un solo sistema elettrico.	Mancanza parziale di energia elettrica (solo di un sistema elettrico, per circa 1 h).	SI	NO	NO
3.	09/09/2017	Ciclo Combinato 1	Intervento intempestivo protezione di minima tensione.	Mancanza totale di energia elettrica, per 14 sec, successiva commutazione su linea a 132 kV.	NO	SI	NO
4.	30/09/2017	Cabina di smistamento CS1 a 6 kV	Corto circuito su sbarre a 6 kV di cabina CS1 causato da un roditore.	Mancanza parziale di energia elettrica (solo su un'area circoscritta di stabilimento per ca 40 min).	SI	NO	NO
5.	22/05/2020	Interruttore a 132kV del TRS2	Disalimentazione del trasformatore TRS2 per guasto su interruttore a 132 kV.	Mancanza parziale di energia elettrica, solo su un sistema elettrico di un'area per circ 30 min.	SI	NO	NO
6.	09/02/2022	Trasformatore TRM2	Disalimentazione del trasformatore TRS2 per guasto interno al trasformatore.	Mancanza parziale di energia elettrica, solo su un sistema elettrico per circa 30 min.	SI	NO	NO
7.	19/08/2022	tratturi di Sito (item non SEF)	Nubifragio eccezionale, allagamento tratturi, sommersione rete vapore, progressiva congestione rete vapore per condensazione.	Progressiva fermata impianti per mancanza vapore, mancanza parziale di energia elettrica di alcune aree.	SI	NO	SI

Nota di tabella: la mancanza di EE totale è intesa come assenza di energia da entrambe le fonti del “Doppio Radiale”

Nelle rispettive Note tecniche inviate, di volta in volta, si specificavano già le circostanze e le cause individuate all’origine degli eventi ricordati. Cionondimeno, alla luce della richiesta esplicitata nel DM in oggetto (n.322 del 01/09/2022), il Gestore con la presente Nota, per quanto richiesto nella Prescrizione n.50, procederà ad esplicitare con maggiore dettaglio nel seguente Paragrafo 1, le rispettive cause aggiornando anche sulle azioni correttive messe in atto dal Gestore.

2. DETTAGLIO EVENTI: CONDIZIONI AL CONTO, MODALITÀ, EFFETTI, CAUSE, E AZIONI CORRETTIVE, PREVENTIVE E/O MIGLIORATIVE ATTUATE

Nel presente capitolo saranno descritti per ciascun evento le condizioni in cui si sono sviluppati gli eventi, fornendo i dettagli relativi a:

- A. Condizioni al contorno, ovvero assetti e circostanze specifiche prima del guasto,
- B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi,
- C. Cause accertate essere all'origine degli eventi,
- D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.

Prima di procedere, dovendo fare frequente riferimento alla Rete di Distribuzione Energia Elettrica di stabilimento, si allega lo **schema unifilare semplificato della rete Allegato 1**, riportato anche nella Figura 2 sottostante, con legenda di supporto, nell'assetto standard.

Lo schema evidenzia che normalmente il nodo centrale della distribuzione elettrica di stabilimento è costituito dalle stazioni S2 ed S1 a 132kV, alimentate generalmente da due sistemi distinti ed indipendenti, costituiti dai due Cicli Combinati, i quali sono ulteriormente connessi alla RTN a 400kV.

Esiste quindi una distribuzione a doppio radiale, dotata inoltre di ulteriori possibili fonti, potendo entrambi i Cicli sostenere il proprio sistema con "marcia in isola" in caso di perdita della RTN. I sistemi distinti di rete verranno nel seguito indicati come "Sistema di sbarra A" e "Sistema di sbarra B".

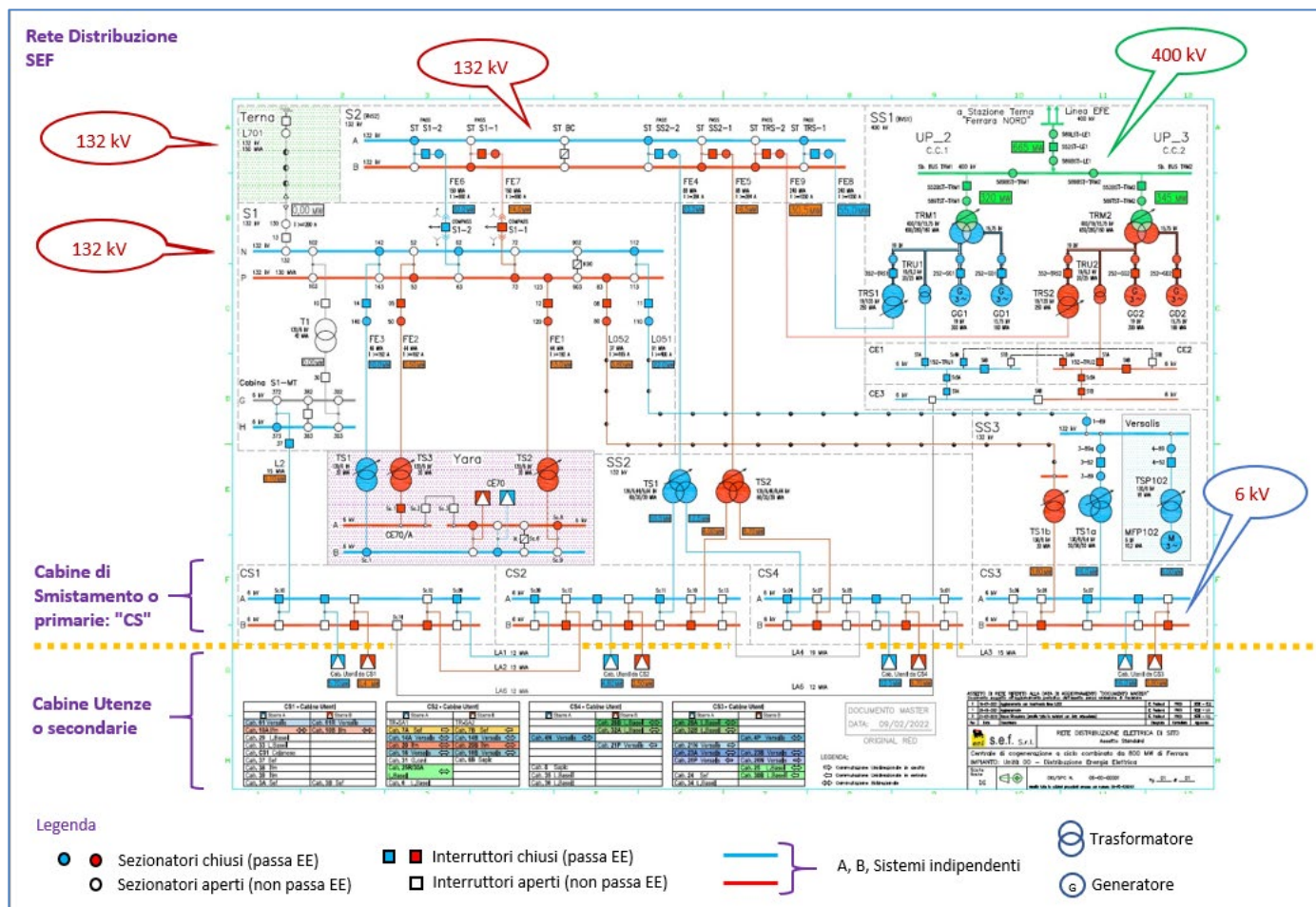
È inoltre presente una ulteriore alimentazione esterna costituita dalla linea L701 a 132 kV, utilizzabile come back-up.

Altre informazioni per comprendere del tutto i criteri di funzionamento della rete di distribuzione è che dal nodo S1-S2 si alimentano, tramite idonei trasformatori, le quattro cabine di smistamento CS1, CS2, CS3, CS4 al livello di tensione di 6 kV. Ad eccezione di alcune utenze di proprietà di due Società coinsediate (alimentate direttamente a 132kV), tutte le cabine a 6kV e 400 V di utenza di stabilimento sono alimentate dalle quattro cabine CS1÷CS4.

Passando alla descrizione degli eventi, in essi si farà talvolta riferimento ad assetti differenti da quello standard; in tal caso, per evitare di appesantire eccessivamente la nota in oggetto, si darà soltanto descrizione sintetica delle differenze dall'assetto standard, mentre gli schemi relativi restano consultabili, ove necessario, nelle rispettive note di dettaglio già citate al precedente Capitolo 1, salvo eventualmente lo schema di configurazione iniziale ove diverso da quello standard [schemi dettagliati nelle comunicazioni di cui ai suddetti Allegati 3-4-5-6-7-8].

Si noti che, talvolta, in tali note di dettaglio, i due sistemi distinti di tensione, facenti capo alle sbarre A e B, vengono denominati anche sistemi di sbarre 1 e 2.

Fig. 2 : Schema unifilare semplificato della rete di Distribuzione elettrica del Sito di Ferrara



Tutti i dati riassunti nel seguito sono anche raccolti al livello tabellare e schematico nella **Tabella Analisi Eventi (Allegato 2)**.

2.1 – EVENTO N.1 DELL'08/02/2017

A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,

L'assetto di partenza della rete di distribuzione elettrica era di tipo standard, fatta eccezione che, all'epoca, il trasformatore TS1b non era ancora installato, pertanto la sbarra B (rossa) di CS3 era alimentata dalla connessione LA3 tra CS4 e CS3 (per maggiori dettagli vedere Allegato 3).

B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi

L'evento ha avuto luogo a valle di una manovra in Sala Controllo elettrica dove l'operatore alla consolle disalimentava erroneamente il trasformatore TS1A al posto del TSP102 (utenza di altra Società coinsediata, per quanto da questa richiesto).

La manovra determinava la disalimentazione di uno dei due sistemi elettrici della cabina CS3, che generava la perdita dell'alimentazione principale dell'UPS (alimentatore di continuità) del sistema di controllo (DCS) della stazione 70 (riduzione gas naturale di alimentazione dei Cicli Combinati).

Il concomitante ed imprevisto malfunzionamento della batteria di back-up dell'UPS, determinava la disalimentazione generale del DCS, con conseguente chiusura della valvola di alimentazione generale della stazione 70 (valvola UV201) e interruzione della portata di gas naturale che è il combustibile di entrambi i Cicli Combinati.

Ciò determinava la fermata di entrambi i Cicli Combinati e con essi l'arresto della produzione delle maggiori fonti di produzione di vapore distribuito tramite le reti MP e BP agli impianti dello stabilimento.

Da un punto di vista elettrico, si manteneva la connessione dei due trasformatori alla RTN a 400kV e, a parte il Sistema di sbarra A (azzurro) disalimentato di CS3, l'alimentazione elettrica allo stabilimento rimaneva completamente attiva e disponibile.

L'arresto della produzione di vapore, essendo le altre fonti di vapore di stabilimento (le due caldaie di una prima Società coinsediata e le due di una seconda Società coinsediata) non sufficienti a sostenere il fabbisogno complessivo delle utenze, determinava indirettamente la fermata di gran parte degli impianti produttivi di stabilimento.

Il ripristino della produzione vapore avveniva nei tempi tecnici minimi necessari ad individuare le cause della chiusura della valvola e permetterne il ripristino, e riprendeva pertanto dopo circa 4h e 40 min dall'evento.

C. Cause accertate all'origine degli eventi

Cause individuate nella concomitanza di due condizioni distinte:

- Cause di natura umana: manovra con disalimentazione errata del TS1A;
- Cause di natura tecnica: stato anomalo di inefficienza della batteria dell'UPS (stazione 70).

D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.

Azioni correttive messe in atto:

- sostituzione del gruppo batterie di accumulatori, risultato guasto, con uno nuovo.

Azioni preventive e migliorative messe in atto:

- verifica delle attività manutentive periodiche previste nell'ambito del contratto di manutenzione dell'UPS, inserendo la scarica periodica delle batterie stesse, quale unica prova reale di efficienza e capacità di erogare corrente da parte della batteria.
- La scarica della batteria è stata da allora eseguita con frequenza annuale.
- L'ultima verifica è stata eseguita il 26.08.2022.

2.2 – EVENTO N.2 DEL 07/09/2017

A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,

L'assetto di partenza della rete di distribuzione elettrica era di tipo standard.

B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi

L'evento è stato determinato da un fulmine che, durante un temporale in atto sopra lo stabilimento, si abbatteva sulla Sottostazione SS1 a 400 kV determinando un danno ad un componente (trasformatore di misura o TA) della sezione del Ciclo Combinato 2 (CC2), mandando in blocco lo stesso CC2 e determinando la completa disconnessione dello stabilimento dalla rete nazionale RTN a 400 kV.

Cionondimeno, il CC1 restava in marcia e la turbina TG1 passava in tempo reale da una potenza generata intorno a 213MW (vi era esporto di potenza netta verso la RTN) al controllo "in isola" dei carichi elettrici di Stabilimento sottesi al Sistema di sbarra A (circa metà stabilimento, intorno a 40MW).

Complessivamente l'effetto generale era di alimentazione invariata sul Sistema di sbarra A della stazione S2 di stabilimento (circa metà stabilimento) mentre Il Sistema di sbarra B subiva la disalimentazione essendo sottesa al CC2, andato in blocco, e non potendo beneficiare della connessione con RTN a 400kV.

Dopo circa una/due ore è stata ripristinata l'alimentazione anche al Sistema di Sbarra B di stabilimento, esercendo la rete a sbarra unita e riconnettendo il CC1 alla rete a 400kV.

C. Cause accertate all'origine degli eventi

Cause individuate: unica causa individuata, di natura esterna, è stato il fulmine.

D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.

Azioni correttive messe in atto: sostituzione del componente danneggiato (TA relativo alla sezione del CC2 in SS1 a 400kV).

Azioni preventive messe in atto: l'abbattersi di fulmini non è evitabile in modo assoluto.

Gli impianti sono autoprotetti in linea generale contro i fulmini ai fini della sicurezza umana (limitazione delle tensioni di passo e contatto, grazie ad una rete equipotenziale di terra efficiente), ma danni specifici causati da fulmini sui singoli componenti non sono sicuramente evitabili, sulla base dell'estrema variabilità ed imprevedibilità (per entità di tensione, correnti di scarica e percorsi in atmosfera) delle scariche di natura atmosferica.

Da registrare, positivamente, che la marcia in isola del TG1 è stata correttamente conseguita malgrado l'invasività dell'evento, grazie all'efficienza dei sistemi di controllo e regolazione della turbina stessa e dei sistemi elettrici, ciò ha garantito pertanto la continuità di uno dei due sistemi di sbarra di stabilimento.

2.3 – EVENTO N.3 DEL 09/09/2017

A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,

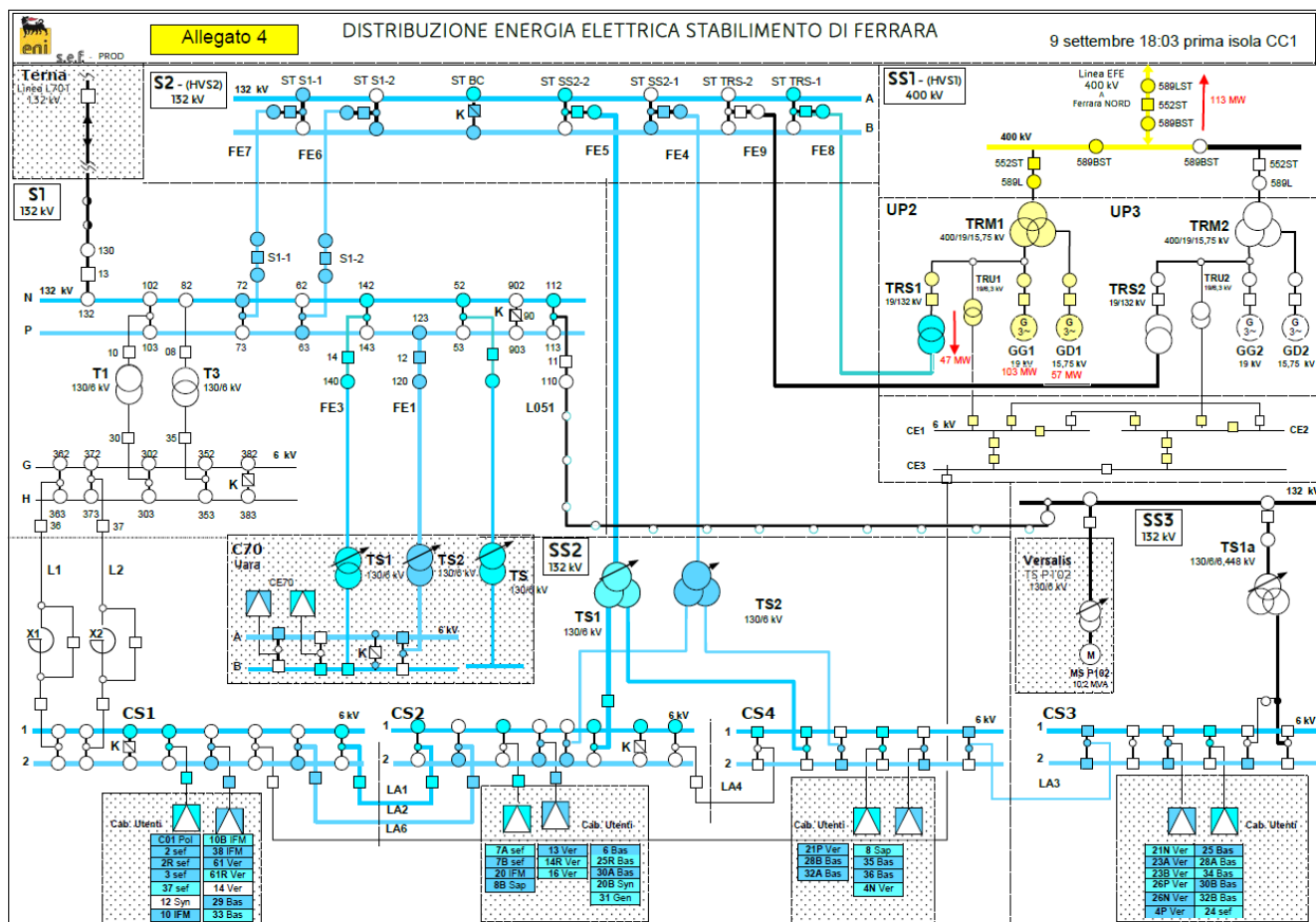
L'assetto di partenza della rete di distribuzione elettrica non era standard: Sottostazione SS1 fuori servizio, rete elettrica esercita in isola (separato da RTN), Ciclo Combinato 1 in marcia per alimentare elettricamente entrambi i Sistemi di Sbarra A e B e per fornire tutto il vapore tecnologico.

Infatti, essendo la centrale reduce del guasto di due giorni prima (evento N.2 del 07/09/2017), al fine di sostituire il componente danneggiato nella sezione della SS1 relativa al CC2, era necessario mettere fuori tensione tutta la SS1, previo scollegamento dalla rete RTN a 400kV, senza interrompere la fornitura di energia elettrica allo stabilimento. L'assetto pertanto è stato realizzato attraverso una marcia in isola del TG1 a cui era sotteso tutto il carico di stabilimento. La linea di back-up L701 a 132kV, sia pure disponibile, all'epoca non era esercibile in connessione con un Ciclo Combinato, in quanto l'esercizio contemporaneo, non essendo previsto dal progetto iniziale, non poteva essere messo in opera (successivamente è stato verificato e consolidato anche in esercizio congiunto con 1 CC, a seguito di verifica e ottimizzazione selettività protezioni e logiche).

Il Gestore, prima di prendere tale assetto, aveva informato preventivamente le società coinsediate del particolare assetto.

In Fig. 3 si riassume l'assetto immediatamente prima dell'isola, realizzata con apertura interruttori per distaccare la SS1 da linea RTN a 400kV, e lasciare solo TG1 in produzione sui carichi del Sito.

Fig. 3 : Schema unifilare semplificato della Rete nell'assetto immediatamente precedente l'evento del 09/09/2017



B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi

L'evento è stato caratterizzato da una fermata del CC1 per intervento di una protezione di Minima Tensione sul sistema di alimentazione a 6 kV delle utenze ausiliarie del Ciclo Combinato, intervento che ha disalimentato numerose utenze ed ha innescato una logica di Shut-down nel sistema DCS di controllo d'impianto, non recuperabile da operatori e consollisti.

La fermata del CC1 ha determinato la disalimentazione totale dei sistemi elettrici di stabilimento per 14 secondi, seguita dalla rialimentazione dello stabilimento per inserimento manuale della connessione della rete interna con la linea di back-up L701 a 132kV.

C. Cause accertate all'origine degli eventi

Causa individuata di natura tecnica: la causa è risultata essere l'intervento della protezione di minima tensione nel sistema di alimentazione delle utenze ausiliarie del CC1, intervento dovuto ad una taratura conservativamente più alta del necessario.

La protezione ha fermato utenze ausiliarie importanti (pompe, ventilatori, etc.) con innesco di un transitorio che ha condotto allo Shut down (sequenza automatica di fermata) del Ciclo Combinato.

D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.

Azioni correttive messe in atto: la protezione di minima tensione dei servizi ausiliari, dopo attenta verifica con i costruttori delle apparecchiature e macchine, è stata rivista per essere adeguata ai valori compatibili con tutti gli assetti di marcia che possono essere assunti dal sistema, tali sempre da proteggere adeguatamente il sistema, ma senza interventi troppo cautelativi durante i transitori.

Azioni preventive e migliorative messe in atto: in tempi successivi sono state effettuate verifiche tali da testare la marcia stabile di un Ciclo Combinato in connessione con la Linea L701 di back-up a 132kV; ciò aggiunge attualmente degli assetti alternativi più robusti rispetto a quello tenuto in occasione dell'evento potendo contare su due distinte fonti di energia elettrica.

2.4 – EVENTO N.4 DEL 30/09/2017

A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,

L'assetto di partenza della rete di distribuzione elettrica era di tipo standard.

B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi

È da premettere che all'epoca la cabina CS1 (come pure la CS2) era ancora attrezzata con quadri dotati di tecnologia "a giorno", ovvero quadri isolati in aria e non segregati all'interno di strutture chiuse, a tenuta d'arco.

L'evento si è prodotto allorché un roditore, introdottosi all'interno della cabina CS1 presumibilmente dai passaggi cavi, determinava un corto circuito nel sistema n. 1 di sbarre a 6 kV della stessa cabina. Data la vicinanza del sistema di sbarre n. 2, l'arco, prodotto in aria, si estendeva facilmente al secondo sistema di sbarre e lo coinvolgeva nel corto circuito.

Pertanto, il corto circuito, sui sistemi di sbarre 1 e 2, determinava l'intervento delle protezioni di massima corrente lato 6kV delle rispettive alimentazioni dei trasformatori TS1 e TS2, che mettevano fuori servizio sia la cabina CS1, sia la cabina CS2 da cui la CS1 era alimentata tramite le connessioni LA1 ed LA2.

Pertanto, solo per la sezione di impianti alimentati da CS1 e CS2 si è determinata una disalimentazione totale, di entrambi i Sistemi di Sbarra, mentre non vi è stato alcun interessamento per le cabine utenze alimentate dalle cabine CS3 e CS4 che hanno continuato nel normale funzionamento.

Il rientro dell'alimentazione avveniva entro 30÷40 minuti per i due sistemi di sbarre della Cabina CS2, mentre circa 2÷3 h dall'evento per i due sistemi di sbarre della Cabina CS1.

C. Cause accertate all'origine degli eventi

Causa di natura esterna: innesco del corto circuito da parte di roditore introdottosi nella cabina n.1 attraverso i passaggi dei cavi. L'animale è stato rinvenuto carbonizzato in prossimità delle sbarre.

D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.

Azioni correttive messe in atto: ripristino delle parti danneggiate, ripristino dell'isolamento e rimessa in servizio dei quadri di CS1 e CS2.

Azioni migliorative messe in atto: realizzazione di due nuove cabine CS1 e CS2 costituite da quadri blindati a tenuta d'arco interno.

Tale investimento ha costituito un importante aggiornamento della tecnologia delle cabine CS1 e CS2. Infatti tale tecnologia rende sia più sicuro ed affidabile l'esercizio dei quadri che sono protetti da interferenze esterne, come l'ingresso di animali in prossimità delle parti in tensione, sia impossibile il passaggio di un guasto da un sistema all'altro, sia in generale più sicura la manovra da parte degli operatori, in quanto gli eventuali guasti sono confinati all'interno della struttura a tenuta d'arco interno.

Il completamento e la messa in servizio delle nuove cabine CS1 e CS2, e concomitante dismissione delle vecchie cabine hanno avuto luogo rispettivamente, nel gennaio 2019 per la CS2, e febbraio 2019 per la CS1.

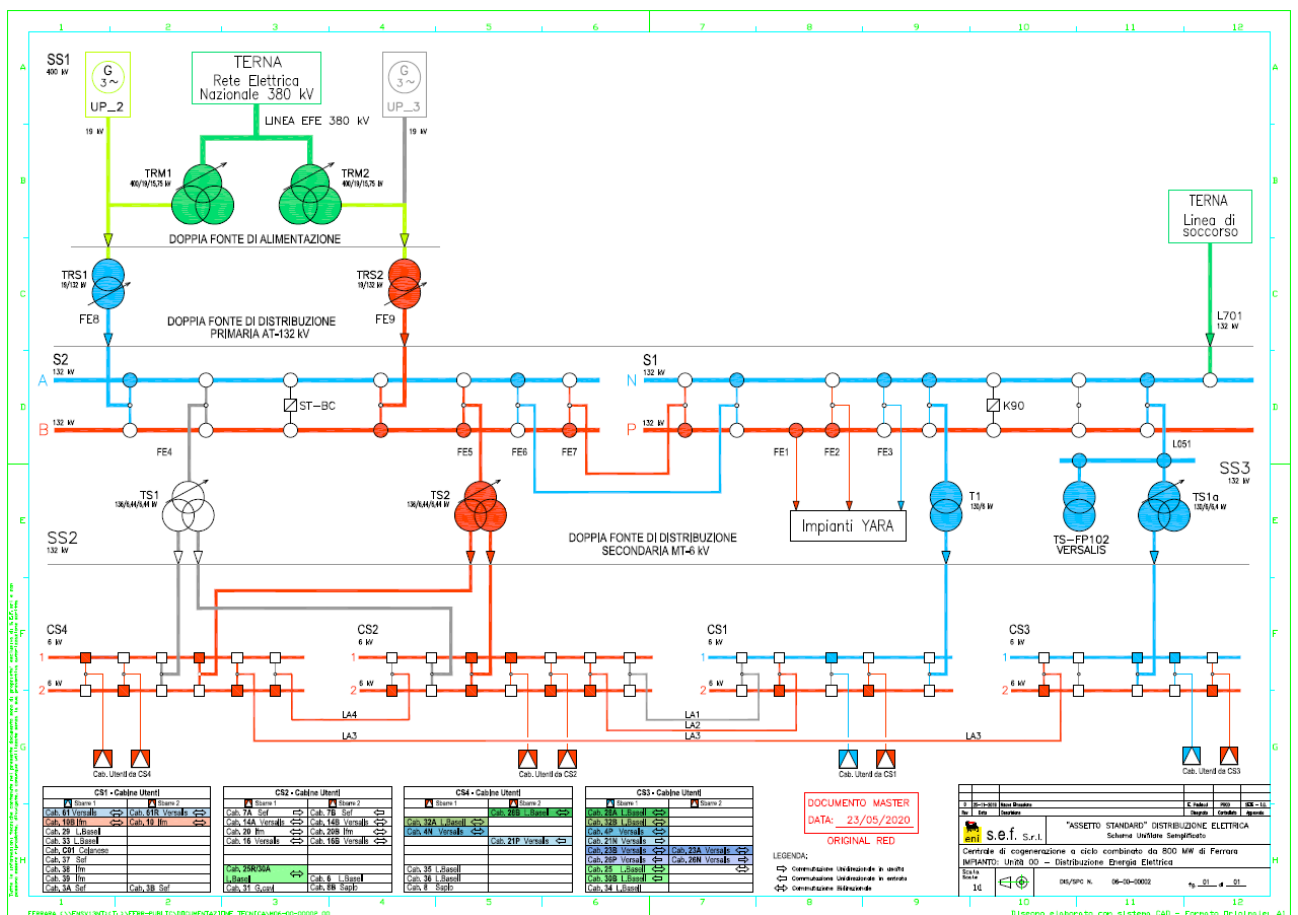
Altre azioni preventive messe in atto: nel febbraio 2018 nelle vecchie cabine veniva installato e messo in esercizio (nei relativi locali cavi seminterrati) un sistema antiroditore a ultra/infra suoni. Lo stesso sistema, dopo il trasferimento di funzionalità dalle vecchie alle nuove cabine, è stato trasferito nelle nuove cabine dopo la loro messa a regime. Tali sistemi antiroditore sono ora funzionanti a salvaguardia e beneficio anche dei cavi, visto che ormai i quadri sono sigillati.

2.5 – EVENTO N.5 DEL 22/05/2020

A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,

L'assetto di partenza della rete di distribuzione elettrica era differente da quello standard: infatti, il trasformatore TS1 (in grigio nello schema di fig. 4) era fuori servizio per manutenzione programmata dell'interruttore lato 6 kV sito in Stazione S2 su partenza FE4. Pertanto, le cabine CS2 e CS4 erano in marcia con i Sistemi Sbarra A e B uniti, ovvero sbarre 1 e 2 alimentate insieme dal solo trasformatore TS2 (sbarre indicate con la stessa colorazione rossa). Tale configurazione, oltre che nell'Allegato 6, si può vedere anche nella seguente Fig. 4. Comportando tale assetto, anche se solo per una parte dello stabilimento, l'assunzione di un "radiale semplice", il Gestore aveva dato comunicazione preventiva alle società coinvidate del particolare assetto.

Fig. 4: Schema unifilare semplificato della Rete nell'assetto immediatamente precedente l'evento del 22/05/2020



B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi

L'evento si manifestava con l'intervento della protezione differenziale di sbarra n.2 della Stazione S2, che, aprendo gli interruttori di TS2 e TRS2, disalimentava completamente la stessa sbarra 2, causando la disalimentazione totale delle cabine CS2 e CS4 (alla luce della premessa di cui al punto A.) e parziale delle cabine CS1 e CS3 (solo il Sistema di Sbarra B).

Il rientro della tensione sui sistemi disalimentati veniva ripristinato entro circa 30 min, previa indagine preliminare sulla situazione e delle manovre necessarie allo scopo.

C. Cause accertate all'origine degli eventi

Causa tecnica accertata: l'unica causa, risultata di natura tecnica, è stato il cedimento inaspettato e per cause interne di un polo di un interruttore tipo (già ABB) Hitachi/PASS posto sulla partenza ST-TRS2.

L'interruttore, di recente costruzione ed installazione (meno di 10 anni), era peraltro garantito dal costruttore Hitachi essere esente da interventi manutentivi prima di 20 anni.

Da report RCA del costruttore, la causa più probabile del guasto è stata pertanto attribuita ad una infiltrazione di acqua o umidità all'interno di un organo meccanico, probabilmente risalente ad una difettosità in fase di installazione iniziale, che poi ha degradato dapprima il comportamento meccanico e poi, indirettamente, lo stato del gas isolante a causa di innesco di microscariche.

D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.

Azioni correttive eseguite: sostituzione del polo guasto dell'interruttore con altro di pari prestazioni nel gennaio 2021.

Azioni preventive e predittive: a parte mantenere una linea diretta su questi items con il costruttore, ai fini di una manutenzione periodica ottimale, in occasione del guasto sono stati fatti controlli di funzionalità meccanica ed elettrica sugli altri interruttori della stessa famiglia senza riscontrare altre anomalie.

Inoltre, è stata avviata una campagna di manutenzione predittiva, basata su analisi dell'isolante contenuto nei poli (gas SF6), dai cui parametri fisico-chimici si può determinare la presenza di potenziali elementi di guasto incipiente. Le verifiche sono state estese applicate agli interruttori della stessa famiglia PASS e saranno applicate ciclicamente, non riscontrando al momento fenomeni incipienti.

2.6 – EVENTO N.6 DEL 09/02/2022

A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,

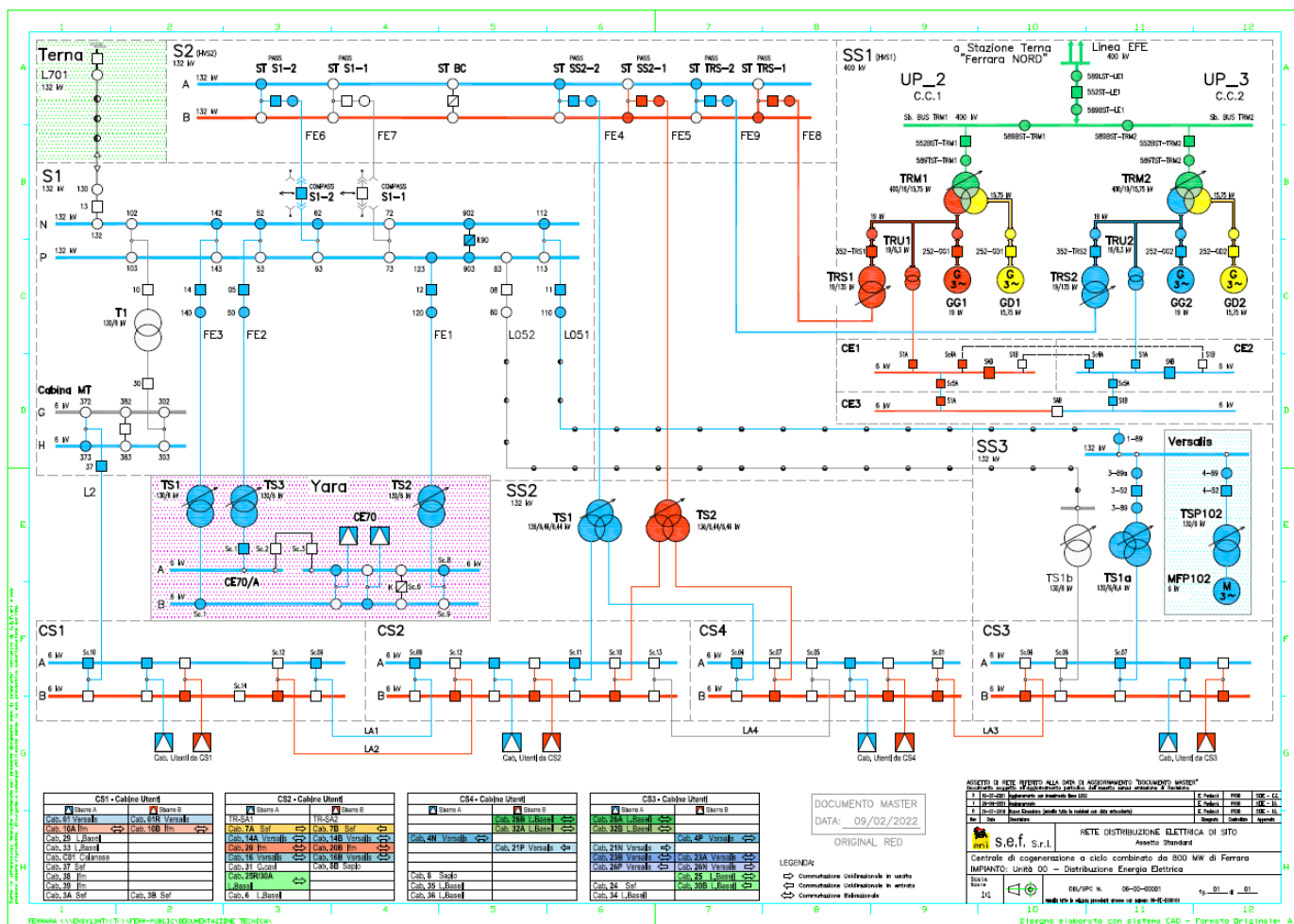
L'assetto di partenza della rete di distribuzione elettrica non era standard: Linea FE7 di collegamento tra la Stazione S2 e la Stazione S1 fuori servizio.

La linea FE7 era stata messa fuori servizio per manutenzione programmata al relativo quadro protezioni, pertanto le sbarre 1 e 2 della stazione S1 (da cui si alimentano in toto gli impianti di una determinata società coinsediata, vedere riquadro rosa) erano entrambi sotto la sbarra 1 di S2, a sua volta alimentata dal CC2 tramite TRS2 (entrambi sotto sistema di colore azzurro). Tale configurazione, oltre che nell'Allegato 7, si può vedere anche nella seguente Fig. 5.

Il sistema a Doppio Radiale era garantito nelle cabine CS1, CS2, CS3 e CS4.

In ogni caso, comportando tale assetto, anche se solo per una parte limitata dello stabilimento, l'assunzione di un "radiale semplice", il Gestore aveva dato comunicazione preventiva alle società coinsiediate del particolare assetto.

Fig. 5: Schema unifilare semplificato della Rete nell'assetto immediatamente precedente l'evento del 09/02/2022



B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi

L'evento è stato caratterizzato da un guasto interno al trasformatore TRM2 del CC2 e conseguenti blocco del CC2, disalimentazione dello stesso dalla rete RTN a 400kV e disalimentazione di TRS2 e sbarra 1 della S2.

C. Cause accertate all'origine degli eventi

Causa tecnica accertata: il guasto interno al trasformatore TRM2 si è originato dalla presenza di sali di rame e di argento su parti attive di macchina, generati dalla presenza in modo inaspettato ed imprevedibile di una sostanza corrosiva nell'olio minerale isolante del trasformatore.

La campagna analitica eseguita preventivamente all'evento sul trasformatore, conforme agli ultimi Standard internazionali per la tipologia di macchina, non avevano fatto emergere alcuna criticità ai fini della corrosività dell'olio in quanto tale sostanza non rientra tra quelle tipicamente previste dalla normativa.

Le analisi per rilevare e comprovare, con assoluta certezza la presenza di tale sostanza, sono state eseguite da più laboratori specialistici nel campo degli oli dielettrici minerali, due italiani (Sea Marconi incaricato da Enipower, Terna incaricato dal CESI), ed un terzo, il Laboratorio chimico europeo Nikola Tesla di Belgrado incaricato da Enipower; tutti hanno confermato tale presenza.

Inoltre, non sono ancora chiare le origini della presenza di questa sostanza corrosiva all'interno dell'olio, per capire le quali vi sono ancora indagini in corso (vi è una Root Cause Analysis complessiva in corso affidata al CESI).

D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.

Azioni correttive eseguite: riparazione del trasformatore, attualmente in corso, per il quale è prevista l'ultimazione, e rientro in servizio, entro maggio 2023.

Azione preventiva e predittiva: è stata avviata una nuova campagna di manutenzione predittiva, basata su analisi dell'olio isolante dei trasformatori di maggiore rilevanza, per la ricerca della nuova sostanza corrosiva rilevata; tale analisi chimica si aggiunge alle analisi fisico-chimiche già regolarmente eseguite, secondo prassi consolidata, per le più frequenti verifiche di regolare funzionamento basate sulla detezione di parametri quali, a titolo di esempio, presenza di umidità, gas disciolti, furani, etc., che servono tipicamente per prevenire fenomeni degenerativi e di guasto dei trasformatori in olio minerale.

2.7 – EVENTO N.7 DEL 19/08/2022

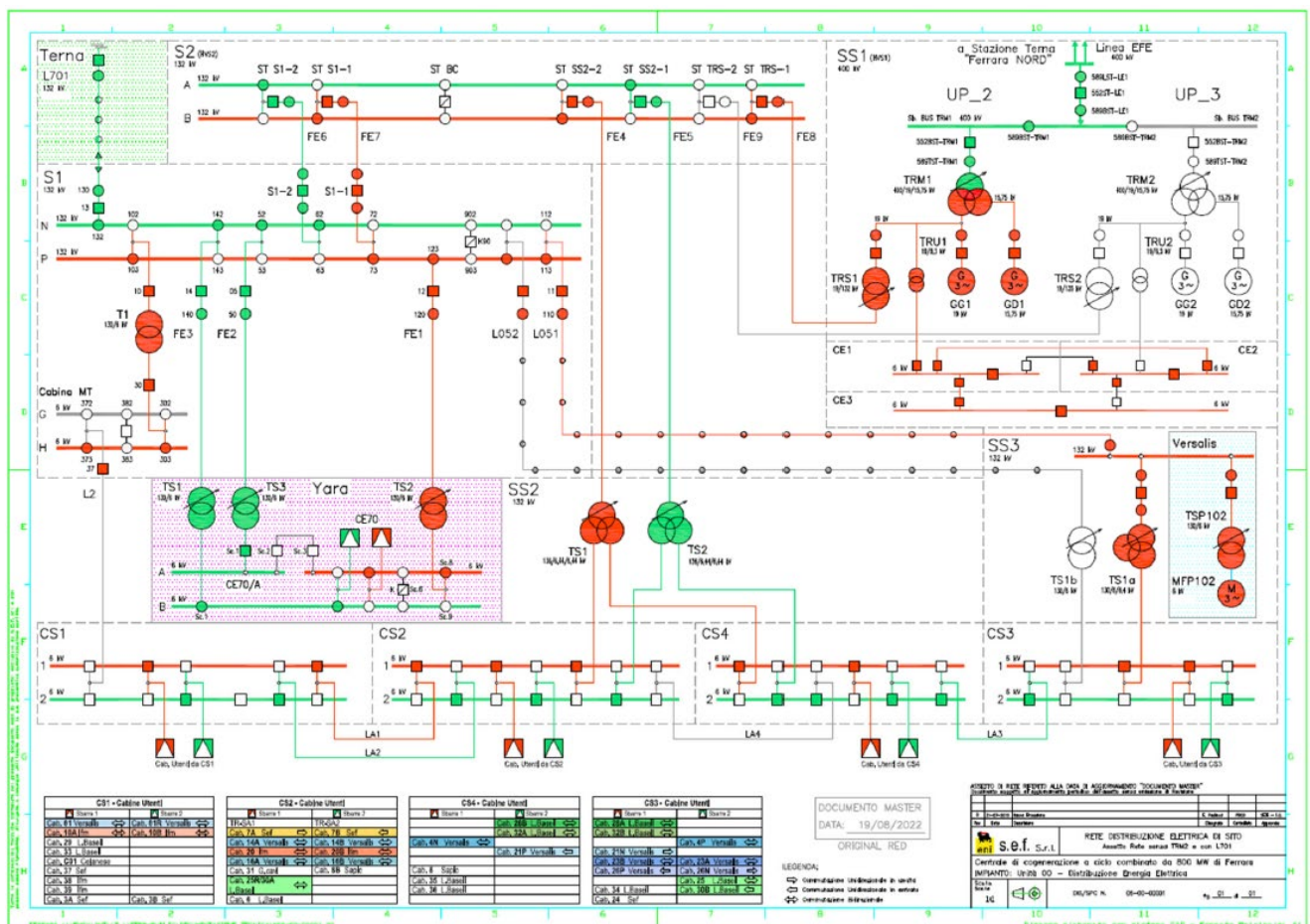
A. Condizioni al contorno, assetti e circostanze specifiche prima del guasto,

L'assetto di partenza della rete di distribuzione elettrica era non-standard: prima dell'evento atmosferico, il Sistema di "Sbarre B" della S2 era alimentato dal Ciclo Combinato 1 tramite il quale era connesso alla rete a 400kV, mentre il Sistema di "Sbarre A" AT di S2 era alimentato tramite la Linea Terna a 132 kV L701 (il CC2 era fermo).

Tale configurazione, oltre che nell'Allegato 8, si può vedere anche nella seguente Fig. 6.

L'assetto assunto garantiva comunque il sistema a Doppio Radiale per tutto lo stabilimento, sia in termini di indipendenza dei sistemi di alimentazione, sia di piena potenzialità di ciascun sistema ai fini dei carichi di stabilimento.

Fig. 6: Schema unifilare semplificato della Rete nell'assetto immediatamente precedente l'evento del 19/08/2022



B. Modalità di accadimento ed effetti degli eventi

A partire dalle h.8, un nubifragio violento si è concentrato in poco tempo (65mm di precipitazioni in circa 90 min). sullo stabilimento e sulla città di Ferrara. Lo stabilimento è stato inondato oltre la capacità di aggotamento delle fogne bianche del Sito.

I collettori della rete vapore sono stati sommersi da acqua in quanto sono posati in tratturo, sotto il piano campagna, e tutti i tratturi di stabilimento erano totalmente allagati. Ciò ha determinato la progressiva condensazione del vapore nelle tubazioni, provocando una riduzione progressiva del vapore trasmissibile che ha condotto alla fermata di quasi tutti gli impianti del Sito.

Successivamente si sono registrati alcuni parziali allagamenti degli spazi sottocabina della rete elettrica (cabine CS oltre che di diverse cabine dei reparti utilizzatori); in tale scenario si è disalimentata la sbarra 1 della cabina CS3 alle h.11.17 e le due sbarre 1 e 2 della CS1 per intervento di protezioni elettriche, causa presenza di acqua su alcune apparecchiature.

Alle ore 12:10, dopo aver accertato che tutti gli impianti del Polo Chimico fossero fermi, previa comunicazione tra le società del Sito, sono state disalimentate le cabine CS2, CS3 e CS4 in via del tutto precauzionale.

La rete EE di AT (132kV e 400kV) è sempre rimasta in servizio.

Cabine CS rialimentate:

- CS1 in circa 12 h;
- CS2 e CS4 in 24h;
- CS3 in 48h.

La rete vapore è stata riavviata dopo circa 60h.

C. Cause accertate all'origine degli eventi

Causa tecnica accertata: La massa d'acqua caduta sull'intero Sito petrolchimico ha superato la capacità di aggrottamento dell'impianto fogne bianche dello stabilimento.

I tratturi che ospitano le tubazioni della rete vapore si sono allagati. Le tubazioni non sono progettate per funzionare in immersione, il raffreddamento delle tubazioni ha determinato la condensazione del vapore, e la formazione di condensa ha ridotto la sezione utile per il transito del vapore; quindi la progressiva riduzione del vapore trasmesso ha causato la fermata degli impianti.

Si sono registrati alcuni parziali allagamenti degli spazi sottocabina della rete elettrica (cabine CS e alcune cabine di reparto), in quanto, sia pure attivati i sistemi di aggrottamento, la rete di smaltimento delle acque meteoriche del Sito era ferma.

D. Azioni correttive adottate, eventuali azioni preventive e/o migliorative adottate.

Azioni correttive eseguite: dopo l'aggrottamento delle acque, sono stati effettuati tutti i ripristini e pulizie del caso, le cabine CS sono state rimesse in servizio ed è ripresa la produzione e distribuzione di vapore con riavviamento progressivo di tutti gli impianti nei tempi indicati al punto B.

3. CONCLUSIONI

Si riportano di seguito, in sintesi, le conclusioni delle analisi svolte in adempimento alla prescrizione n. 50 in oggetto.

Premessa

- a. il Gestore (SEF) svolge il proprio compito di distributore e/o fornitore di utilities secondo modalità basate sulle migliori tecnologie disponibili sul mercato industriale (Best Technologies). Anche a seguito degli investimenti eseguiti negli anni 2004-2009, con l'installazione dei Cicli Combinati, la rete di distribuzione di energia elettrica ha visto ulteriormente accresciuta la sua affidabilità. Come attestato altresì da un'analisi eseguita dal Comitato Elettrotecnico Sperimentale Italiano (**CESI**) nel 2013 *"...(**omissis**)... l'affidabilità della rete elettrica del sito di Ferrara è buona in relazione alla continuità di fornitura alle cabine utenti. (...omissis...)"* e *"Gli interventi realizzati con l'istallazione dei cicli combinati e con le modifiche della rete hanno determinato un sensibile aumento dell'affidabilità della rete stessa (...omissis...)"*, cit. par. 9 – Conclusioni [Studio CESI, 2013, Allegato 9].
- b. Nell'ambito del traguardo di piena affidabilità del sistema di distribuzione, il Gestore ha adottato il sistema a "doppio radiale" della rete elettrica (cfr. paragrafo 1.1) in cui ciascuna fonte ha la potenzialità per sostenere tutto il carico del Sito e che rappresenta il più robusto tra i sistemi di distribuzione elettrici adottabili benché il più oneroso dai punti di vista operativo ed economico (cit. par. 9 Studio Cesi 2013). Nel Sito in esame è stata inoltre prevista una ridondanza anche delle fonti di energia nei casi prevalenti di marcia contemporanea dei due Cicli Combinati in collegamento con la RTN a 400kV. Infine, va sottolineata l'esistenza di una connessione di soccorso con la Linea RTN a 132kV.
- c. Il Gestore ha aderito alla Determinazione Prot. 6633/AREAV del 11/03/2014 emesso dalla Prefettura di Ferrara. Comunica pertanto preventivamente agli Enti di controllo e vigilanza e alle Società coinsediate l'eventuale adozione episodica di assetti impiantistici della rete di distribuzione elettrica diversi dal sistema doppio radiale, per permettere a queste ultime di svolgere le proprie valutazioni ed assumere per i propri impianti gli assetti impiantistici di volta in volta più adeguati.
- d. Per la distribuzione del vapore tecnologico il Gestore utilizza una architettura di rete mista ad anello e radiale alla quale sono collegati sia i due generatori di vapore dei Cicli Combinati sia le n. 4 caldaie a recupero, gestite da altre due società di stabilimento come meglio specificato nel paragrafo 1.2.
- e. La produzione e distribuzione delle acque chiarificate e demineralizzate sono eseguite con un fattore di disponibilità e affidabilità praticamente pari al 100%.
- f. Il Gestore attua metodologie di manutenzione con riferimento alle Best Practices di settore. Le proprie Procedure, Istruzioni Operative e Piani di Manutenzione, coerenti con gli standard Eni, sono in linea con le più avanzate normative del settore. L'impegno di spesa complessiva per la **Manutenzione (in prevalenza di tipo Preventivo-Ciclico)** è di circa **9,9 M€/anno** (media del quadriennio).
- g. A conferma tangibile del proprio impegno e del costante miglioramento dei propri impianti, oltre all'investimento messo in atto negli anni 2004-2009, per la costruzione e messa in marcia dei Cicli

Combinati, il Gestore ha realizzato, nel **periodo 2010 ÷ 2022, un piano di investimenti per circa 18,6 milioni di euro** finalizzato, oltre che al rinnovamento ed adeguamento tecnologico della propria rete, all'ulteriore rafforzamento di interconnessioni, ridondanze e flessibilità del proprio sistema elettrico. Le opere principali di tale piano, in sintesi, sono state:

- i. l'installazione di 4 nuovi trasformatori (TRS1, TRS2, TS1, TS2) e reimpiego nella nuova posizione TS1b (in SS3) del trasformatore già impiegato nella posizione TS1;
 - ii. la realizzazione della nuova sottostazione S2 a 132 kV a doppia sbarra per garantire piena interconnessione funzionale a doppio radiale tra SS1 ed S1;
 - iii. la posa di 6 nuove linee a 132 kV di interconnessione tra la S2 sia con i nuovi trasformatori, sia con le altre sottostazioni (FE4, FE5, FE6, FE7, FE8, FE9);
 - iv. la realizzazione di 2 nuove cabine di Media Tensione (CS1 e CS2) attrezzate con quadri elettrici impieganti le più recenti tecnologie costruttive di sicurezza (quadri a tenuta d'arco interno);
 - v. una serie di opere civili e sistemi ausiliari ed accessori (protezioni elettriche, dispositivi di automazione, servizi strumentali antincendio, etc.) di supporto ai succitati nuovi items.
- h. Il Gestore, a seguito degli interventi impiantistici citati al precedente punto, ha incaricato nuovamente il CESI di determinare l'affidabilità della sua rete elettrica (Allegato 10). I risultati dello studio sono stati nuovamente positivi e hanno confermato una rete elettrica con coefficienti di disponibilità ed affidabilità ottimi. Al paragrafo "10. Conclusioni" dello Studio è infatti riportato:
- *"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."*
 - *"I risultati ottenuti, ...(omissis)..., 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."*
 - *"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."*
 - *"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 degli stessi (< 38.12 minuti/anno);"*

- i. Il Gestore ha incaricato il **Bureau Veritas Nexta (BVN)**, quale soggetto certificatore ed asseveratore, di condurre un'analisi, oltre quella specialistica della rete elettrica di cui sopra, sulle reti delle altre utilities: le reti di distribuzione del vapore, le reti di distribuzione di acqua chiarificata e demineralizzata, nonché una verifica della regolamentazione contrattuale che mette in relazione il Gestore ai soggetti di mercato (venditori abilitati) e alle utenze del Sito petrolchimico. BVN ha verificato dapprima gli aspetti di affidabilità delle reti elettrica, vapore ed acque. Per la rete elettrica conferma le conclusioni dello studio CESI di cui si è già detto al punto sopra riportato. Sia per le reti del vapore a due livelli di pressione, che sulle reti acque, sulla base della documentazione analizzata si riscontra parimenti la sostanziale affidabilità di tali reti.
- j. Dall'analisi dei contratti che regolamentano le forniture di energia elettrica agli utenti, BVN conclude quanto di seguito riportato (Cap.3. "Conclusioni"):

"...dall'analisi dei contratti stipulati, si evince che non vi sia un livello di affidabilità minima che SEF debba garantire alla rete di distribuzione. Nonostante ciò, il sistema di produzione e distribuzione dell'energia elettrica risulta avere un'affidabilità elevata grazie alle soluzioni impiantistiche e alle ridondanze così come il sistema di produzione e distribuzione del vapore risulta essere affidabile data l'evidenza di mancati guasti diretti occorsi su quest'ultimo."

- k. Anche per le altre utilities (vapore ed acque), le conclusioni di BVN riportate ai paragrafi, rispettivamente 2.5.B e 2.5.C, sono similari:

"nei contratti di fornitura del vapore (delle acque) alle società insediate nel Polo Chimico non risultano essere presenti clausole contrattuali che garantiscano la continuità assoluta del servizio, ma soltanto le caratteristiche standard di fornitura."

- l. Infine, BVN, dall'analisi dei guasti, delle analisi di guasto condotte e delle azioni correttive, preventive e migliorative messe in atto, nonché sullo specifico tema degli impatti ambientali richiamati dalla Prescrizione 50, dichiara:
- *"Relativamente agli eventi occorsi dal 2017 al 2022, si ritiene che SEF abbia individuato le cause ed implementato azioni correttive ma soprattutto preventive con il fine di evitare il ripetersi di tali eventi. A riprova di ciò si è evidenziato che gli eventi occorsi sono stati tutti relativi a cause radice differenti."*
 - *"Pertanto, si ritiene che SEF abbia pienamente soddisfatto la prescrizione su citata e che eventuali attivazioni di sistemi di emergenza degli impianti interni al Polo Chimico che possano avere potenziali ripercussioni dal punto di vista ambientali non ricadono sotto la responsabilità e competenza di SEF ma del Gestore dello specifico impianto."*

In sintesi.

- Le cause delle interruzioni, parziali o totali delle utilities verificatesi in riferimento agli eventi di interesse, sono state singolarmente individuate e comunicate agli Enti preposti (MATTM-MITE, ISPRA, ARPAE, Prefettura, Protezione Civile, Vigili del Fuoco, AUSL). Gli eventi sono stati approfonditamente

analizzati e sono risultati avere cause di volta in volta differenti, e comunque non catalogabili in carenze strutturali dei sistemi adottati.

- Le corrispondenti azioni correttive, preventive o migliorative individuate, di carattere tecnico o gestionale, sono già state tempestivamente implementate.
- Nell'arco temporale di sei anni analizzati, in una sola circostanza (evento n.3) e comunque in un assetto di rete elettrica non standard si è avuta una interruzione totale di energia elettrica. In tutti gli altri casi, grazie alla distribuzione del tipo "doppio radiale", è sempre stata disponibile una fonte di alimentazione di energia elettrica per le commutazioni automatiche.
- Nello stesso arco di tempo di sei anni, si sono avute solo due interruzioni totali della fornitura del vapore. La prima derivante da cause di guasto interne (evento n.1) del Gestore, peraltro non strettamente attinenti alla rete vapore e che, in ogni caso, sono state rimosse.
La seconda (evento n.7), per un evento meteorologico anomalo che ha causato l'allagamento dei tratturi in cui sono posate le tubazioni del vapore.

In conclusione.

Fermo restando che il Gestore non ha alcuna competenza sui processi industriali impiegati dalle altre società coinsediate nel Polo Chimico, come previsti dalle rispettive AIA, dalle autorizzazioni ambientali, e dai rispettivi rapporti di sicurezza ex-Art. 15 del D.Lgs 105/2015, (ove presenti), con particolare riferimento ai sistemi di emergenza adottati:

- A. sono state analizzate compiutamente le cause dei singoli eventi che hanno interessato le reti del Gestore e sono state implementate tutte le possibili soluzioni tecniche gestionali ed impiantistiche di propria pertinenza, la cui valenza risulta convalidata dalle risultanze delle valutazioni effettuate rispettivamente da CESI e BVN.
- B. è stato implementato un Sistema di Gestione **HSE (Health, Safety, Environment)** e adottate attente politiche di Asset Integrity con l'obiettivo di assicurare che gli asset svolgano le proprie funzioni in modo efficace ed efficiente per raggiungere gli obiettivi di business, anche in termini di continuità di esercizio degli impianti, salvaguardando la sicurezza e la salute delle persone, l'ambiente e la reputazione aziendale lungo l'intero ciclo di vita degli asset stessi. Tale sistema di Gestione, e le correlate politiche di Asset Integrity, sono state sviluppate in coordinamento con Eni, ispirandosi alle più avanzate normative del settore e basando la propria strategia sul miglioramento continuo.
- C. Si va in continuità con le attività programmate di manutenzione ordinaria che impiegano risorse per circa 9,9 M€/anno (valore medio su base quadriennale).

4. Allegati

- **ALLEGATO 1:** SEF _ Rete di Distribuzione Elettrica di sito _ DS-SPC n.06-00-00001 del 19/07/2021
- **ALLEGATO 2:** SEF _Tabella Analisi Eventi _ dettaglio n.7 Eventi 2017-2022
- **ALLEGATO 3** - PEC del 17/02/2017: Comunicazione FE/DIR/Prot. 13 “Relazione tecnica esplicativa evento del 8 febbraio 2017”.
- **ALLEGATO 4** - PEC del 02/10/2017: Comunicazione FE/DIR 38/17 “Nota tecnica disservizio parziale disalimentazione elettrica Petrolchimico di Ferrara del 30 settembre 2017”.
- **ALLEGATO 5** - PEC del 17/10/2017: Comunicazione FE/DIR/Prot. 49 “Vs. richiesta ARPAE Prot. PGFE 11675/2017 del 13/10/2017” (eventi del 07-09/09/2017).
- **ALLEGATO 6** - PEC del 18/06/2020: Comunicazione FE/DIR/Prot. 28/20 “Richiesta informazioni in relazione ad episodio di mancata erogazione di energia elettrica presso il sito multisocietario di Ferrara del 22/05/2020”.
- **ALLEGATO 7** - PEC del 21/02/2022: Comunicazione FE/DIR/Prot. 9/22 “Richiesta informazioni in relazione ad episodio di mancata erogazione di energia elettrica presso il sito multisocietario di Ferrara del 09/02/2022”
- **ALLEGATO 8:** PEC del 16/09/2022: Comunicazione FE/DIR/Prot. 51/22 “Risposta a ISPRA in riferimento a richiesta Prot. N. 0047313/2022 del 26/08/2022 avente oggetto: << Richiesta informazioni in relazione ad episodio alluvionale presso il sito multisocietario di Ferrara del 19/08/2022>>”
- **ALLEGATO 9** – CESI B3028056 2013 “Studio di affidabilità rete elettrica s.e.f. di Ferrara”
- **ALLEGATO 10** – CESI C3003343 2023 “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”
- **ALLEGATO 11** - Bureau Veritas Nexta 2023 “Relazione tecnica di asseveramento dei livelli di affidabilità e dei limiti di responsabilità nella gestione delle reti utilities”.