



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

A.A. 2020/2021

Sessione di Laurea novembre 2021

Programmazione delle indisponibilità sulla rete di trasmissione con particolare riferimento ai lavori sotto tensione (LST)

Relatori:

Professor Enrico Carpaneto
Ingegnere Paolo Cuccia

Candidati:

Riccardo Scalzo

Ringraziamenti:

Prima di procedere con la trattazione, vorrei dedicare qualche riga a tutti quelli che mi sono stati vicino in questo percorso di crescita personale.

Vorrei innanzitutto ringraziare l'ingegner Paolo Cuccia e il professor Enrico Carpaneto, i quali mi hanno seguito in questa esperienza, e che mi hanno permesso di affacciarmi alla finestra della vita lavorativa.

Senza il supporto morale della mia famiglia, non sarei mai potuto arrivare al raggiungimento di questo traguardo, e quindi li ringrazio di cuore, soprattutto per esserci sempre stati nei momenti di sconforto.

A questo punto non posso non ringraziare la mia fidanzata Chiara, che ha avuto l'arduo compito di sopportarmi ad ogni sessione di esami.

E ringrazio tutti coloro che mi vogliono bene e che mi hanno dato una mano in questa avventura.

Grazie a tutti, senza di voi non ce l'avrei mai fatta.

Sommario

Indice acronimi e sigle:	6
1. Introduzione	8
2. La rete di trasmissione	10
2.1 Sistemi HVDC	12
2.2 Topologia della rete	15
2.3 Gestione della rete	15
2.4 Analisi generica di una linea elettrica	17
2.4.1 Linea come doppio bipolo:	19
2.5 Modellizzazione della rete	21
2.6 Equazioni di load flow	25
3. Applicativo CRESO	26
3.1 Modellizzazione matematica utilizzata in CRESO per i sistemi HVDC	30
4. Codice di rete italiano	35
4.1 Gestione, esercizio e manutenzione della rete	35
4.2 Salvaguardia della sicurezza	37
4.3 Istruzione operativa – Gestione indisponibilità	40
5. Lavori sotto tensione (LST)	42
5.1 Cenni storici e metodi di Lavoro Sotto Tensione:	43
5.2 LST in altri paesi	46
5.3 Tipologie di intervento LST	53
5.4 Attrezzature per LST	54
5.5 Analisi costi delle attività	55
6. Analisi indisponibilità	59
7. Conclusioni	70
A. Appendice	78
Bibliografia:	79

Indice acronimi e sigle:

- AEP: unità di programmazione 220-132 kV;
- AOT: Area Operativa Territoriale di Trasmissione;
- ARERA: Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente;
- CCT: centro di controllo e conduzione territoriale;
- CNC: centro di controllo nazionale;
- CP: cabina primaria;
- DPI: dispositivi di protezione individuale;
- DSA: Dynamic Security Assesment;
- EMS: Energy Management System;
- ENS: energia non servita.
- ENSR: energia non servita di riferimento;
- FT: fuori tensione;
- HVDC: High Voltage Direct Current;
- LST: lavori sotto tensione;
- MAVL: Metodi, Attrezzature, Volo e LST;
- PAS: unità di programmazione 380 kV;
- RSE: regime speciale di esercizio;
- RTN: rete di trasmissione nazionale;
- SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition;
- SEC: sistema elettrico controllato;
- SEN: sistema elettrico nazionale;
- SO: System Operator;
- TA: trasformatori amperometrici;
- TSO: Transmission System Operator;
- TV: trasformatori voltmetrici;
- UdD: utenti del dispacciamento;
- UP: unità di produzione;

1. Introduzione

Il settore elettrico, progressivamente liberalizzato a partire dal 1999, è composto da quattro segmenti ben distinti. A monte, la produzione di elettricità viene realizzata sfruttando fonti fossili o fonti rinnovabili, mantenendo un regime di libero mercato. A valle, società si occupano di distribuire l'elettricità gestendo le reti locali, e di commercializzarla presso gli utenti finali.

Terna, invece, occupa la posizione centrale nella filiera, ricoprendo il compito della trasmissione, ossia la gestione, il mantenimento e lo sviluppo della rete elettrica nazionale ad alta tensione, e del dispacciamento, attività che consiste nel gestire i flussi di elettricità sulla rete in qualsiasi momento.

Opera in un regime di monopolio naturale, ovvero una modalità di governance ampiamente diffusa anche a livello europeo, poiché la configurazione ottimale è avere un solo operatore sul territorio nazionale. Inoltre, opera all'interno di un mercato regolato dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA). Per garantire la concorrenza all'interno del mercato, non intervengono nell'ambito della produzione, della distribuzione e della vendita di energia elettrica ^[1].

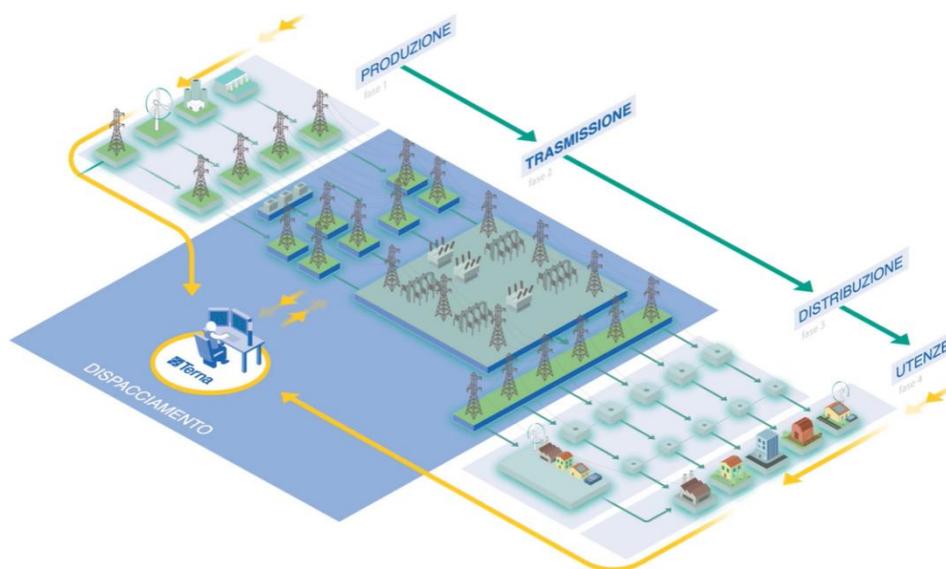


Fig. 1.1: Rappresentazione delle quattro fasi del sistema elettrico nazionale

Il presente documento ha avuto origine in seguito ad un periodo di stage curriculare svolto presso il presidio di Torino di Terna Rete Italia. Nello specifico, la parte che ho seguito personalmente si focalizza sul tema del dispacciamento.

In qualità di System Operator (SO), Terna deve garantire, istante per istante, che l'energia richiesta dai consumatori (famiglie e aziende) sia sempre in equilibrio con l'energia

prodotta. L'elevato grado di complessità di questo compito impone, infatti, un coordinatore centrale dotato di potere di controllo su un numero elevato di attori, sia sul fronte della produzione sia su quello della domanda, e negli ultimi anni anche della produzione da fonti rinnovabili "non programmabili".

L'attività di dispacciamento comprende:

- la programmazione delle indisponibilità di rete e degli impianti di produzione con diversi orizzonti temporali;
- la previsione del fabbisogno elettrico nazionale;
- il confronto di coerenza tra fabbisogno e programma delle produzioni, determinato come esito del mercato libero dell'energia (Borsa Elettrica e contratti fuori Borsa);
- l'acquisizione di risorse per il dispacciamento;
- la verifica dei transiti di potenza per tutte le linee della rete e dei limiti operativi.

Il controllo "in tempo reale" del sistema è assicurato dal Centro Nazionale di Controllo, centro nevralgico del sistema elettrico nazionale italiano che coordina gli altri centri sul territorio. Garantisce il monitoraggio del sistema ed esercita l'attività di dispacciamento, intervenendo con indicazioni precise ai produttori e ai centri di teleconduzione in modo da regolare, di volta in volta, l'offerta e l'assetto della rete. Per evitare il rischio di disalimentazioni estese, può intervenire in condizioni di emergenza anche a riduzione della domanda, ovvero imponendo vincoli e riducendo il carico ^[2].

L'analisi condotta in questo elaborato partirà da un'introduzione sulla rete di alta tensione, dove verrà unito l'approccio scolastico a quello utilizzato da Terna. Verranno inoltre presentati alcuni programmi aziendali che permetteranno di comprendere con maggior chiarezza come Terna opera.

Successivamente verrà introdotto il tema riguardante i lavori sotto tensione (LST), con excursus sulle normative vigenti. Da qui partirà tutta l'analisi dei dati che sono stati raccolti, filtrati ed analizzati durante il periodo di stage presso l'azienda. In particolare, si è voluto far risaltare un aspetto di rischio energetico/economico "ipotetico" che, in caso di aumento dell'impiego dei lavori sotto tensione verrebbe attenuato in modo significativo.

2. La rete di trasmissione

La rete di trasmissione è una rete esercita in alta tensione con struttura magliata. Per quanto riguarda i principali livelli di tensione che è possibile trovare sul territorio (Nord-Ovest), identifichiamo:

- reti a 380 kV;
- reti a 220 kV;
- reti a 132 kV.

È possibile trovare altri livelli di tensione (es. 60 kV), legati a retaggi storici e a diverse realtà operative.

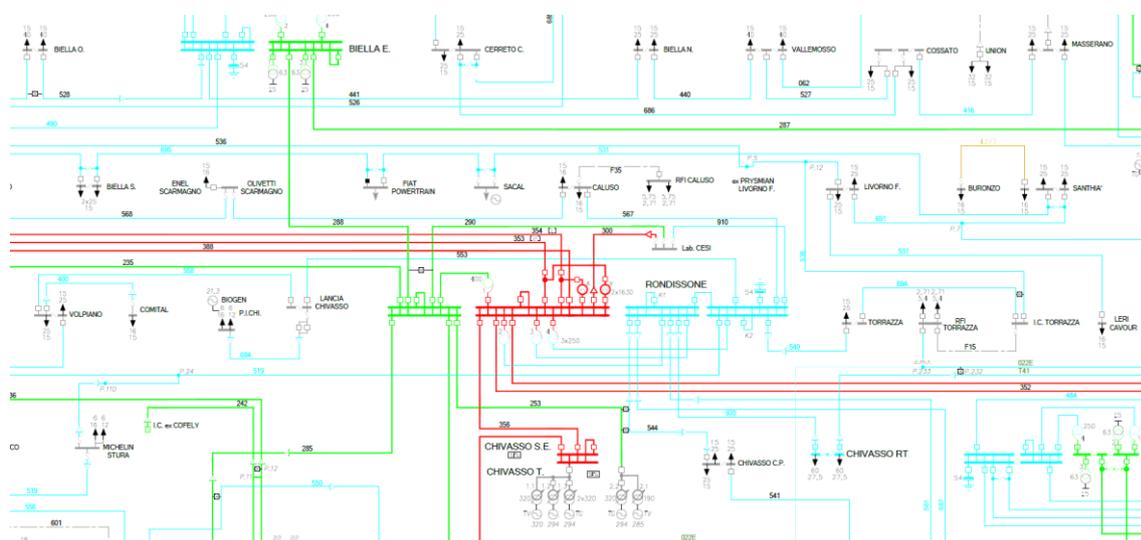


Fig. 2.1: Porzione di rete piemontese (rosso 380 kV, verde 220 kV, azzurro 132 kV)

I nodi di questa rete sono le sbarre (o le sezioni) delle stazioni elettriche, osservabili nella figura precedente. È qui che arrivano le linee elettriche che trasportano l'energia, dove al loro interno l'energia viene ridistribuita tra altre linee e in alcuni casi trasformata.

Esistono stazioni di smistamento, di conversione e di trasformazione, dove le diverse operazioni vengono assicurate dai vari componenti di alta tensione di cui sono composte:

- le stazioni di smistamento collegano tra loro linee elettriche allo stesso livello di tensione e ridistribuiscono tra loro l'energia elettrica;
- le stazioni di conversione servono per convertire la tensione da alternata in continua, e viceversa;

- le stazioni di trasformazione “trasformano” l’energia, cioè la portano da un livello di tensione a un altro grazie all’ utilizzo di trasformatori e autotrasformatori, che collegano tra loro sistemi di sbarre a livello di tensione differenti.

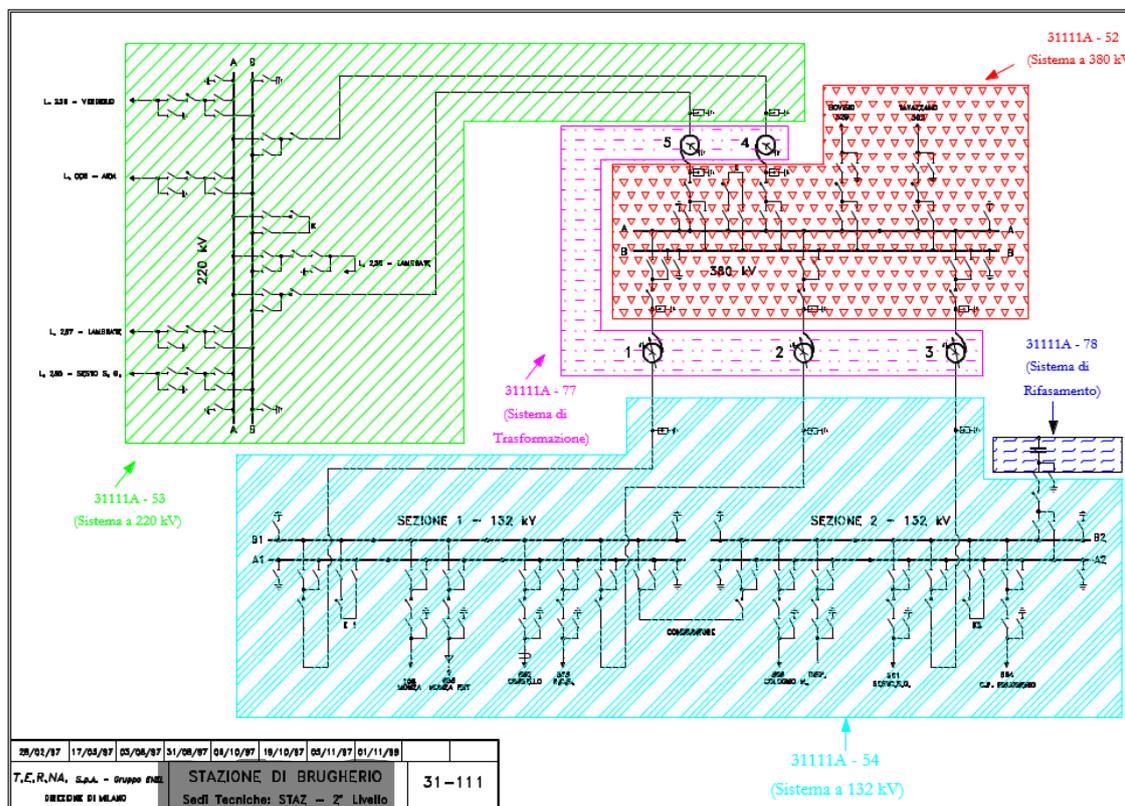


Fig. 2.2: Esempio schema unifilare di stazione

Tutte le stazioni si articolano in una struttura modulare con più sezioni, a loro volta costituite da un sistema di sbarre e da un insieme di derivazioni denominate montanti o stalli. Le sbarre sono il vero nodo della stazione e sono formate da una terna di conduttori, a cui sono collegati gli stalli, attraverso i sezionatori di sbarra. Gli stalli sono, a loro volta, composti da apparecchiature di manovra (interruttori e sezionatori) e da trasformatori di misura di corrente e di tensione (TA e TV).

Queste apparecchiature sono tutte collegate da remoto ai centri di controllo Terna. Attraverso i sistemi informativi presenti, gli operatori che si occupano delle stazioni possono visualizzare da remoto la presenza di guasti o anomalie, monitorare lo stato degli asset e anche pianificare le attività di controllo periodico e di manutenzione. Le prime permettono di verificare le condizioni dei componenti di stazione, per assicurarsi che non ci siano segnali di usura o di cattivo funzionamento che potrebbero pregiudicare il loro normale esercizio. Le seconde servono per mantenere efficienti le apparecchiature, sia periodicamente che in seguito a un guasto o a una segnalazione avvenuta in seguito ad un controllo degli operatori.

Per quanto riguarda i trasformatori, sono macchine elettriche che si occupano di trasformare l'energia dal livello di trasmissione (per il trasporto a grande distanza) al livello di subtrasmissione (per lo smistamento ai centri di carico o il prelievo dell'energia dai centri di produzione) – ad esempio, nel caso italiano, passando da 380 kV a 132 kV, e viceversa. Questa operazione permette di trasportare l'elettricità nel modo più efficiente possibile, perché (a parità di potenza trasportata) maggiore è la tensione e minori sono le perdite per effetto Joule lungo le linee elettriche ^[3].

Tra le stazioni elettriche in Alta Tensione occorre citare le cosiddette Cabine Primarie (CP), vale a dire gli impianti destinati alle trasformazioni AT/MT, che svolgono il ruolo di distribuzione primaria dell'energia all'utenza diffusa.

Sebbene le linee di trasmissione operino prevalentemente in corrente alternata (sistemi AC) allo scopo di permettere l'impiego di trasformatori statici, esistono casi particolari in cui viene adottata la trasmissione in corrente continua. I sistemi HVDC (High Voltage Direct Current) sono usati per interconnettere tra loro reti con differente frequenza (asincrone). Inoltre, per trasmissioni su lunghe distanze, in particolare dove non è possibile introdurre elementi di compensazione, può essere più conveniente l'impiego della corrente continua al posto dell'alternata, poiché si eliminano le perdite dovute agli effetti induttivi e capacitivi. È il caso dei lunghi cavi sottomarini e delle linee interrato per il trasporto in altissima tensione. È necessario però che alle due estremità della linea siano installati dei convertitori in grado di interconnettere la linea HVDC con la rete ordinaria ^[4].

2.1 Sistemi HVDC

In alcuni casi è più conveniente trasmettere energia in corrente continua. Una delle giustificazioni principali è che un collegamento in DC ha perdite minori rispetto ad una linea di uguale potenza AC. In realtà, l'ammontare totale delle perdite è determinato da diversi fattori, in primis la sezione dei conduttori. Allargandola infatti, si diminuiscono le perdite in linea aumentando però i costi totali dell'impianto.

Quando si sceglie di utilizzare una linea di trasmissione HVDC, le ragioni sono principalmente economiche e sono legate a più fattori:

- per trasmettere una stessa potenza, la linea in DC può essere progettata con costi per unità di lunghezza minori rispetto ad una linea in alternata. Attenzione però che le stazioni di conversione poste ad ogni estremo della linea hanno costi decisamente più alti rispetto alle terminazioni di linee AC e dunque ci sarà una distanza oltre la quale una linea di trasmissione in continua sarà più conveniente rispetto ad una in alternata;
- se la trasmissione avviene tramite cavi o cavi sottomarini, la distanza oltre la quale la linea in continua risulta essere più vantaggiosa rispetto l'alternata, si abbassa notevolmente. Per fornire un ordine di grandezza, linee in cavo in alternata più lunghe di 50 km sono difficilmente realizzabili mentre per linee in DC si raggiungono lunghezze anche di 600 km;
- la connessione di sistemi AC operanti con differenti valori di frequenza è possibile solo mediante l'impiego di una connessione in corrente continua. È possibile

distinguere due casi: uno dove si hanno frequenze nominali diverse e l'altro dove si hanno frequenze nominali uguali, ma con diverso valore istantaneo.

La trasmissione di energia in corrente continua è dunque diventata parte integrante della distribuzione dell'energia elettrica in molti paesi del mondo ed è una tecnologia di riferimento quando è necessario coprire lunghe distanze, quando si richiede l'utilizzazione di cavi o per l'interconnessione di diversi sistemi.

Un collegamento in HVDC permette di superare alcuni svantaggi insiti nella trasmissione in corrente alternata e presenta diversi vantaggi tra i quali:

- i sistemi che vengono interconnessi non hanno la necessità di operare in sincronismo;
- immunità dalle fluttuazioni di impedenza, angolo di fase, frequenza e tensione;
- non viene incrementata la potenza di corto-circuito;
- il terminale ricevente può essere assimilato ad un generatore e può fornire potenza secondo procedure preimpostate relative, ad esempio, al controllo di frequenza, alla regolazione di tensione etc.
- la connessione può essere utilizzata come fosse un gruppo di generazione di riserva in quanto è in grado di fornire l'entità di potenza richiesta in tempi rapidi;
- mediante la regolazione di potenza della linea di collegamento in DC si può migliorare la stabilità di uno o di entrambi i sistemi AC limitandone le oscillazioni di potenza.

L'impiego classico dei sistemi HVDC è nella trasmissione di grandi potenze su lunghe distanze dato che i costi complessivi del sistema di trasmissione e le relative perdite in linea sono minori rispetto ad un sistema in AC.

Una linea di trasmissione HVDC costa meno di una linea AC avente la stessa capacità di trasmissione. Tuttavia, le stazioni terminali sono più costose nell'HVDC, proprio perché devono effettuare la conversione AC-DC e viceversa. Tuttavia, al di sopra di una certa distanza, chiamata distanza di break-even, la tecnologia HVDC darà sempre il più basso costo.

La distanza di break-even è molto più piccola per i cavi sottomarini (tipicamente intorno ai 50 km) rispetto ad una linea aerea (nella quale i km diventano 600-800). La distanza dipende da diversi fattori (sia per le linee che per i cavi), ciò comporta che l'analisi deve essere effettuata caso per caso. L'importanza del concetto della distanza di break-even non dovrebbe comunque essere troppo enfatizzata, dal momento che una serie di altri fattori, come la controllabilità e la stabilità, sono determinanti nella scelta tra sistemi AC o HVDC.

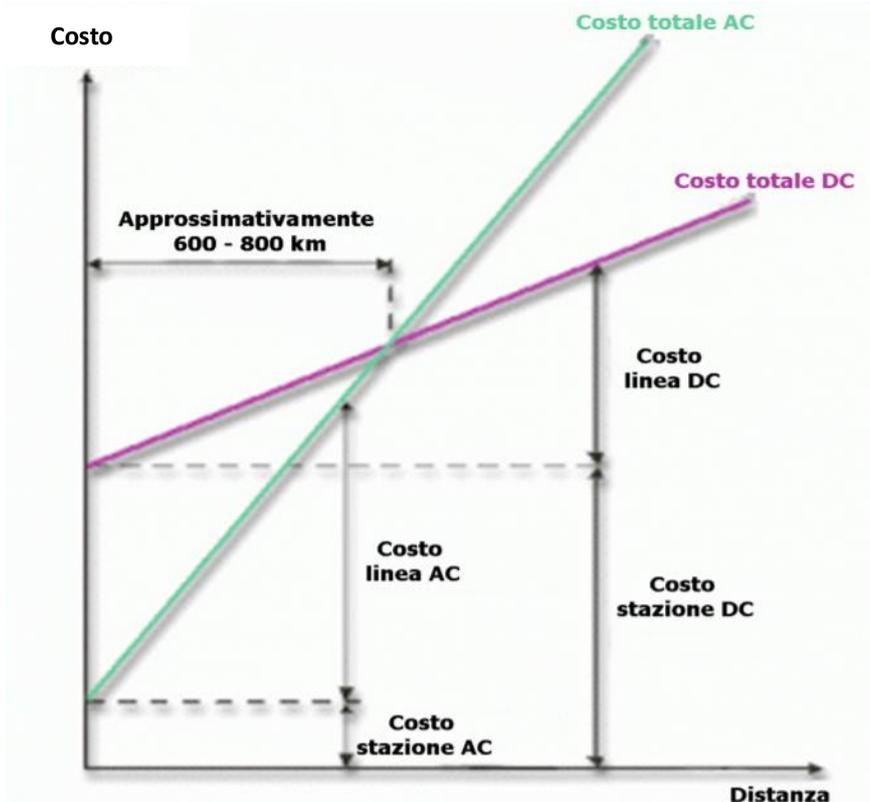


Fig. 2.1.1: Confronto costi/distanza di trasmissione tra linea AC e DC

Di seguito si riportano brevemente alcune voci di costo per i sistemi HVDC:

- costi di investimento per le stazioni di conversione:
 - HVDC da 500 MW monopolare, 400-500 kV cc, 200-220 k€/MW
 - HVDC da 1000 MW monopolare, 400-500 kV cc, 160-170 k€/MW
 - HVDC da 1000 MW bipolare, 400-500 kV cc, 190-210 k€/MW
 - HVDC da 2000 MW bipolare, 400-500 kV cc, 150-160 k€/MW
- costi di esercizio per le stazioni di conversione:
 - manutenzione e controllo
 - perdite di funzionamento dell'ordine dello (0,7-0,8) % della potenza nominale trasmessa, quindi considerando entrambe le stazioni (1,4-1,6) %
- costi di investimento per il collegamento DC:
 - linea aerea bipolare da 1000 MW, 500 kV cc, 260-280 k€/km
 - linea aerea bipolare da 2000 MW, 500 kV cc, 300-310 k€/km
 - linea in cavo, 350-400 k€/km
- costi di esercizio per il collegamento DC:

- correlati alle operazioni di manutenzione e controllo
- correlati alle perdite di funzionamento ^[16]

2.2 Topologia della rete

La rete di trasmissione è esercita secondo una configurazione magliata, quindi $N_{rami} \geq N_{nodi}$. Questo si fa perché è fondamentale garantire un elevato livello di affidabilità e continuità del servizio di alimentazione.

Tramite la Teoria dei grafi, a cui si rimanda all'Appendice A, è possibile dimostrare come in suddette condizioni si abbia un elevatissimo numero di combinazioni per evitare che nessun nodo rimanga isolato.

Un'ulteriore caratteristica della rete magliata è la costanza di alcuni parametri elettrici, in particolare frequenza e tensione. Queste due grandezze, specie la frequenza, devono essere mantenute costanti altrimenti si rischiano disalimentazioni più o meno estese (blackout). La rete elettrica nazionale, inoltre, è interconnessa alla rete europea; questo da un lato ci consente di importare (a costi vantaggiosi) una parte del fabbisogno di energia elettrica, dall'altro ci permette di beneficiare di una rete molto vasta, che si traduce in maggior sicurezza di alimentazione.

2.3 Gestione della rete

Per garantire un elevato grado di affidabilità, la rete è gestita secondo il Criterio N-1. Quest'ultimo consiste in una lista di eventi accidentali che provocano la perdita di un componente del sistema. Si passa quindi da una situazione di N componenti ad una di N-1 componenti. Inoltre, vengono considerati anche eventi che comportano la perdita di più componenti, ma con una causa comune.

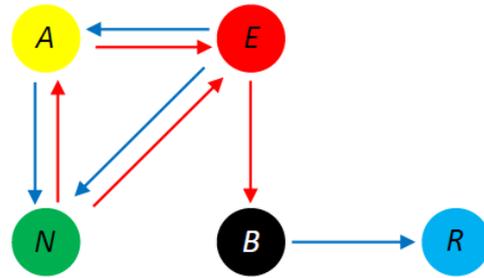
A ciò si collegano le seguenti situazioni:

- sistema in sicurezza N-1: se al verificarsi di ogni evento accidentale della lista le tensioni e le correnti si mantengono all'interno dei limiti di esercizio senza l'intervento dell'operatore. Allo stato dell'arte la sicurezza N-1 viene verificata solo dal punto di vista del comportamento a regime eseguendo un load flow per simulare ogni evento accidentale;
- sistema in sicurezza N-1 correttiva: un sistema elettrico si trova in questo stato quando è possibile, a seguito di un guasto di un qualunque suo componente, intraprendere delle azioni su variabili di controllo tali da riportare il sistema stesso in un normale stato di funzionamento prima che il funzionamento degeneri in una instabilità con un disservizio generalizzato;
- sistema in sicurezza N-1 preventiva: un sistema in questa condizione continua a funzionare in maniera sicura anche a seguito di una perturbazione. Non sono

quindi intraprese azioni di controllo a disturbo avvenuto, a meno che non si desideri riportare il sistema in uno stato preventivamente sicuro.

Basandosi su questo criterio, è possibile definire gli stati del sistema elettrico:

- normale (N): il sistema è in sicurezza N-1;
- allerta (A): non ci sono violazioni in condizione N, ma si hanno in condizione N-1. L'operatore deve intervenire per tornare nello stato N;
- emergenza (E): si hanno violazioni anche in condizioni N. L'operatore deve assolutamente intervenire per tornare nello stato A (o stato N), cercando di evitare di passare allo stato B;
- blackout (B): sistema spento, tutto o in parte;
- ripristino (R): serie di operazioni che permettono la riaccensione del sistema dopo un blackout ^[5].

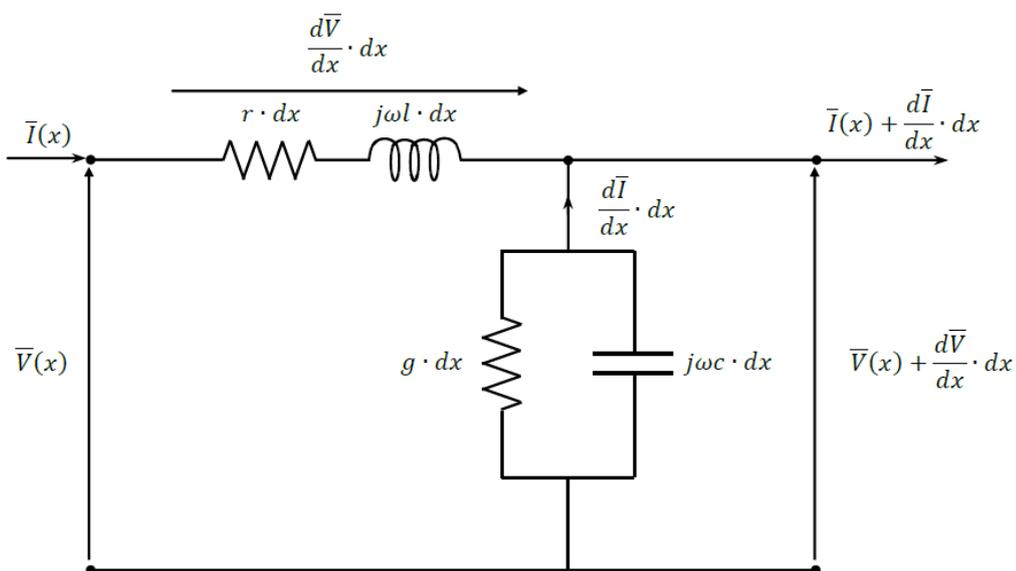


Transizione rosse: eventi accidentali
Transizioni blu: interventi dell'operatore

2.4 Analisi generica di una linea elettrica

Per determinare i fasori della corrente e della tensione in ogni punto della linea è necessario conoscere i fasori della tensione e della corrente all'estremo finale.

Si può dimostrare ciò, partendo dall'analisi del circuito monofase equivalente di un tratto dx della linea:



Dove:

- r : resistenza per unità di lunghezza [Ω/km]
- l : induttanza per unità di lunghezza [H/km]
- g : conduttanza per unità di lunghezza [S/m]
- c : capacità per unità di lunghezza [$\mu\text{F}/\text{km}$]

Di seguito vengono riportate, rispettivamente, l'equazione alla maglia e l'equazione al nodo dello schema precedente:

$$\frac{d\bar{V}}{dx} dx = -[(r + j\omega l) dx] \bar{I}(x) \quad \longrightarrow \quad \frac{d\bar{V}}{dx} = -(r + j\omega l) \bar{I}(x)$$

$$\frac{d\bar{I}}{dx} dx = -[(g + j\omega c) dx] \left[\bar{V}(x) + \frac{d\bar{V}}{dx} dx \right] \quad \longrightarrow \quad \frac{d\bar{I}}{dx} = -(g + j\omega c) \bar{V}(x)$$

Queste equazioni mettono in risalto come la tensione vari per effetto degli elementi longitudinali, mentre la corrente vari per effetto degli elementi trasversali.

Derivando la prima equazione rispetto a x e sostituendo la derivata di corrente con la seconda equazione è possibile introdurre il concetto di costante di propagazione γ :

$$\frac{d^2\bar{V}}{dx^2} = -(r + j\omega l) \frac{d\bar{I}}{dx} = (r + j\omega l)(g + j\omega c) \bar{V}(x) \longrightarrow \frac{d^2\bar{V}}{dx^2} = \bar{\gamma}^2 \bar{V}(x)$$

Adesso è possibile ricavare l'integrale generale della tensione, il quale andrà sostituito all'interno dell'integrale generale di corrente, ricavato dall'equazione alla maglia precedente:

$$\bar{V}(x) = \bar{A}e^{-\bar{\gamma}x} + \bar{B}e^{\bar{\gamma}x} \longrightarrow \bar{I}(x) = -\frac{1}{r + j\omega l} \frac{d\bar{V}}{dx} = \frac{\bar{\gamma}}{r + j\omega l} (\bar{A}e^{-\bar{\gamma}x} - \bar{B}e^{\bar{\gamma}x})$$

Introducendo il concetto di impedenza caratteristica si può riscrivere l'integrale della corrente come:

$$\bar{Z}_0 \stackrel{\text{def}}{=} \sqrt{\frac{r + j\omega l}{g + j\omega c}} = \frac{r + j\omega l}{\bar{\gamma}} = \frac{\bar{\gamma}}{g + j\omega c} \longrightarrow \bar{I}(x) = \frac{\bar{A}}{\bar{Z}_0} e^{-\bar{\gamma}x} - \frac{\bar{B}}{\bar{Z}_0} e^{\bar{\gamma}x}$$

Arrivati a questo punto, è importante definire le condizioni al contorno. Per fare ciò, si è scelto di prendere come condizione la tensione e la corrente all'estremo finale (receiving end, o estremo R). Così facendo si ottiene:

$$\begin{aligned} \bar{V}_R + \bar{Z}_0 \bar{I}_R &= \bar{V}(a) + \bar{Z}_0 \bar{I}(a) = 2\bar{A}e^{-\bar{\gamma}a} & \longrightarrow & \bar{A} = (\bar{V}_R + \bar{Z}_0 \bar{I}_R) \frac{e^{\bar{\gamma}a}}{2} \\ \bar{V}_R - \bar{Z}_0 \bar{I}_R &= \bar{V}(a) - \bar{Z}_0 \bar{I}(a) = 2\bar{B}e^{\bar{\gamma}a} & & \bar{B} = (\bar{V}_R - \bar{Z}_0 \bar{I}_R) \frac{e^{-\bar{\gamma}a}}{2} \end{aligned}$$

dove a indica la lunghezza complessiva della linea.

Sostituendo le costanti complesse appena ricavate negli integrali generali si ottengono le espressioni generali che descrivono gli andamenti di tensione e corrente lungo la linea:

$$\begin{aligned} \bar{V}(x) &= \bar{A}e^{-\bar{\gamma}x} + \bar{B}e^{\bar{\gamma}x} = (\bar{V}_R + \bar{Z}_0 \bar{I}_R) \frac{e^{\bar{\gamma}(a-x)}}{2} + (\bar{V}_R - \bar{Z}_0 \bar{I}_R) \frac{e^{-\bar{\gamma}(a-x)}}{2} \\ \bar{I}(x) &= \frac{\bar{A}e^{-\bar{\gamma}x} - \bar{B}e^{\bar{\gamma}x}}{\bar{Z}_0} = \left(\frac{\bar{V}_R}{\bar{Z}_0} + \bar{I}_R \right) \frac{e^{\bar{\gamma}(a-x)}}{2} - \left(\frac{\bar{V}_R}{\bar{Z}_0} - \bar{I}_R \right) \frac{e^{-\bar{\gamma}(a-x)}}{2} \end{aligned}$$

Riordinando i termini presenti nelle espressioni, e introducendo le funzioni iperboliche di seno e coseno si ottengono le seguenti espressioni:

$$\begin{aligned} \bar{V}(x) &= \bar{V}_R \cosh[\bar{\gamma}(a-x)] + \bar{Z}_0 \bar{I}_R \sinh[\bar{\gamma}(a-x)] \\ \bar{I}(x) &= \frac{\bar{V}_R}{\bar{Z}_0} \sinh[\bar{\gamma}(a-x)] + \bar{I}_R \cosh[\bar{\gamma}(a-x)] \end{aligned}$$

2.4.1 Linea come doppio bipolo:

Il comportamento della linea ai suoi estremi può essere descritto mediante la modellizzazione della linea come doppio bipolo. Per fare ciò basta riscrivere le espressioni ricavate precedentemente, nelle quali viene imposto $x = 0$. In questo modo è possibile mettere in relazione le grandezze elettriche caratteristiche (tensione e corrente) che si hanno ad inizio e fine linea:

$$\bar{V}(0) = \bar{V}_S = \bar{V}_R \cosh(\bar{\gamma}a) + \bar{Z}_0 \bar{I}_R \sinh(\bar{\gamma}a)$$

- in forma scalare:

$$\bar{I}(0) = \bar{I}_S = \frac{\bar{V}_R}{\bar{Z}_0} \sinh(\bar{\gamma}a) + \bar{I}_R \cosh(\bar{\gamma}a)$$

- in forma matriciale:

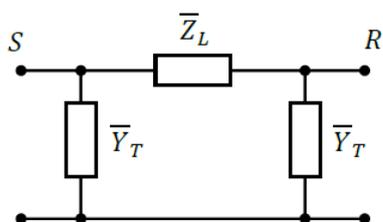
$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}a) & \bar{Z}_0 \sinh(\bar{\gamma}a) \\ \frac{1}{\bar{Z}_0} \sinh(\bar{\gamma}a) & \cosh(\bar{\gamma}a) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix}$$

La matrice T prende il nome di *matrice di trasmissione* del doppio bipolo. Tale matrice gode di tre proprietà importanti:

- determinate unitario (la linea soddisfa il principio di reciprocità);
- elementi sulla diagonale uguali (la linea è simmetrica rispetto allo scambio degli estremi);
- due linee in cascata con gli stessi parametri di propagazione (costante di propagazione e impedenza caratteristica) e con lunghezze a e b , equivalgono ad una linea di lunghezza equivalente pari ad $a+b$.

I doppi bipoli reciproci possono essere rappresentati con circuiti equivalenti costituiti da impedenze.

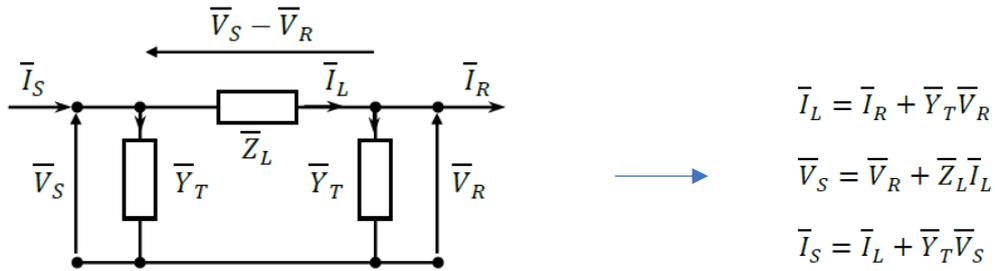
Una delle strutture principali, che vengono impiegate per implementare programmi di calcolo avanzati (es. CRESO), è il circuito equivalente a “pi-greco”. Questo perché è più adatto alla definizione del modello di una rete elettrica formata da più linee.



I parametri di tale circuito sono:

- un'impedenza longitudinale;
- due ammettenze trasversali di eguale valore (condizione di simmetria necessaria per poter scambiare gli estremi).

Per ottenere i parametri del circuito equivalente a “pi-greco” basta confrontare le equazioni della linea con le equazioni del circuito equivalente.



Da queste equazioni è possibile ricavare le espressioni del circuito equivalente a “pi-greco”, le quali mettono in relazione gli andamenti di tensione e corrente di inizio linea con i parametri a fondo linea:

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z}_L \bar{I}_L = \bar{V}_R + \bar{Z}_L (\bar{I}_R + \bar{Y}_T \bar{V}_R) = (1 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L) \bar{V}_R + \bar{Z}_L \bar{I}_R$$

$$\bar{I}_S = \bar{I}_L + \bar{Y}_T \bar{V}_S = (\bar{I}_R + \bar{Y}_T \bar{V}_R) + \bar{Y}_T [(1 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L) \bar{V}_R + \bar{Z}_L \bar{I}_R] = \bar{Y}_T (2 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L) \bar{V}_R + (1 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L) \bar{I}_R$$

Anche in questo caso è possibile riscrivere il tutto in forma matriciale e, quindi, ricavare la matrice di trasmissione del modello a “pi-greco”:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L & \bar{Z}_L \\ \bar{Y}_T (2 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L) & 1 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix}$$

A questo punto, la matrice di trasmissione del circuito equivalente a “pi-greco” deve coincidere con la matrice di trasmissione della linea, per garantire l’equivalenza delle equazioni per qualsiasi valore assegnato alle condizioni al contorno all’estremo R della linea. Quindi:

$$T = \begin{bmatrix} \bar{T}_{11} & \bar{T}_{12} \\ \bar{T}_{21} & \bar{T}_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L & \bar{Z}_L \\ \bar{Y}_T (2 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L) & 1 + \bar{Y}_T \bar{Z}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}a) & \bar{Z}_0 \sinh(\bar{\gamma}a) \\ \frac{1}{\bar{Z}_0} \sinh(\bar{\gamma}a) & \cosh(\bar{\gamma}a) \end{bmatrix}$$

Confrontando gli elementi diagonali e non, che compongono le due matrici, è possibile ottenere, dopo qualche passaggio matematico, i valori dei parametri caratterizzanti il circuito equivalente a “pi-greco” [6]:

- $\bar{Z}_L = \bar{Z}_0 \sinh(\bar{\gamma}a)$

- $$\bar{Y}_T = \frac{1}{Z_0} \tanh\left(\frac{\bar{\gamma}a}{2}\right)$$

2.5 Modellizzazione della rete

Si è visto che risulta conveniente modellizzare i componenti (lineari) della rete con un modello a “pi-greco”. Tuttavia, c’è la necessità di trattare la rappresentazione dei nodi della rete, introducendo il concetto di matrice delle ammettenze, o impedenze, nodali.

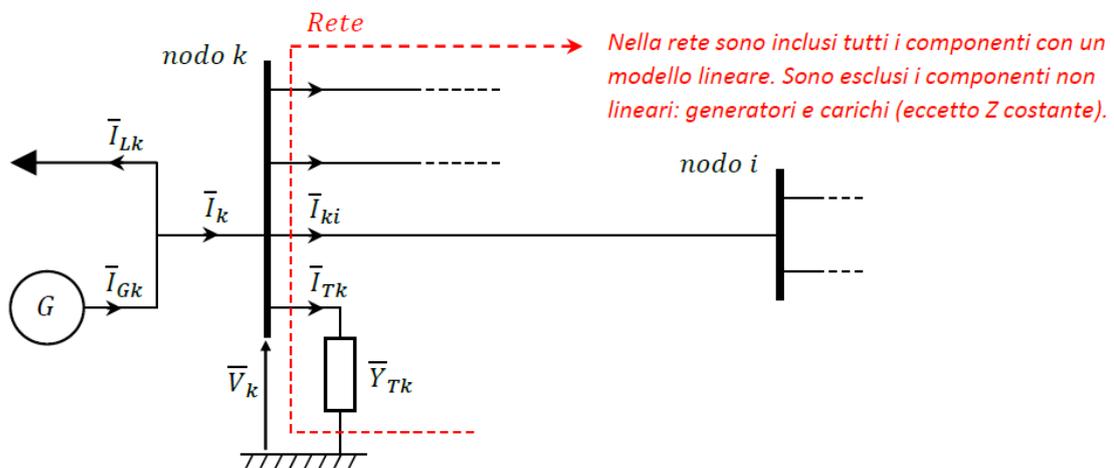


Fig. 2.4.1: Rappresentazione di un nodo generico k

Dove:

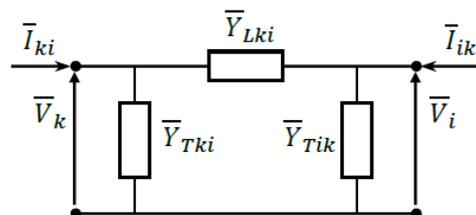
- \bar{I}_{Gk} corrente erogata dal generatore del nodo k
- \bar{I}_{Lk} corrente assorbita dal carico al nodo k
- \bar{Y}_{Tk} ammettenza trasversale al nodo k
- \bar{I}_{ki} corrente del ramo $k - i$
- \bar{I}_k corrente iniettata nella rete

Si riporta brevemente il modello a “pi-greco” di un generico ramo $k - i$, riscritto con la notazione ki :

$$\bar{Y}_{Lki} = \bar{Y}_{Lik}$$

$$\bar{I}_{ki} = \bar{Y}_{Tki} \bar{V}_k + \bar{Y}_{Lki} (\bar{V}_k - \bar{V}_i)$$

$$\bar{I}_{ik} = \bar{Y}_{Tik} \bar{V}_k + \bar{Y}_{Lki} (\bar{V}_i - \bar{V}_k)$$



Questo servirà per introdurre la trattazione inerente alle matrici delle ammettenze e impedenze nodali.

Matrice delle ammettenze nodali

Partendo da un'interpretazione fisica, è possibile vedere la rete come se fosse alimentata da generatori ideali di tensione; quindi, con la matrice delle ammettenze nodali si calcolano le correnti erogate dai generatori. Questo vuol dire assumere implicitamente le tensioni nodali come variabili indipendenti e le correnti nodali come variabili dipendenti. Il legame lineare tra le correnti nodali iniettate nella rete e le tensioni nodali può essere rappresentato in forma matriciale:

$$\underline{i} = Y_{bus} \underline{v}$$

Volendo esprimere la corrente nodale in forma scalare si ha:

$$\bar{I}_k = \sum_{i=1}^n \bar{Y}_{ki} \bar{V}_i = \bar{Y}_{kk} \bar{V}_k + \sum_{i=1, i \neq k}^n \bar{Y}_{ki} \bar{V}_i$$

Questo ci permette di poter eseguire un bilancio di corrente al nodo k:

$$\begin{aligned} \bar{I}_k &= \bar{I}_{Tk} + \sum_{i=1}^n \bar{I}_{ki} = \bar{Y}_{Tk} \bar{V}_k + \sum_{i=1, i \neq k}^n [\bar{Y}_{Tki} \bar{V}_k + \bar{Y}_{Lki} (\bar{V}_k - \bar{V}_i)] \\ &= \bar{Y}_{Tk} \bar{V}_k + \sum_{i=1, i \neq k}^n (\bar{Y}_{Tki} + \bar{Y}_{Lki}) \bar{V}_k - \sum_{i=1, i \neq k}^n \bar{Y}_{Lki} \bar{V}_i \end{aligned}$$

Raccogliendo \bar{V}_k e possibile mettere in luce gli elementi che costituiscono la matrice delle ammettenze nodali:

$$\bar{I}_k = \left[\bar{Y}_{Tk} + \sum_{i=1}^n (\bar{Y}_{Tki} + \bar{Y}_{Lki}) \right] \bar{V}_k - \sum_{i=1, i \neq k}^n \bar{Y}_{Lki} \bar{V}_i$$

Dove:

- elementi sulla diagonale:
$$\bar{Y}_{kk} = \bar{Y}_{Tk} + \sum_{i=1}^n (\bar{Y}_{Tki} + \bar{Y}_{Lki}) \quad k = 1 \dots n$$

- elementi fuori diagonale:
$$\bar{Y}_{ki} = \bar{Y}_{ik} = -\bar{Y}_{Lki} \quad k = 1 \dots n \quad \forall i \neq k$$

Matrice delle impedenze nodali

Si tratta del modello duale della matrice delle ammettenze. Infatti, in questo caso, le variabili indipendenti sono le correnti iniettate nella rete, mentre le variabili dipendenti corrispondono alle tensioni nodali. In forma matriciale diventa:

$$\underline{v} = Z_{bus} \underline{i}$$

Esprimendo in forma scalare \bar{V}_k si ottiene:

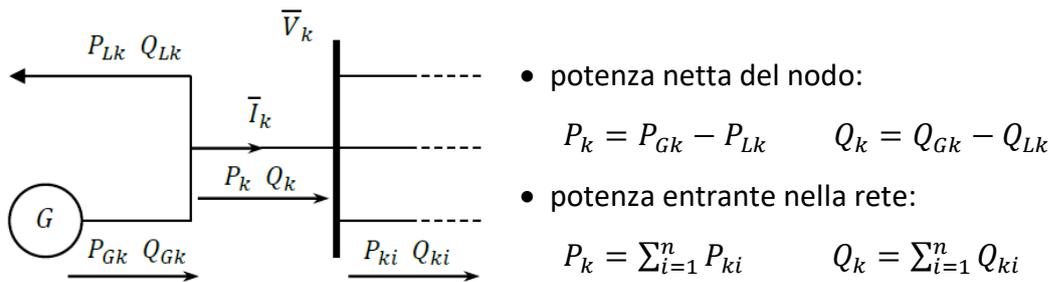
$$\bar{V}_k = \sum_{i=1}^n \bar{Z}_{ki} \bar{I}_i$$

È possibile dimostrare facilmente come la matrice delle impedenze nodali sia l'inverso della matrice delle ammettenze nodali.

La matrice delle impedenze nodali trova largo impiego nell'analisi dei guasti (corto circuiti) in cui si usa un modello del sistema lineare, quindi:

- le sorgenti di corto circuito sono rappresentate tramite circuiti equivalenti di Thevenin/Norton;
- i carichi vengono normalmente ignorati (o considerati ad impedenza costante);
- in entrambe le matrici sono incluse le ammettenze (trasversali) delle sorgenti di corto circuito [7].

Il modello generale del sistema aggrega i modelli dei carichi, dei generatori e della rete. Tale aggregazione avviene attraverso i bilanci di potenza dei nodi della rete.



Dallo schema sovrastante, quindi, è possibile scrivere un bilancio di potenza a seconda di cosa si sta considerando:

$$P_k + jQ_k = \bar{V}_k \bar{I}_k^* = \bar{V}_k \sum_{i=1}^n (\bar{Y}_{ki} \bar{V}_i)^* = \bar{V}_k \sum_{i=1}^n \bar{Y}_{ki}^* \bar{V}_i^* = V_k \sum_{i=1}^n (G_{ki} - jB_{ki}) V_i e^{j(\delta_k - \delta_i)}$$

$$P_k + jQ_k = V_k \sum_{i=1}^n V_i (G_{ki} - jB_{ki}) [\cos(\delta_k - \delta_i) + j \sin(\delta_k - \delta_i)]$$

Ottenendo:

$$P_{Gk} - P_{Lk} = P_k = V_k \sum_{i=1}^n V_i [G_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i) + B_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i)]$$

$$Q_{Gk} - Q_{Lk} = Q_k = V_k \sum_{i=1}^n V_i [G_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i) - B_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i)]$$

Per completezza, è possibile attribuire una classificazione ai vari tipi di nodi che si possono trovare nella rete. I bilanci di potenza agli n nodi di un sistema sono $2n$ equazioni che coinvolgono $6n$ variabili:

- $2n$ potenze di carico
- $2n$ potenze generate
- $2n$ componenti della tensione

Le $2n$ potenze di carico sono assegnate, per ottenere un modello risolvibile è necessario assegnare altre $2n$ variabili con i seguenti vincoli:

- è necessario un riferimento per le fasi
- non è nota la potenza complessiva assorbita della rete (attiva e reattiva), quindi non è possibile assegnare tutte le generazioni attive e reattive

Definendo, quindi, due variabili per nodo si definiscono tre tipi di nodi differenti:

<i>Tipologia nodo</i>	<i>Variabili assegnate</i>	<i>Variabili incognite</i>	<i>Interpretazione fisica</i>
<i>PQ</i>	P_{Gk}, Q_{Gk}	V_k, δ_k	Nodo di transito/carico/generazione
<i>PV</i>	P_{Gk}, V_k	δ_k, Q_{Gk}	Nodo di generazione
<i>Vδ</i>	V_k, δ_k	P_{Gk}, Q_{Gk}	Nodo slack

2.6 Equazioni di load flow

Basandosi sulle equazioni di bilancio di potenza nei nodi, ricavate al paragrafo precedente, è possibile ottenere delle funzioni di bilancio della potenza attiva e reattiva:

$$f_{P_k} \stackrel{\text{def}}{=} V_k \sum_{i=1}^n V_i [G_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i) + B_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i)] - (P_{Gk} - P_{Lk})$$

$$f_{Q_k} \stackrel{\text{def}}{=} V_k \sum_{i=1}^n V_i [G_{ki} \sin(\delta_k - \delta_i) - B_{ki} \cos(\delta_k - \delta_i)] - (Q_{Gk} - Q_{Lk})$$

Tali funzioni esprimono la differenza tra:

- potenza entrante nella rete;
- potenza netta iniettata dal generatore e dal carico.

É bene precisare che se le tensioni sono coerenti con la rete e con le potenze dei carichi e dei generatori, le funzioni di bilancio si annullano. Per questo motivo, il valore della funzione di bilancio può essere interpretato come un "errore di bilancio".

Come già detto in precedenza, il modello del sistema elettrico è ottenuto dall'aggregazione dei modelli dei carichi, dei generatori e della rete, con l'aggiunta della condizione di annullamento delle funzioni di bilancio.

3. Applicativo CRESO

CRESO è un sistema software integrato che permette la simulazione e l'analisi di una rete elettrica in regime stazionario, nonché l'ottimizzazione delle produzioni di potenza attiva e reattiva. Sono altresì disponibili funzioni complesse per gli studi di rete, come, ad esempio, il calcolo della distanza dal punto di collasso della tensione.

Le principali caratteristiche di questo sistema informatico sono:

- modularità dell'architettura software che permette l'agevole aggiunta di nuove funzionalità senza rinunciare alla completa integrazione: ciò è reso possibile dalla presenza di un Data-Base proprietario che costituisce il fondamento del sistema;
- generalità e completezza dell'impianto modellistico e delle soluzioni algoritmiche adottate per l'implementazione delle varie funzioni; ciò consente l'utilizzo di CRESO per lo studio di qualunque rete.

Pur essendo un classico strumento di analisi fuori linea nell'ambito dell'*operation planning* e dell'analisi *post mortem*, CRESO è integrato con il sistema di controllo in linea. Inoltre, è disponibile il calcolo della Stima dello stato, una classica funzione dei sistemi di controllo in linea.

Altra caratteristica assai rilevante è la costruzione completamente automatica e trasparente all'utente di tutti i display di visualizzazione dei dati e dei risultati delle elaborazioni, a partire dai soli dati di rete senza alcuna azione preventiva da parte dell'utente.

CRESO ha bisogno di una serie di dati in ingresso per poter creare un assetto standard della rete (di partenza), dal quale si potranno eseguire tutte le simulazioni necessarie.

Di seguito viene riportata brevemente una descrizione sintetica di tali dati:

- DADIR (rete muta dei giorni oggetto della simulazione);
- EQUI (rete muta di una porzione di rete estera interconnessa);
- DAVA (dati variabili del terzo mercoledì in quella precisa ora, comprensiva di fuori servizi e manovre di esercizio);

È bene precisare che la ricostruzione della "rete muta", ovvero rappresentazione della rete priva di informazioni inerenti alle effettive connessioni presenti nelle stazioni, viene fatta in due momenti differenti della giornata: alle 3.30 di notte e alle 10.30 di mattina. Inoltre, la ricostruzione della rete viene fatta basandosi sui dati del terzo mercoledì del mese di luglio e di gennaio.

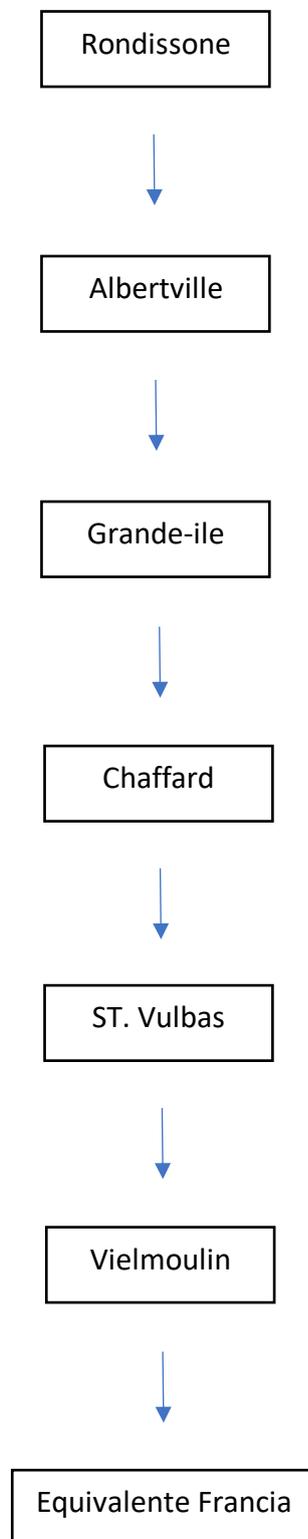
Un aspetto importante da esaminare è come CRESO gestisce la rete estera. Questo perché CRESO è il programma usato dal TSO italiano, e si occupa della rete di trasmissione italiana. Tuttavia, come ben sappiamo, la rete di trasmissione italiana è collegata in svariati punti alle reti di altri paesi europei, andando così a formare un'unica grande rete continentale.

Le informazioni della rete italiana sono acquisite dal sistema di controllo di Terna con passo temporale di 4 secondi e archiviate in un data base ogni quarto d'ora, per essere messe a disposizione degli operatori che devono svolgere calcoli di rete. La rete estera viceversa non è acquisita in tempo reale. Quindi, per poter ricostruire una rete gestibile da un programma di load flow occorre avere i parametri di una ragionevole porzione di rete estera e popolarla con informazioni coerenti con le misure disponibili della rete italiana. Ciò viene realizzato nella seguente maniera:

- il data base della cosiddetta “rete muta” italiana contiene la descrizione completa della rete italiana in AT, comprensiva di tutte le centrali connesse (sino ai generatori) e di tutte le trasformazioni AT/MT con funzione di carico;
- il data base della “rete muta” estera contiene una descrizione semplificata della rete europea a 380/220 kV, con la descrizione completa di una fascia di stazioni a ridosso dei confini nazionali e che si richiude su un certo numero di nodi equivalenti, rappresentativi della restante porzione di rete;
- le informazioni variabili delle equazioni di load flow (i termini noti, vale a dire potenze attive e reattive per i nodi PQ, potenze attive e moduli delle tensioni per i nodi PV) sono associate ai corrispondenti elementi della rete muta italiana, mentre, per la rete estera, si effettua un pre-processamento che adatta le immissioni della rete estera (carichi e produzioni) per renderla congruente con le misure effettuate sulle interconnessioni con la rete italiana.

Esempio di modellizzazione della rete estera

Per quanto riguarda la Francia, il percorso che CRESO utilizza per collegare il nodo equivalente francese a Rondissone (punto di collegamento Italia – Francia) è il seguente:



Questi dati vengono estratti dal DSA (Dynamic Security Assessment), ovvero un data base di Terna nel quale è possibile trovare la configurazione dell'intera rete elettrica nazionale aggiornata al quarto d'ora.

Ciò è molto utile, perché ci permette di eseguire previsioni sulla base di confronti di asset della rete, verosimili a condizioni passate. Per esempio, è possibile andare a recuperare situazioni di rete di periodi passati per farsi un'idea del carico presente in quel determinato periodo di analisi.

Le funzioni principali di CRESO possono essere raggruppate in tre macro-gruppi:

- funzioni attive (determinano un nuovo stato di regime): aggiornamento dati variabili, copia grandezze calcolate su assegnate, calcolo di load flow, analisi della sicurezza statica, variazione dei carichi della rete selezionata;
- funzioni di verifica (calcolano grandezze dipendenti): verifica della congruenza topologica, variazione di tensione sui TV, variazione di transito sui collegamenti;
- funzioni di evidenziazione (evidenziazione su Report): lista degli elementi fuori servizio, elementi sotto controllo in sicurezza N-1, scambi della rete selezionata.

Esempio calcolo di load flow

Normalmente, quando si riceve una richiesta di indisponibilità bisogna procedere nel seguente modo:

- ricreare un assetto di rete il più simile possibile corrispondente al periodo ipotizzato per l'indisponibilità;
- simulare l'indisponibilità in tali circostanze.

Quindi, una volta ricreato l'assetto di rete più idoneo alla simulazione, si valuta l'effetto che si crea se si attuasse l'indisponibilità. A questo punto si hanno le seguenti possibilità:

- non si creano violazioni di alcun tipo;
- si creano delle violazioni di alcune grandezze elettriche (correnti/tensioni);
- non si determinano violazioni, ma si viene a creare una configurazione radiale, che quindi espone la rete ad un rischio di disalimentazione.

Per la verifica dei primi due punti, ci si avvale del programma CRESO (programma che segue la logica H&M, ovvero di interfacciarsi con l'utilizzatore), nel quale è possibile valutare i flussi di potenza modificando determinati componenti presenti all'interno della sua interfaccia.

Di seguito si riporta un esempio di problematica riscontrata nella condizione, simulata, di eccesso di produzione da parte delle centrali idroelettriche della Valle d'Aosta:

S.GIORGIO 1 SGGTDI1321 SUBNET 132 kV												
* SBARRA A2	V	134.1	kV	TETA	1.5	GR	VMAX	145	kV	VMIN	119	kV
□ SBARRA A1	V		kV	TETA		GR	VMAX	145	kV	VMIN	119	kV
* ○ TR 2 4/8	P	4	MW	Q	2	MVAR	I	19	A			
* ○ TR 1 4/8	P	1	MW	Q	0	MVAR	I	3	A			
* ○ CASTELLAM.	P	21	MW	Q	15	MVAR	I	111	A	IMAX	920	A
* ○ FAVRIA	P	50	MW	Q	4	MVAR	I	216	A	IMAX	240	A
* ○ MONTESTRUT	P	-126	MW	Q	7	MVAR	I	545	A	IMAX	540	A
* ○ LEYNI	P	111	MW	Q	-24	MVAR	I	491	A	IMAX	630	A
* ○ UEI TAVAGN	P	-61	MW	Q	-4	MVAR	I	262	A	IMAX	480	A

Fig. 3.1: Interfaccia di CRESO

Infatti, se ci fosse pieno carico da parte delle centrali idroelettriche e, al contempo, ci fosse, nella stazione elettrica di S. Giorgio l'assetto di rete raffigurato (sbarra A1 fuori servizio), il risultato del calcolo di load flow metterebbe in evidenza come la linea "S. Giorgio – Favria" si stia avvicinando al pieno carico, e quindi ai suoi limiti, mentre la linea "S. Giorgio – Montestrutto" si ritroverebbe in una situazione di sovraccarico. Tale condizione porterebbe allo scatto della linea, con il relativo disservizio e le sue conseguenze.

3.1 Modellizzazione matematica utilizzata in CRESO per i sistemi HVDC

Il modello di load flow delle isole in corrente continua si basa su un vero e proprio calcolo di rete finalizzato a individuare il punto di lavoro dell'isola in corrente continua a partire dalle potenze e dalle regolazioni assegnate a ciascun convertitore e tenendo in considerazione gli eventuali spillamenti e le perdite sui cavi. Tale modello è inoltre in grado di gestire l'inserzione o la disinserzione dei banchi filtro a seconda del transito di potenza attiva e, nel caso di calcoli di sicurezza statica o N-1 e N-2, di considerare l'effetto regolante dei convertitori.

Di seguito vengono riportate le ipotesi impiegate nell'implementazione del modello:

- Il modello implementato consente la simulazione di collegamenti monopolari e collegamenti bipolari.
- La stazione di conversione è modellata come un'iniezione sul lato in corrente alternata e uno (nel caso di collegamento monopolare) o due (nel caso di collegamento bipolare) poli di conversione sul lato in corrente continua.
- I poli di conversione in corrente continua hanno sempre un estremo sulla sezione di elettrodo. Nel caso di collegamento bipolare, la sezione di elettrodo è in comune tra i due poli di conversione in continua.
- Il fatto che un collegamento sia in funzionamento bipolare o monopolare è determinato automaticamente dall'algoritmo: il collegamento è bipolare se entrambi i poli in continua di una stazione di conversione sono operativi. In caso

contrario, il collegamento è considerato monopolare. Nell'ambito di un medesimo collegamento HVDC tutte le stazioni di conversione devono avere la stessa tipologia di collegamento (monopolare o bipolare).

- Il modello di load-flow per le isole in corrente continua si basa sull'ipotesi che siano assegnati tutti i seguenti dati di ingresso: potenza lato corrente continua di ciascun convertitore (intesa come prodotto tra la corrente continua del convertitore per la differenza di tensione tra polo ed elettrodo), potenza assorbita da ciascun spillamento (descritto tramite linee di carico) in corrente continua, un valore di tensione di riferimento (riferita a terra) per il polo di una stazione di conversione nel caso di collegamento monopolare e un valore di tensione di riferimento (riferita a terra) per entrambi i poli di una stazione di conversione nel caso di collegamento bipolare.
- La potenza attiva scambiata sul lato in alternata dalla stazione di conversione è data dalla somma della potenza attiva calcolata dal load flow sull'isola in continua sui poli della stazione di conversione.
- La potenza reattiva scambiata sul lato in alternata dalla stazione di conversione è una percentuale della potenza attiva. Tale percentuale varia al variare della potenza attiva.
- Per ogni condensatore (filtro) si descrive una soglia di potenza attiva scambiata in alternata al di sopra della quale il condensatore deve diventare operativo e al di sotto della quale deve essere posto fuori servizio. La soglia è differenziata per funzionamento bipolare e monopolare e per incremento o diminuzione del transito (incremento e diminuzione non si applicano per le funzioni di load-flow e di sicurezza statica in quanto queste funzioni non hanno memoria del transito precedente).
- Se i condensatori filtro indicati nelle schede DADIR delle stazioni di conversione non sono presenti nelle schede DADIR cd.dat, i filtri sono aggiunti automaticamente tra i condensatori (con l'ipotesi di avere un solo banco) e ubicati nella sezione in alternata della stazione di conversione.
- Per le funzioni di load-flow e sicurezza statica, la soglia utilizzata per l'inserimento o meno dei filtri è quella a salire.

Modello matematico

Come già detto in precedenza, il modello implementato per le isole in corrente continua è in grado di simulare collegamenti monopolari (Fig.3.1.1) e collegamenti bipolari (Fig.3.1.2).

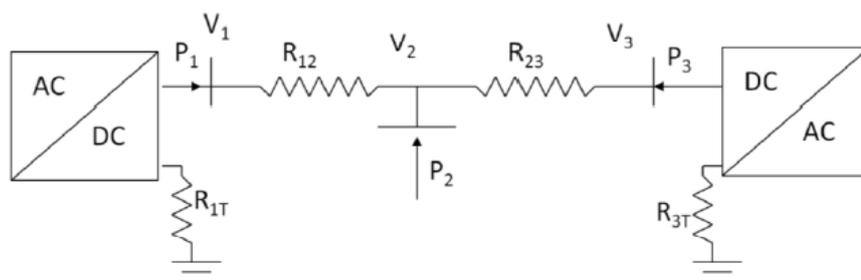


Fig. 3.1.1: Esempio di collegamento monopolare

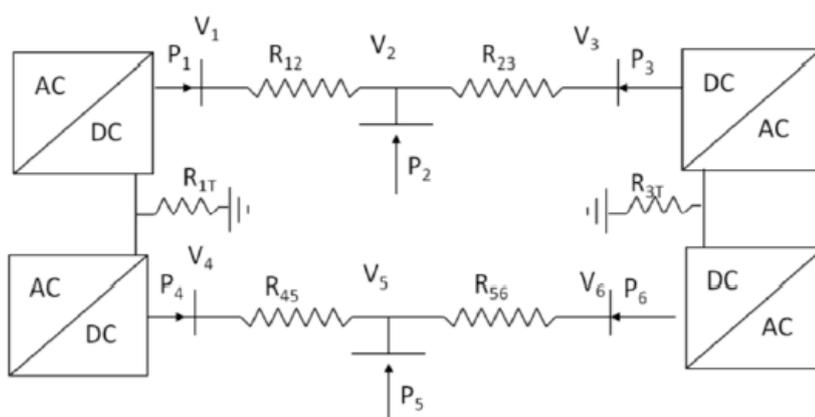


Fig. 3.1.2: Esempio di collegamento bipolare

Il nodo a tensione assegnata è sempre associato ad un polo di conversione: l'algoritmo sceglie come slack il primo polo di conversione con la regolazione di tensione attiva. È obbligatorio che almeno un polo di conversione sia in regolazione di tensione. Nel caso di collegamenti bipolari, è necessario che entrambi i poli di conversione di una stazione di conversione siano in regolazione di tensione.

Se è selezionato un solo polo in regolazione di tensione, l'algoritmo impone automaticamente anche il secondo polo in regolazione di tensione. Per come è strutturato il collegamento bipolare (Fig.3.1.2), per avere il transito di potenza con lo stesso segno su entrambe le linee da una stazione all'altra, è necessario che le tensioni di riferimento dei due poli della stazione abbiano segno opposto. Se così non fosse, l'algoritmo cambia

segno alla tensione di riferimento del nodo in regolazione emettendo un messaggio di segnalazione all'interno del report.

Le incognite del calcolo di load-flow sono date dalle tensioni in ciascuno dei nodi non in regolazione del collegamento in corrente continua. Per ogni nodo i -esimo non in regolazione è possibile scrivere un'equazione del tipo:

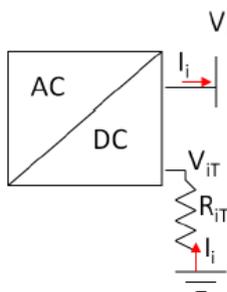
$$(V_i - V_{iT})I_i = P_{iDC} \quad \longrightarrow \quad (V_i - V_{iT})\sum_{j=1}^N(g_{ij}V_j) = P_{iDC}$$

Dove:

- V_i è la tensione valutata rispetto al riferimento della massa del nodo i ;
- V_{iT} è la tensione valutata rispetto al riferimento della massa del nodo di elettrodo del nodo i . Se il nodo i non è relativo ad una sezione di un polo di conversione, si ha che $V_{iT} = 0$;
- I_i è la corrente entrante nel nodo i ;
- g_{ij} è il termine ij della matrice delle ammettenze;
- P_{iDC} è la potenza entrante del nodo i (o dai convertitori o dagli spillamenti).

Le equazioni per i nodi di elettrodo dipendono dalla tipologia di collegamento:

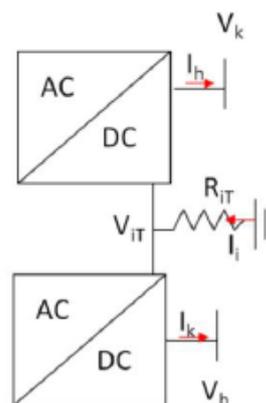
- Collegamento monopolare:



$$R_{iT}I_i = R_{iT} \sum_{j=1}^N (g_{ij}V_j) = -V_{iT}$$

- Collegamento bipolare:

$$\begin{aligned} R_{iT}(I_h + I_k) &= \\ &= R_{iT} \sum_{j=1}^N (g_{hj}V_j) + R_{iT} \sum_{j=1}^N (g_{kj}V_j) = V_{iT} \end{aligned}$$



Il sistema di equazioni dato dalle equazioni precedenti non è lineare ed è risolto attraverso il classico algoritmo iterativo di Newton-Raphson.

Una volta risolto il calcolo di load-flow per le isole in corrente continua è possibile determinare i valori di potenza attiva e reattiva scambiati dal convertitore sul lato in alternata.

La potenza attiva sul lato in alternata è data dalla somma delle potenze attive dei poli di conversione sui lati in continua. Si ipotizza cioè che non ci siano perdite di conversione tra l'alternata e la continua.

La potenza reattiva scambiata sul lato in alternata dalla stazione di conversione è una percentuale della potenza attiva. Tale percentuale varia al variare della potenza attiva: nei DADIR acdc.dat è definita una tabella a 20 punti di corrispondenza tra la potenza attiva e la percentuale di assorbimento. Se la potenza attiva è al di fuori del range di valori definito dalla tabella a 20 punti, per il calcolo della potenza reattiva si utilizza un valore di default pari al 50% della potenza attiva.

Infine, per quanto riguarda l'effetto regolante della stazione di conversione è simulato attraverso la variazione della potenza attiva scambiata dalla stazione di conversione in funzione del proprio statismo, in modo del tutto analogo a quanto attualmente avviene per le variazioni di potenza dei generatori in funzione degli statismi. Anche nel caso delle stazioni di conversione, la regolazione prevede un limite minimo e massimo. La simulazione dell'effetto regolante avviene per la funzione di analisi della sicurezza statica e per le funzioni (come, ad esempio, N-1 e N-2) che si appoggiano alla sicurezza statica.

4. Codice di rete italiano

4.1 Gestione, esercizio e manutenzione della rete

Il presente paragrafo riporta un estratto del codice di rete di Terna (capitolo 3) ^[9], dove è possibile trovare le procedure funzionali alla gestione delle indisponibilità degli elementi della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), delle reti con obbligo di connessione di terzi, delle parti di impianto funzionali alla RTN e delle unità di produzione.

In tale ambito, il Gestore:

- elabora i piani di indisponibilità della rete di cui è proprietario;
- coordina i piani di indisponibilità della RTN, secondo i criteri della sicurezza, dell'affidabilità ed efficienza del servizio nonché del mantenimento della sicurezza degli approvvigionamenti di energia e di contenimento dei costi associati al SEN. Nell'effettuare tale attività il Gestore tiene conto degli interventi di sviluppo della rete già deliberati che comportino indisponibilità dei componenti della porzione di rete;
- coordina i piani di indisponibilità dei gestori di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla RTN relativamente agli elementi delle reti facenti parte della rete rilevante. Qualora i piani di indisponibilità proposti dai gestori di reti con obbligo di connessione di terzi non risultino compatibili con la sicurezza di funzionamento del SEN, il Gestore procede a modificare tali piani nei limiti del necessario;
- coordina, con gli Utenti del Dispacciamento (UdD) i piani di indisponibilità di unità di produzione con potenza non inferiore a 10 MVA oppure di unità di produzione "significative" ai fini della sicurezza del SEN. Ciò al fine di assicurare adeguati livelli di affidabilità, efficienza, sicurezza, economicità e continuità del servizio. Qualora i piani di indisponibilità proposti dagli Utenti del Dispacciamento (UdD) non risultino compatibili con la sicurezza di funzionamento del SEN, il Gestore procede a modificare tali piani nei limiti del necessario;
- registra i dati di indisponibilità degli elementi della RTN ai fini di valutare la disponibilità della RTN medesima su base annua;
- partecipa al coordinamento dei piani di indisponibilità coordinate in ambito regionale europeo previsto dal Regolamento UE 2017/1485 per gli asset considerati rilevanti e inseriti nell'apposito elenco, predisposto ai sensi degli articoli 85 e 87 del Regolamento UE 2017/1485;
- definisce le limitazioni delle unità di produzione indotte da indisponibilità di elementi della RTN, dandone comunicazione ai relativi UdD. Aggiorna inoltre i valori dei limiti di trasporto tra le zone di mercato di cui all'art. 53 dell'Allegato A della deliberazione dell'AEEG n.111/06 qualora modificati per effetto di indisponibilità degli elementi della RTN.

Nello svolgimento delle attività di cui sopra, limitatamente agli asset rilevanti, il Gestore tiene conto degli esiti del coordinamento regionale delle indisponibilità. Al riguardo, si precisa che il Gestore definisce, ai sensi del Regolamento UE 2017/1485, congiuntamente ai gestori di rete estera di ogni regione di coordinamento delle indisponibilità, l'elenco

degli asset rilevanti ai fini del coordinamento delle indisponibilità e ne dà comunicazione all'Autorità e:

- nel caso di unità di produzione/consumo: al gestore di rete a cui è connesso, all'UdD e al titolare di impianto;
- nel caso di elemento di rete: al titolare dell'elemento di rete e al gestore di rete a cui è connesso.

Di seguito sono descritte le procedure adottate dal Gestore relativamente alla programmazione delle indisponibilità degli elementi della RTN, delle reti con obbligo di connessione di terzi e degli impianti di produzione.

Il livello di programmazione con cui una indisponibilità viene richiesta definisce, anche il tipo di indisponibilità:

- indisponibilità programmate: indisponibilità, pianificate con almeno sette giorni calendariali di anticipo rispetto alla loro esecuzione. Le indisponibilità programmate possono essere a loro volta distinte in:
 - Annuali: indisponibilità richieste nell'anno Y per l'anno Y+1;
 - On Demand: indisponibilità richieste nella settimana N con inizio nel periodo compreso tra la settimana N+3 e la fine dell'anno;
 - Occasionali: indisponibilità richieste nella settimana N che abbiano inizio nelle settimane N+1 e N+2;
- Indisponibilità indifferibili: indisponibilità programmate in tempi molto brevi, inferiore ai 7 giorni calendariali.

Infine, il Gestore valuta la compatibilità delle richieste di indisponibilità in relazione alle previsioni delle condizioni di funzionamento del SEN attraverso le valutazioni di adeguatezza e sicurezza. Il Gestore può rifiutare le proposte di indisponibilità fornendo adeguata motivazione.

Le richieste di indisponibilità saranno valutate tenendo conto dei seguenti elementi:

- il tipo di indisponibilità richiesta (nell'ordine: annuale, on-demand, e occasionale), e a parità di tipo, la data di presentazione;
- nel caso di violazione delle condizioni di sicurezza o adeguatezza minime, capacità degli impianti di contribuire al ripristino delle condizioni di sicurezza e adeguatezza;
- la durata;
- il rispetto della capacità di produzione disponibile per interventi di manutenzione attribuita a ciascun UdD o il minore superamento della stessa ^[9].

4.2 Salvaguardia della sicurezza

In questo paragrafo vengono definite le norme per la salvaguardia della sicurezza del funzionamento del Sistema Elettrico Nazionale (SEN). A tal fine le condizioni di funzionamento e le azioni del Gestore si riferiscono alla parte di sistema che il Gestore osserva e controlla in tempo reale, nel seguito indicato come Sistema Elettrico Controllato (SEC).

Obiettivo della sicurezza di funzionamento del SEN è la prevenzione e la minimizzazione delle conseguenze dei disservizi di rete, con particolare riguardo a quelli che possono comportare la perdita del controllo del SEC. Il Gestore persegue l'obiettivo della sicurezza con tutti gli strumenti ed i mezzi di cui è dotato.

In particolare, nel presente Capitolo sono descritti gli obblighi e le linee di condotta per i soggetti interessati, al fine di consentire al Gestore di svolgere le sue attività istituzionali in condizioni di sicurezza, monitorando lo stato di funzionamento del sistema e gli aspetti relativi alla sua sicurezza, con l'obiettivo di fronteggiare situazioni di emergenza o legate alla temporanea indisponibilità delle infrastrutture di trasmissione e di ripristinare le condizioni di normale esercizio.

A seconda delle condizioni di esercizio contingenti, si possono individuare nel SEC (Sistema Elettrico Controllato) porzioni di perimetro variabile soggette agli stati di funzionamento (stato normale, stato di allerta, stato di emergenza, stato di blackout e stato di ripristino) definiti nell'articolo 18 del Regolamento (UE) 2017/1485. Secondo quanto previsto dal citato articolo:

- Il sistema di trasmissione si trova nello stato normale se sono soddisfatte tutte le condizioni di seguito elencate:
 - la tensione e i flussi di potenza sono entro i limiti di sicurezza operativa definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485;
 - la frequenza soddisfa i seguenti criteri:
 - la deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario è compresa nell'intervallo di standard di variazione di frequenza (± 50 mHz);oppure
 - il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario non è superiore alla deviazione massima della frequenza in regime stazionario (200 mHz) e i limiti di frequenza del sistema stabiliti per lo stato di allerta non sono raggiunti;
- le riserve di potenza attiva e reattiva sono sufficienti per resistere alle contingenze previste nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 del Regolamento (UE) 2017/1485 senza violare i limiti di sicurezza operativa;
- la gestione dell'area di controllo del Gestore si trova e resterà entro i limiti di sicurezza operativa anche dopo l'attivazione di contromisure a seguito del verificarsi di una contingenza prevista nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 sopra richiamato.

- Il sistema di trasmissione si trova nello stato di allerta se:
 - la tensione e i flussi di potenza sono entro i limiti di sicurezza operativa definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485;
 - la capacità di riserva del Gestore è ridotta di oltre il 20 % per più di 30 minuti e non è possibile compensare tale riduzione nella gestione del sistema in tempo reale;
 - la frequenza soddisfa i seguenti criteri:
 - il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario non è superiore alla deviazione massima della frequenza in regime stazionario (200 mHz);
 - il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario è stato costantemente superiore al 50 % della deviazione massima della frequenza in regime stazionario (100 mHz) per un periodo di tempo superiore al tempo di attivazione dello stato di allerta (5 minuti) oppure è stato costantemente superiore all'intervallo di frequenza standard (50 mHz) per un periodo di tempo superiore al tempo di ripristino della frequenza (15 minuti);
 - almeno una delle contingenze previste nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 del Regolamento (UE) 2017/1485 comporta una violazione dei limiti di sicurezza operativa del Gestore, anche in seguito all'attivazione delle contromisure.
- Il sistema di trasmissione si trova nello stato di emergenza se è soddisfatta almeno una delle condizioni di seguito elencate:
 - si è verificata almeno una violazione dei limiti di sicurezza operativa del TSO definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485;
 - la frequenza non soddisfa i criteri relativi allo stato normale e allo stato di allerta di cui ai paragrafi 1 e 2;
 - è stata attivata almeno una delle misure contemplate dal Piano di Difesa del sistema del Gestore;
 - si è verificato un guasto nel funzionamento degli strumenti, dei mezzi e delle attrezzature di cui all'articolo 24, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 2017/1485 che ne ha causato l'indisponibilità per oltre 30 minuti.
- Il sistema di trasmissione si trova nello stato di blackout se è soddisfatta almeno una delle condizioni di seguito elencate:
 - perdita di oltre il 50 % del carico nell'area di controllo del Gestore;
 - assenza totale di tensione per almeno tre minuti nell'area di controllo del Gestore, con conseguente attivazione dei piani di ripristino.

Con riferimento a porzioni di SEC, il Gestore considera le seguenti contingenze nella verifica di sicurezza di cui al presente paragrafo:

- contingenze ordinarie, per la verifica della “sicurezza N-1”: tali contingenze vengono simulate in ogni condizione di funzionamento del SEC e qualunque siano le condizioni meteorologiche, strutturali, impiantistiche e di vetustà. Tali contingenze sono, a titolo esemplificativo: la perdita di una singola linea o cavo; la

- perdita di un singolo trasformatore; la perdita di un singolo trasformatore d'interconnessione; la perdita di un singolo mezzo di compensazione della tensione; la perdita di un singolo componente di un sistema HVDC; la perdita di una singola unità di produzione; la perdita di una singola unità di consumo;
- contingenze eccezionali, per la verifica della “sicurezza N-1”: tali contingenze vengono simulate:
 - solo in alcune condizioni di funzionamento del SEC o di alcuni suoi elementi, o in condizioni specifiche, quali condizioni meteorologiche, strutturali, impiantistiche e di vetustà;
 - sempre, nel caso in cui sia dimostrato un rischio non trascurabile sul sistema elettrico. Tali contingenze sono, a titolo esemplificativo: la perdita di elementi di rete il cui guasto comporti la perdita di più elementi di rete (es.: singola sbarra di stazione e quindi di tutti gli elementi ad essa afferenti in caso di intervento selettivo del sistema protettivo); la perdita di linee che condividono la stessa palificazione con particolari configurazioni geometriche e del sistema protettivo; la perdita di cavi sotterranei costruiti nello stesso percorso di posa; la perdita di utenti di rete che hanno in comune lo stesso processo, per cui la perdita totale o parziale di un utente comporti la perdita totale o parziale degli altri; la perdita di elementi di rete o utenti simultaneamente disconnessi in seguito all'intervento del Sistema di Difesa; la perdita di più unità di produzione disconnesse in seguito ad abbassamento di tensione sulla rete;
 - contingenze straordinarie (*out of range*): tali contingenze non vengono normalmente simulate per la verifica della sicurezza N-1. Nella progettazione del Piano di Difesa si considerano le contingenze straordinarie credibili, prevedibili, probabili e controllabili, con lo scopo di mantenere la stabilità del sistema a seguito del verificarsi di esse. Tali contingenze sono, a titolo esemplificativo: la perdita contemporanea di due sbarre nella stessa stazione elettrica; la perdita di due o più linee o cavi indipendenti tra loro; la perdita di due o più trasformatori indipendenti tra loro; la perdita di due o più utenti indipendenti tra loro; la perdita di due o più mezzi di compensazione della tensione indipendenti tra loro; la perdita di due o più sbarre indipendenti tra loro; la perdita di due o più componenti di un sistema HVDC.

Il Gestore, inoltre, esegue calcoli in condizione di sicurezza N-1 allo scopo di verificare l'eventuale violazione dei limiti di sicurezza operativi e la disponibilità delle più idonee contromisure in relazione alla specifica contingenza. A tal fine, la valutazione di situazioni potenzialmente a rischio viene effettuata mediante strumenti di calcolo numerico per l'analisi di rete, che attiva periodicamente o su evento. Per fare ciò, il gestore si avvale in generale delle indicazioni riportate nei sistemi SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) ed EMS (Energy Management System) e delle segnalazioni del Sistema di Difesa, entrambi disponibili al Gestore nell'ambito dell'attività di bilanciamento, controllo delle tensioni, della frequenza e dei transiti ^[10].

4.3 Istruzione operativa – Gestione indisponibilità

La presente istruzione operativa definisce le attività e le responsabilità di tutte le Unità organizzative coinvolte, nel processo di programmazione delle indisponibilità di elementi di rete e unità di produzione (UP) del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) secondo criteri di sicurezza, economicità e trasparenza.

In riferimento al processo sono descritte in particolare:

- le modalità ed i tempi di trasmissione;
- le modalità di allocazione temporale;
- le verifiche di adeguatezza e sicurezza;
- le attività di determinazione dei vincoli di produzione su UP;
- le modalità ed i tempi di delibera delle indisponibilità e degli eventuali vincoli su UP e/o zone di mercato ad esse associate;
- le attività di coordinamento fra le varie Unità coinvolte nel processo.

Tutte le richieste di indisponibilità sia di Titolari di rete che degli UdD, devono pervenire attraverso l'applicativo AGILE in modo tale che, sulla base delle rispettive competenze, ogni Unità PAS e/o AEP territoriale possa effettuare tutte le attività volte alla finale delibera della stessa.

L'acquisizione delle richieste avviene, generalmente, attraverso il portale web di AGILE al quale il Titolare di rete esterno o l'UdD accede attraverso una opportuna abilitazione oppure per gli utenti MOSAICO attraverso il portale web "MAKE" di MOSAICO.

Le indisponibilità trasmesse sul portale AGILE vengono sottoposte ad ulteriori controlli da parte di ciascuna Unità PAS e/o AEP territoriale competente, al termine dei quali la singola indisponibilità può essere:

- accettata: l'indisponibilità entra nel ciclo di programmazione e in automatico, tramite notifica, viene data conferma al titolare richiedente;
- rifiutata: l'indisponibilità non entra nel ciclo di programmazione e, tramite notifica, viene data evidenza al titolare richiedente delle motivazioni del rifiuto;
- sospesa: l'indisponibilità temporaneamente non entra nel ciclo di programmazione e viene lasciata sul portale in attesa di ulteriori verifiche.

I controlli vengono effettuati con tempistiche coerenti con l'orizzonte temporale con cui le indisponibilità vengono richieste dal Titolare.

Un altro aspetto molto importante sono i tempi di rientro, i quali sono attribuiti principali delle indisponibilità e devono essere espressi in minuti. Essi devono definire il massimo tempo che intercorre fra il momento in cui il CCT competente o CNC richiede, per un elemento di rete o UP fuori servizio, la sua restituzione all'esercizio ed il momento della effettiva disponibilità all'esercizio.

Di seguito si riporta uno schema esplicativo di quanto detto.

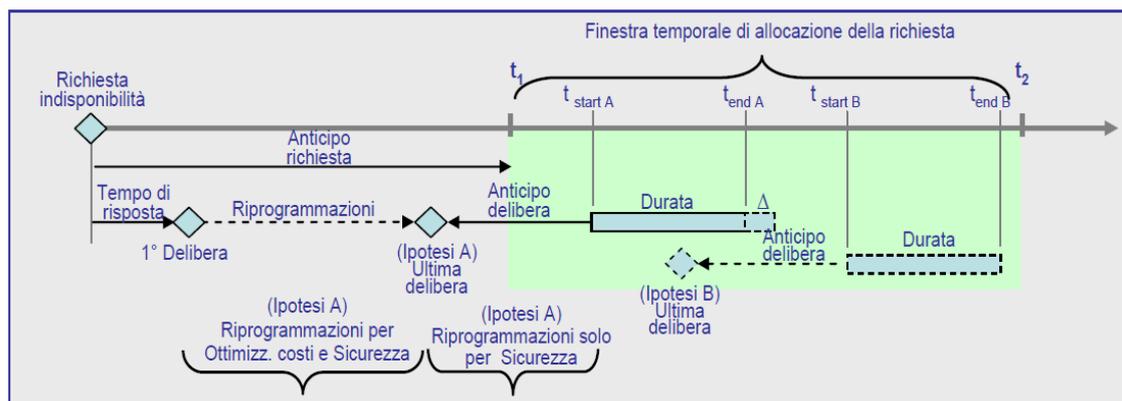


Fig. 4.3.1: Procedura concettuale richiesta indisponibilità

La programmazione di una o più indisponibilità di elementi di rete può, in alcuni casi, determinare una condizione di rischio per il SEN o porzioni del SEN sia in condizioni di sicurezza N che N-1.

Al termine delle verifiche di sicurezza, nel caso in cui per alcuni elementi di rete o UP non sia stato possibile individuare alcun periodo durante il quale programmare le relative indisponibilità soddisfacendo il criterio di sicurezza “N-1”, allo scopo di ridurre il livello di rischio correlato alla sicurezza ed economia del SEN, l’Unità PAS e/o AEP territoriale competente, prima di procedere alla delibera delle indisponibilità suddette, dovrà altresì avere verificato l’attuazione di cosiddette “azioni di mitigazione”, quali:

- collocazione dell’indisponibilità in un periodo di fabbisogno più idoneo;
- modifiche provvisorie dell’assetto di rete;
- ottimizzazione orari di indisponibilità;
- riduzione dei tempi di rientro in caso di necessità;
- rientro serale;
- valutazione volume controalimentazione in MT da parte delle imprese distributrici, a seguito di ipotesi di disalimentazione accidentale, e stima oneri dei servizi di mitigazione;
- richiesta di spostamento di carico MT all’impresa distributtrice.

La verifica di queste azioni sarà effettuata dalle Unità PAS e/o AEP territoriale anche attraverso un processo di condivisione con il Titolare dell’indisponibilità, al fine di valutarne congiuntamente gli impatti sulle modalità operative che il Titolare medesimo dovrà prevedere nell’organizzazione delle attività. Nei casi più critici in cui, dopo l’applicazione di tutte le azioni di mitigazione possibili, il livello di rischio non dovesse rientrare negli standard di sicurezza ed economia, l’Unità PAS e/o AEP territoriale competente e le Unità CNC o CCT (secondo competenza) attueranno le azioni di escalation verso i Responsabili di Unità o di Processo - a seconda dei casi - in modo tale che quest’ultimi possano valutare l’eventuale “rinvio” o “annullamento” dell’indisponibilità. Infine, una volta acquisite ed analizzate le richieste di indisponibilità degli elementi di rete e delle UP ed effettuate le relative verifiche di sicurezza, il processo si conclude con la delibera delle medesime unitamente agli eventuali vincoli ad esse connesse. Con il termine “delibera” si intende infatti la comunicazione formale ai titolari di rete ed UdD dell’esito delle attività di valutazione delle richieste di indisponibilità ^[11].

5. Lavori sotto tensione (LST)

La costruzione e la manutenzione delle linee elettriche aeree è sempre stata una delle attività cardine delle aziende che operano nel settore delle reti in Alta Tensione.

I metodi di lavoro nascono con l'obiettivo di individuare il "come si eseguono le attività" e rappresentano quindi le istruzioni da seguire per l'esecuzione dei lavori.

In Terna i metodi di lavoro per le linee elettriche vengono trascritti sotto forma di Istruzioni Operative e hanno lo scopo di:

- preservare il know-how;
- costruire il materiale di base per i corsi di formazione;
- valutare in maniera strutturata e metodologica le risorse associate a ciascuna attività;
- verificare e confrontare le migliori pratiche operative;
- valutare e quantificare la necessità di attrezzature e strumenti per ciascuna attività;
- operare una standardizzazione delle lavorazioni;
- migliorare l'efficienza delle lavorazioni;
- migliorare la sicurezza delle lavorazioni.

I primi documenti descrittivi delle procedure adottate sono nati in base alle diverse analisi e sperimentazioni sviluppate a seguito delle esperienze sul campo.

In particolare, verso la fine della seconda metà degli anni Settanta, fu redatto da Enel il volume "*Procedure per l'esecuzione di lavori sulle linee elettriche AT*", che ha costituito negli anni un riferimento tecnico operativo per tutte le aziende di settore in ambito nazionale, compresa quindi anche Terna che ne ha adottato interamente i contenuti.

L'unità organizzativa MAVL (Metodi, Attrezzature, Volo, LST), nell'ambito della funzione di Asset Management, con la collaborazione e condivisione di tutte le AOT (Area Operativa Territoriale di Trasmissione), ha proceduto ad un'opera di revisione completa e aggiornamento del vecchio documento che ha condotto alla redazione di un elaborato finale, con il duplice scopo di riallineare i modi operativi all'attuale quadro normativo e di introdurre novità di settore contemplando anche l'impiego di nuove attrezzature. Gli ultimi aggiornamenti e le integrazioni effettuate hanno riguardato principalmente alcune tematiche specifiche come la messa in sicurezza degli impianti e il soccorso in quota.

In linea generale i metodi di lavoro possono essere suddivisi in due macro-famiglie:

- metodi di *Lavoro Fuori Tensione (FT)*, ovvero tutti quelli che descrivono i lavori eseguiti con gli impianti fuori esercizio, quindi con gli stessi collegati a terra e in cortocircuito secondo le indicazioni di sicurezza relative alla prevenzione dal rischio di elettrocuzione;
- metodi di *Lavoro Sotto Tensione (LST)*, ovvero quando si eseguono interventi su parti aeree di linee elettriche alimentate a frequenza industriale, che si trovano in tensione o che sono fuori tensione, ma non sono collegate a terra e in cortocircuito.

5.1 Cenni storici e metodi di Lavoro Sotto Tensione:

Sebbene già diffusa in diversi paesi, la metodologia dei lavori sotto tensione (LST) in Italia ha avuto inizio con un certo ritardo, per effetto del quadro normativo dell'epoca alquanto restrittivo, il quale vietava i LST oltre 1 kV.

In Italia, infatti, le prime concessioni furono disciplinate da D.M. del 09/06/1980 per impianti elettrici con tensione oltre i 30 kV e dal D.M. del 13/07/1990 per i LST da 1 kV fino a 30 kV, che permisero ad Enel di effettuare i primi LST. Nonostante le attività furono disciplinate tardivamente, la tecnica dei LST è stata una scommessa innovativa che ha collocato la nostra nazione tra quelle di spicco nel panorama mondiale.

Nel 1999 il gruppo Terna subentrò ad Enel nella gestione della RTN e continua ad oggi a operare e sviluppare tecnologia LST, attraverso il Comitato dei lavori sotto tensione (CLST).

Il CLST si avvale, inoltre, del supporto tecnico della struttura di riferimento di Terna, che sviluppa la sperimentazione delle metodologie di lavoro, delle attrezzature e delle attività di addestramento/formazione delle squadre operative.

A livello internazionale, la diffusione delle tecniche LST è stata resa possibile grazie a gruppi di studio e ricerca finalizzati allo scambio delle conoscenze, e da un intenso lavoro normativo, che ha reso uniformi regole e procedure atte a garantire la totale sicurezza degli addetti ai lavori. Nella prima categoria si annoverano ICOLIM, ESMO e CIGRÉ, che rappresentano il forum di scambio e confronto delle "best practices" internazionali che periodicamente rendono fruibili tecniche di lavoro e attrezzature. L'aspetto normativo, invece, è curato dall'IEC a livello internazionale, dal CENELEC a livello europeo e dal CEI a livello nazionale.

I lavori sotto tensione, pur appearing come un'innovazione nascente dalla recente industria elettrica, in realtà risalgono ai primi decenni del secolo scorso, quando negli USA furono sviluppate le prime aste isolanti artigianali, costruite in legno e utilizzate sia per le manovre delle lame di sezionatori, sia per l'asportazione e/o installazione dei fusibili sui circuiti in tensione.

Tuttavia, il primissimo importante sviluppo dei LST si ebbe nel periodo tra le due guerre mondiali, quando le ristrettezze economiche incentivarono i metodi di LST, atti a garantire la continuità del servizio elettrico agli utilizzatori e tali da evitare immediati investimenti sulle costruzioni di nuove linee elettriche per il trasporto di energia.

L'attrezzatura isolante in legno fu migliorata negli anni a venire, grazie all'utilizzo di nuovi materiali di rivestimento, aventi proprietà dielettriche maggiori. Nel 1946 venne introdotto l'uso del legno verniciato con resine, per ridurre l'assorbimento di umidità. Fu negli anni Cinquanta, sempre in USA, che iniziò lo studio di attrezzi isolanti costruiti in resina epossidica, armata di fibre di vetro, su un nucleo di schiuma isolante.



Fig. 5.1.1: Esempio di aste isolanti

L'utilizzo di questi materiali portò un netto miglioramento sia delle proprietà elettriche di isolamento, che delle proprietà meccaniche costruttive delle attrezzature, diventate più leggere e maneggevoli. Questo consentì di effettuare LST su linee fino a 380 kV.

Definizione di lavoro sotto tensione:

Il D.M. del 04/02/2011, art.2 definisce LST come: *“lavoro eseguito sulle parti attive di un impianto elettrico che si trova in tensione o che sono fuori tensione ma non collegate a terra ed in cortocircuito. Si considera altresì lavoro elettrico sotto tensione ogni altra attività in cui il lavoratore raggiunga con parti del suo corpo, con attrezzi, con equipaggiamenti o con dispositivi che vengono maneggiati, l'interno della zona dei lavori sotto tensione”*, così come definito nella norma CEI EN 50110-1:2014.

Le dimensioni di tale zona variano in funzione del livello di tensione dell'impianto su cui si opera. Al di sotto della distanza limite D_L infatti non è garantita la tenuta elettrica in qualsiasi condizione. Tale distanza è, quindi, da considerarsi un “valore amministrativo” per valutare se si è in procinto di effettuare un LST.

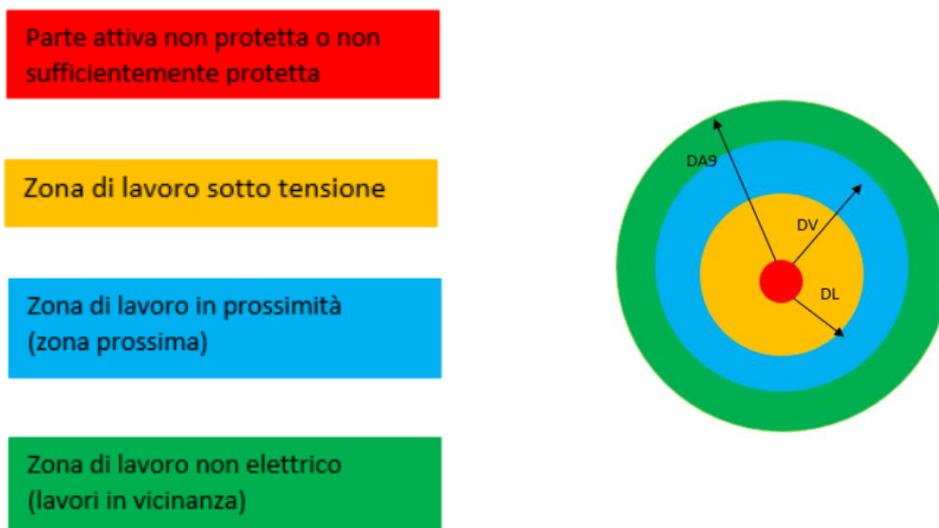


Fig. 5.1.1: Definizione di zona di LST

Le valutazioni relative alle metodologie di calcolo delle distanze minime di avvicinamento per impianti a tensione superiore a 72,5 kV sono espresse in accordo alla “CEI EN 61472:2014 – Lavori sotto tensione – Distanze minime di avvicinamento per sistemi in corrente alternata da 72,5 kV a 800 kV – Un metodo di calcolo”.

La distanza minima di avvicinamento risulta calcolabile come somma di due contributi:

- distanza elettrica, distanza necessaria a garantire la tenuta elettrica tra fase e terra o tra fase e fase durante i LST;
- distanza ergonomica, distanza che deve essere sommata alla distanza elettrica tra fase e fase, se si è in presenza dell’operatore, per tener conto di vari fattori incontrollabili che, durante lo svolgimento dei LST, possono influenzare la distanza tra l’operatore e le parti a potenziale diverso dal suo.

È bene notare che a seconda della complessità dell'intervento, possono essere richiesti da 5 a 7 operatori. È per questo motivo che uno degli aspetti fondamentali di questo lavoro è la capacità di lavorare in gruppo ed essere molto bravi a comunicare tramite gesti e parole.

Sulla rete di trasmissione in alta tensione bisogna prestare particolare attenzione al rischio elettrico in un contesto di distanze di sicurezza di isolamento notevolmente maggiori rispetto ai livelli di tensione più bassi.

Un'altra specificità di questo livello di tensione risiede nell'elevata intensità del campo elettrico presente in prossimità dei componenti elettrici interessati; per questo motivo l'operatore deve indossare una tuta conduttrice. In pratica questa tuta simula una gabbia di Faraday, che permette di proteggere l'operatore dagli effetti del campo elettrico.

Grazie ai metodi di lavoro sviluppati dall'unità specialistica responsabile della materia (SERECT) è possibile operare con regole specifiche che permettono di tenere in considerazione l'introduzione, nello spazio d'aria situato tra l'operatore e la parte attiva in esame, di corpi estranei che permettono di aumentare la distanza d'isolamento. Per esempio, per interventi a potenziale, l'operatore è posizionato su una torre isolante di posizionamento in prossimità dell'elemento su cui bisogna operare.



Fig. 5.2.2: Esempio di TIP (torre isolante di posizionamento)

Un altro importante aspetto che si può trovare in territorio francese è il dipartimento per i lavori che richiedono l'uso di un elicottero. Tale dipartimento è composto da una flotta di dieci elicotteri leggeri di proprietà di RTE e due elicotteri large body di proprietà della branca RTE chiamata AIRTELIS. L'elicottero offre un mezzo di intervento rapido e sicuro, soprattutto nelle zone montuose dove è difficile accedere. Vengono realizzati tra i 30 e i 50 progetti di intervento con elicottero annualmente e riguardano principalmente le linee a 380 kV o 220 kV per la riparazione di cavi o il montaggio di accessori di linea. Gli interventi in elicottero sulle linee aeree sono effettuati da tecnici a bordo di una navicella da uno o due posti, eseguendo l'80% dei loro interventi sotto tensione.



Fig. 5.2.3: Esempio di intervento in elicottero

Ci sono 64 operatori RTE suddivisi in diverse squadre che operano in modalità sotto tensione dotate di elicottero. Per i lavori pesanti come la posa di manicotti di giunzione, l'elicottero posa il cestello sulla linea e riparte non appena è assicurato. Per lavori leggeri, come la posa di sfere di segnalazione il cestello è sospeso a una distanza di 30-80 metri sotto l'elicottero, il quale rimane in una condizione di volo stazionario. La stabilità dell'elicottero durante l'intervento è quindi cruciale. Il pilota deve posizionare e stabilizzare l'elicottero a diverse decine di metri di distanza sopra la navicella, senza un preciso punto di riferimento. La capacità di comunicazione con gli operatori a bordo della navicella è quindi fondamentale.

Gli operatori devono guidare il pilota nella fase di avvicinamento al sito di intervento. Ogni tipologia di operazioni LST in elicottero richiede una settimana di riconoscimento dei luoghi di intervento e una settimana di preparazione pratica al lavoro che si dovrà svolgere.

L'esecuzione di questa tipologia di lavoro mediante elicottero necessita di tener conto sia delle esigenze e norme aeronautiche (regole del traffico aereo, regole del volo aereo, curve di prestazione dell'elicottero in funzione di vento, temperatura, altitudine), sia requisiti specifici per poter eseguire tale operazione in un ambiente elettrico; tutto ciò è formalizzato in documenti descrittivi delle condizioni di esecuzione dei lavori sotto tensione in AT.

Formazione francese per LST

A differenza dell'approccio più diffuso, basato su un insieme di modalità operative dettagliate e prestabilite per ciascuno tipo di operazione, la scuola francese LST lascia più iniziativa agli operatori.

Per questo, si basa su cinque pilastri:

- regole raggruppate nelle Condizioni di esecuzione del lavoro (CET);
- strumenti approvati e controllati periodicamente;
- formazione specifica LST fornita da centri di formazione autorizzati;
- preparazione e organizzazione del sito;
- coinvolgimento e monitoraggio da parte del management.

Le CET riuniscono le regole che gli operatori devono rispettare per realizzare un cantiere di lavoro. Esse aiutano a controllare e contenere i rischi di cortocircuito ed elettrocuzione. In pratica, a monte di ogni intervento e indipendentemente dal livello di tensione, l'operazione da eseguire è soggetta ad attenta preparazione. Il preposto analizzerà i rischi, scegliendo il/i metodo/i di lavoro da attuare, identificando gli strumenti da utilizzare, scrivendo il processo da seguire per svolgere l'operazione. All'inizio del cantiere, il responsabile dei lavori presenta questo processo a tutti gli operatori affinché conoscano il proprio ruolo.

Il responsabile dei lavori è quindi responsabile del monitoraggio del processo di funzionamento e la sequenza delle fasi di lavoro.

Inoltre, le CET definiscono le regole generali da osservare quando si lavora in tensione. Esse provengono da una serie di studi, calcoli fisici ed esperimenti, nonché un'analisi dei rischi basata su due punti:

- conoscenza dell'isolamento
- conoscenza dei flussi di energia che transitano nella rete.

Prima di tutto, bisogna assicurare in ogni momento, e per ogni livello di tensione, l'isolamento degli operatori dalle parti conduttrici situate nell'area di lavoro. In caso di cedimento dell'isolamento tra due punti a potenziali diversi (fase/terra o tra fasi), si potrebbe instaurare un cortocircuito. Quindi, il controllo dell'isolamento implica la definizione delle distanze minime da rispettare tra l'operatore e gli elementi conduttori e lo studio della conducibilità degli strumenti. Per di più, la definizione di queste distanze richiede di limitare i livelli di sovratensioni: sovratensioni di manovra e le sovratensioni dovute a fulminazioni - vietando il lavoro durante i temporali.

Oltre all'isolamento, è importante controllare i flussi di energia che transitano in rete durante un cantiere LST, al fine di proteggere l'operatore sia dal rischio potenziale di elettrocuzione, sia dalle conseguenze causate da un arco elettrico circostante accidentale. Per questo motivo, si considerano tre forme di energia: energia attiva dovuta alla corrente che scorre attraverso la struttura; energia reattiva, a causa del fenomeno dell'induzione, nel caso di intervento su un impianto sotto tensione a vuoto o potenziale fluttuante; energia di cortocircuito, in caso di guasto di isolamento.

LST: dalla scala di corda all'attrezzatura di posizionamento in stazione

Una grande innovazione è stata l'introduzione della torre di isolamento di posizionamento (TIP). Questa struttura, composta da una sorta di "impalcatura" costituita da tubi simili ai pali isolanti, permette agli operatori di intervenire a potenziale. Prima montata su ruote, e spostata a mano, il TIP è stato poi installato su carrelli motorizzati per agevolarne il movimento.



Fig. 5.2.4: Torre isolante di posizionamento (TIP)

È così possibile posizionare facilmente operatori il più vicino possibile al luogo di intervento. Tuttavia, questi dispositivi presentano alcuni vincoli relativi a tempi di montaggio e accesso alla postazione di lavoro. Per questo motivo SERECT sta attualmente sperimentando una nuova macchina di posizionamento fissa. Derivato dagli sviluppi tecnologici in due domini di tensione, questo dispositivo è composto da una portante motorizzata dotata di doppio braccio alato cavo montato all'estremità di un braccio telescopico.



Fig. 5.2.5: Nuovo dispositivo per interventi aerei

Per il lavoro in linea, è stata introdotta una scala di sollevamento rigida che ha sostituito la vecchia scala di corda isolante.

L'operazione di preparazione si svolge a terra, su una corta scaletta metallica che viene poi issata a potenziale da un argano.

Con l'avvento delle tecniche che prevedono l'utilizzo dell'elicottero per interventi LST, è possibile anche lavorare a tutto campo, poiché ogni passaggio può essere fatto dal cestello sospeso sotto l'elicottero.

Questo ovviamente richiede anche la conoscenza dei regolamenti dell'aeronautica. RTE, che è in grado di attuare questa particolare tecnica, utilizza l'elicottero anche per importanti lavori di riabilitazione sbarre nelle sottostazioni.

Nuovi orizzonti per i LST

Nel campo dei LST, le condizioni climatiche sono sempre state un vincolo importante. Per ogni livello di tensione e per ogni metodo (distanza, contatto, potenziale) è importante definire le regole che stabiliscono cosa è permesso fare e cosa no.

Ancora oggi, per quanto riguarda l'ambito LST su reti AT, il CET vieta di intraprendere qualsiasi lavoro in caso di precipitazioni, anche irrilevanti. È facile immaginare le conseguenze sull'organizzazione degli interventi: in un progetto pianificato da tempo la data può essere annullata la mattina stessa a causa del tempo incerto.

L'obiettivo di SERECT è quello di poter svolgere interventi anche con tempo incerto e saperli interrompere in tutta sicurezza in caso di peggioramento delle condizioni climatiche (comparsa di pioggia).

Le condizioni per l'intervento dei LST sarebbero così ridotte ad un livello equivalente al lavoro "convenzionale" e, quindi, con prestazioni migliorate.

Gli studi sulla tenuta dell'isolamento degli spazi d'aria, tuttavia, necessitano ancora di essere approfonditi al fine di definire i nuovi requisiti per gli utensili impiegati in tali tipologie e condizioni di lavoro: alle sovratensioni sotto precipitazione, corrente di dispersione, ecc.

Un altro campo di indagine per SERECT riguarda il controllo della strumentazione mediante prove di tipo non distruttivo. Oggi si basa sul controllo periodico composto da un esame visivo e un test elettrico.

Con l'evoluzione tecnologica e metodologica, legata agli strumenti (soprattutto braccia alate) e le loro condizioni di utilizzo (lavoro in condizioni di bassa precipitazione in HTB), si pone la questione del riesaminare le regole di controllo periodico per aumentarne l'efficienza ^[18].

5.3 Tipologie di intervento LST

Le metodologie di LST vengono impiegate per eseguire lavori di manutenzione su impianti elettrici costituiti generalmente da linee aeree, utilizzando particolari attrezzature e istruzioni operative secondo rigide misure di sicurezza.

I lavori sotto tensione realizzabili sulle linee aeree in alta tensione interessano generalmente gli armamenti.

Le tipologie di intervento impiegate per i LST, che si diversificano secondo la metodologia impiegata in relazione al tipo di linea sulla quale si interviene, sono:

- lavoro a distanza, che consiste nel mantenere, da parte dell'operatore, le distanze dalle parti in tensione, superiori a quella minima di avvicinamento utilizzando attrezzi montati alle estremità di aste isolanti. È possibile distinguere due posizioni di lavoro:
 - a potenziale di terra;

- a potenziale indefinito;
- lavoro a potenziale, introdotto per via delle tipologie via via più complesse di intervento, specie per distanze superiori ai 4 metro, dove l'utilizzo delle aste isolanti diventa poco efficiente e limitativo. È per questo motivo che venne sviluppata la tuta conduttrice (DPI), la quale, insieme alle calzature conduttrici, rende possibile portarsi al potenziale delle parti in tensione, utilizzando sia dei bracci elevatori isolati, sia delle scale o supporti isolanti. Infine, dev'essere mantenuta la distanza minima di avvicinamento fase-terra e/o fase-fase, considerando anche le dimensioni dell'operatore e gli oggetti conduttori da lui maneggiati;
- lavoro a contatto, impiegato nella media tensione.

5.4 Attrezzature per LST

Per effettuare i LST è necessaria un'idonea e specifica attrezzatura, corredata da una scheda come richiesto dalla norma CEI 11-15:2011. Tale scheda è parte integrante del documento denominato "libretto di uso e manutenzione", associato agli strumenti utilizzati per svolgere LST e nel quale vengono riportate le specifiche ed eventuali prove periodiche da effettuare.

Gli attrezzi impiegati in queste tipologie di lavori vengono suddivisi nelle seguenti famiglie:

- AA, attrezzi di accesso;
- AC, attrezzi di misura e controllo;
- AF, attrezzi di fissaggio e di manovra;
- AL, aste per lavori a mano;
- AU, attrezzi universali;
- AD, attrezzi diversi.

Infine, tale attrezzatura può essere utilizzata solo da personale abilitato ai LST con modalità riportate nei relativi libretti d'uso e manutenzione ^[12].

5.5 Analisi costi delle attività

Un aspetto importante da tenere in considerazione è il costo dell'attività nella sua completezza. Questo perché, come ogni cosa, i LST hanno i loro vantaggi e svantaggi; quindi, è bene chiarire dove conviene eseguire un lavoro sotto tensione e dove no.

Per ciascuna tipologia di lavoro, realizzabile con entrambe le metodologie (Fuori Tensione ed LST), si sono valutati i costi complessivi di esecuzione. Tale valore è pari alla somma del costo di intervento e dei costi aggiuntivi, peculiari della metodologia di lavoro scelta.

Si ottengono quindi le seguenti formule rappresentative dei costi totali nelle due metodologie:

$$C_{tot,LST} = C_{int,LST} + C_{agg,LST}$$

$$C_{tot,FT} = C_{int,FT} + C_{agg,FT}$$

Dove:

- $C_{tot,LST}$: costo totale del lavoro eseguito LST;
- $C_{tot,FT}$: costo totale del lavoro eseguito fuori tensione (FT);
- $C_{int,LST}$: costo intervento eseguito LST;
- $C_{int,FT}$: costo intervento eseguito FT;
- $C_{agg,LST}$: costo aggiuntivo per LST;
- $C_{agg,FT}$: costo aggiuntivo per lavori FT.

Costi di intervento

Per entrambe le metodologie di lavoro, oltre alle risorse necessarie per eseguire l'attività, sono state considerate le risorse mediamente necessarie per la preparazione della stessa e per le operazioni di messa in sicurezza dell'impianto che ciascuna metodologia comporta. Inoltre, si assume, a sfavore della metodologia LST, di non considerare l'eventualità di necessità di rientro serale in esercizio della linea. Infatti, tale circostanza, molto frequente, se valutata, peserebbe decisamente sul costo di esecuzione degli interventi svolti con metodologia FT e quindi sul confronto effettuato.

Le risorse necessarie all'esecuzione delle attività sono molto differenti a seconda della tipologia di intervento da eseguire. Per questo motivo si prende un esempio di lavoro comune e si pensa a tutte le attrezzature, in termini di costo, che potrebbero servire per svolgere l'intervento tramite metodologia FT e LST. Calcolando la differenza tra tali valori si ottiene un valore denominato $\Delta C_{\text{intervento}}$ tra le due metodologie. Per comprendere

meglio l'effettiva consistenza di questa differenza, si è eseguita una valutazione percentuale rispetto alle risorse necessarie con metodologi FT.

Di seguito si riporta quanto detto in una tabella riassuntiva:

Confronti costo	Metodologia conveniente
$C_{LST} < C_{FT}$	LST
$0 < C_{LST} - C_{FT} < 50€$	Indifferente
$C_{LST} > C_{FT}$	FT

Nella tabella seguente si riportano i risultati ottenuti dal punto di vista effettivo dei lavori:

Convenienza LST	Indifferenza	Convenienza FT
controlli tecnici	apertura colli morti ed eliminazione di un punto caldo (380 kV)	sostituzione antivibranti su semplice terna
sostituzione parti del sostegno o di lampade di segnalazione	interventi su catene di isolatori con armamenti ad "I"	apertura colli morti ed eliminazione di un punto caldo (132-150; 220 kV)
interventi su fune di guardia senza distacco della stessa	interventi su catene di isolatori con armamenti ad "V"	interventi su amarri doppi
cambio funi di guardia	interventi su catene di isolatori con armamenti ad "L"	interventi su amarri tripli
riparazione strefolature senza calata al suolo del conduttore	interventi su catene in composito con armamenti a "V" e "L"	-
sostituzione distanziatori	-	-

Costi aggiuntivi

Per quanto riguarda i lavori sotto tensione, la quota parte dei costi aggiuntivi si può esprimere semplicemente come somma dei seguenti termini:

- costo formazione LST;
- costo centro addestramento LST;
- costo laboratori LST;

- costo manutenzione attrezzature LST;
- costo manutenzione dei mezzi di trasporto per attrezzature LST.

Parlando invece di interventi eseguiti con metodologia classica, ovvero fuori tensione, i costi aggiuntivi sono imputabili essenzialmente alle indisponibilità degli elementi di rete oggetto dei lavori.

Il beneficio economico per Terna conseguente alla mancata apertura dei collegamenti, grazie all'adozione della metodologia LST, è dato dall'evitata disalimentazione valutabile tramite la stima puntuale di un rischio.

Quindi è possibile stabilire, nella formula del calcolo dei costi, riportata precedentemente, che:

$$C_{agg,FT} = R_{dis}$$

Identificando con R_{dis} il rischio di disalimentazione, il quale viene ricavato nel seguente modo:

$$R_{dis} = p_{dis}d_{dis}$$

Dove:

- p_{dis} : probabilità che si verifichi la disalimentazione valutato al 0,5‰;
- d_{dis} : danno che comporta la disalimentazione.

Il beneficio economico per Terna, conseguente al mantenimento in tensione degli elementi di rete al cui fuori servizio è associato un rischio di disalimentazione, è dunque quantificabile come:

$$B = P_{N-1}\{E_{rischio}[C_{mit}\%_{mit} + C_{dis}(1 - \%_{mit})]\}$$

Dove:

- B: beneficio;
- P_{N-1} : probabilità di evento N-1;
- $E_{rischio}$: energia a rischio media annua;
- C_{mit} : costo unitario dell'energia mitigata;
- C_{dis} : costo unitario dell'energia disalimentazione;
- $\%_{mit}$: quota di energia mitigabile sul totale di energia a rischio.

Come già detto in precedenza, è stato stabilito che è conveniente lavorare con metodologia FT se la differenza tra i due costi di intervento è maggiore di 50€:

$$C_{LST} - C_{FT} > 50€$$

Alla luce della determinazione dei costi aggiuntivi, per ciascuna metodologia, possiamo considerare l'applicazione del criterio sopra riportato non solo ai costi di intervento, ma ai costi totali. Se ne ricava che:

$$(C_{int,LST} + C_{agg,LST}) - (C_{int,FT} - R_{dis}) > 50$$

Considerando che i costi aggiuntivi LST, $C_{agg,LST}$, sono dello stesso ordine di grandezza dei 50 € si ottiene che è conveniente lavorare con metodologia FT quando:

$$C_{int,LST} - C_{int,FT} > R_{dis}$$

Ossia quando la differenza tra i due costi di intervento è superiore del rischio di disalimentazione correlato all'esecuzione in modalità FT ^[15].

Va precisato che ci sono situazioni in cui tale confronto non viene nemmeno preso in considerazione, poiché l'entità del costo che Terna dovrebbe pagare è molto elevata. In tale situazione ci si può ritrovare quando bisogna, per esempio, disalimentare un utente di alta tensione. In questo caso il costo per disalimentazione di utenza è di gran lunga superiore ai costi LST o FT; quindi, si bypassa tutto il ragionamento fatto fino ad ora e si opta per un lavoro sotto tensione.

6. Analisi indisponibilità

Da un'analisi della struttura della rete, la potenziale concessione di una indisponibilità di un elemento di rete potrebbe far evolvere lo stato del SEN/porzione di SEN a una situazione di rischio per la sicurezza e/o per i danni economici e/o di immagine all'Azienda. Infatti, la criticità di esercizio creata, ad esempio, a seguito di fuori servizio di ulteriori elementi di rete (per avarie, guasti, ecc.) rispetto a quelli già concessi in indisponibilità potrebbe comportare:

- la disalimentazione di siti Clienti AT e/o di un cospicuo bacino di Utenze MT e/o BT sottese a una o più Cabine Primarie (CP);
- il ricorso ai servizi di mitigazione da parte delle imprese distributrici.

Pertanto, risulta necessario effettuare un'analisi di tale rischio durante la fase di programmazione indisponibilità.

I criteri che definiscono la valutazione di tale rischio sono scaturiti, tra l'altro, anche considerando le disposizioni dell'autorità (ARERA) sugli indici di continuità del servizio di trasmissione attraverso specifiche deliberazioni che sottopongono Terna a meccanismi di incentivazione o penalità di tipo economico; ciò ha portato alla necessità di definire strumenti che consentano di valutare, nelle diverse fasi temporali di attuazione dell'indisponibilità, il livello di rischio associato alla programmazione e concessione dell'indisponibilità per uno o più elementi di rete ^[13].

Qui inizia il lavoro vero e proprio di questo elaborato, incentrato sull'analisi delle indisponibilità richieste all'area Nord-Ovest del dispacciamento di Terna.

Tutto è partito dall'estrazione delle indisponibilità richieste degli ultimi cinque anni, in modo tale da avere abbastanza campioni per rendere il più realistico possibile questo studio. L'analisi che è stata condotta è stata un'analisi a posteriori, ovvero sono state effettuate considerazioni su dati che sono già stati deliberati e, quindi, eseguiti e conclusi.

Lo scopo di tale analisi è stato quello di analizzare su come potrebbe essere influenzato l'aspetto energetico/economico con l'aumento ed il rafforzamento della pratica dei lavori sotto tensione (LST). Non solo, infatti c'è un altro aspetto non poco rilevante legato al rafforzamento dell'esecuzione dei LST, ovvero l'affidabilità della rete elettrica.

Lo studio è cominciato, come già detto, dall'estrazione dei dati dalla piattaforma AGILE, che gestisce il "ciclo di vita" delle indisponibilità, dalla richiesta da parte di un titolare per un periodo di tempo in cui mettere fuori servizio un elemento del SEN, all'allocazione e delibera da parte dei programmisti delle Unità Terna incaricate della programmazione delle indisponibilità, fino all'attuazione/consuntivazione in fase di gestione della rete in tempo reale.

L'analisi che è stata condotta si è basata sull'estrazione di tutti i dati degli ultimi 5 anni, dal 1° gennaio 2016 al 31° dicembre 2020, raccolti successivamente in un foglio Excel. Si sono ottenute ben 45816 righe, e quindi, indisponibilità da analizzare. È bene precisare che tale numero è legato alla zona di pertinenza nella quale ho svolto la mia esperienza,

ovvero l'area di Dispacciamento Nord-Ovest, la quale comprende Piemonte, Liguria, Valle d'Aosta, Lombardia e Sardegna.

In primo luogo, si è voluto mettere in evidenza quanto effettivamente venga utilizzata la procedura di Lavoro Sotto Tensione. Questo è stato possibile grazie alla struttura con cui vengono estratti i file da Agile, poiché per ogni singola richiesta vengono definiti diversi campi:

- colonna A: identifica chi effettua la richiesta;
- colonna B: identifica il codice dell'indisponibilità;
- colonna C: identifica la tipologia di indisponibilità;
- colonna D: identifica lo stato di elaborazione in cui si trova la richiesta;
- colonna E: identifica il libello di tensione;
- colonna F: identifica l'elemento interessato dall'intervento;
- colonna G: identifica il nome dell'elemento in analisi;
- colonna H: identifica la data di inizio programmata;
- colonna I: identifica la data di fine programmata;
- colonna J: identifica la data di inizio attuazione;
- colonna K: identifica la data di fine attuazione;
- colonna L: identifica il tempo di rientro breve;
- colonna M: identifica il tempo di rientro lungo;
- colonna N: identifica se c'è rientro serale;
- colonna O: flag che identifica i LST;
- colonna P: identifica la causa dell'intervento;
- colonna Q: consente di aggiungere delle note;
- colonna R: flag che identifica se ci sono vincoli
- colonna S: identifica l'area di pertinenza.

Di seguito viene riportato un esempio di indisponibilità estratta da AGILE:

A	B	C	D	E	F	G
TITOLARE	CODICE INDISPONIBILITA'	TIPO	STATO	TENS (kV)	ELEM	NOME ELEMENTO
TERNA - AOT TORINO	1002665270010	IOD	CON	132	LIN	Linea 469 Villadossola - Pallanzeno

H	I	J	K	L	M
DATA INIZIO PROGRAMMA	DATA FINE PROGRAMMA	DATA INIZIO ATTUAZIONE	DATA FINE ATTUAZIONE	TEMPO RIENTRO BREVE	TEMPO RIENTRO LUNGO
18/1/16 8:00 AM	21/1/16 4:00 PM	18/1/16 9:04	21/1/16 9:42	90	0

N	O	P	Q	R	S
RS	RSE	TIPOLOGIA LAVORI	NOTE TITOLARE	VINCOLI	AREA
S		Altre di Manutenzione	T469 Controlli di Legge a Pallanzeno e Villadossola linea messa a terra a Pallanzeno e solo sezionata a Villadossola. Indisponibilità Manutenzione	S	TO

Quindi, grazie al campo denominato RSE (Regime Speciale di Esercizio) è stato possibile separare gli interventi che sono stati eseguiti sotto tensione da quelli svolti in modo classico (FT), ovvero quegli interventi dove si mette fuori servizio la parte di rete interessata per poter intervenire.

Ragionando in percentuali, con 45816 lavori totali (nel periodo analizzato 2016-2020) si sono eseguiti 526 interventi sotto tensione, ovvero l'1,15% dei lavori complessivi.

C'è da dire che il data base delle indisponibilità contiene linee, trasformatori, generatori e molte altre componentistiche elettriche legate al normale funzionamento della rete di trasmissione. Come facilmente intuibile non tutte le tipologie di lavori si possono svolgere con modalità sotto tensione. Infatti, è verosimile affermare che tutti i lavori legati ai macchinari elettrici, come per esempio i trasformatori, non possano essere svolti sotto tensione e in quel caso il componente sotto esame andrà messo fuori servizio per poterci lavorare.

Per questo motivo sono stati esclusi dal bacino di dati tutti quei lavori legati ad unità di produzione e a macchinari elettrici.

È stato messo in evidenza ciò depurando il numero totali di interventi da tali tipologie di lavori (11484) ottenendo così 34332 lavori. Di conseguenza, la percentuale di interventi in tensione si modifica a 1,53%.

Un aspetto interessante è legato al fatto che la maggior parte dei lavori sotto tensione sono stati fatti sulla rete a 132 kV, che è la più estesa e ad essa sono connessi più impianti (CP e impianti Utente) che potrebbe essere disalimentati in occasione di indisponibilità che ne determinino l'alimentazione radiale.

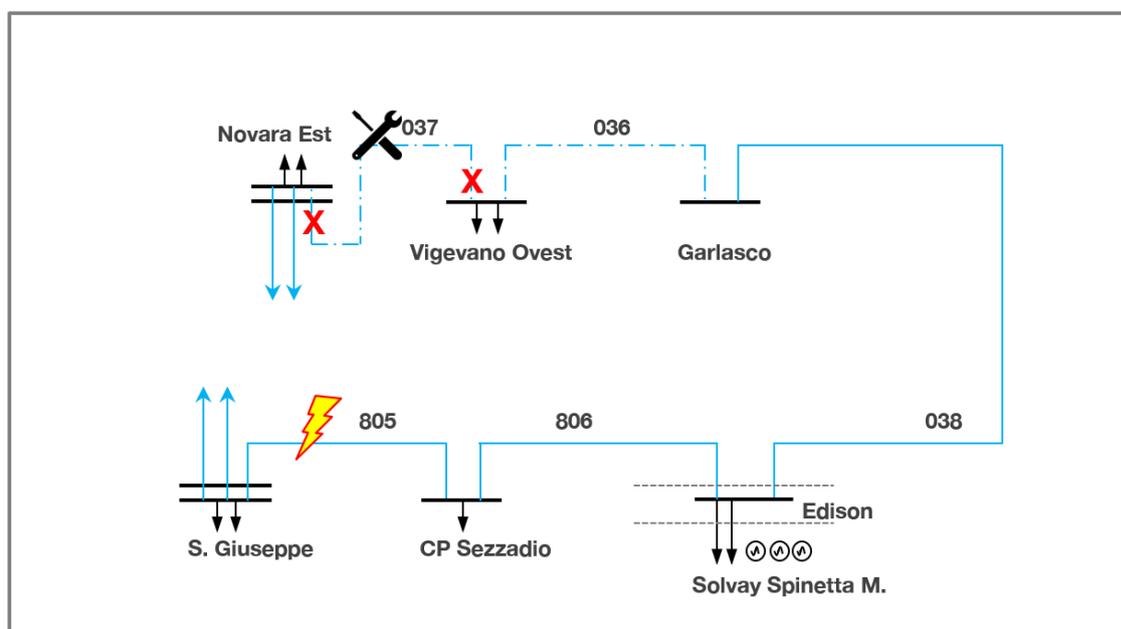


Fig. 6.1: Esempio di anello/maglia di rete

Nella figura sovrastante si riporta un esempio di quanto detto precedentemente, ovvero risulta evidente come un'indisponibilità affrontata in modo classico; quindi, svolgendo tutte le attività fuori tensione, comporterebbe l'apertura dell'anello. Questo creerebbe una configurazione radiale della porzione di rete interessata, nella quale uno scatto ad inizio anello comporterebbe la disalimentazione delle quattro stazioni elettriche presenti nella figura.

Questo conferma quanto detto finora, ossia che grazie all'impiego dei lavori sotto tensione non sarebbe stato necessario mettere fuori servizio la linea e, quindi, si sarebbe preservata l'integrità strutturale della porzione di rete sotto analisi, evitando oltretutto il rischio di disalimentazione di cabine elettriche e utenti.

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva di quanto detto:

Livelli di tensione	Lavori totali	LST	% LST
380 kV	5904	91	1,54
220 kV	8922	79	0,89
150 kV	4720	81	1,72
132 kV	24144	270	1,12
< 132 kV	2156	5	0,23

È bene notare che i lavori sotto tensione non possono essere svolti su ogni tipologia di intervento; quindi, è interessante vedere quali sono queste tipologie. Filtrando i dati è emerso che tra i 526 lavori eseguiti sotto tensione solo due tipologie vengono svolti:

- lavori in linea, con 522 interventi
- lavori sullo stallo, con 4 interventi

Quindi il 99,24% dei LST vengono svolti su linea, mentre solo lo 0,76% di questi vengono svolti su stalli.

Arrivati a questo punto, si è voluto mettere in evidenza il vantaggio che si ha avuto, in termini di “energia/costo ipotetico”, nell’eseguire tali lavori sotto tensione.

L’intero lavoro si è concentrato su un aspetto cruciale per quanto riguarda l’affidabilità e la continuità dell’alimentazione. Infatti, le casistiche analizzate singolarmente sono state scelte in base ad un ragionamento fatto sulla configurazione di rete nel caso in cui il lavoro non fosse stato eseguito sotto tensione, ovvero se l’intervento fosse stato eseguito in modo classico, creando l’indisponibilità corrispondente e, quindi, la perdita temporanea del componente di rete. Questa è una questione molto importante, perché la mancanza di un componente va ad intaccare l’integrità della rete, oltre al fatto che riduce il livello di affidabilità.

Inoltre, la casistica presa in considerazione è ancora più particolare, perché si è deciso di concentrarsi su tutti quegli interventi che avrebbero creato un’antenna, ovvero che avrebbero modificato l’assetto di rete, portandolo ad una configurazione radiale.

Un’antenna si crea quando, in seguito all’eliminazione di un componente di rete, si perde la magliatura e, nel caso più semplice, perdo la possibilità di alimentare un utente (o una stazione) da più direzioni. Questa situazione è molto delicata, perché in tale circostanza si rende necessario calcolare quanti MW siano rimasti in antenna e, nel caso di guasto lungo il percorso, in quanto tempo, utenti e non, possano essere rialimentati.

Energia non servita di riferimento (ENSR)

Questo indicatore è molto importante per Terna, poiché in base ad esso l’autorità ARERA, su base annua, valuta se premiare o penalizzare la società.

Quindi, ENSR è l’unico indicatore di qualità del servizio di trasmissione sottoposto al meccanismo di incentivazione - penalizzazione.

L’autorità, per stabilire l’obiettivo annuale da raggiungere, ovvero il valore di energia non servita in un anno da non superare, si basa sui valori dichiarati nel periodo precedente e ne fa la media aritmetica. Questi valori ogni anno vengono ridotti del 3,5% per spingere Terna a operare in modo sempre più efficiente.

Visto che i dati vengono dichiarati da Terna stessa, l’autorità annualmente effettua visite ispettive sui dati di qualità del servizio dichiarati. In particolare, a campione, verifica:

- il valore dell’energia non servita;
- la corretta attribuzione della causa.

Qualora in seguito ai controlli effettuati vengano accertati degli errori, l'autorità provvede alla correzione dell'indicatore ENSR RTN e, conseguentemente alla riduzione/aumento del premio o della penale.

In caso di aumento dell'indicatore ENSR RTN, se l'errore:

- è compreso tra il 7,5% e il 30% del valore comunicato da Terna, l'autorità applica una riduzione pari al 30% del premio o un aumento del 30% della penalità;
- è superiore al 30% del valore comunicato da Terna, l'autorità applica una riduzione del 50% del premio o un aumento del 50% della penalità. In tali circostanze, l'autorità può anche avviare un procedimento nei confronti di Terna per l'irrogazione delle sanzioni ^[14].

Di seguito viene riportato un grafico di quanto detto finora, avente le seguenti caratteristiche:

- parametro incentivazione/penalità, 40000 €/MWh;
- franchigia, $\pm 5\%$ del livello obiettivo (LO);
- massima incentivazione, 30 M€;
- massima penalità, 12M€;
- esclusa ENS clienti finali AT e per guasti su rete che alimenta il sistema ferroviario.

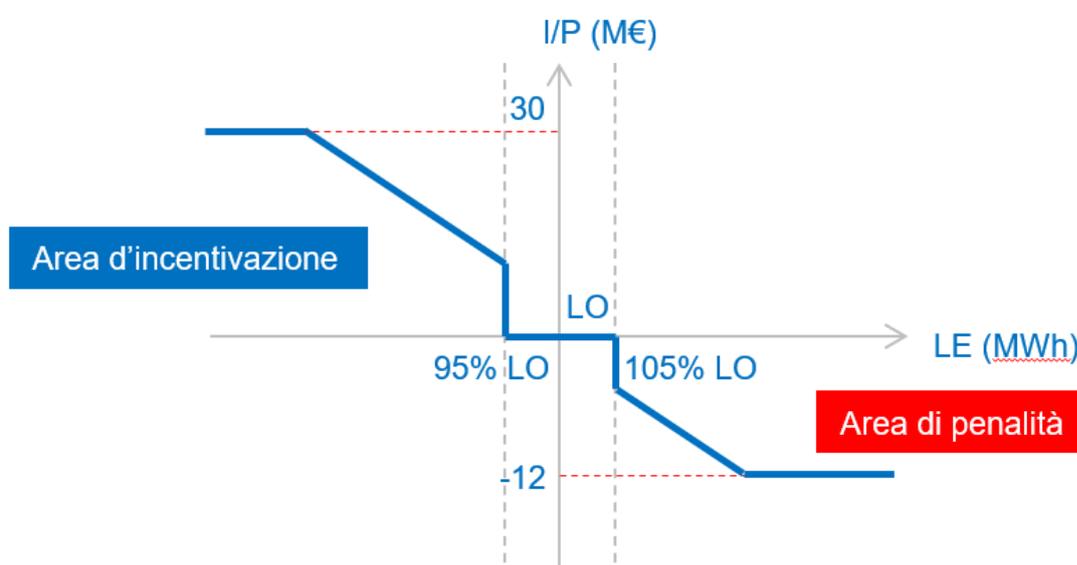


Fig. 6.2: Schema incentivazione/penalità

Costo ipotetico dell'energia non servita:

Ci sono determinati lavori che potrebbero far perdere la magliatura ad una parte di rete, creando così un'antenna. Come già detto in precedenza, quando si crea un'antenna si valuta quante stazioni e utenti la compongono mediante degli schemi di rete, sui quali si trova la rappresentazione di una porzione (a seconda della zona d'interesse) della rete comprendente i vari livelli di tensione che si possono incontrare sul territorio. Fatto ciò, si valutano i prelievi di potenza in questi nodi e si sommano. Il totale ottenuto va moltiplicato per la durata minima dell'intervento, in modo tale da ricavare l'ipotetica energia non servita che si avrebbe in caso di guasto ad inizio antenna, che corrisponde anche al caso peggiore.

Va precisato che non viene presa sempre l'intera durata dell'intervento, poiché questo comporterebbe delle sovrastime dell'energia non servita. Infatti, gli operatori definiscono dei tempi che indicano l'intervallo di tempo minimo necessario a rimettere in servizio il componente su cui si sta lavorando. Questi tempi prendono il nome di tempi di rientro e, se presenti, sono sempre inferiori alla durata complessiva del lavoro.

Questa energia, misurata in MWh, viene tradotta in costo, in modo tale da rendersi conto dell'entità del danno che si creerebbe se scattasse la linea ad inizio antenna (caso peggiore).

Per stimare tale costo, Terna ha adottato un criterio che prevede la compilazione delle cosiddette "schede di criticità". Questi fogli, innanzitutto, indicano quanto è rischioso eseguire quel determinato intervento e, di conseguenza, quanto verrebbe a costare se succedesse un imprevisto che comporterebbe la disalimentazione dell'antenna.

Per quanto riguarda il livello di rischio, questo viene attribuito secondo il seguente criterio:

- si definisce la potenza che rimane in antenna e la corrispettiva energia non servita;
- si calcola l'equivalente in € secondo il seguente criterio:

$$\left\{ \begin{array}{l} ENS < 250 \rightarrow [ENS] * 40000 \\ 250 \leq ENS \leq 1000 \rightarrow [(ENS + 500) * 40000]/3 \\ 1000 < ENS \leq 2250 \rightarrow [0,1 * ENS + 400] * 40000 \\ ENS > 2250 \rightarrow [625] * 40000 \end{array} \right.$$

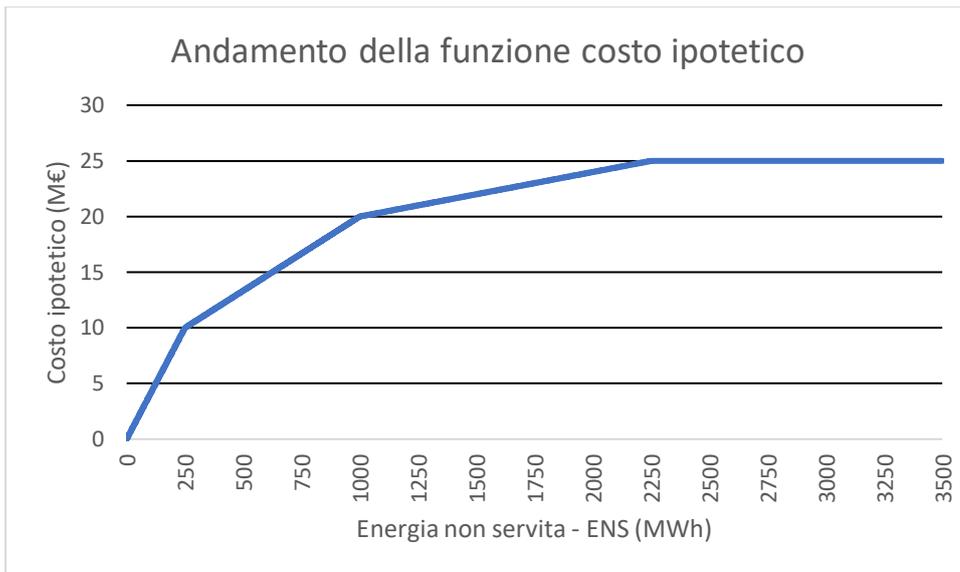


Fig. 6.3: Grafico della funzione costo

Nella pratica, la procedura è un po' più complessa di così. Questo perché il gestore tiene conto della possibilità di poter mitigare la disalimentazione di una, o più stazioni elettriche tramite l'ausilio della rete MT sottostante.

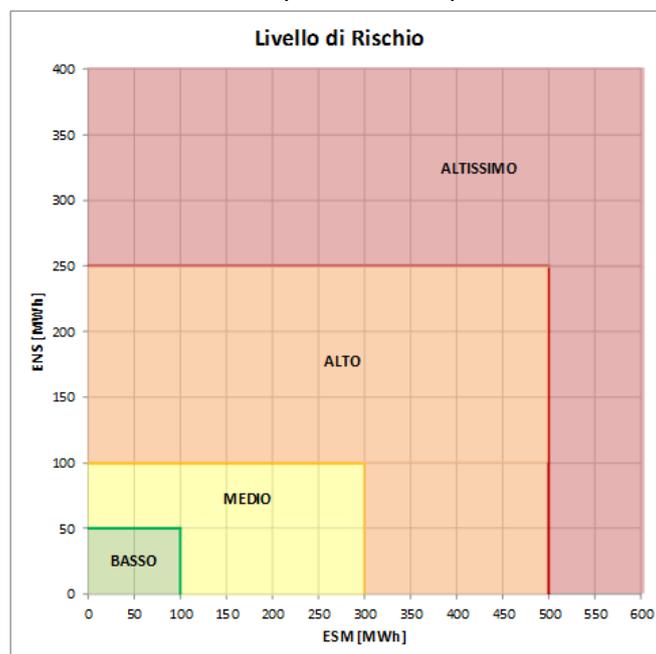
Ovviamente questo avrà dei costi e quindi bisogna trovare un modo per collegare questi concetti al livello di rischio da attribuire all'indisponibilità.

Per far ciò si riportano di seguito due tabelle riassuntive del criterio impiegato e, successivamente, il relativo grafico che permette la correlazione con il concetto di rischio.

Energia non fornita di riferimento netta + Energia non fornita ai Clienti AT (MWh a rischio)	Livello di rischio
< 50	B
50-100	M
101-249	A
≥ 250	AA

Energia controalimentabile da reti MT (con rischio di ricorso al servizio di mitigazione - MWh)	Livello di rischio
< 100	B
100-300	M
301-499	A
≥ 500	AA

Nella figura a fianco si ha la rappresentazione grafica su un diagramma cartesiano dei livelli di rischio definiti in funzione dei valori dei parametri riportati nelle tabelle precedenti, “Energia non fornita di riferimento netta (ENSR) + Energia non fornita ai Clienti AT (ENS Clienti AT)”, denominata “ENS” in ordinata e “Energia contro alimentabile da reti MT”, denominata ESM in ascissa.



In pratica, questa tabella permette di ricavare il livello di rischio da attribuire all'indisponibilità mediante metodo grafico. Basta trovare il punto sul grafico, determinato dai suoi valori in ascissa (ESM) e in ordinata (ENS). Questo concetto di mitigazione si basa

sul fatto che, nel caso di scatto, tutto, o parte del carico venga contro alimentato dal distributore mediante la rete MT sottostante. Quindi, i costi non potranno essere noti a preventivo, poiché tale servizio entra in gioco come conseguenza del problema. È bene precisare che Terna ha a disposizione mezz'ora per risolvere il problema senza dover remunerare il distributore; oltre dovrà pagare una quantità correlata all'energia gestita dal distributore dai 30 minuti fino a fine intervento. Inoltre, il distributore, fornendo tale servizio non si espone ad ulteriori rischi (anche se potrebbe dover modificare il suo assetto di rete), perché Terna si assume la responsabilità di possibili criticità anche sulla rete MT sottostante.

Si ricorda che in questa trattazione non si è tenuto conto della possibilità di mitigazione. Questo perché il prezzo dell'energia cambia giornalmente, inoltre su un'analisi a posteriori questo ragionamento non porterebbe a nulla. Perciò si è deciso di analizzare le varie casistiche nella condizione peggiore, ovvero quella dove non c'è possibilità di mitigazione e, quindi, l'energia calcolata nell'antenna corrisponderà all'energia che potrebbe essere non fornita.

Esempio: analisi indisponibilità e relativa scheda di rischio

Come esempio si è deciso di portare un'indisponibilità sulla linea 012, che collega la stazione elettrica di Campochiesa alla stazione di Borghetto Santo Spirito.

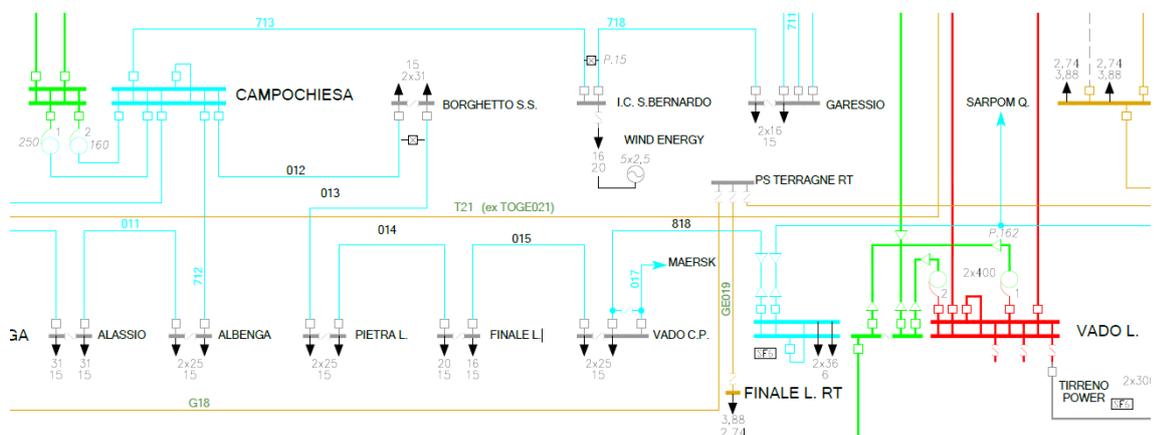


Fig. 6.4: Rappresentazione della porzione di rete interessata

Ovviamente, per arrivare a questo punto, è stato fatto in precedenza uno studio di load flow per capire se fosse effettivamente realizzabile tale indisponibilità. Ciò è stato fatto tramite l'utilizzo del programma CRESO. Si rimanda al capitolo 3 per vedere un esempio di utilizzo del programma sopra citato.

La prima cosa da analizzare, per capire se si rende necessario compilare una scheda di criticità, è la configurazione della rete e, quindi, il suo grado di affidabilità:

- se non si perde la magliatura non si produce la scheda di criticità;
- se si crea un'antenna bisognerà produrre la scheda di criticità.

Nel caso in esame, si nota subito che si crea un'antenna, perché "eliminando" dallo schema la linea denominata 012, il percorso formato dalle linee 013, 014, 015 e 818 risulta alimentabile solo da una direzione, ovvero quella proveniente dalla stazione di Vado Ligure. Per questo motivo si è reso necessario produrre la scheda di criticità.

Come già detto in precedenza, per produrre la scheda di criticità è necessario conoscere l'energia che rimarrebbe in antenna. Quindi nella tabella seguente verranno riportati i dati utili (puramente indicativi) al fine di ottenere un valore di rischio.

Stazione/CP	Potenza (MW)
Borghetto S.S.	20
Pietra L.	16
Finale L.	11
Vado CP	21

Si ipotizza che il tempo di rientro sia pari a 360 minuti. Questo valore corrisponde al tempo minimo necessario per rimettere la linea in esame in servizio qualora ce ne fosse necessità.

Quindi, a questo punto si valuta l'energia, in MWh, semplicemente sommando le singole potenze delle stazioni e successivamente, il valore ottenuto viene moltiplicato per il tempo di rientro, ottenendo così il valore dell'energia:

$$P_{TOT} = P_B + P_P + P_F + P_V = 20 + 16 + 11 + 21 = 68 \text{ MW}$$

$$E_{TOT} = P_{TOT} \frac{360}{60} = 408 \text{ MWh}$$

Essendo l'energia a rischio disalimentazione pari a 408 MWh, in base a quanto indicato nella tabella precedente, il suo livello di rischio sarà alto (A).

A questo punto, dal valore dell'energia ottenuto si può calcolare quanto sarebbe l'equivalente in € di uno scatto sulla linea 818, ovvero il caso peggiore che si possa verificare perché comprenderebbe tutta l'energia calcolata, e non solo una parte.

Quindi, con un valore di energia pari a 408 MWh si ricade nel caso:

$$250 \leq ENS \leq 1000 \rightarrow [(ENS + 500) * 40000]/3$$

Per cui:
$$Costo = \frac{[(408+500)*40000]}{3} \cong 12,1 \text{ M€}$$

7. Conclusioni

In questa analisi sono stati considerati tutti i dati estratti dal portale AGILE degli ultimi 5 anni (dal 1° gennaio 2016 al 31 dicembre 2020), per un valore pari a 45816.

In prima battuta si è fatta una prima suddivisione di tali dati in tre macrocategorie:



Per quanto riguarda i lavori identificati come “Lavori su macchinario”, non verranno considerati e, quindi, da ora in poi non ne terremo più conto. Questo perché su tale tipologia di intervento non è possibile svolgere alcun tipo di lavoro sotto tensione visto che riguardano interventi su componenti elettrici come, per esempio, il trasformatore.

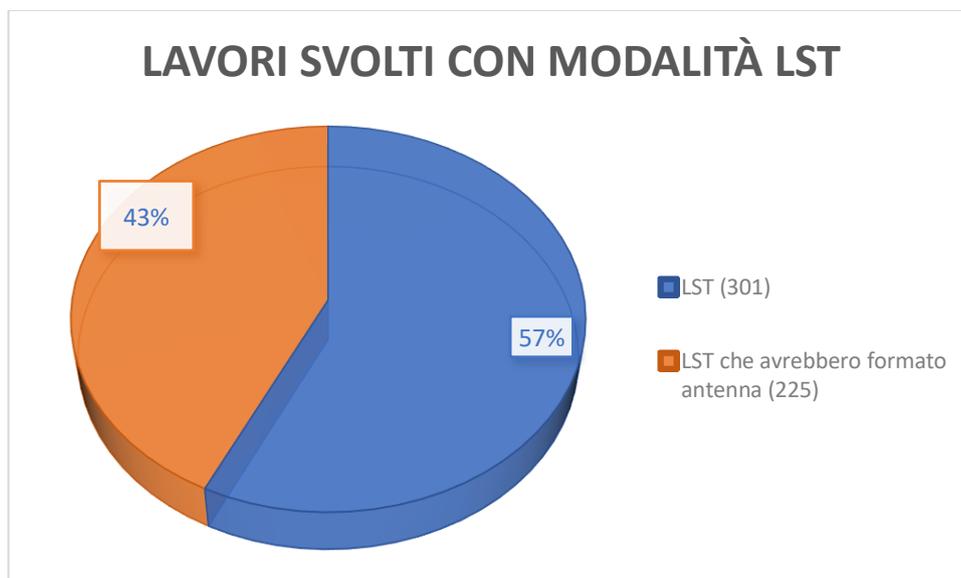
Al contrario, nel seguito verranno analizzate nel dettaglio entrambe le porzioni rimanenti del grafico precedente, ovvero la parte inerente ai lavori effettivamente svolti con modalità LST e la parte legata ai lavori svolti con modalità classica, o fuori tensione (FT).

Lavori eseguiti sotto tensione (LST)

In questa fase di analisi, si è andato a identificare quali lavori fossero stati svolti con modalità LST. Questo è stato possibile grazie ad un campo presente nel file, ottenuto dall'estrazione dei dati dal data base AGILE. Tale campo è identificato come RSE (Regime Speciale di Esercizio) ed indica per l'appunto i lavori svolti con modalità differente da quella classica, quindi quelli svolti sotto tensione (LST).

A questo punto, si sono ottenuti 526 interventi svolti in LST. Dopodiché, si è andato a vedere se questi lavori, nel caso in cui **non** fossero stati svolti con modalità LST, avrebbero apportato delle modifiche alla topologia della porzione di rete interessata e, più precisamente, se avrebbero creato una condizione critica, ovvero quella di far perdere la magliatura alla medesima porzione di rete, creando una configurazione radiale.

Di seguito si riporta un riassunto grafico di ciò:



Il ragionamento che è stato seguito, come detto precedentemente, ha portato all'identificazione di 225 indisponibilità su 526 che, nel caso **non** fossero state svolte sotto tensione, avrebbero creato una configurazione radiale della rete e quindi avrebbero messo a rischio disalimentazione una determina quantità di energia (ENS).

Quindi, è stato valutato, caso per caso, quanta energia sarebbe stata messa a rischio, sempre nel caso di disalimentazione. A valle di ciò, si è ottenuto un valore pari a 28708,42 MWh.

Si è seguito questo procedimento per poter fare in seguito un confronto con le reali disalimentazioni avvenute nei medesimi anni (2016-2020). In questo modo sarà possibile farsi un'idea il più veritiera possibile sui vantaggi che introduce il rafforzamento della modalità di lavoro sotto tensione.

Identificazione di possibili lavori da svolgere con la modalità LST:

Il passo successivo è stato quello di identificare quali tipologie potrebbero essere realizzate con modalità LST, ma che per diversi motivi vengono svolte con modalità classica fuori tensione.

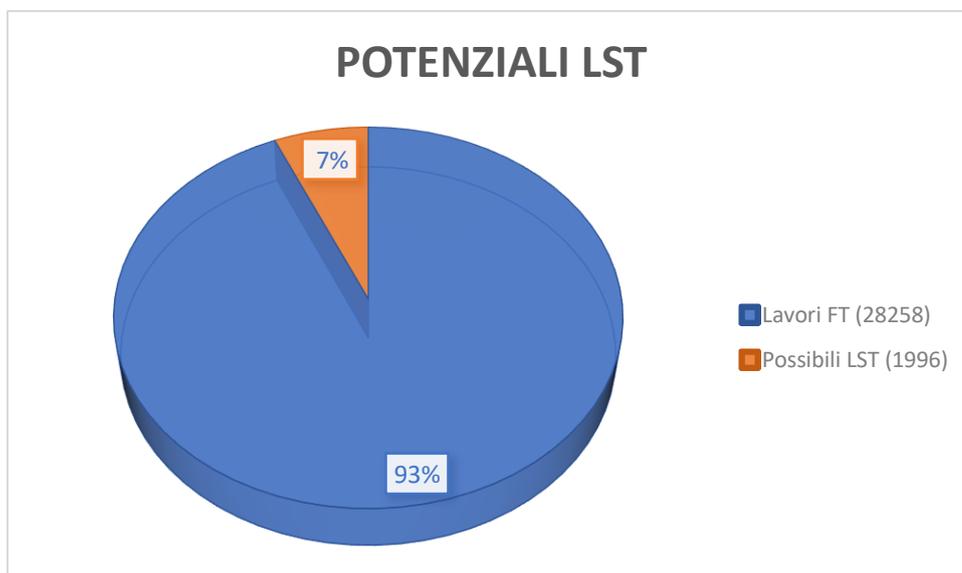
Il bacino di dati di partenza è risultato essere la parte di dati che, nel primo grafico, è identificata come "Lavori FT", pari a 30254. A questo punto, sono state identificate diverse tipologie di interventi che, potenzialmente, potrebbero essere svolte con la modalità LST, ovvero:

- sostituzione fune di guardia con linea sottostante in tensione;

- sostituzione sostegno, dove mediante una gru viene sorretto il conduttore riuscendo così a mantenere la linea in servizio e riparare/ricostruire il sostegno in esame;
- interventi in stazione (su stallo).

Queste tipologie di lavori sono state identificate grazie all'aiuto del responsabile dei lavori sotto tensione di Terna, il quale ha fornito tutti i documenti necessari per completare questa parte.

In seguito a questa analisi, quindi, si è ottenuta la seguente situazione, riassunta nel seguente grafico:

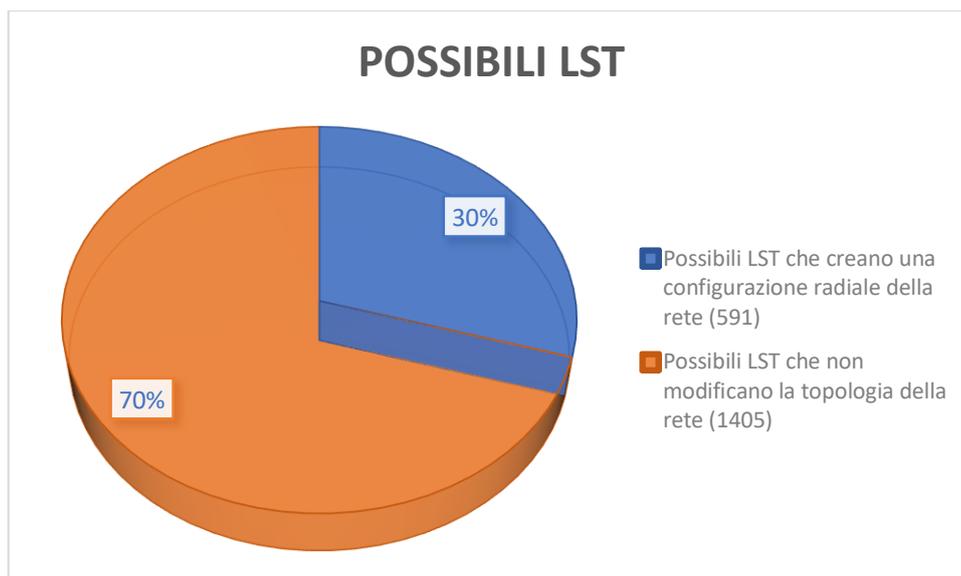


A questo punto si è ottenuto un valore, indicativo dei possibili interventi che si potrebbero svolgere sotto tensione, pari a 1996.

Successivamente, si è spostata l'attenzione su quest'ultimo valore, al quale è stato affiancato un ragionamento analogo a quello già seguito per quanto riguarda i lavori già svolti con modalità LST: analisi di ogni singola indisponibilità per vedere se porta ad una formazione di assetto radiale di rete, se sì, valutare l'energia a rischio disalimentazione e quantificarne il rischio.

Quindi, di queste 1996 indisponibilità si è ricercato quali tra esse modificassero la topologia della rete e, di conseguenza, creassero una condizione di rete radiale.

Come già fatto in precedenza si riportano i dati nel seguente grafico:



Anche in questo caso, è stata valutata l'energia complessiva delle varie configurazioni radiali identificate (591). In questo modo, è stato possibile ottenere una stima dell'energia non servita (ENS) pari a 378282,17 MWh.

Tale energia non rappresenta naturalmente un'effettiva energia non fornita agli utenti della rete, ma un rischio di disalimentazione nel caso in cui i carichi alimentati in assetto radiale a seguito dell'indisponibilità, subissero interruzione a causa del verificarsi della contingenza che ne determina accidentalmente il fuori servizio permanente (il cosiddetto assetto "S2"). Arrivati a questo punto dell'analisi condotta fino ad ora, si è deciso pertanto di confrontare l'energia ricavata tramite tutte le considerazioni fatte nei vari paragrafi precedenti, con quella che ha realmente subito interruzione, ovvero si è andato a vedere quali carichi siano stati realmente interrotti nel periodo di osservazione considerato.

Per fare quanto detto sopra, è stato necessario estrarre dal portale denominato QSE (Qualità del Servizio Elettrico) tutti gli scatti delle linee avvenuti negli ultimi 5 anni, per congruenza dal 1° gennaio 2016 al 31° dicembre 2020. Successivamente, i dati ottenuti sono stati filtrati per area di interesse e per tipologia di interruzione. Questo perché, come già detto in precedenza, questo lavoro si è occupato dell'area territoriale Nord-Ovest; inoltre, grazie ad un campo presente nel data base¹, è stato possibile ricavare solo gli scatti associati alle configurazioni radiali di rete a seguito di indisponibilità programmata, aspetto di nostro interesse.

In questo modo è stato ottenuto un valore complessivo di energia non servita (ENS) pari a 1406,6 MWh: disalimentazione di carico complessiva nel periodo considerato con assetto radiale causa indisponibilità (ENS_{tot,S2}).

Questo risultato è molto significativo, poiché estremamente basso rispetto ai valori di ENS messi a rischio. Ciò vuol dire che la rete è molto affidabile e robusta, ma non solo; infatti,

¹ Nel dB QSE il campo "Stato di configurazione della rete precedente all'interruzione" è popolato con i seguenti valori: rete magliata (S0); alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T" (S1); **alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti (S2)**; alimentazioni radiali per ragioni contingenti di esercizio (S3); rete isolata (S4).

questo risultato è molto inferiore a quello rischiato, anche per via del fatto che in questa analisi ci si è concentrati sul caso peggiore, ovvero uno scatto ad inizio antenna con tempi di rientro dichiarati nel caso di guasto permanente. Nella realtà, come si evince dai numeri, non capita spesso che scatti l'intera antenna e già questo permette di abbassare drasticamente il valore di ENS, inoltre i tempi reali di disalimentazione sono, per la maggior parte, dell'ordine di qualche minuto. Questo perché la maggior parte dei guasti sono di tipo transitorio e, quindi, grazie al sistema automatico delle protezioni è possibile richiudere in tempi molto brevi.

Infatti, il concetto che sta alla base di questo elaborato e che si vuole dimostrare, è come grazie al rafforzamento dei lavori svolti tramite modalità LST, l'azienda non sarebbe costretta a mettere a rischio disalimentazione una tale quantità di energia. Ovviamente, riportando tale ragionamento in un contesto più generale di lavori, si noterebbe che il valore di ENS a rischio sarebbe elevatissimo. Quindi, se si aumentasse questa pratica di lavoro sotto tensione si potrebbe abbattere il rischio disalimentazione, evitando così che un ipotetico scatto possa provocare dei danni (energetici ed economici).

Per avere una stima confrontabile di ENS riportata ai 591 interventi, che potenzialmente si sarebbero potuti svolgere con modalità LST, si imposta la seguente proporzione:

$$ENS_{225} : ENS_{tot,S2} = ENS_{591} : ENS_{effettiva}$$

$$ENS_{effettiva} = \frac{ENS_{tot,S2}}{ENS_{225}} ENS_{591}$$

$$28708,42 : 1406,6 = 378282,17 : ENS_{effettiva}$$

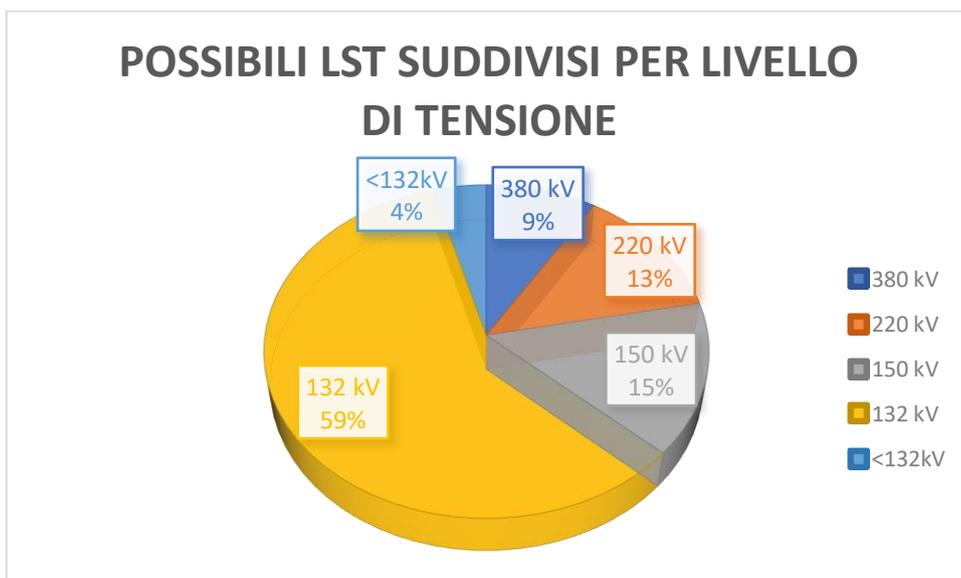
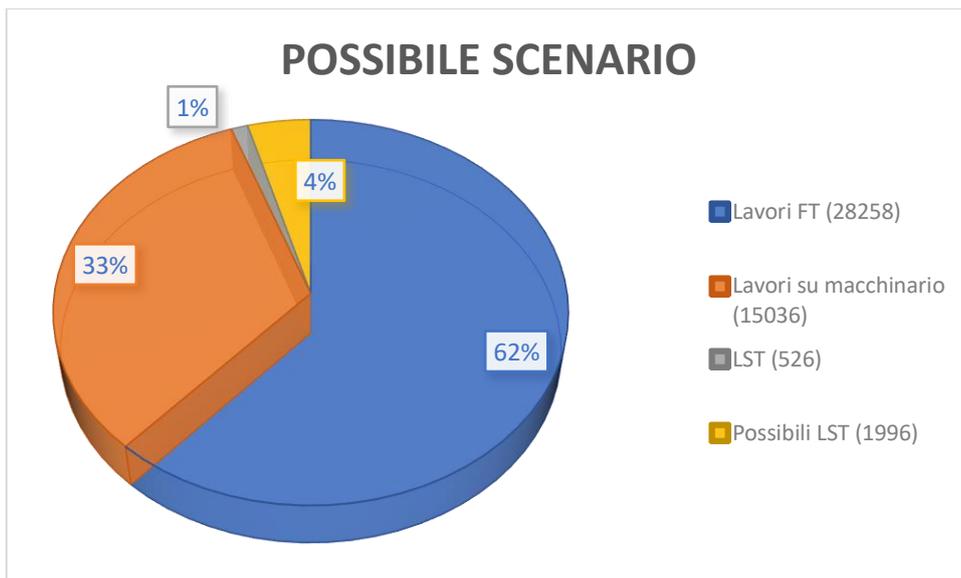


$$ENS_{effettiva} = (1406,6 * 378282,17) / 28708,42 = 18534,3 \text{ MWh}$$

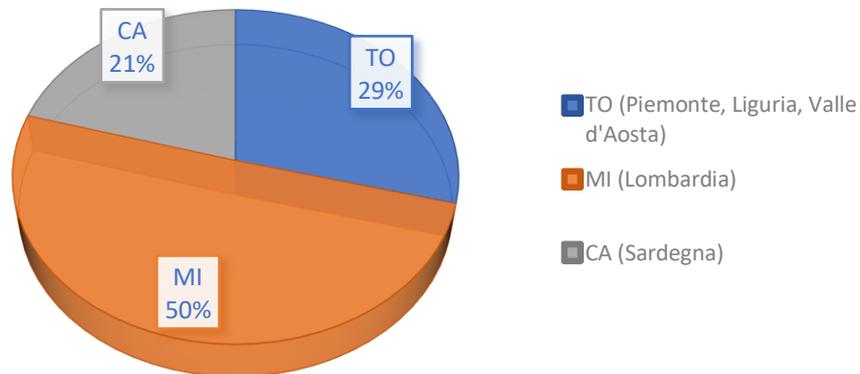
Quindi 18534,3 MWh è la stima dell'effettiva energia non servita nel periodo considerato, che si sarebbe evitata se quel set di indisponibilità fosse stato attuato con modalità sotto tensione. Questo risultato ci permette di capire come, indipendentemente dalla modalità di lavoro impiegata, la rete di trasmissione sia affidabile in termini di continuità del servizio di alimentazione. Come già detto, ne è un indicatore anche il valore di energia non servita in S2 (scatti su configurazioni radiali), in quanto il valore ottenuto è estremamente basso.

Volendo vedere l'indicatore ENS nella sua totalità, quindi senza applicare la ricerca sulle tipologie di lavori svolti in S2, è possibile ricavare il valore di ENS negli ultimi 5 anni complessivo di qualunque tipologia di configurazione di rete. Tale valore è stato ricavato dai medesimi file da dove si è ottenuto il valore di ENS_{tot,S2} ed è pari a 72933,43 MWh.

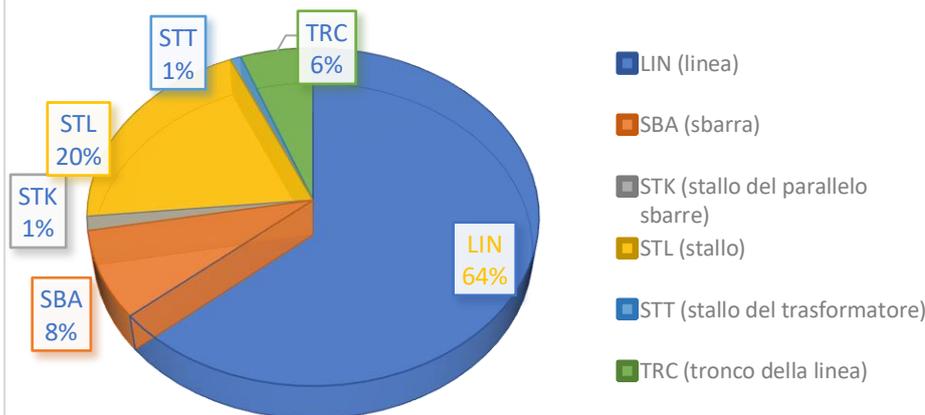
Infine, è possibile vedere nei seguenti grafici dove, e per quale tipologia di elemento di rete, la modalità di lavoro sotto tensione potrebbe essere applicata.



POSSIBILI LST SUDDIVISI PER ZONE TERRITORIALI



POSSIBILI LST SUDDIVISI PER ELEMENTO



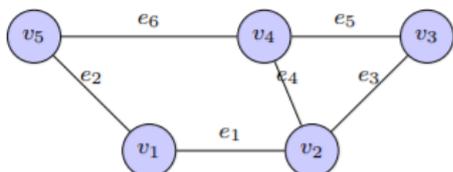
È bene precisare che in questa trattazione si è voluto puntare l'attenzione sulla particolare condizione di formazione di una configurazione di rete radiale. Tuttavia, risulta evidente che se si fosse eseguito uno studio più approfondito sulla generalità dei lavori possibili da svolgere con modalità LST, i vantaggi sarebbero ulteriormente cresciuti. Questo perché il grande vantaggio nell'utilizzare tale modalità di lavoro è che si mantiene la linea in servizio e quindi si evita a priori il problema della conseguente redistribuzione dei flussi di potenza che potrebbero causare scatti delle protezioni indesiderati. Inoltre, eseguire i lavori sotto tensione aumenterebbe la disponibilità, da parte del dispacciamento, ad accettare molte più richieste di intervento contemporaneamente, evitando magari di doverle riprogrammare.

Questi sono solo alcuni dei motivi per cui Terna, nel breve futuro, cercherà di rafforzare tale tecnica di lavoro e migliorare ulteriormente il già alto grado di affidabilità della rete di trasmissione italiana.

Il lavoro ha messo in evidenza soltanto uno dei vantaggi dell'adozione di tale modalità operativa per l'attuazione delle indisponibilità di rete: gli altri vantaggi sono legati invece alla minore necessità di imporre vincoli alle Unità di Produzione dell'energia elettrica, con grandi vantaggi in termini di evitato ricorso di energia approvvigionata sul Mercato dei Servizi per il Dispacciamento, con positivo impatto sulla tariffa.

A. Appendice

Un grafo $G = (V, E)$ è un insieme di vertici o nodi V e un insieme di lati E , che per semplicità supporremo finiti, quindi $|V| = n$ e $|E| = m$.

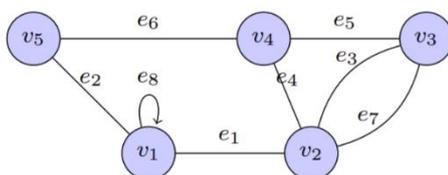


In questo esempio:

$$V(G) = \{v_1, \dots, v_5\}$$

$$E(G) = \{e_1, \dots, e_6\}$$

Il lato $e_k = (v_i, v_j)$ è detto incidente ai vertici v_i e v_j . Inoltre, il grafo precedente è detto semplice, perché non contiene self-loop né lati multipli, come invece si può notare nel grafo seguente.



Il grado di un vertice $v \in V$ è il numero $d(v)$ dei lati incidenti. È bene precisare che un self-loop conta 2 nel calcolo del grado di un vertice, mentre un vertice isolato ha grado 0.

Bibliografia:

- [1] - <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>
- [2] - <https://www.terna.it/it/chi-siamo/attivita/rete-elettrica-italiana>
- [3] - <https://lightbox.terna.it/it/stazione-elettrica-lego>
- [4] - https://it.wikipedia.org/wiki/Trasmissione_di_energia_elettrica#Perdite
- [5] - Sistemi elettrici di potenza, 15_SEP_2021_GES_v02, del professor Enrico Carpaneto
- [6] - Sistemi elettrici di potenza, 05_SEP_2021_GES_v05, del professor Enrico Carpaneto
- [7] - Sistemi elettrici di potenza, 11_SEP_2021_RET_v03, del professor Enrico Carpaneto
- [8] - Sistemi elettrici di potenza, 12_SEP_2021_RET_v02, del professor Enrico Carpaneto
- [9] - Codice di rete italiano, cap. 03_Gestione, esercizio e manutenzione della rete
- [10] - Codice di rete italiano, cap. 10_Salvaguardia della sicurezza
- [11] - Istruzione operativa Terna, Programmazione indisponibilità
- [12] - Asset management, Metodi e tecnologie per l'O&M della rete elettrica di trasmissione nazionale, Terna Rete Italia
- [13] - Valutazione del rischio di disalimentazione accidentale nella programmazione delle indisponibilità, Terna Rete Italia
- [14] - Delibera 653/2015/R/EEL del 23 dicembre 2015
- [15] - I lavori sotto tensione in ambito Terna Rete Italia: situazione attuale e valutazione scenari futuri
- [16] www.voltimum.it/sites/www.voltimum.it/files/it/attachments/pdi/f/0904guida_trasmissione_hvdc.pdf
- [17] - implementazione della rappresentazione dei collegamenti HVDC, rapporto Terna Rete Italia – CESI
- [18]-
<https://assets.rtefrance.com/prod/public/202007/Les%20travaux%20sous%20tension%20%20une%20technique%20de%20pointe.pdf>

