

PROPONENTE
Repower Renewable Spa
Via Lavaredo, 44
30174 Mestre (VE)

PROJECT MANAGER : Dott.Giuseppe Caricato

REPOWER
L'energia che ti serve.

PROGETTAZIONE



Sinergo Spa - via Ca' Bembo 152
30030 - Maerne di Martellago - Venezia - Italy
tel 041.3642511 - fax 041.640481
sinergospa.com - info@sinergospa.com

Progettista :
Ing. Filippo Bittante



Tenproject Srl - via De Gasperi 61
82018 S. Giorgio del Sannio (BN)
t +39 0824 337144 - f +39 0824 49315
tenproject.it - info@tenproject.it

N° COMMESSA

1417

NUOVO PARCO EOLICO "LATIANO"
PROVINCIA DI BRINDISI
COMUNI DI LATIANO - MESAGNE - TORRE SANTA SUSANNA

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

ELABORATO

RELAZIONE DI CALCOLO E DIMENSIONAMENTO RETE MT

CODICE ELABORATO

10.2

NOME FILE

1417-PD_A_10.2_REL_r00

00	15/03/2021	PRIMA EMISSIONE	Per. Ind. M. Simionato	Geom. E. Cossalter	Ing. Filippo Bittante
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE

INDICE

1. INTRODUZIONE	3
2. NORME DI RIFERIMENTO	3
3. CONDIZIONI AMBIENTALI DI PROGETTO	6
4. SISTEMA ELETTRICO	6
4.1. Descrizione generale	6
4.2. Dati di impianto	6
4.2.1. RETE AT	7
4.2.2. ELEMENTI DI IMPANTO	7
5. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI CAVIDOTTI	8
5.1. Caratteristiche elettriche collegamenti MT	8
5.1.1. Tensione di isolamento del cavo	8
5.1.2. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito	9
5.1. Caratteristiche elettriche collegamenti AT	9
5.1.1. Tensione di isolamento del cavo	9
5.1.2. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito	9
5.2. Caratteristiche funzionali e costruttive	10
5.2.1. Collegamenti MT interni ad impianto eolico	10
5.2.2. Collegamenti impianto eolico alla stazione Utente	11
5.2.3. Collegamenti MT interni alla stazione elettrica	11
5.2.4. Collegamenti AT stazione Utente – Stazione RTN	11
5.3. Accessori	11
5.3.1. Giunzione cavi	11
5.3.2. Terminazione ed attestazione cavi MT	12
5.3.3. Parallelismi e incroci fra cavi elettrici	12
6. TRASFORMATORI	14
7. QUADRI MT e SISTEMA DI PROTEZIONE	15
7.1. Quadri MT	15
7.1.1. Quadro MT di torre eolica	15

7.1.2. Quadro MT di sezionamento – cabina di raccolta.....	16
7.1.3. Quadro MT di Stazione Utente.....	16
7.1.4. Misure.....	18
7.1.5. Protezioni.....	19
7.1.6. Esercizio dell'impianto.....	20
7.1.7. Controllo dell'impianto di produzione.....	20
8. VERIFICA CONNESSIONI	21
8.1. Modalità e criteri di calcolo elettrico	21
8.1.1. Verifica della portata.....	22
8.1.2. Verifica termica.....	22
8.1.3. Verifiche di connessione – qualità della connessione.....	23
8.2. Calcolo di load flow e cortocircuito.....	24
9. RISULTATI DI CALCOLO	24
9.1. Interpretazione dei risultati load flow	26
9.1.1. Analisi per massima produzione	27
9.1.2. Verifica della portata.....	32
9.1.3. Verifica della caduta di tensione.....	32
9.1.4. Verifica delle perdite.....	32
9.1.5. Verifica dei transiti di potenza reattiva nell'impianto.....	32
9.2. Interpretazione dei risultati di corto circuito.....	37
9.1. CONCLUSIONI.....	37

RELAZIONE TECNICA IMPIANTI ELETTRICI

1. INTRODUZIONE

Nella presente relazione si riportano i calcoli di verifica dei cavi MT e le analisi Load Flow, nell'ambito della progettazione definitiva di un impianto eolico costituito da sette aerogeneratori della potenza di 6,00 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 36 MW e le relative opere di connessione alla rete, da realizzarsi nel comune di Latiano e Mesagne (BR) in località "MASSERIA ROCCANUZZO – MASSERIA TARANTINO NUOVA". Proponente dell'iniziativa è la società Repower Renewable SpA.

Le opere elettriche necessarie al collegamento alla rete RTN dell'impianto di produzione eolica sono le seguenti:

- 1) Rete in cavo interrato esercito a 30kV per il collegamento di tutti gli aerogeneratori previsti (rete interna al parco eolico);
- 2) Cabina di raccolta MT per l'intero parco eolico;
- 3) Rete in cavo interrato esercito a 30kV per il collegamento della cabina di raccolta alla stazione utente di trasformazione 30/150kV;
- 4) Stazione utente per la trasformazione 30/150kV per il collegamento alla RTN composta dalle apparecchiature AT necessarie alla trasformazione ed alla misura dell'energia e alla protezione della linea;
- 5) Sistema di accumulo al Litio (nel seguito anche "BESS", Battery Energy Storage System) per una taglia complessiva pari a 12,5 MW e capacità energetica pari a 25 MWh, costituito da 4 unità di conversione ciascuna caratterizzata da 2 unità di accumulo aventi capacità energetica pari a 3,125MWh/unità.

Per ulteriori dettagli tecnici delle suddette opere si rimanda alla relazione tecnica descrittiva (0.1.a) del progetto definitivo per l'autorizzazione.

2. NORME DI RIFERIMENTO

- **CEI EN 61936-1** Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni;
- **CEI EN 50522** Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- **CEI EN 60909 2016**: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata;
- **CEI 0-16**: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- **CEI 11-17**: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo;
- **CEI 11-18**: Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica;
- **CEI 11-48**: Esercizio degli impianti elettrici;
- **CEI 14-8**: Trasformatori di potenza a secco Fasc. 1768;
- **CEI 14-12**: Trasformatori trifase di distribuzione di tipo a secco a 50 Hz, da 100 kVA a 2500 kVA con una tensione massima per il componente non superiore a 36kV. Parte 1: Prescrizioni generali e prescrizioni per trasformatori con una tensione massima per il componente non superiore a 24kV Fasc. 4149C;

- **CEI 17-1:** Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000V Fasc. 1375 CEI 17-1 V1 Variante n. 1 Fasc. 1807V;
- **CEI 17-4:** Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000V Fasc. 1343;
- **CEI 17-4:** EC Errata corrige Fasc. 1832V CEI 17-4 V1 Variante n. 1 Fasc. 2345V CEI 17-4 V2 Variante n. 2 Fasc. 2656V;
- **CEI 17-6:** Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52kV Fasc. 2056;
- **CEI 17-13/1:** Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT) – parte I: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS) Fasc. 2463E;
- **CEI 17-13/2:** Apparecchiatura assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT) – parte II: Prescrizioni particolari per i condotti sbarre Fasc. 2190;
- **CEI 17-43:** Metodo per la determinazione della sovratemperatura mediante estrapolazione per le apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) ANS Fasc. 1873;
- **CEI 17-52:** Metodo per la determinazione della tenuta al corto circuito delle apparecchiature non di serie (ANS) Fasc. 2252;
- **CEI 20-13:** Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30kV Fasc. 1843;
- **CEI 20-13 V1:** Variante n. 1 Fasc. 2357V CEI 20-13 V2 Variante n. 2 Fasc. 2434V;
- **CEI 20-21/1-1:** Cavi elettrici – Calcolo della portata di corrente. Parte 1-1: equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100%) e calcolo delle perdite – Generalità.
- **CEI 20-22II:** Prova d'incendio su cavi elettrici. Parte 2: Prova di non propagazione dell'incendio Fasc. 2662;
- **CEI 20-22III:** Prova d'incendio su cavi elettrici. Parte 3: Prove su fili o cavi disposti a fascio Fasc. 2663;
- **CEI 20-24:** Giunzioni e terminazioni per cavi di energia.
- **CEI 20-35:** Prove sui cavi elettrici sottoposti a fuoco. Parte 1: Prova di non propagazione della fiamma sul singolo cavo verticale. Fasc. 688;
- **CEI 20-35V1:** Variante n. 1 Fasc. 2051V;
- **CEI 20-37/1:** Cavi elettrici – Prove sui gas emessi durante la combustione Fasc. 739;
- **CEI 20-38:** Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi. Parte 1; Tensioni nominali U_0/U non superiore a 0.6/1kV Fasc. 2312;
- **CEI UNEL35024/1:** Portata dei cavi in regime permanente Fasc. 3516 Per impianti elettrici utilizzatori;
- **CEI 64-8/1:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata
- **CEI 70-1:** Grado di protezione degli involucri (codice IP) Fasc. 3227C Per impianti elettrici ad alta tensione e di distribuzione pubblica di bassa tensione;
- CEI IEC 60287-1-1
- **D.P.R. n. 547 del 27/04/1955:** Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- **D.P.R. n. 164 del 07/01/1956:** Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro nelle costruzioni;

- **D.P.R. n. 302 del 19/03/1956:** Norme integrative per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- **D.P.R. n. 303 del 19/03/1956;** Norme generali per l'igiene sul lavoro Legge n. 186 del 01/03/1968;
- **Legge n. 791 del 18/10/1977:** Attuazione della direttiva del Consiglio Comunità Europea (72/23 C.E.E.) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione;
- **D.P.R. n. 447 del 06/12/1991:** Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46;
- **D.L. n.626 19/09/1994:** Attuazioni delle Direttive Comunitari riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- **D.L. n. 494 14/08/1996:** Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili;
- **DGR 27/16 del 01/06/2011:** Procedimento di autorizzazione unica per l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- **LR 43 1989:** Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici;
- **DM: 24.11.1984:** Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8.

3. CONDIZIONI AMBIENTALI DI PROGETTO

Altezza sul livello del mare	97 m slm;
Temperatura ambiente	5 +35°C;
Temperatura media	16°C;
Umidità relativa	75-95%;
Inquinamento	leggero;
Tipo di atmosfera	non aggressiva.

4. SISTEMA ELETTRICO

4.1. Descrizione generale

L'impianto eolico è costituito da 6 aerogeneratori da 6250 kW di potenza nominale. Tale potenza è teorica e considerando fattori di contemporaneità e perdite di sistema, si considera una potenza complessiva dell'intero impianto di 36 MW.

In dettaglio l'impianto presenta:

- 6 aerogeneratori ad asse orizzontale;
- 6 cabine di trasformazione poste all'interno delle torri;
- Cavidotto interrato in media tensione (30kV) per il collegamento tra gli aerogeneratori, la cabina di sezionamento/di raccolta e tra la cabina di smistamento/protezione e la stazione elettrica di trasformazione;
- Una linea in fibra ottica che collega tra di loro gli aerogeneratori e la stazione elettrica di trasformazione per il telecontrollo del parco eolico;
- N.1 cabina di sezionamento MT a 30kV (raccolta);
- N.1 cabina di smistamento e protezione MT a 30kV;
- N.1 stazione elettrica di trasformazione a 150/30kV;
- N.1 sistema di accumulo con tecnologia elettrochimica con taglia di 12,5 MW e capacità 25 MWh;

4.2. Dati di impianto

Lo schema della rete utilizzato per le valutazioni relative alle analisi di Load Flow e corrente di cortocircuito è rappresentato nell'allegato 5.5

4.2.1. RETE AT

Tabella 1 Caratteristiche del punto di connessione RTN

Sistema	3F
F [Hz]	50
Un [kV]	150
I _{cc3F} [kA]*	12,12
I _{cc1F} [kA]*	12,15

Le correnti di corto circuito (*) inserite in Tabella 1 si intendono massime e sono ipotizzate per la fase di progettazione definitiva. Si consideri inoltre che nell'Allegato A.8 del Codice di Rete si identifica come valore di dimensionamento per impianti connessi a tensioni di 150kV il valore di corrente massima di cortocircuito pari a 20kA. Per quanto concerne i valori minimi, essi dovranno essere definiti in fase di progettazione esecutiva per effettuare la corretta taratura delle protezioni d'impianto. In questa fase non è possibile definirla in maniera adeguata perché influenzata da diversi fattori quali collegamento del centro stella del trasformatore AT/MT, caratteristiche di posa e specifiche dei cavi scelti. Nei capitoli seguenti si identificano i sistemi di protezione minimi per il corretto funzionamento dell'impianto di generazione e si fornisce un'indicazione delle tarature/caratteristiche nominali degli apparati che dovranno essere definiti in maniera più dettagliata in fase esecutiva.

4.2.2. ELEMENTI DI IMPANTO

In seguito si riportano i dati relativi ai vari componenti dell'impianto.

Gli aerogeneratori (Vestas V150-6MW) sono costituiti da un corpo macchina completo di generatore sincrono a magneti permanenti (PMSG) per la generazione, un convertitore (Full Converter) per garantire la massima producibilità e una buona qualità dell'energia prodotta e un trasformatore trifase elevatore per garantire il trasporto dell'energia prodotta con minori perdite in linea. Le caratteristiche elettriche dell'aerogeneratore nel suo complesso dovranno essere rispondenti all'allegato A.17 del Codice di Rete. Di seguito si riportano le caratteristiche principali di tali elementi.

Tabella 2 Caratteristiche sistema di generazione eolica

Sn [MVA]	6,250	Generatore PMSG
F [Hz]	0 ÷ 138	
Un [V]	720	
Velocità rotazione [rpm]	0 ÷ 460	
Protezione macchina	I _{cu} = 78kA / I _{cs} = 50%I _{cu} / I _{cm} = 193kA	Convertitore
Sn [MVA]	6,550 @1p.u. Un	
Un [V]	720	Trasformatore
In [A]	5250 @1p.u. Un	
Sn [MVA]	7	
PEI (%)	>99,58	
Un1 [V]	720	
Un2 [V]	22,1 ÷ 33kV	
P no-load [kW]	3,5	

P max load [KW]	~62	
-----------------	-----	--

5. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI CAVIDOTTI

Scopo del presente paragrafo è quello di fornire le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che verranno utilizzati per il collegamento in media tensione e alta tensione per il collegamento tra la stazione utente e il punto di connessione con la rete RTN. Il tracciato più corto è stato individuato cercando di minimizzare le interferenze, a tal proposito si è scelto di ubicare il percorso del cavo, per quanto tecnicamente possibile, a ridosso della rete stradale pubblica esistente, invadendo il meno possibile terreni privati. Lungo le strade comunali si procederà per quanto possibile alla posa in banchina, per non interferire con la pavimentazione stradale esistente.

5.1. Caratteristiche elettriche collegamenti MT

I collegamenti MT si suddividono in collegamenti interni al parco eolico per la connessione in entra-esce degli aerogeneratori fino alla cabina di sezionamento-raccolta e i cavidotti per il trasporto dell'energia prodotta dall'impianto dalla cabina di sezionamento verso la stazione utente dove avviene la trasformazione 30/150kV.

I cavi presi in considerazione per la progettazione sono realizzati con conduttore in alluminio a corda rigida rotonda, isolati con una miscela isolante HEPR, schermati per mezzo di piattine o fili di rame, la guaina protettiva è realizzata con spessore maggiorato con uno speciale composto termoplastico (PE). Tale sistema evita l'utilizzo di cavi armati con metallo in situazioni dove sarebbe richiesta protezione contro schiacciamenti. Infatti, come riportato nella norma CEI 11-27 punto 4.3.11b, tali cavi possono posati direttamente interrati alla pari di un cavo armato (posa L CEI 11-17). La soluzione a guaina maggiorata permette di ridurre i pesi del cavo stesso, la rigidità e il tempo di installazione, con conseguenti vantaggi economici.

Il collegamento della linea nelle celle MT di arrivo e partenza sarà realizzato mediante apposita terminazione tripolare per interno di tipo retraibile, con idonei capicorda a compressione bimetallici per cavi in alluminio dello spessore previsto. Le caratteristiche dei cavi presi in esame sono riportati nella seguente tabella, dove la portata è riferita alla posa interrata alla profondità di 1,2m, temperatura del terreno di 20°C e resistività di 1°Cm/W disposti a trifoglio:

Tabella 3 Specifiche elettriche dei cavi tipo ARG7H1E(X) 18/30 (36) kV, SK1-105

Sezione [mm ²]	In [A]	r @105°C [Ω/Km]	x [Ω/Km]	ce [Ω/Km]	Icc 1s [kA]
95	259	0,43	0,136	0,204	9,5
120	295	0,34	0,129	0,23	12,1
150	330	0,277	0,125	0,247	15,1
185	373	0,221	0,121	0,267	18,6
240	434	0,169	0,115	0,296	24,1
300	489	0,135	0,111	0,322	30,1
400	560	0,106	0,107	0,355	40,2
500	639	0,083	0,103	0,385	50,2

5.1.1. Tensione di isolamento del cavo

Si riterrà che un guasto a terra verrà risolto in un tempo inferiore ad un'ora e pertanto, considerato che la tensione nominale del sistema è di 30 kV si sceglieranno cavi con U/U0 pari a 18/30 kV e Um 36 kV.

5.1.2. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito

I cavi SK1-105 possono raggiungere la temperatura massima di esercizio di 105°C (temperatura minima d'installazione -20°C), mentre durante il cortocircuito, la temperatura massima può raggiungere i 300°C.

5.1. Caratteristiche elettriche collegamenti AT

Il collegamento AT verrà realizzato tra la stazione utente (attestazione al trasformatore elevatore 30/150 kV) e lo stallo presente nella stazione elettrica RTN. Tale cavo dovrà sostenere la massima generazione del parco eolico e comunque un valore di potenza di 48MW come descritto anche nella STMG.

I cavi presi in considerazione per la progettazione sono realizzati con conduttore in alluminio a corda rigida rotonda, isolati con una miscela isolante a base di polietilene reticolato XLPE, schermati con nastratura continua in alluminio saldato, la guaina protettiva è realizzata con una miscela PE.

Il collegamento del cavidotto alle parti attive nei due stalli verrà realizzato mediante apposita terminazione cavo. Le caratteristiche dei cavi presi in esame sono riportati nella seguente tabella, dove la portata è riferita alla posa interrata alla profondità di 1 m, temperatura del terreno di 20°C e resistività di 1 °Cm/W disposti in piano entro tubi protettivi corrugati e distanziati di 0,07m.

Il cavidotto sarà realizzato in cavo posato in trincea su letto di sabbia, secondo quanto descritto dalla modalità N delle norme CEI 11-17. In questo collegamento verranno utilizzati cavi AT del tipo ARE4H5E 87/150 kV. Per tale cavidotto non si prevede la posa di una protezione contro urti e schiacciamenti, che comunque può essere installata a 20 cm sopra suddetti cavi.

Tabella 4 Specifiche elettriche dei cavi tipo ARE4H5E 87/150 kV

Sezione [mm ²]	In [A]	r @90°C [Ω/Km]	x [Ω/Km]	ce [μF/Km]
400	480	0,0778	0,213	0,17

L'induttanza di linea è stata calcolata per la specificata modalità di posa. Per questo cavidotto, viene riportato di seguito il calcolo della resistenza elettrica in corrente alternata secondo norma CEI IEC 60287-1-1:

$$R_{ac} = R_{dc} * (1 + y_s + Y_p) = 0,0788 \text{ [}\Omega/\text{Km]}$$

5.1.1. Tensione di isolamento del cavo

Si riterrà che un guasto a terra verrà risolto in un tempo inferiore ad un'ora e pertanto, considerato che la tensione nominale del sistema è di 150 kV si sceglieranno cavi con U/U0 pari a 87/150 kV e Um 170 kV.

5.1.2. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito

Il cavo AT preso in considerazione può raggiungere la temperatura massima di esercizio di 90°C (temperatura minima d'installazione -20°C), mentre durante il cortocircuito, la temperatura massima può raggiungere i 250°C.

I cavi MT presi in considerazione possono raggiungere la temperatura massima di esercizio di 105°C (temperatura minima d'installazione -20°C), mentre durante il cortocircuito, la temperatura massima può raggiungere i 250°C.

5.2. Caratteristiche funzionali e costruttive

5.2.1. Collegamenti MT interni ad impianto eolico

La rete interna di parco eolico ha lo scopo di interconnettere tutti gli aerogeneratori alla cabina di raccolta con uno schema "entra-esce". In questa relazione si considera la progettazione e la verifica dei sistemi di trasporto dell'energia verso la rete RTN a partire dal quadro di macchina MT (escluso il dimensionamento e la verifica di suddetto quadro), considerato che esso è fornito a tutt'uno con la macchina.

Il trasporto dell'energia avviene mediante l'utilizzo di cavi direttamente interrati posati in trincea a sezione trapezoidale su letto di sabbia di circa 5cm secondo quanto descritto delle norme CEI 11-17. In accordo con la CEI 11-17, i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

- Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2";
- Cavi unipolari e multipolari in tubo interrato: tipo di installazione "N";
- Cavi unipolari e multipolari in aria libera posati su passerelle perforate: tipo di installazione "F";

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza minima di circa due volte il diametro esterno del cavo. La distanza scelta per la posa di più terne è di 0,25m come rappresentato in 3.2.7. Per eventuali passerelle si adotta la disposizione su uno strato solo. Per contenere la dimensione della trincea nel caso di collegamento fra la cabina di raccolta e la Sottostazione Utente, si può prevedere di ridurre questa distanza a 0,07m.

La larghezza dello scavo sarà variabile da circa 45 a 60 cm in funzione del numero di terne posate nello stesso scavo, come definito da tavola (3.2.7). Nel caso di collegamento fra la cabina di raccolta e la Sottostazione Utente, nel caso si vogliano mantenere le terne ad una interdistanza di 0,25 m, sarà necessario realizzare una trincea di 120 cm.

I cavi posati saranno ricoperti per circa 20cm con sabbia. In concerto con il progetto dell'impianto di terra dell'impianto, non oggetto di questa relazione, si potrà anche posare una corda nuda in rame per la protezione di terra. All'interno dello scavo verrà altresì posato un tritubo in PEAD con diametro 50mm² per il contenimento dei cavi di segnale fibra ottica, posati sempre nello strato di sabbia come definito in tavola (3.2.7).

I cavi saranno posati a trifoglio ad una profondità variabile fra 0,8 e 1,2m posati su lato di sabbia e coperti con materiale di scavo opportunamente depositato per evitare successivi cedimenti. La temperatura del terreno è ipotizzata di 20° C e resistività termica del terreno stesso pari a 1° Cm/W (considerato terreno prevalentemente argilloso). Non si prevedono schermi aggiuntivi a

protezione del cavidotto 30 kV; nel caso del cavidotto 150 kV si può decidere se interrare i cavi all'interno di corrugati od interrarli direttamente con tegolino di protezione in resina. Sopra il cavo, come definito da CEI 11-17, ad una profondità minima di 0,2m dal piano di campagna verrà posato un nastro monitore in PVC di colore rosso per segnalare la presenza dei cavi con indicazione: CAVI ELETTRICI. Ogni 1000 metri, o a distanza diversa, dipendente dalle lunghezze commerciali dei cavi che verranno installati, si predisporranno delle buche giunti, costituite da vasche di ispezione 200cmx150cm, adatte ad eseguire le giunzioni necessarie fra le diverse tratte di cavi. Tutto il percorso dei cavi sarà opportunamente segnalato con l'infissione periodica (ogni 50 metri circa) di cartelli metallici indicanti l'esistenza dei cavi a MT sottostanti. Tali cartelli potranno essere eventualmente, sostituiti da mattoni collocati a filo superiore dello scavo e riportanti le indicazioni relative ai cavi sottostanti (Profondità di posa, Tensione di esercizio).

5.2.2. Collegamenti impianto eolico alla stazione Utente

Oltre quanto descritto al precedente paragrafo, per il collegamento della cabina di raccolta (di sezionamento) alla stazione Utente per la trasformazione MT/AT 30/150 kV si dovrà verificare che anche in caso di fuori servizio di una delle linee di interconnessione (5.5), ad esempio per un guasto o per manutenzione, le altre due rimaste in esercizio possano garantire la trasmissione di almeno il 90% della totale potenza generabile dell'impianto eolico (32,4MW).

5.2.3. Collegamenti MT interni alla stazione elettrica

Il collegamento dal quadro MT di smistamento sito in SSE e il trasformatore elevatore (lato MT), verrà eseguito con tre terne in parallelo di cavi ARG7H1E(X) 18/30 (36) kV, SK1-105 da 500 mm². I cavi saranno posati in cunicolo all'interno della SSE dal locale quadro MT al trasformatore MT/AT. Mentre quattro BESS saranno collegati alla sezione MT ognuno per mezzo di una singola terna di cavi ARG7H1E(X) 18/30 (36) kV, SK1-105 da 150 mm².

5.2.4. Collegamenti AT stazione Utente – Stazione RTN

Il collegamento tra la stazione utente di trasformazione 30/150kV sarà realizzato in cavo posato in trincea su letto di sabbia, secondo quanto descritto dalle norme CEI 11-17. In questo collegamento verranno utilizzati cavi AT del tipo ARE4H5E 87/150 kV 400 mm².

I cavi unipolari potranno essere interrati all'interno di corrugati oppure direttamente interrati con tegolo di protezione in resina

5.3. Accessori

5.3.1. Giunzione cavi

Commessa 1417	1417-PD_A_10.2_REL_r00_Relazione di calcolo e dimensionamento impianti elettrici	Rev 00	Data 30/02/2021	Redatto MS	Pag 11/40
---------------	--	--------	-----------------	------------	-----------

La posa dei cavi prevede lunghezze non standardizzate, per cui si dovrà provvedere alla realizzazione di apposite buche giunti ove effettuare la giunzione di due spezzoni. Per le tratte non coperte interamente dalle pezzature di cavo MT disponibile (lunghezza minima della pezzatura 1000 m), si dovranno realizzare giunzioni elettriche mediante l'utilizzo di connettori del tipo diritto, a compressione, adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi sopra detti. Le giunzioni dovranno essere effettuate in accordo con la norma CEI 20-24;Ab ed alle indicazioni riportate dal costruttore dei giunti. L'esecuzione delle giunzioni sarà effettuata secondo le seguenti indicazioni:

- verificare l'integrità della confezione e l'eventuale presenza di umidità;
- non interrompere mai il montaggio del giunto o del terminale;
- utilizzare esclusivamente i materiali contenuti nella confezione.

Ad operazione conclusa devono essere applicate sul giunto delle targhe identificatrici per ciascun giunto in modo da poter individuare: l'esecutore, la data e le modalità di esecuzione.

5.3.2. Terminazione ed attestazione cavi MT

Tutti i cavi MT posati dovranno essere terminati da entrambe le estremità. Nell'esecuzione delle terminazioni all'interno delle celle dei quadri si deve realizzare il collegamento di terra degli schermi dei cavi con trecce flessibili di rame stagnato, eventualmente prolungandole e dotandole di capocorda a compressione per l'ancoraggio alla presa di terra dello scomparto. Lo schermo dei cavi dovrà essere collegato a terra da entrambe le estremità adottando quindi lo schema SOLID-BONDING e conformemente a quanto definito nella norma CEI 99-2, 99-3. Ogni terminazione deve essere dotata di una targa di riconoscimento in PVC atta ad identificare:

- esecutore
- data e modalità di esecuzione
- indicazione della fase (R, S, T)

La messa a terra dei rivestimenti metallici ha lo scopo di rendere equipotenziale le masse metalliche che ricoprono il cavo, ponendole tutte a potenziale zero. L'utilizzo dello schema SOLID BONDING permette di ridurre le sollecitazioni a cui è sottoposto il dielettrico e ridurre le possibili tensioni indotte, causa di pericolo per il personale che lavora nei pressi del cavo. Viceversa, si instaureranno delle correnti che circoleranno negli schermi e daranno luogo a delle perdite, eventualmente valutabile in accordo con la IEC 60287-1-1 in fase esecutiva. Lo schermo del cavo non può essere considerato come un conduttore di terra per altre parti d'impianto.

5.3.3. Parallelismi e incroci fra cavi elettrici

Eventuali cavi aventi la stessa tensione nominale, possono essere posati alla stessa profondità utilizzando tubazioni distinte o comunque una distanza di circa 3 volte il loro diametro. Tali prescrizioni valgono anche per incroci di cavi aventi uguale o diversa tensione nominale.

Nel caso di parallelismi con cavi di telecomunicazione, i cavidotti devono essere per quanto possibile, essere posati alla maggior distanza, e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono dislocare possibilmente ai lati opposti di questa. Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra, è ammesso posare i cavi in vicinanza, purché sia mantenuta fra i due cavi una distanza minima non inferiore a 0,30 m. Qualora detta distanza non possa essere rispettata, è necessario applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- Cassetta metallica zincatura a caldo
- Tubazioni in acciaio zincato a caldo;
- Tubazione in materiale plastico conforme alle norme CEI.

I predetti dispositivi possono essere omessi sul cavo posto alla profondità maggiore quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata, in appositi manufatti (tubazione, cunicoli ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi. Nel caso che i cavi siano posati nello stesso manufatto, non è prescritta nessuna distanza minima da rispettare, purché sia evitata la possibilità di contatti meccanici diretti e siano dislocati in tubazioni diverse.

La distanza in proiezione orizzontale fra i cavi di energia e le tubazioni metalliche interrato, adibite al trasporto e alla distribuzione dei fluidi (acquedotti, oleodotti e simili), posate parallelamente ai cavi medesimi non deve essere inferiore a 0,30 m.

Si può tuttavia derogare dalla prescrizione suddetta previo accordo fra gli esercenti quando:

- la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,5m;
- tale differenza è compresa fra 0,30 e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubazioni convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni adibite ad altro uso tale tipo di posa è invece consentito, previo accordo fra i soggetti interessati, purché il cavo di energia e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro. Le superfici esterne di cavi di energia interrati non devono distare meno di 1 m dalle superfici esterne di serbatoi contenenti liquidi o gas infiammabili.

L'incrocio fra cavi di energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni stesse. Non si devono effettuare giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio. Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi e di energia e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m. Tale distanza può essere ridotta fino a un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano venga interposto un elemento separatore non metallico (ad esempio, lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica. Le distanze sopraindicate possono essere ulteriormente ridotte, previo accordo fra i soggetti interessati, se entrambe le strutture sono contenute in manufatto di protezione non metallico. Prescrizioni analoghe devono essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure

nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul di stanziamento.

Le distanze da rispettare nei parallelismi e incroci fra cavi elettrici e tubazioni, ove non in contrasto con il DM: 24.11.1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8", ai cavi direttamente interrati con le modalità di posa "L" (senza protezione meccanica) e "M" (con protezione meccanica) definite dalle Norme CEI 11-17 (art. 3.6 e fig. 3.6).

6. TRASFORMATORI

I trasformatori presenti in impianto sono installati nelle navicelle degli aerogeneratori e nella stazione utente oltre ai trasformatori per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Per quanto riguarda i trasformatori degli aerogeneratori, si considerino le caratteristiche riportate in Tabella 2. Per i trasformatori dei sistemi di accumulo si considerano delle macchine tipiche da 3,8MVA. Esse verranno definite in fase di progetto esecutivo.

Il trasformatore elevatore installato nella stazione utente per la trasformazione 30/150 kV è stato scelto in funzione della potenza massima generabile dall'impianto, in accordo con le specifiche Terna per la connessione del sistema eolico alla rete RTN (A.17). In particolare si deve considerare che il trasformatore sia provvisto di variatore sotto carico atto a regolare nel range $\pm 12\%$ della tensione nominale. Inoltre esso dovrà avere una taglia almeno pari al 110% della massima potenza dell'impianto eolico (allegato A.17 del Codice di Rete TERNA). Inoltre, si considera la possibile riduzione della potenza del trasformatore pari al 5% dovuta a fattori esterni come la temperatura ed interni di fabbricazione ed usura. Bisogna altresì considerare che la natura aleatoria della fonte rinnovabile difficilmente determina situazioni in cui si abbia la massima produzione del parco eolico, anche in riferimento alla continuità e probabilità durante l'anno. Pertanto, considerato che il trasformatore sarà isolato in olio, è possibile dotarlo di sistemi di raffreddamento naturale o forzato, consentendo in caso di necessità anche per lunghi periodi di caricare la macchina al 125% della potenza nominale, senza comprometterne la vita utile. Il margine comunque ottenuto dalle precedenti considerazioni permette il funzionamento del trasformatore in un range a più elevato rendimento.

Si sceglie un trasformatore elevatore MT/AT 30/150 kV YNd11 con le principali caratteristiche riportate di seguito:

Tabella 5 Specifiche trasformatore elevatore MT/AT 30/150kV

Sistema	3F (neutro disponibile)
Tipo	ONAN
Sn [MVA]	63
F [Hz]	50
U _{1n} [kV]	150
U _{2n} [kV]	30
CSC	10x \pm 1,25%Un
vcc [%]	10
pcc [%]	0,25
gruppo	YNd11
Categoria utilizzo	Fonti rinnovabili

Il neutro del trasformatore, ad isolamento pieno, è reso disponibile per l'eventuale messa a terra richiesta da Terna e da definire in fase esecutiva. Le perdite associate all'utilizzo dei trasformatori sono riportate nella seguente tabella, considerando distintamente le perdite a vuoto e a carico:

Tabella 6 Perdite massime teoriche trasformatori impianto

Elemento	Tipologia perdite	n. TR	Perdite [kW]
Trafo AT in SSE	P rame TR 63 MVA	1	162
Trafo AT in SSE	P ferro TR 63 MVA	1	25
Trafo MT in torre	P rame TR 7 MVA	6	54
Trafo MT in torre	P ferro TR 7 MVA	6	3,7
Trafo MT BESS	P rame TR 3,8 MVA	4	31
Trafo MT BESS	P ferro TR 3,8 MVA	4	15
Totale			579,2

7. QUADRI MT E SISTEMA DI PROTEZIONE

7.1. Quadri MT

7.1.1. Quadro MT di torre eolica

I quadri MT 30kV montati all'interno di ogni aerogeneratore servono per realizzare l'interconnessione per la trasmissione dell'energia prodotta dagli aerogeneratori verso la cabina di sezionamento che ricopre il ruolo di cabina di raccolta dei sotto parchi eolici. Questi quadri MT, già dimensionati e verificati dal produttore della torre eolica, saranno dotati da un interruttore di macchina ciascuno e da due sezionatori di manovra ad eccezione di quelli montati sulle unità terminali di ogni sotto campo eolico, come riportato nell'elaborato 5.6. La corrente nominale delle sbarre di ogni quadro dovrebbe in linea teorica crescere in funzione del numero di aerogeneratori connessi a valle. Ciò comporterebbe la realizzazione di diverse unità. Considerando le taglie standard di quadri la scelta ricade comunque su un valore maggiore che possa andare bene per tutte le singole unità per poi effettuare la taratura termica. Nel caso in esame, si considera il valore di 630 A come definito nella specifica tecnica dell'aerogeneratore, considerato come valore massimo per la protezione da sovraccarico di quadro.

Per quanto riguarda la corrente di cortocircuito, dalle specifiche si deduce che il convertitore di interfaccia al PMSG può contribuire con una corrente di 1,05 p.u. in modo continuativo e con un valore di corrente 1,45 p.u. di picco, quindi in valori assoluti si avrà rispettivamente 5512,5 A e 7612,5 A.

Definito il rapporto di trasformazione del trasformatore a bordo dell'unità di produzione pari a

$$K = U_{1n}/U_{2n} = 41,67$$

e il valore $vcc\% = zcc\% = 9,9\%$ del trasformatore definito sempre nelle specifiche, si può intuire il ridotto apporto che può dare l'aerogeneratore durante il guasto.

7.1.2. Quadro MT di sezionamento – cabina di raccolta

Per quanto riguarda il quadro MT di sezionamento, si evidenzia che sarà corredato solamente da organi di manovra manuali di sezionamento. Questo perché si vuole che la modifica della configurazione venga eseguita solo in seguito a verifica di messa fuori servizio di una linea di connessione verso stazione utente in loco. La sbarra colletttrice sarà dimensionata per la massima corrente transitabile verso la rete RTN, cioè

$$I_{\max} = P_{\max} / \sqrt{3} V_n = 722 \text{ A}$$

Il valore scelto è di 1250A. Per quanto riguarda la resistenza agli effetti del cortocircuito, si valuterà nei successivi paragrafi con l'elaborazione di uno studio dei cortocircuiti il valore massimo riscontabile in tale quadro.

7.1.3. Quadro MT di Stazione Utente

Nell'area interna della stazione utente dove avverrà la trasformazione 30/150 kV, in apposito locale verrà installato un quadro MT con tensione di esercizio di 30 kV composto da 11 scomparti così assegnati:

- Scomparto principale di impianto per il collegamento al trasformatore MT/AT;
- Tre scomparti per la connessione dei cavidotti provenienti dal parco eolico;
- Uno scomparto per la protezione del trasformatore servizi ausiliari;
- Scomparto misure e TV sbarra;
- Quattro scomparti BESS;
- Uno scomparto disponibile.

Il quadro MT sarà di tipo protetto in esecuzione da interno realizzato in lamiera d'acciaio con spessore minimo 2 mm, saldata, ripiegata e rinforzata opportunamente, sarà completo di sbarre principali e di derivazione dimensionate secondo le correnti nominali e di cortocircuito di seguito riportate. Gli scomparti saranno composti dalle seguenti celle segregate tra loro:

- Cella interruttore MT, allacciamento cavi e sezionatore di terra con porta esterna di accesso cernierata;
- Cella sbarre omnibus comune a tutto il quadro;
- Cella per circuiti ausiliari BT con porta esterna di accesso cernierata.

La corrente nominale degli organi di protezione per la partenza cavi verso il parco eolico avrà una corrente nominale pari a 630 A regolabile, considerando che nel funzionamento N-1, attraverso una singola linea potranno essere trasmessi fino a:

$$I_{\max} = P_{\max} / \sqrt{3} V_n = [(6,25 \cdot 6 \cdot 0,9) / 2] / \sqrt{3} \cdot 0,03 = 325 \text{ A}$$

Il quadro sarà provvisto di interblocchi atti a prevenire errate manovre che potrebbero compromettere l'efficienza e il corretto funzionamento di apparecchiature e la sicurezza del personale addetto all'esercizio dell'impianto. In particolare, saranno previsti i seguenti interblocchi:

- blocco a chiave tra l'interruttore e il sezionatore di linea, l'apertura del sezionatore di linea sarà subordinata all'apertura dell'interruttore;
- blocco meccanico tra sezionatore di linea e sezionatore di terra. La chiusura del sezionatore di terra sarà subordinata all'apertura del sezionatore di linea e viceversa;

- blocco meccanico tra il sezionatore di terra e la portella di accesso. Sarà possibile aprire la porta solo a sezionatore di terra chiuso.

Allo scomparto ausiliari (SA) è connesso un trasformatore MT/BT Dyn11 30/0,4 kV da 100kVA del tipo in resina o olio minerale a seconda delle scelte effettuate in fase di progettazione esecutiva. A valle del trasformatore viene installato in quadro BT per la distribuzione dell'alimentazione alle utenze BT. I servizi ausiliari saranno alimentati solo dalla sezione 150kV tramite il suddetto trasformatore. Qualora venisse a mancare l'alimentazione da RTN, si avvierà la commutazione automatica con un gruppo elettrogeno di emergenza da 25 kW 50Hz, 400V.

Il quadro MT di tipo protetto per interni è composto da unità modulari con funzioni di protezione e/o sezionamento (5.6), con le caratteristiche riportate nella seguente tabella.

Tabella 7 Caratteristiche quadro MT smistamento

Tensione nominale [kV]	36
Tensione prova 50Hz [kV]	70
Tensione prova impulso [kV]	170
Tensione esercizio [kV]	30
Corrente nominale [A]	1250
Corrente ammissibile di breve durata [kA]	16
Durata nominale cortocircuito [s]	1

La cella, in base alle diverse funzioni, potrà contenere:

- interruttore in SF6, montato su carrello, in esecuzione asportabile, connesso al circuito principale con giunzioni flessibili imbullonate e completo di blocchi e accessori, con polo in pressione secondo il concetto di "sistema sigillato a vita" in accordo alla normativa IEC 56 allegato EE con pressione relativa del SF6 di primo riempimento a 20°C uguale a 0,5 bar;
- IMS o sezionatore rotativo a 3 posizioni (chiuso sulla linea, aperto e messo a terra) isolato in SF6, contenuto in un involucro "sigillato a vita", (IEC 56 allegato EE) di resina epossidica con pressione relativa del SF6 di primo riempimento a 20°C uguale a 0.4 Bar. Il potere di chiusura della messa a terra dell'IMS sarà uguale a 2.5 volte la corrente nominale ammissibile di breve durata;
- fusibili di media tensione;
- terna di derivatori capacitivi, installati in corrispondenza dei terminali cavi;
- attacchi per l'allacciamento dei cavi di potenza;
- trasformatori di misura (TA e TV), conformi alle norme e alle prescrizioni UTF;
- canalina riporto circuiti ausiliari in eventuale cella BT;
- comando e leverismi dei sezionatori;
- sbarra di messa a terra;
- sbarre principali e derivazioni, realizzate in tondo di rame rivestito con isolanti termo restringenti e dimensionate per sopportare le correnti di corto circuito fino a 16 kA per 1 secondo.

7.1.4. Misure

Nell'impianto verranno installati diversi sistemi di misura dell'energia prodotta/scambiata. Si identificano:

- Gruppo di Misura per ogni sotto parco eolico;
- Gruppo di misura per ogni sistema di accumulo;
- Gruppo di Misura nel punto di consegna AT, installato nella SSE Utente per la misura dell'energia ceduta alla RTN;
- Gruppo di Misura per misurare i consumi dei servizi ausiliari della Stazione Utente.

In virtù di siffatta configurazione, sarà possibile rilevare direttamente il totale dell'energia lorda prodotta, di quella netta dispersa nonché infine dell'energia consumata per i servizi ausiliari. Indirettamente ovvero per differenza, grazie a tutti in campionamenti realizzabili dal sistema di misura descritto sarà possibile ricavare il valore dell'energia perduta nei vari collegamenti e nel trasformatore elevatore. I Gruppi di Misura (GdM) sono a loro volta costituiti dagli Apparecchi di Misura (AdM) e dai trasduttori di tensione (TV) e di corrente (TA).

I Gruppi di Misura potrebbero essere posizionati ai morsetti di ogni torre eolica, ma per comodità e flessibilità d'impianto si misureranno l'energia prodotta dall'aerogeneratore a meno delle perdite interne per i servizi ausiliari di torre, perdite sui cavidotti interni ed il trasformatore BT/MT 0,72/30 kV.

Nella sezione AT della SSE Utente viene installato un GdM per misurare l'energia scambiata con la RTN e sarà costituito dalle seguenti AdM:

- N.1 AdM principale;
- N. 1 AdM di riscontro;
- N.3 TA, uno per ogni fase;
- N.3 TV di tipo induttivo, uno per ogni fase, ad uso esclusivo per le misure;
- N.1 dispositivo di comunicazione.

Tale complesso di misura è installato in un quadro misure (QMIS) ubicato in locale dedicato (Locale Contatore) nell'ambito dell'edificio della SSE. Il QMIS è corredato da morsettiere UTF sigillabili. L'intero complesso deve essere conforme alla specifica Terna INSPX3 "Specificazione Tecnica Funzionale e Realizzativa delle Apparecchiature di Misura".

Per ogni singolo TA si avranno fino a quattro secondari di cui uno esclusivamente utilizzato per le misure fiscali. Questo secondario sarà sigillabile nel quadro a bordo TA e sulla morsettiere del Quadro Misure così come saranno sigillate le tre resistenze di zavorra utilizzate per le misure amperometriche.

I TV saranno sigillabili nella cassetta secondaria a bordo TV, sulla morsettiere del quadro ubicato alla base dei TV sul sostegno della fase centrale o sulla morsettiere del Quadro Misure.

I contatori saranno corredati di dispositivi di comunicazione che consentono la lettura da remoto ed il collegamento con il SAPR del Gestore di Rete.

Per concludere sarà installato un GdM per monitorare il consumo dei servizi ausiliari di stazione, costituito da:

- N.1 AdM
- N.3 TA

Tali apparecchiature saranno installate nel quadro servizi ausiliari (QSA). L'AdM deve essere previsto sigillabile, così come la morsettiera di prova e le calotte dei tre TA, che saranno inseriti in serie a valle del trasformatore ausiliari e a monte dell'interruttore generale servizi ausiliari BT.

7.1.5. Protezioni

Lo schema adottato per le protezioni di rete per guasti interni ed esterni fa riferimento agli Allegati A.17 e A.11 del Codice di Rete. Le tarature delle protezioni contro guasti esterni sono definite dal gestore di rete e sono impostate dall'utente, mentre per guasti interni, le tarature vengono regolate durante la prima entrata in servizio con accordo preliminare col Gestore di rete. Per quanto concerne le richiuse rapide o lente, considerato che l'impianto eolico è costituito da convertitori di tipo full converter, si dovrà garantire la possibilità di effettuare tali operazioni anche in condizioni di non sincronismo.

Nei suddetti allegati al Codice di Rete vengono definite le protezioni minime da installare nell'impianto per il corretto esercizio. Successivamente, in fase di stipula del Regolamento di esercizio alla prima dell'entrata in esercizio dell'impianto verrà definita la regolamentazione tecnica di dettaglio del collegamento del proprio impianto alla Rete AT, nonché dei rapporti di tutti i soggetti interessati al collegamento stesso.

In accordo con quanto definito nell'Allegato A.17 del Codice di Rete saranno impostate le seguenti tarature delle protezioni di interfaccia, così come riportato nello schema unifilare:

Tabella 8 Funzioni di protezione guasti esterni

Funzione	Regolazione
Massima tensione (59)	$1,2 V_n - 1 \text{ s}$
Minima tensione (27)	$0,85 V_n - 2 \text{ s}$
Massima frequenza (81 >)	$51,5 \text{ Hz} - 1 \text{ s}$
Minima frequenza (81 < - soglia 1)	$47,5 \text{ Hz} - 4 \text{ s}$
Minima frequenza (81 < - soglia 2)	$46,5 \text{ Hz} - 0,1 \text{ s}$
Massima tensione omopolare (59Vo – soglia 1)	$0,1 V_{omax} - 2 \text{ s}$
Massima tensione omopolare (59Vo – soglia 2)	$0,7 V_{omax} - 0,1 \text{ s}$

Tali protezioni atte alla protezione contro guasti esterni determinano l'apertura dell'interruttore lato AT (152 TR). Le protezioni 59, 27 e 81 saranno alimentate da tensioni concatenate, mentre la protezione 59N sarà alimentata da un circuito a triangolo aperto. Più nello specifico si rimanda all'elaborato 5.6, mentre di seguito si riporta un elenco sintetico delle protezioni previste per i vari elementi di rete e le relative azioni.

Tabella 9 Protezioni elementi di impianto

ELEMENTO DI RETE	PROTEZIONE	SIGLA	AZIONE
TR 30/150 kV lato AT	Differenziale di trasformatore	87T	Apertura e blocco 152TR e 52TR
	Mancata apertura interruttore	50BF	
	Max corrente di fase	50/51	Apertura e blocco 152 TR
	Min tensione concatenata	27	
	Max tensione concatenata	59	Apertura 152 TR
	Max tensione omopolare	59N	
	Min frequenza	81 <	
	Max frequenza	81 >	
TR 30/150 kV lato MT	Guasto verso TR	67N	Apertura e blocco 152TR e 52TR
	Max tensione omopolare	59N	

	Max corrente di fase	50/51	Apertura 52 TR
	Max tensione concatenata	59	Apertura 152 TR e 52 TR
	Min tensione concatenata	27	Allarme
Linee interconnessione	Max corrente di fase	50/51	
	Guasto verso linea	67N	Apertura 52 L
	Max tensione omopolare	59N	
Aerogeneratori	Min tensione concatenata	27	
	Max tensione concatenata	59	Apertura interruttore BT
	Min frequenza	81 <	
	Max frequenza	81 >	
BESS	Min tensione concatenata	27	
	Max tensione concatenata	59	Apertura interruttore BT
	Min frequenza	81 <	
	Max frequenza	81 >	

Il coordinamento e la definizione delle tarature delle suddette protezioni di impianto saranno definiti di concerto con il Gestore di rete durante la stesura del regolamento di Esercizio.

L'utente è tenuto a tarare le protezioni come definito in sede di accordo e registrare tali operazioni. Inoltre, l'utente è tenuto ad impostare le corrette tarature per le protezioni contro guasti interni all'impianto, garantendo l'immediata separazione della sezione di impianto guasta, evitando ripercussioni nella sezione AT. Lo stato e la taratura delle protezioni devono essere controllati periodicamente dall'utente per garantire l'efficacia del sistema di protezione.

7.1.6. Esercizio dell'impianto

Le operazioni e le attività svolte sull'impianto dovranno essere effettuate da personale specializzato e specificamente formato. Esso dovrà essere raggiungibile telefonicamente (telefono fisso e mobile di emergenza). Si dovrà fornire un elenco nominativo del personale al gestore di rete (Terna). L'intero impianto dovrà essere condotto da tale personale 24h/24h durante tutto l'anno. In riferimento allo schema dell'elaborato 5.6, in condizioni di normale funzionamento, gli aerogeneratori saranno eserciti in parallelo alla rete RTN, pertanto i montanti 152TR, 52TR, 52L_x saranno di norma nella posizione chiusa e potranno essere telecontrollati da remoto tramite protocollo IEC 61850. L'esercizio dell'impianto in fasi di emergenza e le relative operazioni di ripristino verranno concordate nel regolamento di Esercizio.

Al fine di poter trasmettere i segnali di misura e telecontrollo, si prevede l'installazione di un'Unità Remota (RTU), installata nel locale quadri BT dell'edificio utente. Le schede che solitamente la compongono, associate ad un doppio alimentatore, saranno installate in un cestello rack 19". La determinazione di P, Q, V avviene inserendo a bordo un trasduttore di misura che effettua il calcolo prendendo in ingresso i TA e TV. Sarà eventualmente possibile l'impiego di sistemi alternativi previo consenso di TERNA. L'unità comunicherà con postazioni remote attraverso i protocolli standard, studiati appositamente per le applicazioni nel settore elettrico, IEC 870-5-104 ed IEC 870-5-101.

7.1.7. Controllo dell'impianto di produzione

Il Gestore di Rete chiede all'Utente di predisporre sistemi per la teleconduzione e telelettura definiti nel Regolamento di Esercizio. In caso di avaria del sistema di prelievo e/o trasmissione dati, su richiesta di Terna, l'Utente invierà giornalmente, via e-mail o

tramite fax, i valori orari della potenza attiva e reattiva misurati lato 150 kV. In linea di massima e per quanto possa essere al momento previsto saranno inviate al Centro di controllo Terna, le seguenti informazioni:

- Telesegnali;
- Telemisure: corrente di fase I, tensione concatenata V, potenze attiva e reattiva $\pm P$ e $\pm Q$ su montante AT 150 kV TR e posizione della tacca del variatore sotto carica del TR 30/150 kV;
- Direzione e la velocità del vento da un anemometro ritenuto rappresentativo dell'intero parco.

Non è prevista l'installazione dell'oscillografoturbografo, in quanto la potenza del parco eolico è inferiore a 50 MW. Le oscillografoturbografie possono, se del caso, essere eventualmente scaricate dalle protezioni. L'installazione dell'UPDM, sarà definita di concerto con TERNA.

8. VERIFICA CONNESSIONI

8.1. Modalità e criteri di calcolo elettrico

Per dimensionare i collegamenti eserciti in MT a 30 kV si considerano i seguenti fattori:

- 1) Verifica della portata dei cavi in funzione delle caratteristiche di posa in corrispondenza della massima producibilità degli aerogeneratori;
- 2) Verifica della tenuta a cortocircuito dei cavi;
- 3) Verifica della massima caduta di tensione a fine linea;
- 4) Verifica delle massime perdite per il trasporto dell'energia dagli aerogeneratori al punto di connessione con rete RTN.

Per il calcolo delle portate dei cavi, si considera che gli aerogeneratori possano erogare tutta la massima potenza producibile. Gli aerogeneratori hanno una potenza nominale di 6,25 MW ciascuno, per cui la corrente nominale di ogni generatore sarà:

$$I_{WTG} = S_n / \sqrt{3} V_n = 120A$$

Per il calcolo delle sezioni e la disposizione dei cavidotti si considererà la massima potenza producibile dai singoli generatori e lo schema generale d'impianto (5.6). Nello stesso dimensionamento si verificheranno le perdite ottenute e le cadute di tensione massime, cercando di minimizzarle cercando di ottenere un ottimo dal punto di vista economico della soluzione.

Per la connessione in AT tra stazione utente e stazione RTN, si considera la massima generazione del parco eolico di 36 MW e l'erogazione di potenza da parte del sistema di accumulo, per una potenza complessiva in immissione di 48 MW come da STMG. Inoltre, considerati eventuali carichi ausiliari e comunque in rispetto all'Allegato A.17, si considera per questo collegamento un surplus del 10%. I cavi AT dovranno essere dimensionati per una corrente nominale di:

$$I = S_n / \sqrt{3} V_n + 10\% = 203 A$$

Al fine della progettazione si considera che la massima perdita riscontrabile prima della cabina di raccolta - sezionamento possa essere al massimo l'1% della totale produzione (nella rete interna del parco eolico), mentre per il collegamento in MT dalla cabina di raccolta alla stazione utente per la connessione in AT possa essere al massimo il 3%. Conseguentemente le perdite di potenza riscontrabile a piena produzione di tutti gli aerogeneratori potranno essere al massimo il 4%.

Tutti i cavi MT 30 kV sono stati dimensionati in modo da risultare verificate le seguenti relazioni:

- 1) $I_c \leq I_z$;
- 2) $S \geq \sqrt{(I_{cc}^2 t / K^2)}$;
- 3) $\Delta V\% \leq 5\%$ (tale valore è stato considerato come limite per l'intero collegamento, cioè dalla stazione utente lato AT al generatore più lontano).

Dove I_c è la corrente di impiego del cavo, I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa. S è la sezione della tratta di cavidotto considerato, K è un coefficiente dipendente dal materiale conduttore e dalle caratteristiche termiche dell'isolante, I_{cc} è la corrente di corto circuito e t è il tempo di intervento delle protezioni.

8.1.1. Verifica della portata

La corrente di impiego del cavo dipenderà dalla tratta considerata ed in particolare da quanti aerogeneratori sono connessi a valle. Per il calcolo della portata si dovrà considerare un opportuno coefficiente (K_p) che considererà la reale condizione di posa, considerando cioè vicinanza da altri conduttori e variazioni rispetto ai valori previsti per la posa definiti dal produttore del cavo. In particolare, per la determinazione di tale coefficiente si considereranno il numero di cavi facenti parte di circuiti distinti all'interno dello stesso scavo e la relativa distanza (esclusi altri fattori in quanto le condizioni di posa coincidono con quelle standard proposte dal costruttore dei cavi). La portata del cavo nelle reali condizioni di posa sarà

$$I_z = I_n * K_p$$

con I_n portata del cavo in condizioni standard definite dal produttore.

Le situazioni di posa considerate in questo progetto prevedono tratti con due cavi in trincea e altri con tre cavi. I valori del coefficiente K_p sono riportati nella seguente tabella tratti dalla norma CEI 11-17 e relative tabelle UNEL, considerando che i cavi di circuiti diversi vengano posati ad una distanza di 0,07m o di 0,25m. (valutare posa in piano o su due piani come descritto nella 5.6.

Tabella 10 Fattori correttivi per portata dei cavidotti

Numero di circuiti	Coefficiente correttivo K	
	7 cm	25 cm
2	0,8	0,86
3	0,69	0,76
4	0,63	0,72
6	0,55	0,66

8.1.2. Verifica termica

Le sezioni scelte saranno verificate anche per le possibili sollecitazioni dovute ad un cortocircuito nell'impianto. I cavi dovranno avere una portata maggiore dell'energia passante durante un cortocircuito occorso nell'impianto finché non intervengano le protezioni (CEI 11-17).

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento. Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento HEPR
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

8.1.3. Verifiche di connessione – qualità della connessione

Individuate le sezioni tecnicamente soddisfacenti si verificano i parametri di qualità della connessione (caduta di tensione) e di efficienza del collegamento (perdite Joule). Per ciascuna linea di cui si compone l'impianto, si procede alla verifica della caduta di tensione (cdt) e della perdita di potenza per effetto joule sul conduttore.

La caduta di tensione viene valutata tramite:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_c \cdot L \cdot (r \cos \phi + x \sin \phi)$$

Le perdite per effetto Joule sono valutate come:

$$\Delta P = 3 \cdot r \cdot L \cdot I_c^2$$

Come riportato nei paragrafi precedenti, al fine della progettazione si considera che la massima perdita riscontrabile prima della cabina di raccolta - sezionamento possa essere al massimo l'1% della totale produzione (nella rete interna del parco eolico), mentre per il collegamento in MT dalla cabina di raccolta alla stazione utente per la connessione in AT possa essere al massimo il 3%. Conseguentemente le perdite di potenza riscontrabile a piena produzione di tutti gli aerogeneratori potranno essere al massimo il 4%. Per quanto concerne la caduta di tensione massima ammissibile a fine linea si considera il limite del 5% della tensione nominale.

In aggiunta a queste verifiche, in fase di dimensionamento, si considera che possa verificarsi un fuori servizio su una delle linee di collegamento tra la cabina di sezionamento e la stazione utente. Al verificarsi di tale evento critico, si richiede che le due linee rimaste in esercizio possano trasmettere il 90% della massima potenza dell'intero impianto eolico rispettando gli obiettivi di qualità su perdite in linea e cadute ammissibili.

Infine, si vuole porre attenzione al valore minimo di potenza di cortocircuito richiesta dai singoli generatori per garantire la loro operatività. Tale valore è desunto dalle specifiche tecniche del produttore dell'aerogeneratore e vale $MSCR = 5$. Si dovrà verificare il rispetto di tale valore al punto di connessione delle singole torri eoliche in fase esecutiva.

8.2. Calcolo di load flow e cortocircuito

Per verificare le scelte operate sulle sezioni e protezioni minime adottate per l'impianto in oggetto, si esegue il calcolo delle correnti a regime ed in cortocircuito, delle cadute di tensione e delle perdite in accordo alla normativa vigente.

Il calcolo è effettuato con il software Neplan®, mediante un calcolo di load flow (con metodo Newton Raphson) e di cortocircuito in accordo alla Norma IEC 60909/2016 (CEI 11-25). La metodologia di calcolo per load flow è iterativa, per cui si modificano i parametri di impianto se i vincoli non sono rispettati. In 5.6 si riporta lo schema d'impianto modellizzato per effettuare le simulazioni. Considerato il basso impatto dei controlli e degli automatismi sulle simulazioni in oggetto, non si modellano nel dettaglio convertitori/filtri e circuiti di misura/controllo. Essi, eventualmente, verranno valutati in fase esecutiva.

9. RISULTATI DI CALCOLO

Come riportato nello schema d'impianto, i cavidotti sono costituiti da più tratte. La scelta della sezione di ogni tratta è riportata nella seguente tabella, dove vengono definite distintamente tutte le tratte individuate, il numero equivalente di aerogeneratori connessi e conseguente potenza massima generabile (e conseguente corrente massima), il fattore correttivo $K\rho$ e la lunghezza di tratta. Allo stesso modo si riportano i valori per i cavidotti di collegamento per i sistemi di accumulo. La lunghezza di tratta è stata valutata preliminarmente considerando la lunghezza di trincea maggiorata del 5%. Si riportano di seguito i risultati ottenuti mediante calcoli preliminari, mentre nei prossimi paragrafi si riportano le verifiche ottenute con software. Nelle colonne viene indicato con la sigla **N** l'elemento nodo, con la sigla **A** l'elemento generatore, con la sigla **TR** l'elemento trasformatore e con la sigla **L** l'elemento Linea. Inoltre, per nodi, nello schema Neplan si riporta il livello di tensione.

Tabella 11 Calcoli preliminari cavidotti

TAG cavidotto	Lunghezza [km]	Vn [kV]	Ib [A]	Sez. cavo (mm ²)	n°erne	k correttivo	Iz [A]	ΔP [kW]	ΔU [V]
L_A2-A1	0,95	30	120	150	1	0,86	284	11,4	31,7
L_A1-CR	0,10	30	241	500	1	0,76	486	1,4	2,0
L_A3-A4	1,17	30	120	150	1	0,86	284	14,1	39,0
L_A4-CR	2,75	30	241	500	1	0,76	486	39,6	54,9
L_A6-A5	1,84	30	120	150	1	0,86	284	22,1	61,3
L_A4-CR	3,87	30	241	500	1	0,76	486	55,8	77,3
L_CR-SSE (1)	11,09	30	241	500	1	0,76	486	159,8	383,5
L_CR-SSE (2)	11,09	30	241	500	1	0,76	486	159,8	383,5

L_CR-SSE (3)	11,09	30	241	500	1	0,76	486	159,8	383,5
L_BESS_MT (1)	0,1	30	67	150	1	0,72	238	0,4	3,2
L_BESS_MT (2)	0,1	30	67	150	1	0,72	238	0,4	3,2
L_BESS_MT (3)	0,1	30	67	150	1	0,72	238	0,4	3,2
L_BESS_MT (4)	0,1	30	67	150	1	0,72	238	0,4	3,2
L_TR_MT	0,05	30	241	500	3	0,76	486	2,2	0,5
L_SSE-SE	0,39	150	144	400	1	0,7	336	1,9	13,8

Tabella 12 Calcoli preliminari condizione N-1

TAG cavidotto	Lunghezza [km]	Vn [kV]	Ib [A]	Sez. cavo (mm ²)	n° terne	k correttivo	Iz [A]	ΔP [kW]	ΔU [V]
L_CR-SSE (N-1)	11,09	30	325	500	1	0,66	422	291,2	517,8

Con la soluzione proposta in Tabella 11 si valutano le perdite di sistema ad esclusione di quelle imputabili ai sistemi di trasformazione e servizi ausiliari esclusi dalla verifica per i cavidotti. Inoltre, si valutano anche le cadute di tensione, considerandole in valori assoluti (valutazione solo su transito di potenza su impedenza equivalente) in quando i flussi di potenza sono relativi ad un impianto di produzione in cui i transiti di potenza possono essere diversi in funzione delle diverse produzioni istantanee degli aerogeneratori. Per effettuare delle valutazioni specifiche dei valori di tensione nella rete dell'impianto di produzione si deve approfondire la conoscenza dei sistemi di regolazione e controllo implementati sulle macchine e caratteristiche di rete viste al punto di connessione (comunque escluso dall'oggetto di questa relazione tecnica). Di seguito si propongono i risultati ottenuti in via preliminare per le sezioni interne al parco eolico (sotto parchi 1, 2 e 3) e in valori sommari per l'intero impianto di generazione.

Tabella 13 Valutazione perdite e cadute tensione Interne Parco

TAG cavidotto	ΔP [%]	ΔU [%]
Sotto parco 1	0,03%	0,19%
Sotto parco 2	0,11%	0,54%
Sotto parco 3	0,16%	0,80%

Tabella 14 Valutazione perdite dell'impianto di produzione: cavidotti

TAG Impianto	ΔP [%]
Interno parco	0,30%
Esterno parco	1,01%
Totale parco	1,31%

Tabella 15 Valutazione cadute di tensione dell'impianto di produzione

TAG Impianto	ΔV [%]
Percorso fino A2	1,49%
Percorso fino A3	1,84%
Percorso fino A6	2,10%

9.1. Interpretazione dei risultati load flow

In questo paragrafo si riportano i risultati ottenuti dalle analisi di load flow. Le analisi vengono condotte considerando le caratteristiche dei cavidotti riportati in Tabella 11 per condizioni di massima producibilità degli aerogeneratori (idealmente 6,25MW ciascun aerogeneratore) e nella situazione di contingency N-1 con una produzione di circa il 90% della massima producibile. Per queste condizioni di produzione dell'eolico, si valuta anche l'immissione di potenza in rete RTN mediante i sistemi di accumulo funzionanti in scarica. In questo modo si valuta un transito massimo di potenza attiva verso la rete RTN pari a quello stabilito in fase di STMG, cioè 48MW.

Inoltre, si eseguono due analisi per valutare lo scambio di potenza reattiva al punto di connessione in SE in concomitanza di uno scambio nullo di potenza attiva.

Nelle tabelle che seguono sono riassunti i risultati di calcolo del load flow. In particolare si riportano le potenze transitanti (con convenzione da generatore-Terna), la corrente relativa, il loading, le perdite attive e reattive, la tensione nominale dei vari elementi e le perdite nel ferro dei trasformatori.

9.1.1. Analisi per massima produzione

Tabella 16 Calcolo load flow

TAG	Nodo	P [MW]	Q [Mvar]	Ic [A]	Loading [%]	PLosses [MW]	QLosses [Mvar]	Un [kV]	IronLosses [MW]
L_SSE-SE	N_SSE 150kV	48,570	-4,197	187,630	55,84	0,004	-0,460	150,000	-
L_TR1	N_30kV TR1	-48,733	-0,074	938,528	77,59	0,006	-0,010	30,000	-
L_BESS1	N_30kV BESS1	3,088	-0,150	59,517	25,05	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS2	N_30kV BESS2	3,088	-0,150	59,517	25,05	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS3	N_30kV BESS3	3,088	-0,150	59,517	25,05	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS4	N_30kV BESS4	3,088	-0,150	59,517	25,05	0,000	-0,007	30,000	-
L_CR-SSE(1)	N_30kV Cabina Raccolta	12,332	-0,826	234,192	50,90	0,202	-1,038	30,000	-
L_CR-SSE(2)	N_30kV Cabina Raccolta	12,332	-0,826	234,192	50,90	0,202	-1,038	30,000	-
L_CR-SSE(3)	N_30kV Cabina Raccolta	12,332	-0,826	234,192	50,90	0,202	-1,038	30,000	-
L_CR-A1	N_30kV A1	12,376	-1,063	235,333	51,15	0,002	-0,010	30,000	-
L_A2-A1	N_30kV A2	6,196	-0,562	117,590	41,43	0,015	-0,064	30,000	-
L_CR-A4	N_30kV A4	12,374	-1,040	234,394	50,95	0,050	-0,263	30,000	-
L_A3-A4	N_30kV A3	6,196	-0,558	117,103	41,26	0,018	-0,079	30,000	-
L_CR-A5	N_30kV A5	12,364	-0,990	233,866	50,83	0,065	-0,343	30,000	-
L_A6_A5	N_30kV A6	6,196	-0,556	116,785	41,15	0,028	-0,125	30,000	-
TR_A1	N_30kV A1	-6,195	0,564	117,857	88,87	0,055	0,564	30,000	0,004
TR_A2	N_30kV A2	-6,196	0,562	117,590	88,87	0,054	0,562	30,000	0,004
TR_A3	N_30kV A3	-6,196	0,558	117,103	88,87	0,054	0,558	30,000	0,004
TR_A4	N_30kV A4	-6,196	0,561	117,429	88,87	0,054	0,561	30,000	0,004
TR_A5	N_30kV A5	-6,196	0,560	117,295	88,87	0,054	0,560	30,000	0,004
TR_A6	N_30kV A6	-6,196	0,556	116,785	88,87	0,054	0,556	30,000	0,004
TR_BESS1	N_30kV BESS1	-3,088	0,150	59,517	81,35	0,037	0,150	30,000	0,015
TR_BESS2	N_30kV BESS2	-3,088	0,150	59,517	81,35	0,037	0,150	30,000	0,015
TR_BESS3	N_30kV BESS3	-3,088	0,150	59,517	81,35	0,037	0,150	30,000	0,015
TR_BESS4	N_30kV BESS4	-3,088	0,150	59,517	81,35	0,037	0,150	30,000	0,015

Tabella 17 Calcolo load flow N-1

TAG	Nodo	P [MW]	Q [Mvar]	Ic [A]	Loading [%]	PLosses [MW]	QLosses [Mvar]	Un [kV]	IronLosses [MW]
L_TR1	N_30kV SSE	44,958	-0,620	866,573	71,64	0,005	-0,011	30,000	-
TR_A1	N_30kV A1	-5,580	0,461	105,598	79,99	0,045	0,461	30,000	0,004
L_BESS1	N_30kV BESS1	3,088	-0,151	59,571	25,07	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS2	N_30kV BESS2	3,088	-0,151	59,571	25,07	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS3	N_30kV BESS3	3,088	-0,151	59,571	25,07	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS4	N_30kV BESS4	3,088	-0,151	59,571	25,07	0,000	-0,007	30,000	-
L_CR-SSE(1)	N_30kV Cabina Raccolta	16,671	-0,914	314,902	68,44	0,366	-0,891	30,000	-
L_CR-SSE(2)	N_30kV Cabina Raccolta	16,671	-0,914	314,902	68,44	0,366	-0,891	30,000	-
L_SSE-SE	N_SSE 150kV	44,810	-4,269	173,244	51,56	0,004	-0,461	150,000	-
L_CR-A1	N_30kV A1	11,149	-0,854	210,878	45,84	0,001	-0,010	30,000	-
L_A2-A1	N_30kV A2	5,581	-0,459	105,383	37,13	0,012	-0,065	30,000	-
L_CR-A4	N_30kV A4	11,147	-0,833	210,117	45,67	0,040	-0,275	30,000	-
L_A3-A4	N_30kV A3	5,581	-0,456	104,990	36,99	0,014	-0,081	30,000	-
L_CR-A5	N_30kV A5	11,139	-0,784	209,684	45,58	0,052	-0,358	30,000	-
L_A6_A5	N_30kV A6	5,581	-0,454	104,733	36,90	0,022	-0,128	30,000	-
TR_A2	N_30kV A2	-5,581	0,459	105,383	79,99	0,044	0,459	30,000	0,004
TR_A3	N_30kV A3	-5,581	0,456	104,990	79,99	0,044	0,456	30,000	0,004
TR_A4	N_30kV A4	-5,581	0,458	105,252	79,99	0,044	0,458	30,000	0,004
TR_A5	N_30kV A5	-5,581	0,457	105,142	79,99	0,044	0,457	30,000	0,004
TR_A6	N_30kV A6	-5,581	0,454	104,733	79,99	0,044	0,454	30,000	0,004
TR_BESS1	N_30kV BESS1	-3,088	0,151	59,571	81,35	0,037	0,151	30,000	0,015
TR_BESS2	N_30kV BESS2	-3,088	0,151	59,571	81,35	0,037	0,151	30,000	0,015
TR_BESS3	N_30kV BESS3	-3,088	0,151	59,571	81,35	0,037	0,151	30,000	0,015
TR_BESS4	N_30kV BESS4	-3,088	0,151	59,571	81,35	0,037	0,151	30,000	0,015
TR1	N_SSE 150kV	-44,810	4,269	173,244	90,03	0,143	3,660	150,000	0,025

Nelle seguenti tabelle si riporta un'analisi sommaria dei risultati ottenuti. Nelle Tabella 18 e Tabella 19 sono riportate le perdite attive calcolate per diverse sezioni d'impianto.

Tabella 18 Valutazione perdite nell'impianto

	ΔP [MW]	ΔP [%]
Impianto completo	1,271	2,65%
Linee	0,796	1,66%
SSE - CR	0,606	1,26%
SSE - BESS	0,002	0,00%
CR - Torri eoliche	0,178	0,37%

Tabella 19 Valutazione perdite nell'impianto N-1

	ΔP [MW]	ΔP [%]
Impianto completo	1,444	3,01%
Linee	0,930	1,94%
SSE - CR	0,732	1,52%
SSE - BESS	0,002	0,00%
CR - Torri eoliche	0,143	0,30%

Nelle Tabella 20 e Tabella 21 sono riportati i valori di tensione ai vari nodi dell'impianto, con il relativo gap rispetto al valore nominale. Come si può notare, alcuni valori sono positivi mentre altri negativi. Ciò è dovuto al fatto della diversa conformazione d'impianto e in funzione dei transiti di potenza. In generale, ai nodi degli aerogeneratori si hanno tensioni superiori alla nominale a causa dell'immissione della potenza prodotta.

Tabella 20 Valutazione tensioni nei nodi dell'impianto

Name	Un kV	U kV	ΔU Node [%]
Punto di consegna	150,000	150,000	0,00%
N_SSE 150kV	150,000	150,010	0,01%
N_30kV TR1	30,000	29,979	-0,07%
N_30kV SSE	30,000	29,983	-0,06%
N_30kV Cabina Raccolta	30,000	30,471	1,54%
N_30kV BESS4	30,000	29,987	-0,04%
N_30kV BESS3	30,000	29,987	-0,04%
N_30kV BESS2	30,000	29,987	-0,04%
N_30kV BESS1	30,000	29,987	-0,04%
N_30kV A6	30,000	30,755	2,46%
N_30kV A5	30,000	30,621	2,03%
N_30kV A4	30,000	30,586	1,92%
N_30kV A3	30,000	30,671	2,19%
N_30kV A2	30,000	30,544	1,78%
N_30kV A1	30,000	30,475	1,56%
N_0.72kV A6	0,720	0,741	2,88%
N_0.72kV A5	0,720	0,737	2,34%
N_0.72kV A5	0,720	0,738	2,45%
N_0.72kV A3	0,720	0,739	2,61%
N_0.72kV A2	0,720	0,736	2,21%
N_0.72kV A1	0,720	0,735	1,98%
N_0.55kV BESS4	0,550	0,553	0,56%
N_0.55kV BESS3	0,550	0,553	0,56%
N_0.55kV BESS2	0,550	0,553	0,56%
N_0.55kV BESS1	0,550	0,553	0,56%

Tabella 21 Valutazione tensioni nei nodi dell'impianto N-1

Name	Un kV	U kV	ΔU Node [%]
Punto di consegna	150,000	150,000	0,00%
N_SSE 150kV	150,000	150,009	0,01%
N_30kV TR1	30,000	29,952	-0,16%
N_30kV SSE	30,000	29,956	-0,15%
N_30kV Cabina Raccolta	30,000	30,610	1,99%
N_30kV BESS4	30,000	29,960	-0,13%
N_30kV BESS3	30,000	29,960	-0,13%
N_30kV BESS2	30,000	29,960	-0,13%
N_30kV BESS1	30,000	29,960	-0,13%
N_30kV A6	30,000	30,867	2,81%
N_30kV A5	30,000	30,747	2,43%
N_30kV A4	30,000	30,715	2,33%
N_30kV A3	30,000	30,792	2,57%
N_30kV A2	30,000	30,677	2,21%
N_30kV A1	30,000	30,614	2,01%
N_0.72kV A6	0,720	0,744	3,21%
N_0.72kV A5	0,720	0,741	2,84%
N_0.72kV A5	0,720	0,740	2,73%
N_0.72kV A3	0,720	0,742	2,98%
N_0.72kV A2	0,720	0,739	2,61%
N_0.72kV A1	0,720	0,738	2,42%
N_0.55kV BESS4	0,550	0,553	0,47%
N_0.55kV BESS3	0,550	0,553	0,47%
N_0.55kV BESS2	0,550	0,553	0,47%
N_0.55kV BESS1	0,550	0,553	0,47%

Infine in Tabella 22 e Tabella 23 sono riportati alcune valutazioni sommarie sulle cadute di tensione riscontrabili nell'impianto, ovvero la massima e minima variazione di tensione rispetto al valore nominale del punto di connessione MT degli aerogeneratori e dei sistemi di accumulo, la variazione in cabina si sezionamento (CR) e in SSE.

Tabella 22 Valutazione finale cadute di tensione

TAG	ΔU Node [%]
max nodi 30 kV	2,46%
min nodi 30 kV	-0,07%
max nodi 0,72 kV	2,88%
min nodi 0,72 kV	1,98%
max nodi 0,55 kV	0,56%
min nodi 0,55 kV	0,56%

Tabella 23 Valutazione finale cadute di tensione N-1

TAG	ΔU Node [%]
max nodi 30 kV	2,81%
min nodi 30 kV	-0,16%
max nodi 0,72 kV	3,21%
min nodi 0,72 kV	2,42%
max nodi 0,55 kV	0,47%
min nodi 0,55 kV	0,47%

9.1.2. Verifica della portata

La verifica della portata per ciascuna linea dell'impianto è verificata sia dall'analisi preliminare $I_c < I_z$, sia dalle analisi di load flow (colonna loading). Le linee risultano verificate.

9.1.3. Verifica della caduta di tensione

Per quanto riguarda la caduta di tensione, non esiste un criterio univoco su come distribuire l'ammontare totale di caduta ammissibile sulle varie tratte, ma è consigliato evitare eccessive cadute su singoli tratti. Complessivamente, considerando la somma delle varie tratte dal punto di connessione al generatore più distante, si verifica che la caduta di tensione resta entro il limite del 5% predefinito, cioè al massimo si verifica una caduta di 3,21%. In ogni caso, dall'analisi condotta si non si evidenziano criticità per livelli di tensione nell'impianto.

9.1.4. Verifica delle perdite

Analogamente alla verifica della caduta di tensione, si verifica la massima perdita di potenza sommando le perdite delle singole tratte che compongono le connessioni generatori-punto di connessione. In particolare, per i cavidotti sono stati definiti due limiti, ovvero sulla connessione cabina di smistamento-stazione utente la massima perdita potrà essere del 3%, mentre nella rete MT interna al parco la massima perdita ammessa sarà pari all'1% della totale potenza producibile. Dalle Tabella 18 e Tabella 19 si verificano tali valori.

9.1.5. Verifica dei transiti di potenza reattiva nell'impianto

Tale verifica vuole dare un'indicazione sui transiti di potenza reattiva al punto di connessione con la rete RTN. In particolare, si vuole definire se e in quali condizioni potrebbe essere necessario prendere in considerazione azioni correttive per risultare compliant all'A.17. In tale documento si specifica che ad impianto spento, cioè in assenza di produzione attiva, lo scambio massimo di potenza reattiva al punto di connessione deve essere inferiore a 0,5Mvar. Per effettuare tale verifica, si è proceduto all'analisi di un load flow in assenza di produzione in due situazioni differenti di gestione dell'impianto. Nella prima si aprono solo gli interruttori di torre eolica, e di 3 BESS (un BESS è mantenuto attivo nella simulazione per compensare le perdite attive di sistema) nella seconda, a partire dalla prima simulazione, si inserisce un sistema rifasante l'elevata potenza reattiva assorbita dai

cavidotti in MT. Un'ulteriore soluzione sarebbe quella di disconnettere tutti i cavidotti, specialmente quelli di connessione dei parchi eolici, evitando così l'elevato valore di reattivo transitante in rete.

Gli scambi al punto di connessione, escludendo i servizi ausiliari, sono riportati nella seguente tabella per le due situazioni.

Tabella 24 Calcolo di load flow per valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione

TAG	Nodo	P [MW]	Q [Mvar]	Ic [A]	Loading [%]	PLosses [MW]	QLosses [Mvar]	Un [kV]	IronLosses [MW]
L_SSE-SE	Punto di consegna	0,002	-4,814	18,529	5,51	0,000	-0,469	150,000	-
L_TR1	N_30kV TR1	-0,025	-4,504	86,012	6,23	0,000	-0,017	30,000	-
L_BESS1	N_30kV SSE	-0,095	-0,007	1,814	0,76	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS2	N_30kV SSE	0,015	-0,007	0,321	0,14	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS£	N_30kV SSE	0,015	-0,007	0,321	0,14	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS4	N_30kV SSE	0,015	-0,007	0,321	0,14	0,000	-0,007	30,000	-
L_CR-SSE(1)	N_30kV SSE	0,008	-1,486	28,386	6,17	0,001	-1,226	30,000	-
L_CR-SSE(2)	N_30kV SSE	0,008	-1,486	28,386	6,17	0,001	-1,226	30,000	-
L_CR-SSE(3)	N_30kV SSE	0,008	-1,486	28,386	6,17	0,001	-1,226	30,000	-
L_CR-A1	N_30kV Cabina Raccolta	0,007	-0,008	0,200	0,04	0,000	-0,011	30,000	-
L_A2-A1	N_30kV A2	-0,004	-0,035	0,679	0,24	0,000	-0,068	30,000	-
L_CR-A4	N_30kV Cabina Raccolta	0,007	-0,317	6,048	1,31	0,000	-0,305	30,000	-
L_A3-A4	N_30kV A4	0,004	-0,048	0,913	0,32	0,000	-0,083	30,000	-
L_CR-A5	N_30kV Cabina Raccolta	0,007	-0,455	8,689	1,89	0,000	-0,396	30,000	-
L_A6_A5	N_30kV A5	0,004	-0,095	1,820	0,64	0,000	-0,131	30,000	-
TR_A1	N_30kV A1	0,004	0,035	0,679	0,51	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A2	N_30kV A2	0,004	0,035	0,679	0,51	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A3	N_30kV A3	0,004	0,035	0,679	0,51	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A4	N_30kV A4	0,004	0,035	0,679	0,51	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A5	N_30kV A5	0,004	0,035	0,679	0,51	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A6	N_30kV A6	0,004	0,035	0,679	0,51	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_BESS1	N_30kV BESS1	-0,095	0,000	1,809	2,49	0,015	0,000	30,000	0,015
TR_BESS2	N_30kV BESS2	0,015	0,000	0,291	0,40	0,015	0,000	30,000	0,015
TR_BESS3	N_30kV BESS3	0,015	0,000	0,291	0,40	0,015	0,000	30,000	0,015
TR_BESS4	N_30kV BESS4	0,015	0,000	0,291	0,40	0,015	0,000	30,000	0,015
TR1	N_SSE 150kV	0,002	-4,345	16,725	8,691	0,026	0,158	150,000	0,025

Tabella 25 Valutazione tensioni nei nodi dell'impianto per valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione

Name	Un kV	U kV	ΔU Node [%]
Punto di consegna	150,000	150,000	0,00%
N_SSE 150kV	150,000	150,003	0,00%
N_30kV TR1	30,000	30,231	0,76%
N_30kV SSE	30,000	30,232	0,77%
N_30kV Cabina Raccolta	30,000	30,264	0,87%
N_30kV BESS4	30,000	30,232	0,77%
N_30kV BESS3	30,000	30,232	0,77%
N_30kV BESS2	30,000	30,232	0,77%
N_30kV BESS1	30,000	30,232	0,77%
N_30kV A6	30,000	30,267	0,88%
N_30kV A5	30,000	30,267	0,88%
N_30kV A4	30,000	30,266	0,88%
N_30kV A3	30,000	30,266	0,88%
N_30kV A2	30,000	30,264	0,87%
N_30kV A1	30,000	30,264	0,87%
N_0.72kV A6	0,720	0,726	0,86%
N_0.72kV A5	0,720	0,726	0,86%
N_0.72kV A5	0,720	0,726	0,85%
N_0.72kV A3	0,720	0,726	0,85%
N_0.72kV A2	0,720	0,726	0,85%
N_0.72kV A1	0,720	0,726	0,85%
N_0.55kV BESS4	0,550	0,554	0,76%
N_0.55kV BESS3	0,550	0,554	0,76%
N_0.55kV BESS2	0,550	0,554	0,76%
N_0.55kV BESS1	0,550	0,554	0,79%

Tabella 26 Valutazione finale cadute di tensione per valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione

TAG	ΔU Node [%]
max nodi 30 kV	0,88%
min nodi 30 kV	0,76%
max nodi 0,72 kV	0,85%
min nodi 0,72 kV	0,85%
max nodi 0,55 kV	0,79%
min nodi 0,55 kV	0,76%

Tabella 27 Calcolo di load flow per valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione con rifasamento 5Mvar

TAG	Nodo	P [MW]	Q [Mvar]	Ic [A]	Loading [%]	PLosses [MW]	QLosses [Mvar]	Un [kV]	IronLosses [MW]
L_Shunt	N_30kV Shunt	0,000	-4,979	96,026	51,49	0,023	-0,081	30,000	-
L_SSE-SE	N_SSE 150kV	0,047	-0,552	2,302	0,62	0,000	-0,469	150,000	-
L_BESS1	N_30kV SSE	-0,165	-0,007	3,180	1,34	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS2	N_30kV SSE	0,015	-0,007	0,318	0,13	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS£	N_30kV SSE	0,015	-0,007	0,318	0,13	0,000	-0,007	30,000	-
L_BESS4	N_30kV SSE	0,015	-0,007	0,318	0,13	0,000	-0,007	30,000	-
L_CR-SSE(1)	N_30kV SSE	0,008	-1,461	28,142	6,12	0,001	-1,205	30,000	-
L_CR-SSE(2)	N_30kV SSE	0,008	-1,461	28,142	6,12	0,001	-1,205	30,000	-
L_CR-SSE(3)	N_30kV SSE	0,008	-1,461	28,142	6,12	0,001	-1,205	30,000	-
L_CR-A1	N_30kV Cabina Raccolta	0,007	-0,008	0,199	0,04	0,000	-0,011	30,000	-
L_A2-A1	N_30kV A2	-0,004	-0,035	0,674	0,24	0,000	-0,066	30,000	-
L_CR-A4	N_30kV Cabina Raccolta	0,007	-0,312	5,996	1,30	0,000	-0,299	30,000	-
L_A3-A4	N_30kV A4	0,004	-0,047	0,905	0,32	0,000	-0,082	30,000	-
L_CR-A5	N_30kV Cabina Raccolta	0,007	-0,448	8,615	1,87	0,000	-0,389	30,000	-
L_A6_A5	N_30kV A5	0,004	-0,094	1,805	0,64	0,000	-0,129	30,000	-
L_TR1	N_30kV SSE	0,072	-0,489	9,513	0,69	0,000	-0,016	30,000	-
TR_A1	N_30kV A1	0,004	0,035	0,674	0,50	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A2	N_30kV A2	0,004	0,035	0,674	0,50	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A3	N_30kV A3	0,004	0,035	0,674	0,50	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A4	N_30kV A4	0,004	0,035	0,674	0,50	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A5	N_30kV A5	0,004	0,035	0,674	0,50	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_A6	N_30kV A6	0,004	0,035	0,674	0,50	0,004	0,035	30,000	0,004
TR_BESS1	N_30kV BESS1	-0,165	0,000	3,177	4,34	0,015	0,000	30,000	0,015
TR_BESS2	N_30kV BESS2	0,015	0,000	0,288	0,39	0,015	0,000	30,000	0,015
TR_BESS3	N_30kV BESS3	0,015	0,000	0,288	0,39	0,015	0,000	30,000	0,015
TR_BESS4	N_30kV BESS4	0,015	0,000	0,288	0,394	0,015	0,000	30,000	0,015
TR1	N_SSE 150kV	-0,047	0,596	2,302	1,196	0,025	0,124	150,000	0,025

Tabella 28 Valutazione tensioni nei nodi dell'impianto per valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione con rifasamento 5Mvar

Name	Un kV	U kV	ΔU Node [%]
Punto di consegna	150,000	150,000	0,00%
N_SSE 150kV	150,000	150,000	0,00%
N_30kV TR1	30,000	29,972	-0,09%
N_30kV SSE	30,000	29,972	-0,09%
N_30kV Shunt	30,000	29,938	-0,21%
N_30kV Cabina Raccolta	30,000	30,004	0,01%
N_30kV BESS4	30,000	29,972	-0,09%
N_30kV BESS3	30,000	29,972	-0,09%
N_30kV BESS2	30,000	29,972	-0,09%
N_30kV BESS1	30,000	29,972	-0,09%
N_30kV A6	30,000	30,008	0,03%
N_30kV A5	30,000	30,007	0,02%
N_30kV A4	30,000	30,006	0,02%
N_30kV A3	30,000	30,006	0,02%
N_30kV A2	30,000	30,004	0,01%
N_30kV A1	30,000	30,004	0,01%
N_0.72kV A6	0,720	0,720	0,00%
N_0.72kV A5	0,720	0,720	0,00%
N_0.72kV A5	0,720	0,720	0,00%
N_0.72kV A3	0,720	0,720	-0,01%
N_0.72kV A2	0,720	0,720	-0,01%
N_0.72kV A1	0,720	0,720	-0,01%
N_0.55kV BESS4	0,550	0,549	-0,09%
N_0.55kV BESS3	0,550	0,549	-0,09%
N_0.55kV BESS2	0,550	0,549	-0,09%
N_0.55kV BESS1	0,550	0,550	-0,05%

Tabella 29 Valutazione finale cadute di tensione per valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione con rifasamento 5Mvar

TAG	ΔU Node [%]
max nodi 30 kV	0,03%
min nodi 30 kV	-0,21%
max nodi 0,72 kV	0,00%
min nodi 0,72 kV	-0,01%
max nodi 0,55 kV	-0,05%
min nodi 0,55 kV	-0,09%

Come riportato nelle tabelle, qualora non si abbia produzione è conveniente aprire gli interruttori nella Sottostazione Utente. Viceversa, sarà opportuno installare un sistema di rifasamento, atto a compensare le potenze reattive capacitive dei cavidotti, con un sistema auto rifasante con una potenza di circa 5 Mvar. In concerto andrà previsto un ulteriore scomparto nel quadro MT della cabina di smistamento. Eventuali altre soluzioni e concessioni dovranno essere discusse in fase di progetto esecutivo con il gestore di rete.

9.2. Interpretazione dei risultati di corto circuito

Nelle seguenti tabelle si riportano i risultati ottenuti dalle analisi di un cortocircuito sulla sbarra colletttrice del quadro MT in SSE. Tale studio permette di considerare il valore massimo di corrente di cortocircuito che può instaurarsi nell'impianto lato MT e di conseguenza permette di definire il potere di interruzione richiesto agli interruttori di protezione e l'energia passante nei cavidotti prima che le protezioni intervengano. Per tale motivo si fa l'ipotesi di cortocircuito trifase massimo.

Tabella 30 Corto circuito 3F massimo in SSE

Name	Ik2L1 [kA]	Sk2L1 [MVA]	IpL1 [kA]	IdcL1 [kA]	IthL1 [kA]	IbL1 [kA]
N_30kV SSE	11,76	611,49	30,90	12,94	12,44	11,76

Dai risultati ottenuti si può ritenere di utilizzare interruttori con potere d'interruzione di almeno 45kA, con corrente termica pari a 16kA. Per quanto riguarda i sezionatori, anch'essi dovranno avere caratteristiche tecniche atte a sopportare tali valori di corto circuito. Come riportato nei paragrafi precedenti, allo stato attuale del progetto non è possibile identificare le tarature minime di intervento perché non si hanno sufficienti elementi per valutare le correnti di cortocircuito minime in impianto se non in modo grossolano. Tale fase verrà ripresa in progettazione esecutiva. Le analisi di cortocircuito effettuate non hanno evidenziato criticità per il dimensionamento dei cavidotti, in relazione all'energia passante durante i cortocircuiti. Ulteriori analisi andranno effettuate in fase di progetto esecutivo, una volta note le reali condizioni d'impianto e studiate le tarature da impostare sui sistemi di protezione individuati.

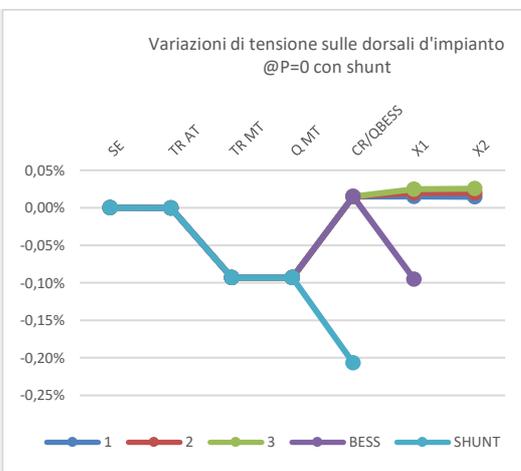
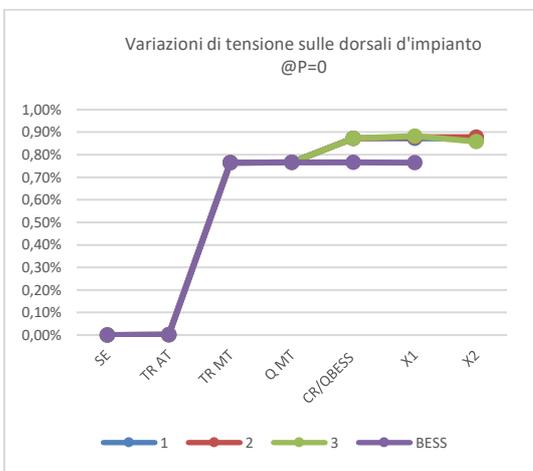
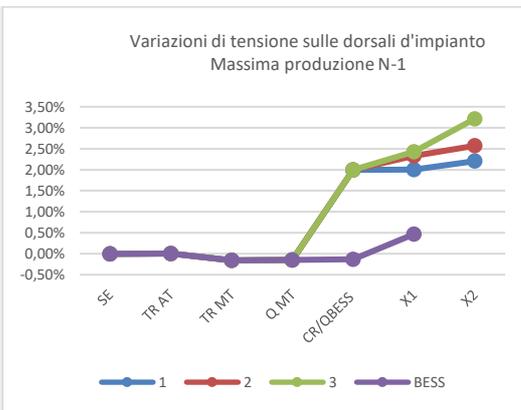
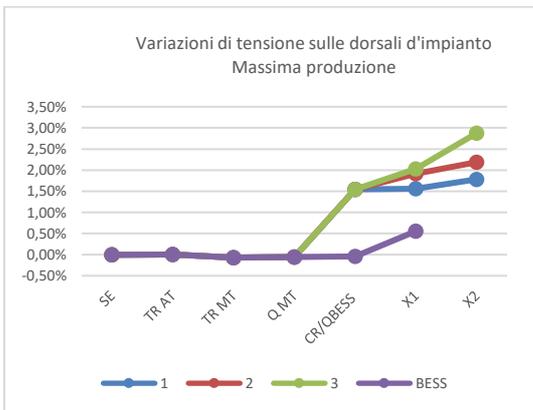
9.1. CONCLUSIONI

Eseguite le analisi preliminari e le successive validazioni mediante calcolo di load flow si può affermare che i parametri di progetto sono rispettati.

Nei periodi di piena produzione dei parchi eolici, con integrazione della potenza fornita dai sistemi di accumulo, nei quali si verifica l'immissione di potenza massima verso la rete RTN, le perdite dell'intero impianto risultano essere pari a **1,271MW**, ovvero il **2,65%** dell'intera potenza immessa di 48 MW.

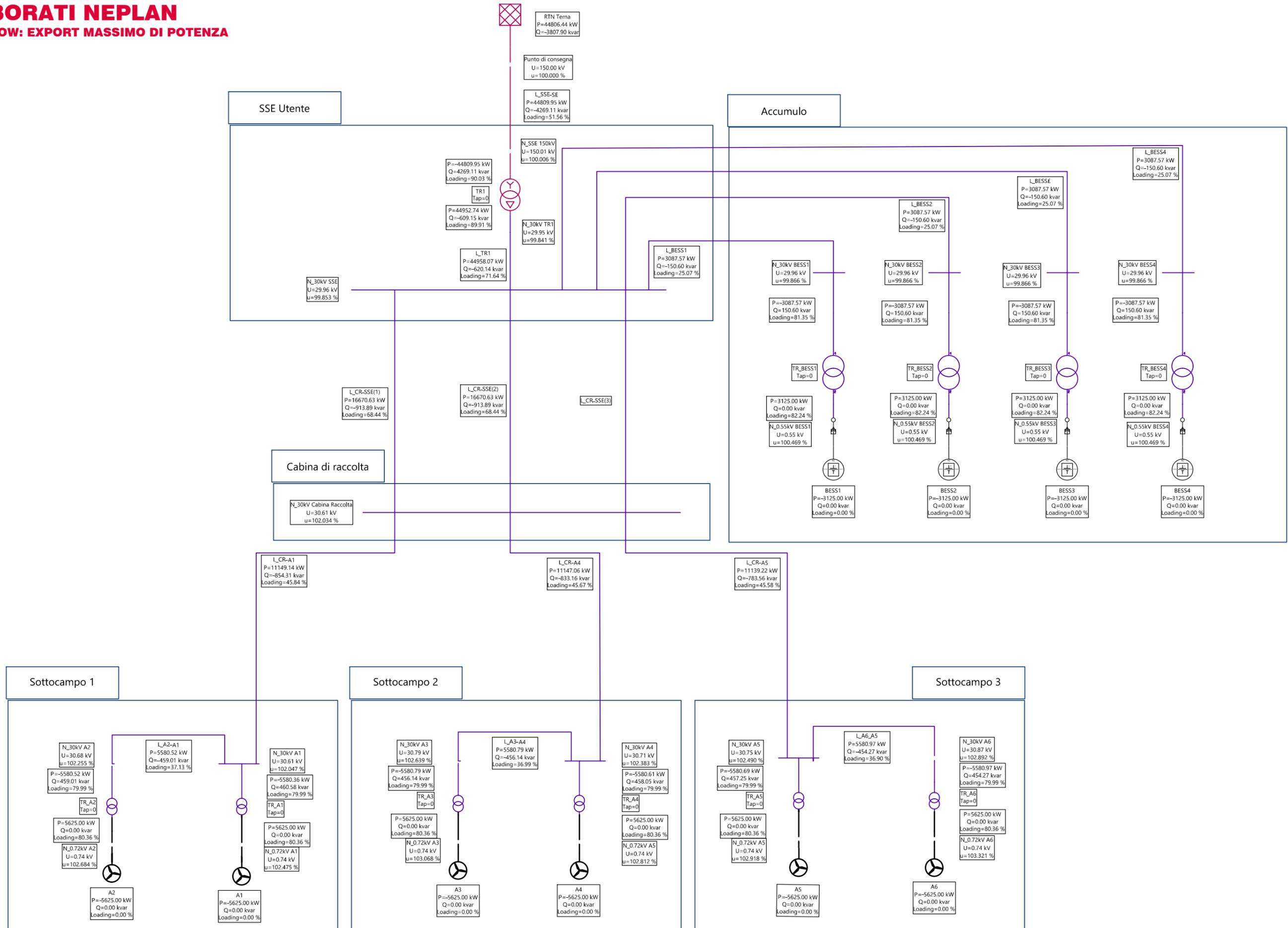
Per quanto concerne i vincoli sulla caduta di tensione, risulta poco efficace considerare un valore sommatorio di tutte le variazioni che si registrano sulla rete dal punto di consegna al terminale impianto, in quanto la rete risulta essere mista (produzione e consumo) e perciò si potrebbero fare delle considerazioni fuorvianti. Per questo motivo è utile verificare le variazioni di tensione ai nodi (che devono rimanere all'interno del range di funzionamento dei dispositivi ad essi connessi) e le cadute di tensione sui singoli tratti. Di seguito si riporta la sintesi delle variazioni di tensione nella rete d'impianto per le due situazioni identificate durante la fase di calcolo. In particolare, l'etichetta CR/QBESS identifica o la cabina di raccolta o il quadro MT del sistema di accumulo (per sintesi se ne rappresenterà solamente uno, ovvero quello che presenta valori maggiormente variati rispetto alla tensione nominale) in funzione della serie di dati analizzata. Inoltre, le etichette X1, X2 identificano punti della rete connessi in modo radiale

rispetto a CR/QBESS, ad esempio da CR alla torre A1 (X1) e poi alla torre A2 (X2). I profili di tensione non identificano situazioni critiche.



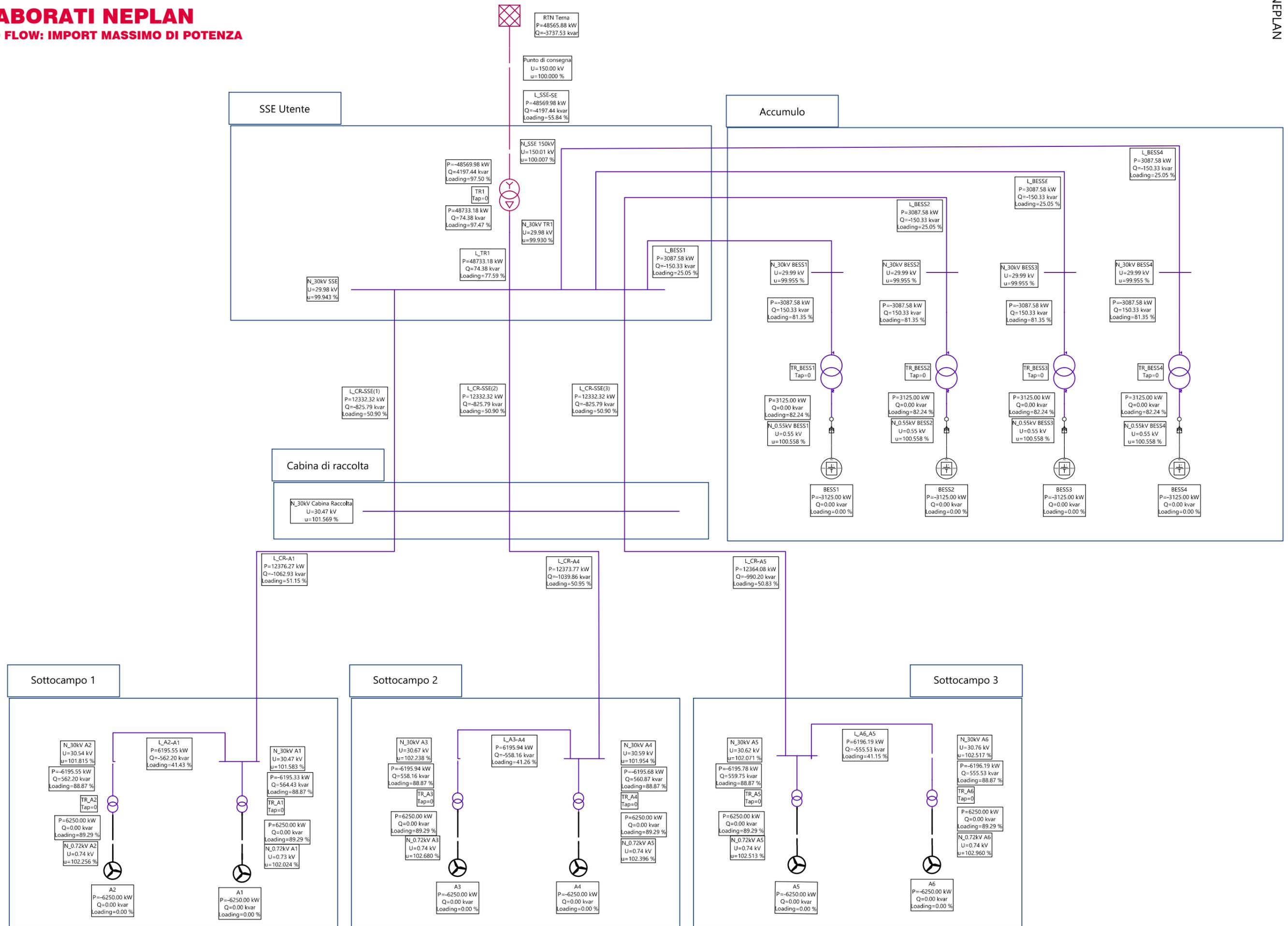
ELABORATI NEPLAN

LOAD FLOW: EXPORT MASSIMO DI POTENZA



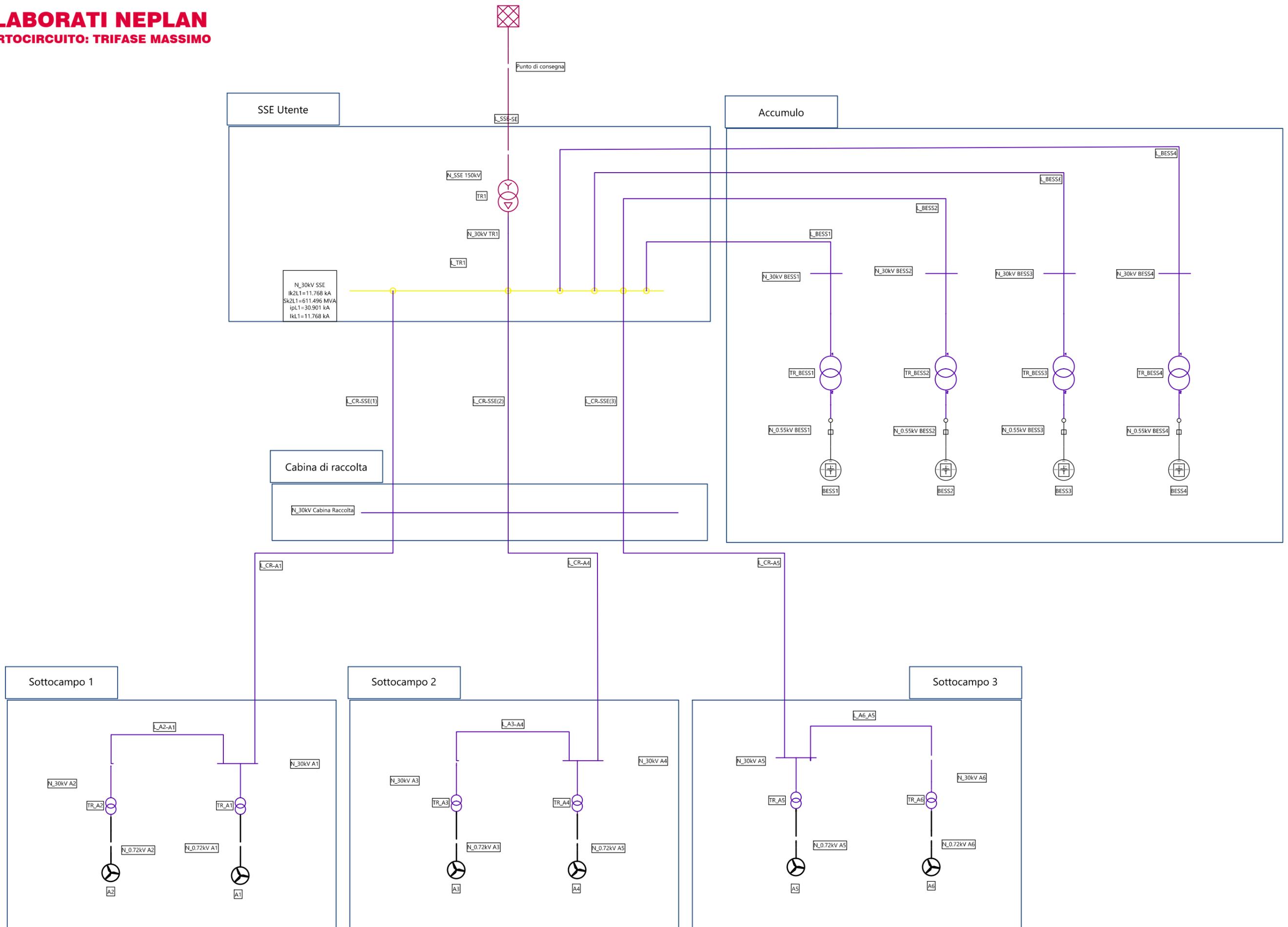
ELABORATI NEPLAN

LOAD FLOW: IMPORT MASSIMO DI POTENZA



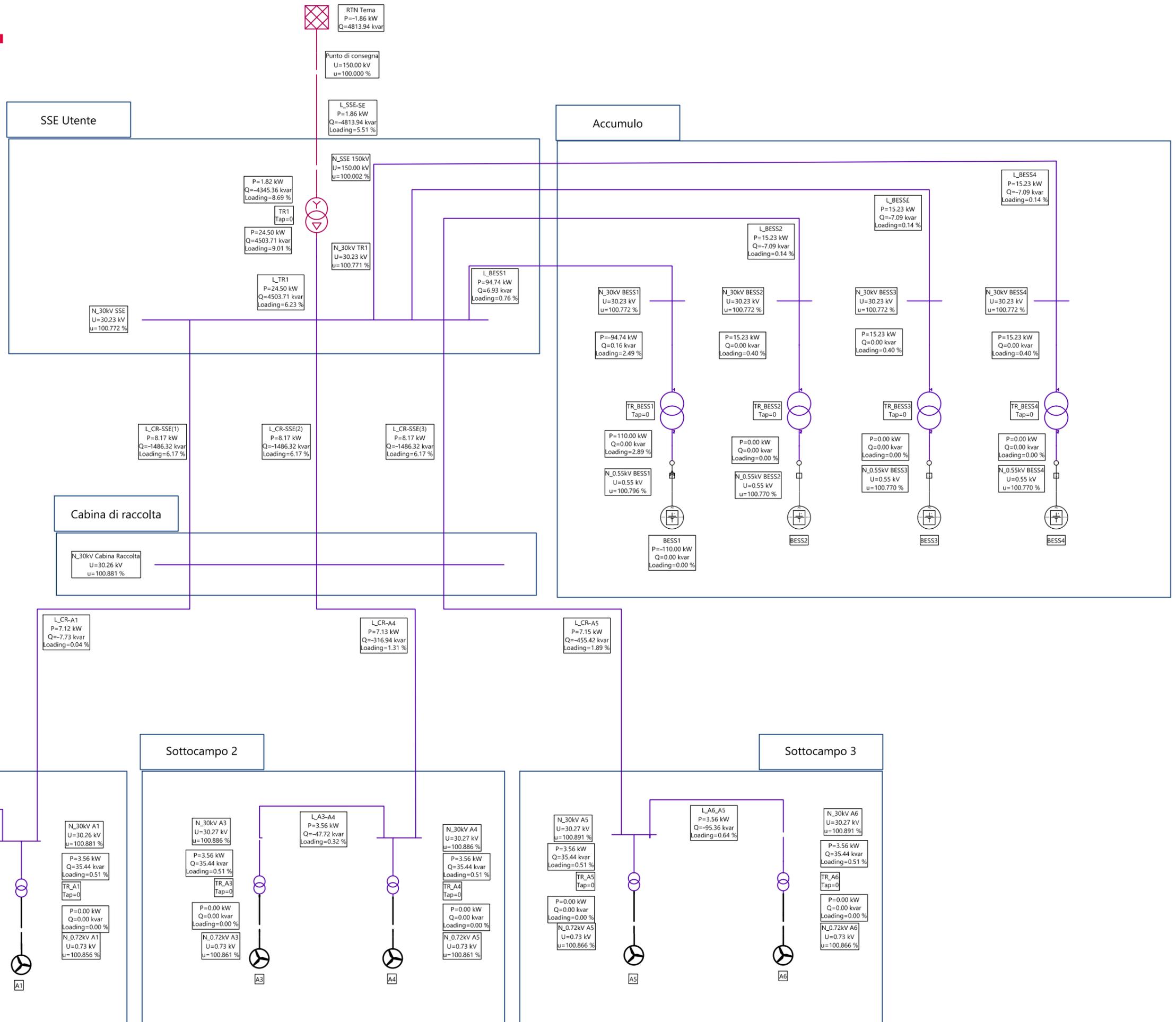
ELABORATI NEPLAN

CORTOCIRCUITO: TRIFASE MASSIMO



ELABORATI NEPLAN

LOAD FLOW: GENERATORI DISCONNESSI



ELABORATI NEPLAN

LOAD FLOW: GENERATORI DISCONNESSI E IMPIANTO RIFASATO

