

PROPONENTE

Repower Renewable Spa

Via Lavaredo, 44
30174 Mestre (VE)

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

Numero di commessa interno progettazione: 20032

Progettista :
Ing. Filippo Bittante



TENPROJECT

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

1443

PARCO EOLICO "BORGO CHITARRA"
LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI TRAPANI
COMUNI DI MAZARA DEL VALLO E MARSALA

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

ELABORATO

RELAZIONE DI CALCOLO E DIMENSIONAMENTO RETE MT

CODICE ELABORATO

10.2

NOME FILE

1443-PD_A_10.2_REL_r00

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE
00	Marzo/2021	PRIMA EMISSIONE	PP-MB	Geom. E. Cossalter	Ing. Filippo Bittante

INDICE

1. INTRODUZIONE	4
2. DOCUMENTI E NORME DI RIFERIMENTO	4
2.1. Normativa di riferimento.....	4
3. SISTEMA ELETTRICO	7
3.1. Descrizione generale.....	7
3.2. Dati di impianto	9
3.2.1. RETE AAT	9
3.2.1. Impianto eolico	10
3.2.2. Sistema di accumulo.....	11
4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI CAVI	12
4.1. Caratteristiche elettriche	12
4.2. Caratteristiche elettriche collegamenti MT	12
4.2.1. Tensione di isolamento del cavo	13
4.2.2. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito	13
4.1. Caratteristiche elettriche collegamenti AAT.....	13
4.1.1. Tensione di isolamento del cavo	14
4.1.2. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito	14
4.2. Caratteristiche funzionali e costruttive	14
4.2.1. Collegamenti MT dei sotto parchi eolici alla SSE Utente.....	14
4.2.2. Collegamento sistema di accumulo alla stazione Utente.....	15
4.2.3. Collegamenti MT interni alla stazione elettrica.....	15
4.2.4. Collegamenti AAT stazione Utente – Stazione RTN	16
4.3. Accessori.....	16
4.3.1. Giunzione cavi.....	16
4.3.2. Terminazione ed attestazione cavi MT	16
4.3.3. Parallelismi e incroci fra cavi elettrici	17
5. TRASFORMATORI	19
6. QUADRI MT e SISTEMA DI PROTEZIONE	21

6.1. Quadri MT	21
6.1.1. Quadro MT di torre eolica	21
6.1.2. Quadro MT della cabina del sistema di accumulo	21
6.1.3. Quadro MT di Stazione Utente.....	22
6.1.4. Misure	24
6.1.5. Protezioni.....	25
6.1.6. Esercizio dell'impianto.....	26
6.1.7. Controllo dell'impianto di produzione.....	27
7. VERIFICA CONNESSIONI	28
7.1. Modalità e criteri di calcolo elettrico	28
7.1.1. Verifica della portata	29
7.1.2. Verifica termica	30
7.1.3. Verifiche di connessione – qualità della connessione	30
7.2. Calcolo di load flow e cortocircuito	31
8. RISULTATI DI CALCOLO	31
8.1. Interpretazione dei risultati load flow	34
8.1.1. Verifica della portata	40
8.1.2. Verifica della caduta di tensione	40
8.1.3. Verifica delle perdite	40
8.1.4. Verifica dei transiti di potenza reattiva nell'impianto	40
8.2. Interpretazione dei risultati di corto circuito	45
8.3. CONCLUSIONI	46

Commessa 1443	1443-PD_A_10.2_REL_r00_Relazione di calcolo e dimensionamento	Rev 00	Marzo 2021	Redatto CG	Pag 3/53
---------------	---	--------	------------	------------	----------

RELAZIONE TECNICA IMPIANTI ELETTRICI

1. INTRODUZIONE

Nella presente relazione si riportano i calcoli di verifica dei cavi MT e le analisi di Load Flow / cortocircuito, nell'ambito della progettazione definitiva di un impianto eolico costituito da un parco sito presso Borgo Chitarra nel comune di Marsala (TP) della potenza di 48 MW e di un sistema di accumulo della potenza di 12,5 MW. Dall'STMG si evince che la potenza richiesta in immissione alla rete AAT è di 60,5 MW e 13 MW in prelievo.

La progettazione oltre alla definizione dei caviddotti di collegamento dei sotto parchi eolici e del sistema di accumulo con la SSE Utente, comprende anche le relative opere di connessione alla rete, da realizzarsi nel comune di Marsala (TP) nella forma di una nuova sottostazione utente 220 kV da connettere in antenna all'ampliamento della futura Stazione Elettrica della RTN "Partanna 2" in via di realizzazione, la quale si inserisce in entra-esce sulla linea Fulgatore – Partanna a 220 kV esistente.

Come opere per la connessione alla rete sono previste inoltre l'ampliamento della stazione elettrica di Partanna ed un nuovo elettrodotto a 220 KV di collegamento tra ampliamento di Partanna 2 e l'ampliamento della Stazione elettrica Partanna.

Proponente dell'iniziativa è la società Repower Renewable SpA

2. DOCUMENTI E NORME DI RIFERIMENTO

2.1. Normativa di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro" e le successive 626 e 494/96 con relativi aggiornamenti e circolari di riferimento. Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti l'impianto, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizioni ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Norme:

- **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. SISTEMA ELETTRICO

3.1. Descrizione generale

L'impianto eolico di Borgo Chitarra verrà connesso alla sezione MT della Sottostazione Utente 220 kV per mezzo di tre elettrodotti interrati a 30 kV. Tali circuiti, per ragioni di costo, dovranno coesistere all'interno della medesima trincea ad una distanza tale da non inficiare eccessivamente la portata a causa della mutua influenza termica. Il parco eolico di Borgo Chitarra è suddiviso in tre sotto campi le cui cabine di torre sono fra loro connesse in entra esce fino alla connessione con la Sottostazione Utente.

Nella SSE Utente i cavi provenienti dai sotto campi eolici sono connessi ad un quadro MT che permette lo smistamento e la protezione degli impianti. Inoltre a tale quadro, oltre ai tipici sistemi di misura ed alimentazione dei Servizi Ausiliari (SA), si attesta un sistema di accumulo.

In dettaglio l'impianto presenta:

- 8 aerogeneratori da 6 MW per un totale di 48 MW;
- 3 cavidotti interrati in media tensione (30 kV) per il collegamento dei tre sotto parchi eolici alla SSE utente e più precisamente al quadro MT di smistamento;
- 1 linea in fibra ottica che collega tra di loro il parco eolico e la stazione elettrica di trasformazione per il telecontrollo del parco;
- 1 cabina di smistamento e protezione MT a 30 kV;
- 1 stallo di trasformazione 220/30 kV;
- 1 Sottostazione Utente a 220 kV cui si connettono 5 altri clienti;
- 1 cavidotto AAT fra la Sottostazione Utente e la futura Stazione Terna "Partanna 2";
- 1 stallo produttore 220 kV all'interno della nuova stazione Terna "Partanna 2".

Oggetto di questa relazione è il dimensionamento e verifica delle opere di connessione del parco eolico alle sbarre 220 kV in SSE Utente escluse le cabine di torre e il dimensionamento del parco con i relativi aerogeneratori.

Al fine della progettazione e verifica dell'impianto utente, si prende come Codice di Rete quanto le dimensioni dell'impianto non permettono la connessione ad un ente distributore.

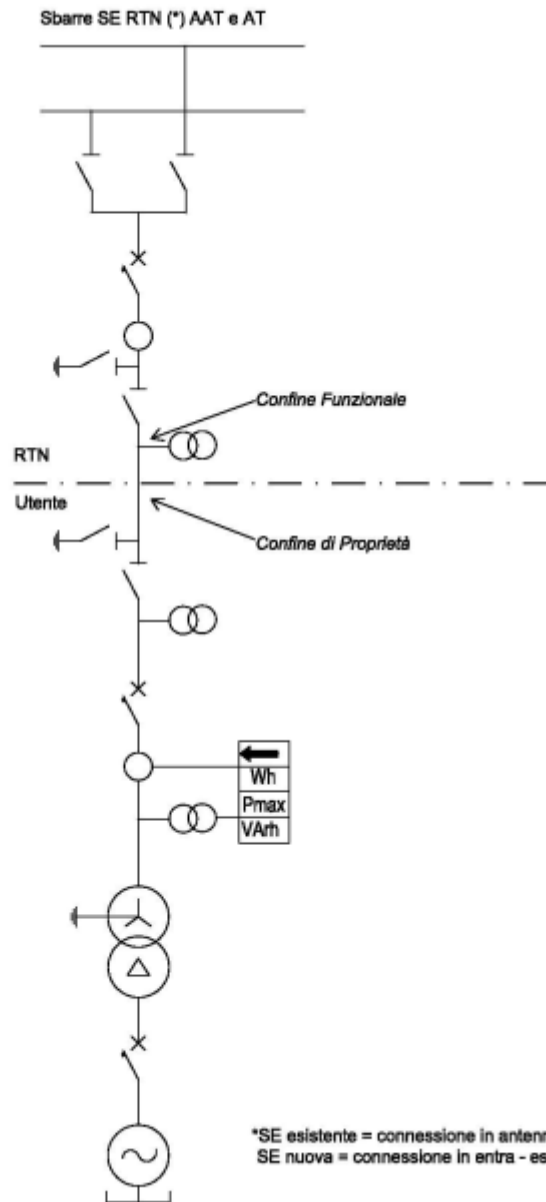


Figura 1 Inserimento in antenna per utenti attivi secondo A.2 Codice di Rete Terna

3.2. Dati di impianto

Lo schema della rete utilizzato per le valutazioni relative ai calcoli di Load Flow e corrente di cortocircuito è rappresentato nell'elaborato 5.5. In seguito si riportano i dati relativi ai vari componenti dell'impianto.

3.2.1. RETE AAT

Il parco eolico di Borgo Chitarra sarà connesso alla rete AAT per mezzo Di una Sottostazione Utente 220 kV che verrà condivisa con altri 5 utenti e che si connette ad antenna alla Stazione Elettrica di futura realizzazione "Partanna 2" di Terna.

Lo stallo di trasformazione 220/30 kV permetterà di immettere o prelevare potenza dalla rete AAT RTN 220 kV i cui dati principali sono riportati nella Tabella 1. Le caratteristiche, schema e componenti dello stallo AAT per l'attestazione del collegamento proveniente dalla SSE Utente sono riportate nel relativo documento.

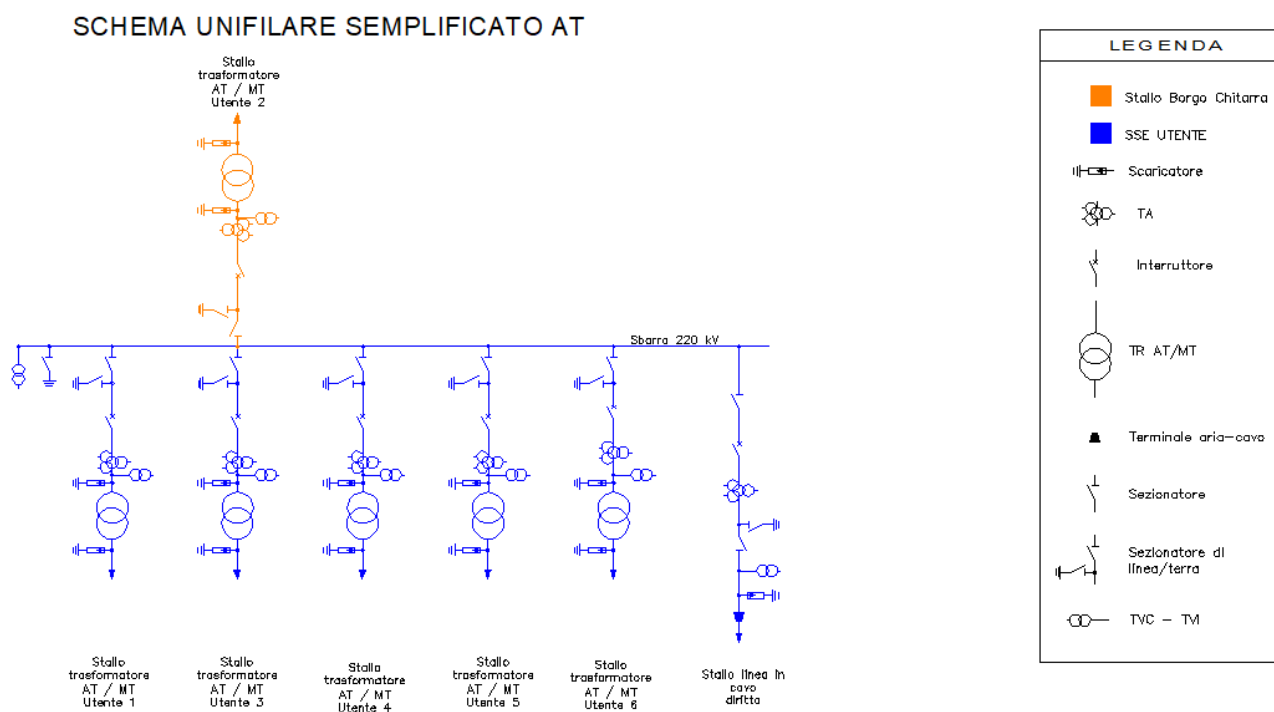


Tabella 1 Caratteristiche del punto di connessione AAT

Sistema	3F
F [Hz]	50
Un [kV]	220
I_{cc3F} [kA]*	12,796
I_{cc1F} [kA]*	13,129

Le correnti di corto circuito (*) inserite in Tabella 1 sono dedotte dal documento TERNA VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 kV con riferimento alla stazione 220 kV TERNA esistente di Partanna. Quindi non fanno riferimento ai valori reali riscontrabili presso Partanna 2, ma di una stazione comunque molto vicina. Si consideri inoltre che nell'Allegato A.8 del Codice di Rete si identifica come valori di dimensionamento per impianti connessi a tensioni di 220 kV i valori di dimensionamento di 31,5 kA, 40 kA o 50 kA a seconda dell'impianto. La scelta tra i valori indicati dipende dal livello della corrente massima di corto circuito risultante dai calcoli eseguiti per le reti attuali e previsionali. Di regola i valori più bassi trovano applicazione limitata agli impianti lontani dalle stazioni di interconnessione 380/ 220 kV e 380/ 150-132 kV e dai grandi centri di produzione. 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 AAT/MT, caratteristiche di posa e specifiche dei cavi scelti (nell'eventualità tali dati non siano resi disponibili si potrà fare riferimento ai valori standardizzati nella norma IEC 60909-2). 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.

3.2.1. Impianto eolico

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	$I_{cu} = 78kA / I_{cs} = 50\%I_{cu} / I_{cm} = 193kA$	
Sn [MVA]	6,550 @1p.u. Un	Convertitore
Un [V]	720	
In [A]	5250 @1p.u. Un	
Sn [MVA]	7	Trasformatore
PEI (%)	>99,58	
Un1 [V]	720	
Un2 [V]	22,1 ÷ 33kV	
P no-load [kW]	3,5	
P max load [KW]	~62	

Commessa 1443	1443-PD_A_10.2_REL_r00_Relazione di calcolo e dimensionamento	Rev 00	Marzo 2021	Redatto CG	Pag 11/53
---------------	---	--------	------------	------------	-----------

3.2.2. Sistema di accumulo

Nell'area a disposizione in SSE verrà installato un sistema di accumulo con tecnologia elettrochimica di taglia complessiva pari a 12,5 MW su 5 diversi moduli che sarà integrato con il sistema eolico. Tale sistema permetterà di compensare le variabilità dovute alla produzione eolica e nell'eventualità fornire servizio per la regolazione e stabilità della rete RTN. Il sistema di accumulo è composto essenzialmente da:

- Elementi batteria;
- Apparecchiature di conversione dell'energia elettrica DC/AC;
- Trasformatore di accoppiamento;
- Dispositivi di protezione e controllo;
- Servizi ausiliari.

Le apparecchiature principali suddette saranno alloggiare in container metallici e nel complesso il sistema comprenderà:

- 5 containers (battery container, BC);
- 5 containers (Power conversion system, PCS);
- unità di trattamento dell'aria HVAC per il condizionamento dei sistemi BC;
- Cabina d'impianto per la trasformazione BT/MT;

Nel complesso ogni BC sarà connesso ad un PCS. Ogni BC sarà costituito da rack contenenti ognuno dei moduli elementari. Nella cabina d'impianto sarà alloggiato un quadro MT per l'attestazione dei cavi dall'accumulo al quadro MT di SSE Utente. Il sistema di accumulo è realizzato mediante celle a ioni di litio che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI CAVI

Scopo del presente paragrafo è quello di fornire le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che verranno utilizzati per il collegamento in media tensione.

4.1. Caratteristiche elettriche

Scopo del presente paragrafo è quello di fornire le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che verranno utilizzati per il collegamento in media tensione del campo eolico e del sistema di accumulo e alta tensione per il collegamento tra la stazione utente e il punto di connessione con la rete RTN. I tracciati più corti sono stati individuati 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.

4.2. Caratteristiche elettriche collegamenti MT

I collegamenti in oggetto sono quelli MT all'interno del parco eolico di connessione fra le cabine di torre, il collegamento fra i sotto campi e la sezione MT della SSE Utente e la connessione di quest'ultima con il sistema di accumulo ed il trasformatore 220/30 kV.

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 essere 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

630	728	0,066	0,099	0,42	63,3
-----	-----	-------	-------	------	------

4.2.1. 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.

4.2.2. 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.

4.1. Caratteristiche elettriche collegamenti AAT

Il collegamento AAT verrà realizzato tra la Sottostazione Utente e lo stallo presente nella futura stazione Terna "Partanna 2". Tale cavo dovrà sostenere la potenza massima in immissione richiesta, riportata in STMG di 60,5 MW più le potenze contrattuali degli altri 5 utenti. Si riportano in tabella le potenze dei singoli stalli e la potenza complessiva.

Tabella 4: Potenze veicolate nella SSE Utente

Utente	P [MW]
Utente 1	82,5
Borgo Chitarra	60,5
Utente 3	30
Utente 4	30
Utente 5	30
Utente 6	50
Totale	283

Il cavo preso in considerazione è prodotto dalla ditta Brugg è realizzato con conduttore in alluminio a corda rigida, isolato con una mescola isolante a base di polietilene reticolato XLPE, schermato in rame e con guaina metallica.

Il collegamento del cavidotto alle parti attive nei due stalli verrà realizzato mediante apposita terminazione cavo. Le caratteristiche del cavo preso in esame sono riportati nella seguente tabella, dove la portata è riferita alla posa interrata alla profondità di 1,2 m, temperatura del terreno di 20°C e resistività di 1°Cm/W disposti in piano entro tubi protettivi corrugati in PE a doppio strato da 220/170 mm e 450 N.

Il cavidotto sarà realizzato in cavo posato in trincea su letto di sabbia, secondo quanto descritto dalla modalità N delle norme CEI 11-17.

Tabella 5 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]
1600	910	0,0244	0,1103	0,27325

Commessa 1443	1443-PD_A_10.2_REL_r00_Relazione di calcolo e dimensionamento	Rev 00	Marzo 2021	Redatto CG	Pag 15/53
---------------	---	--------	------------	------------	-----------

4.1.1. 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 220 kV si sceglieranno cavi con U/U_0 pari a 127/220 kV e U_m 245 kV.

4.1.2. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito

I cavi AAT presi in considerazione possono 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.

4.2. Caratteristiche funzionali e costruttive

4.2.1. Collegamenti MT dei sotto parchi eolici alla SSE Utente

I collegamenti presi in considerazione sono quelli relativi alle connessioni in entra-esce fra le cabine ed il loro collegamento alla cabina di raccolta.

Il parco eolico di Borgo Chitarra è connesso alla SSE Utente da un elettrodotto in cavo composto da 3 circuiti a 30 kV che collegano alla cabina MT di Stazione i tre Sotto parchi in cui è suddiviso il parco eolico.

In questa relazione si considera la progettazione e la verifica dei sistemi di trasporto dell'energia verso la rete RTN mediante la Sottostazione Utente a partire dai quadri MT di torre del parco eolico (escluso il dimensionamento e la verifica di suddetto quadro), considerato che esso sarà dimensionato e fornito dalla società che realizzerà il parco eolico e comunque verrà definito in fase esecutiva.

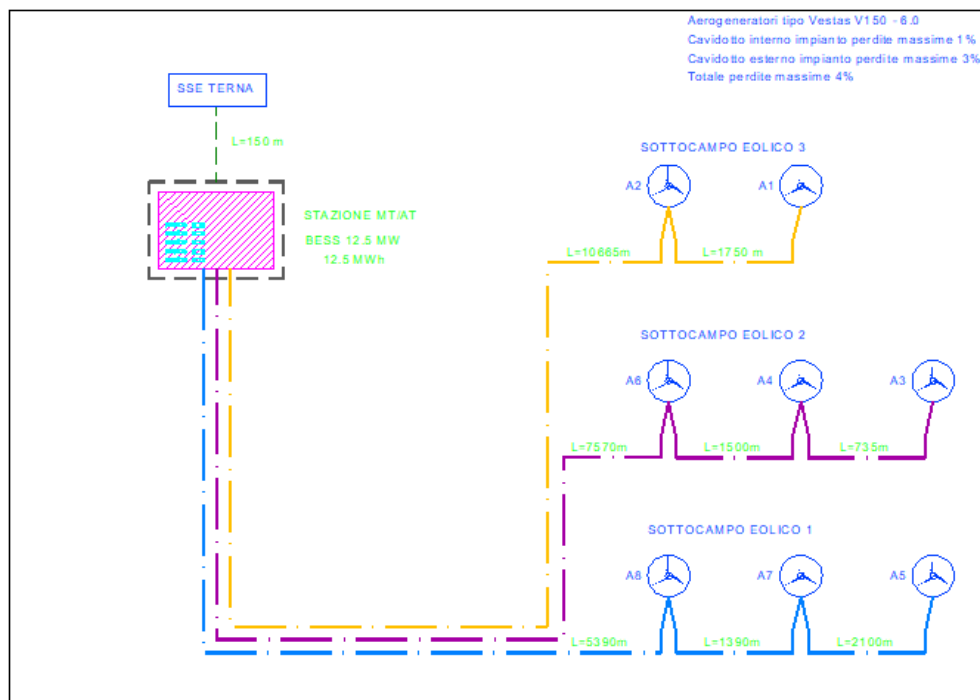


Figura 3: Schema a blocchi impianto

Il trasporto dell'energia avviene mediante l'utilizzo di cavi direttamente interrati posati in trincea a sezione trapezoidale su letto di sabbia di circa 5 cm 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";

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio in maniera tale da diminuire lo spazio necessario e diminuire l'entità dei campi magnetici generati dall'elettrodotta. Le terne sono disposte all'interno della medesima trincea quando necessario ad una interdistanza dalla guaina esterna variabile dai 7 ai 25 cm come illustrato in **3.2.7**.

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**). I cavi posati saranno ricoperti per circa 20 cm con sabbia. 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**).

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. Sopra il cavo, come definito da CEI 11-17, verrà posato un nastro monitor 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 ed a mettere a terra gli schermi dei cavi secondo il sistema Solid Bonding. Tutto il percorso dei cavi sarà opportu-

namente 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).

4.2.2. Collegamento sistema di accumulo alla stazione Utente

Per quanto concerne il collegamento del sistema di accumulo al quadro MT di smistamento in SSE verrà eseguito con cavi ARG7H1E(X) 18/30 (36) kV, SK1-105 da 150 mm². I cavi saranno posati in cunicolo all'interno della SSE dal locale quadro MT alla cabina dell'accumulo ove installato il trasformatore MT/BT. Vista la disposizione dei BESS, per raggiungere la cabina MT i cavi provenienti dai 5 PCS dovranno condividere la medesima trincea. Per questo motivo si è considerato un opportuno fattore di riduzione secondo le norme UNEL.

4.2.3. 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 di cavi ARG7H1E(X) 18/30 (36) kV, SK1-105 da 630 mm². I cavi saranno posati in cunicolo ad una inter distanza di 7 cm all'interno della SSE dal locale quadro MT al trasformatore MT/AAT.

4.2.4. Collegamenti AAT stazione Utente – Stazione RTN

Il collegamento tra la Stazione Partanna 2 e la stazione TERNA verrà realizzato per mezzo di un collegamento in cavo interrato 220/127 kV XLPE in alluminio da 1600 mm² prodotto dall'azienda Brugg. I cavi unipolari saranno posati in trincea all'interno di corrugati di opportuno diametro.

4.3. Accessori

4.3.1. Giunzione cavi

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 vigente e riferibile alla 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.

4.3.2. 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.

4.3.3. 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).

Commessa 1443	1443-PD_A_10.2_REL_r00_Relazione di calcolo e dimensionamento	Rev 00	Marzo 2021	Redatto CG	Pag 21/53
---------------	---	--------	------------	------------	-----------

5. 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 2,65 MVA. Esse verranno definite in fase di progetto esecutivo.

Per quanto riguarda i trasformatori del parco eolico e del sistema di accumulo, si considerino le caratteristiche riportate rispettivamente in Tabella 6 e Tabella 7.

Tabella 6 Specifiche trasformatore elevatore BT/MT 0,69/30kV

Sistema	3F (neutro disponibile)
Tipo	Resina
Sn [MVA]	7
F [Hz]	50
U _{1n} [kV]	0,72
U _{2n} [kV]	30
Variatore a vuoto	-
vcc [%]	9,9
Gruppo	Dyn11
Categoria utilizzo	Fonti rinnovabili

Tabella 7 Specifiche trasformatore elevatore BT/MT 0,55/30kV

Sistema	3F (neutro disponibile)
Tipo	Resina
Sn [MVA]	2,65
F [Hz]	50
U _{1n} [kV]	0,55
U _{2n} [kV]	30
CSC	$2x \pm 1,25\%U_n$
vcc [%]	6
Gruppo	Dyn11
Categoria utilizzo	Fonti rinnovabili

Il trasformatore elevatore installato nella stazione utente per la trasformazione 30/220 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 115% 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 30/220 kV YNd11 con le principali caratteristiche riportate di seguito:

Tabella 8 Specifiche trasformatore elevatore MT/AT 30/150kV

Sistema	3F (neutro disponibile)
Tipo	ONAN/ONAF
Sn [MVA]	60/70
F [Hz]	50
U _{1n} [kV]	220
U _{2n} [kV]	30
CSC	10x±1,25%Un
vcc [%]	12
Perdite rame [kW]	250
gruppo	YNd11
Categoria utilizzo	Fonti rinnovabili

Il neutro del trasformatore, ad isolamento pieno, è reso disponibile per l'eventuale messa a terra richiesta da e-distribuzione in coordinamento con 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 9 Perdite massime teoriche trasformatori impianto

Elemento	Tipologia perdite	n. TR	Perdite [kW]
Trafo AT in SSE	P rame TR 60/70 MVA	1	250
Trafo AT in SSE	P ferro TR 60/70 MVA	1	30
Trafo MT	P rame TR 7 MVA	8	65
Trafo MT	P ferro TR 7 MVA	8	20
Trafo MT	P rame TR 2,65 MVA	5	25
Trafo MT	P ferro TR 2,65 MVA	5	15
Totale			1160

6. QUADRI MT E SISTEMA DI PROTEZIONE

6.1. Quadri MT

6.1.1. 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 **5.5.** 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.

6.1.2. Quadro MT della cabina del sistema di accumulo

Per quanto riguarda il quadro MT della cabina dello storage, si evidenzia che esso sarà fornito tutt'uno con il sistema di conversione e gli elementi di accumulo. Esso sarà dotato di interruttore di macchina con funzione di protezione e ulteriori funzioni definite dal Codice di Rete e dalla CEI 0-16. La sbarra colletttrice sarà dimensionata per la massima corrente transitabile verso il quadro MT, cioè

Tabella 10: Correnti nominali dei quadri nel parco FV

TAG	P [MW]	I [A]	Quadro [A]
BESS 1-5	2,5	48	125

Il valore scelto è di 125 A. 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. Ulteriori analisi andranno condotte in fase esecutiva.

6.1.3. Quadro MT di Stazione Utente

Nell'area interna della stazione utente dove avverrà la trasformazione 30/220 kV, in apposito locale verrà installato un quadro MT con tensione di esercizio di 30 kV composto da 12 scomparti così assegnati:

- 1 scomparto principale di impianto per il collegamento al trasformatore MT/AAT;
- 3 scomparti per la connessione dei cavidotti provenienti dal parco eolico;
- 5 scomparti per la connessione del sistema di accumulo;
- 1 scomparto per la protezione del trasformatore servizi ausiliari;
- 1 scomparto misure e TV sbarra;
- 1 scomparto per sistema di rifasamento;

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.

Tabella 11: Correnti nominali organi di protezione quadro MT SSE Utente

TAG	P [MW]	I [A]	Organo di protezione [A]
Parco eolico	48	924	1500
BESS 1-5	2,5	48	125

Tabella 12: Corrente nominale quadro MT SSE Utente

TAG	P [MW]	I [A]	Quadro [A]
MT SSE	60	1155	1500

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 30 kV 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 kVA 50Hz, 400V.

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

Tabella 13 Caratteristiche quadro MT all'interno della SSE

Tensione nominale [kV]	36
Tensione prova 50Hz [kV]	70
Tensione prova impulso [kV]	170
Tensione esercizio [kV]	30
Corrente nominale [A]	1500
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.

6.1.4. 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 nelle cabine di campo, ma per comodità e flessibilità d'impianto si misureranno l'energia prodotta dall'aerogeneratore a meno delle perdite interne per i servizi ausiliari di parco, perdite sui cavidotti interni ed il trasformatore BT/MT 0,69/30 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 morsettieria 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 morsettieria del quadro ubicato alla base dei TV sul sostegno della fase centrale o sulla morsettieria 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 morsettiere 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.

6.1.5. 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 AAT, 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 14 Funzioni di protezione guasti esterni

Funzione	Regolazione
Massima tensione (59)	$1,15 V_n - 1 s$
Minima tensione (27)	$0,80 V_n - 2 s$
Massima frequenza (81 >)	$51,5 Hz - 1 s$
Massima frequenza (81 >)	$52,5 Hz - 0,1 s$
Minima frequenza (81 < - soglia 1)	$47,5 Hz - 4 s$
Minima frequenza (81 < - soglia 2)	$46,5 Hz - 0,1 s$
Massima tensione omopolare (59Vo – soglia 1)	$0,1 V_{omax} - 2 s$
Massima tensione omopolare (59Vo – soglia 2)	$0,7 V_{omax} - 0,1 s$

Tali protezioni atte alla protezione contro guasti esterni determinano l'apertura dell'interruttore lato AAT (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 **5.5.**, mentre di seguito si riporta un elenco sintetico delle protezioni previste per i vari elementi di rete e le relative azioni.

Tabella 15 Protezioni elementi di impianto

ELEMENTO DI RETE	PROTEZIONE	SIGLA	AZIONE
TR 30/220 kV lato AAT	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	Apertura 152 TR
	Max tensione concatenata	59	
	Max tensione omopolare	59N	
	Min frequenza	81 <	
Max frequenza	81 >		
TR 30/220 kV lato MT	Guasto verso TR	67N	Apertura e blocco 152TR e 52TR
	Max tensione omopolare	59N	52TR
	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	Apertura 52 L
	Guasto verso linea	67N	
	Max tensione omopolare	59N	
Aerogeneratori	Min tensione concatenata	27	Apertura interruttore BT
	Max tensione concatenata	59	
	Min frequenza	81 <	
	Max frequenza	81 >	
BESS	Min tensione concatenata	27	Apertura interruttore BT
	Max tensione concatenata	59	
	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 AAT. Lo stato e la taratura delle protezioni devono essere controllati periodicamente dall'utente per garantire l'efficacia del sistema di protezione.

6.1.6. 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 **5.5.**, 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.

6.1.7. 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 220 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 220 kV TR e posizione della tacca del variatore sotto carica del TR 30/220 kV;

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.

7. VERIFICA CONNESSIONI

7.1. 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.

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).

Per il calcolo delle sezioni e la disposizione dei cavidotti si considererà lo schema generale d'impianto (5.5.). Nello stesso dimensionamento si verificheranno le perdite ottenute e le cadute di tensione massime, cercando di minimizzarli e di ottenere un ottimo dal punto di vista economico della soluzione.

Per la connessione in AAT Sottostazione Utente e stazione RTN, si ipotizzerà che tutti gli stalli della stazione Partanna siano caricati alla potenza richiesta dai rispettivi STMG. Si considera conservativamente un fattore di potenza pari a 0,9.

Tabella 16: Correnti nei collegamenti AAT

Collegamento	Tipo	P [MW]	I [A]	I ammessa [A]
Conduttore stallo TR	C5	60	200	1230
Sbarre	C1050/3	283	825	3150
Cavo AAT	Brugg 1600 AL	283	825	910

La portata dei conduttori C5 e C1050/3 è dedotta dai documenti di unificazione DCO.

Quindi i collegamenti previsti sono più che adeguati allo scopo.

Il cliente ha formulato alcune richieste che dovranno essere tassativamente rispettate:

- Perdite all'interno dell'impianto: 1%;
- Perdite all'esterno dell'impianto: 3%;
- Perdite totali: 4%;
- Massima caduta di tensione: 5%;

7.1.1. Verifica della portata

La corrente di impiego del cavo dipenderà dalla tratta considerata ed in particolare dalla formazione dei sottocampi eolici connessi alle singole cabine di campo.

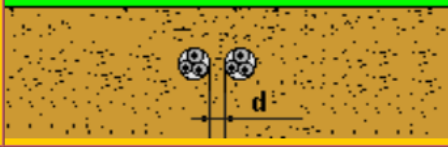
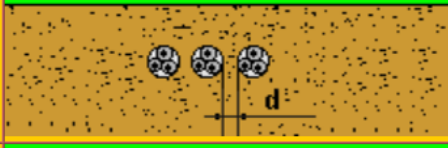
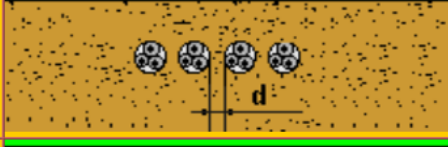

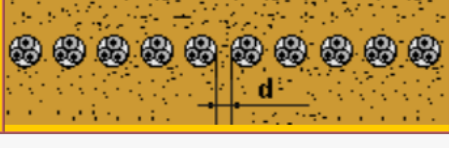
Per il calcolo della portata si dovrà considerare un opportuno coefficiente (K_p) che considererà la reale condizione di posa, considerando cioè vicinanza da altri conduttori e variazioni rispetto ai valori previsti per la posa definiti dal produttore del cavo. In particolare, per la determinazione di 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 0,7m. (valutare posa in piano o su due piani come descritto nella **3.2.7**).

Tabella 17 Fattori correttivi per portata dei cavidotti

Numero di cavi direttamente interrati adiacenti con ognuno un cavo tripolare o terna di cavi unipolari a trifoglio (in orizzontale)	Distanza d tra i cavi direttamente interrati (cm)	
	7	25
2 	0,80	0,86
3 	0,69	0,76
4 	0,63	0,72
6 	0,55	0,66
9 	0,50	0,61

7.1.2. 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.

Il valore del coefficiente K viene definito da normativa CEI 11-17 fino a temperature di 250°C durante il guasto. Nel seguito si eseguono le verifiche considerando i valori tipici di esercizio per cavi in alluminio, per i quali si considera un valore di K pari a 100.

7.1.3. 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 per il collegamento in MT dal parco eolico alla stazione utente per la connessione in AT possa essere al massimo il 3%. Per quanto concerne la caduta di tensione massima ammissibile a fine linea si considera il limite del 5% della tensione nominale.

7.2. 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 **5.5** 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.

8. RISULTATI DI CALCOLO

Come riportato nello schema d'impianto (**5.5**), 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, la corrente massima dell'utenza sottesa e la conseguente potenza massima generabile, il fattore correttivo Kp e la lunghezza di tratta. 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 **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 18 Calcoli preliminari cavidotti

TAG	TAG cavidotto	Lunghezza [km]	Vn [kV]	Ic [A]	Sez. cavo (mm ²)	n° terre	k correttivo	Iz [A]	ΔP [kW]	ΔU [V]
Borgo Chitarra	L_A5-A7	2,1	30	115,47	630	1	0,8	582,40	5,54	16,00
	L_A7-A8	1,39	30	230,94	630	1	0,8	582,40	14,68	21,19
	L_A8-MT	5,39	30	346,41	630	1	0,69	502,32	128,07	123,23
	L_A3-A4	0,735	30	115,47	630	1	0,8	582,40	1,94	5,60
	L_A4-A6	1,5	30	230,94	630	1	0,8	582,40	15,84	22,86
	L_A6-MT	7,57	30	346,41	630	1	0,69	502,32	179,86	173,07
	L_A1-A2	1,75	30	115,47	630	1	0,8	582,40	4,62	13,34
	L_A2-MT	10,665	30	230,94	630	1	0,69	502,32	112,62	162,56
SSE Uten- te	L_BESS1-MT	0,1	30	48,11	150	1	0,55	181,50	0,19	1,33
	L_BESS2-MT	0,1	30	48,11	150	1	0,55	181,50	0,19	1,33
	L_BESS3-MT	0,1	30	48,11	150	1	0,55	181,50	0,19	1,33
	L_BESS4-MT	0,1	30	48,11	150	1	0,55	181,50	0,19	1,33
	L_BESS5-MT	0,1	30	48,11	150	1	0,55	181,50	0,19	1,33
	L_TR-MT	0,05	30	388,11	630	3	0,69	502,32	4,47	1,99
	L_SSE-SE	0,15	220	742,68	1600	1	1	910,00	6,04	6,41

Con la soluzione proposta in Tabella 18 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 quanto 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 dei singoli sottocampi. 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 diverse sezioni d'impianto. Per le verifiche sulle perdite joule si considera la massima potenza richiesta per la connessione di 60,5 MW.

Tabella 19 Valutazione perdite e cadute tensione

TAG cavidotto	ΔU [%]
Percorso fino a A5	0,94%
Percorso fino a A3	1,18%
Percorso fino a A1	1,03%

Le massime cadute di tensione sono ben sotto al limite del 5% richiesto, ma non si sono tenute conto delle cadute di tensione sui trasformatori.

Tabella 20 Valutazione perdite

TAG impianto	Perdite [%]
Interno parco	0,07%
Esterno parco	0,71%
Totale	0,78%

Le perdite all'interno del parco sono ben sotto l'1% previsto così come quelle al di fuori dell'impianto sono inferiori al 3%. Si tratta sempre di risultati preliminari in cui non si sono considerate le perdite sui trasformatori.

8.1. 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 18. Si eseguono le valutazioni su due scenari differenti. Il primo contempla la massima immissione di potenza vero la SE Partanna 2 di 60,5 MW, il secondo il massimo prelievo di 13 MW. 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. Per quanto riguarda i fuori servizio degli impianti eolici (anche quando essi non producono), le analisi sono state condotte considerando comunque energizzati i cavi considerando che i sistemi di sicurezza all'interno dei parchi stessi debbano essere comunque alimentati. Per condizioni di scambio con la rete ridotto, ed in particolare quando la potenza attiva scambiata è vicina allo zero, il codice di rete prevede che lo scambio reattivo sia inferiore ai 500 kVAr. Per raggiungere questo risultato sono possibili diverse strategie.

Tabella 21: Risultati Load flow max immissione

Name	Element Type	Nodes	P MW	Q Mvar	I A	Loading %	PLosses MW	QLosses Mvar
A1	AC disperse generator	N_A1_BT	-6,000	0,000	4758,910	94,96	0,000	0,000
A2	AC disperse generator	Bus-34150587	-6,000	0,000	4773,607	95,25	0,000	0,000
A3	AC disperse generator	N_A3_BT	-6,000	0,000	4765,824	95,09	0,000	0,000
A5	AC disperse generator	N_A4_BT	-6,000	0,000	4767,150	95,12	0,000	0,000
A5	AC disperse generator	N_A5_BT	-6,000	0,000	4775,637	95,29	0,000	0,000
A6	AC disperse generator	N_A6_BT	-6,000	0,000	4772,425	95,23	0,000	0,000
A7	AC disperse generator	N_A7_BT	-6,000	0,000	4779,534	95,37	0,000	0,000
A8	AC disperse generator	N_A8_BT	-6,000	0,000	4784,755	95,47	0,000	0,000
BESS1	AC disperse generator	N_BESS1_BT	-2,500	0,000	2620,292	94,19	0,000	0,000
BESS2	AC disperse generator	N_BESS2_BT	-2,500	0,000	2620,292	94,19	0,000	0,000
BESS3	AC disperse generator	N_BESS3_BT	-2,500	0,000	2620,292	94,19	0,000	0,000
BESS4	AC disperse generator	N_BESS4_BT	-2,500	0,000	2620,292	94,19	0,000	0,000
BESS5	AC disperse generator	N_BESS5_BT	-2,500	0,000	2620,292	94,19	0,000	0,000
C_EQUIVALENTE	Load	Bus-1880916237	262,500	0,000	688,895	0,00	0,000	0,000
L_A1-A2	Line	N_A1_MT	5,935	-0,524	113,851	43,13	0,019	-0,115
L_A2-MT	Line	N_A2_MT	11,868	-0,943	228,182	45,61	0,109	-1,104
L_A3-A4	Line	N_A3_MT	5,952	-0,533	114,342	19,71	0,002	-0,085
L_A4-A6	Line	N_A4_MT	11,902	-0,980	228,572	39,41	0,015	-0,157
L_A5-A7	Line	N_A5_MT	5,952	-0,535	114,578	19,75	0,005	-0,243
L_A6-MT	Line	N_A6_MT	17,822	-1,350	342,473	68,46	0,175	-0,638
L_A7-A8	Line	N_A7_MT	11,898	-0,827	228,868	39,46	0,014	-0,144
L_A8-MT	Line	N_A8_MT	17,835	-1,219	343,423	68,65	0,126	-0,452
L_BESS1	Line	N_BESS1_MT	2,466	-0,139	47,751	26,31	0,000	-0,007
L_BESS2	Line	N_BESS2_MT	2,466	-0,139	47,751	26,31	0,000	-0,007
L_BESS3	Line	N_BESS3_MT	2,466	-0,139	47,751	26,31	0,000	-0,007
L_BESS4	Line	N_BESS4_MT	2,466	-0,139	47,751	26,31	0,000	-0,007
L_BESS5	Line	N_BESS5_MT	2,466	-0,139	47,751	26,31	0,000	-0,007
L_SSE-SE	Line	Bus-1880916237	-203,263	-7,673	533,816	58,66	0,003	-0,622
L_TR-MT	Line	N_SSE	59,444	-1,978	1149,984	76,63	0,004	-0,011
RETE TERNA	External grid	PUNTO DI CONSEGNA	-203,266	-7,051	533,756	0,00	0,000	0,000
TR_A1	2W transformer	N_A1_MT	-5,935	0,524	113,851	85,12	0,065	0,524
TR_A2	2W transformer	N_A2_MT	-5,952	0,534	114,529	85,37	0,048	0,534
TR_A3	2W transfor-	N_A3_MT	-5,952	0,533	114,342	85,37	0,048	0,533

Name	Element Type	Nodes	P MW	Q Mvar	I A	Loading %	PLosses MW	QLosses Mvar
	mer							
TR_A4	2W transformer	N_A4_MT	-5,952	0,533	114,374	85,37	0,048	0,533
TR_A5	2W transformer	N_A5_MT	-5,952	0,535	114,578	85,37	0,048	0,535
TR_A6	2W transformer	N_A6_MT	-5,935	0,526	114,176	85,12	0,065	0,526
TR_A7	2W transformer	N_A7_MT	-5,952	0,535	114,671	85,37	0,048	0,535
TR_A8	2W transformer	N_A8_MT	-5,952	0,536	114,797	85,37	0,048	0,536
TR_BESS1	2W transformer	N_BESS1_MT	-2,466	0,139	47,751	93,20	0,034	0,139
TR_BESS2	2W transformer	N_BESS2_MT	-2,466	0,139	47,751	93,20	0,034	0,139
TR_BESS3	2W transformer	N_BESS3_MT	-2,466	0,139	47,751	93,20	0,034	0,139
TR_BESS4	2W transformer	N_BESS4_MT	-2,466	0,139	47,751	93,20	0,034	0,139
TR_BESS5	2W transformer	N_BESS5_MT	-2,466	0,139	47,751	93,20	0,034	0,139
TR_SSE	2W transformer	Bus-1880916237	-59,237	7,673	156,758	85,33	0,203	5,706

Tabella 22: Risultati Load flow max prelievo

Name	Element Type	Nodes	P MW	Q Mvar	I A	Loading %	PLosses MW	QLosses Mvar
BESS1	AC disperse generator	N_BESS1_BT	2,500	0,000	2654,897	95,44	0,000	0,000
BESS2	AC disperse generator	N_BESS2_BT	2,500	0,000	2654,897	95,44	0,000	0,000
BESS3	AC disperse generator	N_BESS3_BT	2,500	0,000	2654,897	95,44	0,000	0,000
BESS4	AC disperse generator	N_BESS4_BT	2,500	0,000	2654,897	95,44	0,000	0,000
BESS5	AC disperse generator	N_BESS5_BT	2,500	0,000	2654,897	95,44	0,000	0,000
C_EQUIVALENTE	Load	Bus-1880916237	262,500	0,000	688,898	0,00	0,000	0,000
L_BESS1	Line	N_BESS1_MT	-2,535	-0,144	48,960	26,97	0,000	-0,007
L_BESS2	Line	N_BESS2_MT	-2,535	-0,144	48,960	26,97	0,000	-0,007
L_BESS3	Line	N_BESS3_MT	-2,535	-0,144	48,960	26,97	0,000	-0,007
L_BESS4	Line	N_BESS4_MT	-2,535	-0,144	48,960	26,97	0,000	-0,007
L_BESS5	Line	N_BESS5_MT	-2,535	-0,144	48,960	26,97	0,000	-0,007
L_SSE-SE	Line	Bus-1880916237	-275,212	-1,025	722,265	79,37	0,006	-0,621
L_TR-MT	Line	N_SSE	-12,674	-0,687	244,761	16,31	0,000	-0,017
RETE TERNA	External grid	PUNTO DI CONSEGNA	-275,218	-0,404	722,261	0,00	0,000	0,000
TR_BESS1	2W transformer	N_BESS1_MT	2,535	0,144	48,960	95,80	0,035	0,144
TR_BESS2	2W transformer	N_BESS2_MT	2,535	0,144	48,960	95,80	0,035	0,144
TR_BESS3	2W transformer	N_BESS3_MT	2,535	0,144	48,960	95,80	0,035	0,144
TR_BESS4	2W transformer	N_BESS4_MT	2,535	0,144	48,960	95,80	0,035	0,144
TR_BESS5	2W transformer	N_BESS5_MT	2,535	0,144	48,960	95,80	0,035	0,144
TR_SSE	2W transformer	Bus-1880916237	12,712	1,025	33,470	18,22	0,038	0,355

Nelle seguenti tabelle si riporta un'analisi sommaria dei risultati ottenuti. Sono riportate le perdite attive calcolate per diverse sezioni d'impianto. Il calcolo delle perdite percentuali si esegue sulla potenza di 60,5 MW.

Tabella 23: Perdite di impianto secondo NEPLAN

	Perdite [MW]	Perdite [%]
Totale impianto	1,266	2,09%
Esterno impianto	0,791	1,31%
Interno impianto	0,474	0,78%

Quindi le richieste rispetto alle perdite all'interno, all'esterno e totali di impianto sono verificate.

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.

Tabella 24: Valutazione tensioni nei nodi dell'impianto per immissione verso SE TERMA

Name	Un kV	U kV	ΔU %
PUNTO DI CONSEGNA	220,000	220,000	0,00%
N_TR_MT	30,000	29,858	-0,47%
N_TR_AAT	220,000	219,997	0,00%
N_SSE	30,000	29,860	-0,47%
N_BESS5_MT	30,000	29,863	-0,46%
N_BESS5_BT	0,550	0,551	0,15%
N_BESS4_MT	30,000	29,863	-0,46%
N_BESS4_BT	0,550	0,551	0,15%
N_BESS3_MT	30,000	29,863	-0,46%
N_BESS3_BT	0,550	0,551	0,15%
N_BESS2_MT	30,000	29,863	-0,46%
N_BESS2_BT	0,550	0,551	0,15%
N_BESS1_MT	30,000	29,863	-0,46%
N_BESS1_BT	0,550	0,551	0,15%
N_A8_MT	30,000	30,054	0,18%
N_A8_BT	0,720	0,724	0,55%
N_A7_MT	30,000	30,087	0,29%
N_A7_BT	0,720	0,725	0,66%
N_A6_MT	30,000	30,130	0,43%
N_A6_BT	0,720	0,726	0,81%
N_A5_MT	30,000	30,111	0,37%
N_A5_BT	0,720	0,725	0,75%
N_A4_MT	30,000	30,165	0,55%
N_A4_BT	0,720	0,727	0,93%
N_A3_MT	30,000	30,174	0,58%
N_A3_BT	0,720	0,727	0,95%
N_A2_MT	30,000	30,124	0,41%
N_A2_BT	0,720	0,726	0,79%
N_A1_MT	30,000	30,216	0,72%
N_A1_BT	0,720	0,728	1,10%

Infine sono riportati alcune valutazioni sommarie sulle cadute di tensione riscontrabili nell'impianto, ovvero la massima e minima variazione di tensione nei nodi a 30 kV e la massima variazione di tensione nei punti terminali degli impianti (condizioni più sfavorevoli).

Tabella 25: Minime e massime cadute di sezione per livello di tensione

TAG	ΔU Node [%]
max nodi 30 kV	0,72%
min nodi 30 kV	-0,47%
max nodi 0,72 kV	1,10%
min nodi 0,72 kV	0,55%
max nodi 0,55 kV	0,15%
min nodi 0,55 kV	0,15%

Quindi le richieste rispetto alle cadute di tensione all'interno, all'esterno e totali di impianto sono verificate.

Ne risulta che la massima caduta di tensione si ha ai terminali di un aerogeneratore e vale 1,10 % che è ben inferiore al 5 % previsto. Come tale la condizione sulle cadute di tensione è da ritenersi soddisfatta.

8.1.1. 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.

8.1.2. 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 vi verifica una caduta di 1,10% (in valori assoluti). In ogni caso, dall'analisi condotta si non si evidenziano criticità per livelli di tensione nell'impianto.

8.1.3. 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 è stato definito il limite massimo per le perdite attive pari al 2,09%. Dalla Tabella 23 si verificano tali valori.

8.1.4. 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 5 BESS 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 26: Risultati Load flow P=0, no rifasamento

Name	Element Type	Nodes	P MW	Q Mvar	I A	Loading %	PLosses MW	QLosses Mvar
L_A1-A2	Line	N_A2_MT	0,020	-0,095	1,851	0,70	0,000	-0,124
L_A2-MT	Line	N_SSE	0,024	-1,340	25,652	5,13	0,000	-1,280
L_A3-A4	Line	N_A4_MT	0,004	-0,053	1,018	0,18	0,000	-0,088
L_A4-A6	Line	N_A6_MT	0,007	-0,198	3,792	0,65	0,000	-0,180
L_A5-A7	Line	N_A7_MT	0,004	-0,217	4,153	0,72	0,000	-0,252
L_A6-MT	Line	N_SSE	0,028	-1,078	20,636	4,13	0,000	-0,909
L_A7-A8	Line	N_A8_MT	0,007	-0,349	6,675	1,15	0,000	-0,167
L_A8-MT	Line	N_SSE	0,011	-0,960	18,386	3,68	0,000	-0,647
L_BESS1	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,320	0,18	0,000	-0,007
L_BESS2	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,320	0,18	0,000	-0,007
L_BESS3	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,320	0,18	0,000	-0,007
L_BESS4	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,320	0,18	0,000	-0,007
L_BESS5	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,320	0,18	0,000	-0,007
L_SSE-SE	Line	PUNTO DI CONSEGNA	0,169	-3,935	10,337	1,14	0,000	-0,623
L_TR-MT	Line	N_TR_MT	0,138	-3,431	65,735	4,38	0,000	-0,018
RETE TERNA	External grid	PUNTO DI CONSEGNA	-0,169	3,935	10,337	0,00	0,000	0,000
TR_A1	2W transformer	N_A1_MT	0,020	0,029	0,678	0,51	0,020	0,029
TR_A2	2W transformer	N_A2_MT	0,004	0,035	0,678	0,51	0,004	0,035
TR_A3	2W transformer	N_A3_MT	0,004	0,035	0,677	0,51	0,004	0,035
TR_A4	2W transformer	N_A4_MT	0,004	0,035	0,677	0,51	0,004	0,035
TR_A5	2W transformer	N_A5_MT	0,004	0,035	0,677	0,51	0,004	0,035
TR_A6	2W transformer	N_A6_MT	0,020	0,029	0,677	0,51	0,020	0,029
TR_A7	2W transformer	N_A7_MT	0,004	0,035	0,677	0,51	0,004	0,035
TR_A8	2W transformer	N_A8_MT	0,004	0,035	0,677	0,51	0,004	0,035
TR_BESS1	2W transformer	N_BESS1_MT	0,015	0,000	0,290	0,57	0,015	0,000
TR_BESS2	2W transformer	N_BESS2_MT	0,015	0,000	0,290	0,57	0,015	0,000
TR_BESS3	2W transformer	N_BESS3_MT	0,015	0,000	0,290	0,57	0,015	0,000
TR_BESS4	2W transformer	N_BESS4_MT	0,015	0,000	0,290	0,57	0,015	0,000
TR_BESS5	2W transformer	N_BESS5_MT	0,015	0,000	0,290	0,57	0,015	0,000
TR_SSE	2W transformer	SBARRE 220	0,169	-3,312	8,703	4,74	0,031	0,119

Tabella 27 : Valutazione tensioni nei nodi dell'impianto per P=0 e no rifasamento

Name	Un kV	U kV	ΔU %
SBARRE 220	220,000	220,000	0,00%
PUNTO DI CONSEGNA	220,000	220,000	0,00%
N_TR_MT	30,000	30,158	0,53%
N_SSE	30,000	30,158	0,53%
N_BESS5_MT	30,000	30,158	0,53%
N_BESS4_MT	30,000	30,158	0,53%
N_BESS3_MT	30,000	30,158	0,53%
N_BESS2_MT	30,000	30,158	0,53%
N_BESS1_MT	30,000	30,158	0,53%
N_A8_MT	30,000	30,169	0,56%
N_A7_MT	30,000	30,171	0,57%
N_A6_MT	30,000	30,173	0,58%
N_A5_MT	30,000	30,171	0,57%
N_A4_MT	30,000	30,174	0,58%
N_A3_MT	30,000	30,174	0,58%
N_A2_MT	30,000	30,182	0,61%
N_A1_MT	30,000	30,182	0,61%
N_A8_BT	0,720	0,724	0,54%
N_A7_BT	0,720	0,724	0,54%
N_A6_BT	0,720	0,724	0,56%
N_A5_BT	0,720	0,724	0,55%
N_A4_BT	0,720	0,724	0,55%
N_A3_BT	0,720	0,724	0,55%
N_A2_BT	0,720	0,724	0,58%
N_A1_BT	0,720	0,724	0,59%
N_BESS5_BT	0,550	0,553	0,53%
N_BESS4_BT	0,550	0,553	0,53%
N_BESS3_BT	0,550	0,553	0,53%
N_BESS2_BT	0,550	0,553	0,53%
N_BESS1_BT	0,550	0,553	0,53%

Tabella 28 Valutazione finale cadute di tensione per valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione

TAG	ΔU Node [%]
max nodi 30 kV	0,61%
min nodi 30 kV	0,53%
max nodi 0,72 kV	0,59%
min nodi 0,72 kV	0,54%
max nodi 0,55 kV	0,53%
min nodi 0,55 kV	0,53%

Tabella 29: Risultati Load flow P=0, rifasamento 4 Mvar

Name	Element Type	Nodes	P MW	Q Mvar	I A	Loading %	PLosses MW	QLosses Mvar
L_A1-A2	Line	N_A2_MT	0,020	-0,093	1,840	0,70	0,000	-0,122
L_A2-MT	Line	N_SSE	0,024	-1,323	25,491	5,10	0,000	-1,264
L_A3-A4	Line	N_A4_MT	0,003	-0,052	1,011	0,17	0,000	-0,087
L_A4-A6	Line	N_A6_MT	0,007	-0,196	3,768	0,65	0,000	-0,178
L_A5-A7	Line	N_A7_MT	0,003	-0,214	4,127	0,71	0,000	-0,249
L_A6-MT	Line	N_SSE	0,027	-1,064	20,506	4,10	0,000	-0,897
L_A7-A8	Line	N_A8_MT	0,007	-0,344	6,633	1,14	0,000	-0,165
L_A8-MT	Line	N_SSE	0,011	-0,948	18,271	3,65	0,000	-0,639
L_BESS1	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,318	0,18	0,000	-0,007
L_BESS2	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,318	0,18	0,000	-0,007
L_BESS3	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,318	0,18	0,000	-0,007
L_BESS4	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,318	0,18	0,000	-0,007
L_BESS5	Line	N_SSE	0,015	-0,007	0,318	0,18	0,000	-0,007
L_SSE-SE	Line	SBARRE 220	-0,167	-0,705	1,901	0,21	0,000	-0,623
L_TR-MT	Line	N_SSE	-0,137	-0,622	12,259	0,82	0,000	-0,018
RETE TERNA	External grid	PUNTO DI CONSEGNA	-0,167	-0,082	0,487	0,00	0,000	0,000
RIFASAMENTO	Shunt	N_SSE	0,000	3,992	76,900	0,00	0,000	0,000
TR_A1	2W transformer	N_A1_MT	0,020	0,029	0,673	0,50	0,020	0,029
TR_A2	2W transformer	N_A2_MT	0,003	0,035	0,673	0,50	0,003	0,035
TR_A3	2W transformer	N_A3_MT	0,003	0,035	0,673	0,50	0,003	0,035
TR_A4	2W transformer	N_A4_MT	0,003	0,035	0,673	0,50	0,003	0,035
TR_A5	2W transformer	N_A5_MT	0,003	0,035	0,673	0,50	0,003	0,035
TR_A6	2W transformer	N_A6_MT	0,020	0,029	0,673	0,50	0,020	0,029
TR_A7	2W transformer	N_A7_MT	0,003	0,035	0,673	0,50	0,003	0,035
TR_A8	2W transformer	N_A8_MT	0,003	0,035	0,673	0,50	0,003	0,035
TR_BESS1	2W transformer	N_BESS1_MT	0,015	0,000	0,288	0,56	0,015	0,000
TR_BESS2	2W transformer	N_BESS2_MT	0,015	0,000	0,288	0,56	0,015	0,000
TR_BESS3	2W transformer	N_BESS3_MT	0,015	0,000	0,288	0,56	0,015	0,000
TR_BESS4	2W transformer	N_BESS4_MT	0,015	0,000	0,288	0,56	0,015	0,000

TR_BESS5	2W transformer	N_BESS5_MT	0,015	0,000	0,288	0,56	0,015	0,000
TR_SSE	2W transformer	SBARRE 220	0,167	0,705	1,901	1,03	0,030	0,101

Tabella 30 : Valutazione tensioni nei nodi dell'impianto per P=0, rifasamento 4 Mvar

Name	Un kV	U kV	ΔU %
SBARRE 220	220,000	220,000	0,00%
PUNTO DI CONSEGNA	220,000	220,000	0,00%
N_TR_MT	30,000	29,969	-0,10%
N_SSE	30,000	29,969	-0,10%
N_BESS5_MT	30,000	29,969	-0,10%
N_BESS4_MT	30,000	29,969	-0,10%
N_BESS3_MT	30,000	29,969	-0,10%
N_BESS2_MT	30,000	29,969	-0,10%
N_BESS1_MT	30,000	29,969	-0,10%
N_A8_MT	30,000	29,980	-0,07%
N_A7_MT	30,000	29,981	-0,06%
N_A6_MT	30,000	29,984	-0,05%
N_A5_MT	30,000	29,982	-0,06%
N_A4_MT	30,000	29,984	-0,05%
N_A3_MT	30,000	29,984	-0,05%
N_A2_MT	30,000	29,992	-0,03%
N_A1_MT	30,000	29,992	-0,03%
N_A8_BT	0,720	0,719	-0,09%
N_A7_BT	0,720	0,719	-0,09%
N_A6_BT	0,720	0,719	-0,08%
N_A5_BT	0,720	0,719	-0,09%
N_A4_BT	0,720	0,719	-0,08%
N_A3_BT	0,720	0,719	-0,08%
N_A2_BT	0,720	0,720	-0,05%
N_A1_BT	0,720	0,720	-0,05%
N_BESS5_BT	0,550	0,549	-0,11%
N_BESS4_BT	0,550	0,549	-0,11%

N_BESS3_BT	0,550	0,549	-0,11%
N_BESS2_BT	0,550	0,549	-0,11%
N_BESS1_BT	0,550	0,549	-0,11%

Tabella 31: Valutazione finale cadute di tensione per valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione con rifasamento 4 Mvar

TAG	ΔU Node [%]
max nodi 30 kV	-0,03%
min nodi 30 kV	-0,10%
max nodi 0,72 kV	-0,05%
min nodi 0,72 kV	-0,09%
max nodi 0,55 kV	-0,11%
min nodi 0,55 kV	-0,11%

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 4 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.

Tabella 32 Valutazione scambi reattivi @ P=0 al punto di connessione

Caso	Q [kVAr]	P [kW]
No rifasamento	3935	-168,99
Rifasamento 4 MVar	-81,6	-166,52

8.2. Interpretazione dei risultati di corto circuito

Nelle seguenti tabelle si riportano i risultati ottenuti dalle analisi di un cortocircuito trifase massimo occorso presso i principali nodi AAT e MT dell'impianto. Tale studio permette di considerare i valori massimi 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. In questa fase di progetto, non disponendo di informazioni dettagliate su valori di cortocircuito al punto di connessione e delle configurazioni dei centri stella dei trasformatori, si possono eseguire delle valutazioni generali sui livelli di corto circuito attesi. Per quanto riguarda i valori di cortocircuito della rete Terna, si fa riferimento ai valori riportati dal documento TERNA VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 kV con riferimento alla stazione 220 kV TERNA esistente di Partanna.

Tabella 33 Corto circuito 3F massimo nei principali nodi del sistema

Posizione guasto	Un kV	Ik2L1 kA	Sk2L1 kVA	IpL1 kA	IdcL1 kA	IthL1 kA	IbL1 kA
SBARRE 220	220,000	12,794	4875192,009	36,169	18,055	17,457	12,794
N_SSE	30,000	11,974	622205,334	32,549	14,237	12,691	11,974
N_BESS5_MT	30,000	11,874	616973,336	31,520	12,682	12,318	11,874
N_BESS4_MT	30,000	11,874	616973,336	31,520	12,682	12,318	11,874
N_BESS3_MT	30,000	11,874	616973,336	31,520	12,682	12,318	11,874
N_BESS2_MT	30,000	11,874	616973,336	31,520	12,682	12,318	11,874
N_BESS1_MT	30,000	11,874	616973,336	31,520	12,682	12,318	11,874

Dai risultati ottenuti si può ritenere di utilizzare interruttori con potere d'interruzione di almeno 20 kA, 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.

8.3. 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 del sistema eolico, con integrazione della potenza fornita dal sistema di accumulo, nei quali si verifica l'immissione di potenza massima verso la rete RTN, le perdite dell'intero impianto risultano essere pari a **1,266 MW**, ovvero il **2,09%** dell'intera potenza immessa di **60,5 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.

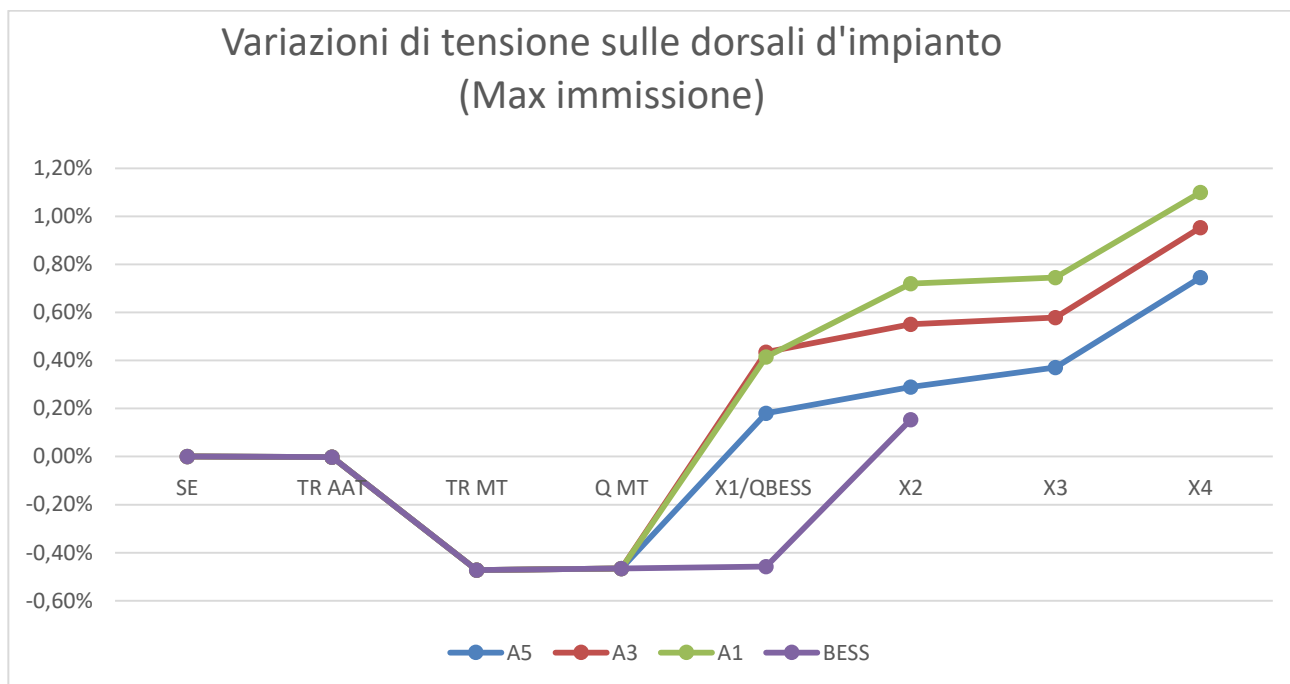


Figura 4: Andamento della tensione normalizzata lungo l'impianto per max immissione

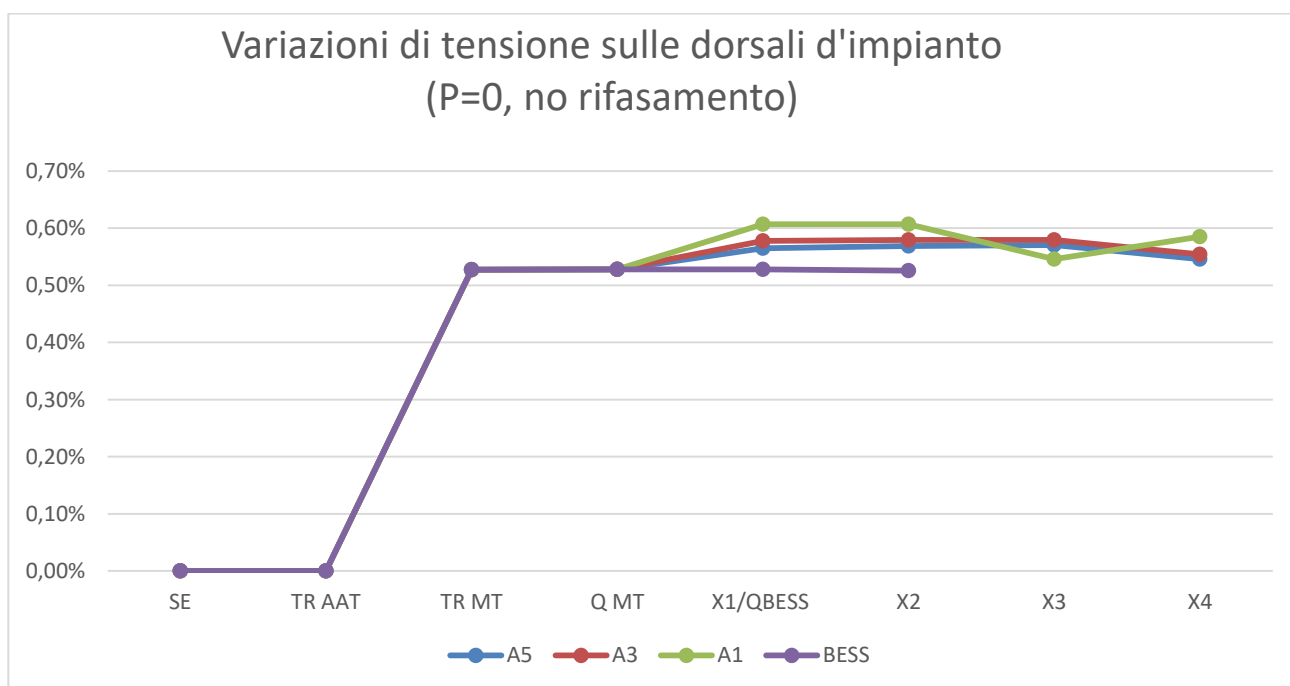


Figura 5: Andamento della tensione normalizzata lungo l'impianto per P=0

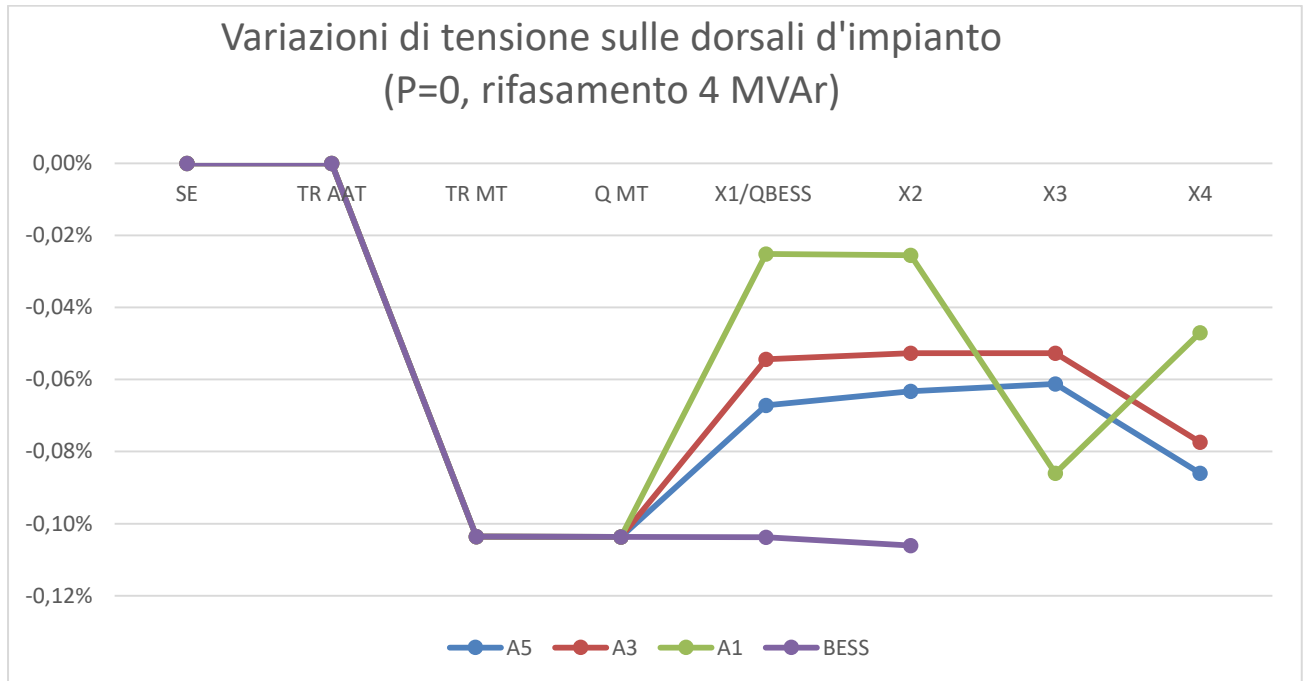


Figura 6 Andamento della tensione normalizzata lungo l'impianto per P=0 e rifasamento 4 MVar