



REGIONE: SICILIA	PROVINCIA: PALERMO
COMUNI: CIMINNA, MEZZOJUSO, VILLAFRATI	LOCALITA': C/da Buffa, C/da Serre, C/da Feotto

TIPO PROGETTO: PD	OGGETTO: Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "Agrovoltaico Ciminna" per la produzione di energia elettrica con una potenza installata di 57 MW, potenza di immissione di 54 MW e potenza del sistema di accumulo di 10 MW, per la produzione agricola di beni e servizi oltre alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili nelle aree identificate nei comuni di Villafrati (PA), Mezzojuso (PA) e Ciminna (PA)
-----------------------------	---

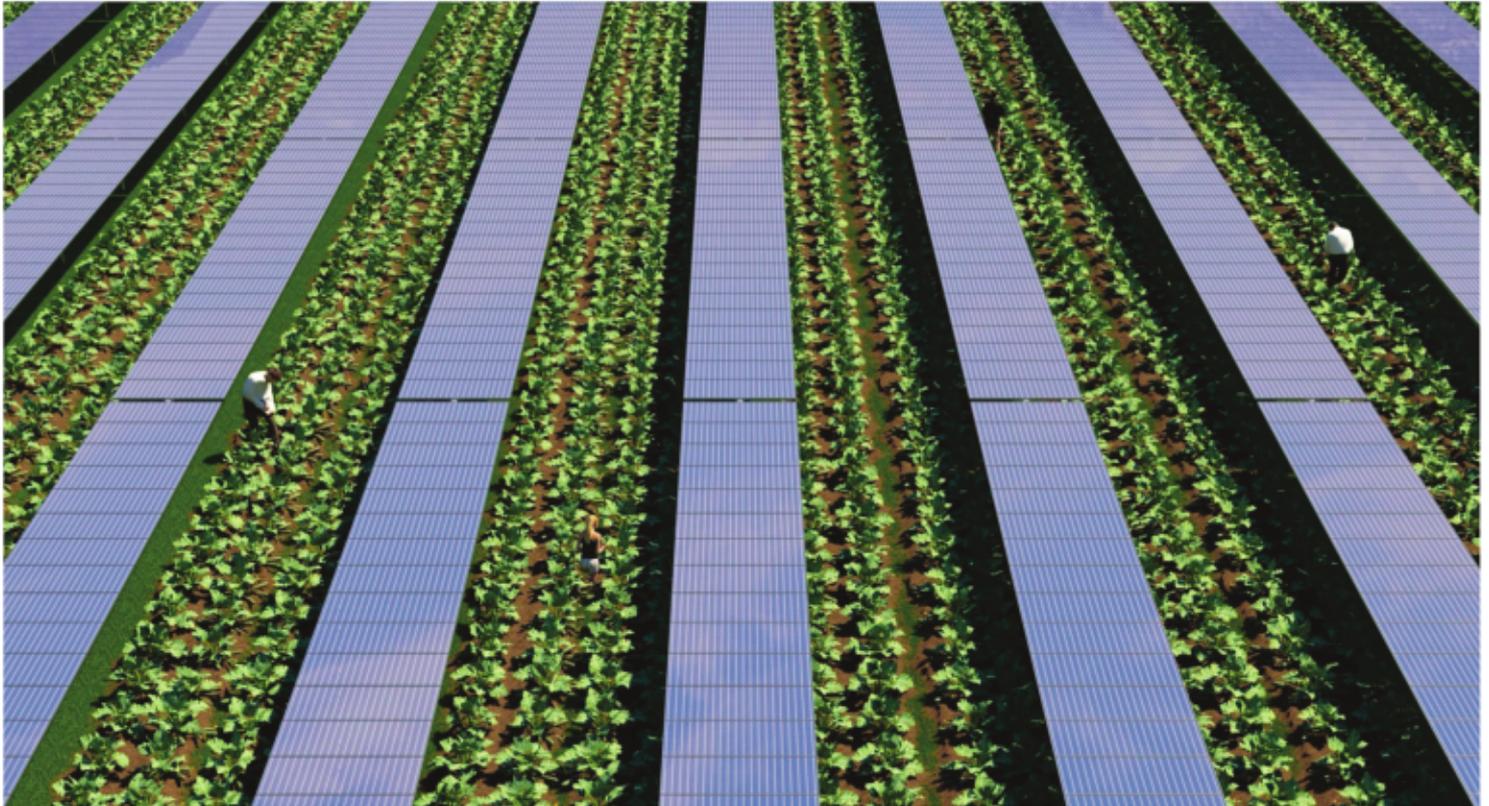


TAVOLA N.: 126	IMPIANTO: AGROFOTOVOLTAICO CIMINNA	RT	SCALA
	ELABORATO: Relazione Tecnica Elettrica	COD. DOC. SP01ELRT126	REV.

PROPONENTE: FRI-ELSUN	RESPONSABILE: <i>Timbro e Firma</i>	APPROVATO DA: <i>Timbro e Firma</i>
---------------------------------	--	--

PROGETTISTA 	DIRETTORE TECNICO: ARCH: FRANCESCO LAUDICINA 	REDATTO DA: <i>Timbro e Firma</i>
-----------------	--	--

REV.	DATA	REDATTO	DESCRIZIONE
0			
1			
2			
3			

Sommario

Sommario	1
1 GENERALITÀ ED UBICAZIONE	3
2 DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI	4
2.1 <i>Composizione del sistema di produzione</i>	4
2.2 <i>Modalità di posa dei moduli e dei trackers</i>	6
2.3 <i>Distribuzione e consegna dell'energia lato AC</i>	6
2.4 <i>Sistema di accumulo</i>	7
2.5 <i>Opere di connessione alla rete di trasmissione nazionale</i>	7
2.6 <i>Stazione di utenza</i>	8
2.7 <i>Riepilogo dei Valori di potenza e livelli di tensione</i>	8
3 CRITERI GENERALI DI PROGETTO DELLE SEZIONI DI CAMPO IN CORRENTE CONTINUA	12
4 CRITERI DI PROGETTO E PROTEZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE IN REGIME PERMANENTE	12
4.1 <i>Parametri e specifiche</i>	12
4.2 <i>Scelta degli interruttori di protezione</i>	13
5 TRASFORMATORI E CRITERI DI CALCOLO PER LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO PRESUNTE	14
5.1 <i>Tipologia dei trasformatori AT</i>	14
5.2 <i>Tipologia di trasformatori MT</i>	15
5.3 <i>Criteri generali per il calcolo delle potenze e della corrente di corto circuito</i>	16
6 INTERFACCIA CON LA RETE AT	18
6.1 <i>Interruttore PASS MO</i>	18
6.2 <i>Sezionatore e Sezionatore di terra</i>	19
6.3 <i>Trasformatori di misura in corrente</i>	19

RT_RS 01	Relazione tecnica illustrativa di progetto per impianto agro-fotovoltaico Comune: Ciminna, Mezzojuso, Villafrati - PALERMO Potenza in immissione 54.171,00 kVA	PF
----------	--	----

6.4	<i>Isolatori</i>	19
6.5	<i>Sezionatori di linea</i>	19
6.6	<i>Trasformatori di misura in tensione</i>	20
6.7	<i>Scaricatori sovra tensione</i>	20
6.8	<i>Isolatori supporto di sbarra</i>	21
6.9	<i>Protezione di interfaccia</i>	21
7	CAVIDOTTI DI CONNESSIONE IN MT - (RETE DI MEDIA TENSIONE A 30 kV)	21
8	CAVIDOTTI DI CONNESSIONE IN AT	23
9	POSA E DISPOSIZIONE DEI CAVI	25
9.1	<i>Posa dei cavi MT</i>	25
10	CADUTE DI TENSIONE E PERDITE DI POTENZA	26
11	PRODUZIONE ATTESA	26
12	GESTIONE E MANUTENZIONE DELL’IMPIANTO	27
12.1	<i>Illuminazione esterna</i>	27
12.2	<i>sistema di monitoraggio e supervisione</i>	27
12.3	<i>Impianto di antintrusione e videosorveglianza</i>	28
13	OPERE E TEMPISTICA PER LA REALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO	29
14	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	31

RT_RS 01	Relazione tecnica illustrativa di progetto per impianto agro-fotovoltaico Comune: Ciminna, Mezzojuso, Villafrati - PALERMO Potenza in immissione 54.171,00 kVA	PF
----------	--	----

1 GENERALITÀ ED UBICAZIONE

La presente relazione tecnica è relativa all'impianto fotovoltaico, denominato "**Agro Fotovoltaico Ciminna**", e relative opere di connessione alla RTN, di potenza installata pari a **57.446,40 kWp** e in immissione **54.171,00 kWp**, da realizzare in un'area sita nei Comuni di Ciminna, Mezzojuso e Villafrati, ricadenti nella provincia di Palermo, ed alle opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (*vedi Piano Particolare*).

La società proponente è la FRI EL SUN - S.r.l., società a responsabilità limitata con socio unico, costituita il 20/10/2021, con sede in sede legale ed operativa in Bolzano (BZ), Piazza del Grano N. 3 ed è iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Bolzano, con numero REA 235229, C.F. e P.IVA N. 03137530212.

L'impianto, nella sua interezza sarà costituito da: generatore fotovoltaico, apparati di conversione e trasformazione in media tensione dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico, cabina di raccolta, cavidotti interrati in media tensione verso la stazione di utenza, stazione di utenza MT/AT, stazione di smistamento in AT a 150 kV e raccordi in AT.

Tutte le opere, impianto fotovoltaico e opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ricadono rispettivamente nei territori comunali di Ciminna, Mezzojuso e Villafrati (PA).

L'area del generatore fotovoltaico, e degli apparati di conversione e trasformazione in media tensione dell'energia prodotta dallo stesso, ricade sulla tavoletta IGM (scala 1:25.000) e sulla Cartografia Tecnica Regionale in scala 1: 200.000 (*vedi Inquadramento territoriale*).

Le aree scelte per l'ubicazione del generatore fotovoltaico coincidono con dei versanti collinari, digradanti in direzione NO-SE, di superficie complessiva pari a circa 122 ha, con modeste incisioni, inserita in un contesto rurale, a circa 1 km dal centro abitato di Villafrati (PA), a circa 2,5 km dal centro abitato di Mezzojuso (PA) e a circa 5 km dal centro abitato di Ciminna (PA). La superficie effettivamente utilizzata per l'installazione delle opere sarà pari a circa 94 ha.

L'accesso alle aree d'impianto avviene attraverso un tratto della strada statale esistente (SP 121) che si sviluppa, per circa 5 km. (*vedi Carta Tecnica Regionale*).

Le coordinate geografiche del punto centrale del generatore fotovoltaico sono: 37,869713 N - 13.509834 E; l'altezza sul livello del mare va dai 550 m circa del punto più alto ai 380 m circa del punto più basso.

Non si riscontra, nell'area del generatore fotovoltaico, la presenza di alberi né di arbusti ed attualmente i fondi sono in parte coltivati a seminativo ed in parte impegnati da altre colture.

Non sono inoltre presenti in prossimità dell'area ostacoli all'irraggiamento che compromettano o riducano la produttività dell'impianto.

2 DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI

2.1 Composizione del sistema di produzione

L'impianto si compone di n. 10 campi e 22 sottocampi denominati rispettivamente la cui composizione è meglio descritta nelle tabelle seguenti e nello Schema elettrico unifilare generale.

Prj_01	Sottocampo	Numero tracker	N° pannelli x stringa	Numero pannelli	Potenza modulo [kW]	Potenza installata campo [kW]	Potenza singolo inverter [kW]	N° inverter necessari	Potenza totale inverter [kW]
MC-01	01-A1	158	24	3792	0,64	2426,88	215	11	2289
	01-A2	158	24	3792	0,64	2426,88	215	11	2289
	01-B1	158	24	3792	0,64	2426,88	215	11	2289
	TOT	474	24	11376	0,64	7280,64	215	32	6866
MC-02	01-B2	158	24	3792	0,64	2426,88	215	11	2289
	01-C1	159	24	3816	0,64	2442,24	215	11	2303
	01-C2	159	24	3816	0,64	2442,24	215	11	2303
	TOT	476	24	11424	0,64	7311,36	215	32	6894
MC-03	03	149	24	3576	0,64	2288,64	215	10	2158
	4	208	24	4992	0,64	3194,88	215	14	3013
	TOT	357	24	8568	0,64	5483,52	215	24	5171
MC-04	05-1	185	24	4440	0,64	2841,60	215	12	2680
	05-2	186	24	4464	0,64	2856,96	215	13	2694
	8	59	24	1416	0,64	906,24	215	4	855
	TOT	430	24	10320	0,64	6604,80	215	29	6228
MC-05	09-1	119	24	2856	0,64	1827,84	215	8	1724
	09-2	119	24	2856	0,64	1827,84	215	8	1724
	TOT	238	24	5712	0,64	3655,68	215	16	3447
MC-06	10-A	170	24	4080	0,64	2611,20	215	11	2462
	10-B	171	24	4104	0,64	2626,56	215	12	2477
	TOT	341	24	8184	0,64	5237,76	215	23	4939
MC-07	11-1	222	24	5328	0,64	3409,92	215	15	3215
	11-2	223	24	5352	0,64	3425,28	215	15	3230
	TOT	445	24	10680	0,64	6835,20	215	30	6445
MC-08	12-B1	189	24	4536	0,64	2903,04	215	13	2738
	12-C	190	24	4560	0,64	2918,40	215	13	2752
	TOT	379	24	9096	0,64	5821,44	215	26	5490
MC-09	12-B2	190	24	4560	0,64	2918,40	215	13	2752
	12-B3	190	24	4560	0,64	2918,40	215	13	2752
	13	190	24	4560	0,64	2918,40	215	13	2752
	TOT	570	24	13680	0,64	8755,20	215	38	8256
MC-10	06/07	30	24	720	0,64	460,80	215	2	435
TOTALE		3740	24	89760	0,64	57446,40	215	252	54171

Gli impianti sono dunque costituiti da:

1. Parco Fotovoltaico di tipo ad inseguitore solare mono-assiale (*Tracker*) costituito da **89760** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino tipo da 640 Wp gruppi di conversione che convertono l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici da corrente continua (DC) a corrente alternata (AC) e n. 23 trasformatori elevatori BT/MT;
2. Potenza complessiva del generatore fotovoltaico pari a **57.446,40 kWp**
3. Numero di campi fotovoltaici pari a 10, suddivisi a formare un totale di 22 sottocampi
4. Convertitori da corrente continua (DC) a corrente alternata (AC) tipo SUN2000-215KTL- H0 da 215 KVA, operanti alla frequenza di rete (50 Hz), cosphi nominale pari a 1, e tensione di uscita 800V ed idonei all'installazione sia in esterno che in interno, presenti in numero complessivo di **252** unità
5. Cabine di trasformazione dotate di trasformatori elevatori da 3,2 MVA che da bassa tensione (800V) elevano a media tensione a 30 kV, in numero complessivo di 23 Unità di conversione.
6. Cabine di smistamento di campo da cui si dipartono le dorsali interrato di collegamento in media tensione a 30 kV verso la Rete di Trasmissione Nazionale. È previsto un totale di 10 cabine di smistamento
7. Rete di media tensione a 30 kV: convoglia la produzione elettrica dal Parco Fotovoltaico alla Stazione di Trasformazione 30/150 kV;
8. Stazione di trasformazione 30/150 kV: trasforma l'energia al livello di tensione della rete AT. In questa stazione vengono posizionati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta;
9. Impianto di accumulo elettrochimico: permette di accumulare parte dell'energia elettrica prodotta dal Parco Fotovoltaico;
10. Collegamento in antenna: cavo di collegamento a 150 kV tra la Stazione di trasformazione e la stazione TERNA 220/150 kV di "Ciminna";
11. Stallo di consegna TERNA a 150 kV (IR - impianto di rete per la connessione): è il nuovo stallo di consegna a 150 kV che verrà realizzato nella sezione 150 kV della stazione di trasformazione 220/150 kV di "Ciminna".

Il generatore fotovoltaico sarà, di tipo grid connected con punto di prelievo coincidente con quello di immissione.

2.2 Modalità di posa dei moduli e dei trackers

Il progetto prevede l'impiego di sistemi ad inseguitore solare mono-assiale a movimento controllato (*Tracker*). Queste strutture consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici ad essi ancorati intorno ad un unico asse orizzontale permettendo l'inseguimento del sole nell'arco della giornata aumentando la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico

Nei campi fotovoltaici che costituiscono il parco in oggetto i *trackers* lavorano singolarmente il cui movimento è regolato da un unico motore che comanda la rotazione dell'asse di rotazione della struttura e quindi del piano dei moduli durante il corso della giornata in base alla posizione del sole.

Tutti gli elementi sono solitamente realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo e sono:

- I pali di sostegno infissi nel terreno
- Travi orizzontali
- Giunti di rotazione
- Elementi di collegamento tra le travi principali
- Elementi di solidarizzazione
- Elementi di supporto dei moduli
- Elementi di fissaggio.

L'interasse minimo tra le fila di trackers è pari a circa 9,0 m per ridurre il fenomeno di ombreggiamento reciproco e garantire gli spazi di manovra.

Le stringhe fotovoltaiche saranno composte ponendo in serie i moduli fotovoltaici e collegate direttamente agli ingressi degli inverter dotati di MPPT (MPPT maximum power point tracker) in grado di ottimizzare la potenza di conversione.

La gestione del generatore fotovoltaico è completamente automatizzata con inserimento per irraggiamento superiore ad una soglia impostata e blocco in caso di insolazione insufficiente e caratteristiche della rete locale fuori specifica. Ciascun inverter sarà dotato di un interruttore (Dispositivo di generatore – DDG) che consente di escludere singolarmente dalla rete ciascuno dei gruppi di generazione (vedi Schema elettrico unifilare generale).

2.3 Distribuzione e consegna dell'energia lato AC

La conversione DC/AC avverrà in più punti dei campi fotovoltaici per cui sarà necessario trasportare la corrente in uscita dagli inverter verso le unità di trasformazione. Il trasporto avverrà in bassa tensione sino alle cabine di media tensione.

Per ottimizzare il trasferimento di energia limitando le perdite per effetto joule si utilizzano tensioni BT che siano quanto più alte possibili pur rimanendo nell'ambito dei sistemi di categoria I (Tensione < 1000V)

Per questo motivo la tensione di uscita degli inverter di stringa è prevista a 800V.

Nel caso di unità di conversione centralizzate invece, gli inverter sono integrati in box di conversione direttamente collegati ai trasformatori elevatori.

Vista le distanze dell'ordine dei chilometri, la distribuzione all'interno del parco fotovoltaico e verso la sotto stazione di utente, avverrà alla tensione di 30kV (media tensione o MT) e prevederà dei trasformatori elevatori distribuiti all'interno dei sotto campi. Ogni gruppo afferente ad una unità di conversione verrà trattato come un sotto campo sezionabile singolarmente, pertanto un quadro per la protezione del trasformatore lato MT e per il sezionamento della linea diretta alla cabina di raccolta è presente sul lato di media tensione.

Le linee MT in uscita dalle unità di conversione verranno convogliate in cabine di smistamento che a loro volta saranno collegate con unico montante alla SSE (Struttura ad albero).

In prossimità della cabina di raccolta verrà ubicato un locale, dove troverà alloggio il quadro dei servizi ausiliari e la postazione per il sistema locale di monitoraggio (vedi Locali tecnici).

La cabina di raccolta, di tipo prefabbricato in calcestruzzo armato vibrato, sarà ubicata in prossimità della strada pubblica limitrofa all'impianto. La cabina di raccolta conterrà gli elementi, riuniti in un quadro di media tensione a 30 kV e sarà dotata di un trafo MT/bt per servizi ausiliari di potenza pari a 50 kVA.

L'impianto sarà dotato di rete di terra, di protezioni contro le sovratensioni, mediante l'installazione di scaricatori collegati alla rete di terra.

2.4 Sistema di accumulo

L'impianto sarà dotato di un sistema di accumulo che avrà una potenza 10,00 MWp ed una capacità 20,0 MWh.

Il sistema di accumulo potrà svolgere la funzione di compensazione di produzione assumendo anche funzione di 'volano di produzione'. Il sistema di immissione in rete e ricarica sarà completamente automatico e gestiti bile in remoto in modo tale che non sia mai superata la potenza in immissione prevista dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) data da Terna.

L'impianto di accumulo così definito avrà una potenza richiesta ai fini della connessione sulla rete AT 150 kV di 10 MW ma che tuttavia non andrà ad aumentare la potenza di picco dell'impianto per più del 10% rispetto a quanto previsto dalla STMG.

2.5 Opere di connessione alla rete di trasmissione nazionale

Come si prevede l'impianto sarà allacciato alla Rete di Trasmissione Nazionale a 150 kV con una nuova stazione elettrica di smistamento della RTN a 150 kV da collegare sulla linea terna della RTN a 150 kV uscente dalla SSE TERNA SPA "Ciminna".

La nuova stazione elettrica di smistamento della RTN a 150 kV, con i raccordi in AT alla linea esistente, e l'adiacente stazione di utenza MT/AT, collegata alla precedente, saranno ubicate in un'area sita nel Comune di Ciminna (PA), in contrada Porrazzi, (vedi Piano Particellare e Inquadramento territoriale).

Il collegamento tra il generatore fotovoltaico e la stazione d'utenza sarà realizzato da terne di cavi interrati di media tensione, di sezione adeguata alla potenza di progetto e a contenere la caduta di tensione.

Il percorso dei cavi si svolge per intero sulla viabilità locale esistente (SS121), tranne brevissimi tratti, iniziale finale, su terreno agricolo e strada sterrata esistente ed interseca alcuni corsi d'acqua di modestissima entità.

2.6 Stazione di utenza

La stazione di utenza a cui si attestano i cavidotti di connessione in media tensione a 30 kV sopra descritti effettua la conversione alla tensione della connessione (150 kV) dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e verrà realizzata su un'area nell'ambito del comune di Ciminna, accanto alla stazione di smistamento della RTN presente.

La stazione di utenza occuperà una superficie di circa 10.000 m² e sarà costituita da una sezione in AT a 150 kV, collegata allo stallo dedicato nella Stazione di rete, e da una sezione a 30 kV. Il trasformatore elevatore sarà di tipo in olio, di potenza minima pari a 60 MVA e rapporto di trasformazione 1500 kV / 30 kV. Sarà inoltre presente un edificio quadri comando e controllo, di superficie pari a circa 150 m², che ospita gli apparati d'interfaccia e di comunicazione con la RTN. Una descrizione più dettagliata è riportata nel seguito.

Il reparto di media tensione sarà costituito da 9 scomparti di tipo blindato con corrente nominale di sbarra 1.250A, interruttori isolati in gas SF₆, tale da garantire la massima flessibilità in termini di manutenibilità e sostituzione delle parti. Detto scomparto comprende pure i trasformatori di corrente e tensione, con avvolgimento secondario in classe 0,2 per la misura dell'energia in transito.

L'opera contempla l'attività soggetta a verifica di prevenzione incendi n. 48 "Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 mc", categoria B "macchine elettriche", ai sensi del D.P.R. 151/2011.

La pratica autorizzativa sarà oggetto di specifica trattazione. Tutte le apparecchiature previste in progetto saranno omologate TERNA.

L'area delle stazioni d'utenza sarà accessibile dalla Strada statale 121 e breve tratto di strada sterrata, mediante ingressi realizzati con portoni metallici distinti. Il perimetro esterno e le aree di competenza saranno recintati con rete metallica a maglia romboidale plastificata di m. 2,00 di altezza utile, sostenuta da paletti in acciaio zincati a caldo e cementati entra fondazione continua in calcestruzzo armato. Le strade carrabili interne saranno finite con un manto asfaltato mentre le superfici interne ai piazzali in tensione saranno pavimentate con mattonelle drenanti. Sarà installato un sistema di videosorveglianza a circuito chiuso. Inoltre, l'area esterna, nelle ore notturne ed all'occorrenza, sarà illuminata con armature di tipo stradale installate su pali aventi altezza fuori terra di 7,5 m.

2.7 Riepilogo dei Valori di potenza e livelli di tensione

Al fine di riassumere i valori di potenza determinati nei paragrafi precedenti si riportano di seguito i parametri caratteristici dell'impianto

- Potenza complessiva generatore intesa come somma delle potenze di picco dei moduli: **57.446,40 kWp**

- Potenza complessiva in uscita dagli inverter (potenza nominale): **54.171,00 kWp**
- Livello di tensione di conversione (Lato BT): 800V
- Livello di tensione di distribuzione (Lato MT): 30 kV
- Livello di tensione di consegna (Lato AT): 150 kV
- Perdite medie previste lato DC: 2% (Caduta di tensione massima 2%)
- Perdite medie previste lato BT: 2% (Caduta di tensione massima 4%)
- Perdite di conversione DC/AC: 1,6 % (Rendimenti medi degli inverter pari al 98-98,5%)
- Perdite di conversione AC/AC: 1% (Perdite medie in trasformatori del taglio previsto)
- Perdite di distribuzione MT: 2% (Perdite medie nei cavi)
- Potenza complessivamente richiesta in immissione 54 MW con uno scarto massimo del 10%

Infine, sulla base della suddivisione dei sotto campi di produzione sopra riportati, le tabelle seguenti richiamano i dati di corrente e potenza che è possibile ritrovare negli schemi allegati.

La rete MT dei cavidotti si articola in diverse tratte suddivise da 10 Nodi principali ai quali afferiscono le varie condutture. La tabella seguente riassume tutte le posizioni dei nodi.

Nodo	Identificazione nodo
N0	Sotto Stazione AT Utente
N1	Connessione Cabina MC3
N2	Connessione Cabina MC2-MC1
N3	Connessione Cabina MC4
N4	Connessione Cabina MC6
N5	Connessione Cabina MC5
N6	Incrocio SP77 SP55bis
N7	Connessione Cabina MC7
N8	Connessione Cabina MC8
N9	Connessione Cabina MC9
N10	Connessione Cabina MC10

Di seguito invece si riportano le caratteristiche delle tratte prese in esame.

Nome Tratta	Lunghezza Tratta [km]	Numero Linee	Numero Terne	Numero cavi MT	Nodo Partenza	Nodo Arrivo	Tipo posa	Sezione scavo
TR0	2,51	9	11	33	N0	N1	Interrato direttamente	80x100 cm
TR1	1,22	2	2	6	N1	N2	Interrato direttamente	80x100 cm
TR2	0,55	6	8	24	N1	N3	Interrato direttamente	80x100 cm
TR3	1,80	5	7	21	N3	N4	Interrato direttamente	80x100 cm
TR4	0,93	4	6	18	N4	N6	Interrato direttamente	80x100 cm
TR5	1,84	1	1	3	N5	N6	Interrato direttamente	80x100 cm
TR6	1,32	3	5	15	N6	N7	Interrato direttamente	80x100 cm
TR7	4,76	2	4	12	N7	N9	Interrato direttamente	80x100 cm
TR8	0,75	1	2	6	N9	N8	Interrato direttamente	80x100 cm

Per quanto concerne l'individuazione delle interferenze eventualmente presenti sulle varie tratte, si rimanda alla consultazione della tavola nominata "Individuazione interferenze su ortofoto 10000".

Per ciò che riguarda invece le correnti della rete MT si rappresentano nella seguente tabella tutte le correnti uscenti dal sito campi (Lato MT) e le correnti complessive per tutte le tratte sopra elencate.

Ai fini dei calcoli che seguiranno si riportano tutti i valori di potenza e corrente della rete di distribuzione MT.

Cabina smistamento	Sottocampi afferenti	Potenza totale inverter [KVA]	Corrente massima uscita Cabina smistamento [A]	Cablaggio in uscita	Portata cavi complessiva [A]	Tratte principali attraversate
MC-01	01-A1	6866	132,13	3x(1x95)-ARE4H5EX	255	TR0, TR1
	01-A2					
	01-B1					
MC-02	01-B2	6894	132,68	3x(1x95)-ARE4H5EX	255	TR0, TR1
	01-C1					
	01-C2					
MC-03	03	5171	99,51	3x(1x95)-ARE4H5EX	255	TR0
	04					
MC-04	05-1	6228	119,86	3x(1x95)-ARE4H5EX	255	TR2, TR0
	05-2					
	8					
MC-05	09-1	3447	66,34	3x(1x95)-ARE4H5EX	255	TR0, TR2, TR3, TR4, TR5
	09-2					
MC-06	10-A	4939	95,05	3x(1x95)-ARE4H5EX	255	TR0, TR2, TR3
	10-B					
MC-07	11-1	6445	124,04	3x(1x95)-ARE4H5EX	255	TR0, TR2, TR3, TR4, TR6
	11-2					
MC-08	12-B1	5490	105,65	3x(2x95)-ARE4H5EX	510	TR0, TR2, TR3, TR4, TR6, TR7
	12-C					
MC-09	12-B2	8256	158,89	3x(2x95)-ARE4H5EX	510	TR0, TR2, TR3, TR4, TR6, TR7, TR8
	12-B3					
	13					
MC-10	06/07	435	8,37	3x(1x95)-ARE4H5EX	255	TR0

Infine si riportano di seguito le correnti che attraversano il cavo dal lato AT

Potenza complessiva	Corrente Massima lato MT (A)	Corrente massima lato AT (A)	Cablaggio lato AT	Portata Cavo AT (A)
54171,00 kVA	1042,52	208,5	1x1000 mmq ARE4H1H5RE	875

3 CRITERI GENERALI DI PROGETTO DELLE SEZIONI DI CAMPO IN CORRENTE CONTINUA

Per garantire un corretto funzionamento degli inverter occorre verificare che, in corrispondenza dei valori minimi e massimi di temperatura raggiungibili dai moduli, siano verificate le seguenti disuguaglianze:

- $V_m \min \geq V_{inv} \text{ MPPT} \min$
- $V_m \max \leq V_{inv} \text{ MPPT}$
- $V_{OC} \max < V_{inv} \max$

Dove:

- $V_m \min$ e $V_m \max$ sono rispettivamente la tensione minima e massima ai morsetti dell'inverter lato cc
- $V_{inv} \text{ MPPT} \min$ e $V_{inv} \text{ MPPT} \max$ sono rispettivamente le tensioni min e max della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di Massimo rendimento
- $V_{oc} \max$ è la massima tensione a circuito aperto del campo fotovoltaico (massima tensione di sistema)
- $V_{inv} \max$ è la massima tensione DC ammissibile per l'inverter in uso.

Da un'analisi delle temperature medie delle zone interessate, considerato che si tratta di siti in campo aperto, soggetti a gelate notturne ed a temperature estive elevate, si è stimato un range di variazione tra limiti estremi di temperatura pari a -5°C e 70°C sulla superficie dei moduli.

Per rispettare tutti i parametri normalmente ammessi dagli inverter si è usata la seguente suddivisione lato DC

- Massimo N. 24 moduli in serie a formare una stringa
- Minimo N. 13 moduli in serie a formare una stringa

Visto che gli inverter prevedono un elevato numero di ingressi protetti singolarmente e dotati di MPPT si è scelto di non utilizzare quadri di campo per semplificare la struttura d'impianto, non verranno dunque effettuati paralleli tra più stringhe.

4 CRITERI DI PROGETTO E PROTEZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE IN REGIME PERMANENTE

4.1 Parametri e specifiche

Per il dimensionamento delle linee ai vari livelli di tensione presenti si è proceduto fissando i seguenti parametri:

- caduta di tensione (cdt) il limite -4% dal punto di trasformazione all'ultimo utilizzatore o generatore
- Fattore di contemporaneità del 100% per tutte le linee (impianto di produzione alla massima potenza)
- Temperatura ambiente 30°C
- Temperatura massima per i conduttori: 70°C per cavi isolati in PVC, 90°C se isolati in EPR

4.2 Scelta degli interruttori di protezione

Ottenute le portate I_z dei conduttori di linea ed essendo note le correnti di impiego I_b , si selezionano gli interruttori da installare in testa ad ogni linea per assicurare la protezione contro sovraccarichi e cortocircuiti in base alla loro corrente nominale.

La verifica del sovraccarico deve rispettare le seguenti relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

Dove:

- I_b è la corrente che attraversa il conduttore in condizioni normali,
- I_n è la corrente nominale di intervento della protezione contro il sovraccarico
- I_z è la portata massima del cavo nelle condizioni di posa prese in considerazione
- I_f è la massima corrente che può circolare nel circuito prima dell'intervento della protezione.

Inoltre, si controllerà che la loro caratteristica di intervento e la loro caratteristica di energia specifica passante sia compatibile con le caratteristiche fisiche delle linee da proteggere, cioè si verificherà che:

$$\int I^2 dt < K^2 S^2$$

Ovvero che l'energia passante alla massima corrente di guasto, è inferiore all'energia massima tollerabile dal cavo prima di subire degrado dell'isolamento.

Dove nella formula S è la sezione del conduttore K è un fattore caratteristico relativo al tipo di cavo e di posa come riportato nell'esempio in tabella.

Costante K		conduttore	
		rame	alluminio
Isolante	PVC	115	74
	G2	135	87
	EPR/XLPE	143	87

La massima corrente di guasto calcolata a monte (I_k) ed a valle (I_{cc}) di ogni linea viene calcolata in modo da stabilire il potere di interruzione del dispositivo di protezione sulla base della I_k e la corrente di intervento magnetico sulla base della I_{cc} e delle formule di cui sopra.

A tal proposito si ricorda che per il calcolo della I_{cc} si può usare la formula:

$$I_{cf} = \frac{I_{cp}}{1 + \frac{Z_l}{Z_{cc}}}$$

Dove:

- I_{cp} è la corrente di cto.c.to al punto di inserimento,
- I_{cf} è la corrente a fondo linea,
- Z_l è l'impedenza della linea
- Z_{cc} è l'impedenza di corto circuito della linea.

La dove non è calcolabile la Zcc si tiene conto delle tabelle previste dalle norme (CEI-11.28 art.3) oppure da formule approssimate per un calcolo conservativo.

Per il valore di I_{cp} si tiene in considerazione la potenza del trasformatore e della lunghezza dei cavi. Metodi e calcoli sono presentati negli schemi e nei capitoli seguenti.

Si assicurerà inoltre la protezione da contatti diretti e indiretti installando, ove necessario, interruttori di adeguata sensibilità differenziale. Infine, si controllerà che nelle varie cascate di interruttori sia garantita la selettività di intervento amperometrica e, ove possibile, anche cronometrica, per evitare inutili discontinuità a sezioni d'impianto. Maggiori dettagli sui risultati dei calcoli effettuati su tutte le linee è riportato nell'allegato tecnico riportante lo schema unifilare. In fase esecutiva si dovrà tenere conto delle curve di intervento dei singoli apparecchi installati secondo quanto specificato dal costruttore ed assicurarsi il rispetto di quanto previsto nel presente progetto.

5 TRASFORMATORI E CRITERI DI CALCOLO PER LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO PRESUNTE

Nel caso di impianti produzione, occorre considerare il verso delle correnti in modo bidirezionale, in particolare per ciò che riguarda le correnti di corto circuito. Nel caso specifico l'impianto sarà di sola immissione e pertanto il dimensionamento della portata in regime ordinario tiene conto della sola parte di produzione.

Sulla base dei dati di geolocalizzazione ed a quelli climatici, le apparecchiature si troveranno ad operare alle seguenti condizioni:

- Temperatura ambiente massima stimata: 40° C
- Temperatura ambiente minima: -5° C in esterno e 0°C in interno
- Altitudine inferiore a 1000 slm

Le apparecchiature dovranno dunque essere garantite per il funzionamento alle condizioni ambientali descritte.

In interno, in eventuali casi particolari in cui le condizioni ambientali differiscano dai valori sopra indicati, salvo diverse indicazioni di utilizzo del costruttore, occorrerà provvedere ad una adeguata climatizzazione ed areazione dei locali cabina.

5.1 Tipologia dei trasformatori AT

I trasformatori AT avranno la funzione di elevare la tensione dal valore di media (MT) al valore in alta tensione (AT) e nel caso specifico avranno le seguenti caratteristiche:

- Tensione del primario (Lato AT): 150 kV
- Tensione del secondario (Lato MT): 30 kV
- Tipologia di isolamento: Olio
- Tipo di servizio : continuo
- Raffreddamento: ONAN/ONAF
- Potenza nominale : 120 MVA
- Frequenza : 50 Hz

- Connessione : Stella/triangolo
- Gruppo di connessione: YNd11
- Tensione di cortocircuito (ucc): 12%
- Indicatore magnetico di livello di olio con allarme per livello minimo.
- Valvola di apertura di sovrappressione e allarme.
- Relé Buchholz con contatti di allarme e apertura.
- Termometro con indicazione di temperatura dell'olio con quattro microinterruttori per la connessione della ventilazione forzata, l'allarme temperatura, apertura e allarme di apertura per sovratemperatura.
- Potenza minima necessaria per ogni trasformatore: 60 MVA
- Corrente massima prevista in uscita (Lato AT) : 221,5 A
- Potenza effettivamente prevista per ogni trasformatore: 120 MVA

La scelta di un trasformatore di potenza doppia rispetto a quanto necessario, è stata fatta in previsione di una connessione unificata con altre sezioni d'impianto sino ad un massimo di 100 MWp, lasciando un 20% di margine di potenza.

I trasformatori MT-AT saranno connessi ad adeguata barratura in aria da installare nella sottostazione di utente (SSE) collocata nelle vicinanze della cabina primaria Terna di Ciminna.

La barratura sarà dunque idonea a sopportare almeno il doppio della corrente in AT prevista dall'impianto e stimata in 221A . Al fine di consentire una massima espandibilità dell'impianto sino al massimo delle potenzialità dello stallo messo a disposizione da terna nella STMG, si prevede di installare un secondo trafo di pari potenza sulle stesse barrature. Si prevede dunque una barratura con corrente nominale minima di 1000 Ampere in AT

5.2 Tipologia di trasformatori MT

Per il trasferimento di energia dai vari campi o sottocampi verso la stazione di trasformazione di utente (SSE) saranno utilizzate delle dorsali MT provenienti dalle cabine di smistamento dei sottocampi.

La tensione prodotta dai convertitori a bassa tensione (800 V) verrà dunque convertita a mezzo di box di trasformazione con le seguenti caratteristiche generali:

- Tensione del primario (Lato MT): 30 kV
- Tensione del secondario (Lato BT): 0,8 kV
- Potenza di ciascun trasformatore: 3,2 MVA
- Tipologia di isolamento/raffreddamento: Olio / ventilazione naturale
- Tensione di corto circuito ucc%: 6%
- Gruppo vettoriale: Dy11
- Sezionamento tramite IMS isolato in gas SF6
- Protezione dalle sovratensioni: SPD Tipo I+II

5.3 Criteri generali per il calcolo delle potenze e della corrente di corto circuito

Sulla base della corrente e potenza massima di uscita di ogni inverter è possibile determinare la potenza nominale necessaria ai trasformatori (S_r) secondo la formula:

$$S_r = U_r * I_r * \sqrt{3}$$

Dove U_r ed I_r sono rispettivamente la tensione e la corrente nominale d'impiego secondaria (Lato Produzione). Per quanto riguarda i trasformatori MT/BT distribuiti sui campi, tenuto conto dei tagli commercialmente disponibili, si è preferito standardizzare il taglio prevedendo per ogni sottocampo le seguenti caratteristiche di potenza:

- Potenza massima di sotto campo: 3 MWp
- Numero massimo di trasformatori per ogni unità di conversione: N. 1 Trafo a doppio avvolgimento da 3,2 MVA o N. 2 Trafi da 1,6 MVA in parallelo.
- I_r prevista (BT): 2,31 kA

Si noti che, in condizioni normali di funzionamento, si prevede una resa massima di ogni sottocampo di circa il 85/90% del valore di picco nominale (valore di Balance Of System) e solo per poche ore al giorno, per cui la scelta dei trasformatori lascia un margine di potenza alle unità di trasformazione in grado di garantirne un'usura nella norma. Oltre a questo si lascerà un margine di circa il 20% sulla potenza di picco sottesa da ogni trasformatore

In riferimento ai trasformatori, si può calcolare la corrente di corto circuito dal lato del secondario, utile alla scelta delle protezioni ai quadri di cabina, seguendo la formula:

$$I_k = 100 * I_r / u_{cc} \text{ (kA)}$$

Dove

- I_r è la corrente nominale al secondario del trasformatore data da S_r / U_r ,
- u_{cc} è la tensione di cortocircuito al primario (o impedenza di cortocircuito) espressa in percentuale della tensione nominale (solitamente pari a 4%, 6% o 8%)

Nello specifico per il calcolo della corrente di corto circuito presunta dal lato produzione si avrà:

- Valore a valle dei trasformatori MT/BT (Lato BT) con $u_{cc} = 6\%$: $I_k = 38,5$ kA

Si noti che, visto che si tratta di impianto connesso alla rete, dal lato produzione il calcolo tiene conto della potenza proveniente dalla rete che è prevalente rispetto a quella dei singoli sottocampi.

Al valore sopra citato va aggiunto il contributo dei convertitori calcolato secondo i seguenti parametri:

- Contributo alla corrente di corto circuito del singolo convertitore (SUN2000-215KTL): 232,8 A (previsto $I_{cc}/I_{max} 1,5$)
- Numero massimo di convertitori in parallelo sullo stesso montante generale BT: 14
- Contributo totale alla corrente cc lato BT: $I_{cc} = 3,26$ kA

Per quanto sopra esposto per tutti i sottocampi si avrà una corrente di cortocircuito presunta complessivamente pari a:

$$I_k = 41,76 \text{ kA}$$

Il valore di I_k è il riferimento per il potere d'interruzione minimo richiesto alle barre del quadro generale di cabina e rappresenta il valore massimo presunto di corrente di corto circuito **lato BT**.

Per ciò che riguarda l'impianto di produzione è di particolare interesse il calcolo del contributo della corrente di corto circuito sul punto di connessione sia dalla parte MT che dalla parte AT (rete elettrica TERNA). Per questo tipo di calcolo si può applicare il metodo delle potenze di corto circuito che considera anche gli effetti di mitigazione dei trasformatori seguendo la formula

$$P_{cc} = \frac{1}{\frac{1}{P_{cc}(gen)} + \frac{1}{P_{cc}(tr)} + \frac{1}{P_{cc}(cv)}}$$

Dove si è indicato con

- $P_{cc}(gen)$, la potenza in corto circuito del generatore
- $P_{cc}(tr)$ la potenza in corto circuito del trafo data da $P_{cc} = P_n / u_{cc}\%$
- $P_{cc}(cv)$ la potenza in corto circuito del cavo

Una volta nota la P_{cc} equivalente per il calcolo della I_{cc} si applica la formula:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{U_n * \sqrt{3}}$$

Dove U_n è la tensione nominale del punto di connessione e P_{cc} è la potenza in corto circuito del generatore.

Questa formula va applicata a tutti i nodi della rete MT di produzione e la potenza totale sarà data dalla somma delle P_{cc} considerando le cadute sui vari tratti di cavo.

Un calcolo certamente conservativo può essere ottenuto calcolando la P_{cc} del generatore in MT, considerando la potenza complessiva di corto circuito pari alla somma delle potenze di cortocircuito dei singoli sottocampi trascurando gli effetti delle cadute dovute ai cavi lato MT. Si considera inoltre un ulteriore fattore di incremento dovuto alla capacità degli inverter di erogare correnti di breve durata maggiori almeno del 15% della nominale (valore I_{cc}/I_n). In modo altrettanto conservativo, si considera che questo incremento venga replicato sulla rete MT senza la mitigazione introdotta dai trasformatori. Con queste semplificazioni si considera in pratica un generatore in MT come blocco unico ed applicato nei pressi del trasformatore elevatore MT/AT.

Applicando le semplificazioni di cui sopra, alla formula vanno applicati i seguenti parametri:

- $P_{ccgen} = P_{gen} * 1,15$ (trascurando gli effetti di mitigazione dei trafi MB/BT)
- $P_{cc}(tr) = P_{tr} / u_{cc}\%$
- $U_n = 150 \text{ kV}$

Fermo restando che i calcoli dovranno essere ripetuti in fase esecutiva, applicando i criteri sopra riportati, si può stimare la corrente di corto per la sezione d'impianto esaminata, rimandando i calcoli di dettaglio alla fase esecutiva.

Considerata la potenza di picco di 58,265 MVA pari alla somma delle potenze di tutti gli inverter (ipotesi ancor più conservativa) si ottiene:

$$I_{cc} = 0,247 \text{ kA sulle sbarre AT}$$

Si ribadisce che questo è un calcolo di massima di tipo conservativo in quanto trascura gli effetti delle cadute sui cavi e perciò è da considerare come corrente massima presunta del contributo al corto circuito del generatore fotovoltaico.

6 INTERFACCIA CON LA RETE AT

Le connessioni tra le apparecchiature AT saranno realizzate in corda in lega di alluminio di opportune caratteristiche elettriche e meccaniche di seguito vengono descritte le apparecchiature di manovra e sezionamento, ferme restando che le caratteristiche finali verranno descritte in fase esecutiva.

6.1 Interruttore PASS M0

Caratteristiche tensione-corrente

- Tensione nominale: 170 kV
- Frequenza nominale :50 Hz
- Corrente nominale: 2500 A

Max tensione di prova tra fase e terra:

- Tensione di tenuta nominale a frequenza d'esercizio, 1 min :325 kV
- Tensione di tenuta nominale a frequenza d'esercizio, (1.2/50us) 750 kV

Max tensione di prova sulla distanza di sezionamento:

- Tensione di tenuta nominale a frequenza d'esercizio, 1 min :375 kV
- Tensione di tenuta nominale a frequenza d'esercizio, (1.2/50us) 860 kV
- Corrente nominale di breve durata (3s) :40 kA
- Corrente nominale di picco :100kA
- Perdita annua gas :< 1%
- Potere di interruzione nominale in corto circuito :40kA / 50 Hz
- Potere di interruzione nominale in corto circuito:40kA / 60 Hz
- Potere di stabilimento nominale di picco in corto circuito:100kA pk.
- Interruzione di correnti induttive su linea vuoto:63A
- Interruzione di correnti capacitive su cavi a vuoto:160A

Comando: azionamento tripolare a molla/unipolare a molla

- Tipo di comando: BLK222/BLK82
- Sequenza nominale di operazioni: O-0.3s-CO-1min.-CO
- Tempo di apertura :<=25ms
- Tempo d'interruzione (50 Hz) :<=47ms

- Tempo d'interruzione (60 Hz) :<=44ms
- Tempo di chiusura: <=42ms
- Tensione nominale di alimentazione dei circuiti ausiliari: 110VDC (tipico)

6.2 Sezionatore e Sezionatore di terra

Di seguito delle caratteristiche da considerare esemplificative e non esecutive

- Comando: azionamento tripolare a motore
- Tensione nominale d'alimentazione dei circuiti ausiliari :110VDC
- Tempo di manovra da linea a terra: 5.5s
- In emergenza funzionamento manuale (manovella).
- Posizione del contatto visibile attraverso l'oblò

6.3 Trasformatori di misura in corrente

Di seguito della caratteristiche da considerare esemplificative e non esecutive.

- Tipo : ad anello
- Classe di misura :0,2/0,5/1,0
- Grado di protezione :conforme a tutti i requisiti
- Codice IP (IEC 60144) :IP 54
- Rapporti: 300-600/1-1-1A
- Nuclei : 3
- Prestazione/Classe :10 VA, cl. 0.2, FS<10
- Prestazione: 20VA, 5P20/20 VA, 5P20
- Corrente Massima Permanente : 1.2 IN A

6.4 Isolatori

Di seguito della caratteristiche da considerare esemplificative e non esecutive

- Tipo : isolatore composito
- Tensione nominale : 145kV/170kV
- Distanza in aria : 1304 mm/1633 mm
- Linea di fuga : 4670 mm/5462 mm
- Max carico statico : 1000 N/1000 N

6.5 Sezionatori di linea

Di seguito della caratteristiche da considerare esemplificative e non esecutive

- Tensione massima : 170 kV
- Tensione a impulso atmosferico (1.2/50_s):

- A terra e tra poli (val. cresta): 750 kV
- Sulla distanza di sezionamento (val. cresta): 860 kV
- Tensione a frequenza industriale: 50 Hz
- A terra e tra poli (val. cresta): 325 kV
- Sulla distanza di sezionamento (val. cresta) : 375 kV
- Corrente massima: 2000 A
- Massima corrente di breve durata (1 s) (val. efficace da verificare in fase di connessione): 31,5 kA
- Massima corrente di breve durata (1 s) (val. cresta da verificare in fase di connessione): 80 kA
- Tempo di apertura: $\leq 1,5$ s
- Tensione di controllo e azionamento del motore: 110 Vcc
- Tensione riscaldamento: 230 Vca

6.6 Trasformatori di misura in tensione

Caratteristiche generali

- Tensione massima : 170 kV
- Tensione a impulso atmosferico (1.2/50us) : 750 kV
- Tensione a frequenza industriale : 325 kV
- Frequenza : 50 Hz
- Rapporto di trasformazione : $150000:\sqrt{3} / 100:\sqrt{3}$ V

Potenze e classi di precisione (misura e protezione):

- Primo nucleo : 50 VA; 0,5
- Secondo nucleo : 50 VA; 3P

Potenze e classi di precisione (fatturazione)

- Primo nucleo : 50 VA; 0,2

6.7 Scaricatori sovra tensione

Di seguito della caratteristiche da considerare esemplificative e non esecutive

- Tensione di servizio continuo U_c (fase-terra) : 108 kV
- Tensione di innesco U_r (fase-terra) : 144 kV
- Tensione massima transitoria (1 s) TOV1s (fase-terra) : 167 kV
- Tensione massima residua (10 kA, 8/20 us) : 339 kV
- Corrente nominale di scarica : 10 kA

I tre scaricatori previsti sono ad ossido di zinco e ricoperti di porcellana, si installeranno sul lato 150 kV dei trasformatori di potenza e saranno equipaggiati con tre contatori di scarica (uno per fase)

6.8 Isolatori supporto di sbarra

Di seguito della caratteristiche da considerare esemplificative e non esecutive

- Tensione massima : 170 kV
- Tensione a impulso atmosferico (1.2/50us) : 750 kV
- Tensione a frequenza industriale : 325 kV
- Linea di fuga : 3900 mm
- Carico di rottura a flessione : 6000 N
- Carico di rottura a torsione : 3000 Nm

6.9 Protezione di interfaccia

Riguardo alla protezione generale (PG) da prevedere sulla sezione MT d'utente (insieme DG-Relè di protezione) si considerano i seguenti fattori (CEI 0-16):

- Protezioni ad inserzione indiretta attraverso relè di protezione elettronico
- Tipologia SPI: Relè omopolare secondo CEI 0-16
- Sarà prevista una alimentazione ausiliaria in continuità per relè di protezione
- Tipologia di dispositivo interfaccia (DDI): Interruttore di manovra-sezionatore (IMS)
- Sistema di misura adatto al SPI costituito da TA e TV di misura per garantire le seguenti protezioni
 - Protezione termica 26
 - Massima corrente a tempo inverso 51
 - Massima corrente ad intervento istantaneo (50) e ritardato (51)
 - Massima corrente omopolare con intervento ritardato (51N)
 - Relè di chiusura in corrente alternata
 - Il Relè direzionale di massima corrente (67N).

Le tarature delle protezioni devono essere concordate con Terna in fase esecutiva.

La protezione d'interfaccia, oltre che dal DDI sarà costituita da un DG operante da rincalzo in mancanza di apertura del DDI. Il DG sarà un IMS sul lato AT atto a distaccare dalla RTN l'intero impianto di produzione.

7 CAVIDOTTI DI CONNESSIONE IN MT - (RETE DI MEDIA TENSIONE A 30 kV)

Il tracciato planimetrico della rete è mostrato nelle tavole allegate. Nelle tavole allegate vengono anche riportati lo schema unifilare, con indicazione della lunghezza e della sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo, e le sezioni tipiche descrittive delle modalità e caratteristiche di posa interrata.

La rete a 30 kV sarà realizzata per mezzo di cavi unipolari del tipo ARE4H1R 18/30kV (o equivalente) con conduttore in alluminio delle sezioni specificate nell'elaborato grafico dello schema a blocchi unifilare.

Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza dei cavi in alluminio sono riportate nelle tabelle inserite nello schema a blocchi calcolati secondo portata per posa interrata a 1,5 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 Km/W.

Ciascuna linea MT di proprietà dell'utente deve prevedere una tenuta al cortocircuito coordinata con la protezione prevista dalla cabina primaria compatibilmente con i criteri di selettività previsti.

Ciascuna sezione di impianto MT sarà protetta dal lato rete con un dispositivo generale di tipo automatico che dovrà avere i seguenti requisiti minimi:

- Tensione nominale (U_r) superiore alla tensione massima del sistema (U_m), in questo caso 30 kV
- Corrente nominale (I_r) almeno uguale alla corrente d'intervento del relè di massima corrente ritardato (51) o in caso di combinazione con fusibile, almeno uguale della minima corrente di intervento del fusibile
- Corrente nominale di breve durata (I_k) non minore della corrente di corto circuito nel punto d'installazione e con durata (t_k) non minore del tempo di interruzione della protezione
- Potere di interruzione e tenuta al cortocircuito secondo valore comunicato da Terna e calcolato sulla base della potenza dei trasformatori AT con un minimo di 12,5kA

La scelta di utilizzare degli interruttori automatici ad inizio linea montante (rif. Schemi unifilari) è legata alla possibilità di regolare tempi e correnti di intervento in modo da renderli selettivi rispetto alle protezioni a monte.

Inoltre tutti i sezionatori saranno di tipo motorizzato in modo da consentire una inserzione controllata delle varie sezioni d'impianto a livello di cabine di sotto campo. Il numero massimo di inserzioni contemporanee è stato valutato in numero massimo di 2 unità di trasformazione per volta (6 MVA circa).

Per dimensionare i montanti di alimentazione MT e prevedere l'espandibilità dell'impianto sino alla massima corrente erogabile dall'impianto, si prendono in considerazione i seguenti parametri:

- Corrente massima erogabile dai trasformatori lato MT
- Corrente di corto circuito massima Lato MT calcolata sia a monte che a valle di ogni montante
- Tempo di intervento della protezione a monte 1s (tempo cautelativo riferito ad eventuali richiuse automatiche)

Per i collegamenti tra le cabine di smistamento e la cabina MT della SSE utente si prevede la seguente tipologia di condutture:

- Tipologia di posa più sfavorevole: In tubo interrato a trefolo
- Cavi Unipolari isolati in gomma Tipo RG16H1R12 o ARE4H1R , schermati con maglia e conduttore in rame o alluminio asseconda il caso.
- Tensione nominale U_0/U 18/30 kV e U_{max} 36 kV
- Costante K: 143 per Rame e 93 per Alluminio
- Tempo massimo di intervento per le protezioni montanti MT: 0,5s

Le sezioni calcolate per i collegamenti tra le cabine in uscita dai sotto campi e la cabina MT sulla SSE di utente sono riportate negli schemi.

8 CAVIDOTTI DI CONNESSIONE IN AT

Nel caso specifico è presente un tratto di linea AT che va dalla stazione utente allo stallo dedicato presente nella sottostazione di proprietà di Terna spa.

La linea sarà protetta da relè elettronico di interfaccia (SPI) con la rete AT abbinato a un DDI (Dispositivo di interfaccia) costituito da sezionatore AT che avrà funzione anche di dispositivo di generatore

Per dimensionare i montanti di alimentazione AT e prevedere l'espandibilità dell'impianto sino alla massima corrente erogabile dall'impianto, si prendono in considerazione i seguenti parametri:

- Corrente massima erogabile dai trasformatori lato AT
- Corrente di corto circuito massima Lato AT calcolata sia a monte che a valle di ogni montante
- Tempo di intervento della protezione a monte 1s (tempo cautelativo riferito ad eventuali richiuse automatiche)

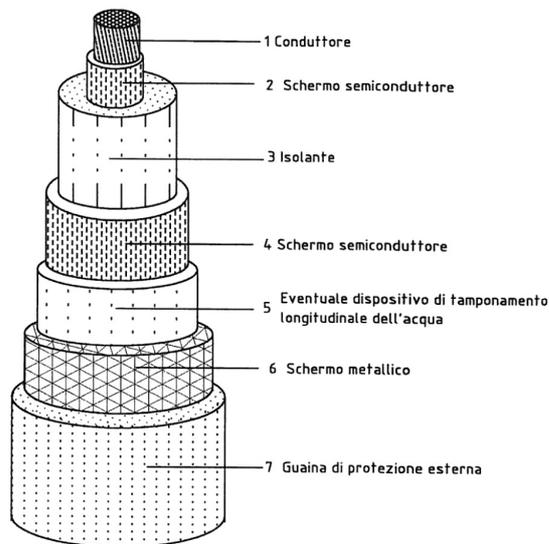
Per la connessione tra la stazione d'utente e lo stallo a 150 kV messo a disposizione da parte di TERNA, è previsto l'uso di un cavo AT interrato. Il dimensionamento ed il percorso del cavo sarà definito in sede di redazione del progetto esecutivo tuttavia si riportano brevemente le caratteristiche, conformazione e tipologia di posa dei cavi AT ovvero:

- Cavo XLPE Alluminio corrugato termosaldato (tipo Nexans)
- Tensione operativa 150 kV
- Max tensione di funzionamento 170kV
- Materiale del conduttore: Alluminio
- Isolamento: XLPE (chemical)
- Tipo di conduttore: Corda rotonda compatta
- Guaina metallica: Alluminio corrugato termosaldato
- Diametro del conduttore: 38,2 mm
- Sezione: 1000 mm²
- Spessore del semi-conduttore interno : 1,5 mm
- Spessore medio dell'isolante : 17,0 mm
- Spessore del semi-conduttore esterno : 1,3 mm
- Spessore guaina metallica : approx 1,9 mm
- Spessore guaina : 4,1 mm
- Diametro esterno nom. : 103,0 mm
- Sezione schermo : 520 mm²
- Peso approssimativo : 9 kg/km
- Max tensione di funzionamento : 170 kV
- Messa a terra degli schermi - posa a trifoglio assenza di correnti di circolazione
- Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa a trifoglio : 830 A

- Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa a trifoglio : 715 A
- Messa a terra degli schermi - posa in piano assenza di correnti di circolazione
- Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa in piano : 910 A
- Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa in piano : 785 A
- Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. : 0,029 Ohm/km
- Capacità nominale : 0,23 μ F / km
- Corrente ammissibile di corto circuito : 54,8 kA
- Tensione operativa : 150 kV
- Raggio di curvatura minimo: 3,3 m

Si noti che la portata del cavo è in grado di portare una corrente di impiego molto maggiore della corrente massima prelevabile dal trasformatore scelto.

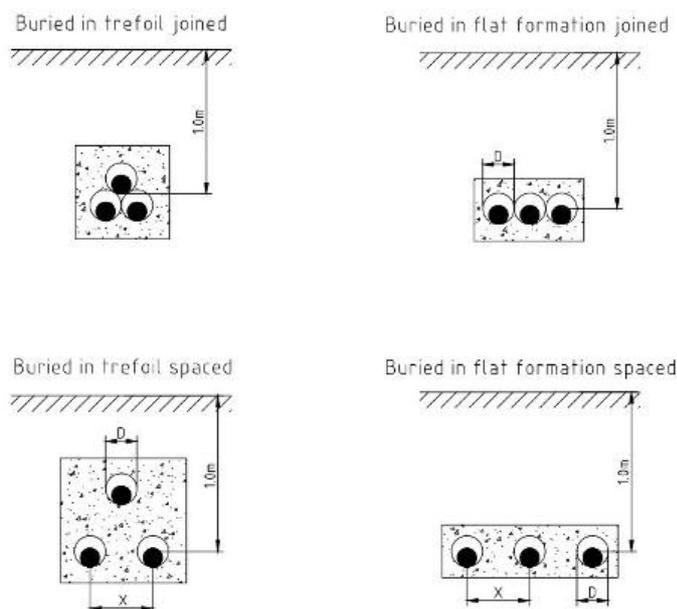
Si riporta di seguito un esempio grafico indicativo della composizione del cavo AT.



9 POSA E DISPOSIZIONE DEI CAVI

9.1 Posa dei cavi MT

I cavi MT saranno generalmente posati a trefolo direttamente interrati nel terreno oppure, qualora ricorresse la necessità di protezione meccanica supplementare, verranno inseriti in tubazione a doppio strato di tipo pesante di diametro minimo di 160 mm. In rare condizioni, i cavi potranno essere posati in piano. Ove possibile, al fine di migliorare le prestazioni termiche, i cavi verranno distanziati. La figura seguente esemplifica le modalità di posa descritte.



I cavi verranno posati con una protezione meccanica (lastra o tegolo) ed un nastro segnalatore ad una distanza non inferiore a 20 cm dalla protezione meccanica o dal cavidotto. Su terreni pubblici e su strade pubbliche la profondità di posa dovrà essere comunque non inferiore a 1,2 m previa autorizzazione della Provincia. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata.

Mantenendo valide le ipotesi di temperatura e resistività del terreno, i valori di portata indicati nel precedente paragrafo vanno moltiplicati per dei coefficienti di correzione che tengono conto della profondità di posa di progetto, del numero di cavi presenti in ciascuna trincea e della ciclicità di utilizzo dei cavi. Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi. Per i condotti e i cunicoli, essendo manufatti edili resistenti, non è richiesta una profondità minima di posa né una protezione meccanica supplementare. Lo stesso dicasi per i tubi di diametro 450 mm o 750 mm, mentre i tubi di diametro 250 mm devono essere posati almeno a 0,6 m con una protezione meccanica.

In questi casi si applicheranno i seguenti coefficienti:

- lunghezza ≤ 15 m: nessun coefficiente riduttivo,
- lunghezza ≥ 15 m: 0,8

Si installerà una tubazione che dovrà avere un diametro doppio di quello apparente dei cavi che ospita.

Nei tratti di percorrenza su strada pubblica asfaltata, i cavi verranno interrati in trincea scavata lungo il bordo della sede stradale, preferibilmente in corrugato (di diametro minimo 160 mm) a profondità tale che l'estradosso del corrugato si trovi ad almeno 1 m dalla superficie della sede stradale.

In tutti i casi verrà realizzato sul fondo della trincea un letto di terra vagliata o di sabbia.

In corrispondenza di sottopassi per il deflusso di acque superficiali, per la limitata profondità della canalizzazione, i cavi, in tubo corrugato, verranno confinati in un bauletto di calcestruzzo per tutta la lunghezza dell'interferenza.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra che sarà costituita da una treccia in acciaio nuda collegata in testa ed coda alle maglie di terradi cabine e sotto stazioni

Nello stesso scavo in cui saranno posati i cavi di potenza verrà posato pure tubazione corrugato di diametro minimo di 63 mm per il cavo di segnale per il collegamento in fibra ottica tra il generatore fotovoltaico e la stazione di utenza. Il percorso dei cavi è stato individuato in modo da minimizzare le interferenze con i terreni coltivati e le modalità di posa sopra indicate sono corrispondenti a quelle abitualmente adoperate per casi simili, anche da Gestori di reti elettriche.

I ripristini verranno eseguiti a regola d'arte secondo le prescrizioni imposte dall'Ente proprietario della strada.

10 CADUTE DI TENSIONE E PERDITE DI POTENZA

Le ipotesi di progetto portano come caduta di tensione massima ammissibile il 10% della tensione nominale mentre le perdite di potenza devono essere inferiori al 4%. Sulla base dei calcoli svolti e di seguito riportati, sono stati ottenuti e riportati nelle tabelle inserite nello schema a blocchi

I cavi, dalla cabina di raccolta alla stazione di utenza, saranno quasi per intero interrati lungo la viabilità pubblica locale, tranne un breve tratto, in uscita dalla cabina di raccolta, su terreno agricolo, e, in ingresso alla stazione di utenza, su strada sterrata.

11 PRODUZIONE ATTESA

Il quantitativo ideale di energia ottenibile dal generatore fotovoltaico è pari al prodotto tra la radiazione disponibile per unità di superficie, la superficie del generatore stesso ed il rendimento dei moduli η . Se si assume come efficienza operativa media annuale dell'impianto un realizzabile $\eta = 82,0 \%$ dell'efficienza nominale del generatore fotovoltaico, tenendo quindi conto delle varie perdite d'impianto, si ottiene per il primo anno una produzione di energia attesa di circa 95448 MWh, pari a circa 1.832 kWh/kWp (fonte PV GIS).

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali.

Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,65 kg di CO₂: ogni kWh prodotto dal sistema FV evita

l'emissione di questa quota di anidride carbonica. Il calcolo delle emissioni di CO₂ evitate durante il primo anno di vita dell'impianto è pari a circa 48.730 ton CO₂/anno.

12 GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

L'area dell'impianto sarà accessibile solo a personale autorizzato ed a tale scopo essa sarà delimitata da una recinzione. Adeguate misure di sorveglianza garantiranno la sicurezza dell'impianto. L'accessibilità ai locali tecnici ed ai sottocampi sarà garantita dalla viabilità di servizio, realizzata con fondo di ghiaia di colore preferibilmente chiaro per aumentare la riflessione delle superfici circostanti i moduli (vedi Planimetria generale).

Tutte le apparecchiature saranno controllate con sistemi automatici e di supervisione a distanza. Personale opportunamente formato, sarà incaricato di supervisionare ed effettuare tutti i controlli e le attività di manutenzione dietro un preciso programma manutentivo che verrà raccolto in un capitolato tecnico in sede di consegna dei lavori. Per permettere la viabilità e l'esecuzione degli interventi in sicurezza, è prevista l'installazione di sotto servizi descritti nei seguenti paragrafi.

12.1 Illuminazione esterna

L'illuminazione esterna delle aree di viabilità delle stazioni di utenza e di rete sarà realizzata con armature di tipo stradale con lampade a led posizionate sul perimetro della cabina. Il dimensionamento dell'impianto sarà oggetto di specifica in sede esecutiva.

Verrà disposto lungo il perimetro dell'impianto e nelle aree in corrispondenza dei locali tecnici un sistema di illuminazione esterna normalmente spento ed in grado di attivarsi su comando locale o su input del sistema di sorveglianza collegato al sistema di controllo.

Parte delle armature saranno attivate da un relè crepuscolare, mentre tutte potranno essere accese manualmente, in caso di necessità. Le lampade saranno installate su pali aventi altezza fuori terra di 7,5 m, secondo uno schema tale da fornire una adeguata illuminazione sia all'area sottesa dal reparto alta tensione e sia alle vie di accesso. I corpi illuminanti verranno scelti in modo da prevedere un illuminamento medio nelle aree di transito secondo quanto previsto dalle norme UNI 10819, UNI 11248 e la UNI 13201-2, al fine di garantire delle buone prestazioni nel rispetto dei requisiti per il contenimento dell'inquinamento luminoso.

Il sistema di illuminazione esterna sarà normalmente spento ed in grado di attivarsi su comando locale o su input del sistema di sorveglianza.

12.2 sistema di monitoraggio e supervisione

È previsto un sistema di monitoraggio e supervisione dell'impianto fotovoltaico basato su uno o più elaboratori in connessi tramite rete ethernet o in fibra ottica. Il sistema si connette ai dispositivi in campo (inverter e quadri

di parallelo stringhe) tramite data logger con funzionalità di gateway che forniscono l'accesso a questi dispositivi mediante connessione dedicata.

Il sistema permette di controllare l'operatività dell'impianto fotovoltaico fornendo lo stato delle operazioni di impianto, la visualizzazione di informazioni riguardanti i sensori meteorologici, il funzionamento delle stringhe, la produzione di energia teorica e reale, la memorizzazione locale dei dati di impianto, i trend grafici dell'energia prodotta, la gestione allarmi e protezioni e la diagnostica di impianto.

Il sistema sarà collegato anche ai comparti di cabina lato MT per controllare l'inserzione controllata dei trasformatori.

12.3 Impianto di antintrusione e videosorveglianza

Per la sicurezza dell'impianto è previsto un sistema di controllo secondo norma 79-3 inquadrato come stabilimento industriale con livello 2 di protezione.

La sorveglianza avverrà due modi complementari:

- Sistema anti intrusione ed effrazione (solo nei locali chiusi)
- Sistema di videosorveglianza con possibilità di registrazione e visione remota

Il sistema anti intrusione prevederà le seguenti contromisure

- Cavo microfonico installato sulla recinzione, che permette di identificare immediatamente un'intrusione attraverso la barriera fisica perimetrale, sia per scavalco, che per sollevamento, rimozione o danneggiamento della recinzione.
- Sensori magnetici di classe II su tutti gli accessi ai locali tecnici
- Sensori volumetrici nei locali contenenti le apparecchiature sensibili
- Sensori a barriera o a tenda opportunamente tarato per l'eventuale presenza di fauna selvatica ed ove non sia possibile prevedere altro tipo di protezione

In caso di identificata intrusione, vengono attivate l'illuminazione perimetrale nell'area violata per una facile identificazione degli intrusi e tutta una serie di segnalazioni via rete dati al sistema di supervisione.

In ridondanza al sistema di comunicazione dati, le centraline ed i moduli periferici saranno dotati di moduli GSM/GPRE per effettuare chiamate e segnalazioni (Es. SMS) su numeri telefonici precedentemente impostati;

Il sistema di videosorveglianza a telecamere, complementare al sistema anti intrusione, composto da telecamere, illuminatori ad infrarossi e centrale di registrazione distribuita, sarà in grado di registrare 24h/24h le zone di pertinenza d'impianto con 2 tipologie di inquadrature:

- Inquadratura WIDE di tipo globale e perimetrale sino ad una distanza di 1 m dalla recinzione nei limiti della normativa sulla privacy
- Inquadratura locale o di dettaglio, nelle zone sensibili (es accessi) o nei locali tecnici.

Alcune telecamere saranno ad attivazione controllata tipicamente di 2 tipologie

- Ad attivazione su movimento meccanico che reagisce ad uno stimolo meccanico diretto,
- Ad attivazione su movimento con monitoraggio ad infrarossi (motion detection), tipicamente usato nelle zone sensibili o considerate cruciali in caso di effrazione.

13 OPERE E TEMPISTICA PER LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

Le opere connesse alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono:

- allestimento del cantiere;
- realizzazione delle opere di recinzione;
- realizzazione della viabilità interna;
- sistemazione del terreno per i locali tecnici;
- realizzazione delle fondazioni dei locali tecnici;
- montaggio dei locali inverter e trasformatore bt/MT;
- realizzazione delle strutture di fissaggio al terreno;
- posa in opera delle strutture di sostegno;
- formazione delle trincee per rete di terra e cavidotti;
- posa in opera dei cavi interrati;
- montaggio dei moduli fotovoltaici;
- posa in opera dei cavi e dei canali non interrati;
- realizzazione dei servizi ausiliari;
- opere di completamento e rifinitura (sistemazione a verde, ecc.);
- opere di connessione alla rete in AT:
- scavo delle trincee per cavidotti MT;
- posa in opera dei cavidotti, realizzazione delle giunzioni tra tratte, rinterrati;
- sistemazione del terreno e realizzazione dell'area delle stazioni di utenza e di rete;
- realizzazione della stazione di utenza (posa in opera della cabina, del quadro MT e del trasformatore MT/AT, installazione delle apparecchiature per la connessione con la stazione di rete);
- realizzazione della stazione di rete (posa in opera del locale Terna, realizzazione degli stalli, posa in opera dei portali di ingresso dei conduttori in entra esce);
- posa in opera del traliccio AT su cui realizzare l'entra esce della linea a 150 kV esistente;
- terminazioni e giunzioni alla linea AT esistente e alla nuova stazione di rete;
- collaudo delle apparecchiature e messa in esercizio.

Il tempo necessario per la realizzazione e collaudo dell'intervento è stimato in circa 12 mesi a partire dalla data d'inizio dei lavori, comprensivi dei tempi necessari per le verifiche preliminari, per la progettazione esecutiva e relativa validazione e dei tempi richiesti dal Gestore di rete per le varie attività collegate all'impianto di rete ed alla connessione.

14 **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-20 e varianti: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici -Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente; -CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici -Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici -Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) -Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: 4;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP); CEI EN 60099-1-2: Scaricatori per sovratensioni;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V; CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici; CEI 64-57 Impianti di piccola produzione distribuita;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

Inoltre:

- conformità alla marcatura CE per i moduli fotovoltaici e per il convertitore c.c. / c.a.; UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici.
- norme CEI 110-31,28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal convertitore c.c. / c.a.; norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- D.Lgs. 81/08 per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro; il DM 37/08, per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, conformi alle seguenti normative e leggi: norma CEI 0-16 per il collegamento alla rete pubblica;

- delibere dell'AEEG applicabili;
- Guide tecniche specifiche emanate da ENEL e TERNA per la connessione alla rete di trasmissione in AT.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.