

PROPONENTE:

AMBRA SOLARE 5 S.R.L.

ROMA (RM) VIA VENTI SETTEMBRE 1 CAP 00187 ambrasolare5srl@legalmail.it

REGIONE MOLISE PROVINCIA DI CAMPOBASSO

COMUNE DI URURI (CB)- SAN MARTINO IN PENSILIS (CB)- ROTELLO (CB)

**Oggetto: PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO
CON POTENZA DI PICCO PARI A 61.8 MWp e POTENZA DI IMMISSIONE
PARI A 50 MW, UBICATO NEI COMUNI DI URURI (CB), SAN MARTINO IN
PENSILIS (CB) E OPERE CONNESSE RICADENTI NEL COMUNE DI
ROTELLO (CB)**

ELABORATO: RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA OPERE ELETTRICHE

PROGETTAZIONE: I-PROJECT S.R.L.

ELABORATO: E-1	Elaborato da: Ing. Andrea Dovidio	Approvato da: Arch. Antonio Manco 
SCALA:	Verificato da: Ing. Andrea Dovidio	
DATA: Maggio 2022		

Prot. int. n°: 0101	Rev.: 1	Mod.: 0
Pratica: Ururi	Archivio File:	

SPAZIO RISERVATO ALL'ENTE PUBBLICO



Consulenza, Progettazione e Sviluppo Impianti ad Energia Rinnovabile

Sede Legale: Via Del Vecchio Politecnico, 9 - 20121 Milano (MI) - P.IVA 11092870960-PEC: i-project@legalmail.it

Sede Operativa: Via Bisceglie n° 17 - 84044 Albanella (SA) - mail: a.manco@iprojectsrl.com - Cell: 3384117245

INDICE

1	PREMESSA	3
2	NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	5
3	TERMINOLOGIA	8
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	10
5	SCELTE PROGETTUALI.....	12
5.1	MATERIALI	12
6	IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	14
6.1	Impianto Base	14
6.2	Dimensionamento dell'Impianto Fotovoltaico	14
6.3	Moduli Fotovoltaici	19
6.4	Inverter	19
6.5	Trasformatore MT/bt	20
6.6	Quadri Media Tensione	20
6.7	Collegamenti Elettrici	20
7	STAZIONE UTENTE/TRASFORMAZIONE 30/150 kV	22
7.1	Consistenza della Sezione in Alta Tensione a 150 kV	23
7.2	Consistenza della Sezione in Media Tensione a 30 kV	23
7.3	Sistema di Protezione, Monitoraggio, Comando e Controllo	23
7.4	Servizi Ausiliari in c.a. e c.c.	24
7.5	Trasformatore	24
7.6	Collegamento alla Stazione RTN	25
8	CAVIDOTTO MT.....	26

8.1	Descrizione delle Condizioni di Posa e di Installazione	27
8.2	Caratteristiche delle Linee	28
8.2.1	Tipologie di cavi	28
8.2.2	Giunti di media tensione	29
8.2.3	Terminali	29
9	DIMENSIONAMENTO PROTEZIONI DI CAMPO.....	31
10	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	32
10.1	Impianto Fotovoltaico	32
11	SISTEMA DI ALLACCIAMENTO ALLA RETE AT E RELATIVE PROTEZIONI	33
12	SISTEMA DI MISURA.....	34
13	VERIFICHE DI COLLAUDO	35
13.1	Produttività Energetica dell'impianto	36

1 PREMESSA

Lo scopo della presente relazione è quello di descrivere l'impianto fotovoltaico di potenza pari a 61,8 MW (potenza disponibile con l'attuale tecnologia disponibile sul mercato), destinata ad operare in parallelo alla rete elettrica di Terna.

Tale impianto sarà realizzato nei comuni di Ururi e San Martino in Pensilis (CB).

Le aree individuate per l'installazione dell'impianto fotovoltaico sono in totale 6 e verranno di seguito indicate convenzionalmente con un numero progressivo da 1 a 6 e sono così suddivise nei seguenti comuni:

Ururi (CB): vi ricadono parte dell'Area 1, l'Area 2 e l'Area 3;

San Martino in Pensilis (CB): vi ricadono parte dell'Area 1, l'Area 4, l'Area 5 e l'Area 6.

Nel Comune di Rotello (CB) ricade parte del cavidotto fino alla Sottostazione Elettrica (SSE) di connessione "Rotello".

Le strutture di sostegno (tracker) saranno realizzate in profili metallici (in alluminio o acciaio zincato) e fissate al terreno. L'impianto descritto nelle pagine seguenti si configura come impianto ex-novo e pertanto verranno realizzate anche le opportune opere per la connessione.

L'impianto in oggetto sfrutta la tecnologia fotovoltaica che consente di ottenere energia elettrica convertendo, in maniera pulita e rinnovabile, la radiazione solare incidente sui moduli fotovoltaici. Tecnologia su cui oggi è posta sempre più attenzione. Infatti nel Piano Energetico Nazionale (SEN 2017), l'Italia si pone l'ambizioso obiettivo di incrementare in maniera significativa la produzione di energia da fonte rinnovabile, tra cui il fotovoltaico gioca un ruolo chiave. Lo scopo di un tale intento energetico è duplice, da un lato permetterebbe di affrancarsi da una situazione di dipendenza per la produzione di energia elettrica legata all'importazioni delle fonti fossili, dall'altra avrebbe enormi vantaggi ambientali andando a ridurre le emissioni di gas serra.

In generale l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

la produzione di energia senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;

il risparmio di combustibile fossile;

nessun inquinamento acustico;

soluzioni di progettazione compatibili con le esigenze di tutela ambientale (es. impatto visivo);

la possibilità di ottenere profitto da terreni non usati a scopi agricoli.

L'impianto sarà costituito dai seguenti componenti principali:

Campo fotovoltaico

Quadro di campo

Quadro bt di parallelo

Inverter

Trasformatore MT/bt

Quadri di Media tensione

Strutture di supporto moduli

2 NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

Il sistema è stato realizzato secondo la regola dell'arte in accordo con la normativa vigente, ed in particolare:

- CEI 0-16: Regola tecnica per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua;
- CEI 11-20: 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: Definizioni;

- 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;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;
- 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;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- D. Lgs. 81/08 e successive modificazioni, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;

- D.M. 37/08 Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quaterdecies comma 13 lett. a della legge n°248 del 02\12\2005 recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- Norme UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici
- Decreto 19 Febbraio 2007, per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
- Delibera AEEG n. 188/05, per le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.
- Delibera AEEG n. 40/06, per integrare la deliberazione n. 188/05.
- Delibera AEEG n. 88/07, Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera AEEG n. 89/07, Condizioni tecnico economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV.
- Delibera AEEG n. 90/07, Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 Febbraio 2007.
- Delibera AEEG n. 281/05 e s.m.i. Delibere AEEG n.28/06 e n.100/06, Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi.
- DK 5310, Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione da parte di ENEL Distribuzione del servizio di connessione alla rete elettrica con tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione ed. I Dic. 2008.
- Quanto altro previsto dalla vigente normativa di legge, ove applicabile.

3 TERMINOLOGIA

Cella fotovoltaica

Dispositivo semiconduttore che genera elettricità quando è esposto alla luce solare.

Modulo fotovoltaico

Assieme di celle fotovoltaiche elettricamente collegate e protette dagli agenti atmosferici, anteriormente mediante vetro e posteriormente con vetro e/o materiale plastico. Il bordo esterno è protetto da una cornice in alluminio anodizzato.

Pannello fotovoltaico

Un gruppo di moduli fissati su un supporto metallico.

Stringa fotovoltaica

Un gruppo di moduli elettricamente collegati in serie. La tensione di lavoro dell'impianto è quella determinata dal carico elettrico "equivalente" visto dai morsetti della stringa.

Campo fotovoltaico

Un insieme di stringhe collegate in parallelo e montate su strutture di supporto, generalmente realizzate con profilati in acciaio zincato.

Corrente di cortocircuito di un modulo o di una stringa

Corrente erogata in condizioni di cortocircuito, ad una particolare temperatura e radiazione solare.

Tensione a vuoto di un modulo o di una stringa

Tensione generata ai morsetti a circuito aperto, ad una particolare temperatura e radiazione solare.

Caratteristica corrente - tensione di un modulo o di una stringa

Corrente erogata ad una particolare temperatura e radiazione, tracciata quale funzione della tensione di uscita.

Potenza massima di un modulo o di una stringa

Potenza erogata, ad una particolare temperatura e radiazione, nel punto della caratteristica corrente - tensione dove il prodotto corrente - tensione ha il valore massimo.

Condizioni standard di funzionamento di un modulo o di una stringa

Un modulo opera alle "condizioni standard" quando la temperatura delle giunzioni delle celle è 25 °C, la radiazione solare è 1.000 W/m² e la distribuzione spettrale della radiazione è quella standard (AM 1,5).

Condizioni operative di funzionamento di un modulo o di una stringa

Un modulo lavora in "condizioni operative" quando la temperatura ambiente è di 20°C, la radiazione di 800 W/m² e la velocità del vento di 1 m/s.

Potenza di picco

Potenza erogata nel punto di potenza massima alle condizioni standard

Efficienza di conversione di un modulo

Rapporto tra la potenza massima del modulo ed il prodotto della sua superficie per la radiazione solare, espresso come percentuale.

Convertitore cc/ca (Inverter)

Convertitore statico in cui viene effettuata la conversione dell'energia elettrica da continua ad alternata, tramite un trasformatore e un ponte a semiconduttori, opportuni dispositivi di controllo, che permettono di ottimizzare il rendimento del campo fotovoltaico.

4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato nei comuni di Ururi e San Martino in Pensilis (CB) ed è diviso in 6 aree la cui estensione è di circa 96,61 ettari così suddivise:

Area 1: 50,48 ettari circa;

Area 2: 15,76 ettari circa;

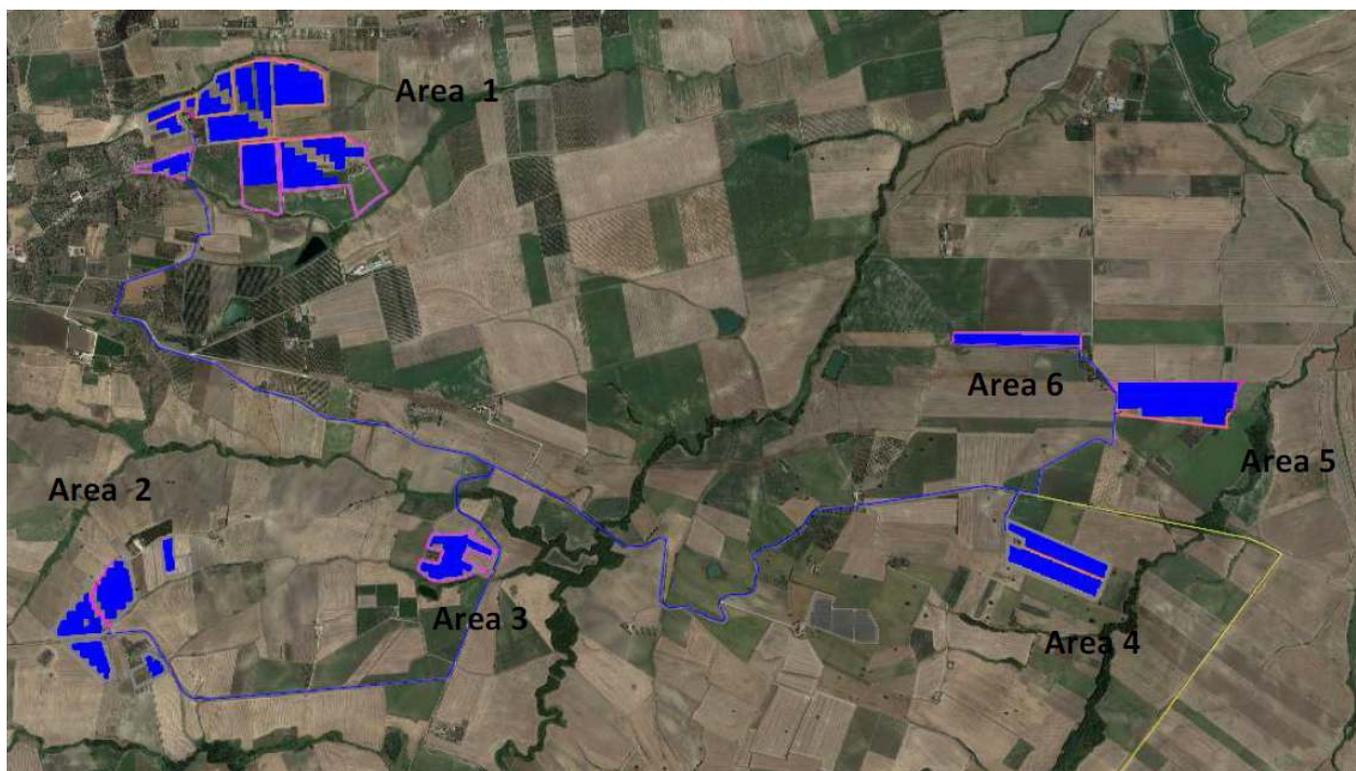
Area 3: 6,45 ettari circa;

Area 4: 6,09 ettari circa;

Area 5: 13,00 ettari circa;

Area 6: 4,83 circa

di cui si riporta di seguito una vista aerea



Sul terreno non sono presenti vincoli che impediscono la realizzazione dell'impianto. La zona circostante le varie Aree è occupata da campi agricoli e nelle vicinanze vi è la presenza di altri impianti fotovoltaici. Le aree interessate sono raggiungibili percorrendo i tratturi collegati alla strada provinciale 167 SP.

Il terreno non presenta vincoli paesaggistici, si è comunque progettato l'impianto in modo da ridurre il più possibile l'impatto visivo, utilizzando strutture di sostegno a bassa visibilità ed idonea fascia di piantumazione perimetrale.

Le 6 aree interessate all'installazione dei pannelli fotovoltaici presentano una morfologia collinare con pendenze ridotte e i terreni sono prevalentemente coltivati a seminativo non irriguo.

5 SCELTE PROGETTUALI

Ai fini di un corretto funzionamento di un impianto fotovoltaico e dell'ottimizzazione dei rendimenti, la fase progettuale gioca un ruolo fondamentale. Infatti, scegliere in maniera corretta la struttura dell'impianto e le caratteristiche dei suoi componenti è determinante per ottimizzare la produzione di energia, limitando i fuori servizi, e aumentare, di conseguenza, la redditività dell'investimento.

Quindi i punti fondamentali sui quali focalizzare l'attenzione in questa fase di progetto sono:

- Scelta dei componenti: individuare apparecchiature idonee alle esigenze dell'impianto che si va a progettare;
- Scelta della Struttura: ubicazione dell'impianto e opportuna suddivisione in sottocampi;
- Dimensionamento impianto: scelta delle taglie ottimali delle apparecchiature da utilizzare in modo da ottimizzare il rapporto qualità/prezzo.

5.1 MATERIALI

Sul mercato sono presenti ormai molteplici prodotti che in maniera più o meno affidabile possono essere utilizzati per la realizzazione di un impianto fotovoltaico.

Fra le tre tipologie disponibili ad oggi sul mercato di pannelli in silicio (monocristallino, policristallino, amorfo) si è scelto il silicio monocristallino, in quanto presenta efficienze più alte a parità di superficie occupata.

Per gli inverter si è scelto di optare per un sistema di inverter centralizzati che presentano le seguenti caratteristiche:

- Tecnologia a IGBT autoregolato con modulazione in ampiezza d'impulso (PWM);
- Data logger con Mini Webserver;

Il numero e la taglia degli inverter saranno definiti al momento della progettazione esecutiva dell'impianto in base alle effettive disponibilità del mercato che è in continua e rapida evoluzione.

Per quanto riguarda le strutture di sostegno dei moduli si è scelto di utilizzare tecnologie ad inseguimento monoassiale che permettono di aumentare significativamente la redditività degli impianti. L' inseguitore solare est-ovest ha l'obiettivo di massimizzare l'efficienza energetica e i costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo è stato raggiunto con un singolo prodotto che unisce i vantaggi di una soluzione ad inseguimento solare con semplicità di installazione e manutenzione. Il tracker orizzontale monoassiale, che utilizza dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud ruotando rispetto alla posizione orizzontale di 55°/60° a seconda del produttore.

Si sottolinea che essendo molto dinamico il mercato e la tecnologia dei tracker, così come accade per gli altri componenti principali (moduli e inverter) il fornitore e le dimensioni del tracker potrebbero variare in fase di progettazione esecutiva.

6 IMPIANTO FOTOVOLTAICO

6.1 Impianto Base

Tenuto conto della superficie disponibile e della tecnologia ad oggi disponibile sul mercato, si stima una potenza installabile di circa 61,8 MW_p. Questa è tuttavia una potenza indicativa, ottenibile con la tecnologia ad oggi disponibile, tecnologia in continua e rapida evoluzione.

I moduli saranno organizzati in stringhe al fine di ottimizzare sia la disposizione dei moduli, sia la struttura metallica di sostegno degli stessi. A gruppi le stringhe convoglieranno in quadri di parallelo stringhe (string box). Le uscite delle string box dislocate sul campo saranno poi canalizzate negli inverter di cabina.

Data l'estensione dell'impianto, le cabine di campo saranno in tutto 14 dislocate nelle 6 aree in cui è diviso l'impianto. In ogni cabina saranno un trasformatore in resina MT/bt 0,8/30 kV di potenza 6.000 kVA. A valle del trasformatore sarà installato un Quadro MT con relè di protezione elettronico con protezioni implementate 50, 51 e 51N dal quale partirà la linea MT che si atterrerà nella cabina di campo successiva. In ogni area le 3 cabine sono collegate tra loro ad anello in una cabina di smistamento da cui partirà per ogni area la linea MT che si atterrerà direttamente in sottostazione o nella cabina di smistamento successiva.

Per ulteriori dettagli e per una visione generale del sistema elettrico si rimanda allo schema unifilare generale.

6.2 Dimensionamento dell'Impianto Fotovoltaico

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito applicando il criterio della superficie disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

I moduli scelti sono in silicio monocristallino, hanno una potenza nominale di 655Wp. Per massimizzare la producibilità energetica è previsto l'utilizzo di tracker monoassiali del tipo 1-V da 32 moduli, con pitch pari a 10 m.

L'impianto sarà suddiviso in 6 aree a loro volta suddivise in sottocampi fotovoltaici, per ognuno dei quali è previsto l'utilizzo di una stazione di conversione e trasformazione dell'energia elettrica, raccolta con inverter di stringa distribuiti nel sottocampo. Per maggiori dettagli si rimanda allo schema elettrico unifilare.

Definito il layout di impianto (soluzione con inverter di stringa) il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- La massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- La massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- La minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- La massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{\max FV(\theta_{\min})} = N_s * U_{\max modulo(\theta_{\min})}$$

dove

N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa

$U_{\max modulo(\theta_{\min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\max modulo(\theta_{\min})} = U_{OC(25^{\circ}C)} - \beta * (25 - \theta_{\min})$$

dove

$U_{OC(25^{\circ}C)}$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore

β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{\max FV(\theta_{\min})} \leq U_{\max inverter}$$

essendo $U_{\max inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT \max FV(\theta_{\min})} = N_s * U_{MPPT \max \text{ modulo}(\theta_{\min})}$$

Dove:

N_s è il numero di moduli collegati in serie;

$U_{MPPT \max \text{ modulo}(\theta_{\min})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \max \text{ modulo}(\theta_{\min})} = U_{MPPT} - \beta * (25 - \theta_{\min})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT \max FV(\theta_{\min})} \leq U_{MPPT \max \text{ inverter}}$$

dove $U_{MPPT \max \text{ inverter}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a 1000 W/m^2 ,
- temperatura θ_{\max} pari a $70-80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT \min FV} = N_s * U_{MPPT \min modulo}$$

Dove:

N_s è il numero di moduli collegati in serie;

$U_{MPPT \min modulo}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \min modulo} = U_{MPPT \ modulo} - \beta * (25 - \theta_{max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \min modulo} \geq U_{MPPT \ min inverter}$$

essendo $U_{MPPT \ min inverter}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa \ MAX} = 1,25 * I_{sc}$$

Dove:

$I_{stringa \ MAX}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];

I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];

1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\max FV} = N_p * 1,25 * I_{sc} \leq I_{\max inverter}$$

Dove:

$I_{\max FV}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];

N_p è il numero di stringhe in parallelo;

$I_{\max inverter}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

6.3 Moduli Fotovoltaici

I moduli fotovoltaici previsti per tale impianto sono in silicio. Il modulo è costituito da celle collegate in serie, incapsulate tra un vetro temperato ad alta trasmittanza, e due strati di materiali polimerici (EVA) e di Tedlar, impermeabili agli agenti atmosferici e stabili alle radiazioni UV. La struttura del modulo fotovoltaico è completata da una cornice in alluminio anodizzato provvista di fori di fissaggio.

Ciascun modulo sarà dotato, sul retro, di n° 1 scatola di giunzione a tenuta stagna IP68 contenente 3 diodi di bypass e tutti i terminali elettrici ed i relativi contatti per la realizzazione dei cablaggi.

Le caratteristiche costruttive e funzionali dei pannelli dovranno essere rispondenti alle Normative CE, e i pannelli stessi sono qualificati secondo le specifiche IEC 61215 ed. 2, IEC 61730-1 e IEC 61730-2. Le specifiche tecniche e dimensionali dei singoli moduli dovranno essere documentate da attestati di prova conformi ai suddetti criteri.

6.4 Inverter

L'inverter previsto per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è del tipo di stringa e saranno installati in campo.

In fase di progettazione esecutiva dell'impianto, il numero e il tipo di inverter saranno definiti sulla base delle effettive disponibilità del mercato, che è in rapida e continua evoluzione.

6.5 Trasformatore MT/bt

Nelle cabine è installato 1 trasformatore bt/MT da 6000 kVA con rapporto di trasformazione 0,8/30 kV a singolo avvolgimento, che adatta la tensione di uscita del convertitore a quella della rete di connessione del sistema. Il trasformatore è isolato in resina installato in apposito spazio protetto ed areato nella stessa struttura prefabbrica che contiene il sistema di conversione.

Il trafo avrà le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale			kVA	6000
Tensione primaria			kV	30
Tensione secondaria tra le fasi, salvo altra scelta			kV	0,8 (a vuoto)
Vcc%			%	6

6.6 Quadri Media Tensione

Il quadro MT ha con corrente nominale fino a 630 A, corrente di cortocircuito fino a 25 kA x 1" e tensione nominale fino a 36 kV. I materiali utilizzati, uniti all'attenta costruzione e disposizione di tutti i singoli particolari fanno sì che oltre ad un perfetto funzionamento, venga garantita anche una giustificata sicurezza del personale comprovata poi dalle opportune e severe prove effettuate su campioni di quadro da enti preposti a tali scopi, in pieno accordo con le normative vigenti. (CEI - IEC - VDE).

6.7 Collegamenti Elettrici

Tutti i collegamenti elettrici sono realizzati per mezzo di cavi a doppio isolamento (conduttore in rame, isolante e guaina in PVC) con grado di isolamento adeguato.

Le stringhe di moduli saranno realizzate con cavi interposti fra le scatole di terminazione di ciascun modulo e staffati sulle strutture di sostegno. Il collegamento fra moduli e fra stringa ed inverter sarà realizzato con cavo a doppio isolamento.

I cavi saranno posati mediante cavidotti interrati a 60 cm dal piano campagna per quanto riguarda la bassa tensione. In fase di progettazione definitiva sarà valutata la possibilità di realizzare i cavidotti esterni e non interrati.

7 STAZIONE UTENTE/TRASFORMAZIONE 30/150 kV

L'impianto, come già detto nei paragrafi precedenti, sarà allacciato alla rete elettrica nazionale mediante collegamento in cavo interrato a 150 kV, condiviso in con altri operatori, su un nuovo stallo della Stazione Elettrica di Rotello. Il punto in cui l'impianto viene collegato alla rete elettrica viene definito normativamente "punto di connessione" ed è il punto in cui termina l'impianto dell'utente ed inizia l'impianto di rete. Nel caso in questione coincide con la stazione elettrica di utenza/trasformazione 30/150 kV. La stazione elettrica di utenza va quindi a formare anche l'interfaccia tra l'impianto di utenza e quello di rete.

La sottostazione di utenza, sarà realizzata in condominio con altri produttori, è collegata all'impianto fotovoltaico mediante un cavidotto interrato in MT e consente di innalzare la tensione da 30 kV a 150 kV per il successivo collegamento alla rete elettrica nazionale tramite il nuovo stallo nella SSE si Rotello.

Presso la stazione di utenza, verranno installati anche tutti i dispositivi di regolazione e controllo dell'energia immessa sulla rete e anche i sistemi di protezione degli impianti elettrici. L'intero impianto con le apparecchiature installate risponderanno al quanto stabilito dalle Norme CEI generali (11-1) e specifiche.

7.1 Consistenza della Sezione in Alta Tensione a 150 kV

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da uno stallo di trasformazione e partenza linea in cavo, con apparati di misura e protezione (TV e TA).

Lo stallo trasformatore è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

7.2 Consistenza della Sezione in Media Tensione a 30 kV

La sezione in media tensione è composta dal quadro MT a 30 kV, che prevede:

- Montanti arrivo linea da impianto fotovoltaico
- Montante partenza trasformatore
- Montanti alimentazione trasformatore ausiliari

7.3 Sistema di Protezione, Monitoraggio, Comando e Controllo

La stazione può essere controllata da: un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nell'edificio di stazione ed interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, alla restituzione dell'oscillografia e alla registrazione cronologica degli eventi.

Dalla sala quadri centralizzata è possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.

7.4 Servizi Ausiliari in c.a. e c.c.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.a. è costituito da:

- Quadro MT
- Trasformatori MT/BT
- Quadro BT centralizzato di distribuzione (costituito da due semiquadri)

I servizi ausiliari in c.c. a 110 V sono alimentati da due raddrizzatori carica-batteria in tampone con una batteria prevista per un'autonomia di 4 ore. Ciascuno dei due raddrizzatori è in grado di alimentare i carichi di tutto l'impianto e contemporaneamente di fornire la corrente di carica della batteria; in caso di anomalia su un raddrizzatore i carichi vengono commutati automaticamente sull'altro. Il sistema dei servizi ausiliari in c.c. è costituito da: batteria, raddrizzatori, quadro di distribuzione centralizzato e quadri di distribuzione nei chioschi (comuni per c.a. e c.c.).

7.5 Trasformatore

I trasformatori trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 150 kV e secondaria 30 kV, sono costruiti secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria i trasformatori sono corredati di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.

Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nei trasformatori per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/ circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria). Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrappressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

7.6 Collegamento alla Stazione RTN

Il collegamento alla stazione RTN da realizzarsi sulla SE di nuova realizzazione permetterà di convogliare l'energia prodotta dal parco fotovoltaico alla rete ad alta tensione. A tal fine, l'energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall'impianto fotovoltaico sarà inviata allo stallo di trasformazione della stazione di Utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, alle sbarre della sezione 150 kV (condivisa con altri produttori) della stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d'Utenza e i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete.

8 CAVIDOTTO MT

Il parco fotovoltaico, attraverso un cavidotto interrato costituito da 3 linee in media tensione 18/30kV ARE4H5EX verrà connesso con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT, dove verrà innalzato il livello di tensione a 150kV per il successivo collegamento alla Stazione della RTN tramite un elettrodotto in alta tensione a 150 kV.

Il tracciato della linea è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;

Inoltre, per quanto riguarda l'esposizione ai campi magnetici, in linea con il dettato dell'art. 4 del DPCM 08-07-2003 di cui alla Legge. n° 36 del 22/02/2001, nello studio del tracciato si è tenuto conto dell'obiettivo di qualità di 3 μ T.

L'elettrodotto di media tensione in cavo interrato a 30 kV consentirà di collegare le cabine di impianto per la produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile progettato, con il sistema in media tensione della Stazione Elettrica di Utenza MT/AT.

La linea si svilupperà secondo il tracciato riportato nella seguente figura:

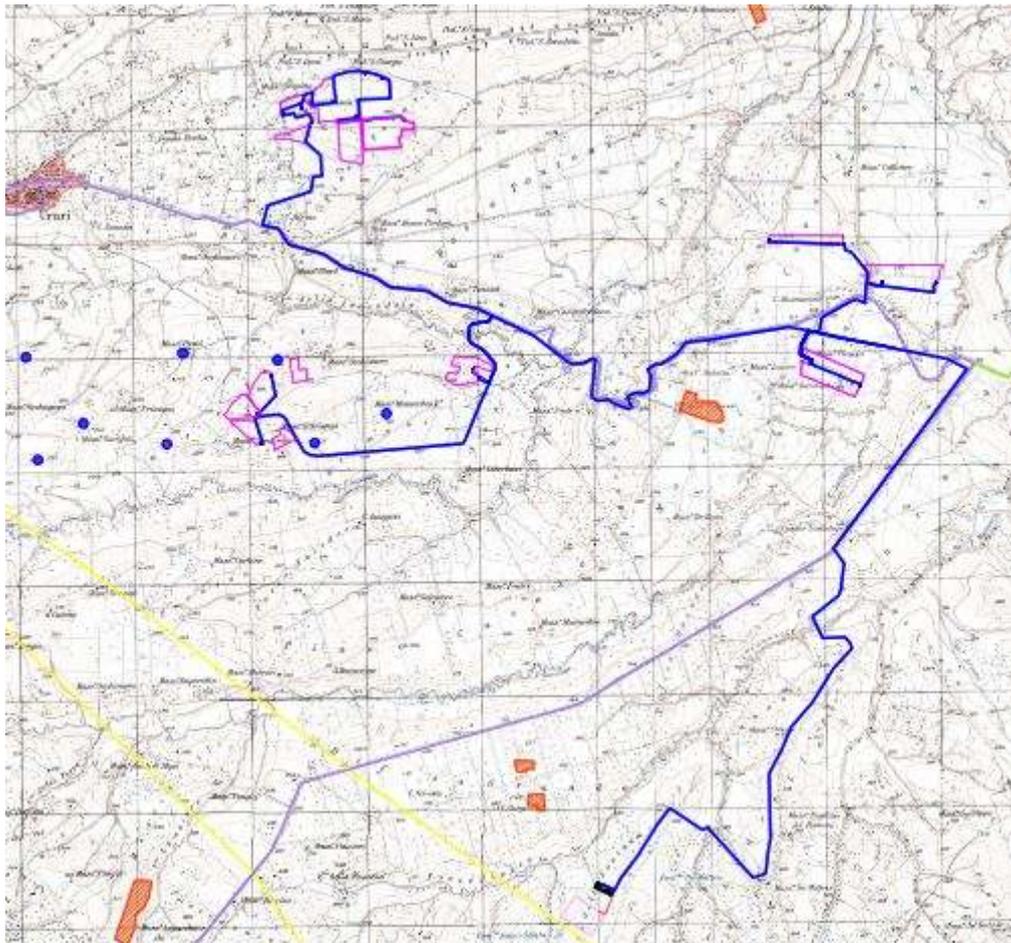


Figura 1 – Percorso cavidotto 30 kV

8.1 Descrizione delle Condizioni di Posa e di Installazione

Le linee elettriche di media tensione, oggetto della presente relazione tecnica, saranno realizzate in cavo interrato ad una profondità di posa non inferiore a 1,2 m. Si svilupperanno all'interno di una trincea di scavo larga circa 1,0 m e profonda 1,2 m, secondo il percorso indicato nelle tavole di progetto.

I cavi saranno posati direttamente nel terreno (posa diretta), previa realizzazione di un sottofondo di posa con terreno vagliato e/o sabbia, al fine di ridurre eventuali asperità che

potrebbero danneggiare gli stessi. All'interno della trincea di scavo sarà prevista la posa di un tritubo e la posa di un nastro di segnalazione con la dicitura cavi elettrici a circa 30÷50 cm al di sopra dei cavi.

La realizzazione dei cavidotti MT sarà effettuata tenendo conto della presenza degli eventuali altri servizi interrati lungo il tracciato (sistema idrico, rete di distribuzione del metano, reti TLC etc.). In fase esecutiva, il Soggetto Richiedente prenderà accordi con gli Esercenti di tali servizi al fine di assicurare il rispetto delle prescrizioni della norma CEI 11-17 e del DM 24.11.1984.

La posa dei cavi avverrà per lo più su "strada pubblica" limitando al minimo necessario la posa su "terreni privati", interessati esclusivamente per servitù.

8.2 Caratteristiche delle Linee

La linea elettrica in oggetto è stata dimensionata in funzione della potenza da trasmettere, assumendo condizioni di posa di seguito indicate:

- Profondità di posa pari a 1,2 m;
- Resistività termica del terreno pari a 1° C m/W;
- Temperatura di posa pari a 20°C;

Il dimensionamento è stato eseguito applicando il criterio termico, tenendo conto della potenza da trasmettere, e la sezione scelta è stata verificata con il criterio della l'energia specifica passante (K^2S^2) tollerabile dal conduttore.

8.2.1 Tipologie di cavi

Le tipologie di cavi scelti per la realizzazione delle linee di media tensione oggetto di progettazione sono di seguito riportate.

- Tipologia di cavi: unipolari;
- Sigla del cavo: ARE4H5EX;

- $U_0/U/U_{max}$: 18/30/36kV;
- **Linea 1**
 - Formazione: 3x(1x400) mm²;
 - Lunghezza: 17 km
- **Linea 2**
 - Formazione: 3x(1x400) mm²;
 - Lunghezza: 14 km
- **Linea 3**
 - Formazione: 3x(1x400) mm²;
 - Lunghezza: 9,3 km

8.2.2 Giunti di media tensione

Lungo lo sviluppo della linea, in media ogni 400/500 m, è prevista la realizzazione di giunti dielettrici di media tensione, di collegamento tra le varie pezzature di cavo.

Essi saranno costituiti da materiali simili o comunque compatibili con quelli del cavo stesso su cui saranno installati, e provvederanno:

- alla connessione dei conduttori di due pezzature di cavo mediante manicotti metallici chiamati connettori;
- all'isolamento del conduttore ed al ripristino dei vari elementi di cavo;
- al mantenimento della continuità elettrica tra eventuali schermi metallici dei cavi;

8.2.3 Terminali

I terminali, che costituiranno le estremità del cavo, provvederanno:

- alla connessione dei conduttori con le apparecchiature;
- al controllo del campo elettrico;
- alla sigillatura del cavo contro l'eventuale penetrazione di acqua o umidità.

Nello specifico, in questa fase della progettazione, è previsto l'utilizzo di terminali di tipo autorestringente, i quali vengono utilizzati per la connessione dei cavi ad apparecchiature con passanti dedicati sia all'interno che all'esterno

9 DIMENSIONAMENTO PROTEZIONI DI CAMPO

Il dispositivo di protezione delle condutture è scelto secondo le norme, quando soddisfa entrambe le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

Queste condizioni non sono indipendenti tra loro, ma legate dal rapporto I_N/I_F variabile con il dispositivo di protezione. Le condizioni per assicurare la protezione contro il sovraccarico sono diverse, secondo che il circuito sia protetto da un interruttore automatico o da un fusibile.

Nel nostro caso tutti i cavi di campo saranno protetti da fusibili e pertanto bisognerà verificare che:

$$I_N < \frac{1,45}{1,6} I_z = 0,9 I_z$$

Per i cavi di stringa saranno utilizzati conduttori $1 \times 4 \text{ mm}^2$ che, da catalogo, hanno una portata di 55 A a 60 °C. Considerando un fattore di riduzione dovuto alla posa di 0,8 avremo una portata di 44 A. Considerando la corrente di c.c. di una stringa e che un corto circuito su una stringa è alimentato sia dalla stringa affetta da guasto che dalle stringhe afferenti lo stesso inverter, viene scelto un fusibile che ha una corrente nominale di 15 A che risulta opportunamente lontana dalla I_b (corrente d'impiego del sistema).

10 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti secondo le prescrizioni della norma CEI 11-20 va effettuata come prescritto dalla norma CEI 64.8.

Avendo la separazione galvanica tra l'impianto fotovoltaico e la rete grazie al trasformatore, i due sistemi possono essere gestiti in maniera separata. Il sistema impianto sarà del tipo IT mentre il sistema alimentazione non subirà modifiche rispetto allo stato attuale.

10.1 Impianto Fotovoltaico

Vista la presenza della separazione galvanica grazie al trasformatore, il campo PV sarà gestito come un sistema IT. Infatti non è consigliabile gestirlo come sistema TT o TN in quanto non è possibile adottare lo schema di protezione contro i contatti indiretti per interruzione dell'alimentazione perché le correnti di guasto, come visto precedentemente, sono limitate e quindi non sufficienti a garantire l'intervento delle protezioni. Si ricorda che i criteri di protezione dei sistemi TT e TN sono basati sul concetto di rendere più elevate possibili le correnti di guasto per far intervenire in tempi brevi le protezioni che interrompono il circuito.

Per la protezione contro i contatti indiretti la norma CEI 64-8 prevede l'utilizzo di un controllo dell'isolamento che in questo caso è integrato nelle protezioni previste dagli inverter.

Nel sistema oggetto della presente relazione saranno comunque utilizzati tutti componenti di classe II, il che rende improbabile un guasto verso terra.

11 SISTEMA DI ALLACCIAMENTO ALLA RETE AT E RELATIVE PROTEZIONI

L'impianto di produzione di energia elettrica da fotovoltaico, oggetto della presente relazione, produrrà energia che sarà totalmente ceduta alla rete elettrica di distribuzione.

L'impianto non potrà mai funzionare in isola e non sono previsti carichi privilegiati alimentati dall'impianto. Pertanto se si manifestano fuori servizio della rete ENEL interverranno le protezioni dell'impianto isolandolo dal sistema AT.

12 SISTEMA DI MISURA

Il nuovo impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà collegato alla rete elettrica tramite una sottostazione sita nel comune di Rotello (CB) a 150 kV.

La misura dell'energia prodotta e immessa in rete dall'impianto sarà effettuata mediante un contatore posto nella sottostazione utente. Tale sistema sarà realizzato con l'utilizzo dei seguenti componenti:

- Contatore di energia avente le seguenti caratteristiche:
 - Classe di precisione: 0,2 per energia attiva, 1 per energia reattiva
 - $I_n = 5 \text{ A}$
 - $V_n = 3 \times 57,7/100 - 3 \times 230/415 \text{ V}$ (Large Voltage Range)
 - $F_n = 50 \text{ Hz}$
 - Display LCD con contenuti parametrizzabili
 - Interfaccia per la lettura locale del contatore e la sua parametrizzazione in accordo con la norma CEI EN 62056-21;
 - I dati memorizzati sono conservati in memorie non volatili
 - Coprimorsetti e calotta sigillabili;
 - Interfaccia comunicazione RS232/RS485 ethernet;
 - Memorizzazione delle curve di carico;
 - Marchio e certificazione MID;
- N° 3 TA di misura cl. 0,2;
- N° 3 TV di misura cl. 0,2;
- Morsettiere di controllo per contatori trifase.

Ogni componente sarà munito di certificato di taratura rilasciato da ente autorizzato e riconosciuto dall' Agenzia delle Dogane.

13 VERIFICHE DI COLLAUDO

L' impianto fotovoltaico e relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche richiamate di settore. Le verifiche di collaudo e le prove di collaudo dell'impianto saranno in parte effettuate durante l'esecuzione dei lavori, in parte appena ultimato l'impianto. La verifica tecnico-funzionale dell'impianto consiste nell'effettuare i controlli elencati nella tabella seguente:

	Controllo
Disposizione componenti	Disposizione componenti come riportate nel progetto esecutivo
Strutture di sostegno	Serraggio delle connessioni bullonate integrità della geometria Stato della zincatura sui profili in acciaio
Generatore fotovoltaico	Integrità della superficie captante dei moduli Controllo di un campione di cassette di terminazione Uniformità di tensioni, correnti e resistenza di isolamento delle stringhe fotovoltaiche Efficacia dei diodi di blocco
Prova di sfilamento dei cablaggi in ingresso ed in uscita Quadro/i elettrici	Integrità dell'armadio
Rete di terra	Continuità dell'impianto di terra Verifica, attraverso la battitura dei cavi, la correttezza della polarità e marcatura secondo gli schemi elettrici di progetto
Prove funzionali	Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza e nelle varie modalità previste dal convertitore c.c/c.a.
Prove di prestazione elettrica del Sistema	Prestazione in corrente continua

Le verifiche di cui sopra saranno eseguite da un tecnico abilitato. Con questi controlli si garantisce che il rendimento della sezione in continua sia maggiore dell'85%, quello della sezione di conversione sia maggiore del 90%, come meglio descritto al paragrafo seguente.

13.1 Produttività Energetica dell'impianto

Come riportato nell'allegato 1 del Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 tutti i componenti dell'impianto, oltre ad essere provati e verificati in laboratori accreditati in conformità alle norme UNI CEI EN ISO/IEC 17025, devono osservare le seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 P_{nom} \frac{I}{I_{stc}}$$
$$P_{ca} > 0,9 P_{cc}$$

(quest'ultima condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata).

Dove:

P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$

P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico

I = Irraggiamento in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$

I_{stc} = $1.000 W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard

P_{ca} = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$