



COMUNE DI BRINDISI



REGIONE PUGLIA



AREA METROPOLITANA
BRINDISI

PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO
AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWP
CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN
AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ C.DA LA MACCHIA

ELABORATO:

RELAZIONE IMPIANTI

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

Livello Prog.	Codice Rintracciabilità	Tipo Doc.	Sez. Elaborato	N° Foglio	Tot. Fogli	N° Elaborato	DATA	SCALA
PD	201900310	RT	07	1	41	07.02_R.I.	06/2021	-:-

REVISIONI

REV	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	[...]	[...]	IVC	N/A	N/A

PROGETTAZIONE



MAYA ENGINEERING SRLS

C.F./P.IVA 08365980724

Dott. Ing. Vito Calio

Amministratore Unico

4, Via San Girolamo

70017 Putignano (BA)

M.: +39 328 4819015

E.: v.calio@maya-eng.com

PEC: vito.calio@ingpec.eu

MAYA ENGINEERING SRLS

4, Via San Girolamo

70017 Putignano (BA)

C.F./P.IVA 08365980724

Vito Calio

(TIMBRO E FIRMA)

TECNICO SPECIALISTA

Dott. Ing. Vito Calio

4, Via San Girolamo

70017 Putignano (BA)

M.: + 39 328 4819015

E.: v.calio@maya-eng.com



(TIMBRO E FIRMA)

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI

RICHIEDENTE

COLUMNS ENERGY S.p.a.

C.F./P.IVA 10450670962

Via Fiori Oscuri, 13

20121 Milano (MI)

(TIMBRO E FIRMA PER BENESTARE)



SOMMARIO

1	SCOPO DEL DOCUMENTO	2
2	DESCRIZIONE PROPOSTA PROGETTUALE	2
2.1.1	Descrizione architettura elettrica dell'impianto fotovoltaico	2
2.1.2	Struttura e layout dell'impianto fotovoltaico	4
2.1.3	Schema elettrico generale	5
2.1.4	I moduli fotovoltaici	5
2.1.5	Distanza dal suolo	6
2.1.6	Distanza tra le file	7
2.1.7	Albedo.....	7
2.1.8	Conversione statica CC/AC (inverter fotovoltaici)	9
2.1.9	Skid di trasformazione MT/bt.....	12
2.1.10	Strutture di tracking mono-assiale (single axis tracker).....	14
2.1.11	Collegamenti elettrici e cablaggi.....	18
2.1.12	Messa a Terra.....	19
2.1.13	Misuratore dell'energia immessa in rete.....	19
2.1.14	Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete.....	20
2.1.15	Sistema anti-intrusione	20
3	ELETTRODOTTO COLLEGAMENTO SKIDS IN MEDIA TENSIONE MT	20
3.1.1	Generalità	20
3.1.2	Descrizione del tracciato del cavo	20
3.1.3	Dimensionamento del cavidotto.....	21
3.1.4	Rete di terra Cabina di Smistamento e delle Cabine di Trasformazione	21
4	ELETTRODOTTO DI EVACUAZIONE IN MEDIA TENSIONE MT	22
4.1.1	Descrizione del tracciato del cavo	22
4.1.2	Dimensionamento del cavidotto.....	22
5	LINEE ELETTRICHE IN MEDIA TENSIONE	23
5.1.1	Premessa.....	23
5.1.2	Caratteristiche tecniche del cavo.....	23
5.1.3	Controlli e verifiche	25
6	Apparecchiature MT	25
6.1.1	Scomparti di protezione	25
6.1.2	Sezione ausiliaria.....	26
6.1.3	Dispositivi di protezione	26
6.1.4	Installazione	26
7	MISURE DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE.....	26



7.1.1	Protezione contro il cortocircuito.....	26
7.1.2	Sezione dei conduttori di protezione	26
7.1.3	Misure di protezione contro i contatti diretti	27
7.1.4	Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata	27
7.1.5	Misure di protezione totali.....	27
7.1.6	Misure di protezioni parziali	27
7.1.7	Misura di protezione addizionale mediante interruttori differenziali.....	28
7.1.8	Protezione contro i contatti diretti lato corrente continua	28
7.1.9	Protezione contro i contatti indiretti	28
7.1.10	Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata	29
7.1.11	Protezione contro i contatti indiretti lato corrente continua.....	30
7.1.12	Protezione delle condutture elettriche	31
7.1.13	Messa a terra dell'impianto fotovoltaico	31
7.1.14	Interfaccia con la rete	31
7.1.15	Dispositivo del generatore	32
7.1.16	Dispositivo di interfaccia	32
7.1.17	Dispositivo generale	32
7.1.18	Misure di protezione contro le scariche atmosferiche	32
7.1.19	Fulminazione diretta	32
7.1.20	Fulminazione indiretta.....	33
7.1.21	Precauzioni per ridurre la propagazione dell'incendio.....	33
7.1.22	Prevenzione incendi e sgancio di emergenza	33
8	Verifiche Tecnico-Funzionali E Documentazione Tecnica	33
9	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO.....	34
9.1.1	Dimensionamento DC del generatore fotovoltaico	34
9.1.2	Condizione " $V_{mmin} > V_{inv MPPT min}$ " e " $V_{m max} < V_{inv MPPT max}$ "	35
9.1.3	Portata dei cavi solari in regime permanente	36
9.1.4	Collegamento in serie tra moduli	36
9.1.5	Collegamento tra stringhe ed inverter	36
9.1.6	Portata, cadute di tensione e perdite di potenze nei cavi AC	37
9.1.7	Scelta della sezione dei cavi.....	37
9.1.8	Calcolo corrente di linea (Ib).....	37
9.1.9	Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa (Iz).....	38
9.1.10	Caduta di tensione	38
9.1.11	Perdita di potenza	39



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



1 SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento, a corredo della documentazione progettuale definitiva (e, come tale, da interpretarsi unitamente agli altri elaborati grafici quali planimetrie, schemi e dettagli) ha lo scopo di fornire una descrizione tecnica generale del progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, denominato **"AEPV12"** della potenza di 12,14 MWp da realizzarsi su terreni ubicati nel Comune di BRINDISI (BR) in contrada LA MACCHIA DISTINTO al Foglio n. 111 particelle n. 102, 125, 126,140, 121, 122, 123, 124, 190, 25, 26, 55 - Foglio n. 134 particelle n. 1, 2, 8 - Foglio 135 particelle n. 2, 55, 64, 70 - del N.C.T. del Comune di Brindisi. Tale iniziativa è in accordo con gli impegni nazionali e internazionali volti alla riduzione delle concentrazioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera. In particolare, con questo intervento si intende utilizzare l'energia solare, in alternativa alle fonti tradizionali di energia, per la produzione di energia elettrica, attraverso la conversione fotovoltaica.

2 DESCRIZIONE PROPOSTA PROGETTUALE

2.1.1 Descrizione architettura elettrica dell'impianto fotovoltaico

Nel presente paragrafo si espone l'organizzazione del sistema fotovoltaico, ossia le parti principali dell'impianto (layout d'impianto), ed i collegamenti tra le parti stesse.

Il sistema fotovoltaico in oggetto sarà collegato direttamente alla rete elettrica nazionale (impianto di tipo *"grid-connected"*).

Per il suddetto impianto è previsto un determinato numero di moduli, suddivisi in stringhe, sotto-campi e campi fotovoltaici, di cui sotto vengono riportate le definizioni.

Per **"stringa fotovoltaica"** s'intende un insieme di moduli collegati tra loro in serie: la tensione resa disponibile dalla singola stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa.

Un **"sotto-campo fotovoltaico"** è, invece, un insieme di più stringhe connesse in parallelo: la corrente erogata dal sottocampo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni stringa.

Un **"campo fotovoltaico"** è, invece, un insieme di più sottocampi connessi in parallelo: la corrente erogata dal campo sarà la somma delle correnti che fluiscono da ogni sottocampo.

Pertanto, dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da moduli che sono collegati in serie, al fine di costituire una "stringa". Nel complesso, il campo fotovoltaico risulta essere organizzato in modo da ottenere diversi "sotto-campi" e "campi" elettricamente indipendenti tra loro, ognuno gestito dal relativo inverter (sotto-campi) o dal relativo trasformatore MT/bt (campi).

In particolare:

Si hanno tanti **"sotto-campi"** quanti sono il numero d'inverters previsti nell'impianto;

Si hanno tanti **"campi"** sono il numero d'inverters previsti nell'impianto;

Sul lato in corrente continua (DC) di ciascun inverter verrà collegato in parallelo un certo numero di stringhe; le uscite in corrente alternata (AC) di tali inverter, a loro volta, verranno poste in parallelo tra loro all'interno di un quadro principale in corrente alternata (QP) situato all'interno di dedicati locali tecnici di campo (cabine di campo MT/BT) poste, per quanto possibile, in posizione baricentrica rispetto al campo fotovoltaico ad essa asservito; all'interno di tali quadri QP saranno alloggiati interruttori quadripolari magnetotermici differenziali al fine di proteggere le linee relative ai sotto-campi da sovracorrenti, cortocircuiti e/o perdite di isolamento.

In riferimento allo schema elettrico multifilare, le stringhe sono denominate con la dicitura **"STR.0a.0b.0c"**, dove si indica:

con **"0a"** l'a-esimo campo;

con **"0b"** il b-esimo sotto-campo (o il b-esimo inverter di quel campo);

con **"0c"** la c-esima stringa di quel sotto-campo (o la c-esima stringa di quell'inverter);

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	2	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



La disposizione dei moduli fotovoltaici deve essere realizzata come dai disegni allegati, in modo da poter gestire l'organizzazione degli stessi contestualmente all'area di posa. Tale disposizione ha altresì il fine di ottimizzare il rendimento dell'impianto contenendo la caduta di tensione, tra la stringa più lontana e il relativo circuito d'ingresso dell'inverter ad esso associato, entro il **2%**, in condizioni ordinarie di esercizio e relativamente alla corrente corrispondente al punto di massima potenza.

I terminali positivi e negativi di ogni singola stringa sono collegati ad uno degli ingressi MPPT degli inverter.

Sulla base dello studio effettuato riguardo l'ottimizzazione dell'energia captata dal campo fotovoltaico nel corso dell'anno, si è deciso di disporre i moduli fotovoltaici come riportato nella tabella al paragrafo seguente.

Il valore dell'escursione angolare così come la reciproca distanza (pitch) dei tracker su cui sono fissati i moduli fotovoltaici è il risultato del compromesso tra l'energia captata dalla superficie attiva del campo durante l'intera durata dell'anno, la superficie occupata dal generatore fotovoltaico e l'ombreggiamento reciproco tra le file.

La scelta riguardo la configurazione elettrica dei moduli fotovoltaici deve tenere conto di numerosi fattori tra cui: la sicurezza elettrica;

le caratteristiche d'ingresso dell'inverter;

il costo dei cablaggi;

l'efficienza del sistema.

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene convertita dagli inverter in corrente alternata ad una opportuna tensione che dipende da marca e modello dell'inverter stesso.

Il tipo di convertitore statico (inverter) utilizzato nel presente progetto è in grado di seguire il punto di massima potenza di una coppia di stringhe fotovoltaiche sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) e costruisce l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori ammissibili.

Le uscite AC degli inverters confluiscono verso un quadro elettrico generale di bassa tensione (QP)¹, di protezione e manovra dove vengono messi in parallelo; da tale quadro di bassa tensione (QP), per mezzo di un ulteriore collegamento AC, la tensione viene elevata a 30 kV per mezzo di un trasformatore di potenza e immessa in rete verso la cabina collettore posta presso la Stazione di Utenza (SdU) ubicata in prossimità della Sottostazione Terna.

Per la descrizione tecnica dei moduli fotovoltaici e di convertitori della corrente continua in alternata si rimanda ai paragrafi ad essi specificatamente dedicati.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di modulo. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto della potenza massima installabile prevista in fase di progettazione ed in modo che siano garantire ottime prestazioni di durata e di producibilità.

Il collegamento di parallelo delle stringhe verrà realizzato con cavi preconfezionati, del tipo resistente ai raggi UV e riportato, attraverso cavi dello stesso tipo, presso gli inverter distribuiti nei vari campi fotovoltaici costituenti l'impianto.

La struttura portante dei moduli sarà costituita da supporti di tipo mobile (tracker a singolo asse), in grado di seguire il percorso del sole nell'arco della giornata. La struttura dei tracker è in acciaio zincato con traversi in alluminio anodizzato.

Su ognuna di tale struttura saranno fissate, a seconda del "modulo base dell'inseguitore" una o duestringhe, costituite da moduli collegati in serie (in un numero tale che la potenza della stringa non ecceda la massima consentita per ogni ingresso dell'inverter così come la tensione di lavoro e la tensione a vuoto, entrambi fortemente dipendenti dalla temperatura del luogo di installazione).

La potenza di ogni singola stringa sarà data dalla somma dei singoli moduli in serie che la costituisce.

I collegamenti in corrente continua delle stringhe avverranno prevalentemente con cavi posati e fascettati (ed opportunamente protetti dagli agenti atmosferici) direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli; laddove vi

¹ All'interno dei corrispondenti "skid" di trasformazione MT/bt

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	3	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



dovessero essere degli attraversamenti per giungere agli inverter di competenza, i percorsi dovranno seguire il più possibile la viabilità interna ed essere direttamente interrati, secondo la vigente normativa.

I collegamenti in corrente alternata (ed in bassa tensione) tra i quadri di parallelo e gli inverter (che, insieme ai quadri di campo QP, saranno posti all'interno delle cabine di campo) dovranno essere direttamente interrati ed i percorsi seguiranno il più possibile la viabilità interna, secondo la vigente normativa.

I collegamenti in corrente alternata (ed in media tensione) tra i trasformatori bt/MT ubicati nelle varie cabine di campo appartenenti alle dorsali dovranno essere interrati e posti in idonea tubazione in PVC segnalata con nastro monitor e protetta da tegoli di cemento; anche per tali tipi di cavi i percorsi dovranno seguire il più possibile la viabilità interna, e, nei tratti dall'impianto fotovoltaico al "Centro Collettore" (posto nella Stazione di Utenza (SdU)) seguiranno la viabilità pubblica. Nelle tavole di layout allegato al presente progetto, è possibile evincere la disposizione dei diversi componenti dell'impianto all'interno dell'area di interesse.

2.1.2 Struttura e layout dell'impianto fotovoltaico

La disposizione dei moduli è progettata (in relazione alla superficie disponibile, alla sua forma, alla presenza di oggetti responsabili di ombre, di linee aeree o altri ostacoli, di sottoservizi, di vincoli, e fasce di rispetto, etc) con un sistema di tracker mono-assiale costituito da una struttura a singolo asse in grado di seguire il percorso del sole nell'arco del giorno. Il numero massimo di moduli da collegare in serie al fine di formare una determinata stringa deriva:

- dalla massima tensione del sistema elettrico (1.500 V in corrente continua);
- dalla finestra di lavoro dell'inverter scelto per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata;

Per una maggiore comprensione della suddivisione dei campi e dei sotto-campi secondo cui l'impianto fotovoltaico è suddiviso si rimanda alle tavole di layout allegato alla presente relazione.

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata, a gruppi di conversione (inverters), che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata trifase.

Questa viene successivamente trasformata a 30 kV per mezzo di trasformatori di potenza (alloggiati nelle cabine di trasformazione) e attraverso l'ausilio di un cavidotto (di evacuazione) esterno viene trasportata in stazione elettrica dove subisce un'ulteriore trasformazione a 150 kV prima di essere immessa in rete.

L'impianto fotovoltaico verrà realizzato per lotti per ciascuno dei quali sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- **Opere civili:** sistemazione dell'area di installazione previa estirpazione della vegetazione esistente e successivo livellamento e compattamento del terreno; posa in opera dei pali a vite; realizzazione delle piazzole temporanee per lo stoccaggio ed il montaggio delle strutture metalliche; ampliamento ed adeguamento della viabilità esistente nonché realizzazione della viabilità di servizio all'impianto; realizzazione del punto di consegna dell'energia elettrica, costituito da una stazione di trasformazione 30/150 kV; preparazione del sito di installazione e posa delle cabine di trasformazione prefabbricate con le relative fondazioni. Inoltre, sono da prevedersi la realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici
- **Opere impiantistiche:** installazione dei pannelli fotovoltaici; esecuzione dei collegamenti elettrici; installazioni, prove e collaudi delle apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche (quadri, interruttori, trasformatori, inverter ecc..) sia nelle cabine di trasformazione sia nella sottostazione; realizzazione degli impianti di terra dei pannelli fotovoltaici, delle cabine di trasformazione e della sottostazione e realizzazione degli impianti relativi ai servizi ausiliari e ai servizi generali.

Per un maggior approfondimento di tali lavori, si rimanda alla "**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**".

Dal punto di vista del layout di impianto, sulla base di un attento studio effettuato al fine di ottimizzare l'energia prodotta complessivamente nel corso dell'anno, si è deciso di disporre i moduli fotovoltaici su strutture ad inseguimento mono-assiali, descritte come segue:

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	4	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



- orientamento asse del tracker: nord-sud;
- escursione dell'inclinazione rispetto al piano orizzontale: $\pm 55^\circ$;
- distanza (pitch) tra file parallele di moduli (punti omologhi): **5 mt.**

L'escursione dell'angolo di inclinazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale permette di ottimizzare l'energia captata dalla superficie attiva del campo durante l'intera durata dell'anno.

Per quanto riguarda la distanza tra file parallele (pitch), il valore sopra ottenuto è tale da garantire un angolo limite di ombreggiamento (della fila successiva su quella precedente) che riduca al minimo possibile l'energia persa durante l'anno per ombreggiamento reciproco tra file di moduli.

2.1.3 Schema elettrico generale

I moduli fotovoltaici saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe; la corrente di ogni stringa I_{mp} sarà pari alla corrente I_{mp} del modulo fotovoltaico individuato.

La tensione V_{mp} avrà un valore pari alla somma delle tensioni V_{mp} di ciascun modulo fotovoltaico.

Gli inverter, a cui le stringhe si attestano, possono essere facilmente fissati alle strutture di ancoraggio dei moduli oppure su telai di supporto appositamente realizzati.

La sottostante descrive le caratteristiche elettriche di una stringa alle condizioni STC (1.000 W/mq, $T = 25^\circ\text{C}$, AM=1,5); tutte le stringhe dell'impianto fotovoltaico in oggetto sono identiche tra loro.

Moduli collegati in serie	26
Tensione nel punto di massima Potenza (V)	1136,72
Potenza nominale (kWp)	12,22

Caratteristiche nominali della stringa (condizioni STC)

2.1.4 I moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per il progetto sono del Costruttore **JINKO SOLAR** del tipo **Tiger Bifacial - JKM470N-7RL3-TV 470Wp** o equivalenti e offrono ottime caratteristiche elettriche, con garanzia di prodotto pari a 12 anni e con andamento lineare della potenza garantita per 25 anni (potenza finale garantita 80%).

L'innovativo design del modulo bifacciale con celle half-cut permette di ottenere una maggiore produzione di energia con performance meno dipendenti dalla temperatura di esercizio, minore riduzione di potenza per effetti di ombreggiamenti parziali, minore rischio di hot-spot e resistenza meccanica migliorata.

Inoltre, con una migliore economia di sistema e una maggiore resa energetica, i moduli bifacciali ("a due facce") sono in grado di raccogliere energia solare da entrambi i lati della cella fotovoltaica, sfruttando la luce riflessa dalla superficie del suolo sulla parte posteriore del pannello ed aumentando la produzione specifica rispetto a un modulo fotovoltaico standard.

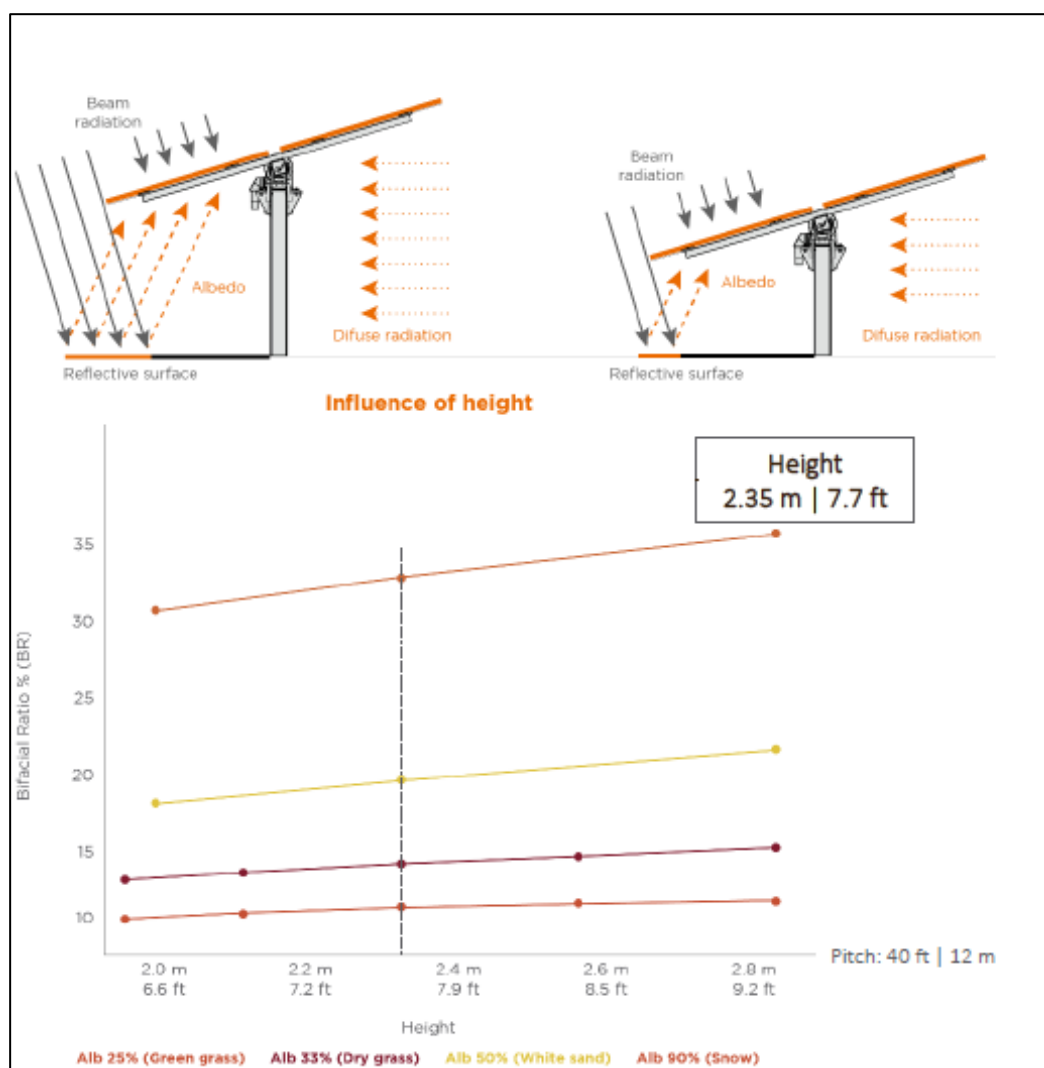
L'incremento di produzione viene riportato essere nell'intervallo 5÷30%, e dipende principalmente da tre fattori:

- a) distanza del pannello dal suolo;
- b) distanza tra le file ("*pitch*");
- c) albedo del suolo o della superficie sottostante.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	5	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

2.1.5 Distanza dal suolo

La distanza dal suolo influisce sul rendimento del pannello perché una buona captazione della luce riflessa richiede uno spazio libero tra suolo e il retro del pannello. Si ha una crescita lineare con guadagno di produttività forte fino a 50 cm di distanza dal suolo ed un guadagno man mano inferiore all'aumentare della distanza, come indicato dalla figura sottostante.

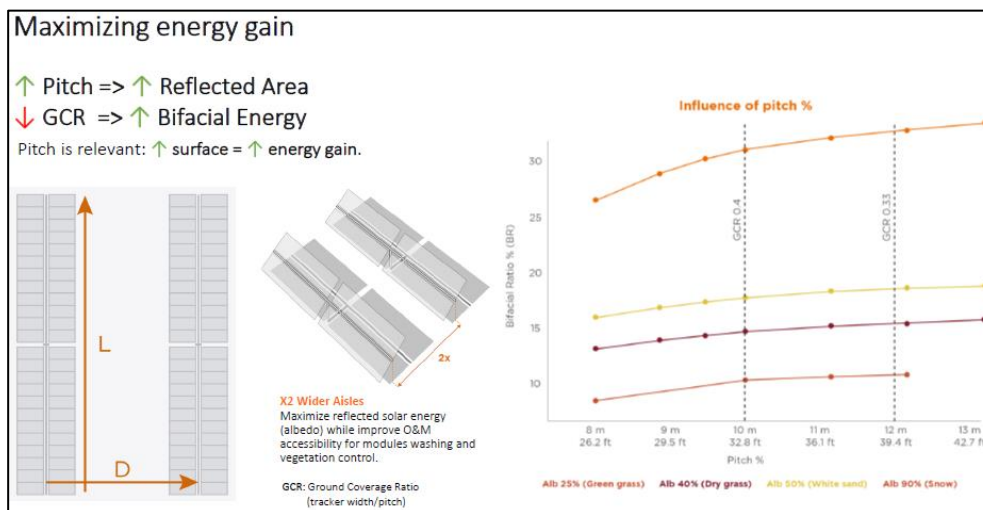


Guadagno di produttività in funzione della distanza dal suolo

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	6	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

2.1.6 Distanza tra le file

Un aumento della distanza (“pitch”) tra le file di pannelli favorisce una maggiore captazione dell’energia riflessa, come si evince dall’immagine sottostante.



Guadagno di produttività in funzione della distanza tra le file (pitch)

2.1.7 Albedo

L'albedo è il coefficiente di riflessione di una superficie ed è il fattore principale che influenza il rendimento del pannello bifacciale. Nella tabella a seguire è riportato l'albedo di alcune delle superfici più comuni.

Surface	Albedo	Expected yield gain
Acqua	5-8%	4-6%
Erba verde	15-25%	7-9%
Cemento/ ghiaia chiara	25-35%	8-10%
Sabbia asciutta	35-45%	10-15%
Ghiaccio – neve vecchia	40-70%	15-22%
Rivestimenti riflettenti sul tetto	50-80%	23-25%
Neve fresca	80-95%	25-30%

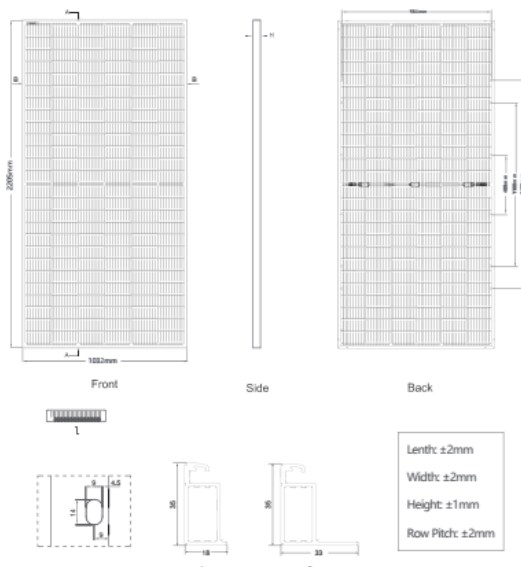
Coefficiente di albedo per alcune superfici

I moduli fotovoltaici previsti nel presente progetto sono certificati 1.500V IEC, ideali per installazioni su ampia scala con riduzione dei costi di BOS, dal momento che rispetto a moduli del passato, presentando un livello di tensione di isolamento maggiore, è possibile collegare un numero maggiore di moduli per stringa.

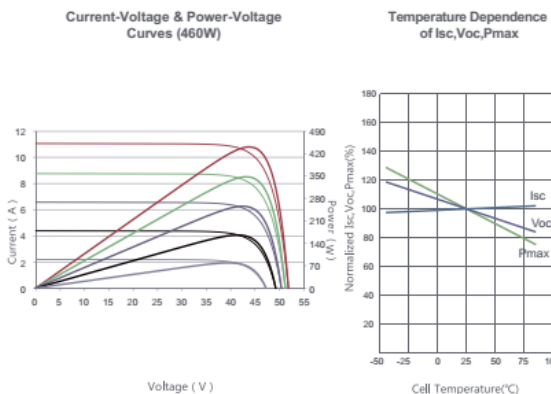
Le **caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico** sono riportate sotto.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	7	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2205×1032×35mm (86.81×40.63×1.38 inch)
Weight	25.0 kg (55.12 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 250mm, (-): 150mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM450N-7RL3-TV		JKM455N-7RL3-TV		JKM460N-7RL3-TV		JKM465N-7RL3-TV		JKM470N-7RL3-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	450Wp	336Wp	455Wp	339Wp	460Wp	343Wp	465Wp	347Wp	470Wp	350Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.48V	40.04V	43.54V	40.15V	43.60V	40.26V	43.66V	40.36V	43.72V	40.47V
Maximum Power Current (Imp)	10.35A	8.38A	10.45A	8.45A	10.55A	8.52A	10.65A	8.59A	10.75A	8.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.70V	48.80V	51.80V	48.89V	51.90V	48.99V	52.00V	49.08V	52.10V	49.18V
Short-circuit Current (Isc)	11.07A	8.94A	11.16A	9.01A	11.25A	9.09A	11.34A	9.16A	11.43A	9.23A
Module Efficiency STC (%)	19.78%		20.00%		20.21%		20.43%		20.65%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.34%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	85±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		473Wp	478Wp	483Wp	488Wp	494Wp
5%	Maximum Power (Pmax)	473Wp	478Wp	483Wp	488Wp	494Wp
	Module Efficiency STC (%)	20.76%	20.99%	21.23%	21.46%	21.69%
15%	Maximum Power (Pmax)	518Wp	523Wp	529Wp	535Wp	541Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.74%	22.99%	23.25%	23.50%	23.75%
30%	Maximum Power (Pmax)	585Wp	592Wp	598Wp	605Wp	611Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.71%	25.99%	26.28%	26.56%	26.85%

Data-sheet di modulo fotovoltaico di progetto "JINKO SOLAR"

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	8	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



2.1.8 Conversione statica CC/AC (inverter fotovoltaici)

I convertitori statici, o inverter, sono dei dispositivi elettronici in grado di convertire le grandezze elettriche come tensione e corrente in valore e/o forma. Tali inverter, con elevato fattore di rendimento, sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V (funzione MPPT Maximum Power Point Tracking) e di costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), avente ampiezza e frequenza costanti nel tempo, in modo da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme. Gli inverter, che saranno installati in posizione quanto più baricentrica rispetto al sotto-campo a cui sono asserviti, hanno grado di protezione IP66.

Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di gruppi di conversione e trasformazione in grado di gestire le diverse potenze di ingresso dal generatore fotovoltaico. I prodotti che verranno utilizzati in fase realizzativa sono del Produttore JEMA.

L'hardware di potenza dei convertitori statici è costituito dai seguenti componenti:

- Sezionatori DC che permettono di disconnettere i quadri di campo (per manutenzione);
- Scaricatori SPD per proteggere gli inverter da eventuali sovratensioni provenienti dal campo fotovoltaico;
- filtri lato corrente continuo per il contenimento di un eventuale ripples sulla tensione e sulla corrente provenienti dal campo fotovoltaico;
- ponte a semiconduttori (IGBT) che esegue la conversione da corrente continua a corrente alternata;
- unità di controllo che gestisce le protezioni e l'inseguimento del punto di massima potenza;
- filtro lato corrente alternata in modo da limitare le armoniche di corrente e contenere i disturbi indotti sulla rete, in conformità alle norme CEI 110-30 e 110-28;
- L'inverter è predisposto per un sistema di monitoraggio locale relativo al funzionamento dell'inverter stesso e per evidenziare mancate produzioni a livello delle stringhe.
- Tale monitoraggio è effettuato tramite un'interfaccia RS-485 che saranno visibili al soggetto produttore tramite un accesso internet riservato e dedicato.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	9	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

> IFX6 2c

Energy Solutions

1700 \ 1780 \ 1833 \ 1887

> INPUT DATA

Minimum MPPT voltage (FP=1)	890 V	935 V	965 V	995 V
Maximum MPPT voltage	1250 V	1250 V	1250 V	1250 V
Maximum VOC	1500 V	1500 V	1500 V	1500 V
Maximum current (25°C)	2200 A			
N°. DC inputs	12 inputs			
Isolation detection system	Yes (Isolation measurement, Optional GFDI)			

> OUTPUT DATA

Output rated power (S/P ^{50°C})	1700 kVA/kW	1780 kVA/kW	1833 kVA/kW	1887 kVA/kW
Input rated power (S/P ^{25°C}) ⁽¹⁾	1900 kVA/kW	1987 kVA/kW	2050 kVA/kW	2110 kVA/kW
Rated voltage (3F +10%, -15%)	620 V	650 V	670 V	690 V
Rated current	1770 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power factor	Adjustable (1 at rated power)			
Output THD	< 3% rated power			
Galvanic isolation	No (Optional BT/MT-BT/BT)			
Maximum efficiency	98.7%	98.7%	98.8%	98.8%
EUR efficiency	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
Control structure	Logic control and DSP, SVM technology			
Communications	Communication Port RS-485, Ethernet, etc.			

> PROTECTION

Overvoltage	Inputs and outputs
Overcurrent	Inputs and outputs
Reverse polarity	Yes
Overtemperature	Yes
Min./max. frequency	Yes
Min./max. voltage	Yes
Anti-islanding	Automatic disconnection

> GENERAL DATA

Working temperature	- 20°C ...+ 50°C ⁽²⁾ ⁽³⁾
Relative temperature	0%-100%
Dimensions (h x w x d)	2300 x 1920 x 1780 mm
Weight	3200 kg
Altitude	1000 m ⁽³⁾
Enclosure (IP)	IP54

Data-sheet di inverter di progetto taglie 1700/1780/1833/1887

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	10	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

> IFX6 3c

2100 \ 2250 \ 2400 \ 2550

> INPUT DATA				
Battery charge mode	740-1300	740-1300	740-1300	740-1300
Minimum MPPT voltage	740 V	790 V	840 V	890 V
Maximum MPPT voltage	1250 V			
Maximum VOC	1500 V			
Maximum current	3300 A			
N°. DC inputs	18 entradas / 1 MPPT			
Isolation detection system	Yes (Isolation measurement, Optional GFDI)			
> OUTPUT DATA				
Output rated power (S/P _{nom})	2100 kVA/kW	2250 kVA/kW	2400 kVA/kW	2550 kVA/kW
Input rated power (S/P _{25°C}) ⁽¹⁾	2347 kVA	2515 kVA/kW	2682 kVA/kW	2850 kVA/kW
Rated voltage (3F +10%, -15%)	515 V	550 V	585 V	620 V
Rated current	2650 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power factor	Adjustable (1 at rated power)			
Output THD	< 3% at rated power			
Galvanic isolation	No (Optional BT/MT-BT/BT)			
Maximum efficiency	98.5%	98.6%	98.6%	98.7%
EUR efficiency	98.2%	98.2%	98.3%	98.4%
Control structure	Logic control and DSP, SVM technology			
Communications	Communication Port RS-485, Ethernet, etc.			
> PROTECTION				
Overvoltage	Inputs and outputs			
Overcurrent	Inputs and outputs			
Reverse polarity	Yes			
Overtemperature	Yes			
Min./max. frequency	Yes			
Min./max. voltage	Yes			
Anti-islanding	Automatic disconnection			
> GENERAL DATA				
Working temperature	- 10°C ... + 50°C ⁽²⁾⁽³⁾			
Relative temperature	0%-100%			
Dimensions (h x w x d)	2300 x 2870 x 1780 mm			
Weight	4500 kg			
Altitude	1000 m ⁽³⁾			
Enclosure (IP)	IP54			

Data-sheet di inverter di progetto taglie 2100/2250/2400/2550

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	11	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

2.1.9 Skid di trasformazione MT/bt

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà, come visto sopra, trasformata dall'inverter ed immessa sulla rete di media tensione.

Gli inverter però forniscono un livello di tensione non adeguato alla rete per cui si ricorrerà ad un trasformatore MT/bt per poter portare il livello di tensione a quello desiderato (30 kV, nel progetto in questione).

I trasformatori previsti sono ubicati all'interno di appositi "**skids**" che rappresentano una soluzione compatta ed adattabile alle esigenze di progetto, con una tecnologia "**plug&play**".

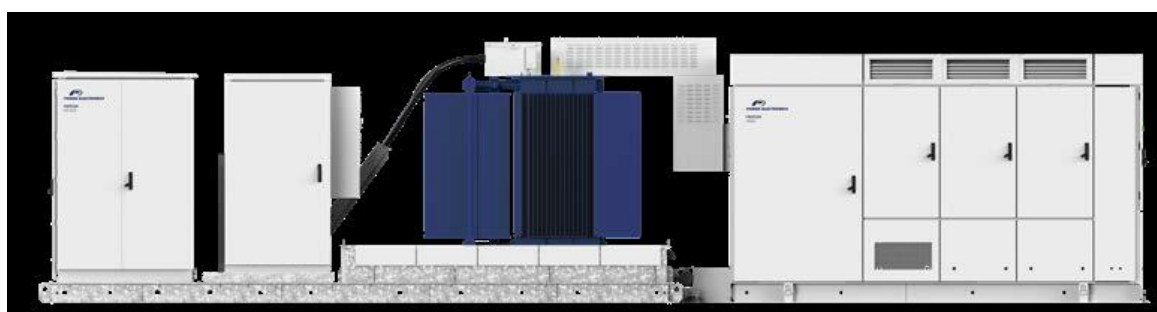
Tale skid, fornito pre-assemblato, per una rapida installazione sul campo, è una piattaforma in acciaio che integra tutte le apparecchiature BT e MT, nonché il trasformatore di potenza ed il suo serbatoio dell'olio.

Tale soluzione è corredata da tutti gli elementi necessari per una conversione da BT a MT:

- Trasformatore in olio ermeticamente sigillato fino a 36 kV.
- Vasca deposito olio.
- Struttura metallica personalizzabile per apparecchiature di BT.
- un quadro MT configurabile secondo le esigenze del progetto;

Gli "skid" previsti sono delle vere e proprie "soluzioni chiavi in mano" e rappresentano oggi il trend per la realizzazione di impianti solari di medie e grandi dimensioni.

I moduli di potenza (da 2.500 kW e da 6.000 kW), completamente assemblati e collaudati in fabbrica, facilitano la configurazione e la costruzione dell'impianto grazie alla densità di potenza ottimale e alla semplificazione delle operazioni richieste in campo.



Skid "Power Electronic"



Skid "Power Electronic" (twin skid)

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	12	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

MV SKID

MV SKID	FRAME 1		FRAME 2	
MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	Rated Power range	1050kVA - 2110kVA	2220kVA - 3800kVA	
	MV Voltage range	11kV / 20kV / 22kV / 23kV / 33kV / 34.5kV		
	LV Voltage range	400V / 420V / 440V / 460V - HEC PLUS inverters 565V / 600V / 615V / 630V / 645V / 660V / 690V - HEC V1500 and HEMK inverters		
	Type of tank	Oil-sealed		
	Cooling	ONAN (KNAN optional)		
	Vector Group	Dy11		
	Transformer protection	DGPT-2 (PT100 optional)		
	Oil tank	Integrated with valve and filter		
	Transformer protection rate	IP54		
	Switchgear configuration	Single feeder (L) or Double feeder (2L)		
	Switchgear protection ^[1]	Fuses (P) / Automatic circuit breaker (V)		
	CONNECTIONS	Inverter AC connection	Close couple solution (Plug & Play)	
LV protection		Circuit breaker included in the inverter		
HV AC wiring		MV Bridge between transformer and protection switchgear prewired		
ENVIROMENT	Ambient Temperature	-20°C...+50°C (t>50°C power derating)		
	Extended Temperature ^[2]	-35°C...+50°C (t>50°C power derating)		
	Max. Altitude (above sea level)	>2000m power derating		
	Relative Humidity	4% to 95% Non condensing		
MECHANICAL CHARACTERISTICS	Skid Dimensions (WxHxD) mm	3690x2340x2235	5640x2340x2235	
	Skid weight with MV equipment ^[1]	< 8 Tn		
	Oil tank material	Galvanized Steel		
	Skid Body material	Galvanized Steel		
	Cabinet type	Outdoor		
	Anti-rodent protection	✓		
	AUXILIARY SERVICES ELECTRICAL PANEL	Auxiliary supply	3x400V, 50/60Hz	
User power supply available		1kVA or 6kVA		
Additional auxiliary transformer ^[4]		10kVA / 15kVA / 25kVA		
Cooling		Air		
Auxiliary supply protection		✓		
Communication ^[4]		Ethernet (Fiber optic or RJ45)		
AUXILIARY OUTDOOR TRANSFORMER	UPS system for monitoring ^[4]	1kVA / 3kVA, 10 minutes		
	Rated Power (Voltage)	-	30kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	Cooling	-	Air	
	Protection	-	Circuit breaker	
	Cabinet type	-	Outdoor	
LV COMPACT CABINET	Additional indoor auxiliary transf. ^[4]	-	10kVA / 25kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	UPS system for monitoring ^[4]	-	1kVA / 3kVA, 10 minutes	
	Cooling	-	Air forced	
	Auxiliary supply protection	-	✓	
	Cabinet type	-	Outdoor	
LV LARGE CABINET	Additional indoor auxiliary transf. ^[4]	-	25kVA / 40kVA / 50kVA (3x400V)	
	UPS for trackers ^[4]	-	20kVA / 40kVA, 10 minutes	
	Cooling	-	Air forced	
	Auxiliary supply protection	-	✓	
	Cabinet type	-	Outdoor	
OTHER EQUIPMENT	Safety mechanism	Trapped key safety interlock		
	Safety perimeter	Transformer access protection fence		
	Cabinet heating	Heating resistors		
	Interior lighting	Fluorescent lamp		
	Emergency lighting	Electronic supplier for emergency lighting (1h autonomy)		
	Air conditioner	UPS batteries cooling		
	Communication ^[4]	Splice box / MV Switchgear monitoring		
	Standards	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1		

[1] Depending on customer configuration.

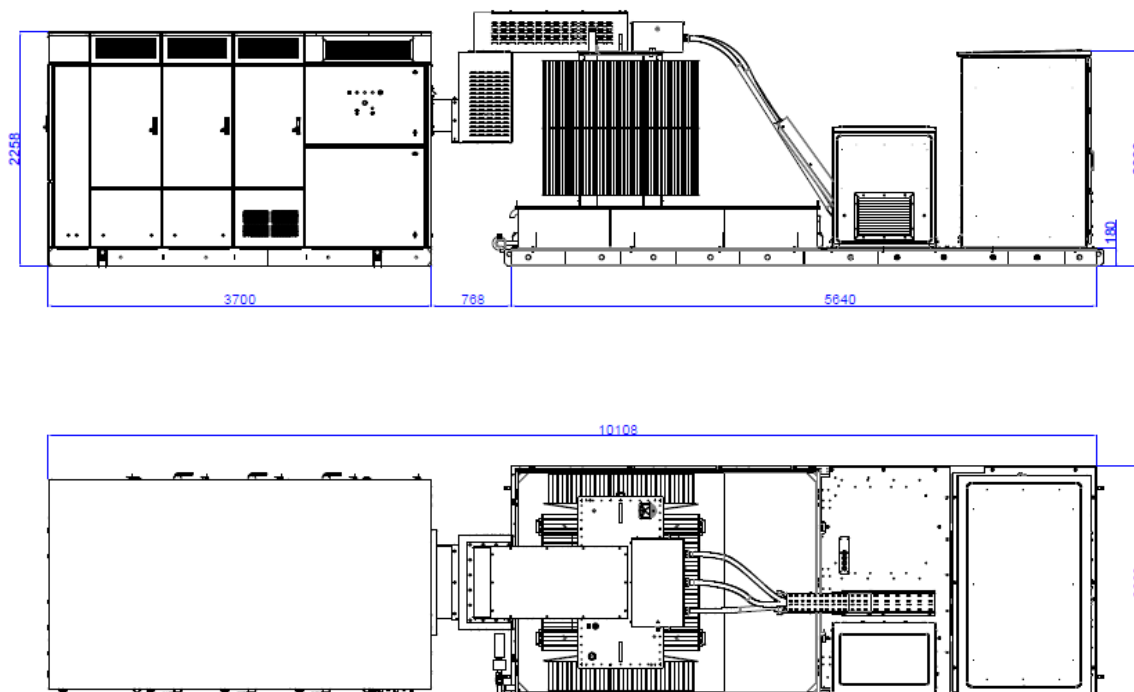
[2] Optional. For additional information or available configurations, please consult Power Electronics.

[3] Other temperature range, consult Power Electronics.

[4] By demand.

Data-sheets di uno skid "Power Electronic"

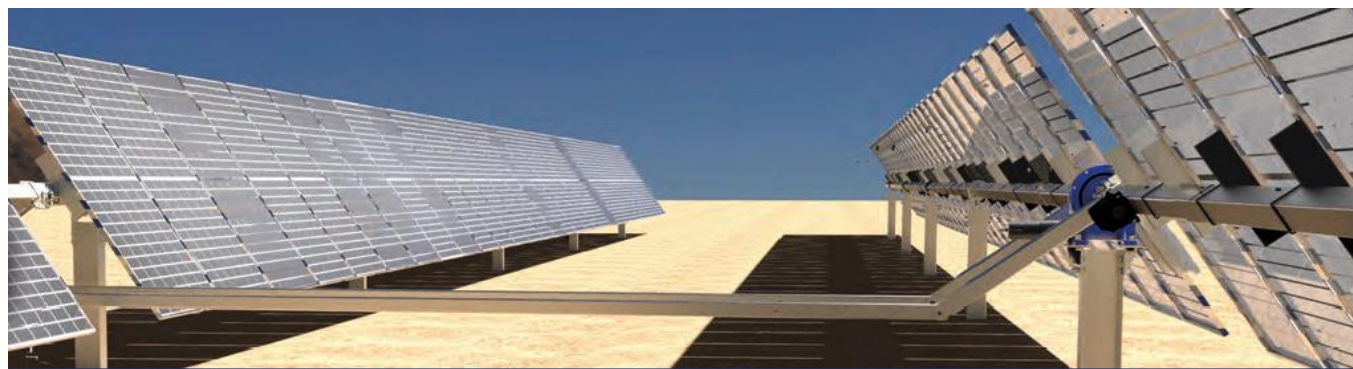
07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	13	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Configurazione di massima degli skid "Power Electronic"

2.1.10 Strutture di tracking mono-assiale (single axis tracker)

Il sistema di supporto scelto per il posizionamento dei moduli fotovoltaici è un sistema ad inseguimento solare con movimento attorno l'asse nord-sud (tracking mono-assiale o, in inglese, "single-axis tracker"), concepita specificatamente per l'impiego in campo aperto di grandi impianti fotovoltaici su cui vengono montati moduli bifacciali ed utilizza dispositivi elettromeccanici al fine di ottenere un inseguimento solare da est a ovest.



07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	14	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Inseguitori mono-assiali ("single-axis tracker") per moduli bi-facciali

Il sistema di supporto scelto per il posizionamento dei moduli fotovoltaici è un sistema ad inseguimento solare con movimento attorno l'asse nord-sud (tracking mono-assiale), concepita specificatamente per l'impiego in campo aperto di grandi impianti fotovoltaici ed utilizza dispositivi elettromeccanici al fine di ottenere un inseguimento solare da est a ovest.

Il sistema di backtracking controlla e assicura che una serie di pannelli non ombreggi gli altri pannelli adiacenti, allorquando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata.

L'auto-ombreggiamento automatico tra le file dei tracker potrebbe, infatti, potenzialmente ridurre l'output del sistema (produzione globale annuale).

Gli inseguitori solari mono-assiali sono caratterizzati da una maggior produzione di energia elettrica che, in funzione della latitudine, può raggiungere il 35% rispetto ad un impianto fisso, a parità di kW di pannelli installati.

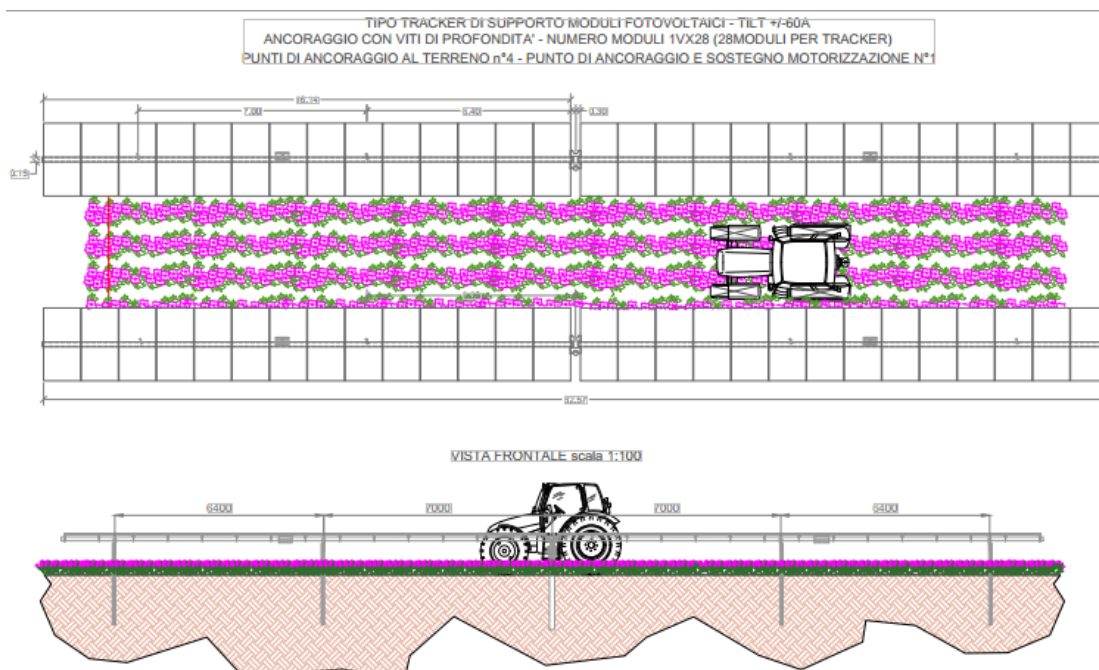


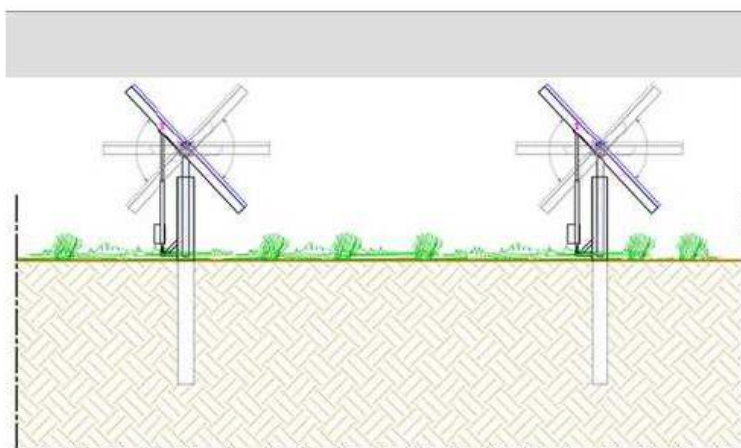
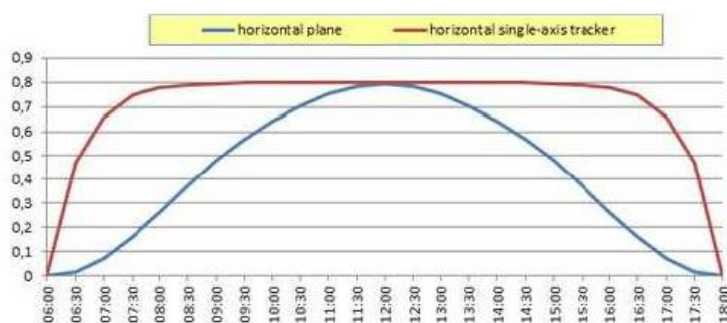
Figura 1: Schema delle strutture vista trasversale e vista in pianta

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	15	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Per tali strutture è prevista l'infissione su terreno a mezzo di battipalo idraulico/meccanico.

I principali vantaggi forniti dai sistemi con tracker mono-assiale sono:

- Maggior resa energetica per metro quadro di terreno a disposizione rispetto ai sistemi tradizionali,
- Maggior resa energetica a parità di kWp installati,
- La maggior quantità di energia prodotta risulta anche meglio distribuita durante l'arco della giornata,
- Il particolare sistema di ancoraggio al suolo non necessita di nessuna opera edile, in tal modo, si rendono estremamente veloci e di facile esecuzione le operazioni di montaggio,
- La ridotta altezza dal suolo riduce al minimo l'impatto visivo del parco fotovoltaico,
- La ridotta altezza dell'intero sistema rende particolarmente agevoli ed assolutamente sicure tutte le operazioni di montaggio senza richiedere l'utilizzo di gru o altri mezzi di sollevamento in quota,
- Il particolare sistema di ancoraggio renderà molto agevole ed economica l'eventuale rimozione dell'impianto alla fine del ciclo produttivo.



Strutture di supporto moduli fotovoltaici di tipo mono-assiale

Il prodotto scelto, in virtù delle sue caratteristiche brevettate, è uno dei più affidabili inseguitori presenti sul mercato, ad esempio il sistema meccanico è in grado di funzionare anche per elevate velocità del vento.

Il presente progetto prevede l'utilizzo di due tipologie di "modulo base dell'inseguitore" (o anche "schiera fotovoltaica"), intendendo con questo il sistema che sia movimentato da una unica motorizzazione:

1. Modulo base da 52 moduli fotovoltaici (indicato con "**TR52**": una "schiera fotovoltaica" coincide con due (2) "stringhe elettriche");
2. Modulo base da 104 moduli fotovoltaici (indicato con "**TR104**": una "schiera fotovoltaica" coincide con quattro (4) "stringhe elettriche");

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	16	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

L'impianto fotovoltaico sarà così costituito da più "schiere" disposte in planimetria in modo parallelo l'une alle altre ed orientate nella direzione nord-sud con un azimut pari a 0°. La superficie fotovoltaica, ruota attorno ad un asse orizzontale, e sarà posizionata verso est al mattino mentre si predisporrà verso ovest nelle ore serali, ovviamente il passaggio di orientamento avverrà in modo lento lungo tutta la giornata.

Ciascuna "schiera fotovoltaica" dovrà essere ancorata al suolo: per il sostegno ed il fissaggio dei moduli fotovoltaici esse presentano superiormente una struttura metallica a telaio rigido realizzato con profilati in acciaio zincato. La struttura di sostegno dei moduli è a sua volta sorretta da un sistema di assi verticali ancorati al suolo, in numero tale da garantire una equa ripartizione dei carichi unitamente ad una adeguata compensazione delle sollecitazioni esercitate dal vento. Gli assi verticali saranno di altezza tale da consentire una libertà di manovra al di sotto della superficie fotovoltaica e in modo da non ostacolare il movimento rotatorio di quest'ultima. Nello specifico le dimensioni di una schiera sono tali da avere un ingombro massimo verticale come riportato nelle tavole allegate.

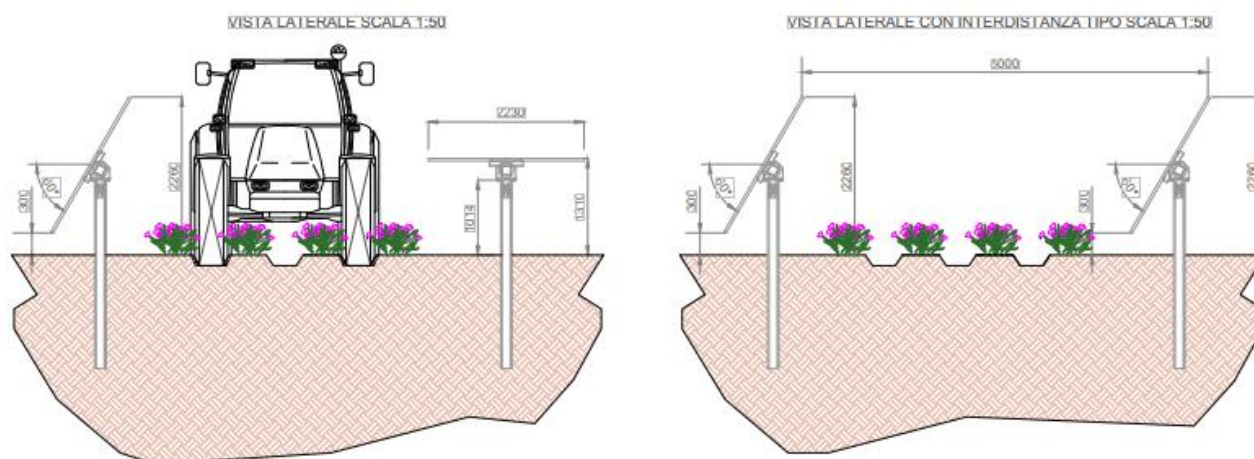


Figura 2: Schema della struttura sezione longitudinale e distanza tra le strutture per agrivoltaico

Nei punti in cui sarà installato l'organo di movimentazione ed attuazione del sistema di inseguimento solare, al fine di garantire una maggiore ripartizione dei carichi e favorire il movimento delle schiere, si concentrerà un sistema di pali atto a conferire maggiore stabilità all'intero sistema di tracking. Le fondazioni dell'intera struttura saranno su pali di dimensioni diverse a seconda delle caratteristiche del terreno di posa.

I pannelli fotovoltaici, così costituiti, sono disposti in modo da far penetrare nel suolo sottostante luce e umidità a sufficienza per far sviluppare la flora e la rispettiva fauna e la distanza minima dal suolo del pannello potrebbe addirittura far ipotizzare di destinare a pascolo la superficie restante (compatibilmente con le altre attività del Centro).

Tale distanza dal suolo, oltre a favorire lo sviluppo della vegetazione, serve anche a prevenire il danneggiamento o l'insudiciamento dei moduli.

Tutti i componenti della struttura sono pre-assemblati e confezionati conformemente al tipo di modulo scelto.

Tutti i componenti sono realizzati in alluminio ed acciaio inox, con un'elevata resistenza alla corrosione che garantisce una lunga durata e offre la possibilità di riutilizzo completo o di riciclaggio dopo la dismissione dell'impianto.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	17	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

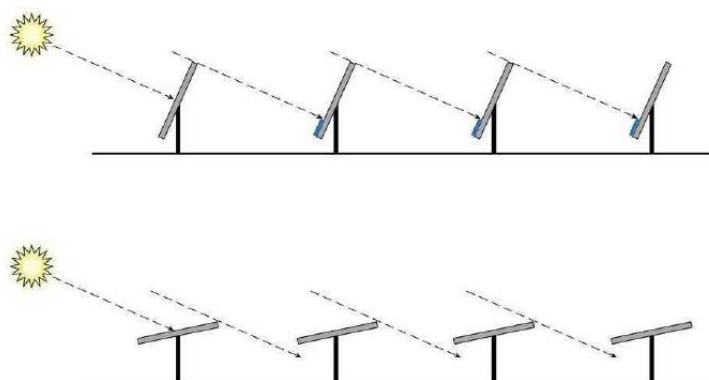


Figura 3: Schema della struttura – vista longitudinale

2.1.11 Collegamenti elettrici e cablaggi

All'interno dell'impianto fotovoltaico sono previste le seguenti connessioni:

1. connessioni in corrente continua:
 - a. connessione fra i moduli fotovoltaici per la realizzazione delle stringhe;
 - b. connessioni fra le stringhe e gli inverter.

I cavi utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici devono essere fascettati (per mezzo di fascette resistenti ai raggi UV, ossia con alto contenuto di grafite) alle strutture di sostegno degli stessi, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter con percorso prima libero (eventualmente su passerelle porta-cavi, posizionate sulle stesse strutture di sostegno) e poi in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato. Tali cavi sono del tipo Radox con sezione di 6 mm² in modo da diminuire al minimo le perdite.



2. connessioni in corrente alternata (bassa tensione)

- a. connessioni fra gli inverter ed i quadri di parallelo (QP) all'interno delle cabine di conversione;

I cavi che realizzano il collegamento tra gli inverter ed i quadri di parallelo AC (QP) saranno in alluminio (dimensionati in modo da supportare le correnti previste (dipendenti dal tipo di modulo) nelle rispettive condizioni di posa e conformi alle norme CEI20-13, CEI20-22 II e CEI20-37 I. Marchiatura IMQ, colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 24 kV); tali cavi saranno direttamente interrati e del tipo **ARG70R Quadripolari** – 0,6/1 kV. Tale tipologia di cavo risulta adatto per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale (per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari).

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	18	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



3. connessioni in corrente alternata (media tensione):

Tali tipi di cavi, del tipo **AR4H1RX 18/30 kV**, sono quelli relativi:

- a. ai 2 circuiti che collegano le 5 cabine di trasformazione MT/BT (skids) previste presso l'impianto fotovoltaico fino alla "cabina di raccolta" (per un maggiore di tale circuito, vedasi il Paragrafo 3);
- b. al circuito in MT a 30 kV che collega la "cabina di raccolta" e la "cabina di ricezione";

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica, l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio).
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio).
- Conduttore di fase punti luce: grigio.
- Conduttore di fase prese luce: marrone.
- Conduttore di fase prese F.M.: grigio/nero.
- Conduttore per circuiti in CC: chiaramente siglato con indicazione del positivo con il simbolo '+' e del negativo con il simbolo '-'.

2.1.12 Messa a Terra

Il collegamento al nodo equipotenziale di terra dei moduli e della struttura di sostegno avverrà secondo la normativa vigente, mediante conduttore di sezione e marchiatura già specificata ai paragrafi precedenti. In particolare, la linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra solamente tramite gli scaricatori di sovratensione per scariche d'origine atmosferica con indicazione ottica di fuori servizio e tasto 'test'.

Per quanto concerne i telai dei moduli e la struttura di sostegno, se la resistenza di terra fra la massa estranea (telai moduli) e la terra (ρ) è maggiore di 1.000 Ohm il collegamento a terra è vietato, altrimenti ($\rho < 1000$ Ohm) il collegamento a terra è obbligatorio (CEI 64-8) ed essi dovranno essere collegati elettricamente dal conduttore unipolare di sezione a norma di legge al nodo equipotenziale esistente.

2.1.13 Misuratore dell'energia immessa in rete

Il conteggio dell'energia immessa in rete sarà effettuato per mezzo di un misuratore posto immediatamente a valle del trasformatore elevatore AT/MT posto nella Stazione di Utente (SdU) ubicata in prossimità del punto di consegna. L'impianto inoltre, tramite un'interfaccia seriale in dotazione agli inverter, sarà predisposto per poter accogliere, se richiesto, un sistema di monitoraggio dei dati della tensione e della corrente prodotta con relativo modulo di trasmissione telematica.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	19	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



2.1.14 Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete dell'auto-produttore che della rete di distribuzione pubblica sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 11-20 e CEI 0-16. L'impianto sarà pertanto equipaggiato con un sistema di protezione articolato su tre distinti livelli, ovvero:

1. Dispositivo del generatore
2. Dispositivo di interfaccia
3. Dispositivo generale

2.1.15 Sistema anti-intrusione

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 35-40 m;
- cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggirato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

3 ELETTRODOTTO COLLEGAMENTO SKIDS IN MEDIA TENSIONE MT

3.1.1 Generalità

L'energia prodotta dalle singole cabine di trasformazione MT/BT ("skids") dell'impianto fotovoltaico è trasportata attraverso 2 linee (o anelli) alla "Cabina di Raccolta" (ubicata all'interno dell'impianto fotovoltaico).

Il collegamento della linea nelle celle MT di arrivo e partenza (installate all'interno di ciascuna delle cabine di trasformazione MT/bt) alle sue estremità sarà realizzato mediante apposita terminazione tripolare per interno di tipo retraibile, con idonei capicorda a compressione bimetallici per cavi in alluminio dello spessore previsto.

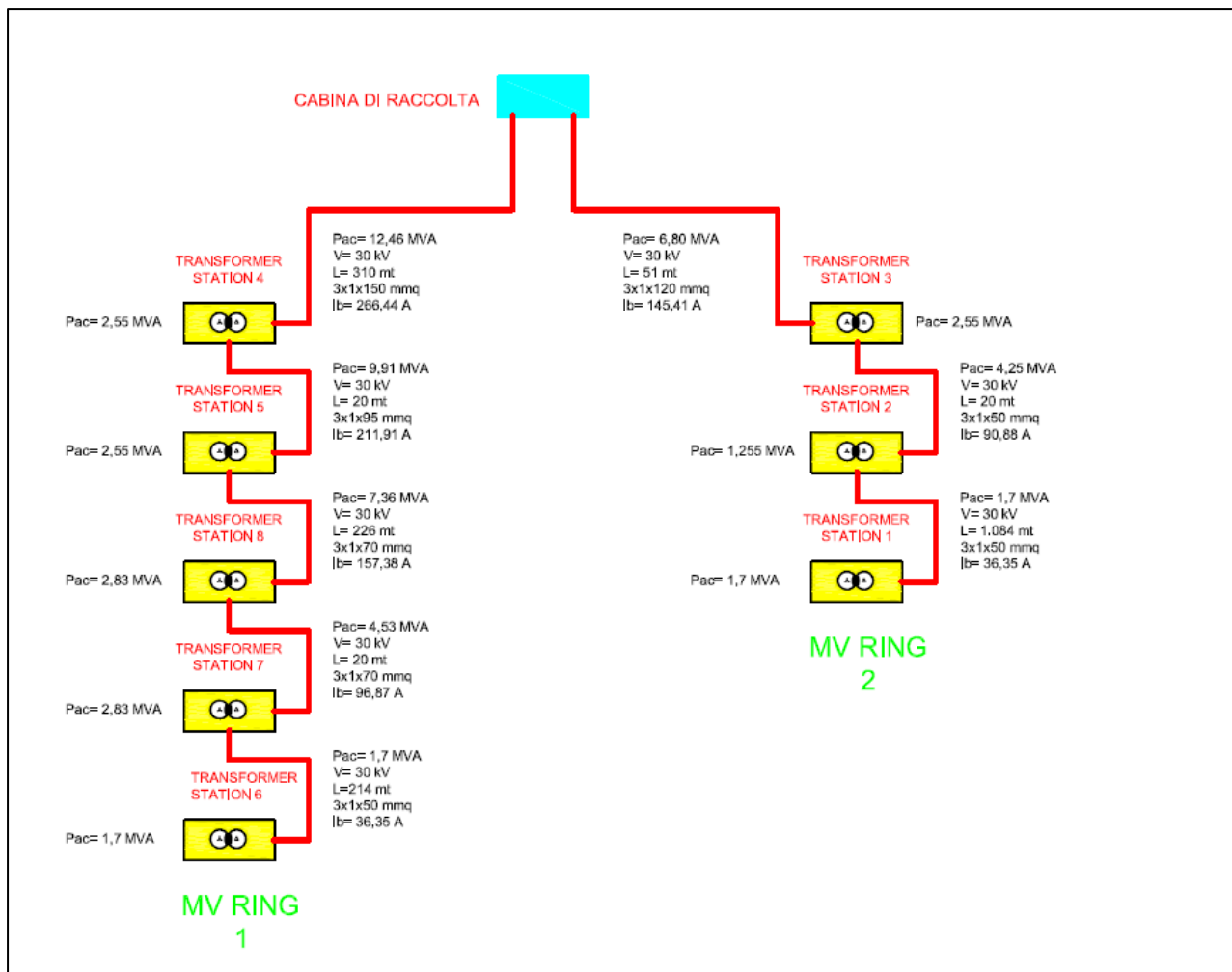
Ciascun tratto di cavo di tale elettrodotto sarà costituito da una terna di cavi tripolari avente tensione di esercizio di 30 kV (Classe 2° ai sensi della CEI 11-4) posate in apposite trincee all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla documentazione presente negli elaborati riguardanti il cavidotto di collegamento tra le varie cabine di trasformazione.

3.1.2 Descrizione del tracciato del cavo

Nella figura sotto è riportato uno schema a blocchi degli anelli dell'impianto fotovoltaico in oggetto, dal quale si evince la potenza nominale AC di ciascuna cabina di trasformazione MT/BT, nonché la potenza nominale delle varie linee MT, la tensione di alimentazione, la sezione del cavo MT previsto e la corrente nominale di esercizio.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	20	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Schema a blocchi anello MT di collegamento cabine di trasformazione MT/BT

3.1.3 Dimensionamento del cavidotto

Le linee costituenti gli anelli in MT saranno realizzate interamente all'impianto fotovoltaico e saranno interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale.

Per ciascuna linea costituente l'anello in MT si prevede l'utilizzo di cavi unipolari ad elica avvolta, posati a trifoglio con conduttore in alluminio, per i quali il calcolo delle sezioni, e delle relative perdite di potenza si rimanda ai paragrafi successivi.

3.1.4 Rete di terra Cabina di Smistamento e delle Cabine di Trasformazione

Per quanto riguarda la rete di terra della Cabina di Smistamento e delle Cabine di Trasformazione, si ritengono valide tutte le considerazioni precedentemente esposte con riferimento alla SSE ed al parco fotovoltaico.

In particolare:

La realizzazione dell'impianto di terra dei fabbricati CdSe Cabine di Trasformazione consisterà nelle seguenti attività:

- Installazione di collettori di terra in piatto di rame 60x6 mm sulle pareti;
- Esecuzione delle derivazioni di messa a terra delle masse metalliche fisse verso i

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	21	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



- collettori, con piatto di rame 40x3 mm;
- Connessioni di continuità elettrica delle carpenterie mobili, con conduttori flessibili di sezione:
 - 50 mmq per la messa a terra dei pannelli mobili (ante di celle ed armadi);
 - 70 mmq per la messa a terra delle parti mobili tipo aste di manovra.
- Posa e collegamento, con doppio cavo in rame da 70mmq, alla rete di terra del fabbricato che sarà, a sua volta, così costituita:
 - o anello perimetrale di forma rettangolare in corda di rame nudo di sezione 50 mmq a 7 fili elementari posata a quota -0,65 m, con sviluppo totale LP del conduttore perimetrale pari a: LP = 45 m
 - n. 4 dispersori puntuali a picchetto in profilato di acciaio, di lunghezza pari a 1,5 m, posizionati in prossimità dei vertici dell'anello. In alternativa potranno essere utilizzati n. 4 dispersori a piastra in acciaio zincato di lato pari a 0,6 m.

L'installazione dei collettori di terra e delle derivazioni alle masse metalliche dovrà essere opportunamente distanziata dalla parete mediante interposizione di distanziali in resina autoestingente, ed il fissaggio a parete dovrà essere eseguito con viti in acciaio e tasselli in PVC.

Le sbarre in rame dell'impianto di terra interno ai fabbricati dovranno essere verniciate sulle parti a vista, in GIALLO con strisce VERDI, oppure con il simbolo di terra (verniciato oprestampato, ben adesivo e resistente).

4 ELETTRODOTTO DI EVACUAZIONE IN MEDIA TENSIONE MT

4.1.1 Descrizione del tracciato del cavo

Il tracciato dell'elettrodotto di evacuazione 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 sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati (ove presenti), 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, i tracciati sono stati progettati tenendo conto dell'obiettivo di qualità di 3 μ T.

4.1.2 Dimensionamento del cavidotto

Per l'elettrodotto di evacuazione in MT si prevede l'utilizzo di cavi unipolari ad elica avvolta, posati a trifoglio con conduttore in alluminio, per il quale il calcolo della sezione, e delle relative perdite di potenza si rimanda ai paragrafi successivi.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	22	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



5 LINEE ELETTRICHE IN MEDIA TENSIONE

5.1.1 Premessa

Le linee in media tensione 30 kV (sia quelle di collegamento (anelli) tra le varie cabine di trasformazione (skid) MT/BT, sia il condotto di evacuazione) dovranno rispondere alle caratteristiche di norma per quanto riguarda le caratteristiche dei materiali utilizzati nonché la modalità di costruzione dei cavidotti e di posa dei cavi elettrici.

5.1.2 Caratteristiche tecniche del cavo

Il cavo di media tensione sarà del tipo riportato nella tabella sottostante:

Codice Cavo	ARE4H1EX o ARE4H5EX, Uo/U: 18/30 kV, Umax: 36 kV
Materiale	alluminio
Formazione e sezione	varie a seconda della tratta

Caratteristiche del cavo di media tensione

Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza di tali cavi, sezione per sezione, sono riportate nella tabella sottostante (portata valutata per posa interrata a 1,2 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K m/W):

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	23	40
<i>Documento</i>	<i>REV</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Data</i>	<i>Pag.</i>	<i>Tot.</i>

ARE4H1R - 18/30 kV

U_o/U: 18/30 kV

U max: 36 kV

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø indicativo isolante	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 50	8,2	24,60	32,7	885	184	222	152	157
1 x 70	9,9	26,30	34,8	1025	230	278	186	192
1 x 95	11,4	27,80	36,4	1150	280	338	221	229
1 x 120	13,1	29,50	38,4	1310	324	391	252	260
1 x 150	14,4	30,80	39,8	1430	368	440	281	288
1 x 185	16,2	32,60	41,9	1620	424	504	317	324
1 x 240	18,4	34,80	44,5	1875	502	593	367	373
1 x 300	20,7	37,05	47,1	2135	577	677	414	419
1 x 400	23,6	40,00	50,5	2645	673	769	470	466
1 x 500	26,5	42,90	53,8	2710	781	890	550	540
1 x 630	30,2	46,60	58,0	3260	909	1030	710	700

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:

- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W
- Temperatura ambiente 20°C
- profondità di posa: 0,8 m

Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C 50Hz		Reattanza di fase		Capacità a 50Hz
		Ω/Km	a trifoglio	in piano	Ω/Km	
n° x mm ²	Ω/Km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	µF/km
1 x 50	0,641	0,822	0,822	0,14	0,15	143
1 x 70	0,443	0,568	0,568	0,13	0,15	160
1 x 95	0,320	0,411	0,411	0,12	0,14	175
1 x 120	0,253	0,325	0,325	0,12	0,13	192
1 x 150	0,206	0,265	0,265	0,11	0,13	205
1 x 185	0,164	0,211	0,211	0,11	0,12	222
1 x 240	0,125	0,161	0,161	0,11	0,12	244
1 x 300	0,100	0,130	0,129	0,10	0,11	265
1 x 400	0,0778	0,102	0,101	0,101	0,11	294
1 x 500	0,0605	0,0801	0,0794	0,097	0,11	321
1 x 630	0,0469	0,0635	0,0625	0,094	0,11	357

Caratteristiche tecniche ed elettriche dei conduttori dell'elettrodotta di evacuazione MT

Le terne saranno costituite da cavi tripolari precordati isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con conduttori in alluminio, formazione rigida compatta, classe 2.

Lo strato semiconduttore interno del cavo è estruso, l'isolamento in gomma HEPR, qualità G7 senza piombo; lo strato del semiconduttore è estruso, pelabile a freddo, lo schermo è realizzato in fili di rame rosso con nastro di rame in contospirale, guainetta in PVC, armatura realizzata da due nastri di alluminio, avvolti a coprigiunto e la guaina composta da una miscela a base di PVC, qualità Rz (Colore: rosso).

Per quanto riguarda l'impiego, tali conduttori sono adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze; essi si prestano alla posa in aria libera, in tubo o canale e sebbene ne rimanga ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17 essi verranno posizionati direttamente interrati, e posti ad una profondità di circa 1,2 mt dal livello di superficie.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	24	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



5.1.3 Controlli e verifiche

Le verifiche da effettuare saranno di due tipologie:

- controlli in corso d'opera;
- controlli ai fini del collaudo comprese le verifiche elettriche.

Per quanto riguarda la prova di tensione applicata sui cavi a 30 kV, se espressamente richiesto, sarà effettuata la prova alla tensione a Norma CEI di 3U₀ (efficaci) ed alla frequenza di 0,1 Hz applicata tra conduttore e lo schermo metallico per la durata di 15 minuti.

6 APPARECCHIATURE MT

6.1.1 Scomparti di protezione

Le sezioni di arrivo e partenza in MT (30 kV) di ogni cabina di trasformazione MT/BT saranno ognuna composta da:

- uno scomparto di arrivo cavi e risalita sbarre costituito da:
 - sbarre e isolatori portanti
 - chiusura di fondo
- uno scomparto protezione costituito da:
 - sezionatore di isolamento lato sbarre
 - sezionatore di terra lato cavi
 - interblocco di sicurezza tra sezionatore lato sbarre e sezionatore di terra
 - interruttore con sganciatore di apertura
 - relè di protezione
 - blocchi meccanici e di sicurezza

Ogni quadro sarà di tipo protetto, con sbarre isolate in aria.

Il sezionatore di linea sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF₆ ed involucro in acciaio inox, sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

L'interruttore sarà di tipo in vuoto o in gas SF₆, sarà equipaggiato con sensori di corrente per l'alimentazione del relè di protezione e sganciatore di apertura; sarà completo di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

Il relè di protezione dovrà prevedere le funzioni 50, 51, 50N, 51N, 67N, 27, 59, 59N, oltre alle misure amperometriche e voltmetriche.

Le principali caratteristiche elettriche delle apparecchiature MT sono:

- Tensione massima di esercizio 24/36 kV
- Tensione di tenuta a impulso 170 kV
- Tensione di tenuta a frequenza industriale 70 kV
- Corrente di sbarra 1.250 A
- Corrente di derivazione 630 A
- Potere di interruzione degli interruttori 31,5 kA

Gli scomparti di media tensione avranno dimensioni approssimative pari a:

- lunghezza 6.000 mm
- profondità 1.200 mm
- altezza 2.000 mm

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	25	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



Le dimensioni potranno variare in funzione della scelta del fornitore delle apparecchiature.

6.1.2 Sezione ausiliaria

Sarà presente inoltre una Sezione ausiliaria composta da uno scomparto protezione ed un trasformatore 30/0,4 kV della potenza di 100 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari quali alimentazione dei relè di protezione degli interruttori, illuminazione, servizi di sicurezza, sistema di controllo.

6.1.3 Dispositivi di protezione

Lo scomparto di protezione sarà composto da:

- sezionatore di isolamento lato sbarre
- sezionatore di terra lato cavi
- interblocco di sicurezza tra sezionatore lato sbarre e sezionatore di terra
- interruttore con sganciatore di apertura
- relè di protezione
- blocchi meccanici e di sicurezza

Lo scomparto sarà di tipo protetto, con sbarre isolate in aria.

Il sezionatore di linea sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF6 e involucro in acciaio inox; sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

L'interruttore sarà di tipo in vuoto o in gas SF6, sarà equipaggiato con sensori di corrente per l'alimentazione del relè di protezione e sganciatore di apertura; sarà completo di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

Il relè di protezione dovrà prevedere le funzioni 50, 51, 50N, 51N, oltre alle misure amperometriche e voltmetriche.

6.1.4 Installazione

L'installazione del trasformatore dovrà essere effettuata nel rispetto della norma CEI 11-18. L'accesso ai trasformatori sarà subordinato all'apertura e sezionamento dei rispettivi interruttori di MT e BT. L'accesso ad ogni locale trasformatori ausiliari, sarà chiuso con parete e porta a griglia e consentito solo con il trasformatore sezionato ed il corrispondente cavo di MT sezionato e messo a terra.

7 MISURE DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE

7.1.1 Protezione contro il cortocircuito

Nella parte di circuito in corrente continua non è prevista alcuna protezione contro il cortocircuito.

Nel circuito in corrente alternata la protezione è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. L'interruttore magnetotermico posto a valle di ciascun inverter agisce inoltre in aiuto all'azione del dispositivo di protezione posto all'interno dei gruppi di conversione.

7.1.2 Sezione dei conduttori di protezione

Il conduttore di protezione, collegato alle strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici avrà una sezione pari a 6 mm². A valle degli scaricatori di sovratensione, la sezione del conduttore di protezione sarà di 16 mm², questo per poter assicurare un corretto funzionamento dei dispositivi collegati.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	26	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



7.1.3 Misure di protezione contro i contatti diretti

Si ha un contatto diretto quando una parte del corpo umano viene a contatto con una parte dell'impianto elettrico normalmente in tensione (conduttori, morsetti, ecc.). La protezione delle persone contro i contatti diretti con parti attive in tensione sarà assicurata tramite isolamento delle parti medesime. L'isolamento dovrà essere in grado di sopportare una tensione di prova di 500V in c.a. per un minuto, così come certificato da istituto di controllo o dichiarato dal costruttore stesso. Per l'isolamento applicato durante l'installazione, si farà uso di nastri isolanti a marchio IMQ in quantità e nel modo più opportuno a conservare le caratteristiche di isolamento dei materiali costruiti in fabbrica. Tutte le parti in tensione dovranno essere contenute entro involucri aventi grado di protezione minimo IPXXB (Norma CEI 70-1) apribili solo mediante attrezzo.

7.1.4 Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata

Si attua la protezione contro i contatti diretti ponendo in essere tutte quelle misure e accorgimenti idonei a proteggere le persone dal contatto con le parti attive di un circuito elettrico.

La protezione può essere parziale o totale.

La scelta tra la protezione parziale o totale dipende dalle condizioni d'uso e d'esercizio dell'impianto (può essere parziale solo dove l'accessibilità ai locali è riservata a persone addestrate).

La Norma CEI 64-8 prevede inoltre quale misura addizionale di protezione contro i contatti diretti l'impiego di dispositivi a corrente differenziale.

7.1.5 Misure di protezione totali

Sono destinate alla protezione di personale non addestrato e si ottengono mediante:

1. Isolamento delle parti attive. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:
 - a. parti attive ricoperte completamente con isolamento che può essere rimosso solo a mezzo di distruzione;
 - b. gli altri componenti elettrici devono essere provvisti di isolamento resistente alle azioni meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto nell'esercizio.
2. Involucri o barriere. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:
 - a. parti attive contenute entro involucri o dietro barriere con grado di protezione almeno IP2X o IPXXB;
 - b. superfici orizzontali delle barriere o involucri a portata di mano, con grado di protezione almeno IP4X o IPXXD;
 - c. involucri o barriere saldamente fissati in modo da garantire, nelle condizioni di servizio prevedibili, la protezione nel tempo;
 - d. barriere o involucri devono poter essere rimossi o aperti solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo speciale;
 - e. il ripristino dell'alimentazione deve essere possibile solo dopo sostituzione o richiusura delle barriere o degli involucri.

7.1.6 Misure di protezioni parziali

Sono destinate unicamente a personale addestrato; si attuano mediante ostacoli o distanziamento.

Impediscono il contatto non intenzionale con le parti attive. Nella pratica sono misure applicate solo nelle officine elettriche. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni.

1. Ostacoli. Devono impedire:
 - a. l'avvicinamento non intenzionale del corpo a parti attive;

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	27	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



- b. il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione nel funzionamento ordinario.
 - c. Gli ostacoli possono essere rimossi senza una chiave o un attrezzo speciale, ma devono essere fissati in modo da impedirne la rimozione accidentale.
2. Distanziamento. Deve avvenire:
- a. Il distanziamento delle parti simultaneamente accessibili deve essere tale che esse non risultino a portata di mano.
 - b. La zona a portata di mano inizia dall'ostacolo (per es. parapetti o rete grigliata) che abbia un grado di protezione < IPXXB.

7.1.7 Misura di protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali

La protezione con interruttori differenziali con $I_{dn} = 300$ mA, pur eliminando gran parte dei rischi dovuti ai contatti diretti, non è riconosciuta quale elemento unico di protezione completa e richiede comunque l'abbinamento con una delle misure di protezione di cui ai precedenti paragrafi.

7.1.8 Protezione contro i contatti diretti lato corrente continua

La protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma.

Si ricorda, a questo proposito, che le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono essere tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere le persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici associati: cioè quelle che nella Norma CEI 11 27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono appositamente addestrate per eseguire i lavori elettrici.

7.1.9 Protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che, per cedimento dell'isolamento o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione. L'impianto fotovoltaico in oggetto si configura come sistema TN-S, ovvero sistemi che hanno il neutro collegato direttamente a terra (il centro stella dell'avvolgimento lato BT del trasformatore di potenza MT-BT del distributore) e tutte le masse dell'impianto collegate a terra per mezzo del conduttore di protezione. Pertanto, per la protezione contro i contatti indiretti, si farà ricorso ad una delle misure di seguito indicate, da scegliere caso per caso in funzione delle caratteristiche del circuito:

- Protezione mediante doppio isolamento: la protezione delle persone dai contatti indiretti sarà assicurata con l'utilizzo di apparecchi e componenti aventi doppio isolamento delle parti attive (componenti in Classe II). Detti apparecchi saranno contrassegnati dal doppio quadrato concentrico e non dovranno avere nessuna loro parte collegata all'impianto di terra;
- Interruzione automatica dell'alimentazione: subito a valle di ogni singolo inverter ovvero sul lato corrente alternata, sarà installato un interruttore automatico in grado di interrompere il parallelo dell'inverter con la rete in caso di cedimento dell'isolamento nella sezione in corrente continua.
- Realizzazione dell'impianto di messa a terra: l'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le masse metalliche e le masse estranee. L'impianto deve

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	28	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

soddisfare le prescrizioni delle vigenti Norme CEI 64-8 e CEI 11-1 dovrà essere realizzato in maniera da permette le verifiche periodiche di efficienza;

- Equipotenzialità delle masse estranee: tutte le masse estranee che possono introdurre o trasportare il potenziale di terra, entranti e/o presenti all'interno del campo fotovoltaico, devono essere elettricamente collegate all'impianto di messa a terra generale. Il conduttore equipotenziale principale che collega le tubazioni suddette deve avere una sezione non inferiore a metà di quella del conduttore di protezione di sezione più elevata presente nell'impianto, con un minimo di 6 mm².

7.1.10 Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata

Per la protezione contro i contatti indiretti lato corrente alternata potranno essere adottate le seguenti misure.

1. Protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione
 - a. Tale protezione è realizzata mediante l'impiego di interruttori differenziali coordinati con l'impianto di terra in modo da garantire una tensione di contatto presunta non superiore a 50 V per gli ambienti ordinari e 25 V per gli ambienti speciali. Deve essere soddisfatta la seguente relazione:
 $R_a * I_a < 50 \text{ V}$ dove:
 - i. R_a = resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione;
 - ii. I_a = corrente che provoca il funzionamento automatico dei dispositivi di protezione.
2. Protezione mediante l'impiego di apparecchiature aventi componenti di classe II o isolamento equivalente.
 - a. Il doppio isolamento è ottenuto aggiungendo all'isolamento principale o fondamentale (il normale isolamento delle parti attive) un secondo isolamento chiamato supplementare.
 - b. È altresì ammesso dalle Norme la realizzazione di un unico isolamento purché le caratteristiche elettriche e meccaniche non siano inferiori a quelle realizzate con il doppio isolamento; in questo caso l'isolamento è chiamato isolamento rinforzato.
 - c. Il tipo di protezione offerto dal doppio isolamento consiste nel diminuire fortemente la probabilità di guasti perché, in caso di cedimento dell'isolamento principale, rimane la protezione dell'isolamento supplementare.
 - d. Un'apparecchiatura elettrica dotata di doppio isolamento o di isolamento rinforzato è classificata di classe II.
 - e. Gli apparecchi elettrici vengono suddivisi dalle Norme CEI in quattro classi, in base al tipo di protezione offerta contro i contatti indiretti. In particolare:
 - i. Classe 0: apparecchio dotato di isolamento principale e sprovvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
 - ii. Classe I: apparecchio dotato di isolamento principale e provvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
 - iii. Classe II: apparecchio dotato di doppio isolamento o di isolamento rinforzato e sprovvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
 - iv. Classe III: apparecchio destinato ad essere alimentato a bassissima tensione di sicurezza.
 - f. L'isolamento può essere ridotto e non deve essere in alcun modo collegato a terra o al conduttore di protezione di altri circuiti.
3. Protezione mediante separazione elettrica.
 - a. Questo tipo di protezione evita correnti pericolose nel caso di contatto con masse che possono andare in tensione a causa di un guasto all'isolamento principale del circuito.
 - b. Le prescrizioni da rispettare affinché la protezione sia assicurata sono quelle indicate nella Norma CEI 64 8 (Articoli da 413.5.1.1 fino a 413.5.1.6) ed anche da:
 - i. quanto indicato, sempre dalla stessa Norma al punto 413.5.2, se il circuito separato alimenta un solo componente elettrico;

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	29	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



- ii. quanto indicato al punto 413.5.3, se il circuito separato alimenta più di un componente elettrico.
 - c. Si raccomanda inoltre che il prodotto della tensione nominale, in volt, del circuito separato, per la lunghezza della conduttura elettrica in metri, non superi il valore di 100.000; la lunghezza della conduttura non deve inoltre essere > 500 m.
4. Protezione mediante bassissima tensione di sicurezza
- a. Un sistema elettrico è a bassissima tensione se soddisfa le condizioni imposte dall'articolo 411.1.1 della Norma CEI 64 8; in particolare:
 - i. la tensione nominale non supera 50 V, valore efficace in c.a., e 120 V in c.c. non ondulata;
 - ii. l'alimentazione proviene da una sorgente SELV o PELV;
 - iii. sono soddisfatte le condizioni di installazione specificatamente previste per questo tipo di circuiti elettrici.
 - iv. SELV e PELV sono acronimi di Safety Extra Low Voltage e Protective Extra Low Voltage, e caratterizzano ciascuna specifici requisiti che devono possedere i sistemi a bassissima tensione.
 - v. Un circuito SELV ha le seguenti caratteristiche:
 - alimentato da una sorgente autonoma o da una sorgente di sicurezza. Sono sorgenti autonome le pile, gli accumulatori, i gruppi elettrogeni. Sono considerate sorgenti di sicurezza le alimentazioni ottenute attraverso un trasformatore di sicurezza.
 - Non ha punti a terra. È vietato collegare a terra sia le masse sia le parti attive del circuito SELV.
 - Deve essere separato da altri sistemi elettrici. La separazione del sistema SELV da altri circuiti deve essere garantita per tutti i componenti; a tal fine i conduttori del circuito SELV o vengono posti in canaline separate o sono muniti di una guaina isolante supplementare.
 - Un circuito PELV possiede gli stessi requisiti di un sistema SELV ad eccezione del divieto di avere punti a terra; infatti nei circuiti PELV almeno un punto è sempre collegato a terra.

7.1.11 Protezione contro i contatti indiretti lato corrente continua

Le masse di tutte le apparecchiature devono essere collegate a terra, mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, il sistema deve essere protetto mediante un dispositivo di interruzione differenziale di valore adeguato ad evitare l'insorgenza di potenziali pericolosi sulle masse, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerare masse. Tuttavia è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo: un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale.

Una strada diversa e risolutiva ai fini di garantire la sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale.

Nel caso invece in cui i moduli siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato (Classe II), le norme prevedono che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una difficoltà applicativa nel caso in cui le strutture di sostegno dei moduli, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra, giacché se da un lato viene richiesto di isolare le cornici dei moduli dalla struttura (magari, introducendo involucri o barriere che ne impediscano il contatto elettrico), dall'altro l'esperienza acquisita in ambito

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	30	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



internazionale nella gestione di impianti fotovoltaici consiglia di rendere equipotenziali le cornici dei moduli con la struttura. Quest'ultima soluzione infatti garantirebbe la sicurezza contro il contatto indiretto nel corso della vita utile dell'impianto fotovoltaico (superiore a 25 anni), nei casi nei quali non si possa escludere a priori l'eventualità che l'isolamento possa decadere nel tempo, specie nel caso di moduli installati in località vicino al mare.

L'equipotenzialità delle cornici dei moduli con la struttura di sostegno dei medesimi può essere ottenuta, previa opportuna valutazione del progettista, mediante il normale fissaggio meccanico dei moduli sulla struttura.

7.1.12 Protezione delle condutture elettriche

I conduttori che costituiscono gli impianti devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti. In particolare, i conduttori devono essere scelti in modo che la loro portata (I_z) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego (I_b) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione devono avere una corrente nominale (I_n) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (I_b) e la sua portata nominale (I_z) ed una corrente di funzionamento (I_f) minore o uguale a 1.45 volte la portata (I_z). In tutti i casi devono essere soddisfatte le seguenti relazioni: $I_b < I_n < I_z$ e $I_f < 1.45 I_z$

Il potere di interruzione degli interruttori è superiore a quello calcolato nel punto di installazione, in modo da garantire che nei conduttori non vengano mai a verificarsi valori di temperatura pericolosi. Gli interruttori sono dimensionati per garantire una buona selettività.

7.1.13 Messa a terra dell'impianto fotovoltaico

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni per mezzo di scaricatori di sovratensione di classe II.

È prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti monofase.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Le cornici dei moduli fotovoltaici saranno rese equipotenziali con la struttura metallica di sostegno mediante una corretta imbullonatura (utilizzo di rondelle a punta che rimuovono lo strato passivato sulle cornici) e collegate a terra attraverso un conduttore di protezione di opportuna sezione.

7.1.14 Interfaccia con la rete

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete del Distributore è subordinato a precise condizioni tra le quali hanno particolare rilevanza le seguenti:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete del Distributore, in caso contrario il collegamento con la rete del Distributore stessa si dovrà interrompere immediatamente ed automaticamente; pertanto, ogniqualvolta l'impianto del Cliente Produttore è sede di guasto o causa di perturbazioni si dovrà sconnettere senza provocare l'intervento delle protezioni installate sulla rete del Distributore;
- il regime di parallelo dovrà altresì interrompersi immediatamente ed automaticamente ogniqualvolta manchi l'alimentazione della rete da parte del Distributore o i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori consentiti;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete del Distributore non compresi nel campo consentito, l'impianto di produzione non deve entrare né permanere in servizio sulla rete stessa.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	31	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



Le suddette prescrizioni hanno lo scopo di garantire l'incolumità del personale chiamato ad operare sulla rete in caso di lavori e di consentire l'erogazione dell'energia elettrica al Cliente Produttore secondo gli standard contrattuali e di qualità previsti da leggi e normative vigenti, nonché il regolare esercizio della rete del Distributore. Come già precedentemente accennato, per motivi di sicurezza, per il collegamento in parallelo alla rete pubblica l'impianto sarà provvisto di protezioni che ne impediscano il funzionamento in isola elettrica, conforme alla normativa CEI 0-21 e CEI 0-16.

L'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato con un sistema di protezione articolato su tre livelli, ovvero:

- Dispositivo del generatore
- Dispositivo di interfaccia nel centro collettore
- Dispositivo generale nella cabina utente

7.1.15 Dispositivo del generatore

L'inverter è interamente protetto contro il corto circuito ed il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica. L'interruttore magnetotermico presente all'uscita di ogni inverter agisce come ulteriore supporto a questa funzione.

7.1.16 Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia provoca il distacco del sistema di generazione in caso di guasto alla rete elettrica. Il riconoscimento di eventuali anomalie avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che vanno al di fuori di un determinato range di tensione e frequenza definito come riportato di seguito:

- Minima tensione: $0.8 \times V_n$
- Massima tensione: $1.2 \times V_n$
- Minima frequenza: 49.7 Hz
- Massima frequenza: 50.3 Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno.

Tale fenomeno, detto funzionamento ad isola, deve essere necessariamente evitato poichè può generare condizioni di pericolo per il personale addetto durante la ricerca e/o la riparazione di guasti.

7.1.17 Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Esso dovrà essere in grado di garantire la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico.

7.1.18 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche

7.1.19 Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria della zona e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sull'area.

In particolare, le strutture risultano autoprotette contro le fulminazioni, secondo quanto previsto dalla Norma CEI EN CEI EN 62305-2 "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio - febbraio 2013".

In ogni caso, se ve ne sarà la necessità si potrà provvedere in fase esecutiva a dotare l'impianto di un'adeguata messa a terra.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	32	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



7.1.20 Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto potrebbe provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico. Potrebbero allora essere provocate sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, in modo particolare gli inverter.

Nel caso in esame, vista la notevole estensione dei collegamenti, si potrà pensare di rinforzare la protezione con l'inserimento di dispositivi SPD a varistore sulla sezione CC dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

7.1.21 Precauzioni per ridurre la propagazione dell'incendio

Quando una conduttura attraversa elementi costruttivi di edifici (pavimenti, pareti ecc.) aventi caratteristiche specifiche di resistenza al fuoco, le aperture che restano dopo il passaggio delle condutture devono essere otturate in accordo con il grado di resistenza all'incendio prescritto per il rispettivo elemento costruttivo dell'edificio prima dell'attraversamento.

Le condutture, quali tubi protettivi circolari e non circolari o canali, devono essere otturate sia internamente sia esternamente con elementi sia hanno una resistenza al fuoco almeno pari al grado di resistenza richiesto all'elemento costruttivo.

Questi riempitivi, detti barriere tagliafiamma, devono essere tali da non danneggiare, meccanicamente, termicamente o chimicamente le condutture con cui sono a contatto.

Inoltre, devono permettere gli spostamenti relativi delle condutture dovute a fenomeni termici senza ridurre la qualità dell'otturazione; devono avere stabilità meccanica adeguata per sopportare le sollecitazioni che si possono produrre in seguito a danneggiamenti dei supporti delle condutture causati da un incendio e devono avere caratteristiche di resistenza contro le influenze esterne, come richieste alle condutture.

Devono essere previste tali barriere nei tratti di attraversamento della passerella/tubazioni porta cavi fra compartimenti differenti.

7.1.22 Prevenzione incendi e sgancio di emergenza

L'Appaltatore dovrà realizzare le opere nel pieno rispetto e secondo i requisiti previsti dalla "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione Anno 2012" (VVF Nota DCPREV prot n. 1324 del 7 febbraio 2012) e relativi chiarimenti (VVF Nota DCPREV prot. n. 6334 del 4 maggio 2012), provvedendo pertanto a fornire e installare tutto quanto ivi previsto (cartellonistica, segnaletica di sicurezza, dispositivi di sezionamento di emergenza, ecc.).

Secondo le prescrizioni della circolare VV.F. n. 1324 del 07/02/2012, è opportuno prevedere un dispositivo di comando di emergenza, ubicato in posizione opportunamente segnalata ed accessibile, che determini il sezionamento dell'impianto fotovoltaico. Il comando di emergenza deve mettere fuori tensione tutti i circuiti (non di sicurezza) all'interno del compartimento antincendio, compresi quelli alimentati dal generatore fotovoltaico.

In questa fase di progettazione si è previsto un comando di emergenza all'esterno della cabina BT/MT che agisce sull'interruttore generale in MT e che quindi toglie tensione anche agli inverter lato a.c.. Gli inverter e il lato c.c. dell'impianto sono stati considerati fuori da eventuali compartimenti antincendio pertanto non è stato previsto un comando di emergenza che agisca sul lato c.c.

In fase esecutiva si dovrà verificare tale condizione e nel caso in cui non dovesse essere verificata si dovrà prevedere un comando di emergenza che intervenga sui cavi in ingresso all'eventuale compartimento antincendio. Si dovrà inoltre verificare l'eventuale presenza di servizi di sicurezza che dovranno rimanere in tensione anche dopo aver azionato il pulsante di emergenza.

8 VERIFICHE TECNICO-FUNZIONALI E DOCUMENTAZIONE TECNICA

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	33	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Le verifiche tecnico-funzionali sull'impianto consistono in un esame a vista e in un esame strumentale. L'esame a vista ha il fine di controllare che l'impianto sia stato realizzato secondo le norme CEI. In particolare, deve accertare che i componenti siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente.

L'esame strumentale consisterà nel controllo dei seguenti punti:

- continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
 - condizione: $P_{cc} > 0,85 P_{nom} I / I_{STC}$, dove:
 - P_{cc} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
 - P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
 - I è l'irraggiamento (in W/mq) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
 - I_{STC} , pari a 1.000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni standard;
 - condizione: $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$, dove:
 - P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;
 - la condizione: $P_{ca} > 0,75 P_{nom} I / I_{STC}$.

Al termine dei lavori saranno emessi e rilasciati i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;
- progetto esecutivo in versione "come costruito" (as-built), corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del Decreto 22 gennaio 2008 n. 37, articolo 2, lettera a e ss.mm.ii.;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate
- Documentazione di valutazione del rischio incendio, da presentare ai VVFF a corredo di apposita SCIA.

9 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

9.1.1 Dimensionamento DC del generatore fotovoltaico

Nel processo di progettazione degli impianti fotovoltaici collegati alla rete, la scelta della tensione nominale del campo fotovoltaico e quella del gruppo di conversione avvengono in maniera contestuale e rappresenta una delle scelte più delicate per il corretto dimensionamento dell'impianto stesso. In fase di progetto occorre stabilire i valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici per riscaldamento) e valutare se questi possono essere considerati compatibili con le caratteristiche d'ingresso dell'inverter e le proprietà di isolamento dei componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico stesso (ad es. tensione di isolamento dei moduli fotovoltaici o dei cavi in corrente continua, i quali, dovranno avere anche essi una tensione nominale adeguata a quella del sistema elettrico in cui vengono installati).

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	34	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

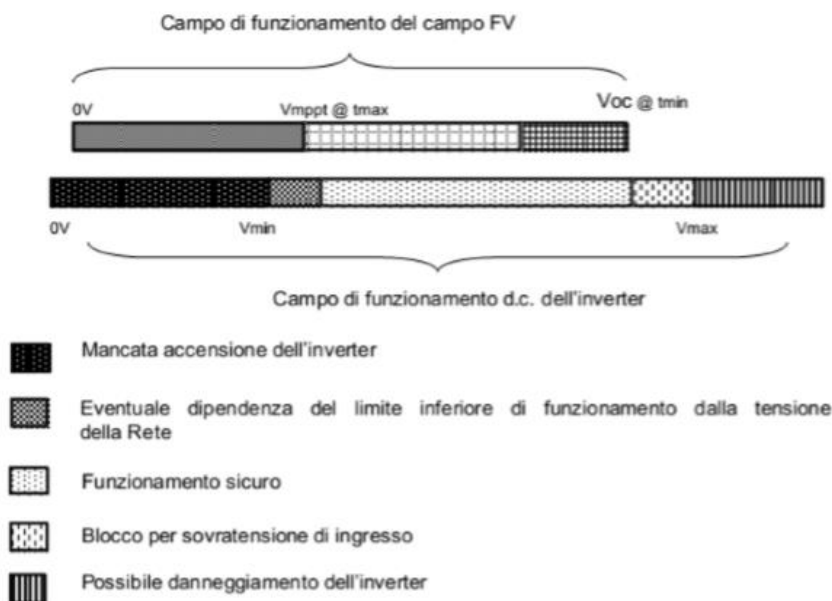


Diagramma accoppiamento moduli fotovoltaici-inverter

Dal diagramma di accoppiamento sopra riportato, si evince pertanto che le tre condizioni (disuguaglianze) da verificare, affinché le stringhe dei moduli fotovoltaici siano compatibili con le caratteristiche dell'inverter sono le seguenti:

1. $V_{mmin} > V_{inv MPPT min}$
2. $V_{m max} < V_{inv MPPT max}$
3. $V_{oc max} < V_{inv max}$

nelle quali $V_{inv MPPT min}$ e $V_{inv MPPT max}$ rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza (MPP) in cui lavora l'inverter, mentre la $V_{inv max}$ rappresenta il valore massimo di tensione in CC ammissibile ai morsetti dell'inverter.

9.1.2 Condizione " $V_{mmin} > V_{inv MPPT min}$ " e " $V_{m max} < V_{inv MPPT max}$ "

La prima e la seconda condizione di cui sopra assicurano che la tensione di stringa nel punto MPPT di massima potenza non esca al di fuori dei limiti operativi richiesti dall'operatore MPPT. Le condizioni operative estreme sono riferite alla temperatura minima e massima che si può ipotizzare sui moduli fotovoltaici tenuto conto della località in cui verranno installati gli stessi.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a $-0,28\% V/^{\circ}C$ e i limiti di temperatura estremi pari a $-5^{\circ}C$ e $+70^{\circ}C$, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC ($25^{\circ}C$).

Partendo dalla ipotesi che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze risultano essere quelle riportate nella tabella seguente.

$V_{m min} \geq V_{inv MPPT min}$	$1.000,31 \geq 890 V$
-----------------------------------	-----------------------

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	35	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



$V_{\text{max}} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$	$1.240,66 \leq 1.250 \text{ V}$
---	---------------------------------

Verifica dei limiti di tensione all'ingresso degli inverter

Come si può evincere dall'osservazione della tabella in tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate, pertanto si può concludere che ci sia compatibilità tra le stringhe di moduli e gli inverter scelti.

9.1.3 Portata dei cavi solari in regime permanente

Le sezioni dei cavi solari per i collegamenti delle stringhe dell'impianto fotovoltaico devono essere tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per il sovraccarico dovrà essere eseguita utilizzando la seguente relazione:

$$I_z < 1,25 I_{sc}$$

dove

- I_z è la portata in regime permanente della conduttura (funzione del tipo di cavo scelto).
- I_{sc} è la corrente di corto circuito della stringa.

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi dell'impianto fotovoltaico dovranno essere scelti con una portata almeno uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, ad esempio $1,25 I_{sc}$. Per la sezione in corrente continua dell'impianto non è prevista protezione contro il sovraccarico.

9.1.4 Collegamento in serie tra moduli

Tutti i collegamenti dei moduli fotovoltaici saranno realizzati con cavi solari unipolari in gomma del tipo Radox (o similari) di cui sono corredati i moduli stessi.

I collegamenti tra i moduli che compongono la stringa dovranno essere fascettati alle strutture di supporto.

9.1.5 Collegamento tra stringhe ed inverter

Tutte le stringhe verranno prolungate, sempre tramite cavi solari unipolari in gomma del tipo Radox (o similari), ai connettori di ingresso rapido di ciascun inverter di stringa (composto da un massimo di 18 ingressi per sotto-campo), come visibile nello schema unifilare allegato. Il criterio utilizzato per il dimensionamento dei cavi è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver determinato e scelto la sezione commerciale del cavo da utilizzare, è stata effettuata la verifica con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superi determinati valori di sicurezza per i cavi.

Per ogni sotto-campo dell'impianto fotovoltaico in oggetto si è considerato che la stringa più lontana dall'inverter distasse da questa **una lunghezza pari a 100 mt.**

Tali cavi correranno in parte sulla struttura di supporto dei moduli (a cui dovranno essere fascettate) ed in parte interrati dentro tubazioni fino al raggiungimento del relativo inverter.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	36	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

TEKNİK VERİLER / TECHNICAL DATA

Cu-Sn/TPE/TPE

Nominal Kesit	İzole Et Kalınlığı	Dış Kılıf Et Kalınlığı	Ortalama Dış Çap	Ortalama Ağırlık	Max. Akım Taşıma Kapasitesi			20°C Max. İletken Direnci
Nominal Cross Sectional	Thickness of Insulation	Thickness of Over sheath	Overall Diameter app.	Net Weight app.	Current Carrying Capacity in			Conductor DC Resistance at 20°C max.
(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	Kablo Havada Single core free in Air	Kablo yüzey üzerindeki Single core on a Surface	İki kablo birbirine dokunmayan Two cables adjacent on surface	ohm/km
1,5	0,70	0,80	4,60	35	30	29	24	13,7
2,5	0,70	0,80	5,00	46	41	39	33	8,21
4	0,70	0,80	5,50	63	55	52	44	5,09
6	0,70	0,80	6,10	83	70	67	57	3,39
10	0,70	0,80	7,10	124	98	93	79	1,95
16	0,70	0,90	8,45	186	132	125	107	1,24
25	0,90	1,00	10,40	284	176	167	142	0,795
35	0,90	1,10	11,50	384	218	207	176	0,565
50	1,00	1,20	13,65	538	276	262	221	0,393

Caratteristiche del cavo solare

9.1.6 Portata, cadute di tensione e perdite di potenze nei cavi AC

Le ipotesi di progetto portano:

- caduta di tensione massima ammissibile il **4%** della tensione nominale per ciascuna tratta;
- perdite di potenza inferiori al **1%** in totale

Tali ipotesi risultano fondamentali per l'individuazione della sezione di ogni cavo costituente l'impianto fotovoltaico in oggetto.

9.1.7 Scelta della sezione dei cavi

Per scegliere la sezione più opportuna dei conduttori di fase relativi a cavi interrati si procede alla determinazione della loro portata secondo il metodo descritto dalla tabella CEI-UNEL 35026.

In ogni caso dovrà valere la relazione:

$$I_b < I_z$$

Dove:

- I_b = corrente massima che attraversa il cavo;
- I_z = portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa;

9.1.8 Calcolo corrente di linea (I_b)

Per il calcolo della corrente massima che circola in un circuito trifase si utilizza la formula sottostante:

$$I_b = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n \times \cos \varphi}$$

Dove:

- I_b = corrente massima che attraversa il cavo;
- P_n = Potenza massima della linea;
- V_n = Tensione nominale della linea.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	37	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



9.1.9 Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa (I_z)

La portata nominale I'_z viene definita, per un cavo interrato, con le seguenti condizioni di posa:

- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W;
- Temperatura ambiente 20°C;
- profondità di posa: 0,8 m

Qualora le condizioni di posa differiscano da queste, dovranno essere applicati dei coefficienti correttivi che, moltiplicati per I'_z , danno luogo alla portata nominale del cavo nelle condizioni reali di posa I_z .

Il fattore correttivo in questione K_{tot} è ottenuto come segue:

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

- K_1 è il fattore di correzione da applicare se la temperatura del terreno è diversa da 20°C;
- K_2 è il fattore di correzione da applicare per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;
- K_3 è il fattore di correzione per resistività del terreno diversa dal valore di riferimento di 1,5 Kxm/W, valido per terreni asciutti.
- K_4 è il fattore di correzione per profondità di posa dal valore di riferimento pari a 0,8 m;

Nel caso in esame (con riferimento alle tabelle della richiamata CEI-UNEL 35026):

- $K_1 = 0,95$ poiché si suppone una temperatura massima del terreno pari a 25°C;
- $K_2 =$ variabile, in funzione della presenza contemporanea di altri circuiti;
- $K_3 = 0,5$ poiché si suppone che la posa avvenga in un terreno con resistività termica 0,5 Kxm/W, valido per terreni umidi.
- $K_4 = 0,96$ poiché la profondità di posa è pari a 1,2 mt;

Si riporta, per le differenti sezioni, la portata effettiva di tutti i cavi (BT, MT ed AT) previsti presso l'impianto fotovoltaico e nei circuiti di collegamento alla rete elettrica nelle condizioni di posa previste a progetto; da qui si evince come la massima corrente I_b che attraverserà ciascun cavo è sempre minore della portata effettiva I_z calcolata nelle reali condizioni di posa.

9.1.10 Caduta di tensione

Di seguito riportata la formula per il calcolo della caduta di tensione percentuale:

$$\Delta V\% = \Delta V \cdot L \cdot I \cdot V \cdot 100$$

Dove:

- V = tensione di linea [V]
- ΔV = caduta di tensione specifica, pari a:

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

- L = lunghezza della linea [km]
- I = corrente di carico [A]
- r = resistenza specifica [Ω /km]
- x = reattanza specifica [Ω /km]
- $\cos\varphi$ = fattore di potenza

Le distanze sono state incrementata del 10% a favore della sicurezza.

La caduta di tensione massima sia inferiore quella prevista nelle ipotesi di progetto e pari a 4%.

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	38	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 11,22 MW E POTENZA MODULI PARI A 12,14 MWp CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV12 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' C. DA LA MACCHIA



9.1.11 Perdita di potenza

L' impianto fotovoltaico sarà dimensionato in modo tale che la perdita di potenza percentuale nei cavi, per ogni tratta di collegamento tra le varie cabine costituenti l'impianto fotovoltaico (sia circuito MT che circuiti bt), saranno **inferiori all'1%.**

07.02_R.I.	0	Relazione Impianti	06/2021	39	40
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.