

52100 AREZZO via P. Calamandrei 139 Tel. 0575/251756-351451
e-mail: info@studiopentium.it Fax 0575/251757

DESIGNAZIONE INTERVENTO
PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO
POTENZA 4.925,655kWp
(POTENZA D'IMMISSIONE 4.900kWp)
DENOMINATO "CEPPETO NORD"

COMMITTENTE

RINNOVAGRO Srl Soc. Agr.
Via Santa Lucia n.149
Castiglion Fiorentino (AR)

LOCALITA' D'INSTALLAZIONE

Ceppetò snc
CASTIGLION FIORENTINO (AR)

OGGETTO

RELAZIONE TECNICA

TAVOLA N. RT FTV

SCALA * * *

DATA Luglio 2026

AGGIORNAMENTI

IL TECNICO



1) PREMESSA, GENERALITA' E RIFERIMENTI

La presente relazione tecnica è parte integrante del progetto dell'impianto elettrico agrivoltaico grid-connected, per la produzione di energia elettrica, denominato "Ceppeto Nord", da installare a terra in Loc. Ceppeto snc, Castiglion Fiorentino (AR), sui terreni nella disponibilità della Soc. Agr. Rinnovagro Srl, con sede in Loc. Santa Lucia n.149, Castiglion Fiorentino (AR).

La potenza nominale del generatore FTV è pari a 4.925,655kWp, mentre la potenza d'immissione in rete risulta pari 4.900kW, ovvero la potenza minima tra la somma delle potenze degli inverter e la somma delle potenze dei moduli FTV (Rif. CEI 0-16 art. 3.69).

L'impianto agrivoltaico, per definizione, è un impianto fotovoltaico, realizzato con caratteristiche innovative, installato su area agricola, con i moduli elevati da terra, su sistema ad inseguimento solare, per non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e/o pastorale. Nel presente caso l'attività svolta, nell'area agricola, sarà colturale, per cui l'altezza minima dei moduli da terra, alla massima inclinazione del sistema rotante (tracker monoassiale ad inseguimento solare), è pari a 2,10m.

L'impianto verrà realizzato con inverter ad alta tensione (800V AC), collegati a due cabine di trasformazione BT/MT 800/15.000V, dotate di trasformatori da 1.600/2.000kVA; ciascuna cabina sarà provvista di trasformatore BT/BT 800/400V+N, per l'alimentazione delle utenze ausiliarie della cabina di trasformazione, della cabina di consegna e delle apparecchiature dislocate in campo.

L'impianto FTV sarà connesso alla rete MT di e-Distribuzione, in regime di cessione totale, denominato RID, ovvero "Ritiro Dedicato".

Per l'intervento in oggetto è prevista la redazione del progetto ai sensi del Decreto 22 Gennaio 2008 n. 37.

1.2) OSSERVANZA DELLE LEGGI VIGENTI

La realizzazione di tutti gli impianti, nel loro complesso, avverrà nel pieno rispetto delle leggi e normative tecniche vigenti la cui conoscenza e applicazione sarà data per nota ed accettata dalla Ditta esecutrice degli impianti medesimi.

E' altresì chiaro che la/e Ditta/e realizzatrice sarà tenuta al rispetto ed alla applicazione di eventuali nuove normative o disposizioni di legge che dovessero essere emanate nel corso dei lavori e la cui applicazione sia espressamente richiesta per i lavori in essere, nonché alla realizzazione di eventuali modifiche o sistemazioni degli impianti realizzati sino alla piena loro collaudabilità da parte degli Enti preposti.

Oltre a quanto contenuto nella presente relazione dovranno essere rispettate tutte le Leggi, Norme e Regolamenti vigenti nel merito ed in particolare le norme riguardanti gli impianti emanate da e-Distribuzione, I.S.P.E.S.L., CEI, UNI, UNEL, con particolare riferimento alle seguenti Norme CEI :

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per DM 37/08;
- CEI EN 50522 Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI 17-43 Metodo per la determinazione della sovratemperatura mediante estrapolazione, per le apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS);

- CEI 20-13-V3:2018 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30kV;
- CEI-UNEL 35024/1 Portata dei cavi in rame in bassa tensione per cavi isolati con materiale elastomerico o termoplastico;
- CEI 11-20 e CEI 11-20V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 0-16 e s.m.i.: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica;
- Allegato A.70 del Codice di Rete di Terna;
- CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- CEI 11-27/1 Esecuzione dei lavori elettrici – Parte 1: requisiti minimi di formazione per lavori non sotto tensione su sistemi di Categoria 0, I, II e III e lavori sotto tensione su sistemi di Categoria 0 e I;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua;
- CEI EN 61936-1:2011-03 Impianti elettrici con tensione superiore a 1KV in corrente alternata. Parte 1: Prescrizioni comuni;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10) e s.m.i.: Protezione contro i fulmini, serie composta da:
 - CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
 - CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;
 - CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
 - CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI EN 60439(CEI 17-13) Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT), serie composta da :
 - CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
 - CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione (ASD);
- CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per sistemi fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-25 e s.m.i.: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali; (CEI, ASSOSOLARE);
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) - parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1 Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1 : Definizioni;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 50499: Procedure per la valutazione dell'esposizione dei lavoratori ai campi elettromagnetici;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of building – Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- UNI 8477-1:1983 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- UNI 8477-2:1985 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione degli apporti ottenibili mediante sistemi attivi o passivi;
- Legge n.186 del 01/03/68 Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici;
- Decreto 22/01/08 N.37. Norme per la sicurezza degli impianti;
- Circolare VV.F. n.1324 del 07/02/2012 – Guida all'installazione degli impianti fotovoltaici
- D.L. n. 493/94 Attuazione della direttiva CEE concernente le prestazioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro;
- D.M. 16/01/96 Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996 Istruzioni per l'applicazione delle norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi;
- D.M. 29/05/2008 Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti.

Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si dovranno applicare le norme più recenti. Si applicheranno, inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

Nella scelta dei materiali non univocamente specificati negli elaborati grafici o nel computo si evidenzia che:

- a) Tutti i materiali e gli apparecchi impiegati negli impianti elettrici FTV saranno adatti all'ambiente in cui verranno installati e saranno tali da resistere alle azioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità, alle quali possono essere esposte durante l'esercizio.
- b) Tutti i materiali avranno caratteristiche e dimensioni tali da rispondere alle norme CEI ed alle tabelle CEI UNEL attualmente in vigore ed essere dotati di marcatura CE.
- c) In particolare i materiali e gli apparecchi per i quali è prevista la concessione del Marchio di Qualità dovranno essere muniti di idoneo contrassegno.

1.3) DATI TECNICI DI RIFERIMENTO

1.3.1) Caratteristiche dell'impianto elettrico

- Sistema IT lato DC (campo agrivoltaico);
- Sistema TN-S lato AC;
- Alimentazione dalla rete MT di e-Distribuzione a 15kV, esercita con neutro compensato (sistema di II^a Categoria);
- Potenza di c.to c.to lato MT: 500MVA;
- Corrente di c.to c.to lato MT < 12,5kA;
- Trasformatori:
 - N.2 Trafo MT/BT da 2.000kVA 15/0,8kV cad., isolati in resina, tensione di c.to c.to 8%, corrente di c.to c.to presunta su lato BT 18kA;
 - N.1 Trafo MT/BT da 1.600kVA 15/0,8kV cad., isolati in resina, tensione di c.to c.to 6%, corrente di c.to c.to presunta su lato BT 19,2kA;
 - N.3 Trafo BT/BT da 50kVA 800/400V+N cad., isolati in resina, tensione di c.to c.to 4%, corrente di c.to c.to presunta su lato BT 1,8kA;
- Contributo alla corrente di c.to c.to, del generatore FTV, pari a 5.334A 800V;
- Distribuzione AC 800V: 3F+PE;
- Distribuzione AC 400V: 1F+N+PE e 3F+N+PE;
- Caduta di tensione massima ammissibile: 2% lato DC (Guida CEI 82-25) e 4% lato AC;
- Misura dell'energia prelevata e/o immessa nella rete (net metering): contatore bidirezionale, installato dal gestore di rete, idoneo a consentire il servizio di telelettura, per la misura dell'energia immessa in rete;
- Punto di consegna presente all'interno del locale misure nella cabina di consegna.

1.3.2) Dati di progetto relativi all'impianto agrivoltaico

Tipo d'installazione: su tracker monoassiale (Est-Ovest) ad inseguimento solare, con altezza minima dei moduli da terra, alla massima inclinazione del sistema rotante pari a 2,10m;

1.3.3) Dati di progetto relativi alle influenze esterne

- Temperatura: minima esterna: -10°C (cella FV: -10°C) / massima esterna: +46°C (cella FV: +70°C);

2) DESCRIZIONE DEL GENERATORE AGRIVOLTAICO

Il generatore sarà costituito da due sotto-campi, ciascuno di essi facente capo alla rispettiva cabina MT/BT, sarà collegato in parallelo alla rete pubblica, tramite nuova fornitura MT. I moduli saranno fissati su struttura metallica ad inseguimento solare monoassiale (tracker).

L'intero generatore sarà composto da 7.407 moduli bifacciali tipo LONGI mod. LR7-72HVD-665M da 665Wp cad. o equivalenti, con semicelle in silicio monocristallino, per una potenza totale pari a 4.925,655kWp, intesa come somma delle potenze di targa, picco o nominali di ciascun modulo, misurata in condizioni STC (Standard Test Condition), che prevede un irraggiamento pari a 1.000W/mq con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo Norme CEI EN 904/1-2-3.

La potenza ai fini della connessione (potenza minima tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore collegato allo stesso inverter), risulta pari a 4.900kW.

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto dai seguenti elementi disposti in campo, di seguito indicati:

2.1) CAMPO AGRIVOLTAICO (a lato dei tracker)

- n. 14 inverter DC/AC di stringa da 350kW 800V, dotati di sezionatore DC sotto-carico e limitatore di sovratensione in Classe II sul lato DC ed AC;
- n. 14 quadri (QDDG), ciascuno contenente il dispositivo di generatore:
 - Dispositivi di Generatore (DDG), idonei ad escludere il gruppo di conversione in condizioni di "aperto", ciascuno costituito da interruttore automatico magnetotermico con sganciatore di apertura, di idonea corrente nominale e potere d'interruzione.
- n. 14 quadri ausiliari per alimentazione dei motoriduttori di ciascun tracker;

2.2) CABINA DI TRASFORMAZIONE MT/BT "1"

- n. 2 quadri (QBT1CAB1 e QBT2CAB1), AC 800V, per il parallelo di n.9 inverter, contenenti anche il limitatore di sovratensione, l'interruttore di alimentazione del trafo BT/BT per i servizi ausiliari 800/400V (interbloccati tramite lucchetto) e l'interruttore di protezione del secondario dell'inverter. Ciascun quadro sarà costituito da armadio metallico senza porte, IP31;
- n. 2 quadri servizi ausiliari (QAUX1 e QAUX2), AC 400V, ciascuno alimentato dal rispettivo quadro QBTCAB, per l'alimentazione dei servizi ausiliari della rispettiva cabina e del campo agrivoltaico: torrini di estrazione, luce e prese di servizio, UPS cabina, quadro cabina di consegna (QCC) ed alimentazione dei quadri tracker. Ciascun QAUX sarà costituito da armadio metallico con porta trasparente e porta cieca, IP41;
- n. 2 trasformatori MT/BT, isolati in resina, uno da 1.600kVA e uno da 2.000kVA, ciascuno posto all'interno di zona dedicata e segregata, IP2X, accessibile tramite porta dotata di serratura AREL, anellata con il sezionatore di terra della rispettiva cella MT;

- n. 2 trasformatori BT/BT, isolati in resina, da 50kVA cad., posti all'interno di box metallico IP2X, in prossimità del rispettivo quadro QAUX;
- n. 2 rack dati contenenti ciascuno gli apparati attivi e passivi per il collegamento in fibra ottica ai vari box dati disposti in campo ed al rack installato nella Cabina MT/BT "2", inoltre al suo interno sono previsti il sistema di gestione dei tracker (DCU), il relativo terminale di monitoraggio e lo Scada per il controllo dell'impianto agrivoltaico;
- n. 1 quadro MT costituito da cella di sezionamento linea MT in arrivo dalla cabina di consegna, con sezionatore non automatico accoppiato a bobina di sgancio a lancio di corrente, che funge da Dispositivo di Rincalzo (DDR), n.2 celle di protezione, una per ciascun trasformatore, ciascuna costituita da interruttore automatico, con sezionatore e relè di protezione, inoltre è presente la cella contenente il sezionatore del circuito MT per il collegamento alla Cabina MT/BT "2".

2.3) CABINA DI TRASFORMAZIONE MT/BT "2"

- n. 1 quadro AC 800V (QBT1CAB2), per il parallelo di n.5 inverter, contenenti anche il limitatore di sovratensione, l'interruttore di alimentazione del trafo per i servizi ausiliari 800/400V (interbloccati tramite lucchetto) e l'interruttore di protezione del secondario dell'inverter. Il quadro sarà costituito da armadio metallico senza porte, IP31;
- n. 1 quadro servizi ausiliari (QAUX3), AC 400V+N, alimentato dal quadro QBT1CAB2, per l'alimentazione dei servizi ausiliari della cabina e del campo agrivoltaico: torrini di estrazione, luce e prese di servizio, UPS cabina ed alimentazione dei quadri tracker. Il QAUX sarà costituito da armadio metallico con porta trasparente e porta cieca, IP41;
- n. 1 trasformatore MT/BT, isolato in resina, da 2.000kVA, posto all'interno di zona dedicata e segregata, IP2X, accessibile tramite porta dotata di serratura AREL, anellata con il sezionatore di terra della cella MT;
- n. 1 trasformatore BT/BT, isolato in resina, da 50kVA, posto all'interno di box metallico IP2X, in prossimità del quadro QAUX3;
- n. 1 rack dati contenente gli apparati attivi e passivi per il collegamento in fibra ottica ai vari box dati disposti in campo ed al rack installato nella Cabina MT/BT "1", inoltre al suo interno sono previsti il sistema di gestione dei tracker (DCU) ed il relativo terminale di monitoraggio;
- n. 1 quadro MT costituito da cella di sezionamento linea MT in arrivo dalla cabina MT/BT "1" e n.1 celle di protezione, per il trasformatore, costituita da interruttore automatico, dotato di bobina di sgancio, con sezionatore e relè di protezione.

2.4) CABINA DI CONSEGNA

- n. 1 quadro servizi di cabina (QCC), AC 400V+N, derivato dal QAUX1, con ridondanza di alimentazione del QAUX2, per l'alimentazione dei servizi ausiliari del locale MT Utente e della cabina di consegna di e-Distribuzione: luce e prese di servizio, UPS cabina. Il QCC sarà costituito da centralino in materiale termoplastico, con sportello trasparente IP65;

- n. 1 quadro UPS cabina (QCCUPS), AC 230V, alimentato da UPS on-line 1kVA, contenente l'interruttore di protezione degli ausiliari delle celle MT, quindi anche il relè di protezione che funge da Sistema di Protezione Generale (SPG) e Sistema di Protezione d'Interfaccia (SPI). Il QCCUPS sarà costituito da centralino in materiale termoplastico, con sportello trasparente IP65;
- n. 1 quadro MT costituito da:
 - cella con sezionatore ed interruttore automatico, dotato di n.1 bobina di sgancio a lancio di corrente (comandata da SPG), n.1 bobina di sgancio di minima tensione (comandata da SPI), collegata alla linea MT in arrivo dalla cabina di consegna di e-Distribuzione, che funge da Dispositivo Generale (DG) e da Dispositivo d'Interfaccia (DDI), dotato relè di protezione CEI 0-16 (SPG) e Sistema di Protezione d'Interfaccia (SPI); la cella ha TA, TO e TV a doppio secondario per il collegamento di SPG, SPI e CCI;
 - cella di risalita, per collegamento al quadro MT in cabina MT/BT "1";
 - cella misure, dotata di terna di TV, predisposta per l'inserimento di un contatore di scambio privato;
- nel locale misure sarà installato, da e-Distribuzione, n. 1 gruppo di misura per la quantificazione dell'energia scambiata con la rete (M1).

2.5) MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli FTV previsti saranno bifacciali in silicio monocristallino, incorniciati, rigidi, di potenza pari a 665Wp, con 144 semicelle collegate in serie e parallelo tra loro.

La scelta del modulo con celle monocristalline, è stata effettuata in quanto risulta essere un modulo con ottima efficienza, oltre che essere più performante alle alte temperature.

I moduli dovranno avere data di produzione non superiore a 12 mesi dalla data di fornitura e costruiti secondo la vigente normativa europea, relativamente alle prestazioni meccaniche di resistenza ai carichi statici e dinamici, apportati dalla pressione di neve e vento, inoltre dovranno avere il certificato di garanzia di almeno 25 anni contro i difetti di fabbricazione del prodotto; la garanzia sulla producibilità non dovrà essere inferiore al 90% a 12 anni ed 80% a 30 anni.

Dovranno essere dotati di almeno tre diodi di by-pass, cornice in alluminio anodizzato, tolleranza positiva sulla potenza di uscita 0/+3%, Certificato di Garanzia sul Prodotto e Certificato rilasciato all'azienda produttrice dei moduli che attesti la conformità ai requisiti delle normative ISO 9001:2008 (Sistema di gestione della qualità), OHSAS 18001 (Sistema di gestione della salute e sicurezza del lavoro), ISO 14000 (Sistema di gestione ambientale) e Certificato di adesione ad un Consorzio di riciclo per moduli FTV a fine vita.

2.6) STRUTTURE/ELEMENTI DI SOSTEGNO DEI MODULI

I moduli fotovoltaici saranno installati su tracker monoassiali ad inseguimento solare, costituiti da struttura metallica infissa a terra tramite palo centrale, per un modulo fissato verticalmente. Tutti i pali infissi nel terreno saranno collegati da un unico profilo metallico centrale, posto in posizione orizzontale, parallelo al terreno, ed ortogonale rispetto ai moduli; tale profilo, al quale sono fissati i moduli, ha la funzione di ruotare

fino ad un massimo di 55° rispetto al piano orizzontale, sia ad Est che ad Ovest. La rotazione è possibile tramite motoriduttori, alimentati a 230V dal QTRK di zona, e pistoni che consentono la movimentazione di tutto il sistema.

La gestione dell'inclinazione, rispetto alla posizione del sole, è invece effettuata dal sistema DCU, posto all'interno del rack, dentro ciascuna cabina MT/BT. Il DCU, tramite la propria stazione meteo, comunica ai vari motori quanto inclinarsi in ogni momento della giornata, tali dati vengono inviati wireless a ciascun tracker.

2.7) STRINGHE DC

Il generatore agrivoltaico sarà costituito da 448 stringhe, collegate a gruppi di 4, su ciascun MPPT del rispettivo inverter di appartenenza.

Le condizioni termiche ambientali influiscono notevolmente sui parametri elettrici dei moduli fotovoltaici e di conseguenza sui valori di stringa; con l'innalzamento della temperatura, infatti, decresce il valore della tensione, che potrebbe raggiungere perfino il valore minimo di soglia per l'attivazione dell'inverter, mentre al contrario, con l'abbassamento della temperatura, si innalza il valore di tensione che potrebbe superare il limite di soglia previsto per l'ingresso nell'inverter.

I valori di input utilizzati nel dimensionamento del campo fotovoltaico, relativamente alle condizioni termiche ambientali (acquisendo valori a vantaggio della sicurezza), in funzione del tipo di modulo e dell'inverter utilizzato, sono i seguenti:

- Minima temperatura delle celle: -10°C;
- Massima temperatura delle celle: +70°C.

2.8) CONVERTITORE STATICO DC/AC

Il sistema di conversione costituisce l'interfaccia tra il campo fotovoltaico e la rete locale di e-Distribuzione; nel caso specifico si prevede l'utilizzato n.14 inverter ZCS AZZURRO mod. "350KTL-HV Z0", di potenza nominale 350kW, con tensione di uscita 800V (HV), collegati direttamente alle rispettive stringhe fotovoltaiche.

Tutti gli inverter saranno dotati di sezionatore DC sotto-carico, in grado di sezionare contemporaneamente lato DC e lato AC, limitatore di sovratensione in Classe II, sul lato DC e sul lato AC, e scheda di comunicazione dotata di porta di connessione RS485 ed Ethernet.

Il convertitore statico DC/AC sarà a commutazione forzata e lavorerà in parallelo alla rete di e-Distribuzione, a cui fornirà l'energia generata dal campo fotovoltaico.

L'inverter sarà dotato di idonea protezione in modo che, in caso di black-out sulla rete di e-Distribuzione, venga isolato e non possa funzionare in isola; non sarà soggetto ad interferenze elettromagnetiche ed avrà filtri per impedire interferenze con le radiofrequenze in ingresso ed in uscita. Sarà conforme alla Norma CEI 0-16 e s.m.i..

2.9) CAVI DI CABLAGGIO DC - AC/BT – AC/MT

I moduli fotovoltaici, in uscita dalla "Junction Box" posta sul retro, sono dotati di "cavi solari" da 4mmq, attestati con connettori MC (Multi-Contact) ed il cablaggio tra i moduli sarà realizzato tramite tali cavi.

I collegamenti delle stringhe al rispettivo inverter (prolungamento delle stringhe), invece, saranno realizzati tramite cavi unipolari da 6mmq H1Z2Z2-K.

I collegamenti BT ad 800V tra i quadri QDDG ed i rispettivi QBTCAB, saranno realizzati con cavi CPR in alluminio, unipolari, isolati in EPR di tipo ARG16R16.

I restanti collegamenti BT saranno realizzati tramite cavi CPR, in rame, uni/multipolari, isolati in EPR di tipo FG16(O)R16.

I circuiti MT saranno realizzati con cavi CPR unipolari schermati e cordati ad elica visibile, in alluminio, isolati in XLPE, di tipo ARE4H1RX.

Per una migliore comprensione delle sezioni e dei tipi di conduttori utilizzati per i collegamenti tra le varie apparecchiature presenti nell'impianto, dal campo fotovoltaico al punto di consegna, si rimanda agli elaborati grafici di progetto.

3) CONNESSIONE ALLA RETE MT DI "E-DISTRIBUZIONE"

Per la connessione alla rete MT si fa riferimento alla Norma CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

L'impianto agrivoltaico sarà allacciato su un nuovo punto di connessione in MT da 15kV, la tensione di riferimento per l'isolamento delle apparecchiature è pari a 24kV.

La terna di cavi di collegamento MT, comprese le terminazioni, con la cabina di consegna di e-Distribuzione sarà fornita ed allestita dal Cliente ed avrà sezione non inferiore a 95mmq.

3.1) ALLACCIAMENTO ALLA RETE MT

3.1.1) Dispositivo Generale DG

Il dispositivo generale sarà costituito, a partire dal lato alimentazione di e-Distribuzione, da un sezionatore tripolare ed un interruttore asservito al sistema di protezione generale (SPG).

Gli interruttori saranno tripolari simultanei ed avranno potere d'interruzione adeguato alla corrente di c.to c.to della rete, con un minimo di 12,5KA.

3.1.2) Sistema di Protezione Generale SPG

Al fine di evitare che guasti interni all'impianto del Cliente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete di e-Distribuzione, saranno presenti nell'impianto, protezioni generali di massima corrente a due soglie e anche contro i guasti a terra, tarate secondo le prescrizioni del Distributore.

La protezione di massima corrente sarà realizzata mediante relè di tipo unipolare, almeno su due fasi, a due soglie d'intervento (azionanti l'interruttore), collegato ai riduttori (TA, TO e TV), per il prelievo dei dati di corrente e tensione, conforme CEI 0-16.

La protezione contro i guasti a terra è realizzata con relè di massima corrente omopolare, tarato secondo i

dati riportati nella CEI 0-16. Per questo relè l'errore sulla misura della corrente omopolare dovrà essere inferiore al 5%.

Nel caso specifico l'interruttore sarà dotato delle seguenti protezioni :

- Protezione $I > 50$; funzione: Massima corrente di fase istantanea (Protezione contro il c.to c.to tra le fasi);
- Protezione $I > 51$; funzione: Massima corrente di fase temporizzata (Protezione contro il sovraccarico o il c.to c.to tra le fasi);
- Protezione $I_0 > 50N$; funzione: Massima corrente di terra istantanea (Protezione contro il guasto a terra istantaneo);
- Protezione $I_0 > 51N$; funzione: Massima corrente di terra temporizzata (Protezione contro il guasto a terra ritardato).

La protezione direzionale di terra (67.x) è necessaria, in quanto l'estensione della rete in MT è superiore a 530m.

Nella cella sarà installato anche il CCI, dato che l'impianto di produzione ha potenza superiore ad 100kW, anch'esso collegato ai riduttori presenti nella cella MT.

3.1.3) Locali tecnici

Il cliente metterà a disposizione di e-Distribuzione un locale per l'impianto di consegna ed un locale di misura con accesso libero da strada aperta al pubblico. Tali locali, posti all'interno dell'area di pertinenza del cliente, saranno di tipo prefabbricato.

I locali avranno caratteristiche statiche e meccaniche adeguate alle sollecitazioni dovute al montaggio degli impianti interni, la loro costruzione dovrà corrispondere alle indicazioni della Norma CEI 11-35 ed alle prescrizioni Enel DG2061 Ed.9.

Tutti i locali saranno dotati di impianto d'illuminazione e presa bipolare, alimentati dalla rete BT del cliente. Il locale di consegna costituirà un compartimento stagno agli effetti dell'incendio, con pareti aventi classe di resistenza al fuoco almeno REI 60; pertanto fiamme, calore e fumi non interesseranno altre parti del fabbricato.

Le aperture presenti nel locale di consegna (porte e finestre con griglie di aerazione) comunicheranno con spazi a cielo libero.

4) IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra disperdente, unico per l'intero generatore agrivoltaico, sarà realizzato in conformità alla Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) e CEI EN 50522 (CEI 99-3), perimetralmente alla cabina di consegna ed alle cabine di trasformazione (anello equipotenziale, distanza tra 0,5m ed 1m, e collegato alla rete elettrosaldata di fondazione).

L'impianto di terra sarà costituito da corda di rame nuda 1x35mmq con diametro del filo elementare 1,8mm (CEI 64-8/5 art. 542.2.3 ed art. 542.2.4) posata a diretto contatto con il terreno ad una profondità di 90 cm, collegata a n.28 dispersori intenzionali, infissi nel terreno (di cui n.17 installati all'interno di pozzetti

ispezionabili e n.11 non ispezionabili), in FeZn a caldo (CEI 7-6) profilato a "X" 50x50x5mm H=1,5m (CEI 64-8/5 art. 542.2.3 e 542.2.4).

Il conduttore di terra, essendo in rame di tipo nudo e posato a diretto contatto con il terreno, per garantire resistenza meccanica ed alla corrosione, non dovrà avere sezione trasversale inferiore a 35mmq e diametro del filo elementare inferiore a 1,8mm.

Il centro stella del secondario di ciascun trasformatore MT/BT sarà collegato a terra (Sistema TN-S).

Il dimensionamento del conduttore di protezione (PE), lato BT, è stato effettuato utilizzando la tabella 54F della Norma CEI 64-8 art. 543.1.2.

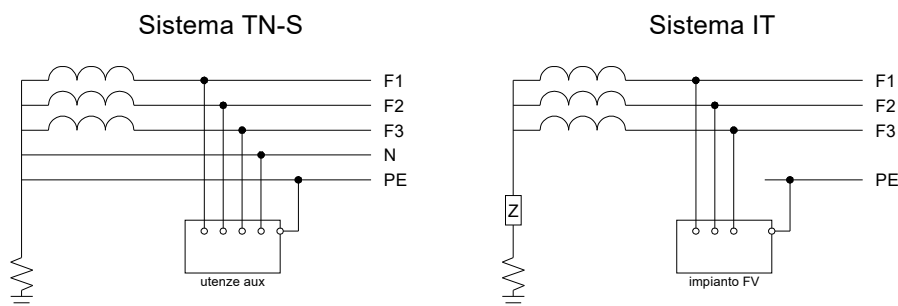
Il collettore di terra interno a ciascuna cabina sarà, inoltre, collegato all'impianto di terra (dispersore di terra ispezionabile più vicino) tramite corda di rame nuda 1x35mmq, posata a diretto contatto con il terreno.

I collegamenti equipotenziali principali EQP e supplementari EQS saranno realizzati rispettivamente con sezione pari a 25mmq (CEI 64-8/5 art. 547.1.1) e con sezione pari a 16mmq (CEI 64-8/5 art. 543.1.3).

All'interno dei quadri elettrici sarà realizzato il collettore di terra, per il collegamento dei conduttori di protezione PE e dei conduttori equipotenziali EQP ed EQS, i quali verranno collegati all'impianto di messa a terra presente in cabina, tramite conduttore di protezione di adeguata sezione.

I limitatori di sovratensione a protezione del campo fotovoltaico verranno collegati all'impianto di terra tramite conduttore 1x6mmq FS17 giallo-verde.

Le strutture metalliche dei tracker (e di conseguenza anche le cornici dei moduli FV) saranno collegate all'impianto di messa a terra tramite corda di rame nuda 1x35mmq.



4.1) COORDINAMENTO PROTEZIONI MT CON IMPIANTO DI TERRA

I dati di rete per impianti alimentati in MT, con neutro compensato, ovvero, collegato a terra tramite impedenza (bobina di Petersen), risultano essere i seguenti:

- Corrente di guasto monofase a terra I_F : 50A;
- Tempo di eliminazione del guasto monofase a terra t_F : $\gg 10$ sec.

La Norma CEI EN 50522 stabilisce il valore della tensione di contatto ammissibile U_{Tp} in relazione al tempo d'intervento delle protezioni (t_F), per cui un impianto di terra è ritenuto sicuro, nei confronti di un guasto a terra in media tensione, se la tensione di contatto che si può stabilire in un punto qualsiasi dell'impianto di terra (unico per media e bassa tensione), non supera la tensione di contatto ammissibile U_{Tp} .

Quindi, se la tensione totale di terra $U_E = Z_E I_F$ è inferiore, o tutt'al più uguale, alla tensione di contatto ammissibile ($U_E \leq U_{Tp}$), l'impianto di terra garantisce senz'altro la sicurezza.

Dalla Tabella B.3 della Norma CEI EN 50522 si ricava, in corrispondenza del valore $t_F \gg 10s$ (e-Distribuzione $t_F = 10s$) un valore di tensione di contatto ammissibile $U_{Tp} = 85V$.

Presupponendo che $U_{Tp} = U_E = 85V$, si può ricavare quanto dovrà essere il valore massimo dell'impedenza di terra (Z_E) per soddisfare la relazione $U_E \leq U_{Tp}$, tramite la seguente formula inversa:

$$Z_E = U_E / I_F$$

quindi, sostituendo con i rispettivi valori, avremo $Z_E = 85V / 50A = 1,70\Omega$.

Pertanto il valore dell'impedenza di terra che garantirà il coordinamento con le protezioni MT non dovrà superare $1,70\Omega$.

5) DIMENSIONAMENTO IMPIANTI

5.1) PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACCORRENTI

Tutti i circuiti sono calcolati per risultare correttamente protetti sia contro i c.to c.to che i sovraccarichi.

Le protezioni sono realizzate con interruttori aventi potere d'interruzione superiore alle presunte correnti di c.to c.to e correnti nominali tali da rispettare sempre le relazioni:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad e \quad I_f \leq 1,45 I_z$$
$$(I^2 t) \leq K^2 S^2$$

Tutti gli interruttori saranno omnipolari.

Per dimensionare la protezione contro i sovraccarichi sono state determinate le correnti d'impiego di tutti i circuiti, definendo quindi le correnti nominali da assegnare ad ogni singolo interruttore.

La portata del cavo I_z è stata calcolata tenendo conto della Norma CEI UNEL 35024/1 e CEI-UNEL 35026; particolare attenzione è stata riposta nell'esame del numero di circuiti raggruppati all'interno delle condutture, del tipo di posa, della temperatura del luogo di installazione e del tipo di isolante in modo da ottenere un coefficiente di declassamento che tenga effettivamente conto della reale situazione impiantistica.

Un'altra caratteristica fondamentale, ottemperata nel dimensionamento dei cavi posati in cavidotto o cunicolo, è la possibilità di dissipare calore; infatti i cavi installati con questo tipo di posa si possono considerare termicamente indipendenti solo se tra loro la distanza è $\geq 1m$.

Si fa inoltre presente che ai fini del calcolo, in osservanza alle norme, ogni qualvolta i conduttori risultino installati con modalità di posa diverse lungo il loro percorso, si è calcolata la sezione per il tipo di posa più gravoso ai fini dello scambio termico con l'esterno.

Per quanto concerne la protezione da c.to c.to, tenuto conto dell'impedenza del trasformatore e dell'incidenza dell'impedenza della rete primaria, presupponendo una Pcc pari a 500 MVA, è stata calcolata la Icc sul secondario del trasformatore.

Successivamente, considerando le sezioni dei conduttori dei vari circuiti, è stata calcolata la Icc 3F e la Icc FN in tutti i punti dell'impianto.

La verifica dell'Icc è stata effettuata tenendo conto della riduzione della sezione del conduttore di neutro pari al 50% della sezione del conduttore di fase, nel rispetto dell'art. 473.3.2.1c della Norma CEI 64-8/4, essendo soddisfatte le due seguenti condizioni :

- "il conduttore di neutro è protetto contro i c.to c.ti dal dispositivo di protezione dei conduttori di fase del circuito;
- la massima corrente che può attraversare il conduttore di neutro in servizio ordinario è chiaramente inferiore al valore della portata di questo conduttore."

Il criterio per il dimensionamento della sezione del conduttore di neutro ha seguito la seguente logica:

- a) per sezioni del conduttore di fase fino a 16mmq il conduttore di neutro avrà la stessa sezione (in questo caso la Norma CEI 64-8/4 all'art. 473.3.2.1a non richiede né la rilevazione delle sovracorrenti né un dispositivo di interruzione sullo stesso conduttore);
- b) per sezioni del conduttore di fase pari a 25mmq il conduttore di neutro avrà sezione pari a 16mmq;
- c) per sezioni del conduttore di fase uguali o superiori a 35mmq il conduttore di neutro avrà sezione pari al 50% del conduttore di fase con un minimo di 25mmq.

A maggior sicurezza abbiamo ritenuto opportuno utilizzare interruttori scatolati provvisti di protezione magnetotermica sul conduttore di neutro pari al 60% di quella delle fasi.

Per quanto concerne la verifica delle protezioni contro il c.to c.to sono state confrontate le curve dell'energia specifica passante lasciata fluire dagli interruttori ($I^2 t$) con le curve dell'energia specifica passante sopportabile dai cavi ($K^2 S^2$); tali interruttori, previsti per l'interruzione automatica dell'alimentazione, hanno caratteristiche tali che in caso di guasto l' $I^2 t$ lasciato fluire, nel tempo d'intervento, non risulta superiore al $K^2 S^2$ dei cavi, considerata la loro sezione e tipo di isolamento.

Tutti i circuiti, in osservanza dell'art. 751.04.2.7 della Norma CEI 64-8/7, sono stati protetti contro i sovraccarichi e contro i c.to c.ti con dispositivi di protezione posti esclusivamente al loro inizio.

5.2) PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI (SISTEMA TN-S)

Tutte le masse verranno collegate tramite conduttore di protezione all'impianto di terra, unico per tutto l'edificio.

Nel sistema TN-S per soddisfare la protezione contro i contatti indiretti, sarà garantita la seguente relazione:

$$I_a \leq U_0 / Z_s \quad (\text{CEI 64-8/4 par. 413.1.3.3})$$

dove:

- I_a (A) è la corrente che provoca l'apertura automatica del dispositivo di protezione entro i tempi previsti dalla norma in funzione della tensione nominale verso terra del sistema (per $U_0 = 400V$ $t=0,2s$);
- U_0 (V) è la tensione nominale (valore efficace) tra fase e terra;
- Z_s (Ω) è l'impedenza dell'anello di guasto, dalla sorgente di energia fino al punto di guasto, e comprende l'impedenza del conduttore di fase e di protezione, trascurando l'impedenza di guasto.

I dispositivi utilizzati per l'interruzione automatica dell'alimentazione, così come previsto dalla norma, sono il dispositivo di protezione contro le sovracorrenti ed il dispositivo a corrente differenziale.

Nel caso in cui la protezione delle persone sia stata verificata con l'utilizzo dello stesso dispositivo impiegato per la protezione contro le sovracorrenti, nella relazione sopra indicata, la corrente d'intervento è quella della protezione magnetica I_m . Il tempo d'intervento della protezione magnetica è infatti inferiore ai tempi massimi previsti dalla norma. La relazione diventa quindi $I_m \leq U_0 / Z_s$.

Per i circuiti di distribuzione e per i circuiti terminali che alimentano solo componenti elettrici fissi, la norma ammette tempi d'intervento inferiori o uguali a 5 sec.

Nel caso in cui la protezione delle persone sia stata verificata con l'utilizzo di un dispositivo d'interruzione equipaggiato con relè differenziale, la corrente utilizzata per la verifica è la soglia d'intervento nominale $I_{\Delta n}$ del dispositivo differenziale. La relazione diventa quindi $I_{\Delta n} \leq U_0 / Z_s$.

Qualora la protezione contro i contatti indiretti, non fosse verificata utilizzando i comuni dispositivi di protezione, si potranno adottare i seguenti accorgimenti:

- utilizzo di uno sganciatore a soglia magnetica bassa;
- interruttori modulari con curva d'intervento tipo B;
- interruttori scatolati con sganciatore magnetotermico;
- interruttori equipaggiati con sganciatore elettronico.

Abbassando, se fattibile, la soglia d'intervento del relè magnetico, è possibile proteggere contro i contatti indiretti condutture di impedenza maggiore. La fattibilità è funzione dei limiti di selettività elevati e dei rischi di scatti intempestivi dovuti a correnti di avviamento importanti, pertanto di fronte a tali problematiche la scelta può ricadere nell'aumento della sezione del cavo, per ridurre l'impedenza dell'anello di guasto. Nel caso in cui le scelte di cui sopra non siano state tecnicamente ed economicamente convenienti, è stato previsto l'utilizzo del dispositivo differenziale che permette di realizzare la protezione contro i contatti indiretti in tutti quei casi dove l'intervento della protezione magnetica non è assicurata; il dispositivo differenziale, nella maggior parte dei casi rende la protezione indipendente dai parametri dell'impianto elettrico (lunghezza e sezione dei cavi).

Per la protezione contro i contatti indiretti, nei circuiti terminali, verranno installati interruttori magnetotermici differenziali ad alta sensibilità ($I_{\Delta n} = 30/300/1000\text{mA}$).

5.3) PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI (SISTEMA IT)

L'impianto elettrico DC, compreso tra i moduli fotovoltaici gli inverter, è isolato da terra, quindi il sistema elettrico è IT.

Questo sistema ha le parti attive isolate da terra e le masse collegate a terra tramite il conduttore PE.

Il vantaggio principale del sistema IT è la maggior continuità di servizio, dovuta al fatto che un primo guasto a terra per difetto d'isolamento fa circolare una corrente molto piccola, che si richiude attraverso le capacità parassite verso terra dei conduttori e che quindi non richiede l'interruzione del circuito.

Allo scopo di poter eliminare il primo guasto nel più breve tempo possibile, è presente, all'interno di ciascun inverter, un dispositivo di controllo d'isolamento delle parti attive verso terra a funzionamento continuo, in modo da poter prevenire il secondo guasto a terra, ciò comporterebbe una corrente molto elevata, dovuta alla bassa impedenza per difetto d'isolamento.

La misura dell'isolamento è effettuata sovrapposendo al sistema una tensione alternata di prova, codificata con impulsi negativi e positivi di uguale ampiezza, ma con periodo dipendente dalle dispersioni capacitive e dalla resistenza d'isolamento della rete. Un guasto o un degrado dell'isolamento fra la rete e la terra (1° guasto a terra) chiude il circuito di misura, permettendo la circolazione della corrente di prova che viene rilevata dallo strumento, il quale calcola il valore resistivo dell'isolamento e disconnette l'inverter dalla rete. L'anomalia verrà immediatamente segnalata localmente tramite il display presente su ciascun inverter. Nel caso in cui si verificasse il secondo guasto (c.to c.to), prima dell'eliminazione del primo guasto, le apparecchiature di protezione garantiranno la protezione selettiva dalle sovracorrenti.

5.4) PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Impianti BT

Tale protezione sarà effettuata mediante i seguenti accorgimenti:

- a) tutte le parti attive saranno ricoperte da un isolamento rimovibile mediante distruzione;
- b) le parti attive poste dentro involucri o dietro barriere avranno un grado di protezione non inferiore ad IP 2X (XXB), mentre le superfici orizzontali degli involucri a portata di mano avranno grado di protezione non inferiore ad IP 4X (XXD). L'apertura di involucri o l'eliminazione di barriere sarà possibile solo mediante l'uso di un attrezzo.

L'impiego di interruttori differenziali con $I_{dn} \leq 30 \text{ mA}$ garantisce una ulteriore protezione addizionale contro i contatti diretti.

6) VALUTAZIONE DELL'ESPOSIZIONE AI CAMPI ELETTROMAGNETICI

Il D.Lgs 81/2008 (Testo Unico sulla sicurezza del lavoro) impone al datore di lavoro di valutare i rischi dovuti ai campi elettromagnetici; in particolare l'art. 181 Comma 1 prevede che debbano essere valutati tutti i rischi derivanti da esposizioni agli agenti fisici in modo da identificare ed adottare le opportune misure di prevenzione e protezione. Tra gli agenti fisici sono compresi i campi elettromagnetici.

Per la valutazione dell'esposizione ai campi elettromagnetici si fa riferimento alla Norma CEI EN 50499 in corso di validità dal 01/12/2009, dal titolo "Procedure per la valutazione dell'esposizione dei lavoratori ai campi elettromagnetici".

I valori di azione del campo elettromagnetico alla frequenza industriale di 50Hz per i lavoratori è di $500\mu\text{T}$, mentre per la popolazione è di $100\mu\text{T}$, con obiettivo di qualità pari a $3\mu\text{T}$.

Per determinare quale livello della valutazione del luogo di lavoro sia necessario, occorre caratterizzare il luogo di lavoro, cioè stabilire quali apparecchiature elettriche siano presenti nel luogo ed emettano campi elettromagnetici nello stesso.

L'impianto è caratterizzato da:

- 1) assenza di lavoratori per periodi maggiori di 4 ore consecutive;
- 2) presenza di recinzione perimetrale, per cui non è prevista la presenza di popolazione all'interno dell'area dell'impianto;
- 3) cabina di consegna MT a 15kV con $I_N=189,59\text{A}$;

- 4) cabina di trasformazione MT/BT "1", QBT1CAB1 $I_N=1.263A$;
- 5) cabina di trasformazione MT/BT "1", QBT2CAB1 $I_N=1.010A$
- 6) cabina di trasformazione MT/BT "2", QBT1CAB2 $I_N=1.263A$
- 7) assenza di postazioni di lavoro con PC;
- 8) collegamenti underground (prof. posa 60cm) in BT (800V) tra QDDG, posti in campo, e rispettiva cabina di trasformazione con $I_{N\ MAX}=252A$;
- 9) collegamenti underground (prof. posa $\geq 65cm$) in DC tra generatore agrivoltaico e rispettivo inverter, con $I_{N\ MAX}=14,72A$.

Nel caso specifico dell'impianto in oggetto, con riferimento alla Tabella 1 "Luoghi di lavoro ed apparecchiature conformi a priori" alla voce T.1.19 individuiamo le Reti di alimentazione elettrica (50Hz) e circuiti di distribuzione e trasmissione dell'elettricità con correnti non superiori a 100A, compresi cablaggi, trasformatori ecc.; pertanto il dispositivo elettrico indicato al punto 9), compreso nella Tabella 1, risulta "conforme a priori", in quanto il valore della corrente è inferiore a 100A.

Per i punti 3), 4), 5), 6) e 8), che non soddisfano i criteri indicati nella Tabella 1, occorre effettuare un'ulteriore valutazione, secondo i criteri indicati nell'Allegato F, in riferimento alla Tabella 2 voce T.2.16.

L'Allegato F indica il metodo per valutare se l'alimentazione elettrica è conforme ai valori limite di esposizione. Esso tratta i servizi del cablaggio elettrico all'interno di un luogo di lavoro, nonché i servizi di distribuzione e trasmissione aerea e sotterranea dell'elettricità, che attraversano o sono adiacenti al luogo di lavoro. Le informazioni dell'Allegato F si applicano sia al funzionamento normale che alla manutenzione di tali servizi.

La conformità ai limiti di esposizione si dimostra dando prova che il personale è sempre a una distanza superiore alla distanza minima, dai conduttori attraversati da correnti elevate.

L'intensità del campo B (in μT) si calcola con la formula: $B=0,2\ I / D$; pertanto l'intensità del campo B è direttamente proporzionale alla corrente I ed inversamente proporzionale alla distanza D.

Con riferimento al punto 3), premesso che non sono previste postazioni di lavoro in prossimità, applicando la formula sopra indicata, per il calcolo della distanza D, si ha: $D=0,2 \times 189,59A / 499\mu T = 0,07m$; pertanto, il valore di azione del campo elettromagnetico, per il presunto lavoratore, risulta ininfluenza se si rispetta una distanza pari a 0,10m.

Con riferimento al punto 4) e 6), premesso che non sono previste postazioni di lavoro in prossimità, applicando la formula sopra indicata, per il calcolo della distanza D, si ha: $D=0,2 \times 1.263A / 499\mu T = 0,51m$; pertanto, il valore di azione del campo elettromagnetico, per il presunto lavoratore, risulta ininfluenza se si rispetta una distanza pari a 0,60m.

Con riferimento al punto 5), premesso che non sono previste postazioni di lavoro in prossimità, applicando la formula sopra indicata, per il calcolo della distanza D, si ha: $D=0,2 \times 1.010A / 499\mu T = 0,41m$; pertanto, il valore di azione del campo elettromagnetico, per il presunto lavoratore, risulta ininfluenza se si rispetta una distanza pari a 0,50m.

Con riferimento al punto 8), premesso che non sono previste postazioni di lavoro in prossimità, applicando la formula sopra indicata, per il calcolo della distanza D, si ha: $D=0,2 \times 252A / 499\mu T = 0,11m$; pertanto, il valore di

azione del campo elettromagnetico, per il presunto lavoratore, risulta ininfluente se si rispetta una distanza pari a 0,20m.

Nel caso in cui il lavoratore che interviene sull'impianto per manutenzione straordinaria, permanga per un tempo superiore alle 4 ore consecutive, dovrà essere disattivato l'impianto successivamente a tale periodo.

Il datore di lavoro è tenuto, quando l'impianto sarà a regime, ad effettuare la valutazione del rischio, in conformità al D.Lgs 81/08 ed eventualmente intervenire bonificando, con opportune schermature, quelle aree non conformi.

7) DISTANZA DI PRIMA APPROSSIMAZIONE (DPA) CABINA DI CONSEGNA DEL DISTRIBUTORE

In relazione alla specifica ubicazione degli impianti e/o del locale cabina sulla citata area è applicabile il criterio basato sulla DPA, distanza di prima approssimazione.

La DPA è stata calcolata sulla base della tabella riportata nell'articolo 5.2.1 dell'allegato al D.M. 29 Maggio 2008, considerando che il limite fissato dall'obiettivo di qualità di 3 μ T di cui all'art. 4 del D.P.C.M. 08/07/2003 risulta rispettato per le aree ad una distanza superiore a quanto riportato nell'allegato "Rappresentazioni grafiche della fascia di rispetto e della DPA"

Per tale opera la fascia di rispetto indicata dal distributore ai fini del raggiungimento degli obiettivi di qualità indicati nel D.P.C.M. 08/07/03 è di 2 m, che risulta rispettata.

8) STIMA PRODUCIBILITA' ENERGIA FOTOVOLTAICA

Per il calcolo dell'irraggiamento dei moduli, si fa riferimento all'applicativo PVGIS (database CMSAF), fonte ufficiale dell'UE per l'estimazione fotovoltaica, considerando un rendimento dell'efficienza nominale del generatore agrivoltaico pari all' 80%.

Di seguito vengono riportati i risultati della stima relativa all'energia FTV attesa, effettuata con l'inseguitore solare monoassiale, partendo dai valori energetici di irradiazione solare media mensile diretta e diffusa per la località oggetto dell'intervento.

La tabella seguente riporta le caratteristiche del generatore fotovoltaico, con indicata la stima dell'energia producibile attesa:

Numero moduli da 665Wp cad.	Potenza (kWp)	Superficie generatore (mq)	Energia attesa (kWh/anno)	Producibilità specific (kWh/kWp)
7.407	4.925,655	20.008	8.108.268,46	1.646,13

9) VANTAGGI AMBIENTALI

Utilizzando l'energia solare si possono trarre importanti vantaggi ambientali, infatti, tramite la conversione fotovoltaica, il generatore agrivoltaico in oggetto, da 4.925,655kWp, nella sua vita media utile (25 anni), può apportare i seguenti benefici:

- risparmio di combustibili fossili pari a 50.676.677,91kg;

- produzione di CO₂ evitata pari a 152.030.033,72kg;
- emissioni di NOX evitate pari a 3.040.600,67kg.

Arezzo, lì 28 Luglio 2026

Il Tecnico

Per. Ind. Claudio Casi



Allegati:

- Scheda tecnica modulo fotovoltaico
- Scheda tecnica inverter
- Calcolo della producibilità attesa

Hi-MO X10 Scientist

LR7-72HVD 640~665M

- Suitable for Distribution Market
- Peak efficiency with top power generation performance
- TaiRay wafer & BC technology enhances high product reliability
- More suitable for industrial and commercial cement roofs and high temperature scenarios

15

15-year Warranty for
Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



24.6%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

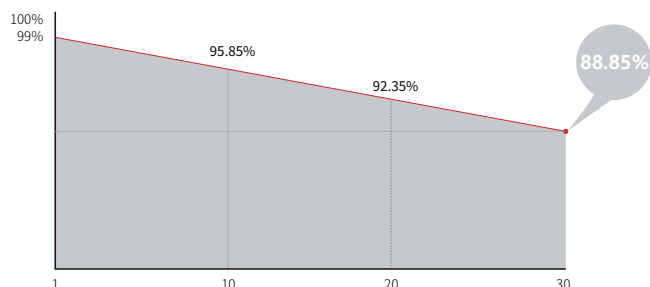
<1%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.35%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

BC-CELL
LOWER OPERATING
TEMPERATURE

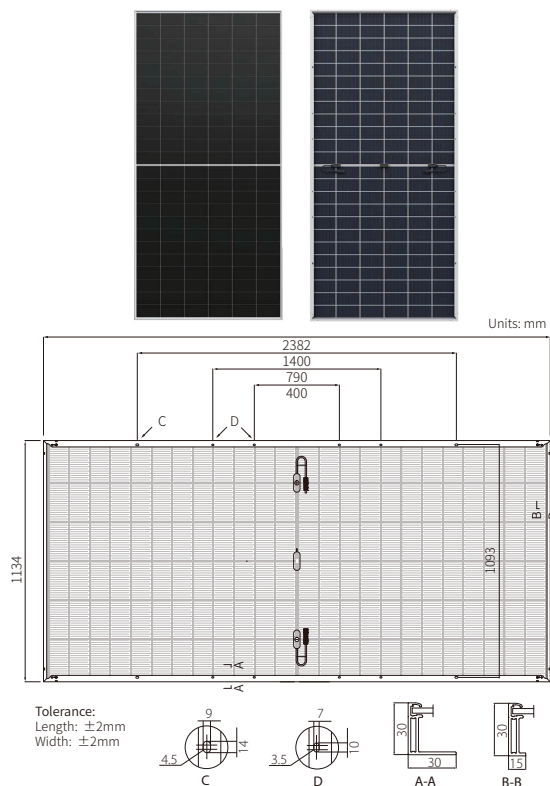
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm semi-tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	33.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR7-72HVD-640M		LR7-72HVD-645M		LR7-72HVD-650M		LR7-72HVD-655M		LR7-72HVD-660M		LR7-72HVD-665M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	640	487	645	491	650	495	655	499	660	502	665	506
Open Circuit Voltage (Voc/V)	54.02	51.34	54.12	51.43	54.22	51.53	54.32	51.62	54.42	51.72	54.52	51.81
Short Circuit Current (Isc/A)	14.98	12.03	15.06	12.10	15.14	12.16	15.22	12.22	15.30	12.29	15.35	12.33
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.67	42.45	44.77	42.55	44.87	42.64	44.97	42.74	45.07	42.83	45.17	42.93
Current at Maximum Power (Imp/A)	14.33	11.49	14.41	11.55	14.49	11.61	14.57	11.68	14.65	11.75	14.72	11.80
Module Efficiency(%)	23.7		23.9		24.1		24.2		24.4		24.6	

Electrical characteristics with different rear side power gain (Taking 665W as the baseline)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
688	54.32	15.98	44.97	15.30	5%
721	54.32	16.74	44.97	16.03	10%
755	54.42	17.50	45.07	16.76	15%
788	54.42	18.26	45.07	17.48	20%
821	54.42	19.03	45.07	18.21	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.260%/°C

INVERTER TRIFASE

3PH
250KTL-HV Z0/350KTL-HV Z0



Industriale



- Rendimento massimo 99%
- Grado di protezione IP66
- Aggiornamenti e diagnostica tramite USB
- Convezione forzata con raffreddamento a velocità controllata
- Dispositivi di protezione di sovratensione II (AC e DC)
- Garanzia ZCS di 5 anni
- Ampio intervallo operativo da 500V a 1500V per una maggiore flessibilità di configurazione
- Fino a 8 canali MPPT indipendenti per un totale di 32 ingressi



DATI TECNICI	AZZURRO 3PH 250KTL-HV Z0	AZZURRO 3PH 330KTL-HV Z0	AZZURRO 3PH 350KTL-HV Z0
Dati tecnici ingresso DC			
Potenza DC Tipica*	300000W	390000W	420000W
Massima Potenza DC per ogni MPPT	72000W		
Numero MPPT indipendenti/Numero stringhe per MPPT	6/4	8/4	
Tensione massima di ingresso DC	1500V		
Tensione di attivazione	550V		
Tensione nominale di ingresso DC	1160V		
Intervallo MPPT di tensione DC	500V-1500V		
Intervallo di tensione DC a pieno carico	860-1300V		
Massima corrente in ingresso per ogni MPPT	60A		
Massima corrente assoluta per ogni MPPT	100A		
Dati tecnici uscita AC			
Potenza nominale AC	250kW	330kW	350kW***
Potenza massima AC	250kVA	330kVA	350kVA
Massima corrente AC per fase	180.5A	238.2A	256.6A
Tipologia connessione/Tensione nominale di rete	Trifase 3PH/PE 800V (PH-PH)		
Intervallo tensione di rete	640V~920V (PH-PH) (secondo gli standard di rete locali)		
Frequenza nominale di rete	50Hz/60Hz		
Intervallo di frequenza di rete	45Hz~55Hz / 54Hz~66Hz (secondo gli standard di rete locali)		
Distorsione armonica totale	<3%		
Fattore di potenza	1 (programmabile +/-0.8)		
Intervallo di aggiustabilità Potenza Attiva	0~100%		
Limitazione immissione in rete**	Immissione regolabile da zero al valore di potenza nominale		
Efficienza			
Efficienza massima	99.05%		
Efficienza pesata (EURO)	98.80%		
Efficienza MPPT	>99.9%		
Consumo notturno	<10W		
Protezioni			
Protezione di interfaccia interna	No		
Protezioni di sicurezza	Anti islanding, RCMU, Ground Fault Monitoring		
Protezioni di sicurezza abilitabili	PID Recovery		
Protezione da inversione di polarità DC	Sì		
Monitoraggio dei guasti di stringa	Sì		
Sezionatore DC	Integrato		
Protezione da surriscaldamento	Sì		
Categoria Sovratensione/Classe di protezione	Categoria sovratensione III / Classe protezione I		
Scaricatori integrati	AC/DC: Tipo 2 standard		
Standard			
EMC	EN IEC 61000-6-2/4		
LVD	EN IEC 62109-1/2:2010		
Standard di connessione alla rete	Certificati e standard di connessione disponibili su www.zcsazzurro.com		
Comunicazione			
Interfacce di comunicazione (opzionali)	Wi-Fi/Ethernet (opzionali), RS485 (protocollo proprietario), USB, Bluetooth, onde convogliate		
Dati generali			
Intervallo di temperatura ambiente ammesso	-30°C...+60°C (limitazione di potenza sopra i 45°C)		
Topologia	Transformerless		
Grado di protezione ambientale	IP66		
Intervallo di umidità relativa ammesso	0%.....100%		
Massima altitudine operativa	4000m		
Rumorosità	< 60dB @ 1mt		
Peso	113 kg		
Raffreddamento	Convezione forzata da ventole		
Dimensioni (A*L*P)	828mm*1159mm *366mm		
Monitoraggio dati	Indicatori LED + APP		
Garanzia	5 anni (NB: è necessaria una registrazione alla pagina ESTENSIONE GARANZIA del sito www.zcsazzurro.com per ottenere l'estensione della garanzia)		

* La potenza DC tipica non rappresenta un limite massimo di potenza applicabile. Il configuratore online disponibile sul sito www.zcsazzurro.com fornirà le possibili configurazioni applicabili

** Possibile tramite Azzurro HUB e ZCS CCI

*** Potenza relativa al modello ZZ3-350KTL-HV-Z0-IT

Performance of tracking PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 43.313,11.901

Horizon: Calculated

Database used: PVGIS-CMSAF

PV technology: Crystalline silicon

PV installed: 1 kWp

System loss: 13.05 %

Simulation outputs

IA* 0

Slope angle [°]: 0

Yearly PV energy production [kWh]: 1646.13

Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2057.65

Year-to-year variability [kWh]: 96.4

Changes in output due to:

Angle of incidence [%]: -1.81

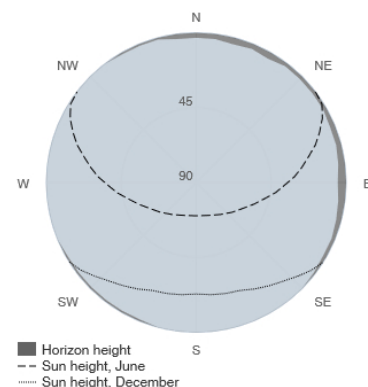
Spectral effects [%]: 0.93

Temp. and low irradiance [%]: -7.16

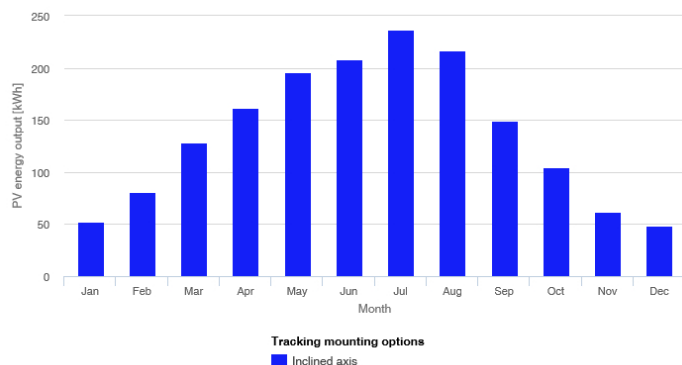
Total loss [%]: -20

* IA: Inclined axis

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Inclined axis

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	52.6	62.0	10.1
February	81.1	94.6	11.8
March	128.7	152.9	21.9
April	161.9	198.9	20.4
May	196.1	245.0	31.3
June	207.7	268.1	14.0
July	236.7	309.2	16.3
August	216.5	281.2	16.4
September	149.5	187.4	11.3
October	104.8	126.9	10.6
November	61.5	73.4	10.6
December	49.0	58.0	6.5

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:

