



## IMPIANTO AGRIVOLTAICO CON OPERE DI CONNESSIONE

**BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.**

**POTENZA IMPIANTO 151,61 MW - COMUNE DI BRINDISI (BR)**

### Proponente

**BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.**

VIA GIOVANNI BOVIO 84 - 76014 SPINAZZOLA (BT) - P.IVA: 08695720725 – PEC: [bio3pvhydrogen@pec.it](mailto:bio3pvhydrogen@pec.it)

### Progettazione

**Ing. Antonello Ruttilio**

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)

Tel.: +39 0532 202613 – email: [a.ruttilio@incico.com](mailto:a.ruttilio@incico.com)

### Coordinamento progettuale

**Envidev Consulting s.r.l**

CORSO VITTORIO EMANUELE II 287 – 00186 - ROMA (RM) - P.IVA: 01653460558 – PEC: [envidev\\_csrl@pec.it](mailto:envidev_csrl@pec.it)

Tel.: +39 3666 376 932 – email: [francesco@envidevconsulting.com](mailto:francesco@envidevconsulting.com)

### Titolo Elaborato

#### RELAZIONE ILLUSTRATIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL01	24ENV08_PD_REL01.00-Relazione illustrativa	LUGLIO 2024

### Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	LUGLIO 2024	EMISSIONE PER PERMITTING	EPE	FCO	ARU



COMUNE DI BRINDISI (BR)

REGIONE PUGLIA



# RELAZIONE ILLUSTRATIVA

# INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUZIONE.....</b>	<b>1</b>
<b>3</b>	<b>RIFERIMENTI NORMATIVI .....</b>	<b>2</b>
<b>4</b>	<b>UBICAZIONE DEL SITO .....</b>	<b>3</b>
<b>5</b>	<b>DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO .....</b>	<b>5</b>
<b>6</b>	<b>SOLUZIONE AGRIVOLTAICA.....</b>	<b>8</b>
6.1	Ambito territoriale coinvolto .....	8
6.2	Impostazione agronomica e piano colturale .....	8
<b>7</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI .....</b>	<b>10</b>
<b>8</b>	<b>PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO .....</b>	<b>10</b>
8.1	MODULI FOTOVOLTAICI.....	10
8.2	INVERTER DI STRINGA.....	12
8.3	STRUTTURE DI FISSAGGIO.....	13
8.4	TRASFORMATORI .....	14
8.5	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE MT/BT .....	14
8.6	PROGETTAZIONE DEL CABLAGGIO ELETTRICO .....	15
8.7	IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE .....	16
8.8	IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE .....	16
8.9	IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA.....	16
8.10	METEO STATION .....	16
8.11	SISTEMA DI SUPERVISIONE .....	16
<b>9</b>	<b>ELETTRODOTTO E OPERE DI CONNESSIONE.....</b>	<b>17</b>

## 1 PREMESSA

L'opera oggetto della presente relazione illustrativa riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce, in modo molto significativo, al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (NECP), come indicato nel documento "National Survey Report of PV Power Application in Italy 2018" redatto a cura del GSE e dell'RSE. A tal proposito, il Paese si è impegnato ufficialmente ad incrementare la quota di energia elettrica consumata e prodotta da fonti rinnovabili (FER), passando di fatto dal 34% nel 2017 al 55% nel 2030. Il raggiungimento di un tale ottimistico risultato non può, in alcun modo, prescindere dal contributo fornito dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (fotovoltaica) che rappresenta la quota parte più importante di energia "verde" prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungere i 50 GW complessivi, attualmente si attesta attorno ai 20 GW complessivi. Molto è stato fatto in passato da parte del Governo per incentivare la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica, e, dopo un breve periodo di stallo durato circa 4/5 anni, oggi sono state profuse nuove forze e nuove idee propedeutiche al conseguimento dei suddetti obiettivi energetici e dare nuovo slancio al mercato Nazionale delle energie rinnovabili. Tuttavia, da analisi effettuate risulterebbe che tutti gli sforzi profusi non sarebbero sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi energetici 2030, e quindi sarebbero destinati a rimanere un miraggio senza l'apporto fornito allo scopo dalle grandi centrali fotovoltaiche, ovvero da impianti in utility scale che producono energia rinnovabile in regime di grid parity. Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al Piano Energetico Regionale, lo strumento di programmazione strategica con il quale la Regione ha definito gli obiettivi e le modalità per far fronte agli impegni fissati dall'UE attraverso la Roadmap al 2050. Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, cosiddetto Burden Sharing, sono state assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche e termiche per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale. Tra i macro-obiettivi del PER c'è non solo quello di allinearsi alla media nazionale, ma quello di divenire esempio virtuoso per produzione energetica da fonti rinnovabili e nell'innovazione energetica. In tale contesto le opere oggetto della presente relazione possono essere considerate di importanza fondamentale, quasi strategica, nel panorama energetico Nazionale.

## 2 INTRODUZIONE

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto agrivoltaico associato alla proponente BIO3 PV HYDROGEN S.R.L. con sede in Via Giovanni Bosco 84, 76014 Spinazzola (BT). Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Brinidisi (BR), con moduli installati su strutture di sostegno direttamente infisse nel terreno senza l'ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera. Di seguito si riporta la denominazione, potenza nominale di picco (DC) e potenza di immissione in rete (AC) dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

Dati di potenza impianto "BIO3 PV HYDROGEN"	
Potenza picco (DC)	151,61 MWdc
Potenza max di produzione (AC)	126,40 MWac
Rapporto DC/AC	1,20
Potenza max d'immissione	125,00 MWac

L'impianto sarà allacciato alla rete di trasmissione nazionale (RTN) tramite collegamento in antenna 150 kV a nuova Stazione Elettrica (SE) 380/150 kV inserita in doppio entra-esce a due delle linee 380 kV "Brindisi Sud-Brindisi Sud CE". L'energia prodotta verrà immessa in rete al netto dei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell'impianto stesso. L'idea alla base del presente sviluppo progettuale è quella di massimizzare la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico in rapporto alla superficie utile di terreno disponibile nel pieno rispetto di tutte le norme tecniche di costruzione e di esercizio vigenti. La scelta dell'architettura di impianto e dei materiali da utilizzare per la costruzione tengono conto da un lato di quanto la moderna tecnologia è in grado di offrire in termini di materiali e dall'altro degli standard costruttivi propri della Società proponente.

Nel rispetto di quanto riportato secondo il preventivo di connessione Terna codice pratica 202304543, l'impianto in fase di esercizio sarà configurato affinché non venga superata una potenza pari a 125,00 MW di immissione in rete.

### 3 RIFERIMENTI NORMATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative:

- Legge n.186/1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici";
- DM 37/08 "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici."
- DPR 380/2001 "Ripubblicazione del testo del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, recante: "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia. (Testo A)", corredato delle relative note. (Decreto pubblicato nel supplemento ordinario n. 239/L alla Gazzetta Ufficiale - serie generale - n. 245 del 20 ottobre"
- D.lgs. 387/2003 (fonti rinnovabili) Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- D.lgs. 28/2011 (fonti rinnovabili) Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (11G0067).
- DPR 462/2001 (verifiche periodiche impianti di terra) Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi.
- D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- Legge 791/77: "attuazione della direttiva europea n.73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione"
- D.Lgs. 14/08/96 n°493: "Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro";
- D.Lgs. 12/11/96 n°615: "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993". D.G.R. 5/1 del 28/01/2016.

In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative tecniche dettate da:

- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.";
- CEI EN IEC 61439: "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 1: Regole generali. Parte 2: Quadri di potenza";
- CEI 23-51: "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare." Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa
- CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- CEI 20-22: "Prova dei cavi non propaganti l'incendio";
- CEI 20-38: "Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi";
- ISO 3684: "Segnali di sicurezza, colori";
- CEI 81-3: "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
- CEI 81-10/1;EC1: "Protezione contro i fulmini" Principi generali CEI 81-10/2;EC1: "Protezione contro i fulmini"

Valutazione del rischio CEI 81-10/3; EC1: “Protezione contro i fulmini” Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4; EC1: “Protezione contro i fulmini” Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;

- Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all’interno delle seguenti Guide:
- CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN IEC 61724-1 Photovoltaic system performance Part 1: Monitoring
- CEI 99-4: Guida per l’esecuzione delle cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI EN 60909-0 “Correnti di corto circuito nei sistemi trifase in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti”;
- CEI 11-28 “Guida d’applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione”;
- CEI 64-50 “Guida per l’integrazione nell’edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali”;
- CEI 64-53: “Guida per l’integrazione nell’edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale”;
- CEI 0-16; V2:” Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Codice di rete Terna.

#### 4 UBICAZIONE DEL SITO

Come anticipato, l’impianto agrivoltaico in progetto, sarà realizzato nel territorio del comune di Brindisi (BR). I terreni sono regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nel documento “PD\_REL17.00 – Piano particellare tabellare”.

Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all’installazione del generatore agrivoltaico.

Il sito di interesse è ubicato nel comune di Brindisi, in area agricola di pianura con morfologia prevalentemente pianeggiante, e presenta una superficie recintata di 2,189 kmq dedicata alla realizzazione dell’impianto agrivoltaico. Rispetto all’agglomerato urbano della cittadina di Brindisi, l’area di impianto è ubicata a sud-ovest in un’area agricola a circa 5km di distanza.

CARATTERISTICHE DELL’UBICAZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO	
Città	Brindisi
Regione	Puglia
Paese	Italy
Latitudine	+40.61 °
Longitudine	+18.01 °
Altitudine	8.22 m.s.l.
Fuso orario	UTC +1

Nell’immagine satellitare di cui sotto, si evince l’area occupata dall’impianto agrivoltaico, l’area dedicata alla nuova sottostazione elettrica e il collegamento in antenna 150 kV alla nuova stazione elettrica (SE) situata nel comune di Brindisi (BR), come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale di Terna.



## 5 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione agricola insistente nel territorio del comune di Brindisi (BR). Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto:

CARATTERISTICHE IMPIANTO AGRIVOLTAICO	
SUPERFICIE RECINTATA (Ha)	218.99
POTENZA NOMINALE DC (MWP)	151.61
POTENZA MAX DI IMMISSIONE (AC)	125.000
MODULI INSTALLATI (715 W)	212.044
NUMERO STRINGHE (28 MODULI)	7.573
NUMERO INVERTER DI STRINGA (320 kVA)	395

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 715 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture a inseguimento solare (tracker) con asse di rotazione Nord/Sud ed inclinazione massima di circa  $\pm 60^\circ$ .

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale in grado cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a (2384 H x 1303 L x 33 P) mm e sono composti da 132 celle per faccia (2x11x6) con tecnologia TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact).

I moduli saranno collegati in serie per formare stringhe, ciascuna delle quali composta da 18 moduli, la quantità di moduli per stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema agrivoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

I moduli saranno fissati su ciascuna struttura in modalità Portait 1xN, ovvero una fila di moduli con lato corto parallelo al terreno, le strutture utilizzate nel presente progetto saranno di un solo tipo ovvero 1x28 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza complessiva rispettivamente di circa 37,52 metri. La struttura sarà collegata a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

La conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata sarà effettuata tramite inverter di stringa installati opportunamente in tutta l'area d'impianto. I convertitori saranno, a loro volta, connessi a stazioni di trasformazione nelle quali sono installati trasformatori MT/BT 30kV/0,8kV. L'insieme dei moduli e dei convertitori connessi alla stessa cabina di trasformazione andranno a costituire i macro componenti di un sottocampo.

In questa configurazione non risulterà necessario installare quadri di campo lato DC, in quanto un eventuale corrente di guasto sulla stringa assumerà valori paragonabili alla corrente nominale. Verranno installati scaricatori di sovratensione in DC. Inoltre, sarà installato un sistema di comunicazione per monitorare la corrente e la tensione della stringa.

Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a c.a. 6,058x2,896x2,438 m.

Come evidenziato, gli inverter sono collocati in campo e collegati a un quadro di bassa tensione all'interno di stazioni di trasformazione insieme agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 30kV. Pertanto, ciascun quadro è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore MT/BT, al quadro di media tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

Per tale impianto saranno installate n°3 cabine d'interfaccia comprensive di control room, i criteri adottati per la distribuzione (spaziale ed elettrica) di tali manufatti fanno sì che la potenza totale d'impianto sia distribuita il più omogeneamente possibile tra i manufatti stessi e che, inoltre, quest'ultimi si trovino in corrispondenza di punti di accesso ai campi o in zone facilmente accessibili sia per motivi funzionali che di sicurezza. Le cabine d'interfaccia saranno realizzate con manufatti in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16,45 x 4,00 x 3,00m. Lo spazio interno ai manufatti sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione (collocamento dei quadri generali di media tensione), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento MT/BT da 100 kVA dedicato all'alimentazione di tutti i servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema, una control room dove tra l'altro saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio.

I quadri di media tensione interni alle cabine di interfaccia costituiranno gli apparati dove saranno attestate le relative linee MT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo.



Le cabine d'interfaccia andranno ad attestarsi, tramite cavidotti MT 30 kV, alla nuova sottostazione elettrica utente (SSEU), dove avverrà l'innalzamento della tensione a 150 kV. Da qui, tramite un cavidotto AT 150kV verrà realizzato il collegamento ad una nuova stazione elettrica (SE) punto di interfaccia con la RTN.

Nelle cabine d'interfaccia saranno collocate tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione come il Sistema di Protezione Generale (SPG) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI). Le control room, invece, sono locali in cui saranno collocati i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto come quelli per la trasmissione dati, per il sistema antintrusione e la videosorveglianza.

L'impianto agrivoltaico sarà altresì dotato di un sistema di telecontrollo (SCADA) attraverso il quale sarà possibile monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici sia lato impianto che lato rete ed acquisire i dati di misurazione meteorologici eseguiti dalle meteo station in campo (piranometri, anemometri, etc.). Tutti i dati acquisiti renderanno possibile la valutazione e il controllo delle prestazioni dell'intero sistema. L'impianto di supervisione consentirà anche di eseguire da remoto la modifica del set point di lavoro dei parametri elettrici in rispetto delle richieste del distributore di rete Terna.

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità verticale e perimetrale ove possibile, che possa consentire in modo agevole il raggiungimento di tutti i componenti in campo, sia per garantire la sicurezza dell'opera, che per la corretta gestione nelle operazioni di manutenzione. Tale viabilità verrà realizzata mediante utilizzo del terreno derivante dalle lavorazioni di scavo. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. L'accesso carrabile sarà costituito da un cancello a due ante in pannellature metalliche di larghezza 4 metri e montato su pali in castagno infissi al suolo. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata a maglia larga alta 2 metri e sormontata da filo spinato, collegata a pali di castagno alti 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di 100 cm. La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 20 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. La viabilità interna al sito avrà larghezza di 4,0 m; tutta la viabilità sarà realizzata in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria) oltre al materiale derivante dalle lavorazioni di scavo.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con pozzetto di fondazione in calcestruzzo dedicato. I pali avranno una altezza di circa 3,0 m fuori terra, saranno dislocati in corrispondenza dei punti principali di impianto (cabine d'interfaccia, stazioni elevazione e ingressi), e su di essi saranno montati corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e videocamere del sistema di sorveglianza. L'impianto d'illuminazione sarà attivo nei casi di manutenzione o intrusione.

I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti di ciascun'area dell'impianto fotovoltaico.

Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale; è prevista l'installazione di un trasformatore di spillamento di 100 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari.

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile al confine fisico dell'impianto (in corrispondenza delle cabine d'interfaccia) e fino alla nuova SSEU ad una tensione nominale di 30 kV. L'elevazione a 150 kV avverrà tramite trasformatore AT/MT 150/30 kV – 150/75/75 MVA installato nella nuova SSEU.

Ogni cabina d'interfaccia sarà connessa alla suddetta sottostazione elettrica (SSEU) tramite elettrodotti interrati con posa a trifoglio.

Da n.2 Cabine d'Interfaccia dipartiranno cavidotti di sezione pari a  $2(3 \times 1 \times 240)$  mmq, mentre dalla terza C.I. il collegamento alla SSEU sarà realizzato tramite doppia terna di cavi in formazione  $2(3 \times 1 \times 300)$  mmq. Le linee di bassa tensione in corrente alternata, e le linee di media tensione saranno realizzate sia all'interno dell'area occupata dall'impianto agrivoltaico sia su strada pubblica. Tutti i cavi interni alle aree occupate dall'impianto agrivoltaico, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli/inverter di stringa), saranno posati in trincea ovvero direttamente interrati senza l'ausilio di tubazioni o protezioni meccaniche. Tutti i cavi in alternata saranno direttamente interrati, in particolare:

- Per i cavi BT AC le linee saranno posate all'interno di uno scavo di profondità pari a 100 cm.
- Per i cavi MT AC le linee saranno posate all'interno di uno scavo di profondità pari a 120 cm.

Oltre a quelli interni al campo agrivoltaico, i collegamenti tra le cabine d'interfaccia e la nuova SSEU saranno realizzati tramite cavi di media tensione (30kV). Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile a lato della viabilità comunale, provinciale e rurale esistente. I cavi saranno direttamente interrati in trincea con profondità di scavo pari a 1200 o 1400 mm. Per ulteriori informazioni si rimanda alla "RELO2.00 – Relazione tecnica descrittiva" e alla "TAV

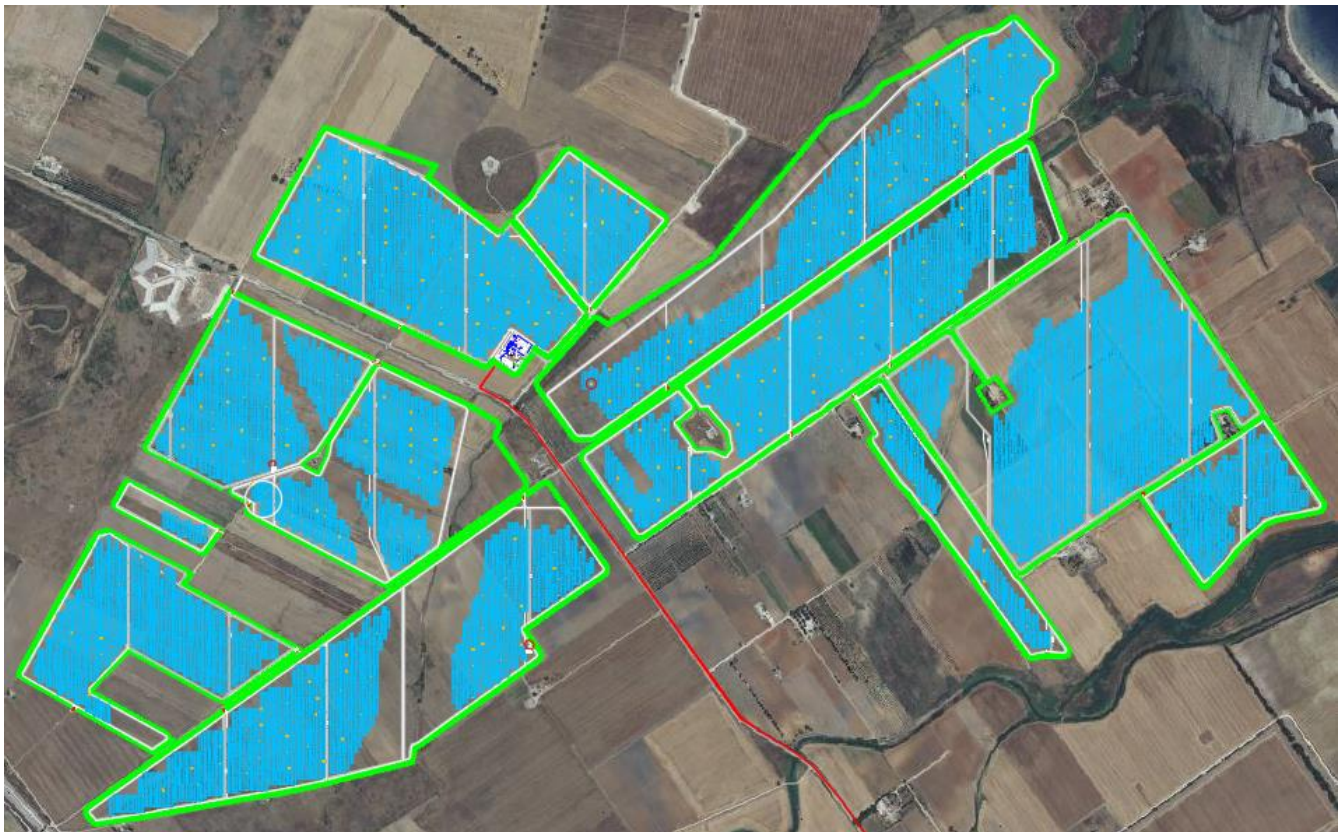
#### 18.00 – Cavidotti MT-BT AC e sezioni tipiche di scavo”

In tutti i casi precedentemente esposti è prevista la segnalazione della presenza degli elettrodotti interrati tramite nastri monitori, inoltre, saranno anche previste protezioni meccaniche come tegoli o lastre protettive.

L’esercizio ordinario dell’impianto agrivoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione in caso di guasto o per le operazioni di manutenzione ordinarie e straordinarie.

Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell’impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico). Per quanto concerne il taglio dell’erba all’interno del parco, la frequenza avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell’impianto. Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno invece effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli quando necessario. L’azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detersivi e sgrassanti. Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell’impianto.

Si riporta di seguito il layout d’impianto:



## 6 SOLUZIONE AGRIVOLTAICA

L'area d'intervento ricade nel territorio del Comune di Brindisi a sud-est del territorio amministrativo della città, in estrema zona periferica, distante circa 5 km del centro abitato. L'area d'intervento individuata per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico è ubicata a sud del comune di Brindisi, in un'area agricola con morfologia prevalentemente pianeggiante, a circa 7 m s.l.m., è facilmente accessibile dalla strada provincia SP88 e da strade interpoderali del comune di Brindisi.

La superficie totale dell'area interessata dal progetto ricade sui fogli 87-117-118-119 del catasto territoriale del comune di Brindisi ed investe una superficie totale di 227 ha e circa il 87 % saranno utilizzata a fini agricoli. Si tratta di aree pianeggianti e che attualmente risultano per la maggior parte destinate alla coltivazione di carciofi, seminativi ed in minima parte incolti e destinati a specie mellifere. Si riporta di seguito la suddivisione delle aree prevista per l'impianto agrivoltaico in progetto.

CARATTERISTICHE IMPIANTO AGRIVOLTAICO	
SUPERFICIE RECINTATA [mq]	<b>2.189.90</b>
SUPERFICIE TOTALE [mq] - Stot	<b>2.275.453</b>
SUPERFICIE AGRICOLA [mq]	<b>2.271.726</b>
PROIEZIONE DEI MODULI (TILT 60°) [mq] - Spv	<b>329.342</b>
SUPERFICIE MITIGAZIONE ESTERNA [mq]	<b>213.109</b>
SUPERFICIE FASCIA IMPOLLINAZIONE [mq]	<b>284.139</b>
SAU [mq]	<b>2.484.835</b>

### 6.1 Ambito territoriale coinvolto

L'area di intervento rientra nell'ambito territoriale rappresentato dalla campagna brindisina, caratterizzata da un bassopiano irriguo con ampie superfici a seminativo, vigneto e oliveto. A causa della mancanza di evidenti e caratteristici segni morfologici e di limiti netti tra le colture, il perimetro dell'ambito si è attestato principalmente sui confini comunali.

Il comune di Brindisi rientra in un'area ad agricoltura intensiva specializzata (zona b). In particolare, l'area interessata dal progetto ricade in una zona coltivata per la maggior parte ad uliveto, vigneto e seminativo. Si presenta con forti limitazioni intrinseche e pertanto con una limitata scelta di specie coltivabili. Il suolo in oggetto è ascrivibile alla terza classe di capacità d'uso (III), detta in gergo tecnico Land Capability. Tale classificazione fa riferimento alle proprietà fisiche del suolo, che determinano la sua attitudine più o meno ampia nella scelta di particolari colture.

L'area di interesse ricade nell'area climatica n°1, caratterizzata da un deficit idrico potenziale annuo (DIC) pari a 649 mm, da un ampio periodo siccitoso che va da maggio fino a metà settembre. Si hanno temperature medie annue delle minime intorno a 12,2° C e di temperature medie massime di 21,0° C, il mese più caldo è luglio. Per quanto riguarda l'andamento annuo delle precipitazioni, le quantità medie annue sono di 594 mm, distribuite in buona misura nel periodo autunnale e con minore intensità nel primo periodo primaverile, quasi del tutto assenti sono le precipitazioni nel secondo periodo primaverile e nei mesi estivi.

### 6.2 Impostazione agronomica e piano culturale

L'impianto "PV 24ENV08 - Brindisi" è stato progettato per costituire un impianto agrivoltaico di "tipo 1", ossia un impianto agrivoltaico avanzato realizzato con strutture mobili. Per le linee Guida degli Impianti Agrivoltaici pubblicate dal Ministero della Transizione Ecologica, in presenza di impianti di Tipo 1, l'area al di sotto delle strutture di sostegno è un'area coltivabile in quanto l'altezza delle strutture di sostegno è tale da consentire tutte le operazioni della coltivazione.

L'impostazione agronomica e la definizione dell'architettura dell'impianto agrivoltaico è stato frutto di un percorso di studio particolareggiato e di verifica sulla possibilità di convivenza dell'attività di produzione di energia da fonte fotovoltaica e dell'attività di produzione agricola in relazione alla particolarità degli spazi operativi, alle tecnologie utilizzata durante il corso della vita dell'impianto e alla sicurezza dei lavoratori.

Quindi sono stati, in fase di progettazione, definiti gli spazi tra le file dei tracker, l'altezza da terra dei pannelli, la disposizione dei cavidotti e la distribuzione elettrica, la verifica delle necessità agronomiche e analisi della fotosintesi delle specie coltivabili. Sono state individuate le coltivazioni in riferimento ai loro periodi di semina e raccolta, all'altezza delle piante, alle loro esigenze idriche e di luce, alla possibilità delle applicazioni delle tecniche della agricoltura di precisione.

Il progetto agricolo si articola in:

- coltivazione perimetrale;
- coltivazione area interna al campo agrivoltaico. Questa è a sua volta divisa in:
  - i. coltivazione delle fasce d'impollinazione (al disotto delle strutture di sostegno e lungo il bordo della viabilità interna ed in tutte le area dove non sono presenti i pannelli);
  - ii. coltivazione di orticole o altre specie (tra gli spazi liberi);
  - iii. apicoltura.

Nell'ambito del progetto agricolo sono state prese in considerazione:

- le coltivazioni che possono al meglio essere allocate sulla base della natura del terreno, delle condizioni bioclimatiche che si vengono a determinare all'interno del parco fotovoltaico, delle previsioni del mercato della trasformazione agroalimentare e della distribuzione, nonché, della meccanizzazione delle varie fasi della conduzione;
- l'organizzazione degli spazi di coltivazione.

Queste poi sono state confrontate con la tecnica vivaistica, la tecnica costruttiva dell'impianto fotovoltaico, la tecnologia e le macchine per la meccanizzazione delle culture agricole, il mercato agricolo locale, le differenti formazioni professionali del personale che opera all'interno dell'iniziativa integrata (personale con formazione industriale e personale con formazione agri-vivaistica).

Nella fase di organizzazione e articolazione del progetto agricolo per l'impianto agrivoltaico in oggetto si è voluto inoltre introdurre una serie di attività che tutte insieme e singolarmente contribuiscono alla rigenerazione e conservazione delle biodiversità. Per migliorare e superare lo scenario di base dell'area d'impianto che vede un suolo da anni condotto a seminativo estensivo che ha comportato l'annullamento di ogni forma di naturalità con conseguente compromissione e banalizzazione delle biodiversità, il progetto agricolo promuove una funzione ambientale i cui elementi cardine sono i seguenti:

- coltivazione biologica;
- utilizzo agricolo del 99,84 % dell'area interessata dal progetto;
- introduzione delle fasce d'impollinazione in associazione all'apicoltura;
- differenziazione della coltivazione in un regime di alternanza colturale;
- ricostruzione di habitat dell'avifauna con alberatura a portamento a siepe;
- ricostruzione di habitat dei piccoli rettili con la formazione di cumuli di pietra;
- phytoremediation.

Inoltre, il piano colturale elaborato mira alla realizzazione di un progetto integrato di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica e produzione agricola i cui obiettivi sono:

- valutare le possibili coltivazioni che possono al meglio essere allocate sulla base della natura del terreno, delle condizioni bioclimatiche che si vengono a determinare all'interno del parco fotovoltaico, delle previsioni del mercato della trasformazione agroalimentare, officinale e della distribuzione, nonché, della meccanizzazione delle varie fasi della conduzione;
- organizzare gli spazi di coltivazione in maniera tale da essere compatibili con le attività di gestione dell'impianto fotovoltaico.

Si rimanda alle relazioni "PD\_REL45 – Relazione agronomica" e "PD\_REL45 – Relazione compatibilità alle LL. GG. Agrivoltaico" rispettivamente per la descrizione dell'inquadramento agronomico, per il dettaglio del piano colturale studiato e per la verifica della compatibilità dell'impianto agrivoltaico in progetto alle Linee Guida degli Impianti Agrivoltaici pubblicate dal Ministero della Transizione Ecologica.

## 7 DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI

In riferimento alla tecnologia fotovoltaica attualmente disponibile sul mercato per impianti utility scale, per il presente progetto sono state implementate le migliori soluzioni di sistema che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali. L'evoluzione tecnologica consente di raggiungere, mediante l'installazione di un numero di moduli relativamente ridotto, potenze di picco molto rilevanti. La soluzione progettuale di impianto prevede la conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata tramite inverter di stringa. Le stringhe fotovoltaiche saranno opportunamente collegate agli inverter, i quali, saranno collocati in campo in prossimità delle strutture porta moduli. L'uscita di ciascun inverter sarà collegata al quadro di bassa tensione posto all'interno della cabina di trasformazione relativa al suo sottocampo, dove si provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da bassa tensione 800 V (quella prodotta dall'inverter) a media tensione 30kV. Le stazioni di trasformazione saranno pertanto composte da un quadro BT, un trasformatore MT/BT, un quadro MT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema. Ogni stazione di trasformazione gestirà un sottocampo, in totale saranno previsti 29 sottocampi.

Il sistema fotovoltaico sarà progettato e realizzato in modo tale che tutti i componenti abbiano una tensione limite di esercizio in corrente continua di 1.500 V, valore questo che andrà a definire la stringatura in funzione dei parametri tecnici dei moduli scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 28 unità.

## 8 PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, connessi alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico utente e/o immessa in rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzatore. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza. Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, e quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore. Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

### 8.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Lo stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per il settore fotovoltaico prevede l'utilizzo, per i grandi impianti utility scale, di moduli fotovoltaici le cui celle sono realizzate prettamente in silicio cristallino sia nella versione monocristallino, policristallino e eterogiunzione. Tutte le altre tecnologie si sono dimostrate o troppo costose o poco efficienti. Le prestazioni raggiunte dai moduli fotovoltaici in silicio cristallino attualmente disponibili sul mercato, in termini di efficienza e di comportamento in funzione della temperatura, sono notevolmente migliori rispetto a quelle disponibili anche solo un paio di anni fa.

Attualmente il grado di efficienza di conversione si attesta attorno al 18% per i moduli in silicio policristallino e ben oltre il 20% per quelli in silicio monocristallino sia tradizionali che con tecnologia TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact).

Questo risultato tecnologico ha consentito ai moduli fotovoltaici di raggiungere potenze nominali maggiori a parità di superficie del modulo. Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia TOPCon del tipo bifacciale con moduli di potenza pari a 715W e dimensioni 2384x1303x33 mm, grado di efficienza di conversione pari a 23%.

Il modulo individuato per questo impianto è il modello CS7N-715TB-AG 1500V di CSI solar co.

I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di catturare la luce solare da entrambi i lati, garantendo così maggiori performance del modulo e, di conseguenza, una produzione nettamente più elevata dell'intero impianto fotovoltaico. Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati, noto anche come "coefficiente di Albedo", si tratta dell'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- Neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un fattore di Albedo pari a 0,75;

- Superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- Superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata.

Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. Inoltre, grazie all'elevata efficienza di conversione, il modulo bifacciale è in grado di diminuire i costi BOS (Balance of System), che rappresentano una quota sempre maggiore di quelli totali del sistema (data l'incidenza in costante calo dei costi legati a inverter e moduli). Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:

1. Prestazioni migliori. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto realizzato con moduli bifacciali può arrivare a produrre fino al 30% in più in condizioni ideali. In realtà, misurazioni in campo su impianti già realizzati con questa tecnologia attestano l'incremento della produzione attorno al 10/15%.
2. Maggior durabilità. Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella fotovoltaica. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).
3. Riduzione dei costi BOS. La "bifaccialità", incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

L'efficienza di un modulo fotovoltaico, e più in generale le sue prestazioni complessive, subiscono un degrado costante e lineare nel tempo a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, su scala sia macroscopica che microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico si attesta tra i 25 e i 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta, dopodiché sarà necessaria una sostituzione dell'intero generatore per ripristinarne le prestazioni.

CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI	
<b>Caratteristiche principali</b>	
Modello	CS7N-715TB-AG 1500V
Produttore	CSI Solar Co., Ltd.
Tecnologia	Si-mono
Tipo di modulo	Bifacciale
Massima tensione	1500 V
<b>Standard test conditions (STC)</b>	
Potenza picco	715.0 W
Efficienza	23 %
Tensione MPP	40.6 V
Corrente MPP	17.63 A
Tensione a vuoto	45.9 V
Corrente di cortocircuito	18.64 A
<b>Coefficienti di temperatura</b>	
Coefficiente di potenza	-0.300 %/°C

Coefficiente di tensione	-0.260 %/°C
Coefficiente di corrente	0.050 %/°C
<b>Caratteristiche meccaniche</b>	
Lunghezza	2384.0 mm
Larghezza	1303.0 mm
Spessore	33.0 mm
Peso	37.8 kg

## 8.2 INVERTER DI STRINGA

L’inverter converte la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata. È composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del array DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative.
- Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sottotensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- Un sistema di monitoraggio, che ha la funzione di trasmettere i dati relativi al funzionamento dell’inverter al proprietario (corrente, tensione, potenza, ecc.) e dati esterni dal monitoraggio delle stringhe nell’array DC (se c’è un sistema di monitoraggio delle stringhe).

L’inverter (convertitore statico) rappresenta il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l’apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata, l’unica in grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete. L’inverter è installato in prossimità della viabilità interna al parco dislocati all’interno del campo stesso secondo la configurazione dei sottocampi fotovoltaici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 320kVA. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

L’MPPT, ovvero Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l’inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.); in particolare sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Come anticipato ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno.

Ad oggi gli inverter previsti per i progetti sono del produttore SUNGROW modello SG350HX, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

CARATTERISTICHE DELL’INVERTER	
<b>Caratteristiche principali</b>	
Modello	SG350HX
Tipo	Stringa
Produttore	Sungrow
Max Efficienza conversione da DC ad AC	99.01 %
<b>Ingresso (DC)</b>	

Range di tensione di ricerca MPPT	500 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
<b>Uscita (AC)</b>	
Potenza nominale (40°)	320,0 kVA
Potenza massima (30°)	352,0 kVA
Tensione in uscita	800 V
Frequenza in uscita	50 Hz

Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e relativi valori di rapporto DC/AC.

INVERTER	QUANTITÀ	INGRESSI DC	POTENZA DC	RAPPORTO DC/AC
SG350HX-20A (320 kWac)	144	18 stringhe	360 kW	1.126
SG350HX-20A (320 kWac)	112	19 stringhe	380 kW	1.189
SG350HX-20A (320 kWac)	50	21 stringhe	420 kW	1.314
SG350HX-20A (320 kWac)	29	20 stringhe	400 kW	1.251
SG350HX-20A (320 kWac)	25	22 stringhe	440 kW	1.376
SG350HX-20A (320 kWac)	22	17 stringhe	340 kW	1.064
SG350HX-20A (320 kWac)	13	23 stringhe	460 kW	1.439

### 8.3 STRUTTURE DI FISSAGGIO

Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture con inseguitori solari con asse di rotazione Nord/Sud e angolo di tilt massimo a  $\pm 60^\circ$ . I moduli fotovoltaici saranno installati in configurazione 1V, con configurazione 1x28, a cui corrispondono strutture di lunghezza complessiva rispettivamente di circa 37,52m.

I moduli saranno quindi fissati in single row dove, nel caso di massimo angolo di tilt ( $60^\circ$ ), i moduli saranno a una quota minima e massima rispettivamente di 2,1 m e 4,2 m dal piano campagna. L'interdistanza tra le strutture (distanza di pitch) sarà di 4,75 m.

La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di pali circolari in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere l'intera struttura, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geologiche del terreno e alle prove che dovranno essere eseguite per la fase di costruzione dell'impianto (penetrazione e pull out test). Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. Di seguito si riportano degli stralci grafici di progetto in cui sono evidenziate le caratteristiche salienti del sistema di fissaggio dei moduli. Tutte le misure riportate nel presente paragrafo in riferimento agli aspetti strutturali come la larghezza e lo spessore dei pali e delle travi, l'interdistanza dei pali in direzione longitudinale, etc. sono puramente indicative, per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.



Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SFONE - Bifacial
Produttore	Soltec
Tecnologia	Linked-row
Configurazione	1V (Verticale)
Range angolo d'inseguimento	+60 / -60 °
Altezza minima dal suolo	2.1 m
Progettato per moduli	BIFAFACIAL
Distanza aggiuntiva per il motore	500.0 mm
Distanza aggiuntiva per asse di rotazione	20.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	20.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

Il numero di inseguitori monoassiali installati è riassunto nella seguente tabella.

Stringhe per struttura	Moduli per struttura	Lunghezza	Quantità
1	28	37.52 m	7.573

#### 8.4 TRASFORMATORI

Il trasformatore di potenza aumenta la tensione in uscita AC dell'inverter per ottenere una maggiore efficienza di trasmissione nelle linee elettriche dell'impianto fotovoltaico.

Si mostrano di seguito le caratteristiche principali del trasformatore di potenza per Stazione di trasformazione e conversione mod. "SUNGROW MVS4480\_LV":

Caratteristiche del trasformatore di potenza	
Potenza nominale	4.480 kVA
Rapporto di trasformazione	0.8/30.0kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	0, ±2x2,5%
Corto circuito (Xcc)	8%
Gruppo Vettoriale	Dy11
Efficienza nominale	≥99%
Frequenza	50 Hz

#### 8.5 STAZIONE DI TRASFORMAZIONE MT/BT

La stazione di trasformazione MT/BT in skid è una soluzione compatta, plug-in e prefabbricata, progettata per elevare l'energia dagli impianti fotovoltaici. È dotata di quadro elettrico di media tensione (QMT 30 kV), Trasformatore in olio (BT/MT 0.8/30 kV), quadro BT (800V) e cabinato ausiliari.

La stazione di trasformazione deve essere fornita con interruttori di media tensione che includano un'unità di protezione del trasformatore, un'unità di alimentazione diretta in ingresso, un'unità di alimentazione diretta in uscita e le piastre elettriche.

Di seguito si riportano le caratteristiche e le configurazioni in base al campo DC.

Stazione MT/BT	Quantità	Num. Inverter	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
1	3	14	4.48 MW	5.265 MW	1.175
2	3	14	4.48 MW	5.085 MW	1.135
3	3	14	4.48 MW	4.945 MW	1.104
4	2	14	4.48 MW	6.146 MW	1.372
5	2	14	4.48 MW	5.966 MW	1.332
6	2	14	4.48 MW	5.385 MW	1.202
7	2	14	4.48 MW	5.365 MW	1.198
8	2	14	4.48 MW	5.025 MW	1.122
9	1	14	4.48 MW	6.166 MW	1.376
10	1	14	4.48 MW	5.806 MW	1.296
11	1	14	4.48 MW	5.666 MW	1.265
12	1	14	4.48 MW	5.045 MW	1.126
13	1	13	4.16 MW	5.245 MW	1.261
14	1	12	3.84 MW	4.605 MW	1.199
15	1	12	3.84 MW	4.505 MW	1.173
16	1	12	3.84 MW	4.364 MW	1.137
17	1	12	3.84 MW	4.324 MW	1.126
18	1	12	3.84 MW	4.224 MW	1.100

## 8.6 PROGETTAZIONE DEL CABLAGGIO ELETTRICO

Quando vengono calcolate le caratteristiche del cablaggio elettrico, l'obiettivo è ridurre al minimo le lunghezze e le sezioni dei cavi. Le sezioni sono selezionate secondo lo standard IEC 60502-2.

Per calcolare la sezione di cavo, sono stati considerati la caduta di tensione, la capacità di carico di corrente e la corrente di cortocircuito.

La caduta di tensione massima consentita è stata 2,0% per il lato DC, 2,0% per i cavi BT AC E 1,0% per i cavi MT.

Nella seguente tabella si mostra un riassunto delle sezioni dei cavi selezionati e il loro metodo d'installazione.

Sezione	Materiale conduttore	Materiale isolante	Tipo d'installazione
<b>Stringhe – Inverter di stringa</b>			

6 mm <sup>2</sup>	Cu	LSOH	legato a struttura
<b>Inverter di stringa – stazione di trasformazione</b>			
240 mm <sup>2</sup>	Cu	EPR	Interrato in trincea
300 mm <sup>2</sup>	Cu	EPR	Interrato in trincea
<b>Stazione di trasformazione – cabina d’interfaccia</b>			
240 mm <sup>2</sup>	Cu	EPR	Interrato in trincea
300 mm <sup>2</sup>	CU	EPR	Interrato in trincea
<b>Cabina d’interfaccia – Sottostazione elettrica</b>			
240 mm <sup>2</sup>	Cu	EPR	Interrato in trincea
300 mm <sup>2</sup>	Cu	EPR	Interrato in trincea

## 8.7 IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 50mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell’impianto che necessitano di questo collegamento, inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l’introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale.

Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell’illuminazione perimetrale, video-sorveglianza etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica. Le corde nude di rame saranno riportate all’interno delle stazioni di trasformazione dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato MT, collegato ad anello, anch’esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 35mmq.

## 8.8 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE

Sarà previsto un u impianto, di illuminazione e videosorveglianza, da realizzare in prossimità dell’area di accesso al campo, in prossimità della cabina d’interfaccia e delle stazioni in skid.

L’accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali.

L’accensione sarà inibita durante il giorno mediante l’installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l’accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione.

Su ciascun palo si provvederà all’installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 25W che sviluppa un flusso luminoso pari a 3204 lm con grado di protezione adeguato alla posa all’aperto.

## 8.9 IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema di sicurezza sarà realizzato sui pali dell’impianto di illuminazione e quindi in corrispondenza delle zone più interessanti del campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di cabine e ingressi. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all’interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

## 8.10 METEO STATION

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per eSSEUri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento.

Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all’installazione di più meteo station in campo.

## 8.11 SISTEMA DI SUPERVISIONE

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc.

I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio). Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto.

Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza.

Tutti gli apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame.

Inoltre, per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassette ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della Control Room.

Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete (Terna) può agire sull'impianto.

Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

## 9 ELETTRODOTTO E OPERE DI CONNESSIONE

L'elettrodotto 150 KV per l'interconnessione tra la nuova sottostazione elettrica (S.S.E.) e la nuova stazione elettrica (S.E.) avrà una lunghezza complessiva di circa 8.9 km sul territorio comunale di Brindisi (BR). Il tracciato del cavo sarà sia su strade asfaltate che sterrate e si estenderà interamente nel comune di Brindisi interessando, prevalentemente, la viabilità asfaltata.

L'elettrodotto sarà costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di circa 1600 mmq.

Il progetto dei cavi e le modalità per la loro messa in opera rispondono alle norme contenute nel D.M. 21.03.1988, regolamento di attuazione della Legge n. 339 del 28.06.1986, per quanto applicabile, ed alle Norme CEI 11-17.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1.6 m, con disposizione delle fasi a trifoglio. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da lastre di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

All'interno del percorso di connessione alla nuova Stazione Elettrica (SE) sono state individuate intersezioni (per maggiori informazioni vedere "REL10.00 - Relazione connessione ed interferenze" in cui sono previsti attraversamenti in T.O.C., riportate sotto in figura.

Per tutti gli attraversamenti in queste aree si prevede di eseguire il passante con soluzione T.O.C (trivellazione orizzontale controllata).

La posa si realizza grazie a una perforazione guidata nel terreno mediante l'introduzione nel terreno di aste guidate da una testa di perforazione che preparano il percorso per la condotta da posare.

Si esegue una perforazione pilota guidata per creare il percorso del prodotto da posare, si crea un passaggio con "alesatore" per adattare il percorso al diametro del cavo/condotta e infine si effettua un tiro del prodotto in posizione.

Si riporta uno schema esplicativo del tipo di passaggio.

