



IMPIANTO AGRIVOLTAICO E OPERE DI CONNESSIONE

“LA GIAROLA”

POTENZA IMPIANTO 9,11 MWp - COMUNE DI REGGIO EMILIA (RE)

Proponente

ATLAS SOLAR 18 S.R.L

VIA ANDREUZZI 12 - 33100 UDINE (UD) - P.IVA: 03125930309 - PEC: atlassolar18@pec.it

Progettazione

Ing. Antonello Ruttilio

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

Tel.: +39 0532 202613 – email: a.ruttilio@incico.com

Titolo Elaborato

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL01	24HRO110_PD_REL01.00 - Relazione illustrativa	30/06/2025

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	06/25	EMISSIONE PER PERMITTING	ECA	LBO	ARU

Proponente



Progettista



RELAZIONE ILLUSTRATIVA

INDICE

1. PREMESSA	1
2. INTRODUZIONE	1
3. RIFERIMENTI NORMATIVI	3
4. UBICAZIONE DEL SITO	5
5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	5
SOLUZIONE AGRIVOLTAICA	8
AMBITO TERRITORIALE COINVOLTO	8
ELEMENTI PER LA SCELTA DEL PIANO COLTURALE	8
PIANO COLTURALE	10
6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI	12
CONFIGURAZIONE ELETTRICA	12
PROGETTAZIONE DEL CABLAGGIO ELETTRICO	12
Cavi BT	12
Cavi MT	13
7. PRINCIPALI COMPONENTI D'IMPIANTO	13
MODULI FOTOVOLTAICI	14
INVERTER DI STRINGA	15
STRUTTURE DI SOSTEGNO	16
STAZIONE DI TRASFORMAZIONE	17
CABINA D'INTERFACCIA	18
CABINA DI CONSEGNA	18
8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI	19
IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE	19
IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	20
METEO STATION	20
SISTEMA DI SUPERVISIONE	20
9. ELETTRODOTTO E OPERE DI CONNESSIONE	21

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 Società Atlas Solar 18 s.r.l. con sede in Via Andreuzzi, 12 Udine (UD).

Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Reggio Emilia (RE), con moduli installati su strutture tracker a terra, ovvero su apposite 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 agrivoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

Dati di potenza impianto "La Giarola"	
Potenza picco (DC)	9,11 MW _{dc}
Potenza max di immissione (AC)	7,50 MW _{ac}
Rapporto DC/AC	1,21

Tabella 2-1 Caratteristiche del sito

L'impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna a 15kV da cabina primaria AT/MT Reggio Sud.

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 agrivoltaico 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. Atlas Solar 18 s.r.l. con sede in Via Andreuzzi, 12 - 33100 Udine (UD), - P.IVA 03125930309 – PEC: atlassolar18@pec.it.

Nel rispetto di quanto riportato secondo la Soluzione Tecnica Minima Generale, codice rintracciabilità n. 399868589, l'impianto in fase di esercizio sarà configurato affinché non venga superata la potenza pari a 7,5 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; V3/EC2 "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; Ab: "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico";

- ✓ CEI EN 62305-1/EC: "Protezione contro i fulmini" Principi generali
- ✓ CEI EN 62305-2/EC: "Protezione contro i fulmini" Valutazione del rischio
- ✓ CEI EN 62305-3/EC: "Protezione contro i fulmini" Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- ✓ CEI EN 62305-4/EC: "Protezione contro i fulmini" Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;
- ✓ Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:
- ✓ CEI 82-25; V1 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 AT/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; Ab "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; V3/EC2:" Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

4. UBICAZIONE DEL SITO

L'impianto agrivoltaico in progetto, sarà realizzato nel territorio del comune di Reggio Emilia (RE).

I terreni sono regolarmente censiti al catasto come da "piano particellare tabellare" riportato nel documento PD_REL11.

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

Il sito di interesse è ubicato nel comune di Reggio Emilia (RE), in area agricola, con morfologia prevalentemente pianeggiante, e presenta una superficie recintata di 13.23 ha dedicata alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico.

Rispetto all'agglomerato urbano della città di Reggio Emilia, l'area di impianto è ubicata a sud-est in un'area agricola a circa 7,5km di distanza.

L'ubicazione dell'impianto agrivoltaico ha le caratteristiche mostrate in Tabella 4-1.

Caratteristiche dell'ubicazione dell'impianto agrivoltaico	
Città	Reggio Emilia
Regione	Emilia-Romagna
Paese	Italy
Latitudine	+44.65 °
Longitudine	+10.66 °
Altitudine	69.22 m a.m.s.l.
Fuso orario	UTC +1

Tabella 4-1 Caratteristiche del sito

5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione agricola insistente nel territorio del comune di Reggio Emilia (RE). Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto:

Caratteristiche impianto	
SUPERFICIE RECINTATA (Ha)	13.32
MODULI INSTALLATI (715W)	12.740
NUMERO STRINGHE (28 MODULI)	1.258
NUMERO INVERTER DI STRINGA (250kVA)	30
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE MT/BT 15kV/0,8kV	2

Tabella 5-1 Caratteristiche dell'impianto

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 60°.

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 [2(11x6) con tecnologia TopCon.

Essi saranno fissati su ciascuna struttura in modalità Portrait 1V, ovvero in file composte da un modulo con lato corto parallelo al terreno, le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di un solo tipo individuate in funzione della loro lunghezza ovvero 1x28 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza complessiva di circa 37.34 metri.

La struttura sarà collegata a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 28 moduli, la lunghezza di

stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema agrivoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, si installeranno inverter di stringa e si realizzerà per ogni sottocampo un locale di trasformazione, dove verranno installati i trasformatori MT/BT 15kV/0,8kV.

Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da una transformer station completa di tutto il necessario, 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 della transformer station insieme agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 15kV.

Pertanto, ciascun quadro è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore BT/MT, al quadro di media tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

L'impianto agrivoltaico sarà completato dall'installazione di una cabina di interfaccia, ubicata quanto più possibile in corrispondenza del punto di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza.

La cabina di interfaccia sarà realizzata con un manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 8,00x4,00x3,10 m. Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato sostanzialmente in due locali:

- ✓ un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione con collocamento del quadro generale di media tensione ed installazione del trasformatore di spillamento MT/BT da 100 kVA dedicato all'alimentazione di tutti i servizi a corredo dell'impianto agrivoltaico e necessari alla gestione del sistema;
- ✓ un locale dove saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione, l'armadio rack, l'ups ed il sistema Scada per il controllo di supervisione ed acquisizione dati relativi all'impianto.

Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee MT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo. Tramite un cavidotto MT 15kV sarà realizzato il collegamento tra la suddetta cabina e la nuova cabina di consegna, punto di interfaccia con la RETE DI DISTRIBUZIONE.

Nella cabina di 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).

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 dalla 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.

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 acciaio 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.

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 della cabina di interfaccia) e fino alla nuova cabina di consegna ad una tensione nominale di 15 kV.

La cabina di consegna, come da indicazioni della STMG, avrà dimensioni indicative pari a 6,73x2,48x2,70m.

Il collegamento tra la cabina di consegna e la rete elettrica MT prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato con la posa di una terna di cavi idonei al trasporto di energia in media tensione, 15 kV.

Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata, e le linee di media tensione saranno realizzate totalmente all'interno dell'area occupata dall'impianto agrivoltaico.

Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli/quadri di stringa), saranno posati in trincea ovvero direttamente interrati senza l'ausilio di cavidotti. In tal caso la profondità di posa dei cavi sarà di 50 cm per illuminazione perimetrale, di 80 cm per i cavi di bassa tensione e 120 cm per quelli di media tensione, tutti saranno opportunamente segnalati mediante la posa di nastro ad una distanza di circa 30 cm verso il piano campagna.

Come accennato, fanno eccezione alla posa direttamente interrata in trincea i soli cavi stringa che collegano ciascuna stringa al quadro di riferimento.

Oltre a quelli interni al campo agrivoltaico, sarà realizzato il collegamento tra Cabina d'interfaccia e nuova cabina di consegna tramite cavo in media tensione (15kV). Questo collegamento, esterno all'area di impianto, sarà realizzato tramite una terna di cavi unipolari che saranno interrati in tubazioni in corrugato, posati in trincea ad una profondità di posa minima di 120 cm. Anche in questo caso la segnalazione della presenza dell'elettrodotto interrato sarà resa obbligatoria.

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 alla bisogna. L'azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detergenti 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.

SOLUZIONE AGRIVOLTAICA

L'impianto agrivoltaico è localizzato nel Comune di Reggio nell'Emilia (RE) in un'area agricola, con morfologia prevalentemente pianeggiante, e occupa una superficie recintata di 13.23 ha. Rispetto all'agglomerato urbano della città di Reggio nell'Emilia, l'area di impianto è ubicata a sud-est in un'area agricola a circa 7,5km di distanza.

Di seguito si riportano i dati che caratterizzano l'impianto:

DATI IMPIANTO	
Area disponibile[mq]	154.865
Superficie Recintata [mq]	133.231
Superficie mitigazione [mq]	13.359
Proiezioni moduli FV (tilt 60°) [mq]	19.787
Superficie SN [mq]	19.865
Superficie Totale (Stot) [mq]	123.470
Superficie Agricola [mq]	103.605
Superficie moduli Spv[mq]	39.575
Potenza picco (DC)	9,11 MWdc
Potenza max di immissione (AC)	7,50 MWac
Rapporto DC/AC	1,21
Ground coverage ratio (GCR)	44.15 %
Tipo di struttura	Inseguitore mono-assiale
Distanza tra le file (pitch distance)	5,4m
Moduli PV (715.0 Wp)	12.740
Stazione di trasformazione MT/BT (5 MVA)	1
Stazione di trasformazione MT/BT (3,5 MVA)	1
Numero di inverter (250 kVA)	30

Tabella 5-2 Caratteristiche impianto agrivoltaico

AMBITO TERRITORIALE COINVOLTO

La giacitura dell'area sulla quale si intende collocare l'impianto agrivoltaico è regolare e pianeggiante.

L'impianto verrà installato nella bassa pianura padana a sud del territorio appartenente al comune di Reggio Emilia, ed è caratterizzato da un'altimetria pari a 69,22 m a.m.s.l..

La piana è di origine alluvionale e non sono presenti dislivelli significativi o discontinuità nel profilo del suolo, il territorio inoltre è caratterizzato da una cospicua presenza di corsi d'acqua. La bassa pianura ha inizio in corrispondenza della linea delle risorgive per questo viene detta anche pianura irrigua. La presenza dell'acqua risulta quindi preponderante in questa zona favorendo da sempre l'attività agricola.

Il regime delle temperature è prevalentemente di tipo temperato subcontinentale, con valori medi annui intorno a 12-14°C. Le precipitazioni variano tipicamente da 600 a 850 mm annui; esse sono concentrate nel periodo autunno-primaverile, con valori di surplus idrico da 50 a 300 mm annui. Le condizioni di deficit idrico avvengono principalmente nel periodo estivo, con valori medi annui da 150 a 250 mm, attenuate dall'elevata umidità relativa dell'aria e dalle dotazioni idriche superficiali. Il territorio in questione rientra nell'areale di produzione del Parmigiano Reggiano DOP, le colture agricole prevalenti sono quindi di tipo foraggero sia leguminose (es. erba medica) sia graminacee (es. orzo, avena, sorgo, loietto) utilizzate fresche o per la produzione di fieno per l'alimentazione delle bovine da latte della filiera del Parmigiano Reggiano DOP.

ELEMENTI PER LA SCELTA DEL PIANO COLTURALE

La scelta del piano colturale dipende principalmente dall'obiettivo aziendale.

Dai fascicoli aziendali riferiti all'ultimo triennio 2022-2024 (allegati n. 1,2,3) si evince che l'indirizzo produttivo è di tipo foraggero, le specie coltivate sono leguminose come erba medica e graminacee (es.loietto, avena, sorgo).

Specificatamente, ad oggi, come dimostrato dalla verifica effettuata nel mese di ottobre 2024 da parte della Regione Emilia-Romagna SETTORE PROGRAMMAZIONE SVILUPPO DEL TERRITORIO E SOSTENIBILITA' DELLE PRODUZIONI - AREA AGRICOLTURA SOSTENIBILE (allegato n.4), parte delle colture presenti nelle particelle oggetto di intervento (foglio 270 – particelle 80 e 250) sono certificate ed entrano nella catena di produzione di foraggi destinati all'alimentazione delle bovine da latte per la produzione di Parmigiano Reggiano DOP. Essendo colture di qualità, l'azienda agricola è obbligata ad attenersi a precise pratiche agronomiche descritte in dettaglio all'interno del Disciplinare di Produzione.

La progettazione dell'impianto agrivoltaico "La Giarola" si inserisce in un contesto agricolo di alto valore economico e territoriale per questo motivo il piano colturale proposto si impegna a mantenere sia l'indirizzo produttivo attuale sia la scelta di specie vegetali di qualità compatibili con quanto richiesto dal Disciplinare del Parmigiano Reggiano DOP.

Il piano colturale riferito alla campagna 2024 riporta, per le particelle oggetto di intervento (foglio 270 particelle 80 e 250), le seguenti colture:

- prato pascolo da foraggio permanente;
- prato di erba medica da foraggio;
- erbaio di loietto da foraggio;

L'indirizzo produttivo aziendale è foraggero, il terreno potenzialmente irriguo e viene gestito in maniera convenzionale. I boschetti presenti verranno mantenuti in fase post-operam.

Sia per l'anno 2023 sia per il 2024 la proprietà, come dichiarato nei rispettivi piani colturali, ha aderito all'Ecoschema 4 - Pagamento per sistemi foraggeri estensivi con avvicendamento inserito all'interno della nuova programmazione PAC 2023-2027. L'Ecoschema 4 prevede un premio ad ettaro a seguito dell'utilizzo di buone pratiche agro-climatico-ambientali.

Nell'anno in corso (2024) fino al 15 maggio 2025, come dichiarato dall'associazione agricola di riferimento, l'azienda ha vincolato al suddetto ecoschema:

- 10,25 ha di erba medica (particella 250);
- 2,84 ha di loietto (particella 250).

L'Ecoschema 4 prevede l'obbligo di avvicendamento, almeno biennale, applicato alle colture principali e secondarie. Nel caso di colture pluriennali, erbe e altre piante erbacee da foraggio, come nel presente caso, l'impegno si considera assolto ipso facto. Per le colture leguminose e foraggiere non è consentito, inoltre, l'uso di diserbanti chimici e di altri prodotti fitosanitari.

La scelta delle future specie agrarie e dell'avvicendamento dipende da una serie di fattori quali: l'obiettivo aziendale, il contesto pedo-climatico, le esigenze delle colture e quelle legate alla meccanizzazione delle lavorazioni compatibilmente con la struttura dell'impianto agrivoltaico.

Sulla base di queste variabili si propone un piano colturale che tiene conto dei seguenti principi:

- indirizzo produttivo attuale ed obiettivo aziendale;
- vocazione produttiva dell'areale;
- coerenza agronomica e dell'uso del suolo con la gestione agricola in corso;
- condizioni geo-climatiche specifiche per le colture considerando il cambiamento climatico in atto;
- tipologia dell'impianto agrivoltaico e suo dimensionamento;
- disponibilità di acqua.

L'azienda ha a disposizione per l'attingimento dell'acqua di irrigazione un canale tombato del Consorzio di Bonifica dell'Emilia Centrale, ma da diversi anni, come riferito dall'attuale proprietario terriero, le colture vengono condotte in asciutta in un'ottica di risparmio idrico. In fase *post-operam* si prevede di mantenere la gestione del fondo in asciutta; il canale di attingimento verrà utilizzato solo ed esclusivamente per irrigazioni di soccorso qualora fossero necessarie per la sopravvivenza delle colture.

Al fine di comprendere al meglio le scelte per l'impostazione del piano colturale e dell'avvicendamento, si descrivono di seguito alcune specifiche relative all'impianto agrivoltaico di progetto. L'impianto agrivoltaico di progetto rispetta quanto definito dalla LR 19 luglio 2022, n. 17 - Norme per la disciplina per la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra, dove all'articolo 2 si definisce l'impianto agrivoltaico come: "un impianto per la produzione di energia elettrica che, secondo le diverse soluzioni tecnologiche rese disponibili, adotta soluzioni con moduli elevati da terra su terreni mantenuti in coltivazione, qualificati come Superficie Agricola Utilizzata (SAU) secondo la definizione ISTAT, in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale; l'attività agricola deve essere oggetto di un

piano colturale formalizzato, nel rispetto di quanto previsto dalla relazione agronomica approvata nell'ambito del rilascio della autorizzazione.”

L’Impianto agrivoltaico “La Giarola” è di tipo AVANZATO ciò significa che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm. e con quanto riportato nelle Linee Guida Ministeriali 2022:

- adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l’applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;
- prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l’impatto dell’installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

La fascia coltivata risulta essere pari a circa m 4,18 che corrisponde alla distanza tra gli inseguitori (5,40 m) al netto della proiezione a terra dei moduli alla loro massima inclinazione (60°); quest’ultima porzione di terreno è mantenuta come fascia di rispetto al fine di agevolare la meccanizzazione agricola e ridurre al minimo il rischio di danneggiamento dell’impianto e dei moduli al passaggio delle macchine durante le normali operazioni di campagna.

Alla luce di quanto descritto ed in linea con la conduzione attuale del fondo, il piano colturale proposto prevede l’inserimento di un prato di erba medica a ciclo pluriennale (es. 5 anni) sulla totalità della superficie agricola coltivabile avvicendato con erbaio annuale di loietto da foraggio. Le colture scelte rientrano tra quelle ammissibili dal Disciplinare del Parmigiano Reggiano DOP per la produzione di foraggi per l’alimentazione delle bovine da latte della filiera.

PIANO CULTURALE

Per le ragioni sopra evidenziate relative al contesto e per l’usuale tipologia di colture praticate in zona e per le caratteristiche dell’impianto agrivoltaico, si è cercato di impostare un piano colturale e relativo avvicendamento il più possibile in linea con le scelte agronomiche già effettuate dall’azienda agricola in fase antecedente il presente progetto.

Le colture inserite nel piano colturale rispettano le indicazioni delle linee guida ministeriali; sono escluse tutte quelle che rientrano nella categoria “culture non adatte” alla compresenza di impianti agrivoltaici

cioè piante caratterizzate da un elevato fabbisogno di luce, per le quali anche modeste densità di copertura e ombreggiamento determinano una forte riduzione della resa. Le colture scelte sono caratterizzate da una meccanizzazione compatibile con il dimensionamento dell’impianto agrivoltaico così da permettere lo svolgimento delle normali operazioni colturali. Per evitare che le colture intercettino i pannelli durante il loro movimento rotativo, limitando così il rischio di autocombustione, sono state selezionate specie a portamento ridotto.

Tutte le colture inserite nel piano, sono inoltre riconosciute dal Disciplinare di Produzione del Parmigiano Reggiano DOP per la produzione di foraggi certificati. Il cereale autunno-vernino inserito nel piano colturale viene raccolto allo stadio di maturazione cerosa, risultando allo stadio vegetativo (la pianta è ancora verde), riducendo così la produzione di pulviscolo.

Il piano colturale e relativo avvicendamento definito è il seguente:

- prato di erba medica a ciclo pluriennale (5 anni) per produzione di foraggio;
- erbaio annuale di loietto per produzione di foraggio.

La scelta è ricaduta sull’erba medica in quanto, oltre ad essere già coltivata da diversi anni dall’azienda agricola ed essendo coltura tipica dell’areale agrario circostante, presupponendo quindi una forte vocazione del territorio nei confronti di questa specie, la medica, al pari di altre leguminose, è una coltura azoto-fissatrice. La pianta assimila l’azoto atmosferico e lo trasferisce al terreno riducendo la necessità di utilizzare concimi chimici azotati e diminuendo i rischi di contaminazione da nitrati delle falde acquifere.

L’erba medica è una coltura miglioratrice spesso alternata a cereali autunno-vernini di cui ne migliora le performance produttive e qualitative, questo il motivo per cui è stato inserito il loietto in avvicendamento. L’erba medica è soggetta a numerosi sfalci annuali e la continua ricrescita induce un forte assorbimento di anidride carbonica con conseguente riduzione dell’effetto serra. L’erba medica risulta quindi essere una coltura caratterizzata da innumerevoli vantaggi per la salute dell’ambiente. Le colture inserite nel piano agronomico non prevedono interventi irrigui, se non in condizioni di emergenza e/o forte stress termici. L’erba medica e il loietto sfruttano gli apporti idrici stagionali.

La produttività delle stesse non risente dell’ombreggiamento causato dai pannelli, non si prevedono quindi significativi cambiamenti in termini di resa (t/ha).

L'avvicendamento colturale riportato di seguito, si sviluppa su 6 annate agrarie, senza colture in 2° raccolto. Si ricorda che l'annata agraria è convenzionalmente compresa tra l'11 novembre di un anno e il 10 novembre dell'anno successivo. la superficie agricola coltivabile è di ha 10,36 e viene investita annualmente da un'unica coltura.

	COLTURA	SUPERFICIE (ha)	SEMINA	RACCOLTA
1° ANNO	PRATO ERBA MEDICA	10,36	autunno (la coltura rimane sul terreno per 5 anni)	a partire dal mese di maggio (sfalci previsti n.4)
2° ANNO	PRATO ERBA MEDICA	10,36		
3° ANNO	PRATO ERBA MEDICA	10,36		
4° ANNO	PRATO ERBA MEDICA	10,36		
5° ANNO	PRATO ERBA MEDICA	10,36		
6° ANNO	ERBAIO	10,36	autunno	Primavera (sfalci previsti n.2)

Tabella 5-3 Piano Colturale

L'erba medica viene seminata in autunno e le lavorazioni successive sono previste durante il periodo primaverile-estivo, annualmente verranno eseguiti 4 tagli produttivi a partire dal mese di maggio. Il loietto verrà seminato in autunno per essere raccolto a maturazione cerosa in primavera, anche per il loietto si prevedono due sfalci. Entrambe le colture hanno come obiettivo la produzione di foraggio.

Durante il periodo estivo, tranne che per la raccolta del medicaio, non sono previste lavorazioni sul campo, ciò consente di limitare la creazione di polveri le quali potrebbero interferire negativamente con la produzione energetica dei pannelli; inoltre, per le motivazioni sopra descritte, non si prevedono irrigazioni con un notevole risparmio idrico.

6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI

CONFIGURAZIONE ELETTRICA

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 e 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 prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata viene realizzata mediante inverter di stringa. Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate a un quadro di bassa tensione. Ciascun inverter sarà collocato in campo in prossimità delle strutture porta moduli. L'uscita di ciascun inverter sarà collegata al quadro di bassa tensione posto all'interno della stazione di trasformazione, dove si provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da bassa tensione 800V (quella prodotta dall'inverter) a media 15kV.

Le stazioni di trasformazione saranno pertanto composte da un quadro BT, un trasformatore BT/MT, un quadro MT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema.

La metodologia utilizzata per definire la configurazione elettrica consiste nel dimensionamento delle stringhe dei moduli, i quadri di derivazione elettrici (se presenti), il cablaggio e gli inverter per trovare una configurazione elettrica che soddisfa l'obiettivo del rapporto DC/AC. Alcuni dei criteri di progettazione considerati sono:

- ✓ Raggiungere la massima tensione DC possibile, rispettando la massima tensione nominale dei moduli fotovoltaici, 1500 V. Questo viene fatto per ridurre al minimo le perdite di trasmissione di energia DC.
- ✓ Sovradimensionamento del generatore fotovoltaico (lato DC) rispetto alla potenza nominale del sistema AC, per massimizzare il rendimento energetico.

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.

Caratteristiche della configurazione elettrica	
Potenza nominale dell'impianto	7.50 MWac
Potenza picco dell'impianto	9.11 MWdc
Rapporto DC/AC	1.21
Moduli per stringa	28

Tabella 6-1 Caratteristiche configurazione impianto

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 1.5% per il lato DC, e 0.5% per i cavi AC della rete di MT.

Un cavo di terra di 35mmq verrà usato per le trincee di bassa e media tensione, mentre un cavo di terra di 50 mmq verrà usato per le stazioni di campo.

Cavi BT

I pannelli fotovoltaici sono generalmente già dotati di scatola di giunzione stagna e non apribile; in uscita dalla scatola sono

collegati i cavi di lunghezza opportuna, terminati con spine di tipo MULTI-CONTACT.

I collegamenti elettrici della singola stringa saranno realizzati utilizzando questi stessi cavi già in dotazione ai pannelli fotovoltaici. I cavi tra i moduli a formare le stringhe saranno posati opportunamente e fissati alla struttura tramite fascette.

I cavi BT AC saranno direttamente interrati in trincea.

La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune.

I cavi saranno posati con formazione a trifoglio, considerando il caso più gravoso in termini di posa, si avranno 6 terne nello stesso scavo. con distanza orizzontale di 7cm tra loro.

Le sezioni sono state dimensionate considerando una portata adeguata al trasferimento della massima potenza dell'impianto, con cadute di tensione sotto il 2% per il tratto in continua e sotto il 4% in alternata (ampiamente inferiore).

Per i tratti in corrente continua sono stati previsti i cavi solari H1Z2Z2-K con sezione 6mmq; per i tratti in corrente alternata invece sono stati previsti cavi unipolari FG16R16 con sezione pari a 185mmq.

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

- ✓ Conduttori di protezione: giallo-verde;
- ✓ Conduttore di neutro: blu chiaro;
- ✓ Conduttore di fase: grigio / marrone;
- ✓ Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

Cavi MT

I cavi MT per il collegamento delle stazioni di trasformazione con la Cabina d'interfaccia saranno in posa direttamente interrati in trincea.

La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune, la profondità minima di posa deve essere tale da garantire almeno 1,2 m, misurato dall'intradosso del cavo.

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%.

Il cavo previsto sarà unipolare con conduttore in rame tipo RG26H1M1612/20kV.

Per il collegamento tra stazione di trasformazione del campo fotovoltaico e cabina di interfaccia, si prevederanno cavi MT con sezione pari a 95mmq.

Il collegamento tra Cabina d'Interfaccia e Cabina di Consegna sarà realizzato tramite un elettrodotto MT in cavo unipolare con posa a trifoglio di sezione pari a 95mmq (tipo RG26H1M16 12/20 kV o similare), posato in tubo corrugato Ø 160mm, interrato ad una profondità di circa 1.2m. La distanza tra le cabine non sarà superiore ai 20m.

7. PRINCIPALI COMPONENTI D'IMPIANTO

Gli impianti agrivoltaici 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 agrivoltaico 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, 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.

L'avanzamento tecnologico in ambito fotovoltaico potrebbe rendere indisponibili sul mercato alcuni componenti attualmente previsti dal progetto al momento della fase di reperimento dei materiali.

Analogamente, in base alla disponibilità del mercato, potranno essere acquistati apparecchiature di marca differente (es. Trina, Longi, Sungrow, ecc.) rispetto a quelle attualmente previste a progetto, garantendo in ogni caso analoghi standard qualitativi ed equivalenti caratteristiche elettriche e strutturali.

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, il modulo individuato è CSI Solar modello CS7N-715TB-AG.

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 agrivoltaico.

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.

Di seguito si riportano le principali proprietà valutate dal costruttore in condizioni standard di misura (Standard Test Condition).

Caratteristiche dei moduli fotovoltaici	
Caratteristiche principali	
Modello	CS7N-715TB-AG 1500V
Produttore	CSI Solar Co., Ltd.
Tecnologia	Si-mono
Tipo di modulo	Bifacciale
Massima tensione	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potenza picco	715.0 W
Efficienza	23.02 %
Tensione MPP	40.6 V
Corrente MPP	17.63 A
Tensione a vuoto	48.5 V
Corrente di cortocircuito	18.64 A
Coefficienti di temperatura	
Coefficiente di potenza	-0.290 %/°C
Coefficiente di tensione	-0.246 %/°C
Coefficiente di corrente	0.050 %/°C
Caratteristiche meccaniche	
Lunghezza	2384.0 mm
Larghezza	1303.0 mm
Spessore	33.0 mm
Peso	37.8 kg

Tabella 7-1 – Caratteristiche elettromeccaniche moduli fotovoltaici

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.

Nel presente progetto si considerano inverter di stringa. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 250kVA. In basso si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati ed 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 Goodwe GW250K-HT, 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	
Caratteristiche principali	
Modello	GW250K-HT
Tipo	STRING
Produttore	GoodWe
Max Efficienza conversione da DC ad AC	99.01 %
Ingresso (DC)	
Range di tensione di ricerca MPPT	500 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
Uscita (AC)	
Potenza nominale	250.0 kVA
Potenza massima (datasheet)	250.0 kVA
Potenza nominale (datasheet)	250.0 kVA
Tensione in uscita	800 V
Frequenza in uscita	50 Hz

Tabella 7-2– Caratteristiche Inverter

STRUTTURE DI SOSTEGNO

I moduli solari PV saranno montati su inseguitori solari monoassiali orientati Nord-Sud, integrati su strutture metalliche che combinano parti di acciaio zincato con parti in alluminio, formando una struttura fissa a terra.

Gli inseguitori monoassiali sono stati progettati per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie del pannello fotovoltaico. Il sistema di monitoraggio è costituito da un dispositivo elettronico in grado di seguire il sole durante il giorno. Le principali caratteristiche del sistema di localizzazione sono riassunte nella Tabella che segue.

I moduli saranno fissati in file singole con il lato inferiore ad una quota di 2,10 metri dal piano campagna in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di 60°, sarà di circa 4,18 metri. Il pitch, ovvero l'interdistanza tra le strutture, sarà di 5.4 metri.

La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di pali in acciaio zincato infissi e/o trivellati nel terreno, o con l'ausilio di micropali in c.a, 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	TRJP-1P
Produttore	Valmont Solar
Tecnologia	Single-row
Configurazione	1V (Verticale)
Range angolo d'inseguimento	+60 / -60 °
Altezza minima dal suolo	2.1 m
Progettato per moduli	BIFACIAL
Distanza addizionale per il motore	400.0 mm
Distanza addizionale per asse di rotazione	0.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	17.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

Tabella 7-3– Principali caratteristiche dell'inseguitore mono-assiale

Stringhe per struttura	Moduli per struttura	Lunghezza	Quantità
1	28	37.34 m	455

Tabella 7-4– Numero di inseguitori mono-assiali installati

STAZIONE DI TRASFORMAZIONE

La stazione di media tensione è un centro di elevata potenza, compatto e progettato per resistere a diverse condizioni ambientali. Sarà composta da un quadro MT, un trasformatore BT/MT ed un quadro BT, questa soluzione sarà preassemblata e conveniente, alloggiata in un contenitore prefabbricato di 20 piedi.

La stazione prevista sarà di tipo prefabbricato e sarà appoggiata su una platea in cemento armato da gettare in opera.

Sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 15 kV, guanti di protezione 15 kV, estintore etc.).

Caratteristiche comuni della cabina MT/BT

Rapporto di trasformazione	0.8/15.0kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	2.5%, 5%, 7.5%, 10%

Tabella 7-5– Caratteristiche comuni delle cabine MT/BT

Cabina MT/BT	Quantità	Num. Inverter	Configurazione trasformatori	Cortocircuito (Zcc)
1	1	18(4.5 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti da 5 MVA	0.080
2	1	12(3.0 MVA)	1 trasformatore a due avvolgimenti da 3.5 MVA	0.080

Tabella 7-6– Stazioni MT/BT in base alla configurazione AC

Cabina MT/BT	Quantità	Num. Inverter	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
1	1	18	4.5 MW	5.465 MW	1.215
2	1	12	3.0 MW	3.644 MW	1.215

*Tabella 7-7– Stazioni MT/BT in base alla configurazione DC***CABINA D'INTERFACCIA**

Sarà ubicata quanto più possibile in corrispondenza del punto di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza.

La cabina di interfaccia sarà realizzata con un manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 8,00x4,00x3,10 m. Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato sostanzialmente in due locali:

- ✓ un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione con collocamento del quadro generale di media tensione ed installazione del trasformatore di spillamento MT/BT da 100 kVA dedicato all'alimentazione di tutti i servizi a corredo dell'impianto agrivoltaiico e necessari alla gestione del sistema;
- ✓ un locale dove saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione, l'armadio rack, l'ups ed il sistema Scada per il controllo di supervisione ed acquisizione dati relativi all'impianto.

Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee MT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo. Tramite un cavidotto MT 15kV sarà realizzato il collegamento tra la suddetta cabina e la nuova cabina di consegna, punto di interfaccia con la RETE DI DISTRIBUZIONE.

CABINA DI CONSEGNA

Sarà prevista la realizzazione di una cabina di consegna da realizzarsi all'interno delle aree con accesso libero da strada. Il manufatto sarà del tipo prefabbricato e verrà montato su vasca in calcestruzzo prefabbricata.

La realizzazione del manufatto sarà a cura del produttore, mentre il distributore si occuperà soltanto dell'allestimento elettromeccanico.

Essa sarà costituita da 2 locali separati, denominati rispettivamente Locale Distributore e Locale Misure. Il locale utente potrà essere realizzato in fase esecutiva all'interno dello stesso manufatto.

La cabina di consegna è l'interfaccia tra l'impianto AGRFV e la rete. Sarà di tipo Box prefabbricato, conforme alla specifica "DG2061" Ed.09, Tipo Layout "Standard Box Cliente", di dimensioni pari a 6.73x2.48x2.70m. La Cabina di consegna permette l'installazione di un trasformatore da 630kVA.

8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI

I parametri considerati per le opere civili necessarie alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico sono riportati nella Tabella seguente.

Opere civili	
Distanza tra le file (pitch)	5.4 m
Distanza tra file consecutive	0.2 m
Larghezza della strada	4.0 m
Sezione massima delle trincee BT	0.8 m2
Sezione massima delle trincee MT	1.10 m2

Tabella 8-1 – Opere civili

Opera propedeutica alla costruzione di ciascun impianto è la realizzazione di una recinzione perimetrale (1.983m) a protezione del generatore fotovoltaico e degli apparati dell'impianto.

Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione di pali in castagno. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata di 0.5 m rispetto alla fascia di mitigazione. All'esterno della recinzione verrà realizzata una fascia di schermatura, differente a seconda dei tratti, così come riportato nelle tavole di progetto (opere di mitigazione). In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto.

Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3 m, verranno infissi nel terreno per una profondità pari a 1 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale" e avrà un'altezza di 2 metri sul piano campagna.

IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 35mmq 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 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.

In media tensione (sistemi di III categoria) l'impianto di terra deve essere realizzato in modo da limitare le tensioni di contatto e di passo a valori inferiori a quelli stabiliti dalle norme, in dipendenza del tempo di intervento del dispositivo di protezione. Poiché le tensioni di contatto e di passo dipendono sia dalla tensione totale di terra del dispersore, sia dai potenziali che si stabiliscono sulla superficie del terreno, l'efficacia dell'impianto di terra è tanto più elevata quanto minore è la resistenza di terra del dispersore e quanto più esso è in grado di realizzare una elevata equipotenzialità sulla superficie del terreno.

IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

Sarà previsto un impianto di illuminazione e videosorveglianza di tipo puntuale, da realizzare in prossimità dell'accesso all'impianto e dei cabinati.

Durante la fase ordinaria di funzionamento dell'impianto il sistema di illuminazione sarà generalmente spento e si attiverà esclusivamente nei seguenti casi:

- ✓ Solo in caso di intrusione, per un periodo di tempo limitato (nel caso di attivazione dell'allarme e di verifica anti-intrusione);
- ✓ Nei casi di manutenzione ordinaria e straordinaria.

Ai fini di ottimizzare il consumo energetico e di ridurre l'inquinamento luminoso, l'impianto di illuminazione prevede in prossimità di ciascun apparecchio illuminante un sistema di accensione automatica basato su un sistema a sensori di rilevamento di movimento. Si precisa che sarà prevista selettività di intervento, motivo per cui sarà garantita l'accensione del solo apparato posto in immediata corrispondenza del sensore.

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.

Il sistema di sicurezza sarà realizzato sui pali dell'impianto di illuminazione 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 del locale di bassa tensione 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.

Nel caso specifico saranno previsti in totale n.4 punti di allaccio per i corpi illuminanti e le telecamere di videosorveglianza, tre in prossimità delle cabine di trasformazione ed uno in prossimità dell'accesso all'impianto.

METEO STATION

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri 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.

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 Cabina d'interfaccia.

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 (e-distribuzione) 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 oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

9. ELETTRODOTTO E OPERE DI CONNESSIONE

La Soluzione Tecnica Minima Generale, codice rintracciabilità n. 399868589, prevede che l'impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT Reggio Sud.

Il cavidotto attraverserà il comune di Reggio Emilia (RE) ed avrà una lunghezza di circa 5km.

Il cavidotto uscirà dalla cabina di consegna "784257 FV Zanichelli" e si estenderà in direzione nord-est per circa 2.5km verso la nuova cabina di sezionamento "784258 Sez. to V.Frank".

Da questa cabina partirà un ulteriore tratto di linea lungo circa 2.3km fino al punto di connessione alla rete di distribuzione "CP DE001383987 Reggio Sud".

Il primo tratto del cavidotto sarà realizzato con una doppia terna in cavo interrato in AL sez. 240mmq dalla cabina di consegna fino all'incrocio con la S.P.66 (Via A.Frank).

Successivamente, procederà in singola terna verso sinistra in direzione della cabina di sezionamento e verso destra per un tratto di circa 60m, fino a collegarsi con C.S. esistente per completare la chiusura.

A partire dalla cabina di sezionamento si realizzerà un breve tratto di cavidotto BT che permetterà l'alimentazione della linea esistente, previa demolizione di linea MT esistente e parte elettromeccanica del PTP e installazione di armadietti SZ BT.

La linea in progetto è da realizzarsi quanto più possibile a lato della viabilità comunale e rurale esistente; i cavi saranno posati in tubazione ed interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 120 cm.

Il percorso sarà realizzato principalmente a bordo strada, i cavidotti verranno posati in un letto di sabbia.

La realizzazione dei cavidotti interrati così come prospettato, permette il rispetto dei valori imposti dalla normativa (DPCM del 08/07/2003: Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti".) sia in termini di intensità del campo elettrico che di induzione magnetica.

Tutte le opere di connessione saranno realizzate entro i confini del comune di Reggio Emilia.

Viene di seguito riportato il percorso cavo per interconnessione a 15kV tra parco agri-voltaico e Cabina Primaria (Reggio Sud).



Figura 9-1 - Layout impianto e connessione alla C.P. Reggio Sud