



COMUNE DI SAN PIETRO IN CASALE  
PROVINCIA DI BOLOGNA  
REGIONE EMILIA ROMAGNA

## IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO "RNE21"

Proponente

### RNE21 S.R.L.

Viale San Michele del Carso, 22  
20144 Milano (MI)  
C.F. 13055920964

Progettazione

**SOCIETA' DI PROGETTAZIONE  
GSB CONSULTING SRL**

Via Passo Rolle, 9 – 20134 Milano (MI)  
P.IVA 11882750968



Preparato  
**Irina Giorgi**

Verificato  
**Gianandrea Ing. Bertinazzo**

Approvato  
**Vasco Ing. Piccoli**

## PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo elaborato

### RNE21 RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

Elaborato N.

# R01

Data emissione

01/10/24

Nome file

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

N. Progetto

**RNE21**

Pagina

COVER

00

REV.

01/10/24

DATA

PRIMA EMISSIONE

DESCRIZIONE

IL PRESENTE DOCUMENTO NON POTRA' ESSERE COPIATO, RIPRODOTTO O ALTRIMENTI PUBBLICATO, IN TUTTO O IN PARTE, SENZA IL CONSENSO SCRITTO DI RNE21 S.R.L.. OGNI UTILIZZO NON AUTORIZZATO SARA' PERSEGUITO A NORMA DI LEGGE.  
THIS DOCUMENT CAN NOT BE COPIED, REPRODUCED OR PUBLISHED, EITHER IN PART OR IN ITS ENTIRETY, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF RNE21 S.R.L. UNAUTHORIZED USE WILL BE PROSECUTED BY LAW.

## Sommario

1	Premessa .....	4
1.1	Normativa di riferimento.....	7
1.2	Definizioni e acronimi.....	8
2	Descrizione Generale.....	9
2.1	Criteri di progettazione .....	10
2.2	Dati generali di progetto .....	11
2.3	Inquadramento geografico.....	12
2.3.1	Riferimenti Catastali .....	14
2.4	Idoneità delle aree a verifica dei requisiti individuati dalle linee guida in materia di impianti agrivoltaici .....	15
2.4.1	Verifica della sussistenza delle specificità territoriali delle aree idonee per l'installazione di impianti FER individuate dall'art. 20 del D.L. n. 199/2021 .....	15
2.4.2	Verifica della sussistenza dei requisiti individuati dalle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" .....	17
2.5	Configurazione d'impianto .....	23
2.6	Definizione del layout.....	25
2.7	Producibilità energetica.....	27
2.7.1	Risparmio combustibile ed emissione evitate .....	29
3	Caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto.....	34
3.1	Moduli fotovoltaici .....	35
3.2	Strutture di sostegno.....	37
3.3	Inverter .....	39
3.4	Cabina di trasformazione (skid).....	40
3.4.1	Trasformatore BT/MT .....	42
3.4.2	Quadro MT.....	43
3.4.3	Quadro BT .....	43
3.4.4	Quadro BT Sezione Ausiliari.....	43
3.5	Cabina di Raccolta .....	44
3.6	Magazzino.....	46
3.7	Sistema di Accumulo .....	47
3.7.1	Container Batterie .....	47

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.7.2	PCS .....	50
3.7.3	Trasformatore BT/MT .....	51
3.7.4	Quadro MT.....	51
3.7.5	Quadro BT Sezione Ausiliari.....	52
3.8	Cabina di Consegna e Cabina Utente .....	53
3.9	Elettrodotto Utente MT - Campo FV – Cabine di Consegna.....	54
3.10	Elettrodotto MT di rete E-Distribuzione S.p.A. - Cabine di Consegna – Cabina Primaria.....	55
3.11	Impianti di sorveglianza / illuminazione.....	57
3.12	Impianti Anti-roditori.....	57
3.13	SCADA/monitoraggio.....	58
4	Opere civili.....	59
4.1	Strutture di sostegno moduli FV.....	59
4.2	Cabine e prefabbricati .....	59
4.3	Recinzione.....	60
4.4	Viabilità interna .....	61
4.5	Livellamenti e movimentazione di terra.....	62
4.6	Cantierizzazione/realizzazione .....	63
5	Gestione impianto / manutenzione .....	64
6	Dismissione.....	65

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 1 Premessa

L'idea di realizzare questa opera nasce in considerazione del crescente fabbisogno energetico ed allo stesso tempo, della crescente necessità di abbandonare le fonti tradizionali ad alta emissione di gas nell'atmosfera (come ad esempio carbone, petrolio e gas). L'utilizzo di fonti rinnovabili per la generazione di energia elettrica è la principale strada da percorrere per la decarbonizzazione del sistema elettrico.

In particolare, lo sfruttamento della tecnologia fotovoltaica, che consente di convertire in energia elettrica l'energia irraggiata dal sole, ha avuto uno sviluppo notevole negli ultimi anni; si è infatti assistito una corsa a livello mondiale alla costruzione di impianti che solo 10 anni fa erano impensabili, sia come dimensioni del singolo impianto che come quota dell'energia fotovoltaica sul fabbisogno globale.

Questa corsa è stata inizialmente stimolata da sistemi di incentivazione, che hanno contribuito al raggiungimento di una sufficiente "maturità tecnologica" e consentito di:

- affinare i criteri di progettazione,
- migliorare le prestazioni di ogni singolo componente,
- abbassare i costi del kWh generato per effetto di un'economia di scala.

Oggi la generazione di energia da fonte rinnovabile fotovoltaica non necessita più di un sistema di incentivazione dedicato, è di infatti concorrenziale rispetto al costo del kWh generato con centrali tradizionali.

Lo sfruttamento di questa tecnologia di generazione rivestirà infatti un ruolo centrale nella transizione energetica in corso nel contesto nazionale, così come evidenziato dai documenti di programmazione energetica nazionali ovvero la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e il più recente PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, pubblicato nel Dicembre 2019).

Tali documenti strategici hanno posto come obiettivo al 2030 il raggiungimento di una potenza FV installata pari a 50 GW, contro un attuale livello di capacità installata pari a circa 21 GW attesi per fine 2020.

Come delineato dai sovra-menzionati documenti, sarà preferibile collocare tali impianti di generazione in contesti territoriali già "compromessi" da interventi antropici, quali aree cosiddette "brownfield", o su tetti e coperture di edifici. Si ritiene tuttavia poco realistica, se non addirittura utopistica, la possibilità di installare una potenza di 30 GW su sole coperture o aree industriali, senza quindi interessare terreni agricoli.

In questo contesto, ha avuto sempre più importanza il concetto di agro-voltaico, un sistema integrato di produzione agricola ed industriale, che permette di conservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. Inoltre, sono notevoli i benefici che questo sistema integrato permette di avere. In particolare:

- contrastare la desertificazione;
- contrastare la riduzione di superficie destinata all'agricoltura a scapito di impianti industriali, con conseguente abbandono del territorio agricolo da parte degli abitanti;
- contrastare l'effetto lago, definito come effetto ottico che potrebbe confondere l'avifauna in cerca di specchi d'acqua per la sosta;
- ridurre il consumo di acqua per l'irrigazione poiché grazie all'ombreggiamento delle strutture di moduli si riduce notevolmente la traspirazione delle piante.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

L'impianto agrivoltaico proposto, come dettagliato in seguito, è di tipo avanzato. Inoltre, l'impianto sarà affiancato da un sistema di accumulo che garantirà flessibilità all'immissione in rete di energia elettrica. Il sistema di accumulo garantisce la stabilità della rete elettrica nelle diverse zone e diversi orari della giornata, oltre a consentire l'accumulo e il seguente rilascio dell'energia elettrica prodotta in eccesso nelle ore diurne tramite gli impianti fotovoltaici.

Dall'evoluzione degli ultimi anni del mix di centrali di generazione e della loro ubicazione sul territorio nazionale si sono potuti osservare i seguenti effetti:

- le fonti rinnovabili sono per loro natura, non programmabili, per cui all'interno di una giornata c'è il rischio da una parte di momenti con un eccesso di energia elettrica, dall'altro di momenti in cui manca energia elettrica;
- le centrali rinnovabili si sono sviluppate maggiormente dove c'è disponibilità della fonte di energia, aree che spesso non hanno bisogno di una tale quantità di energia elettrica.

Questa evoluzione ha come conseguenza la variazione del prezzo dell'energia elettrica, particolarmente fluttuante a seconda della disponibilità o meno di energia elettrica, suddivisa per orario e per zona (in Italia ci sono 6 zone: Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna). Si faccia riferimento al Prezzo Unico Nazionale (PUN) che esprime il prezzo dell'energia elettrica in €/kWh, consultabile direttamente presso i siti preposti.

Si può osservare che il PUN ha i valori minimi non più solo di notte, quando la domanda di energia elettrica è tipicamente più bassa, ma anche nell'intorno di mezzogiorno, quando c'è abbondanza di generazione, in particolare di centrali fotovoltaiche.

È evidente che con la corsa allo sviluppo di iniziative rinnovabili di questi ultimi anni, in particolare fotovoltaiche nel Sud e isole, questo fenomeno è destinato ad acuirsi. Ecco perché in alcune zone non di rado, si può osservare il PUN pari a 0€/kWh verso mezzogiorno tra Maggio a Settembre.

Lo sfruttamento della tecnologia dell'accumulo chimico mediante l'utilizzo di batterie risponde a queste problematiche, poiché consente di immagazzinare l'energia elettrica allo scopo di:

- rispondere alle richieste della rete di consumo/generazione entro pochi secondi;
- accumulare l'energia in eccesso per poi scaricarla quando ce n'è bisogno.

La scelta di impiegare batterie di accumulo per fornire servizi di rete volti alla stabilità della stessa è incentivata dai distributori di rete. L'impiego di questa tecnologia riveste infatti un ruolo centrale nella transizione energetica in corso nel contesto nazionale, così come evidenziato dai documenti di programmazione energetica nazionali ovvero la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e il più recente PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, pubblicato nel Dicembre 2019). In particolare, il PNIEC stesso prevede l'installazione di nuovi impianti di accumulo per almeno 6 GW entro il 2030, al fine di aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale.

In questo ambito si inserisce il presente progetto, il quale supporta il raggiungimento dei nuovi obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), contribuendo attivamente al bilanciamento della rete elettrica e garantendone stabilità e sicurezza.

Ecco perché la società proponente RNE 21 srl presenta il progetto di impianto agrivoltaico avanzato dotato di sistema di accumulo per la generazione e l'accumulo di energia elettrica da fonte fotovoltaica denominato "RNE21", da ubicarsi nel comune di San Pietro in Casale, di potenza nominale complessiva pari a 18'469,44 kWp e di potenza di immissione in rete pari a 17'250,00 kW.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

I documenti editati hanno lo scopo di descrivere in maniera univoca l'architettura dell'impianto agrivoltaico avanzato ed i criteri impiegati per la sua progettazione, i principali componenti che saranno impiegati per la realizzazione, nonché le opere le specifiche lavorazioni previste, in conformità con la Normativa vigente.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 1.1 Normativa di riferimento

Elenco normativa tecnica di riferimento per la progettazione e la realizzazione di impianti fotovoltaici

- CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e AT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-17: impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215-1/2 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61730 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV)
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 62446 (CEI 82-38): Sistemi fotovoltaici – Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti -Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Serie
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI 20-13: cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 81-10-1/2/3/4): Protezione contro i fulmini – serie

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- D.Lgs 81/2008 – Attuazione dell'articolo 1 della legge n°123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;

## 1.2 Definizioni e acronimi

- **AT:** Alta Tensione – oltre i 36kV compresi;
- **BT:** Bassa Tensione – fino a 1kV in corrente alternata e 1,5kV in corrente continua;
- **Cabina di trasformazione:** cabina elettrica avente come scopo principale quello di elevare il livello di tensione della potenza elettrica in uscita dagli inverter da BT a AT;
- **Campo FV:** porzione dell'impianto FV, recintato, che afferisce a cabine di trasformazione AT;
- **CA:** Corrente Alternata;
- **CC:** Corrente Continua;
- **Generatore FV:** insieme di stringhe FV afferenti al medesimo inverter;
- **Impianto FV:** impianto di produzione di energia elettrica tramite effetto fotovoltaico. Esso rientra nella categoria degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). L'impianto è costituito da generatore FV, inverter, sistema di distribuzione e connessione con la rete elettrica;
- **Inverter:** dispositivo elettronico con lo scopo principale di convertire l'energia elettrica generata dai moduli FV da corrente continua a corrente alternata;
- **MT:** Media Tensione – 1...35kV;
- **Modulo FV:** assieme di celle FV collegate elettricamente tra loro, che provvede alla generazione di energia elettrica quando esposto alla radiazione solare. Il modulo FV costituisce l'unità elementare per la progettazione elettrica dell'impianto;
- **Potenza di picco:** o potenza nominale di un dispositivo FV (modulo, stringa, generatore o impianto) misurata in corrente continua ed in condizioni di misura standard (STC – Standard Test Conditions) ovvero irraggiamento sul piano dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura modulo di 25°C, Air Mass 1,5; è il valore comunemente riportato nelle schede tecniche dei moduli FV e su misura in [Wp];
- **Impianto di accumulo:** impianto di accumulo di energia elettrica tramite uso di batterie. L'impianto è costituito da batterie, inverter e trasformatore (PCS), sistema di distribuzione e connessione con la rete elettrica;
- **Power Conversion System:** PCS sistema di conversione da corrente continua a corrente alternata incluso il sistema di elevazione di tensione tramite trasformatore. Il PCS è sostanzialmente costituito da inverter e trasformatore;
- **Punto di consegna:** punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra la rete del distributore e la rete di utente;
- **Sottocampo FV:** porzione di impianto FV che afferisce ad un'unica cabina di trasformazione AT
- **Stringa FV:** insieme di moduli FV collegati elettricamente tra loro al fine di raggiungere la tensione necessaria per il collegamento con l'inverter;
- **Sottostazione elettrica:** è l'insieme delle apparecchiature aventi lo scopo principale di elevare il livello di tensione della potenza elettrica generata da MT a AT.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



## 2 Descrizione Generale

La presente iniziativa progettuale prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico avanzato dotato di accumulo con una potenza di 18.469,44 kWp, situato su terreni agricoli nel Comune di San Pietro in Casale (BO).

L'impianto agri-voltaico avanzato prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici, realizzati in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 24 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila (configurazione 2-P). I moduli saranno opportunamente innalzati dal livello del terreno e le strutture di sostegno distanziate (pitch pari a 7,85m) per consentire le attività agricole previste.

Per il presente impianto sono stati scelti moduli con tecnologia bifacciale, ovvero in grado di convertire in energia elettrica sia la radiazione diretta dal sole che la radiazione sul lato posteriore dei moduli stessi (prevalentemente radiazione diffusa e riflessa dal terreno).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

L'energia generata dai moduli fotovoltaici verrà convertita in corrente alternata dagli inverter di stringa posizionati in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 14 stringhe.

L'energia in corrente alternata viene poi successivamente convogliata alle cabine di trasformazione BT/MT, nella quale l'energia elettrica sarà elevata ad un livello di tensione compatibile con l'immissione nella rete di distribuzione.

L'impianto agrivoltaico avanzato è composto da quattro impianti di generazione distinti dal punto di vista elettrico (configurazione "lotto d'impianti" connessi in media tensione), e l'energia sarà raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in media tensione a 15 kV, che si dirigeranno verso quattro cabine di consegna ubicate nel comune di Cento al Fg. 41 p.lla 375, accessibili dalla viabilità pubblica.

La lunghezza totale dei quattro elettrodotti è di circa 5,1 km, progettati per ridurre al minimo l'impatto ambientale. Maggiori dettagli sul percorso e sulla gestione delle interferenze sono disponibili negli elaborati specifici.

Dalle quattro cabine di consegna partiranno poi due elettrodotti interrati di rete E-Distribuzione in MT a 15 kV di lunghezza pari a circa 585 m ciascuno trasporteranno quindi l'energia generata presso la cabina primaria nel comune di Cento (FE).

La progettazione dell'impianto è stata eseguita tenendo in considerazione gli aspetti ambientale e paesaggistico nonché lo stato dell'arte dal punto di vista tecnico.

La vita utile prevista del presente impianto agrivoltaico avanzato è stimata in 40 anni. Al termine di questa vita utile si procederà:

- allo smantellamento dell'impianto;
- in alternativa, al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.1 Criteri di progettazione

Per l'elaborazione del presente progetto sono stati considerati i seguenti criteri di carattere generale:

- Ubicazione dell'impianto in terreni non gravati da vincoli che li rendano incompatibili con la realizzazione del presente progetto secondo le normative vigenti;
- Layout dell'impianto che permette di coniugare produzione di energia rinnovabile al mantenimento della coltivazione agricola;
- Ubicazione dell'impianto in terreni caratterizzati da conformazione idonea per l'installazione di un impianto di generazione FV e che non richieda alcun intervento di livellamento del suolo e movimentazione di terreno, se non per minori opere civili, quali realizzazione strade e rialzo cabinati;
- Interventi agronomici votati ad una corretta conduzione e gestione dei suoli occupati, finalizzati non solo ad impedire fenomeni di compattazione del suolo e di impermeabilizzazione nonché di degenerazione delle proprietà dei terreni, ma che al contrario possano comportare impatti positivi sul contesto naturalistico circostante e sui terreni stessi, come meglio delineato nell'elaborato dedicato (*"RNE21.VA.R.04.00 - Relazione pedo-agronomica e di progetto agricolo"*);
- Minimizzazione dell'impatto visivo dell'impianto stesso mediante la previsione di idonee opere di mitigazione ambientale;
- Utilizzo di tecnologie innovative, in termini di selezione dei principali componenti (moduli FV bifacciali, inverter, tracker e strutture di sostegno) e di opportuni accorgimenti progettuali al fine di massimizzare la producibilità energetica;
- Utilizzo di cabine elettriche realizzate esclusivamente in soluzioni skid o containerizzate al fine di minimizzare le opere civili e di agevolarne la rimozione a fine vita dell'impianto

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.2 Dati generali di progetto

In Tabella 1 sono riportate le principali caratteristiche tecniche relative all'impianto in progetto.

Tabella 1 - Principali caratteristiche dell'impianto FV denominato "RNE 21"

<b>Società Proponente</b>	RNE21 S.r.l.
<b>Luogo di realizzazione (impianto FV + elettrodotto)</b>	San Pietro in Casale (BO) San Pietro in Casale (BO), Pieve di Cento (BO) Cento (FE)
<b>Denominazione impianto</b>	RNE 21
<b>Superficie di interesse catastale</b>	21,8 Ha
<b>Superficie di interesse recintata</b>	18,2 Ha
<b>Potenza di picco</b>	18.469,44 kWp
<b>Potenza apparente (*)</b>	17'600,00 kVA
<b>Potenza in STMG</b>	17'250,00 kW
<b>Modalità connessione alla rete</b>	Realizzazione di quattro cabine di consegna che saranno collegate in antenna alla Cabina Primaria AT/MT di Cento tramite due nuove linee MT entrambe su futuro TR in CP
<b>Tensione di esercizio:</b> <b>Bassa tensione CC</b> <b>Bassa tensione CA</b> <b>Media Tensione</b>	<1500 V 800 V sezione generatore (inverter) 400/230 sezione ausiliari 15 kV
<b>Strutture di sostegno</b>	Tracker mono-assiali configurazione 2P
<b>Inclinazione piano dei moduli (tilt)</b>	Tracker: 0° (rotazione Est/Ovest $\pm 55^\circ$ )
<b>Angolo di azimuth</b>	0°
<b>N° moduli FV</b>	27'984
<b>N° inverter</b>	88
<b>N° cabine di trasformazione BT/MT</b>	8
<b>N° Container Batteria</b>	8
<b>N° PCS</b>	4
<b>Producibilità energetica attesa (1° anno)</b>	25,19 GWh 1'364 kWh/kWp

(\*) pari alla somma della potenza apparente nominale di tutti gli inverter previsti in impianto

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.3 Inquadramento geografico

L’impianto agrivoltaico avanzato dotato di accumulo “RNE21” e relative opere di connessione alla rete saranno realizzate nel territorio del Comune di San Pietro in Casale, provincia di Bologna, Pieve di Cento, provincia di Bologna, e Cento, provincia di Ferrara ed è identificato dalle seguenti coordinate geografiche relative alla posizione baricentrica dell’impianto FV:

- 44°44'49.25"N
- 11°20'56.62"E

In Figura 1 è riportata la posizione del sito interessato su immagine satellitare, inquadrato prima nel territorio dell’Emilia-Romagna, poi più specificatamente nel territorio comunale di San Pietro in Casale, Pieve di Cento e Cento.

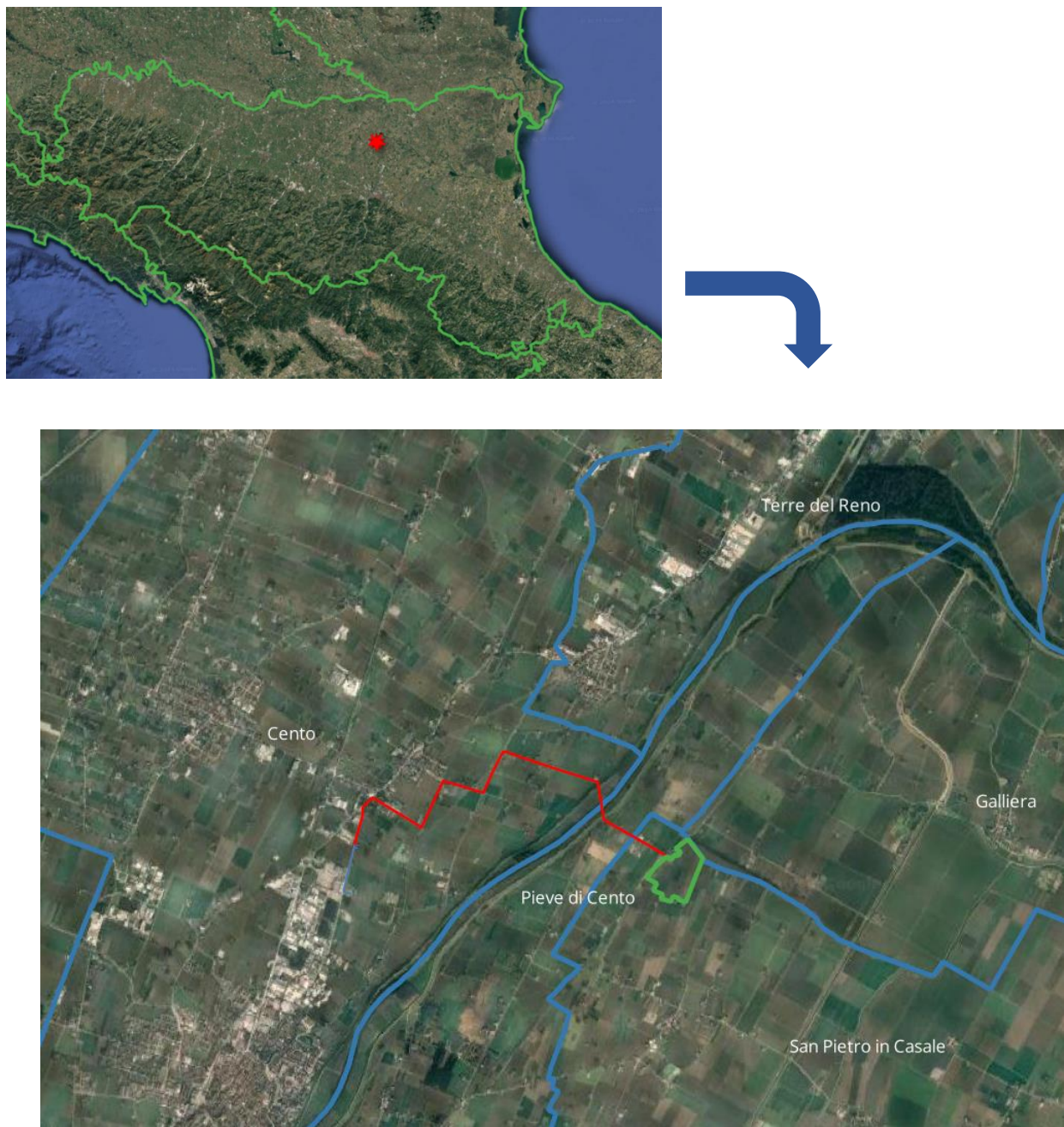


Figura 1: Inquadramento dell'impianto su immagine satellitare

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

L'area di intervento è caratterizzata da una conformazione generalmente pianeggiante. L'area presenta un'estensione complessiva di circa 28,1 Ha (area catastale), di cui solo 18,2 Ha saranno interessati dall'effettiva realizzazione delle opere, ovvero inclusi all'interno della recinzione d'impianto.

La differenza tra area catastale e area recintata dipende dal rispetto delle seguenti distanze:

- Fascia di mitigazione di circa 10 m posizionata esternamente alla recinzione;
- Distanza di minimo 4 m per la posa della recinzione dagli elementi idrografici quali fossi e canali;
- Rispetto del macero, che ha un ruolo significativo nell'ecosistema locale;
- Rispetto 20 m dalla Strada Provinciale SP12;
- Rispetto 20 m dalla strada comunale;
- Rispetto 10 m dalla strada vicinale.

L'area prescelta rientra nelle seguenti fattispecie di aree classificate come idonee a livello statale ai sensi dell'Art. 20 del D. lgs. 199/2021 come di seguito precisato:

- tutta l'area d'impianto è qualificabile come un'area agricola che, non interessata da aree tutelate per legge ai sensi dell'art. 142 del DLgs n. 42/2004 e s.m.i., è posta ad oltre 500 m dall'insieme dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo (idoneità ai sensi dell'art. 20, co. 8, lettera c-quater del DLgs n. 199/2021);
- quota parte dell'area d'impianto, in particolare la porzione ovest dello stesso, è qualificabile come un'area agricola collocata entro 500 m di distanza da aree individuate, dal vigente strumento urbanistico del comune di San Pietro in Casale, a destinazione artigianale e commerciale (idoneità ai sensi dell'art. 20, co. 8, lettera c-ter, punto 1 del DLgs n. 199/2021).

Si rimanda alla documentazione della Valutazione di Impatto Ambientale, ed in particolare al Capitolo 4 dello Studio di Impatto Ambientale RNE21.VA.R.02.00 per una completa e dettagliata trattazione relativa la *Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili*.

Ai sensi del comma 11-bis dell'art. 47 della L. n. 41/2023, per gli impianti ubicati in aree classificate idonee ai sensi dell'art. 20 del D. lgs. 199/2021, i limiti relativi agli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica di cui al punto 2) dell'allegato II alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e alla lettera b) del punto 2 dell'allegato IV alla medesima parte seconda, sono rispettivamente fissati a 25 MW e 12 MW).

La presente relazione viene depositata insieme agli altri elaborati progettuali al fine di espletare, ai sensi dell'art. 15 a 21 della l.r. 4/2018 che recepiscono l'art. 27-bis del d.lgs. 152/06 e s.m.i., la procedura di PAUR (Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale volontario) di competenza regionale.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.3.1 Riferimenti Catastali

L'area all'interno della quale sarà realizzato il campo fotovoltaico interessa le seguenti particelle catastali:

- Catasto terreni del Comune di San Pietro in Casale (BO): Fg 1 - p.lle 10, 46 parte, 58, 60, 62, 63, 64, 107, 108, 109, 110, 112, 113, 164, 195 parte, 343 parte, 354 parte, 355 parte, 357 parte, 608 e 609 parte.

Il proponente detiene la disponibilità legale dei terreni coinvolti tramite contratto preliminare di compravendita, necessari per la costruzione e gestione dell'impianto agrivoltaico avanzato, con una durata contrattuale di 40 anni.

Per quanto riguarda le opere di connessione, queste principalmente si svilupperanno su strade pubbliche, ad eccezione delle seguenti particelle:

- Catasto terreni del Comune di San Pietro in Casale (BO): Fg. 1 p.la 105;
- Catasto terreni del Comune di Pieve di Cento (BO): Fg 6 - p.lle 178, 97, 23, 22, 60, 184;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 59 - p.lle 15, 45, 48, 49, 12, 11, 1;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 58 - p.lle 54, 98;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 40 - p.lle 372, 635;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 41 - p.lle 377, 376, 375;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 44 - p.la 401.

Le cabine di consegna sono ubicate nel comune di Cento (FE) al Fg. 41 p.la 375.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



## 2.4 Idoneità delle aree a verifica dei requisiti individuati dalle linee guida in materia di impianti agrivoltaici

### 2.4.1 Verifica della sussistenza delle specificità territoriali delle aree idonee per l'installazione di impianti FER individuate dall'art. 20 del D.L. n. 199/2021

Al fine di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050, è stato emanato il Decreto Legislativo n. 199 del 2021 e vigente al 23 febbraio 2022.

Il suddetto decreto-legge, per come modificato dal DL n. 17/2022 (convertito – con modifiche – dalla L. n. 34/2022) e dall'art. 6, co. 1, lettera a) del DL 50/2022 (convertito – con modifiche – dalla L. n. 91/2022), costituisce l'attuale riferimento legislativo in tema di idoneità delle aree per l'installazione di impianti fotovoltaici.

Differentemente da quanto previsto dalle Linee guida nazionali individuate dal DM 10/09/2010, l'art. 20 del D.lgs. n. 199/2021 cambia profondamente la prospettiva originaria in tema di aree idonee in quanto rimette all'emanazione di uno o più decreti del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE, oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, MASE), del Ministero della Cultura e del Ministero delle Politiche Agricole, alimentari e forestali (MiPAAF, oggi Ministero dell'Agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, MASAF), l'individuazione delle superfici e delle aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici.

Obiettivo dell'art. 20 del suddetto decreto è che siano individuate "aree idonee" in misura sufficiente ad allocare gli impianti a fonte rinnovabile per una potenza di produzione d'energia elettrica pari a quella necessaria per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili (cfr. art. 20, co. 1, lett. a) del D.lgs. n. 199/2021: "[...] dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, stabilendo le modalità per minimizzare il relativo impatto ambientale e la massima porzione di suolo occupabile dai suddetti impianti per unità di superficie, nonché dagli impianti a fonti rinnovabili di produzione di energia elettrica già installati e le superfici tecnicamente disponibili".

Oltre a ciò, nel medesimo articolo si evidenzia che le porzioni di territorio poste all'esterno delle aree dichiarate "idonee" all'installazione di impianti fotovoltaici a terra non acquisiscono una "non idoneità" alla collocazione di impianti fotovoltaici a terra, a memoria di quanto individuato da sentenze del TAR e del Consiglio di stato con riferimento al DM 10/09/2010 secondo le quali la non idoneità di un'area ad ospitare un impianto fotovoltaico a terra può essere definita soltanto a valle di un procedimento istruttorio appropriato, secondo il principio del "caso per caso" (cfr. co. 7, art. 20 D.lgs. n. 199/2021: "Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee").

I decreti del MASE, del MiC e del MASAF previsti dall'art. 20 del D.lgs. n. 199/2021 per l'individuazione delle aree idonee non sono stati ad oggi emanati e, di conseguenza, non sono state emanate le leggi regionali che avrebbero dovuto individuare cartograficamente, ossia puntualmente, le aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra.

Per tale ragione, assumono – in forza di quanto indicato dal comma 8, art. 20 del D.lgs. n. 199/2021 – il valore di aree idonee per legge le seguenti:

- i siti oggetto di bonifica ambientale ai sensi del Titolo V, Parte IV, del D.lgs. n. 152/2006;
- le cave e le miniere esaurite, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale;

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- i siti e le infrastrutture ferroviarie e delle società concessionarie autostradali.

Per gli impianti fotovoltaici, in assenza di vincoli ai sensi della Parte II del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, di cui al D.lgs. n.42/2004 s.m.i., costituiscono altresì fattispecie di idoneità le seguenti:

- aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
- le aree interne agli impianti industriali o agli stabilimenti [...] nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 m. dal medesimo impianto o stabilimento;
- le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

Infine, al punto c-quater) del comma 8 dell'art. 20 si evidenzia che fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h), del medesimo decreto), né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di [...] cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici [...].

Sulla base di quanto sopra, dunque, l'area d'impianto è idonea per legge alla collocazione di impianti da FER fotovoltaica ai sensi art. 20 in quanto:

- tutta l'area d'impianto è qualificabile come un'area agricola che, non interessata da aree tutelate per legge ai sensi dell'art. 142 del DLgs n. 42/2004 e s.m.i., è posta ad oltre 500 m dall'insieme dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo (idoneità ai sensi dell'art. 20, co. 8, lettera c-quater del DLgs n. 199/2021);
- quota parte dell'area d'impianto, in particolare la porzione ovest dello stesso, è qualificabile come un'area agricola collocata entro 500 m di distanza da aree individuate, dal vigente strumento urbanistico del comune di San Pietro in Casale, a destinazione artigianale e commerciale (idoneità ai sensi dell'art. 20, co. 8, lettera c-ter, punto 1 del DLgs n. 199/2021).

Si rimanda alla documentazione della Valutazione di Impatto Ambientale, ed in particolare al Capitolo 4 dello Studio di Impatto Ambientale RNE21.VA.R.02.00 per una completa e dettagliata trattazione relativa la *Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili*.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



#### 2.4.2 Verifica della sussistenza dei requisiti individuati dalle “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici”

Il progetto agrivoltaico proposto è conforme alle Linee Guida Nazionali in materia di Agrivoltaico, ossia è definibile come un “impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione” coniugando la funzionalità agricola dei suoli con quella di produzione di energia elettrica da FER fotovoltaica.

Di seguito, tenendo in considerazione la soluzione agrivoltaica avanzata individuata, si riporta un riassunto della verifica di rispondenza della soluzione prospettata rispetto a quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali in materia di Agrivoltaico rimandando alla *Relazione pedo-agronomica e di progetto agricolo* (cod. elab. RNE21.VA.R.04.00) per ulteriori approfondimenti in merito.

##### 2.4.2.1 Parametri Impianto Agri-voltaico

Un sistema agri-voltaico è un sistema complesso, essendo allo stesso tempo un sistema energetico ed agronomico. È dunque importante fissare dei parametri e definire requisiti volti a conseguire prestazioni ottimizzate sul sistema complessivo, considerando sia la dimensione energetica sia quella agronomica.

Nella presente sezione sono trattati con maggior dettaglio gli aspetti e i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi.

In particolare, sono stati rispettati i seguenti requisiti identificati dalle Linee Guida del MITE (Giugno 2022):

- REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
- REQUISITO C: L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- REQUISITO D: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- REQUISITO E: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Il progetto in questione “RNE21”, rispetta i succitati requisiti A, B, C e D qualificandosi come impianto agri-voltaico avanzato.

L'impianto, inoltre, potrà essere rispettoso del requisito E (E.2 e E.3) a seguito di valutazioni progettuali ed economiche da determinarsi previa la progettazione esecutiva dell'impianto. Si rimanda al Capitolo 4 dello Studio di Impatto Ambientale *RNE21.VA.R.02.00* per un dettaglio tecnico-normativo riguardo la possibilità di qualificare l'impianto come rispettoso del requisito E nelle successive fasi di progettazione esecutiva.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 2.4.2.1.1 Requisito A nell'impianto Agri-PV RNE 21

Il primo obiettivo nella progettazione dell'impianto agrivoltaico è senz'altro quello di creare le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale, garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica. Tale risultato si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali. In particolare, sono identificati i seguenti parametri:

- Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;
- LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

#### A.1) Superficie minima per l'attività agricola

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021).

Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico,  $S_{tot}$ ) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

Il requisito è ampiamente rispettato in quanto:

- Superficie agricola totale ( $S_{agri}$ ) = Superficie tare ( $S_{tare}$ ) + Superficie Agricola Utilizzata (SAU) = 1,5088 + (16,8255 + 0,4916 + 2,0938) = 20,9197 ha
- Superficie del sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ) = 21,8245 ha

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Quindi:

$$\frac{S_{agricola}}{S_{tot}} = \frac{20,9197}{21,8245} = 0,9585 > 0,7$$

## A.2) Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Il LAOR (Land Area Occupation Ratio) è il rapporto tra la superficie totale di ingombro dei moduli fotovoltaici ( $S_{pv}$ ) e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ). Il requisito A.2 segnala che l'impianto, affinché possa essere definito agrivoltaico, debba garantire che i moduli fotovoltaici coprano – al massimo – il 40% della superficie totale del sistema agrivoltaico.

Considerando che, nel caso specifico,  $S_{pv}$  è pari a 75.556,8 mq (7,5556 ha)<sup>1</sup>, si avrà che:

$$LAOR = \frac{S_{pv}}{S_{tot}} = \frac{7,5556}{21,8245} = 0,3462 < 0,4$$

Anche in questo caso il requisito è ampiamente rispettato.

### 2.4.2.1.2 Requisito B nell'impianto Agri-PV RNE 21

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, devono essere verificate:

B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;

B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

#### 2.4.2.1.2.1 Continuità attività agricola

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

### 1. L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare la continuità dell'attività agricola si procederà con l'esecuzione di uno specifico monitoraggio inerente alla produzione agricola dell'impresa agricola, i cui esiti saranno annualmente condivisi con gli enti di controllo.

### 2. Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Secondo quanto indicato dalle Linee guida nazionali in materia di agrivoltaico, è necessario che l'introduzione di un sistema AFTV risulti rispettoso – laddove già esistano coltivazioni a livello aziendale – dell'indirizzo

<sup>1</sup>  $S_{pv}$  è la superficie occupata dai moduli fotovoltaici quando posti in posizione orizzontale. In particolare, come meglio illustrato nella relazione generale di progetto, il progetto prevede l'installazione di 27.984 moduli di superficie unitaria pari a 2,70 m<sup>2</sup>. In ragione di ciò, dunque,  $S_{pv}$  risulterà pari a 27.984 moduli \* 2,70 mq/modulo, ossia 75.556,8 mq

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

produttivo dell'azienda. Secondo le linee guida, nel solco del principio della multifunzionalità che gli impianti AFTV dovrebbero assicurare, è ammesso il passaggio a nuovi indirizzi produttivi capaci di garantire valori economici più elevati, pur mantenendo eventuali produzioni DOP o IGP presenti nello stato di *ante-operam*.

Nel ricordare che l'attuale assetto agricolo delle aree in disponibilità non vede la produzione di alcun prodotto agroalimentare ad IG, si va di seguito ad effettuare un quadro di raffronto tra il valore della produzione agricola annuale tra lo stato di fatto e quello di progetto.

Per la determinazione del valore della produzione annuale dei suoli agricoli che saranno interessati dall'area d'impianto si è fatto riferimento a:

- per quanto concerne le colture attuate: dati inerenti i PGC del soggetto conduttore i terreni in oggetto, descritti accuratamente nell'elaborato RNE21.VA.R.04.00;
- per quanto concerne il valore della produzione annuale si è fatto riferimento ad i dati individuati da Amicabile (Amicabile S., 2020. Manuale di Estimo. Hoepli, Milano) e, in mancanza di dati relativi, al risultato di indagini di mercato proprie.

Sulla base di quanto sopra il valore della produzione agricola annuale nella configurazione colturale attuale è la seguente:

Tabella 2: Calcolo del valore della produzione annuale delle aree in disponibilità allo stato attuale. Fonte: elaborazione su dati PS RICA R. Emilia Romagna anno 2017 (rica.crea.gov.it), licenze CC-BY 3.0 IT

Coltura secondo PCG e fascicoli aziendali disponibili	Superficie, annata agraria 2024	VPS RICA Emilia Romagna 2017		Valore della produzione annuale (€/anno), annata agraria 2024
		Dizionario	Importo unitario (€/ha/anno)	
Sorgo, fave, semi, granella	8,1455	D08) Altri cereali da granella (sorgo, miglio, panico, farro, ecc.)	2.129,67	17.347,22
Grano (frumento) tenero, fave, semi, granella	12,8934	D01) Frumento tenero e spelta	1.404,74	18.111,87
Margini (bordi) dei campi sistemi lineari incluso/adiacente al seminativo	0,4574	D21) Terreni a riposo o a set-aside senza aiuto	---	---
Maceri, stagni e laghetti	0,068	D21) Terreni a riposo o a set-aside senza aiuto	---	---
Margini (bordi) dei campi	0,1015	D21) Terreni a riposo o a set-aside senza aiuto	---	---
<b>Totale complessivo</b>	<b>21,6658</b>			<b>35.459,09</b>

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Considerando che i valori della produzione standard RICA più recenti per la Regione Emilia-Romagna impiegati nel calcolo fanno riferimento all'anno 2017 e ricorrendo ai tassi d'inflazione stabiliti da ISTAT per gli anni compresi tra il 2018 e il 2023<sup>2</sup>, è possibile attualizzare il valore della produzione annuale individuata per via analitica nella precedente Tabella 3 a € 41.593,51.

Per la determinazione del valore della produzione annuale dell'iniziativa agrivoltaica avanzata di cui al presente progetto, infine, ci si è riferiti al bilancio economico preliminare determinato il quale, dettagliato nell'elaborato RNE21.VA.R.04.00, individua ricavi annui pari a € 88.908,73.

Il raffronto dei risultati economici tra stato attuale e stato di progetto evidenzia in modo chiaro e netto che il progetto proposto sia in grado di garantire *performances* economiche tali da rispettare ampiamente il requisito B.1b: il progetto avanzato determinerà valori della produzione pari al 213,75 % ca. della produzione annuale 2024.

#### 2.4.2.1.2.2 Producibilità elettrica minima

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico ( $FV_{agri}$  in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ( $FV_{standard}$  in GWh/ha/anno), non debba essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$$

Il valore di producibilità dell'impianto RNE21 è stato quindi confrontato con la producibilità elettrica specifica di un impianto fotovoltaico standard, caratterizzato da moduli su supporti fissi orientati a Sud e inclinati di un angolo pari a 25°, collocato nello stesso sito dell'impianto agri-voltaico e con densità di potenza pari a 1,2 MWp/Ha.

Si riporta di seguito una tabella, da cui si ha evidenza del rispetto del requisito sopra citato.

Tipologia	Azimuth	Tilt	Prod. Spec.	Pnom	Prod.	Area	FV	Fvagri/FVStand
	[°]	[°]	[kWh/kWp/y]	[kWp]	[GWh/y]	[ha]	[GWh/ha/y]	
Fisse	0	25	1536	21840,0	33,55	18,2	1,84	0,84153
Tracker	0	0	1528	18469,4	28,23		1,55	

#### 2.4.2.1.3 Requisito C nell'impianto Agri-PV RNE 21

La configurazione spaziale del sistema agrivoltaico, e segnatamente l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrivoltaico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici. Nel caso delle colture agricole, l'altezza minima dei moduli da terra condiziona la dimensione delle colture che possono essere impiegate (in termini di altezza), la scelta della tipologia di coltura in funzione del grado di compatibilità con l'ombreggiamento generato dai moduli, la possibilità di compiere tutte le attività legate alla coltivazione ed al raccolto. Le stesse considerazioni restano valide nel caso di attività zootecniche, considerato che il passaggio degli animali al di sotto dei moduli

<sup>2</sup> Secondo ISTAT i tassi medi d'inflazione per il periodo considerato sono i seguenti: anno 2018: 1,2%; anno 2019: 0,6%; anno 2020: -0,2%; anno 2021: 1,9%; anno 2022: 8,1%; anno 2023: 5,7%. In tal senso l'attualizzazione dei ricavi individuati con valori unitari del 2017 è pari al 117,3%

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

è condizionato dall'altezza dei moduli da terra (connettività). In sintesi, l'area destinata a coltura oppure ad attività zootecniche può coincidere con l'intera area del sistema agrivoltaico oppure essere ridotta ad una parte di essa, per effetto delle scelte di configurazione spaziale dell'impianto agrivoltaico.

Il progetto in oggetto rientra nella casistica TIPO 1 con un'altezza minima tra modulo alla massima inclinazione e terreno pari a 2,1 m. Si rimanda per maggiori dettagli all'elaborato grafico *RNE21.PD.T.18.00 - Particolari struttura FV e dettagli*.

Rientrando nella casistica di TIPO 1 il progetto agrivoltaico RNE21 risponde al requisito C.

#### 2.4.2.1.4 Requisito D nell'impianto Agri-PV RNE 21

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto.

L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Secondo le Linee Guida MITE (Giugno 2022), il requisito D richiede la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate. Inoltre è richiesto un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture.

Nel caso in esame si rispetta il requisito D

Per maggiori dettagli sull'attività agronomica proposta e sulla continuità con l'attività svolta precedentemente sul sito di interesse si rimanda all'elaborato dedicato "*RNE21.VA.R.04.00 - Relazione pedo-agronomica e di progetto agricolo*" e al "*RNE21.VA.R.11.00 Piano di monitoraggio Ambientale*".

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.5 Configurazione d'impianto

L'impianto agri-voltaico RNE21 è composto da quattro impianti di generazione, ciascuno distinto dal punto di vista elettrico e configurato come "lotto d'impianti", connessi in media tensione. Ogni impianto comprende, oltre a una sezione dedicata al parco agri-voltaico, anche una sezione riservata al sistema di accumulo.

La potenza nominale complessiva dell'impianto agrivoltaico, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli FV, è pari a 18'469,44 kWp, mentre la potenza in immissione in rete è determinata dalla potenza indicata sul preventivo di connessione, ed è pari a 17'250,00 kW.

I moduli fotovoltaici, realizzati in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 24 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila (configurazione 2-P). I moduli saranno opportunamente innalzati dal livello del terreno e le strutture di sostegno distanziate (pitch pari a 7,85m).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter di stringa, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 14 stringhe.

All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista l'installazione di otto cabine di trasformazione (due per ogni lotto di impianto) realizzate tramite soluzione containerizzata, contenenti fondamentalmente il trasformatore MT/BT e i quadri elettrici MT e BT.

Il Sistema di Accumulo, invece, è costituito da dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, progettato per assorbire e rilasciare energia elettrica. Funziona in modo continuativo con la rete di distribuzione e, in questo caso specifico, è integrato con l'impianto di produzione fotovoltaica. In particolare, il Sistema di Accumulo rilascerà l'energia elettrica accumulata in modo da garantire che la potenza immessa in rete non superi mai quella indicata da Enel Distribuzione nel preventivo di connessione ricevuto.

In estrema sintesi il Sistema di Accumulo, complessivamente, è caratterizzato dai seguenti dati nominali:

$$40,12\text{MWh} - 10\text{MW}_{AC}$$

L'energia generata dall'impianto agrivoltaico, composto da quattro impianti di generazione distinti dal punto di vista elettrico (configurazione "lotto d'impianti" connessi in media tensione), viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 15 kV che confluiscono presso le quattro cabine di consegna situate nel comune di Cento al Foglio 41 p.la 375, in posizione accessibile dalla viabilità pubblica, presso le quali è ubicato il punto di consegna dell'energia generata alla rete di distribuzione.

In Tabella 3 è riportata la consistenza dell'impianto fotovoltaico, in termini di numerosità dei principali componenti installati.

Per il sistema di accumulo, si rimanda invece al capitolo dedicato 3.7 della presente relazione.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 3 - Numerosità dei principali componenti d'impianto fotovoltaico

CABINA	STRUTTURE 2x24	STRUTTURE 2x12	TOTALE STRINGHE	INV. 13 STRINGHE	INV. 14 STRINGHE	TOTALE INVERTER	STRINGHE	PANNELLI	POTENZA DC kWp	POTENZA AC kVA	RAPPORTO DC/AC
C1.1	78	5	161	7	5	12	161	3.864	2.550,24	2.400	1,06
C1.2	63	4	130	10		10	130	3.120	2.059,20	2.000	1,03
<b>LOTTO 1</b>	<b>141</b>	<b>9</b>	<b>291</b>	<b>17</b>	<b>5</b>	<b>22</b>	<b>291</b>	<b>6.984</b>	<b>4.609,44</b>	<b>4.400</b>	<b>1,05</b>
C2.1	77	7	161	7	5	12	161	3.864	2.550,24	2.400	1,06
C2.2	63	6	132	8	2	10	132	3.168	2.090,88	2.000	1,05
<b>LOTTO 2</b>	<b>140</b>	<b>13</b>	<b>293</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>22</b>	<b>293</b>	<b>7.032</b>	<b>4.641,12</b>	<b>4.400</b>	<b>1,05</b>
C3.1	74	11	159	9	3	12	159	3.816	2.518,56	2.400	1,05
C3.2	61	11	133	7	3	10	133	3.192	2.106,72	2.000	1,05
<b>LOTTO 3</b>	<b>135</b>	<b>22</b>	<b>292</b>	<b>16</b>	<b>6</b>	<b>22</b>	<b>292</b>	<b>7.008</b>	<b>4.625,28</b>	<b>4.400</b>	<b>1,05</b>
C4.1	72	12	156	12		12	156	3.744	2.471,04	2.400	1,03
C4.2	60	14	134	6	4	10	134	3.216	2.122,56	2.000	1,06
<b>LOTTO 4</b>	<b>132</b>	<b>26</b>	<b>290</b>	<b>18</b>	<b>4</b>	<b>22</b>	<b>290</b>	<b>6.960</b>	<b>4.593,60</b>	<b>4.400</b>	<b>1,04</b>
<b>TOTALE</b>	<b>548</b>	<b>70</b>	<b>1.166</b>	<b>66</b>	<b>22</b>	<b>88</b>	<b>1.166</b>	<b>27.984</b>	<b>18.469,44</b>	<b>17.600</b>	<b>1,05</b>

Si precisa che alcuni inverter saranno limitati per garantire la generazione esatta della potenza di immissione stabilita nel preventivo di connessione fornito da Enel Distribuzione S.p.A.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



## 2.6 Definizione del layout

Il layout dell'impianto agri-voltaico è stato definito, nel pieno rispetto dei vincoli paesaggistici e territoriali, al fine di ottimizzare lo sfruttamento della radiazione solare incidente e coniugare la produzione e l'accumulo di energia con l'attività agricola.

La disposizione delle strutture di sostegno dei moduli FV, degli inverter, delle cabine elettriche e del sistema di accumulo è stata progettata in maniera tale da:

- Rispettare i confini dei terreni disponibili, realizzando le opportune opere di mitigazione ambientale lungo il perimetro del campo FV, posizionando la recinzione impianto ad una distanza interna di circa m 10 dal confine di altra proprietà; in detta fascia, dove non ancora presente, viene collocata la fascia arborea, occupando la porzione di fondo in prossimità della recinzione, rappresentando la barriera di mitigazione necessaria per minimizzare la visibilità dell'impianto dall'esterno;
- Minimizzare ombreggiamenti reciproci tra i filari di moduli FV, regolando opportunamente la posizione delle strutture di sostegno ovvero la distanza tra le stesse;
- Mantenere la conduzione agricola dell'area di interesse;
- Consentire l'installazione dei locali tecnici/cabine elettriche, rispettando i 3 m richiesti secondo prescrizione VVFF ed allo stesso tempo senza generare ombreggiamenti sui moduli FV e lasciando libero un sufficiente spazio di manovra per gli automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio e manutenzione dell'impianto;
- Rispettare gli elementi idrografici del territorio, lasciando una distanza minima di 4 m per l'installazione della recinzione;
- Rispettare i prerequisiti definiti dalle linee guida del MITE per impianti agri-voltaici;
- Posizionare le strutture dalla recinzione ad una distanza minima di 5 m per permettere il passaggio dei mezzi agricoli;
- Mantenere una distanza di 20 m dal limite di proprietà della strada comunale per il posizionamento dei cabinati;
- Mantenere una distanza di 20 m dal limite di proprietà della strada provinciale per il posizionamento dei cabinati;
- Mantenere una distanza minima di 10 m dal limite della strada vicinale per il posizionamento delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

Nell'area dell'impianto sono presenti due linee aeree in media tensione e una linea aerea in bassa tensione. È stata presa la decisione di demolire queste linee elettriche e interrarele, al fine di eliminare qualsiasi interferenza con l'impianto fotovoltaico.

Sulla base di accordi presi tra la proponente RNE21 srl ed E-Distribuzione durante il sopralluogo eseguito in data 27/06/2024 dal personale incaricato di RNE21 srl insieme al personale incaricato da E-Distribuzione (Codice di rintracciabilità pratica di spostamento linee: 437906891) è stato definito il percorso delle linee interrate e la posizione di una cabina di proprietà di E-Distribuzione S.p.A., seguendo le indicazioni del Gestore di Rete. Per maggiori indicazioni si rimanda all'elaborato grafico "RNE22.PD.T.14.00 - Layout linee da interrare".

Si precisa che il progetto definitivo per lo spostamento delle linee aeree verrà gestito direttamente con E-Distribuzione S.p.A.

Nella figura seguente è riportato l'inquadramento del layout d'impianto.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

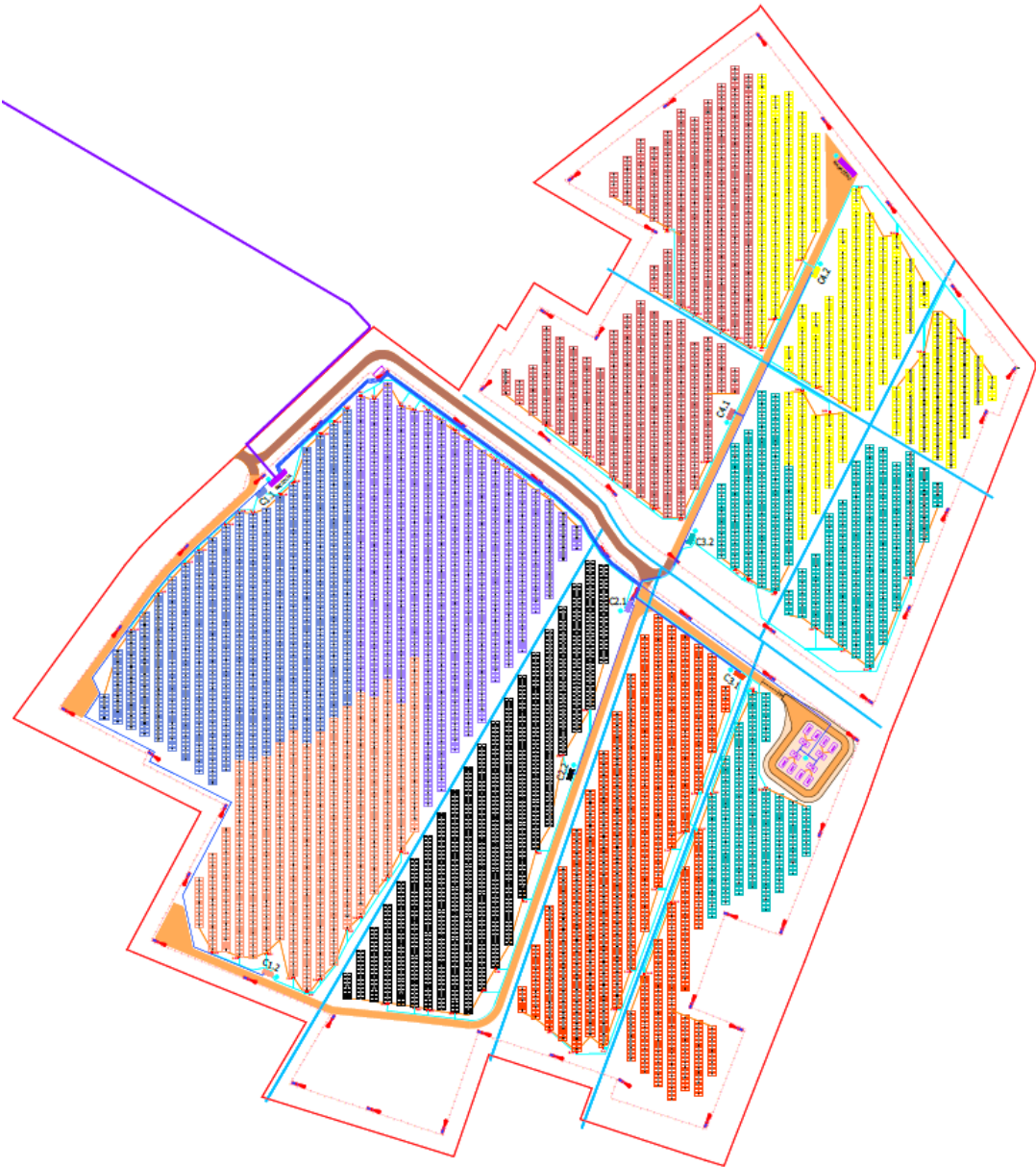


Figura 2: Layout di Impianto

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 2.7 Producibilità energetica

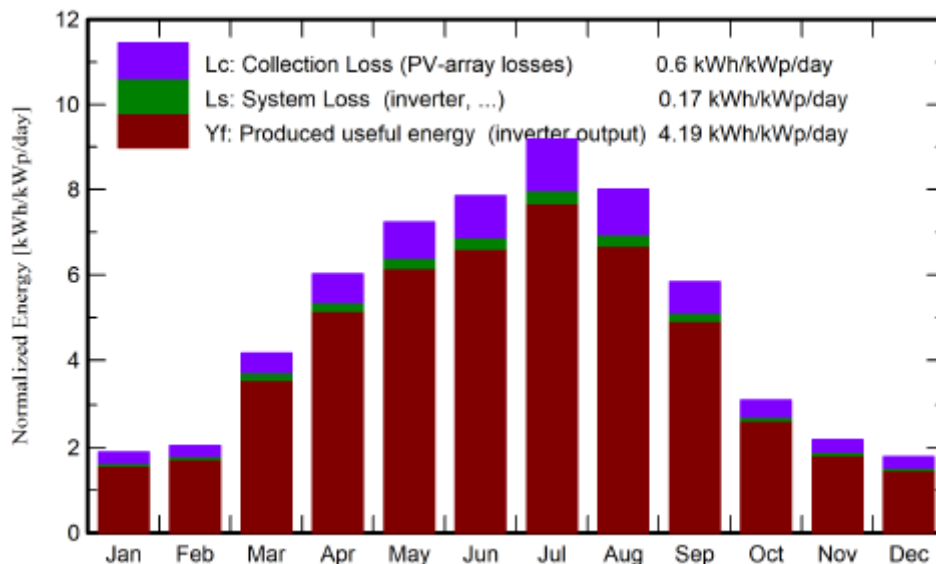
Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVsyst (versione 7.2.16), software di riferimento per il settore fotovoltaico, utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni.

La disponibilità di radiazione solare costituisce il fattore di maggior rilevanza per conseguire una elevata produzione energetica e garantire la sostenibilità economica dell'iniziativa progettuale. Nella presente analisi, sono stati utilizzati i dati di radiazione solare contenuti nei database PVGIS, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo per la seguente località geografica:

- Cantone: 44.75°N – 11.35°E

In seguito ad un'attenta analisi dell'orografia del sito considerato è stato possibile escludere la presenza di ombreggiamenti localizzati, che sono stati poi confermati tramite sopralluoghi.

Nella seguente tabella viene riportato l'andamento mensile della radiazione solare incidente sul piano dei moduli FV, considerando la configurazione impiantistica adottata per il presente impianto FV.



	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	47.9	24.04	2.67	58.4	51.7	941657	904796	0.838
February	48.9	27.91	4.83	57.0	51.7	930850	892945	0.848
March	106.3	47.07	9.44	129.0	120.0	2136760	2057084	0.863
April	151.3	65.45	14.31	180.6	169.7	2975851	2863063	0.858
May	188.7	78.72	19.07	224.5	212.2	3669717	3528687	0.851
June	194.4	77.61	22.08	235.6	222.6	3815728	3668086	0.843
July	230.1	67.98	26.66	284.9	271.0	4575765	4394706	0.835
August	198.3	60.34	27.58	248.0	235.7	3984936	3831460	0.836
September	141.0	47.87	23.37	175.2	164.9	2836079	2730599	0.844
October	79.8	37.92	14.68	96.2	88.4	1564109	1506302	0.848
November	54.1	26.71	9.73	65.5	58.7	1051991	1012016	0.836
December	44.7	20.90	4.79	55.1	48.3	875129	839934	0.825
Year	1485.7	582.53	14.99	1810.1	1694.7	29358573	28229678	0.844

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV ed inverter in primis).

Sulla base delle informazioni di input sovra menzionate, in termini di disponibilità di radiazione solare, caratteristiche ambientali del sito analizzato, e caratteristiche dei componenti, il software è in grado di stimare le principali voci di perdita energetica che vengono riscontrate durante il reale funzionamento dell'impianto FV.

Di seguito si riporta un elenco delle principali voci di perdite energetiche, suddivise per sezione:

- Perdite per ombreggiamento: 2,06% - ovvero le perdite causate dall'ombreggiamento reciproco tra i filari di moduli FV.
- Perdite per "soiling": 2,00% - ovvero le perdite causate dall'inevitabile deposizione di sporcizia sulla superficie frontale dei moduli FV che ne riduce conseguentemente l'output energetico;
- Perdite causate dalla temperatura: 3,03% - perdite causate dall'inevitabile decadimento delle prestazioni dei moduli FV durante il funzionamento a temperature di cella FV superiori di 25°C, temperatura STC di riferimento alla quale è determinata l'efficienza nominale di un modulo FV;
- Perdite per mismatch, moduli e stringhe: 2,15% - ovvero le perdite causate non perfetto accoppiamento tra moduli e tra stringhe, identiche nella teoria, ma differenti nella realtà e quindi il cui accoppiamento (collegamento in parallelo DC) crea delle perdite di accoppiamento;
- Decadimento prestazioni moduli FV: 0,35 % - ovvero pari al valore comunicato, e certificato, dal produttore dei moduli FV (vedere data sheet);
- Perdite elettriche di distribuzione CC – 1,5 % @STC – ovvero le perdite sui cavi DC, valore calcolato puntualmente con il calcolo di dimensionamento dei cavi DC;
- Perdite elettriche di distribuzione CA BT – 0,70 % @STC – ovvero le perdite sui cavi AC BT;
- Perdite elettriche nella trasformazione MT– perdite nel ferro totali 0,10% @STC e perdite nel rame totali 1,00% @STC;
- Il consumo dei servizi ausiliari – 3W/kW (0,3%) – voce nella quale rientrano i consumi di: sistemi ausiliari di cabina, sistema di videosorveglianza, sistema di tracker, etc.

La producibilità energetica dell'impianto così stimata risulta essere pari a **28,229 GWh/anno**, per il primo anno, ovvero **1'528 kWh/kWp**, con un rendimento atteso pari a circa **84,44%**.

L'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari -0,35% all'anno, dal secondo anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 2.7.1 Risparmio combustibile ed emissione evitate

In questa sezione si vuole calcolare l'impatto positivo che questo progetto ha dal punto di vista ambientale.

Al primo anno di esercizio si stima che la producibilità energetica dell'impianto sarà pari a 28,229 GWh/anno, con un rendimento atteso pari a circa 84,44%.

Assumendo un decadimento del 1% il primo anno e un decadimento del 0,35% dal secondo anno al 30 anno ed un valore costante a partire dal trentesimo anno, il valore medio della producibilità dell'impianto su 40 anni di esercizio risulta pari a 26'338,86 MWh/anno.

In base a quanto sopra riportato, si stima che la producibilità energetica dell'impianto sarà complessivamente pari a 28.229,68 MWh al primo anno di esercizio e 1'053'554,70 MWh durante l'intera vita utile dell'opera (pari a 40 anni).

I benefici ambientali si calcolano come risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera.

Il quantitativo di emissioni evitate è stato ottenuto moltiplicando la producibilità dell'impianto, riferita al primo anno e a 40 anni, per i fattori di emissione di gas serra e altri inquinanti atmosferici definiti nel Rapporto ISPRA n. 386/2023<sup>3</sup> all'anno 2021. In particolare sono stati considerati i seguenti fattori:

- per l'anidride carbonica il fattore di emissione contenuto nella colonna "Gross electricity production" della tabella 1.13, pari a 267,9 g CO<sub>2</sub>/kWh (Figura 3);
- per metano e protossido di azoto i fattori di emissione definiti in tabella 1.15 (Figura 4);
- per gli altri inquinanti atmosferici (NO<sub>x</sub>, CO, NH<sub>3</sub> e PM<sub>10</sub>) i fattori di emissione definiti in tabella 1.17 (Figura 5);

---

<sup>3</sup> Rapporto ISPRA 386/2023 "Efficiency and decarbonization indicators in Italy and in the biggest European Countries. Edition 2023". Link: <https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/r386-2023.pdf>

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Year	Gross thermo-electricity production (only fossils)	Gross thermo-electricity production <sup>1</sup>	Gross electricity production <sup>2</sup>	Electricity consumption	Gross thermo-electricity and heat production <sup>1,3</sup>	Gross electricity and heat production <sup>2,3</sup>	Heat production <sup>3</sup>
1990	709.3	709.1	593.1	577.9	709.1	593.1	
1995	682.9	681.8	562.3	548.2	681.8	562.3	
2000	640.6	636.2	517.7	500.4	636.2	517.7	
2005	585.2	574.0	487.2	466.7	516.5	450.4	246.7
2006	575.8	564.1	478.8	463.9	508.2	443.5	256.7
2007	560.1	548.6	471.2	455.3	497.0	437.8	256.3
2008	556.5	543.7	451.6	443.8	492.8	421.8	252.0
2009	548.2	529.9	415.4	399.3	480.9	392.4	260.5
2010	546.8	524.4	404.5	390.0	470.0	379.6	247.3
2011	548.5	522.4	395.6	379.1	461.0	367.7	227.8
2012	562.8	530.4	386.8	374.3	467.8	361.3	227.1
2013	555.9	506.5	338.2	327.5	438.7	317.8	218.2
2014	575.4	514.0	324.4	309.9	439.5	304.6	206.9
2015	544.3	489.2	332.6	315.2	425.3	312.9	218.9
2016	518.2	467.3	322.5	314.2	409.3	304.6	220.2
2017	492.6	446.9	317.4	309.1	394.4	299.8	215.2
2018	495.0	445.5	297.2	282.1	389.6	282.1	209.5
2019	462.7	416.3	278.1	269.1	368.1	266.8	212.2
2020	449.1	400.3	259.8	255.0	353.6	251.2	211.1
2021	452.1	406.6	267.9	255.6	360.5	258.2	209.5
2022*	482.2	437.3	308.9	293.3	404.3	303.0	268.8

<sup>1</sup> Included electricity by bioenergy.

<sup>2</sup> Included renewable electricity, without production from pumped storage units.

<sup>3</sup> Included CO<sub>2</sub> emissions for heat production.

\* Preliminary estimate.

Figura 3: Fattori di emissione di CO<sub>2</sub> (g CO<sub>2</sub>/kWh) per la produzione elettrica, produzione di calore e dei consumi elettrici (Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.13)

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021	2022*
CO <sub>2</sub>	450.39	379.61	312.86	304.59	299.82	282.15	266.81	251.24	258.16	302.99
CH <sub>4</sub>	0.51	0.54	0.74	0.74	0.73	0.72	0.72	0.72	0.69	0.83
N <sub>2</sub> O	1.24	1.29	1.47	1.42	1.32	1.29	1.18	1.16	1.10	1.34
GHG	452.14	381.45	315.07	306.76	301.87	284.16	268.71	253.12	259.95	305.17

Figura 4: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (g CO<sub>2</sub>eq/kWh) - Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.15

Pollutant	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021
NO <sub>x</sub>	368.44	288.07	253.12	237.66	226.91	218.32	210.27	200.97	199.11
SO <sub>x</sub>	524.75	222.46	95.41	71.72	63.31	58.41	47.86	42.73	38.82
COVNM	52.97	73.26	81.69	86.78	85.62	86.54	88.69	90.90	85.67
CO	105.49	101.11	94.31	96.29	97.60	93.37	94.63	92.49	92.93
NH <sub>3</sub>	0.66	0.65	0.71	0.60	0.54	0.50	0.37	0.32	0.31
PM <sub>10</sub>	16.91	8.03	4.12	3.54	3.31	2.91	2.66	2.37	2.42

Figura 5: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (mg/kWh) - Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.17

Le emissioni di gas ad effetto serra e altri inquinanti evitate al primo anno e durante l'intera vita utile dell'opera in progetto, considerata pari a 40 anni, sono riportate in Tabella 4.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Tabella 4: Emissioni inquinanti evitate dall'impianto agrivoltaico al primo anno e durante l'intera vita utile

Dati impianto	Tipologia inquinante		Fattori di emissione	Emissioni evitate al primo anno	Emissioni complessive evitate in 40 anni
<b>Producibilità al primo anno</b> 28.229,68 MWh  <b>Producibilità in 40 anni</b> 1.053.554,70 MWh	<b>Gas serra</b>	CO <sub>2</sub>	267,9 g CO <sub>2</sub> /kWh	7.562,7 t CO <sub>2</sub>	282.247,3 t CO <sub>2</sub>
		CH <sub>4</sub>	0,69 g CO <sub>2</sub> eq /kWh	19,5 t CO <sub>2</sub> eq	727,0 t CO <sub>2</sub> eq
		N <sub>2</sub> O	1,10 g CO <sub>2</sub> eq /kWh	31,1 t CO <sub>2</sub> eq	1.158,9 t CO <sub>2</sub> eq
	<b>Altri inquinanti atmosferici</b>	NO <sub>x</sub>	199,11 mg/kWh	5,6 t NO <sub>x</sub>	209,8 t NO <sub>x</sub>
		CO	92,93 mg/kWh	2,6 t CO	97,9 t CO
		NH <sub>3</sub>	0,31 mg/kWh	0,0088 t NH <sub>3</sub>	0,3 t NH <sub>3</sub>
		PM <sub>10</sub>	2,42 mg/kWh	0,0683 t PM <sub>10</sub>	2,5 t PM <sub>10</sub>

Dalla consultazione dell'Inventario Regionale delle emissioni di gas climalteranti<sup>4</sup> (aggiornato a 2018), i cui dati sono riportati in Tabella 5, si rileva che nel 2021 il Comune di San Pietro in Casale ha emesso circa 37.510 t di CO<sub>2</sub>, pari allo 0,13% delle emissioni regionali, 151,66 t di CH<sub>4</sub> (~0,1% del totale regionale) e circa 24 t di N<sub>2</sub>O (~0,3%). Il settore energetico<sup>5</sup> è responsabile della quasi totalità delle emissioni di CO<sub>2</sub>, del 60% delle emissioni di CH<sub>4</sub> e del 9% di quelle legate al protossido di azoto.

Dalla consultazione dell'INventario Emissioni Aria<sup>6</sup> (INEMAR) della Regione Emilia-Romagna, aggiornato al 2021, risulta che il Comune di San Pietro in Casale ha emesso 197,42 t di monossido di carbonio (CO), 166,26 t di ammoniaca, circa 91 t di NO<sub>x</sub> e 18 t di PM<sub>10</sub>.

Confrontando le emissioni evitate dall'impianto agrivoltaico avanzato in progetto il primo anno di esercizio con i quantitativi emessi a livello comunale è possibile osservare che l'opera consente di evitare un'emissione di CO<sub>2</sub> pari a circa il 20% del totale comunale, di CH<sub>4</sub> pari allo 0,46% e di N<sub>2</sub>O equivalente allo 0,47%.

<sup>4</sup> L'inventario delle emissioni dei gas climalteranti contiene la stima delle emissioni dei gas climalteranti (GHG -Green House Gases) a scala regionale. L'inventario è stato compilato secondo la metodologia "IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories" aggiornata al 2018. Si precisa che i dati co

Link: <https://dati.arpae.it/dataset/inventario-emissioni-aria-inemar/resource/b9e56c22-14ec-4df3-af0c-ff9017dcca98>

<sup>5</sup> Descrizione del Settore IPCC Energy: esplorazione e sfruttamento di fonti energetiche primarie; conversione delle fonti energetiche primarie in forme energetiche più utilizzabili nelle raffinerie e nelle centrali elettriche; trasmissione e distribuzione di carburanti; utilizzo di combustibili nelle attività produttive, nei trasporti ed in sistemi destinati al riscaldamento

<sup>6</sup> L'INventario Emissioni Aria (INEMAR) della Regione Emilia-Romagna è una serie organizzata di dati relativi alla quantità di inquinanti introdotti in atmosfera a seguito di attività antropiche e da sorgenti naturali. Per l'aggiornamento dell'inventario è stato impiegato il software INEMAR 7 (versione 7.0.10 maggio 2021) con i fattori di emissione aggiornati al 2023. Link: <https://www.arpae.it/it/temi-ambientali/aria/inventari-emissioni/inventario-inemar/inventario-emissioni-piu-recente>

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 5: Emissioni regionali e comunali e confronto con le emissioni evitate dall'impianto in progetto il primo anno di esercizio

Tipologia inquinante	Emissioni GHG 2018 e INEMAR 2021		Emissioni evitate dall'esercizio dell'impianto il primo anno (t)	Peso % rispetto val. regionale	Peso % rispetto val. comunale
	Regione Emilia-Romagna (t) <sup>(1)</sup>	Comune San Pietro in Casale (t)			
CO <sub>2</sub>	29.917.000	37.510	7.562,73	0,03%	20,16%
CH <sub>4</sub>	182.994	151,66	0,70 <sup>(1)</sup>	<0,001%	0,46%
N <sub>2</sub> O	7.558,78	24,13	0,11 <sup>(1)</sup>	0,002%	0,47%
NO <sub>x</sub>	57.989	91,33	5,62	0,010%	6,15%
CO	98.366	197,42	2,62	0,003%	1,33%
NH <sub>3</sub>	42.583	166,26	0,0088	<0,001%	0,01%
PM <sub>10</sub>	10.295	17,92	0,0683	<0,001%	0,38%

<sup>(1)</sup> Le emissioni di metano (CH<sub>4</sub>) e protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), poiché espresse in "tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente" in Tabella 4, sono state convertite dividendo le emissioni di ciascun gas (espresse in ton CO<sub>2</sub> eq). per il proprio potenziale di riscaldamento – Global Warming Potential (GWP) – espresso in rapporto al potenziale di riscaldamento dell'anidride carbonica nell'arco di 100 anni. Al GWP sono stati attribuiti i seguenti valori: 27,9 per CH<sub>4</sub> e 273 per N<sub>2</sub>O. Tali valori sono stati ricavati dal 6° Rapporto di valutazione dell'IPCC (AR6), in particolare dal Rapporto del primo gruppo di lavoro Climate Change 2021: The Physical Science Basis; Chapter 7: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity—Supplementary Material (Table 7.SM.7).

Link: [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_Chapter07\\_SM.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter07_SM.pdf)

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico avanzato oggetto di valutazione, oltre a ridurre l'emissione in atmosfera di gas che contribuiscono ad aumentare il fenomeno dell'effetto serra, permette il risparmio di combustibile fossile. Per quantificare il risparmio derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili viene utilizzato il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, espresso in TEP/MWh. Questo coefficiente indica le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le T.E.P. risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Il valore assunto da questo fattore è stato definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nella Delibera EEN 3/08<sup>7</sup> ed è stato fissato pari a 0,187 TEP/MWh (art.2 c.1). Considerando come base di calcolo la producibilità dell'impianto, in Tabella 6 sono riportate le quantità di combustibile risparmiato al primo anno di esercizio e durante l'intera vita utile dell'opera, pari a 40 anni.

<sup>7</sup> Delibera 28 marzo 2008, EEN 3/08, "Aggiornamento del fattore di conversione dei KWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" pubblicata su GU n. 100 del 29/04/08 - SO n.107. Link: <https://www.arera.it/it/docs/08/003-08een.htm>

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Tabella 6: Stima del combustibile risparmiato

	al primo anno	complessivamente in 40 anni
<b>Producibilità dell'impianto (MWh)</b>	28.229,68	1.053.554,70
<b>Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]</b>	0,187	0,187
<b>TEP risparmiate</b>	5.279	211.158
<b>BEP<sup>8</sup> risparmiati</b>	36.157	1.446.288

<sup>8</sup> Un barile di petrolio equivalente (BEP) è un'unità di misura dell'energia che corrisponde all'energia approssimativa rilasciata dalla combustione di un barile di petrolio greggio. Un BEP è fissato convenzionalmente pari a 0,146 tonnellate equivalenti di petrolio (TEP). <https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/unita-di-misura/contenuto-di-energia-effettivo-ed-equivalenze-nominali>

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3 Caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto

Per la descrizione dettagliata delle caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto si rimanda agli elaborati *"RNE21.PD.R.06.00 - Relazione tecnica opere elettriche"* e *"RNE21.PD.R.05.00 - Disciplinare tecnico descrittivo e prestazionale"*, nella quale saranno descritti:

- Moduli fotovoltaici;
- Strutture di sostegno;
- Inverter di stringa;
- Cabine di trasformazione, con descrizione di:
  - o Quadro BT e quadro per sistemi ausiliari;
  - o Trasformatore MT/BT;
  - o Quadro MT;
- Cabina di Raccolta;
- Magazzino;
- Sistema di Accumulo, con descrizione di:
  - o Container Batterie;
  - o PCS;
- Cabina di Consegna;
- Cabina Utente;
- Collegamenti, suddivisi in:
  - o Cavi BT;
  - o Cavi MT;
- Protezioni elettriche;
- Impianto di terra;
- Impianti ausiliari.

Si riporta di seguito una descrizione sintetica dei principali componenti d'impianto.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici selezionati per il dimensionamento dell'impianto e per la redazione del presente progetto sono realizzati dal produttore Longi, modello LR7-72HYD 660M, e presentano una potenza nominale a STC<sup>9</sup> pari a 660 Wp.

Ciascun modulo è composto da 144 mezze-celle realizzate in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, vetro frontale temprato ad elevata trasparenza e dotato di rivestimento antiriflesso, backsheet posteriore polimerico trasparente e cornice in alluminio, per una dimensione complessiva pari a 2'382 x 1'134 x 30 mm ed un peso pari a 33,5 kg.

I moduli selezionati presentano una tecnologia bifacciale: le celle fotovoltaiche realizzate tramite questa innovativa tecnologia costruttiva sono in grado di convertire in energia elettrica la radiazione incidente sul lato posteriore del modulo FV. L'incremento di energia generata rispetto ad un analogo modulo tradizionale/mono-facciale è dipendente da molti fattori, primo fra tutti l'albedo<sup>10</sup> del terreno, e può raggiungere fino a +25% in casi particolarmente favorevoli.

In Tabella 7 vengono riportate le principali caratteristiche elettriche del modulo FV considerato.

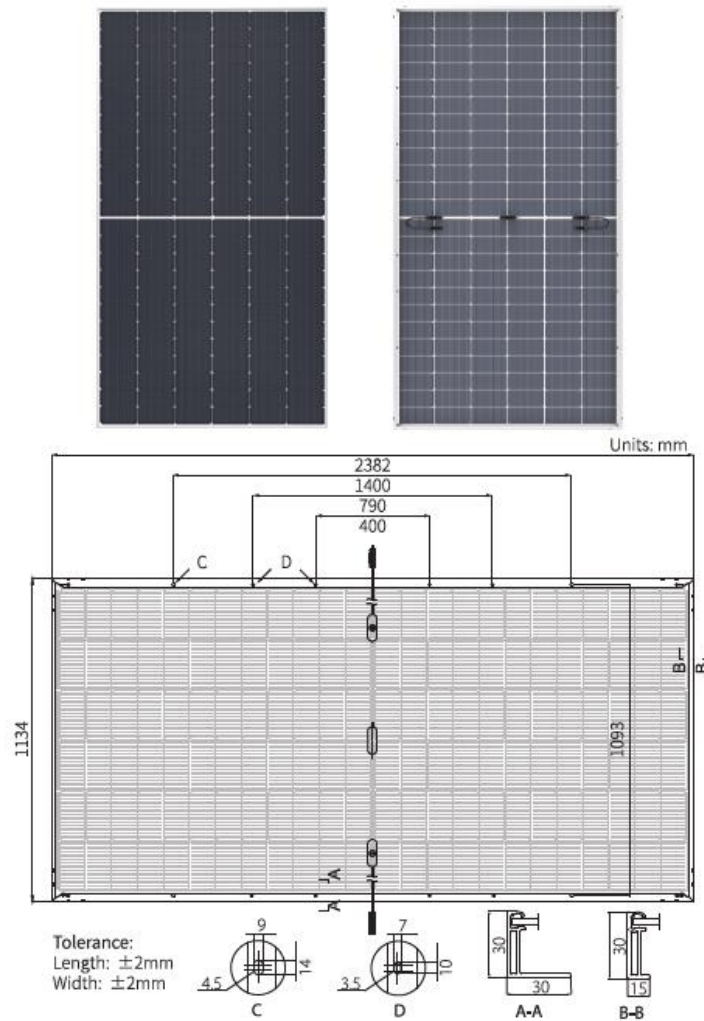
Tabella 7: Caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

<b>Modello modulo FV</b>	LR7-72HYD 660M
	STC
<b>Potenza massima [Wp]</b>	660
<b>Tensione alla massima potenza – Vmpp [V]</b>	44.85
<b>Corrente alla massima potenza – Impp [A]</b>	14.72
<b>Tensione di circuito aperto – Voc [V]</b>	54.00
<b>Corrente di corto circuito – Isc [A]</b>	15.41
<b>Efficienza nominale a STC [%]</b>	24.40%
<b>Temperatura di funzionamento [°C]</b>	-40 – +85
<b>Tensione massima di sistema [V]</b>	1500 (IEC)
<b>Corrente massima del fusibile [A]</b>	30A
<b>Coefficiente di temperatura - Pmax</b>	-0.26%/°C
<b>Coefficiente di temperatura - Voc</b>	-0.20%/°C
<b>Coefficiente di temperatura - Isc</b>	0.050%/°C

Di seguito si riporta invece un estratto dal datasheet del modulo FV selezionato riportante le principali caratteristiche costruttive ed elettriche

<sup>9</sup> STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5  
<sup>10</sup> Rappresenta la frazione di radiazione solare incidente su una superficie che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Ogni modulo FV è accessoriato con un cavo 4mmq e relativi connettori, per il collegamento con altri moduli FV e/o cavi DC di stringa. Si prevede di realizzare stringhe costituite da 24 moduli FV collegati elettricamente in serie.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori.

Le caratteristiche saranno comunque simili e comparabili a quelle del modulo FV precedentemente descritto, in termini di tecnologia costruttiva, dimensioni e caratteristiche elettriche e non sarà superata la potenza di picco totale dell'impianto (kWp).

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.2 Strutture di sostegno

Per il presente progetto si prevede l'impiego di strutture di sostegno ad inseguimento mono-assiale, nello specifico si prevede l'installazione di 618 strutture. In funzione del numero di moduli installati, si individuano essenzialmente quattro tipologie di strutture:

N° strutture tracker mono-assiali	N° 548 strutture 2x24 pannelli
	N° 70 strutture 2x12 pannelli

Le strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker) consentono la rotazione dei moduli stessi attorno ad un singolo asse, orizzontale ed orientato 0° Nord-Sud, in maniera tale da variare il proprio angolo di inclinazione fino ad un limite massimo di  $\pm 55^\circ$  ed "inseguire" la posizione del Sole nel corso di ogni giornata. L'inseguimento solare Est/Ovest consente di mantenere i moduli FV il più possibile perpendicolari ai raggi solari, massimizzando la superficie utile esposta al sole e di conseguenza la radiazione solare captata dai moduli stessi per essere convertita in energia elettrica. Il guadagno in termini di produzione energetica, rispetto ai tradizionali impianti FV realizzati con strutture ad inclinazione fissa, è stimabile nel range  $+10 \div +20 \%$ .

Nello specifico, per il presente progetto sono stati considerati i tracker mono-assiali realizzati dal produttore PVH, in configurazione 2P, ovvero doppia fila di moduli posizionati verticalmente.



Figura 6: immagine esemplificativa di inseguitori mono-assiali in configurazione 2P

Tutti gli elementi di cui è composto il tracker (pali di sostegno, travi orizzontali, giunti di rotazione, elementi di supporto e fissaggio dei moduli, ecc.) saranno realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo.

Tali strutture di sostegno potranno essere infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, o tramite avvitarimento, per una profondità variabile. Qualora la lunghezza dei pali di sostegno da infiggere, per via delle caratteristiche geotecniche del terreno, dovesse essere elevata, si potrà valutare l'adozione puntuale di cemento per la realizzazione di fondazioni dei pali, in grado di garantire la stabilità e l'esercizio in sicurezza delle strutture di sostegno dei moduli FV.

L'altezza dei pali di sostegno è stata determinata in maniera tale che la distanza tra il bordo inferiore dei moduli FV ed il piano di campagna sia non inferiore a 2,10 m (alla massima inclinazione dei moduli). Ciò comporta che la massima altezza raggiungibile dai moduli FV sia pari a 6,03 m, sempre alla massima inclinazione.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

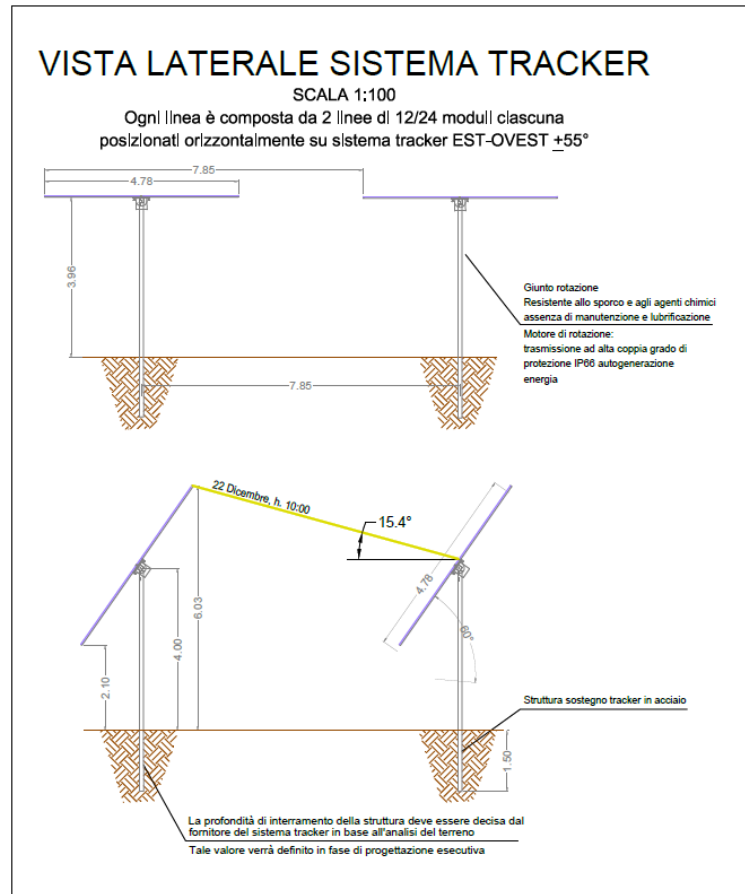


Figura 7: Particolari Struttura di Sostegno Moduli FV

La movimentazione dei sistemi ad inseguimento solare è effettuata da motori elettrici auto-alimentati direttamente dalle stringhe di moduli FV. L'algoritmo di movimentazione è basato su un calendario astronomico ed è dotato della tecnologia "backtracking". Tale tecnologia consiste nel controllo e verifica che ogni fila di moduli FV non crei ombreggiamento a quella successiva. Quando l'altezza del sole rispetto all'orizzonte si riduce, in particolare durante le prime/ultime ore della giornata, il mutuo ombreggiamento tra i filari di moduli potrebbe ridurre sensibilmente l'output energetico. Il sistema ad inseguimento è in grado di far ruotare i moduli FV nel senso opposto rispetto all'andamento del sole, riducendo la superficie esposta al sole ma allo stesso tempo evitando il rischio che si verifichino mutui ombreggiamenti.

La distanza tra gli inseguitori (solitamente denominata pitch) per il presente progetto è pari a 7,85 m, al fine di ottimizzare la produzione energetica a parità di consumo di suolo da una parte, e dall'altra di consentire il passaggio dei mezzi necessari per le operazioni di manutenzione e pulizia moduli.

Le schede di controllo effettueranno il monitoraggio dei principali parametri operativi degli inseguitori, tra cui posizione e velocità del vento, al fine di verificarne il corretto funzionamento e di posizzionarli automaticamente in posizione di sicurezza in caso di velocità del vento particolarmente elevate per evitare eventuali danni alle strutture.

Sarà infine possibile posizionare in maniera automatica gli inseguitori ad una inclinazione idonea per consentirne l'ispezione ai fini di manutenzione nonché per effettuare il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello delle strutture di sostegno sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva, sulla base delle condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.3 Inverter

Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter multi-stringa Huawei SUN2000-215KTL-H0 (o equivalente).



*Figura 8 - Inverter di stringa Huawei SUN2000-215KTL-H1*

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (800V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Tali inverter sono in grado di accettare in ingresso fino a 18 stringhe di moduli FV, e sono dotati di 9 MPPT indipendenti. Questa scelta progettuale consente di ridurre notevolmente le perdite per mismatch o disaccoppiamento e massimizzare la produzione energetica.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 66, saranno installati direttamente in campo in prossimità delle stringhe ad essi afferenti. Ciascun inverter sarà installato rivolto in direzione Nord e protetto da apposito chiosco, in maniera tale da proteggerlo dall'esposizione diretta ai raggi solari e dalle intemperie e di agevolare le operazioni di manutenzione.

L'uscita in corrente alternata di ciascun inverter sarà collegata, tramite cavidotto, al quadro in bassa tensione ubicato nella corrispondente cabina di trasformazione.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.4 Cabina di trasformazione (skid)

All'interno del campo fotovoltaico saranno ubicate 8 cabine di trasformazione, due per lotto di impianto, realizzate su strutture di tipo skid, principalmente costituite da:

- Trasformatore MT/BT;
- Quadro di media tensione;
- Quadro BT: quadro di parallelo inverter, quadro ausiliari, UPS.

Lo scopo di dette cabine è di ricevere la potenza elettrica in Corrente Alternata proveniente dagli inverter di stringa ubicati in campo e innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 800V a 15'000V).

Per ogni lotto di impianto saranno presenti cabine di due taglie differenti:

- 1 cabina da 2'000 kVA
- 1 cabina da 2'400 kVA;

Per un totale, considerando l'intero progetto, di 4 cabine da 2'000 kVA e 4 cabine da 2'400 kVA.

Le cabine saranno costituite da strutture prefabbricate containerizzate, con dimensioni di 6,06x2,44x3,0 m e saranno realizzate in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP54.

Il permesso di costruire verrà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica, che ricade all'interno del procedimento PAUR.

Le cabine verranno installate su fondazioni in calcestruzzo armato gettate in opera, con il relativo progetto strutturale che verrà realizzato e depositato presso il Genio Civile competente in fase di progettazione esecutiva.

Le fondazioni di ciascuna cabina saranno costituite da plinti in CLS aventi profondità di circa 0,9 m rispetto al piano del suolo. All'interno di ciascuna fondazione sarà ubicata una vasca adeguatamente impermeabilizzata al fine di raccogliere l'eventuale sversamento dell'olio contenuto nei trasformatori MT/BT (evento la cui probabilità è ad ogni modo molto contenuta). Il volume della vasca sarà superiore al volume di olio minerale contenuto all'interno dei trasformatori stessi.

Le cabine di trasformazione, rispetto al piano di campagna, saranno rialzate in modo tale da non essere interessate da fenomeni alluvionali.

Le cabine sono inoltre dotate di opportuno sistema antincendio e, così come previsto dalla normativa vigente e dalla normativa in materia di sicurezza e salute sui luoghi di lavoro, su ogni cabina è posizionata apposita cartellonistica al fine di segnalare la presenza delle macchine elettriche oggetto della presente relazione.

Per maggiori dettagli sull'innalzamento delle cabine si rimanda all'elaborato grafico "RNE21.PD.T.19.00 - Disegno architettonico Cabina di Trasformazione MT-BT", di cui si riporta di seguito un estratto.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



VISTE ESTERNE

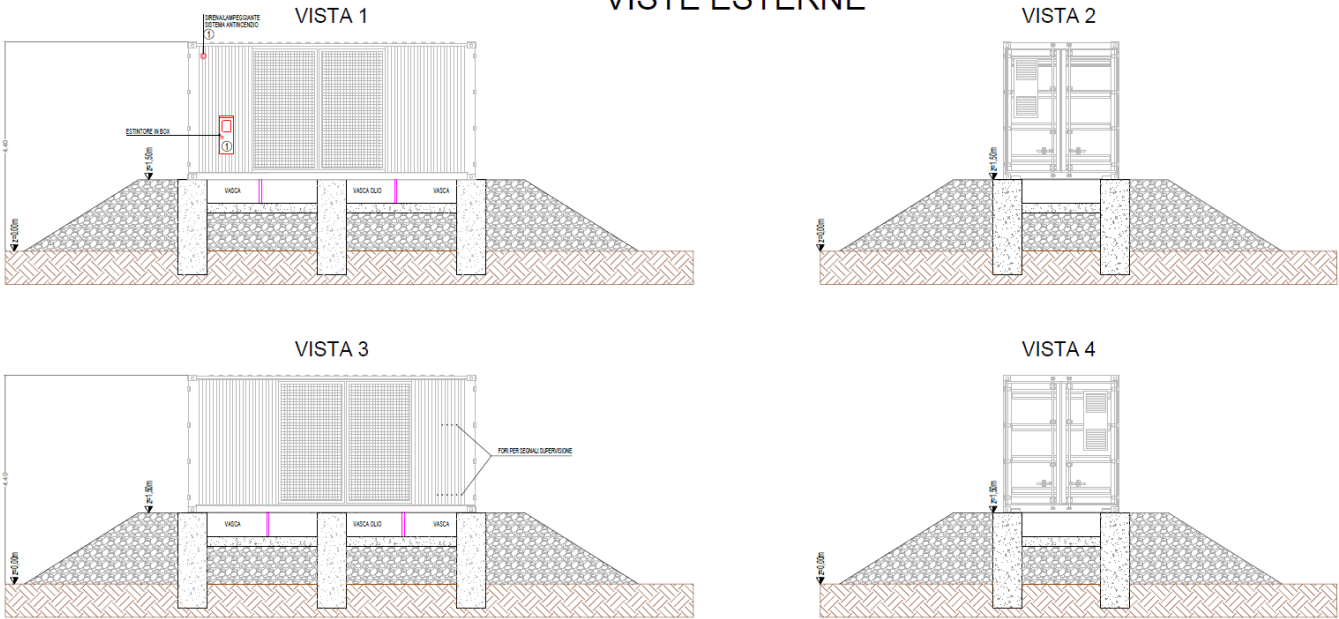


Figura 9: Immagine esemplificativa della cabina di trasformazione BT/MT

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.4.1 Trasformatore BT/MT

All'interno di ciascuna cabina sarà ubicato un trasformatore elevatore BT/MT, raffreddato ad olio, sigillato ermeticamente ed installato su apposita vasca di raccolta olio.

Le principali caratteristiche delle macchine selezionate sono riportate in Tabella 8. Per il progetto in questione sono state scelte due tipologie di trasformatore con potenza nominale rispettivamente di 2'000 kVA e 2'500 kVA e rapporto di trasformazione pari a 15'000/800V.

Tabella 8 - Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche

Caratteristiche costruttive	Ermetico - KNAN Natural Oil (FR3)	Ermetico - KNAN Natural Oil (FR3)
<b>Potenza</b>	2'000 kVA	2'500 kVA
<b>Gruppo vettoriale</b>	Dy11	Dy11
<b>Tensione primario - <math>V_1</math></b>	15'000 V	15'000 V
<b>Tensione secondario - <math>V_2</math></b>	800 V	800 V
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz	50 Hz
<b><math>V_{cc}</math></b>	7%	7%
<b>Perdite nel ferro</b>	According Ecodesign Tier 2	According Ecodesign Tier 2
<b>Perdite nel rame</b>	According Ecodesign Tier 2	According Ecodesign Tier 2
<b>Dimensioni</b>	2,15 x 1,4 x 2,2 [m]	2,1 x 1,5 x 2 [m]
<b>Peso – con olio</b>	4,8t	5,8t
<b>Peso – senza olio</b>	3,9t	4,8t

L'olio utilizzato come isolante all'interno del trasformatore è del tipo naturale FR3, quindi caratterizzato da un minor impatto ambientale rispetto al più "tradizionale" olio minerale in quanto realizzato interamente con oli vegetali biodegradabili e con punto di fuoco molto più alto. Sono previsti non più di 1'800 litri di olio per ogni macchina.

In Figura 10 è riportata un'immagine esemplificativa della tipologia di trasformatore installato all'interno di ciascuna cabina.



Figura 10: Trasformatore in olio BT/MT

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.4.2 Quadro MT

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

24kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto da tre unità:

- nr. 2 per l'attestazione dei cavi di MT sia lato rete che lato campo (n.1 per le cabine terminali di ciascuna linea radiale);
- nr.1 per la protezione trasformatore MT/BT, con un relè di protezione dedicato per le protezioni:
  - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
  - massima corrente omopolare per la rimozione dei guasti monofase a terra (51N).

### 3.4.3 Quadro BT

Nella sezione in bassa tensione di ciascuna cabina di trasformazione sarà ubicato un quadro di parallelo (QPCA - 1000V – 2500A – 35kA) per la connessione in parallelo degli inverter di stringa. Ciascun QPCA sarà in grado di ricevere in ingresso fino a dodici (12) inverter e sarà dotato di:

- interruttore di tipo scatolato (4Px2500A) motorizzato con funzione di protezione da sovracorrenti e sezionamento;
- Misuratore dell'energia generata;
- Scaricatore (classe 1+2) per protezione da sovratensioni;
- Relè di controllo della resistenza di isolamento (il sistema di distribuzione è IT);
- Dispositivo di generatore FV: n°12 interruttori manuali (3Px250A), ovvero un interruttore per ogni inverter.

L'uscita dal QPCA sarà quindi collegata al circuito secondario del trasformatore BT/MT.

### 3.4.4 Quadro BT Sezione Ausiliari

La sezione ausiliari sarà costituita da due quadri in bassa tensione contenenti:

- Quadro di alimentazione sezione ausiliari;
- Trasformatori BT/BT (isolato in resina) di potenza nominale pari a 30 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- Un quadro di distribuzione secondaria per l'alimentazione dei carichi della cabina di trasformazione, suddivisi in
  - Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
  - Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali.
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 2h@ 200 VA).

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.5 Cabina di Raccolta

Nel campo a sud, in prossimità dell'accesso, sarà posizionata la cabina di raccolta.

La cabina sarà costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzato (container marino Hi-Cube da 40'' con dimensioni pari a 12,2x2,44x2,9 m), realizzati in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP33. La cabina sarà tinteggiata con gamma cromatica grigio o verde tale da consentirne un migliore inserimento con il contesto paesaggistico circostante.

Il permesso di costruire per la suddetta cabina sarà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica, mentre il progetto delle fondazioni sarà depositato presso il Genio Civile prima dell'inizio dei lavori.

La cabina di raccolta sarà costituita da:

- Nr. 1 locale tecnico con Quadro MT e sezione ausiliari con trasformatore da 100kVA;
- Nr. 1 locale libero per postazione O&M.

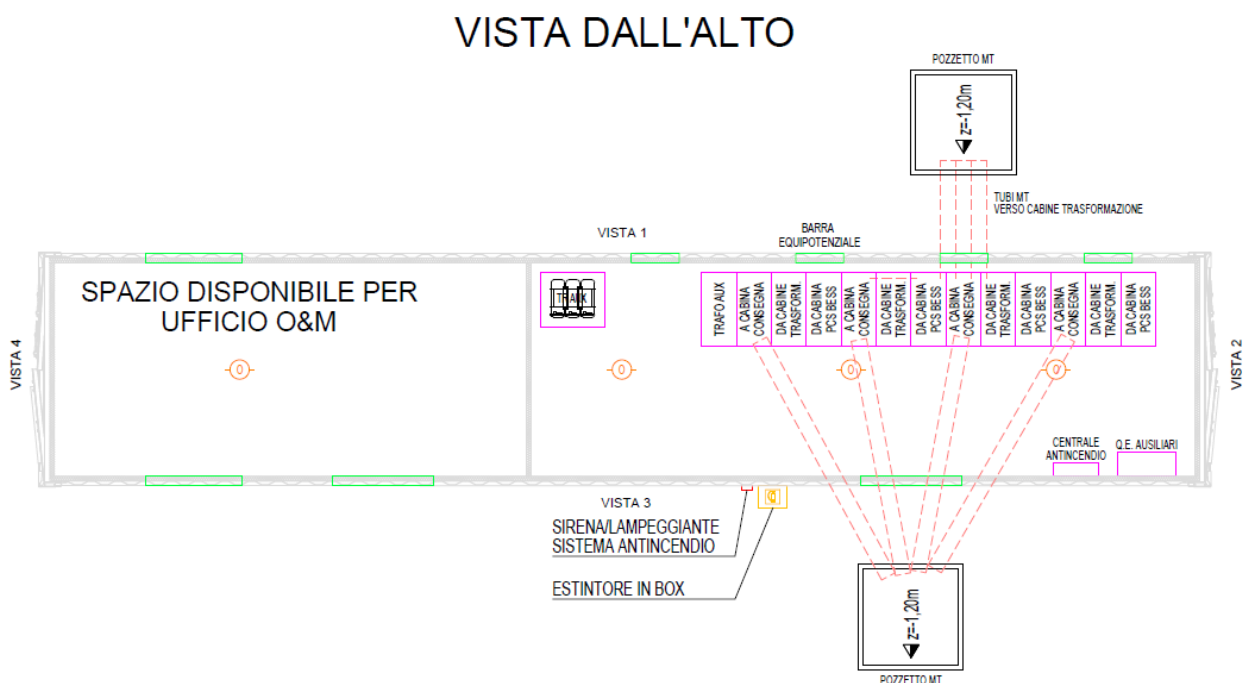


Figura 11: Cabina di Raccolta - Pianta

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

24kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l' Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto dalle seguenti unità:

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- nr. 8 partenze delle linee radiali verso le cabine di trasformazione (4 scomparti) e verso i PCS (quattro scomparti) del sistema di accumulo. Questa unità serve per la protezione della linea in MT di ingresso ed è quindi accessoriata con un relè avente le seguenti protezioni MT:
  - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
  - massima corrente direzionale omopolare per l'apertura in caso di guasto a terra (67).
- nr. 1 partenza per la protezione del trasformatore ausiliari con sezionatore-fusibile MT;
- nr. 4 scomparti partenza cavi MT verso rispettivamente le quattro cabine utente.

La sezione ausiliari sarà completata da un trasformatore MT/BT (resina E2C2F1, 15/0.4kV, installato nel locale tecnico di cabina) di potenza nominale pari a 100 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari, costituiti da:

- Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
- Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali;
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 12h@ 200 VA).

All'interno della cabina di raccolta, sarà inoltre disponibile uno spazio dedicato al locale O&M. La sala di controllo avrà una postazione con PC fisso, che consentirà di visualizzare le registrazioni del sistema di videosorveglianza e di monitorare i parametri necessari per garantirne il corretto funzionamento.

La cabina di raccolta sarà rialzata rispetto al piano di campagna per evitare l'interferenza con fenomeni alluvionali. In conformità alle normative vigenti in materia di sicurezza e salute sul lavoro, sulla cabina sarà affissa apposita segnaletica per indicare la presenza delle macchine elettriche oggetto di questa relazione.

Per ulteriori dettagli, si rimanda all'elaborato "RNE21.PD.T.20.00 - Disegno architettonico Altri Edifici", di cui si riporta un estratto.



Figura 12: Cabina di Raccolta

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.6 Magazzino

Nel campo a nord è prevista la posa di un magazzino, che avrà lo scopo principale di punto di stoccaggio dei materiali.

Il container sarà costituito da elementi prefabbricati di tipo containerizzato (container marino Hi-Cube da 40'' con dimensioni pari a 12,00x3,00x2,50 m; peso indicativo di 12 t), realizzata in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP33 e sarà tinteggiata con gamma cromatica grigio o verde, tale da consentirne un migliore inserimento con il contesto paesaggistico circostante.

Il permesso di costruire per il magazzino sarà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica, mentre il progetto delle fondazioni sarà depositato presso il Genio Civile prima dell'inizio dei lavori.

Il magazzino, rispetto al piano di campagna, sarà rialzato in modo tale da non essere interessato da fenomeni alluvionali.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato dedicato "RNE21.PD.T.18.00 - Disegno architettonico Altri Edifici", di cui si riporta di seguito un estratto.

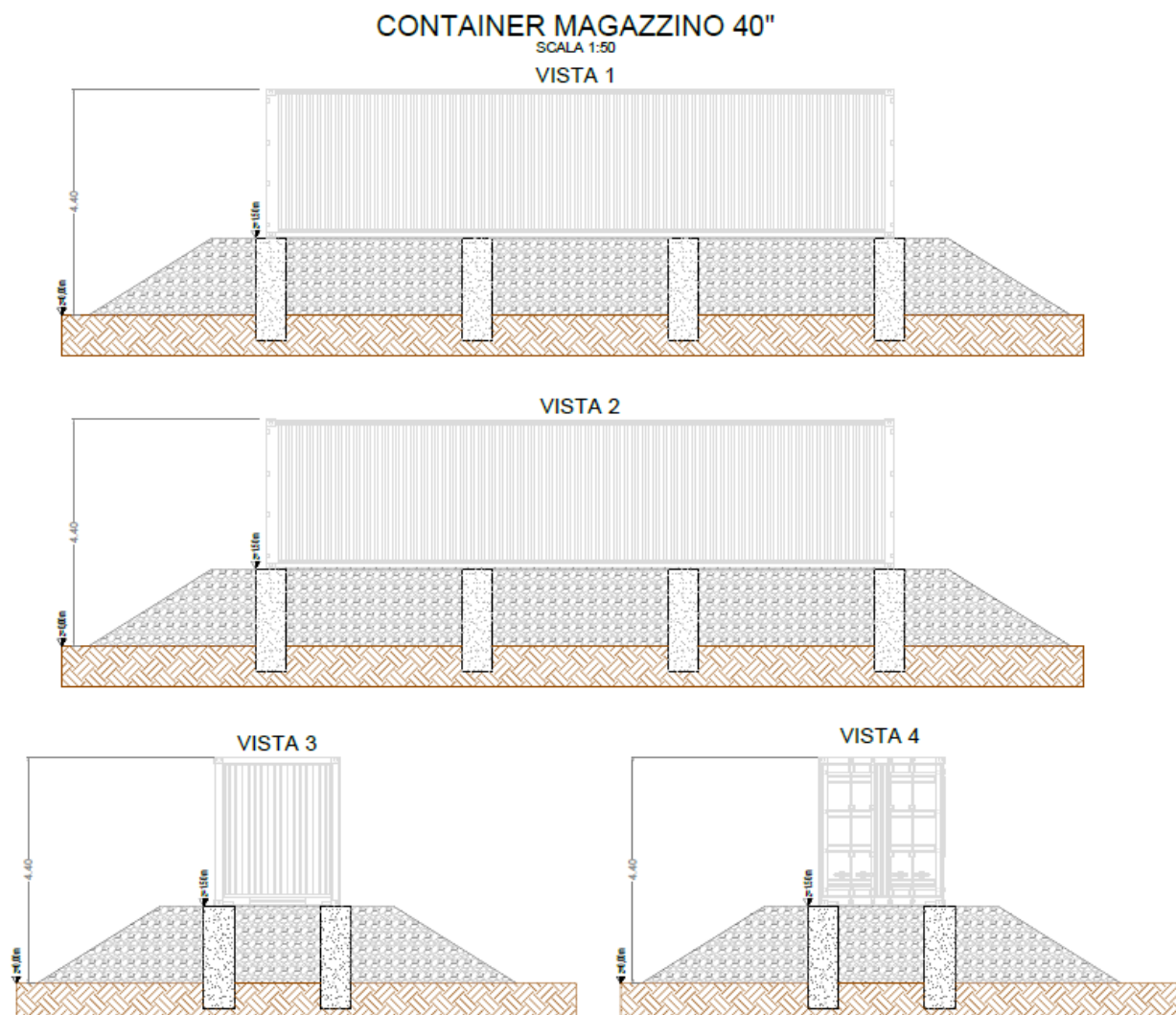


Figura 13: Magazzino

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.7 Sistema di Accumulo

Il Sistema di Accumulo è l'insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Per il presente impianto è stato previsto un sistema di accumulo con batterie al Litio, che è la tecnologia utilizzata più efficacemente per i sistemi di accumulo di energia elettrica, perché gli ioni di Litio hanno una densità di carica molto elevata, la più alta di tutti gli ioni che si sviluppano naturalmente. Gli ioni di Litio sono piccoli, mobili e rapidamente immagazzinabili permettendo alle batterie di essere tra le più compatte. Le batterie di Litio sono alloggiare all'interno di container per esterno.

L'energia accumulata dalle batterie, tramite collegamenti in cavo CC e quadri di parallelo, viene immessa negli inverter centralizzati che sono in grado di trasformare l'energia elettrica da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) in Bassa Tensione (BT). L'energia disponibile in corrente alternata BT è quindi convogliata presso una cabina di trasformazione (PCS) dove verrà trasformata in Media Tensione (MT). Da ogni PCS partirà un cavo MT che convoglia l'energia presso la cabina di raccolta ubicata all'ingresso del campo agri-FV. Nella cabina di raccolta, che ha il compito di convogliare l'energia proveniente dai PCS e dall'impianto agri-FV, partono 4 elettrodotti che convoglieranno l'energia prodotta presso le cabine utente e le cabine di consegna, in cui è definito il Punto di consegna dell'impianto (PdC).

Il flusso dell'energia è bidirezionale ed i cicli di carica e scarica energetica saranno gestiti dall'utente.

In uscita dal PdC ci saranno delle opere di connessione definite in accordo con le indicazioni ricevute dal gestore della rete E-Distribuzione (preventivo con codice rintracciabilità: 395541759).

Il sistema di accumulo del presente impianto è posizionato ad est dell'area di impianto, in posizione centrale.

La piazzola dedicata all'impianto storage, rispetto al piano di campagna, sarà rialzata in modo tale da non essere interessato da fenomeni alluvionali.

#### 3.7.1 Container Batterie

All'interno dei confini dell'impianto è prevista complessivamente l'installazione di 8 container batterie a ioni di Litio, 2 per ogni lotto di impianto, ognuno con una capacità di 5,015 MWh.

Sono stati ipotizzati container batterie Sungrow modello ST5015kWh - 1250kW - 4h, di cui si riportano di seguito le principali caratteristiche:

Datasheet container batteria		
	UDM	
Dimensione	m	6.058x2.896x2.438
Peso	kg	42000
Grado di protezione		IP55
Modalità di controllo Temp.		Raffreddamento a liquido
Grado anti-corrosione		C3

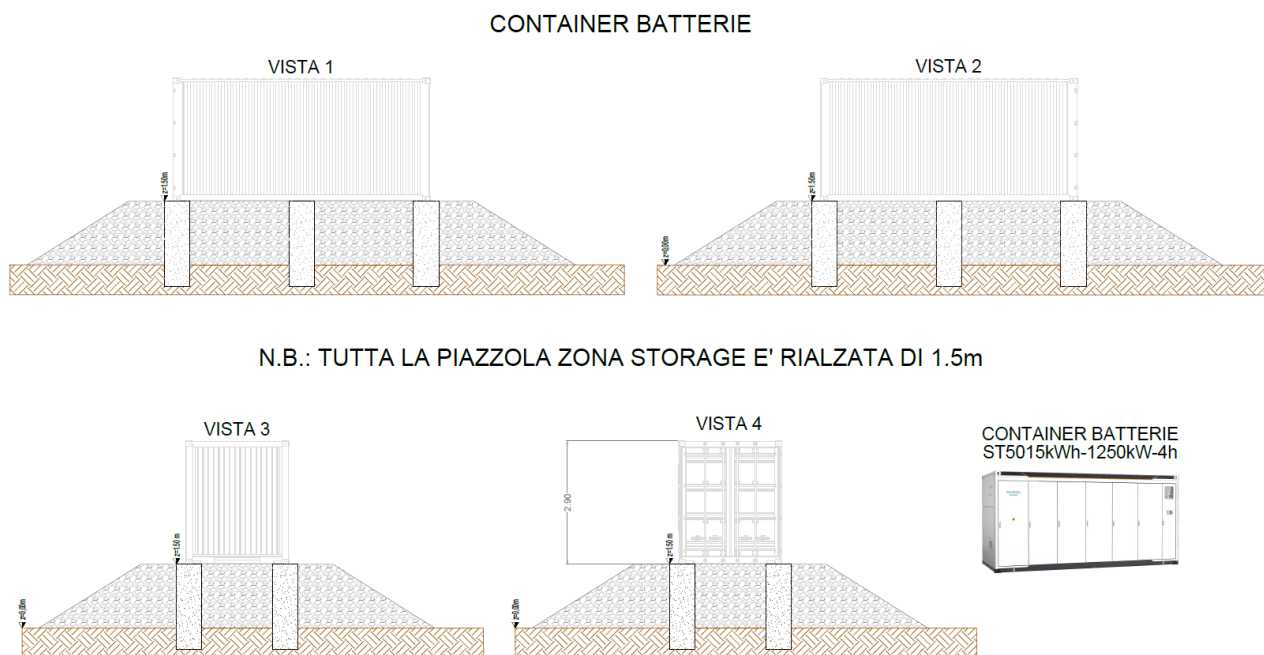
I locali sono separati e isolati l'uno dall'altro per consentire una comoda manutenzione così da poter operare sulle parti guaste in modo isolato. Il design non walk-in garantisce una notevole riduzione di spazio consentendo una elevata integrazione e compattezza delle parti interne oltre che una semplicità nel trasporto, le dimensioni infatti sono in accordo allo standard di container da 20 ft.

L'installazione prefabbricata consente inoltre una facile installazione in loco e conseguente messa in servizio.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato dedicato "RNE21.PD.T.19.00 - Disegno Architettonico Container Batterie e PCS", di cui si riporta di seguito un estratto.



*Figura 14: Container Batteria*

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del container batteria da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori.

Le caratteristiche saranno comunque simili e comparabili a quelle del componente precedentemente descritto, in termini di tecnologia costruttiva, dimensioni e caratteristiche elettriche e non sarà superata la potenza di immissione totale dell'impianto.

Di seguito si riportano dei paragrafi di descrizione più approfondita del container batterie.

#### 3.7.1.1 Batterie

Sono previste batterie a ioni di Litio che è la tecnologia utilizzata più efficacemente per i sistemi di accumulo di energia, perché gli ioni di Litio hanno una densità di carica molto elevata, la più alta di tutti gli ioni che si sviluppano naturalmente. Gli ioni di Litio sono piccoli, mobili e rapidamente immagazzinabili permettendo alle batterie di essere tra le più compatte.

Il funzionamento della batteria è caratterizzato da:

- un intervallo di tensione (range) di funzionamento, che nel caso in esame corrisponde a 1123,4 V – 1497,6 V;
- un certo numero di cicli e velocità di ciclo di carica/scarica; si definisce un fattore in multipli di "C". Nel presente caso il fattore di scarica è 0.25 C ovvero 4h di funzionamento;
- un intervallo di temperatura;
- le batterie sono particolarmente soggette a degrado se non vengono utilizzate, per cui si definisce anche una vita media del prodotto anche se il periodo passivo di stoccaggio è particolarmente lungo.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Il container di alloggiamento delle batterie dovrà quindi avere un sistema di isolamento termico e raffreddamento ottimo ed estremamente affidabile, ed un sistema di spegnimento incendi particolare, che rilevi immediatamente sovratemperature interne a spot e/o valori elettrici anomali ed estingua automaticamente ogni innesco di incendio.

Nel container batteria selezionato il controllo della temperatura avviene tramite raffreddamento con liquido refrigerante. Questa metodologia permette di avere una serie di vantaggi, di seguito indicati:

- **Efficienza Termica:** Il raffreddamento a liquido è molto più efficiente rispetto ai sistemi di raffreddamento ad aria. Permette di mantenere le batterie a temperature ottimali, migliorando le prestazioni e la durata.
- **Controllo Dinamico:** I sistemi intelligenti possono monitorare continuamente la temperatura e regolare il flusso del liquido di raffreddamento in base alle esigenze, garantendo una gestione ottimale della temperatura.
- **Prevenzione del Surriscaldamento:** Mantenendo le batterie a temperature controllate, si riduce il rischio di surriscaldamento, che può danneggiare le celle e ridurre la loro vita utile.
- **Incremento delle Prestazioni:** Temperature più basse possono tradursi in una maggiore efficienza energetica, permettendo alle batterie di operare a potenze più elevate senza compromettere la loro integrità.
- **Versatilità:** Questo tipo di sistema è particolarmente utile in applicazioni ad alta richiesta energetica, come nei sistemi di accumulo per energie rinnovabili o nelle installazioni industriali.

Le batterie vengono disposte in celle elementari contenute in un involucro di alluminio che ha caratteristiche eccellenti in particolare in merito alla conducibilità, sicurezza e dispersione termica verso l'esterno del calore generato dalla batteria stessa. Il fattore di scarica è 0,25C (4 ore).

Le varie celle elementari saranno raggruppate in moduli, in modo da creare un cassetto di dimensioni e meccanica adatta per essere alloggiato all'interno di un rack. Il sistema di alloggiamento e fissaggio è progettato per garantire una dispersione termica, già buona in ventilazione naturale e atta ad avere la massima efficienza con raffreddamento con liquido refrigerante.

I vari moduli verranno raggruppati ed alloggiati nei rack, che saranno in grado di contenere un numero definito di moduli. Ogni rack sarà equipaggiato con un cassetto switchgear. Nello switchgear di stringa saranno presenti contatori DC, fusibili DC di protezione, sensori di tensione e corrente, BMS (Battery Management System) di stringa e le interfacce di potenza e comunicazione.

Il BMS è il sistema di monitoraggio dell'intero banco batterie, che svolge la funzione di monitoraggio, controllo e protezione delle batterie durante il loro funzionamento. Esso comunica con il sistema di controllo del BESS (EMS) al quale trasferisce le informazioni sul funzionamento della singola batteria, del singolo rack e del modulo batterie nel suo complesso, quali tensione, corrente e temperatura e valuta e calcola lo stato di carica (SOC) e lo stato di salute (SOH).

#### 3.7.1.2 Inverter

All'interno di ogni container batterie è presente un inverter centralizzato da 1260 kVA (6 unità da 210 kVA) con tensione d'uscita pari a 690 V.

Gli inverter saranno posizionati in un locale separato e isolato dal locale batterie per consentire una comoda manutenzione così da poter operare sulle parti guaste.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

### 3.7.2 PCS

All'interno del campo fotovoltaico saranno ubicate 4 cabine PCS, una per lotto, realizzate su strutture di tipo skid, principalmente costituite da:

- Trasformatore MT/BT;
- Quadro di media tensione;
- Quadro BT: quadro di parallelo inverter, quadro ausiliari, UPS.

Lo scopo di dette cabine è di ricevere la potenza elettrica in Corrente Alternata proveniente dai container batteria e innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 690V a 15'000V).

Le cabine saranno costituite da strutture prefabbricate containerizzate, con dimensioni di 6,06x2,44x3,0 m e saranno realizzate in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP54.

Il permesso di costruire verrà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica, che ricade all'interno del procedimento PAUR.

Le cabine verranno installate su fondazioni in calcestruzzo armato gettate in opera, con il relativo progetto strutturale che sarà depositato presso il Genio Civile competente.

Le cabine sono inoltre dotate di opportuno sistema antincendio e, così come previsto dalla normativa vigente e dalla normativa in materia di sicurezza e salute sui luoghi di lavoro, su ogni cabina è posizionata apposita cartellonistica al fine di segnalare la presenza delle macchine elettriche oggetto della presente relazione.

Per maggiori dettagli sull'innalzamento delle cabine si rimanda all'elaborato grafico "RNE22.PD.T.21.00 - Disegno architettonico container batterie e PCS" di cui se ne riporta di seguito uno stralcio.

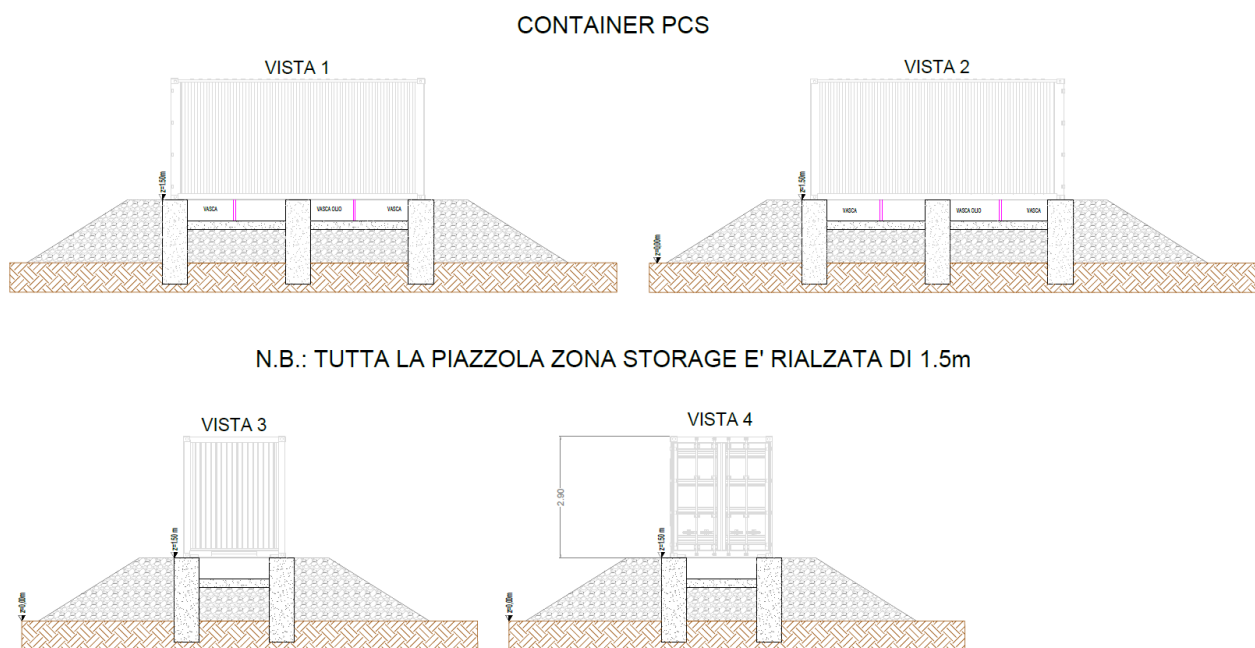


Figura 15: PCS

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.7.3 Trasformatore BT/MT

All'interno di ciascuna cabina sarà ubicato un trasformatore elevatore BT/MT, raffreddato ad olio, sigillato ermeticamente ed installato su apposita vasca di raccolta olio.

Per il progetto in questione è stata scelta una sola tipologia di trasformatore con potenza nominale di 2'500 kVA e rapporto di trasformazione pari a 15'000/800V.

Tabella 9: Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche

<b>Caratteristiche costruttive</b>	Ermetico - KNAN Natural Oil (FR3)
<b>Potenza</b>	2'500 kVA
<b>Gruppo vettoriale</b>	Dy11
<b>Tensione primario - <math>V_1</math></b>	15'000 V
<b>Tensione secondario - <math>V_2</math></b>	690 V
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b><math>V_{cc}</math></b>	7%
<b>Perdite nel ferro</b>	According Ecodesign Tier 2
<b>Perdite nel rame</b>	According Ecodesign Tier 2
<b>Dimensioni</b>	2,1 x 1,5 x 2 [m]
<b>Peso – con olio</b>	5,8t
<b>Peso – senza olio</b>	4,8t

L'olio utilizzato come isolante all'interno del trasformatore è del tipo naturale FR3, quindi caratterizzato da un minor impatto ambientale rispetto al più "tradizionale" olio minerale in quanto realizzato interamente con oli vegetali biodegradabili e con punto di fuoco molto più alto. Sono previsti non più di 1'800 litri di olio per ogni macchina.

### 3.7.4 Quadro MT

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

24kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto da tre unità:

- nr. 1 per l'attestazione dei cavi di MT;
- nr.1 per la protezione trasformatore MT/BT, con un relè di protezione dedicato per le protezioni:
  - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
  - massima corrente omopolare per la rimozione dei guasti monofase a terra (51N).

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.7.5 Quadro BT Sezione Ausiliari

La sezione ausiliari sarà costituita da due quadri in bassa tensione contenenti:

- Quadro di alimentazione sezione ausiliari;
- Trasformatori BT/BT (isolato in resina) di potenza nominale pari a 50 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- Un quadro di distribuzione secondaria per l'alimentazione dei carichi della cabina di trasformazione, suddivisi in
  - Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
  - Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali.
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 2h@ 200 VA).

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.8 Cabina di Consegna e Cabina Utente

Nel comune di Cento al foglio 41 p.lla 375 è prevista l'installazione di quattro cabine di consegna, ciascuna suddivisa in due monoblocchi: il primo con locale Enel+Misure ed il secondo ad unico locale utente.

La nuova cabina di consegna sarà una cabina elettrica prefabbricata in c.a.v. Monoblocco Omologata Enel Mod. DG2061 Ed.09 realizzata in conformità alle vigenti normative e disposizioni ENEL, adatta per il contenimento delle apparecchiature MT/BT.

A fianco di ciascuna Cabina di Consegna sarà ubicata una cabina adibita a locale utente.

La cabina è una cabina prefabbricata monoblocco in c.a.v, con dimensioni approssimative pari a 4,00 x 2,50 x 2,66 m. Questo box prefabbricato CEP è identificato come un monoblocco tridimensionale prefabbricato a unico getto in conglomerato cementizio armato vibrato.

Il permesso di costruire per le suddette cabine sarà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica, mentre il progetto delle fondazioni sarà depositato presso il Genio Civile prima dell'inizio dei lavori.

Le cabine saranno posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazioni per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

L'accesso a queste cabine sarà garantito mediante la realizzazione di una piazzola antistante accessibile direttamente dalla strada.

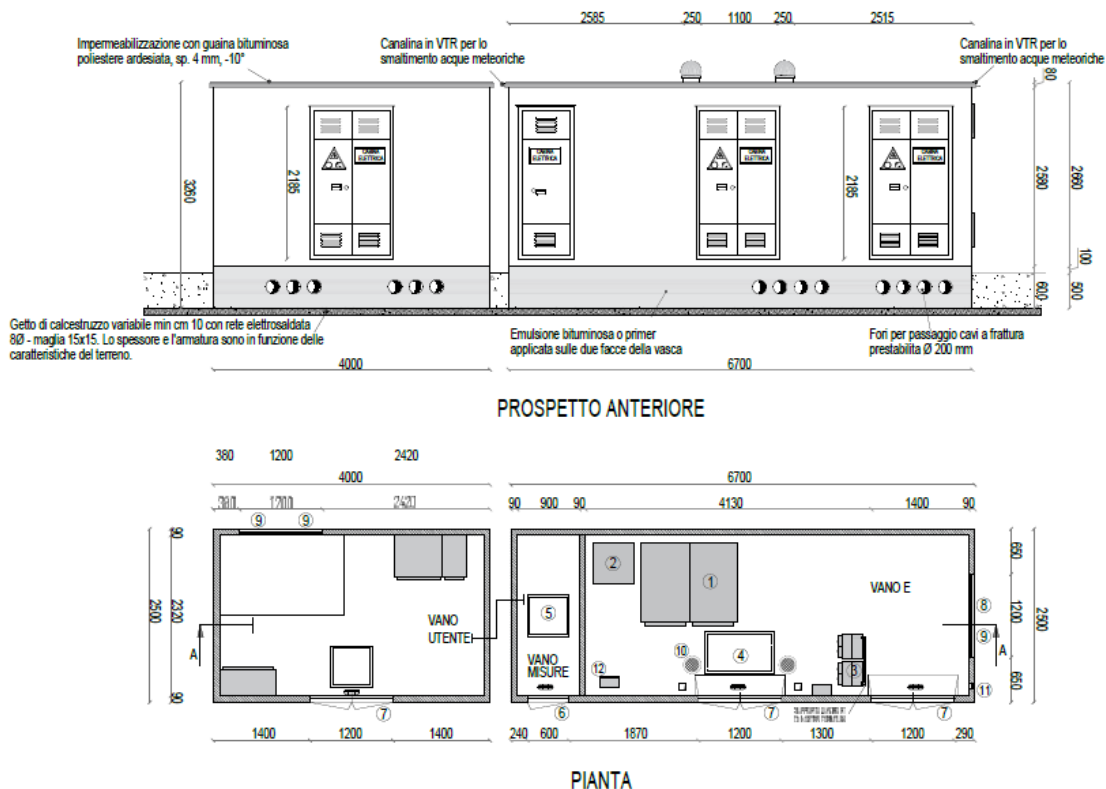


Figura 16: Cabina di consegna e cabina utente

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.9 Elettrodotto Utente MT - Campo FV – Cabine di Consegna

La linea elettrica di trasmissione dell'energia generata tra i campi FV e le cabine di consegna sarà costituita da quattro elettrodotti interrati eserciti in Media Tensione a 15 kV.

Il percorso dei sovra-menzionati elettrodotti in MT si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 5,1 km, ed è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando ove possibile gli attraversamenti di terreni agricoli. Per ulteriori dettagli in merito al percorso del suddetto elettrodotto e alla modalità di gestione delle interferenze si rimanda all'elaborato dedicato, del quale si riporta di seguito un estratto.



Figura 17: Percorso degli elettrodotti utente su ortofoto

Gli elettrodotti MT si svilupperanno principalmente su strada pubblica, eccezion fatta per le seguenti particelle private:

- Catasto terreni del Comune di San Pietro in Casale (BO): Fg. 1 p.lla 105;
- Catasto terreni del Comune di Pieve di Cento (BO): Fg 6 - p.lle 178, 97, 23, 22, 60, 184;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 59 - p.lle 15, 45, 48, 49, 12, 11, 1;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 58 - p.lla 54, 98;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 40 - p.lle 372, 635;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 41 - p.lle 377, 376, 375;
- Catasto terreni del Comune di Cento (FE): Fg 44 - p.lla 401.

Sulle strade pubbliche si chiederà all'ente gestore concessione di cavidotto.

Per maggiori dettagli si rimanda al Piano Particellare del progetto.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



### 3.10 Elettrodotto MT di rete E-Distribuzione S.p.A. - Cabine di Consegna – Cabina Primaria

La linea elettrica di trasmissione dell'energia generata tra le cabine di consegna e la cabina primaria di Cento, sarà costituita dalle seguenti tratte:

- Cavidotto di connessione – tratta tra CP Cento e cabina di consegna 4: realizzazione di un nuovo raccordo MT in cavo interrato di lunghezza complessiva pari a circa 570m in configurazione 3//(1x240) mm<sup>2</sup>;
- Cavidotto di connessione – tratta tra CP Porcari e cabina di consegna 2: realizzazione di un nuovo raccordo MT in cavo interrato di lunghezza complessiva pari a circa 585m in configurazione 3//(1x240) mm<sup>2</sup>;
- Cavidotto di connessione – tratta tra Cabina di Consegna 3 e Cabina di Consegna 4: realizzazione di un nuovo raccordo MT in cavo interrato di lunghezza complessiva pari a circa 10m in configurazione 3//(1x240) mm<sup>2</sup>;
- Cavidotto di connessione – tratta tra Cabina di Consegna 1 e Cabina di Consegna 2: realizzazione di un nuovo raccordo MT in cavo interrato di lunghezza complessiva pari a circa 10m in configurazione 3//(1x240) mm<sup>2</sup>;
- Cabine di consegna 1– realizzazione di una cabina locale Enel+Misure (DG2061 Ed.09), prevedendo nr. 1 scomparto MT linea e nr. 1 scomparto MT di consegna;
- Cabine di consegna 2– realizzazione di una cabina locale Enel+Misure (DG2061 Ed.09), prevedendo nr. 2 scomparti MT di Linea e nr. 1 scomparto MT di consegna;
- Cabine di consegna 3– realizzazione di una cabina locale Enel+Misure (DG2061 Ed.09), prevedendo nr. 1 scomparto linea e nr. 1 scomparto MT di consegna;
- Cabine di consegna 4 – realizzazione di una cabina locale Enel+Misure (DG2061 Ed.09), prevedendo nr. 2 scomparti MT di Linea e nr. 1 scomparto MT di consegna.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



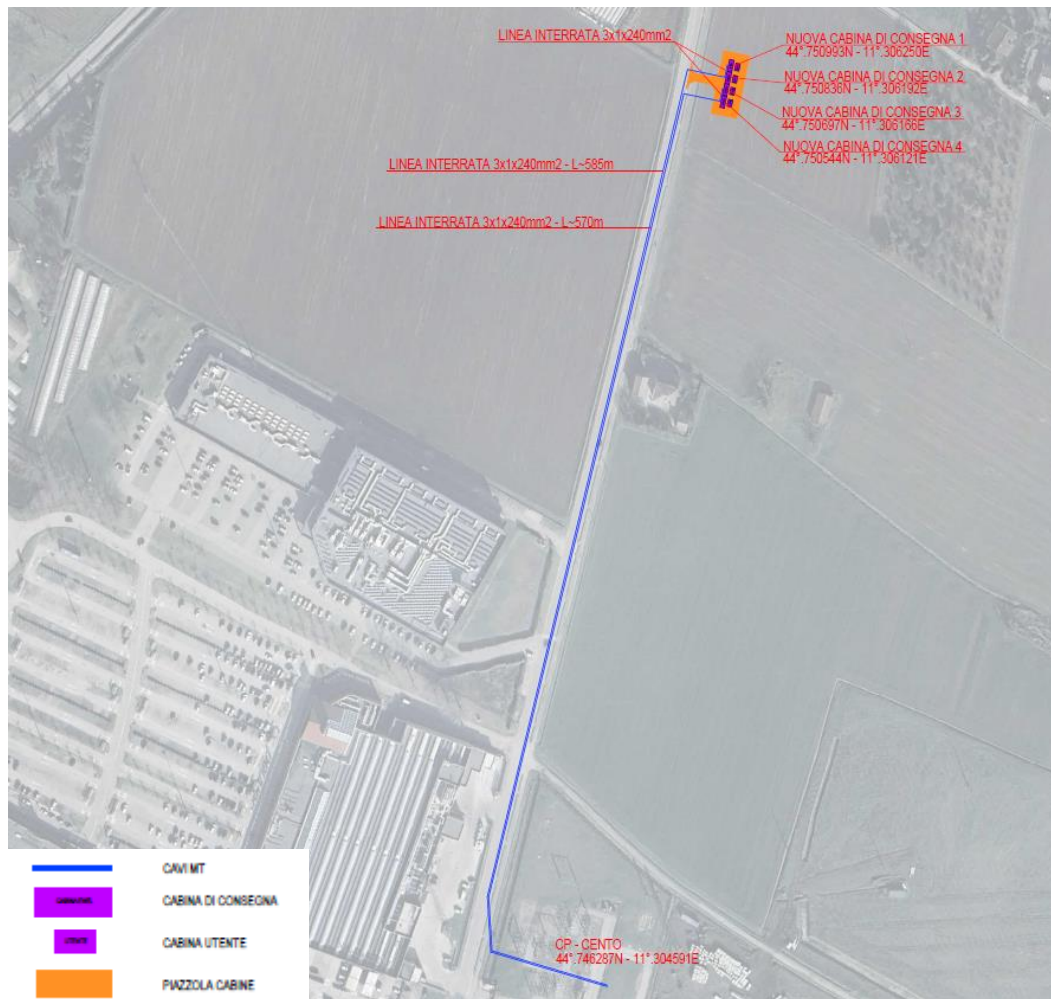


Figura 18: Percorso degli elettrodotti di rete MT su Ortofoto

Il sistema di distribuzione dell'energia sarà situato nel comune di Cento e si estenderà completamente lungo la viabilità pubblica, con l'eccezione della particella catastale n. 375 del foglio n. 41, dove saranno collocate quattro cabine di consegna, della particella catastale n. 376 del foglio n.41 e della particella catastale n. 481 del foglio n. 44, dove è ubicata la Cabina Primaria di Cento.

Sulla strada pubbliche si chiederà all'ente gestore concessione perpetua ed inamovibile del cavidotto.

Per maggiori dettagli si rimanda al Piano Particellare del progetto.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.11 Impianti di sorveglianza / illuminazione

Al fine di garantire la non accessibilità del sito al personale non autorizzato e l'esercizio in sicurezza dell'impianto agri-voltaico, esso sarà dotato di un sistema antintrusione.

L'impianto FV sarà recintato e ciascun punto di accesso sarà dotato di tastierino numerico per consentire l'accesso al solo personale autorizzato.

Il sistema di vigilanza sarà essenzialmente costituito da videocamere di sorveglianza posizionate:

- lungo la recinzione prevedendo una telecamera su ogni palo dedicato di altezza pari a 5m, ciascuna orientata in modo da guardare la successiva, posta ad una distanza massima pari a 70m, che dovrà essere il raggio d'azione della telecamera stessa. Ogni telecamera sarà inoltre dotata di sensore IR da ¼" per la visione notturna, con campo di funzionamento di circa 100m. Le videocamere saranno posizionate lungo la recinzione perimetrale di ciascun campo ad intervalli di 50÷70m;
- in prossimità di ogni cabina elettrica prevedendo una telecamera per poter controllare e registrare eventuali accessi alle cabine stesse.

Il sistema di vigilanza è completato da una postazione dotata di PC fisso, ubicata in un locale dedicato nella cabina di raccolta tramite la quale sarà possibile visualizzare le video-registrazioni.

È prevista inoltre l'installazione di punti luce isolati nei soli punti necessari, ovvero in prossimità degli ingressi all'impianto, delle cabine di trasformazione, della cabina di raccolta e del sistema di accumulo.

Questi punti luce saranno costituiti da lampade a LED direzionali posizionate su pali o sorgenti equivalenti, con funzione antintrusione, che si accenderanno solo in caso di intrusione dall'esterno al fine di minimizzare l'inquinamento luminoso ed il consumo energetico.

In caso di rilevazione di intrusione non autorizzata saranno inoltre attivati allarmi acustici nonché segnalazioni automatiche via GSM/SMS a numeri telefonici preimpostati.

L'illuminazione dell'impianto sarà compatibile con la normativa contro l'inquinamento luminoso in quanto sarà utilizzata per i corpi illuminanti la tecnologia led e saranno orientati in modo tale che la configurazione escluda la dispersione della luce verso l'alto e verso le aree esterne limitrofe.

I fasci luminosi saranno diretti verso il basso, mentre i sensori di movimento del sistema di illuminazione saranno tarati in campo al fine di attivarsi esclusivamente con la presenza di entità significative (in termini di volume). Ciò consentirà all'impianto di non attivarsi per la maggior parte del tempo e non essendo attivato dalla presenza della fauna locale di piccola taglia (es. volpi, conigli, istrici etc.).

### 3.12 Impianti Anti-roditori

Tutte le cabine di impianto potranno essere equipaggiate di un proprio impianto anti-roditori ad emissioni di ultrasuoni ad alta frequenza in modo da dissuadere eventuali roditori dal danneggiare i cavi di potenza nel passaggio di vasche di fondazione.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

### 3.13 SCADA/monitoraggio

L'impianto agrivoltaico avanzato sarà dotato di un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) in grado di effettuare il monitoraggio del suo funzionamento al fine di verificare costantemente la corretta operatività dei suoi componenti e garantire i livelli prestazionali previsti in fase progettuale.

Esso sarà costituito fondamentalmente da:

- sensori e strumenti di misura ubicati in campo (ad es. centraline meteorologiche) e nei quadri elettrici ubicati all'interno delle cabine di trasformazione e della cabina di raccolta;
- una rete dati, via cavo di segnale (RS485 e fibra ottica), per la lettura delle misure effettuate dai sovra-menzionati sensori, nonché di misure e segnali di allarme provenienti dalle apparecchiature dotate di sistema di comunicazione (es. protocollo ModBus RTU), quali:
  - Inverter centralizzati: misure elettriche in CC e CA quali tensione, corrente, potenza, energia, frequenza, ecc. ed allarmi;
  - Tracker mono-assiali: posizione, consumo elettrico, allarmi, ecc.;
  - Trasformatori: misure elettriche, temperatura interna, stato protezioni, ecc.
  - Contatori energetici, centraline, ecc.
- PC industriale, ubicati presso la cabina di raccolta, in grado di gestire il flusso di dati, nonché di ricevere istruzione provenienti dal gestore di rete o da operatore remoto e di inviare comandi ai principali componenti d'impianto (es. setpoint di funzionamento agli inverter);
- Server per la memorizzazione locale di tutti i dati acquisiti, nonché la trasmissione via internet degli stessi presso un server remoto, ubicato in un locale dedicato posizionato all'interno del prefabbricato della cabina di raccolta.

Presso ciascun impianto FV sarà installata una stazione meteorologica dedicata, dotata di strumenti di misura (opportunamente certificati e tarati) in grado di acquisire i parametri necessari alla valutazione delle prestazioni energetiche del generatore FV tramite il calcolo dei principali indicatori prestazionali previsti dalla normativa di settore (IEC 61724-1/2/3).

Ciascuna stazione meteo comprenderà almeno i seguenti sensori:

- Piranometro a termopila per la misura dell'irraggiamento solare globale sul piano orizzontale;
- Piranometri a termopila installati in posizione solidale alle strutture ad inseguimento solare monoassiale per la misura dell'irraggiamento solare globale sul piano dei moduli FV;
- Sensore per la misura della temperatura ambiente (es. PT100);
- Sensori per la misura della temperatura di retro-modulo (es. PT100);
- Anemometro per la misura della velocità del vento dotato di banderuola per misura della direzione del vento;
- Sensori per misura di umidità dell'aria e pressione atmosferica.

Si prevede la realizzazione di un sistema software integrato in grado di consentire una visualizzazione organica di tutti i principali parametri operativi dei sovra-menzionati componenti, tramite apposito sinottico visualizzabile da operatore che consenta un efficace monitoraggio da remoto.

Lo SCADA sarà inoltre in grado di integrare gli allarmi provenienti sia dai singoli componenti (malfunzionamenti), che dagli impianti accessori dell'impianto FV, quale l'impianto anti-incendio e sistema anti-intrusione.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 4 Opere civili

La realizzazione del presente impianto agri-FV comporta la necessità di eseguire alcune opere civili, necessarie per la sua costruzione, esercizio e manutenzione, che verranno descritte nei seguenti paragrafi.

Per ulteriori dettagli in merito si rimanda alla relazione dedicata.

### 4.1 Strutture di sostegno moduli FV

Tali strutture, le cui principali caratteristiche e modalità di funzionamento sono state descritte nel paragrafo dedicato (par. 3.2), potranno essere infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, o tramite avvitaimento, per una profondità variabile.

La profondità indicativa di infissione dei pali sarà pari a quella che risulterà dal dimensionamento esecutivo risultante da dettagliate analisi geotecniche. Il valore definitivo sarà determinato caso per caso in funzione della specifica qualità del suolo.

Qual ora la lunghezza dei pali di sostegno da infiggere, per via delle caratteristiche geotecniche del terreno, dovesse essere elevata, si valuterà l'adozione puntuale di cemento per la realizzazione di fondazioni dei pali, in grado di garantire la stabilità e l'esercizio in sicurezza delle strutture di sostegno dei moduli FV. In ogni caso, le opere previste saranno determinate in fase esecutiva e saranno tali da garantire una dismissione compatibile con le buone pratiche di economia circolare e ripristino ambientale del sito alla fine del ciclo di vita del progetto.

Tutti gli elementi della struttura, inclusi i sistemi di fissaggio/ancoraggio dei moduli fotovoltaici, sono realizzati in acciaio galvanizzato a caldo in grado di garantire una vita utile delle strutture pari a 40 anni.

### 4.2 Cabine e prefabbricati

Le cabine e gli edifici prefabbricati previsti per l'impianto FV in oggetto saranno delle seguenti tipologie:

1. Magazzino (meglio descritto nei paragrafi precedenti);
2. Cabina di raccolta (meglio descritto nei paragrafi precedenti);
3. Cabina di trasformazione (meglio descritta nei paragrafi precedenti);
4. Container Batteria (meglio descritto nei paragrafi precedenti);
5. PCS (meglio descritto nei paragrafi precedenti);
6. Cabina di consegna (meglio descritta nei paragrafi precedenti);
7. Cabina utente (meglio descritta nei paragrafi precedenti).

Per ulteriori dettagli in merito alle dimensioni nonché al layout interno del prefabbricato si rimanda agli elaborati dedicati.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.3 Recinzione

Al fine di impedire l’accesso a soggetti non autorizzati, l’area di impianto sarà delimitata da una recinzione metallica, integrata con i sistemi di video-sorveglianza ed illuminazione. Essa costituisce un efficace strumento di protezione da eventuali atti vandalici o furti, con un minimo impatto visivo in quanto ubicata all’interno della fascia di mitigazione ambientale.

I particolari dimensionali delle recinzioni sono riportati nell’elaborato grafico “RNE21.PD.T.16.00 - Particolari struttura FV e dettagli”, di cui si riporta un estratto di seguito:

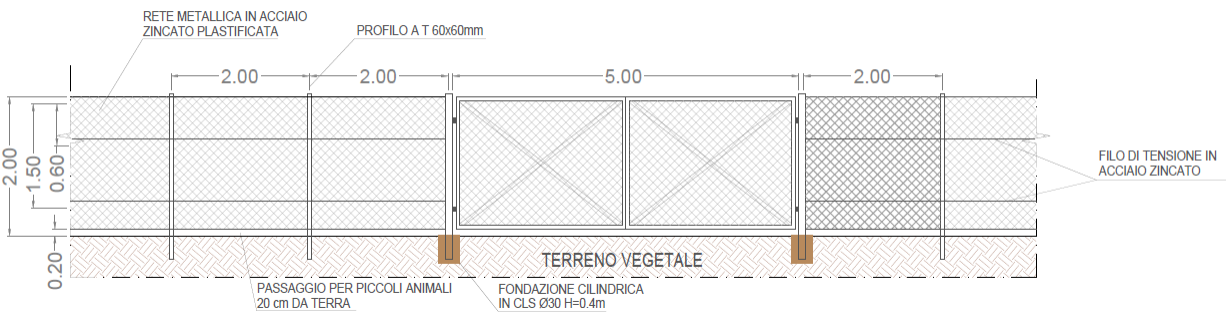


Figura 19: Recinzione

La recinzione perimetrale sarà costituita da una rete metallica in acciaio zincato, plastificata e di colore verde, mantenuta in tensione da fili in acciaio zincato posizionati lungo le estremità superiore e inferiore.

Il sostegno sarà garantito da pali verticali che saranno ancorati al terreno tramite fondazioni cilindriche realizzate in CLS, infisse nel terreno per una profondità non superiore a 40cm.

L’altezza massima della recinzione sarà pari a 2 m, mentre sarà rialzata, per tutta la sua lunghezza, di 20 cm rispetto il suolo al fine di consentire il libero transito alla fauna selvatica di piccole dimensioni.

In prossimità dell’accesso principale di ciascun campo sarà predisposto un cancello metallico per gli automezzi avente larghezza di 5 m e altezza 2 m.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.4 Viabilità interna

Al fine di garantire l'accessibilità dei mezzi di servizio per lo svolgimento delle attività di installazione e manutenzione dell'impianto, verranno utilizzate le strade già presenti e verranno predisposte nuove strade per poter accedere all'area di cantiere. Tali strade verranno mantenute anche successivamente alla fine della costruzione dell'impianto al fine di permettere il raggiungimento dell'impianto per effettuare attività di manutenzione.

Il posizionamento delle strade di servizio è stato studiato in considerazione dell'orografia e della conformazione dei terreni disponibili, in maniera tale da evitare raggi di curvatura troppo "stretti" o pendenze elevate che potrebbero comportare rischi per la sicurezza per la circolazione degli automezzi in fase di installazione e manutenzione, e al fine di minimizzare l'impatto sulle attività agricole.

Le strade di servizio saranno ad un'unica carreggiata e sarà assicurata la loro continua manutenzione. La larghezza delle strade viene contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli, e per il presente progetto è stata stabilita pari a 4 metri.

Al fine di minimizzare l'impatto sul terreno, la viabilità interna all'impianto sarà realizzata in terra battuta, con uno spessore pari a 10 cm posizionato su uno strato di pietrisco di spessore pari a 30 cm per facilitare la stabilità della stessa.

Per ulteriori dettagli in merito al posizionamento delle strade interne ad ogni campo FV si rimanda agli specifici elaborati grafici "RNE21.PD.T.21.00 - Viabilità interna - percorsi e dettagli".

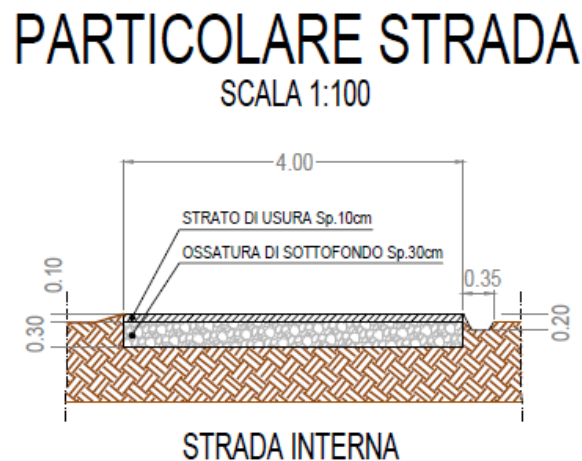


Figura 20: Particolare Strada

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.5 Livellamenti e movimentazione di terra

Prima di procedere all'installazione dei vari componenti d'impianto, sarà necessario effettuare alcune attività di preparazioni dei terreni stessi.

In primis verrà effettuata una pulizia dei terreni tramite scotico superficiale del terreno finalizzato alla rimozione di eventuali arbusti, piante selvatiche pre-esistenti e pietre superficiali, nonché all'ottenimento di aree con pendenza definita ed omogenea.

La scelta progettuale di utilizzare strutture di sostegno dei moduli FV a palo infisso e senza fondazioni consentirà di minimizzare la necessità di livellamenti localizzati. Tali livellamenti saranno invece necessari per le sole aree previste per il posizionamento delle cabine (soluzione containerizzata o prefabbricata) che saranno descritte successivamente.

Come rappresentato nell'elaborato *"RNE21.PD.T.20.00 - Dettagli pendenze di campo"*, la conformazione pianeggiante delle aree selezionate per la realizzazione dell'impianto FV risulta perfettamente compatibile con le strutture di sostegno previste, non richiedendo di conseguenza alcun livellamento del terreno per la loro posa.

I livellamenti del terreno saranno relativi alla ricollocazione in campo delle terre derivate dalle attività di scotico e dalla realizzazione di scavi e fondazioni. Le terre dovranno essere gestite conformemente al D.P.R. 120/2017 e si prevede che siano prioritariamente riutilizzate in-situ (per reinterri e sistemazione del lotto) ai sensi dell'art. 185 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii.

I livellamenti saranno necessari per le sole aree previste per il posizionamento delle cabine di trasformazione, della cabina di raccolta, del sistema di accumulo e del magazzino, che verranno sopraelevati rispetto al piano di campagna.

Per maggiori dettagli sull'innalzamento delle cabine si rimanda agli elaborati grafici *"RNE21.PD.T.17.00 - Disegno architettonico Cabina di Trasformazione MT-BT"*, *"RNE21.PD.T.18.00 - Disegno architettonico Altri Edifici"* e *"RNE21.PD.T.19.00 - Disegno Architettonico Container Batterie e PCS"*.

Si sottolinea come questa attività di livellamento sarà ottimizzata in fase di direzione lavori.

Si garantisce comunque che la variazione di quota del terreno, verrà effettuata garantendo la non alterazione del deflusso delle acque meteoriche.

Per quanto attiene alla stima dei volumi di scavo necessari per la realizzazione delle opere in oggetto di rimanda all'elaborato dedicato *"RNE21.PD.R.03.00 - Calcolo superfici e volumi"*.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

#### 4.6 Cantierizzazione/realizzazione

La realizzazione dell'impianto sarà divisa in varie fasi. Ogni fase potrà prevedere l'impiego di uno o più macchinari (muletti, escavatrici, gru per la posa della cabine/container, ecc.), all'occorrenza cingolati al fine di poter operare senza la necessità di realizzare viabilità ad hoc con materiale inerte.

A questo proposito è opportuno precisare che non sono previsti interventi di adeguamento della viabilità pubblica pre-esistente al fine di consentire il transito dei mezzi idonei al montaggio e alla manutenzione.

La cantierizzazione dei terreni e l'esecuzione dei lavori sarà effettuata in fasi successive.

L'organizzazione delle aree cantierate (aree di deposito, impianti di cantiere, recinzioni, segnaletica) sarà effettuata secondo la specifica normativa di settore e come delineato all'interno del piano di sicurezza e coordinamento che sarà redatto in fase di progettazione costruttiva.

Si rimanda per maggiori dettagli all'elaborato *"RNE21.PD.T.05.01 - Inquadramento aree di cantiere su CTR"*.

Per quanto riguarda i costi di costruzione e il relativo cronoprogramma si rimanda rispettivamente alle relazioni dedicate *"RNE21.PD.R.09.00 - Computo metrico estimativo"* e *"RNE21.PD.R.04.00 - Cronoprogramma"*.

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



## 5 Gestione impianto / manutenzione

La conduzione dell'impianto agri-voltaico in condizione di regolare esercizio sarà di tipo non presidiato. Il sistema SCADA precedentemente descritto consentirà infatti di monitorare da remoto tutte le grandezze ed i parametri necessari per verificarne il corretto funzionamento, e di inviare segnali/comandi/setpoint di funzionamento ai principali componenti di impianto. Il controllo e monitoraggio dell'impianto sarà possibile anche in locale, ovvero tramite postazione PC ubicata nella cabina di raccolta.

L'intervento in campo è previsto per le varie attività di manutenzione ordinaria/programmata, con cadenze variabili in funzione della tipologia di attività da effettuare, di cui si riporta un elenco non esaustivo:

- Manutenzione del verde, così come indicato nello Studio di Impatto Ambientale (*RNE21.VA.R.01.00*);
- Manutenzione delle coltivazioni, così come indicato nella Relazione pedo-agronomica e di progetto agricolo (*RNE21.VA.R.04.00*);
- Pulizia periodica della superficie frontale dei moduli FV, nonché dei sensori per la misura dell'irraggiamento solare;
- Pulizia periodica degli invasi;
- Controllo visivo dello stato di moduli FV e strutture di sostegno;
- Verifica e manutenzione periodica degli inverter di stringa, come prescritto dal produttore;
- Verifica e manutenzione dei quadri elettrici e della relativa componentistica;
- Controllo e manutenzione di cavidotti ed impianti di messa a terra;
- Controllo visivo, ed eventuale manutenzione, delle recinzioni e degli impianti antintrusione.

Solo in caso anomalie di funzionamento (es. allarmi rilevati da remoto) è previsto l'intervento in campo di ditte esterne specializzate.

Al fine di minimizzare i tempi di indisponibilità dell'impianto e massimizzarne la produzione energetica, si prevede di mantenere una minima scorta di parti di ricambio all'interno del container adibito a magazzino ubicato presso il campo agri-voltaico.

Per ulteriori dettagli in merito alle attività di gestione e manutenzione dell'impianto si rimanda alla relazione dedicata (*RNE21.PD.R.08.00 - Piano di gestione e manutenzione*).

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

## 6 Dismissione

La vita di utile di un impianto di generazione fotovoltaico è stimata in almeno 40 anni. Al termine di questa vita utile si procederà alternativamente:

- allo smantellamento dell'impianto;
- al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Con "dismissione e demolizione" si intende rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti a tale scopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero.

Con il ripristino dei terreni vengono inoltre individuate le modalità operative di ripristino dei luoghi allo stato ante operam.

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto agrivoltaico avanzato sono di circa 3 mesi e i relativi costi sono circa 1'517'342,22 €

Per ulteriori dettagli in merito alle fasi di dismissione dell'impianto si rimanda all'elaborato dedicato "*Piano di dismissione e smaltimento*" (RNE21.PD.R.11.00).

00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione