

Committente:

FATTORIA SOLARE MONTECCHIO S.R.L.

via Emilia a San Pietro n. 1
42121 Reggio Emilia (RE)

titolo del progetto

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "SAN FRANCESCO 3"

REGIONE: EMILIA ROMAGNA

PROVINCIA: PIACENZA

COMUNE: CADEO

Elaborato

numerazione

RELAZIONE GENERALE

R01

Responsabile progettazione

Prof. Ing. Giacomo Bizzarri
Via U. Cagni 1/4 42124 Reggio Emilia

Data di emissione

Aprile 2023

rev. data descrizione redatto da

A			
B			
C			

Responsabile di progetto:

Prof. Ing. Giacomo Bizzarri

Collaboratori:

Dott. Ing. Leonardo Fumelli
Dott. Ing. Florian Hoxhaj

Timbro e firma:



[1] INTRODUZIONE	3
[2] DESCRIZIONE DELL' AREA DI SEDIME DEL PARCO	5
[3] DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	8
[4] L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: I MODULI E LE STRUTTURE DI SOSTEGNO	10
[5] PROGETTO IMPIANTI ELETTRICI	16
[5.1] Organizzazione Della Rete Elettrica Interna Al Parco Fotovoltaico	16
[5.2] Servizi Ausiliari	17
[5.3] Cabine MT/BT	18
[6] CONNESSIONE ALLA RETE	21
[7] ANALISI ENERGETICA	22
[8] BENEFICI ENERGETICI ED AMBIENTALI	28

IMPIANTO FOTOVOLTAICO “SAN FRANCESCO 3”

POTENZA DI PICCO 6.623,4 kW_p

**COMUNE DI CADEO
PROVINCIA DI PIACENZA**

[1] INTRODUZIONE

Questa relazione fa parte della documentazione del progetto preliminare dell'impianto fotovoltaico “San Francesco 3” e delle opere connesse ad esso, in località Cadeo (Piacenza), nella titolarità di Fattoria Solare Montecchio S.r.l.

L'impianto viene nuovamente sottoposto al procedimento di verifica di assoggettabilità a VIA (screening) in forza della Determina n. 14304 del 21/08/2020 nella quale la Regione Emilia-Romagna ha specificato le condizioni ambientali necessarie per evitare o prevenire quelli che potrebbero altrimenti rappresentare impatti ambientali significativi e negativi. Tale determina si conclude con quanto di seguito riportato:

“qualora la realizzazione dell'elettrodotto per la connessione alla rete elettrica dell'impianto fotovoltaico San Francesco 3 interessi parti di territorio esterne a quelle rappresentate nella planimetria – scala 1:10.000 – allegata al preventivo di e-distribuzione del 02/12/2019, si dovrà procedere ad effettuare la verifica di assoggettabilità a VIA per la modifica dell'intervento in esame”.

Si prevede di realizzare il parco fotovoltaico alloggiando i moduli su apposite strutture di sostegno che andranno a loro volta infisse nel terreno, in modo da fornire un adeguato supporto sia a fronte dei carichi propri che accidentali, mantenendo al contempo inalterate le caratteristiche di permeabilità dell'area. L'impianto occuperà una parte della vasta area situata nel territorio comunale di Cadeo.

L'impianto verrà allacciato alla rete MT alla tensione di 15 kV del distributore locale mediante cabina secondo le modalità previste dalla soluzione tecnica indicata dal distributore stesso.

Complessivamente il numero di vele fotovoltaiche risulta essere pari a 221. Sono previste vele di tre differenti taglie, che quindi contengono un diverso numero di moduli fotovoltaici ciascuna, in particolare sono previste 133 vele da 60 moduli, 44 vele da 30 moduli e 44 vele da 15 moduli, per un totale di 9.960 moduli da 665 W_p, per una potenza complessiva di 6.623,4 kW_p.

Nella presente relazione viene illustrato il progetto preliminare dell'intervento.

[2] DESCRIZIONE DELL'AREA DI SEDIME DEL PARCO

L'area oggetto di studio è ubicata nella porzione orientale della Provincia di Piacenza, all'interno del territorio comunale di Cadeo, nella zona compresa, lungo la via Emilia, tra Cadeo e Roveleto; questa confina prevalentemente con altri terreni di natura agricola e di ex-cava, interrotti a ovest dalla Strada Provinciale n. 29.

L'area in cui sarà ubicato l'impianto e le relative aree di pertinenza interessano terreni in Comune di Cadeo caratterizzati dai seguenti dati catastali:

- foglio n. 25, particella 201

Le attività economiche prevalenti nell'area di studio sono quelle agricole di tipo intensivo.

L'area oggetto di intervento si presenta, allo stato attuale, come seminativa.

L'area si presenta inoltre priva di filari e di formazioni arboreo arbustive, ad esclusione del filare a est dell'impianto a ridosso del rio, in cui è presente una fascia di alberi il cui ombreggiamento portato è stato considerato nelle stime di producibilità.

Si evidenzia, infine, che l'area di intervento è stata oggetto di attività estrattiva pregressa.

Dal punto di vista cartografico, il parco fotovoltaico è compreso nelle tavole della Cartografia Tecnica Regionale (C.T.R.) riportate in Tabella 1.

Tab. 1 – Inquadramento dell'area d'intervento nelle tavole CTR

CTR Scala 1:5.000
<i>180022-180023</i>

Nelle Figure 1 e 2 è riportata l'ubicazione dell'area di intervento su cartografia IGM e su foto aerea.



Figura 1 – Inquadramento dell'area d'intervento su base IGM



Figura 2 – Inquadramento dell'area d'intervento su base ortofoto

I moduli verranno posti in opera in modo da potersi muovere rispetto un unico asse di rotazione che li espone da est a ovest alla radiazione solare lungo l'arco dell'intera giornata, massimizzando la captazione energetica. Tale configurazione consente di ottenere un'elevata produzione di energia elettrica dall'impianto fotovoltaico.

Sostanzialmente viene generato un angolo di tilt variabile con il trascorrere della giornata, che va da -45° a $+45^\circ$.

La radiazione solare incidente su un modulo esposto alla latitudine del sito in oggetto è determinata, come da normativa UNI 10349 e UNI 8477 e dai database dei principali enti di settore, e porta ai seguenti risultati:

Radiazione solare giornaliera (media mensile) - kWh/m ²	Gen	1,22
	Feb	2,03
	Mar	3,39
	Apr	4,86
	Mag	5,86
	Giu	6,64
	Lug	7,08
	Ago	5,75
	Set	4,25
	Ott	2,53
	Nov	1,33
	Dic	0,97
Media annuale - kWh/m ²		1400

Tab. 2: stima della radiazione solare giornaliera sul piano orizzontale

Altre fonti di dati sono disponibili da letteratura e sono state utilizzate in questa sede. Tra le principali quelle fornite da ENEA e da PVGIS (vedasi Fig. 4).

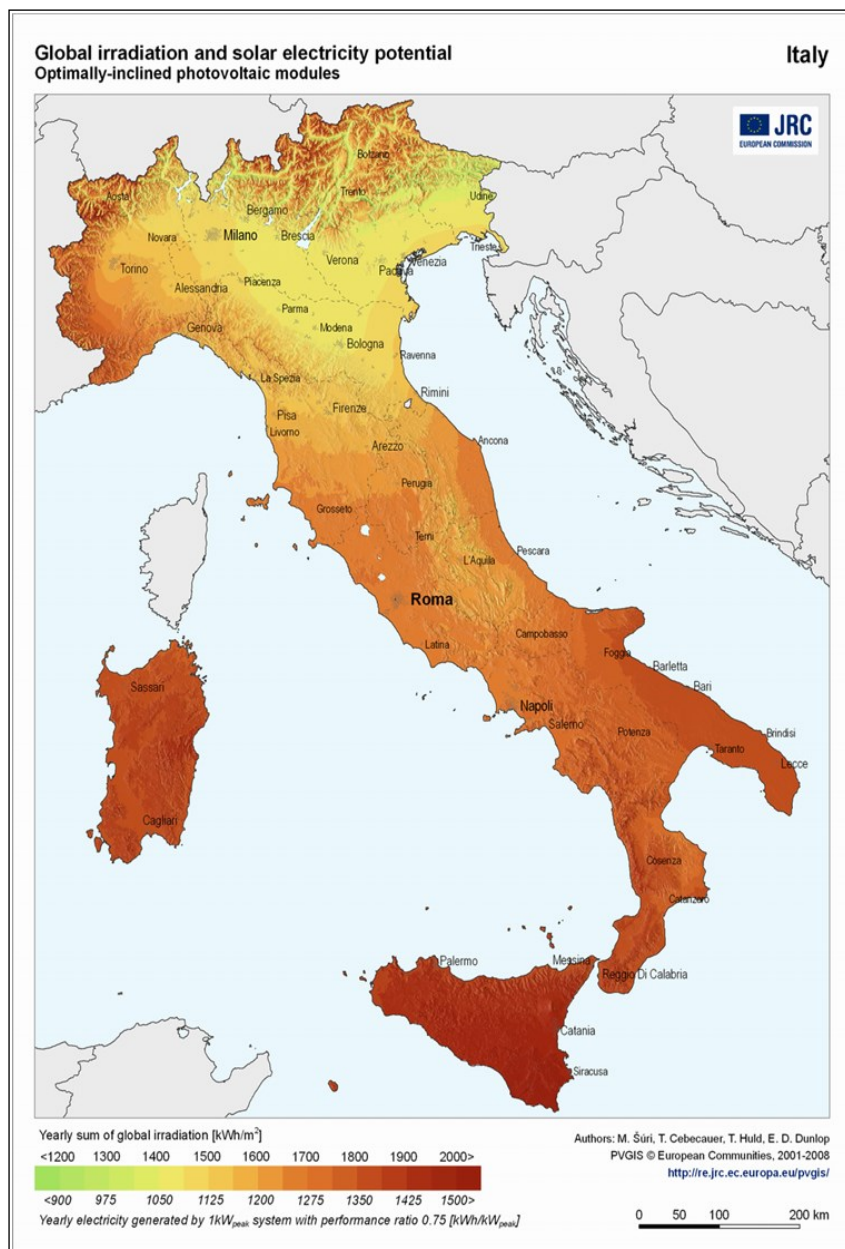


Fig. 3: Irraggiamento annuo per una superficie inclinata secondo la migliore inclinazione nei diversi siti italiani, dati irraggiamento: JRC - Commissione Europea - Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) Sito internet <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

[3] DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Rispetto al layout di progetto sottoposto alla verifica di assoggettabilità a VIA nel 2021, il lato est dell'impianto, rivolto verso il Rio della Fontana, è stato arretrato di circa 30 metri distanziandosi così dall'elemento paesaggisticamente tutelato e consentendo un incremento dell'estensione delle opere a verde.

Tutto ciò ha determinato una sensibile riduzione della superficie occupata dall'impianto fotovoltaico alla recinzione, passando da circa 8,4 ettari a circa 7,2 ettari.

Anche le cabine elettriche precedentemente previste sul lato est, traslando questo, vengono di conseguenza allontanate dal corso d'acqua.

L'impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia solare, è caratterizzato da una potenza di picco pari a 6.623,4 kW_p, e sarà collegato alla rete elettrica attraverso un unico punto di consegna nel rispetto di quanto disposto delibere della Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (A.E.E.G.) n° 98/08, n° 179/08, n° 84/2012 e s.m.i. che si intendono qui integralmente trascritte.

Per l'installazione dei pannelli fotovoltaici, si prevede di utilizzare alcune aree pianeggianti di una ex cava in Comune di Cadeo, precedentemente descritte nel paragrafo 2 (Fig. 1-2).

Nel suo complesso, il parco è composto da 9.960 moduli aggregati in 221 vele e prevede una superficie fotovoltaica pari a circa 31.000 m². Complessivamente, tenendo conto anche dell'area di rispetto tra le stringhe, che sarà mantenuta in condizioni di completa permeabilità, l'area direttamente interessata dal sedime del parco fotovoltaico sarà pari a circa 7,2 ettari.

Le aree circostanti all'area di sedime del campo fotovoltaico non sono interessate da rilievi, o da edifici di altezza tali da dare luogo a significative ombre portate sullo stesso campo. Analogamente, le cabine a servizio dei campi non portano ombra sulle stringhe più prossime.

[4] L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: I MODULI E LE STRUTTURE DI SOSTEGNO

I moduli sono alloggiati in vele da quindici, trenta e sessanta elementi, su supporti costituiti da strutture metalliche tralicciate all'uopo realizzate di peso proprio assai modesto, a loro volta connesse al terreno mediante pali di fondazione.

Si prevede di utilizzare moduli in silicio cristallino (Fig. 5) ad alta efficienza di caratteristiche tecnologiche tali da soddisfare interamente i requisiti previsti dalle norme tecniche del Decreto Ministeriale sul fotovoltaico del 05 luglio 2012 (D.M. 05/07/2012), del Decreto Ministeriale sul fotovoltaico del 19 febbraio 2007 (D.M. 19/02/2007) e s.m.i., delle Delibere Attuative della Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (A.E.E.G.) n° 98/08, n° 179/08, n° 84/2012 e s.m.i. che si intendono qui integralmente trascritte.



Fig. 4: Tipologia modulo in silicio cristallino

Ogni modulo, del peso di 34,5 kg, presenta una cornice in alluminio anodizzato dotata di più fori per consentire il fissaggio alla carpenteria di sostegno e il passaggio dei cavi. Inoltre, la vetratura anteriore, in vetro temperato, è caratterizzata da elevata resistenza soprattutto alle azioni flessionali, e alla grandine (Norma CEI/EN 61215) ed è altamente trasparente, mentre quella posteriore è rinforzata per conferire al sistema modulo-cornice una sufficiente rigidezza e resistenza alle azioni di vento e neve.

La potenza nominale di ciascun generatore fotovoltaico in condizioni standard è di 665 W_p; ciascun modulo è composto da 132 celle in silicio cristallino (210 x 210 mm) collegate in serie.

Le altre caratteristiche del modulo sono:

- . alte prestazioni del modulo fotovoltaico con efficienza del modulo pari al 21,4%.
- . Telaio ad alta resistenza, con angoli robusti.
- . Celle incapsulate in EVA (etilvinilacetato) di elevata qualità.
- . Fori di drenaggio (n° 8 fori) per una migliore evacuazione dell'acqua condensata con parti d'angolo robuste e protette.
- . Rivestimento posteriore impermeabilizzante ad alta prestazione.
- . Junction box IP68 certificata TUV con connettori MC4 e 6 diodi di by-pass ad alto rendimento; garantisce il funzionamento del modulo anche in caso di ombreggiamenti localizzati.

I dati elettrici in condizioni standard dei moduli sono i seguenti:

Tolleranza di potenza (%)	+3
Tensione di massima potenza (V)	38,4
Corrente di massima potenza (A)	17,32
Tensione a circuito aperto (V)	45,8
Corrente di corto circuito (A)	18,38

In queste particolari situazioni si utilizzano spesso strutture prefabbricate che pur avendo il pregio della semplicità strutturale (l'intera struttura di sostegno/supporto coincide con un unico monoblocco strutturale in calcestruzzo prefabbricato di morfologia articolata) e la rapidità di installazione in fase di cantiere, presentano però elementi di rigidità legati al vincolo di poter comunque alloggiare nel frame soltanto un numero prestabilito di

moduli, con il rischio di dover presentare delle evidenti lacune nella disposizione dei pannelli.

Nel sistema proposto in questa sede, la staticità della struttura a fronte dei carichi propri ed accidentali (vento e neve), viene garantita mediante strutture di fondazione realizzate con elementi infissi nel terreno in modo tale da fornire un adeguato supporto alle strutture di sostegno dei moduli, mantenendo al contempo inalterate le caratteristiche di permeabilità. Questi elementi di fondazione, costituiti da profilati metallici o in calcestruzzo armato, permettono inoltre all'atto della futura dismissione dell'impianto a fine vita, una restituzione del piano di campagna allo stato *ante-operam* tramite piccoli riempimenti di terra in corrispondenza dei fori lasciati dopo la rimozione degli stessi. A questi elementi di fondazione sarà quindi ancorata la struttura metallica di sostegno, opportunamente dimensionata per resistere alle sollecitazioni indotte da peso proprio degli stessi moduli e dai carichi accidentali, che sorreggerà fisicamente i moduli fotovoltaici.

Per il progetto in esame è stata selezionata quale struttura di sostegno la tipologia ad inseguimento monoassiale che, tramite servomeccanismi, compie una vera e propria rotazione secondo l'asse nord-sud, esponendo i moduli all'irraggiamento solare per tutto l'arco della giornata. Evidentemente in tal modo i filari costituiti dalle vele avranno planimetricamente direzione nord-sud, esponendo i moduli da est a ovest. Otteniamo così incrementi di producibilità maggiori del 25% rispetto una configurazione fissa.

È prevista una tipologia strutturale (vedasi Fig. 5-6) risultante dall'aggregazione dei moduli su un'unica fila.

Nella scelta del layout di impianto si è privilegiata una disposizione delle vele fotovoltaiche sul terreno disponibile, tale da mantenere ai lati dell'impianto corsie sufficientemente larghe da consentire il transito del personale addetto alla manutenzione (eventualmente anche di piccoli veicoli lungo le spazature tra le stringhe, vedasi Fig. 7).

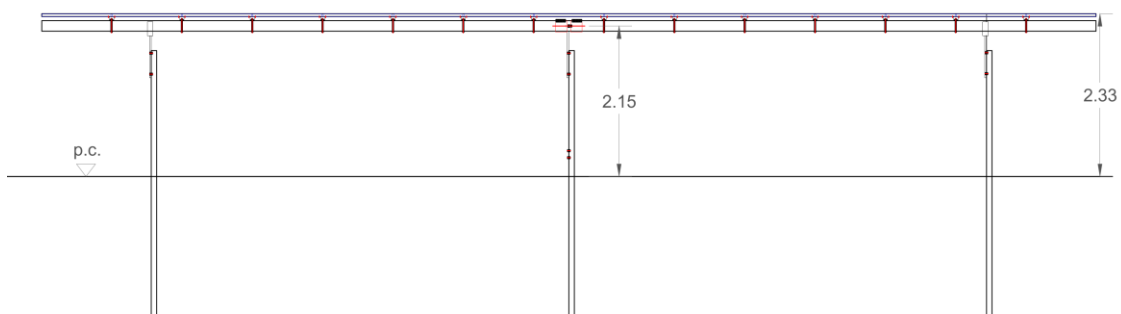


Fig. 5: struttura di sostegno metallica dei moduli fotovoltaici – qua vela da 15 moduli (prospetto)

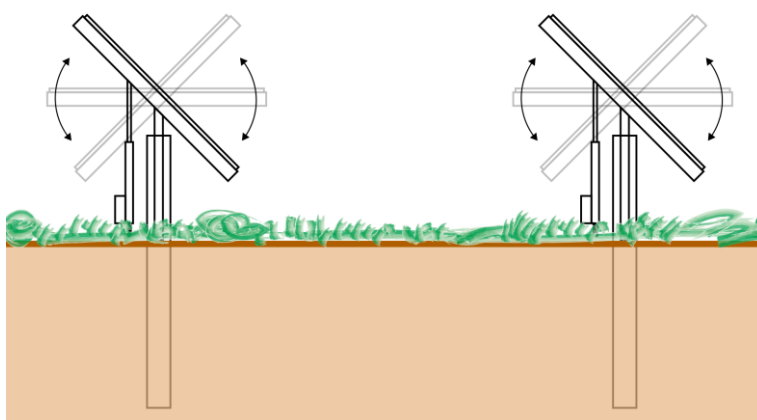


Fig. 6: funzionamento struttura ad inseguimento monoassiale

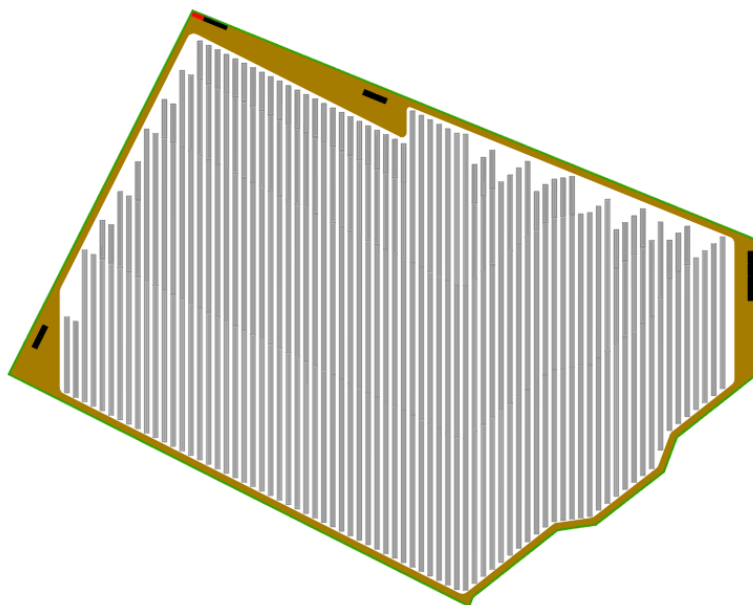


Fig. 7: planimetria dell'area in cui si evidenzia la presenza di corsie sufficientemente larghe da consentire il transito di piccoli autoveicoli per l'eventuale manutenzione.

La spaziatura tra le vele e il loro interasse sono stati ottimizzati in virtù delle diverse dimensioni dei moduli selezionati dalla ditta proponente e di una generale razionalizzazione del layout di impianto, basato sul criterio che la proiezione dell'ombra portata dall'estradosso della vela anteriore, non porti ombra sull'intradosso della vela posteriore.

La carpenteria metallica, in lamiera zincata, è realizzata in modo da presentare ancoraggi adeguati a resistere alle diverse sollecitazioni, quella del vento in primis.

A questo proposito, in considerazione dello scarso peso proprio dei moduli e della stessa struttura di sostegno, appare infatti evidente che la sollecitazione più intensa potrà provenire dal carico della neve dalla sollecitazione del vento.

Nel suo punto più basso, il modulo si trova ad una quota di circa cinquanta centimetri dal terreno. Una simile altezza è sufficiente a mantenere il modulo ben distante dal suolo, evitando spiacevoli interferenze nel caso di forti precipitazioni e consentendo sempre una ottimale ventilazione dell'intradosso dello stesso modulo, attraverso gli ampi spazi che si creano tra il terreno e la leggera struttura di sostegno.

I profili ad omega sono fissati alle strutture dei moduli tramite dei nodi metallici, opportunamente studiati per sopportare le sollecitazioni indotte dalla struttura, dai carichi di vento e neve e contemporaneamente raggiungere gli angoli di tilt progettuali. I profili sorreggono poi i traversi principali costruiti in lamiera zincata, che coprono tutta la lunghezza dei pannelli da sostenere.

Questa modalità di realizzazione delle opere risulta non invasiva per l'area in oggetto.

I cavidotti di collegamento saranno posati prevedendo al limite un semplice loro ricoprimento in terra. Un discorso differente sarà invece previsto per i cavidotti interrati di collegamento tra la cabina di consegna e la rete esterna. In questo caso il cavidotto attraversato dalla corrente alternata, in consegna alla rete, all'esercizio dell'impianto di proprietà del distributore, sarà posato entro uno scavo di larghezza di circa 60 cm e profondità 1,20 metri al fine da mantenere sempre un ricoprimento di almeno 1 metro di

terreno, tale da rendere trascurabili gli effetti elettromagnetici connessi al transito della stessa corrente alternata, come previsto dalla normativa di settore

[5] PROGETTO IMPIANTI ELETTRICI

[5.1] Organizzazione Della Rete Elettrica Interna Al Parco Fotovoltaico

L'intervento in progetto riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza elettrica installata (cc) di 6.623,4 kW_p situato nel Comune di Cadeo.

L'energia prodotta nel parco, misurata dal Gruppo di Misura (GDM) posto nel "locale contatore" della cabina di consegna, verrà totalmente ceduta al distributore.

L'impianto verrà allacciato alla rete MT alla tensione di 15 kV del distributore locale mediante cabina secondo le modalità previste dalla soluzione tecnica indicata dal gestore stesso.

Ogni stringa elettrica è composta da 25 moduli da 665 W_p, a meno di alcune stringhe residue provenienti dalla differenza con il numero totale di moduli, pari a 9.960. Complessivamente il numero delle stringhe risulta essere pari a 398.

La disposizione dei moduli ed i collegamenti in stringhe vengono realizzati in modo da minimizzare gli effetti in termini di mancata produzione provocati da eventuali ombreggiamenti, al più raggruppando nelle stesse stringhe i moduli che possano subire queste penalizzazioni.

La stringa, composta da 25 moduli ciascuno da 665 W_p collegati in serie, è caratterizzata, con riferimento a condizioni standard di 1000 W/m² di radiazione solare e 25°C di temperatura celle, dai seguenti parametri:

Potenza max. stringa: 16,625 kW_p

Tensione stringa alla massima potenza: 960 V_{mp}

Corrente stringa alla massima potenza: 17,32 A

Tensione a vuoto stringa: 1.145 V_{oc}

Corrente di corto circuito stringa: 18,38 A

Le stringhe saranno raccolte in sottocampi attestandosi su 59 inverter di stringa, dislocati all'interno dell'impianto in prossimità delle stringhe in ingresso. Tutti gli inverter considerati sono identici e presentano le seguenti caratteristiche:

Caratteristiche tecniche inverter

Range di tensione campo fotovoltaico a carico: 600-1.500 Vdc
Massima tensione assoluta di ingresso: 1.500 V
Tensione di uscita convertitore: 800 Vac
Frequenza di uscita convertitore: 50/60 Hz
Distorsione totale della corrente di rete (THDI) a pieno carico: <3%
Cosφ: 1
Rendimento Massimo: 99,0%
Rendimento Europeo: $\eta = 98,8\%$
Massima corrente in ingresso per MPPT: 22 A
Raffreddamento con aria forzata
Grado di protezione: IP65
Temperatura di funzionamento: -25°C / +60°C
Umidità relativa: 0-100%

Nel progetto elettrico sono previsti cinque trasformatori elevatori da 1.600 kVA, a servizio dell'impianto, le cui caratteristiche sono illustrate di seguito.

Caratteristiche tecniche trasformatori

Tipo: Inglobato in resina
Tensione primaria: 15kV +/-2,5%
Tensione secondaria a vuoto: 0,400 kV
Frequenza nominale: 50 Hz
Servizio: continuo
Classe di isolamento: 24 kV
Classe ambientale: E1
Classe temperatura ambientale: C1
Classe di comportamento al fuoco: F1
Gruppo vettoriale: Dyn 11
Tensione di corto circuito: 6%
Modo di raffreddamento: AN/AF

[5.2] Servizi Ausiliari

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina costituiti da UPS, impianto luce, prese, impianti di condizionamento, impianto di video sorveglianza, alimentazione pompe impianto di innaffiamento/irrigazione, ecc. è prevista una fornitura apposita in bassa tensione fornita dal gestore di rete locale, che potrà all'occorrenza essere implementata nel caso in cui si opterà per la climatizzazione della cabina. Il vantaggio di tale fornitura dedicata ai servizi ausiliari è quello di poter prelevare energia dalla rete non gravata dai

costi di vettoriamento con l'ulteriore vantaggio di poter cedere tutta la produzione alla rete.

[5.3] Cabine MT/BT

L'intervento oggetto della presente relazione prevede la realizzazione di n. 5 punti di conversione e trasformazione, ciascuno costituito da due cabinati dei quali uno adibito all'alloggiamento della quadristica ed uno all'alloggiamento della trasformazione MT/bt, presso i quali possano attestarsi i sottocampi in cui l'impianto è elettricamente suddiviso.

Oltre ai punti di trasformazione, il progetto prevede un ulteriore fabbricato all'interno del quale verranno posti i sezionatori necessari prima della consegna dell'energia elettrica prodotta.

Infine, l'ultima cabina in progetto è quella che verrà utilizzata esclusivamente per la connessione alla rete MT del distributore. In quest'ultima cabina i locali sono suddivisi in due sezioni delle quali una di esclusiva pertinenza del distributore nella quale sono alloggiati gli scomparti delle apparecchiature di manovra, una seconda sezione alla quale potranno accedere sia il distributore che l'utente nella quale verrà installato il Gruppo di Misura (Fig. 7).

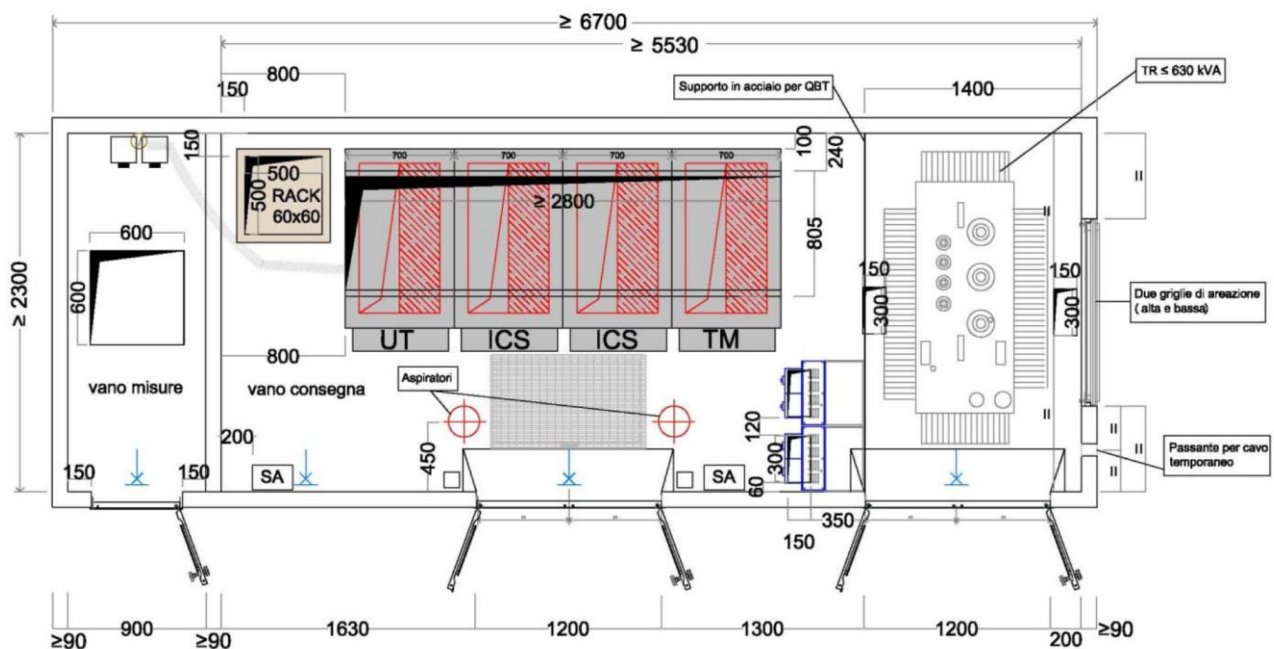


Fig. 7: planimetria cabina di consegna (Fonte: DG2092 E-Distribuzione)

In totale il numero di cabine risulta pertanto pari a dodici.

Un elenco sommario ma non esaustivo delle apparecchiature che trovano posto all'interno delle cabine di trasformazione e consegna, può essere il seguente:

- trasformatori
- quadro parallelo inverter
- interruttore MT per la linea che collega le cabine di trasformazione e consegna
- quadro generale di media tensione
- quadri bassa tensione di corrente continua e corrente alternata
- quadri bassa tensione in corrente alternata per i servizi ausiliari
- UPS
- sistemi di gestione degli allarmi e della sicurezza

Nel complesso, sotto l'aspetto elettrico, l'impianto dovrà prevedere:

- sezione di arrivo linea MT;
- sezione MT a 15 kV ed una sezione bt a 400 V;
- i quadri bt dei servizi a 400/230 Vac sono previsti in carpenteria metallica con adeguate protezioni magneto-termiche e differenziali (ove richiesto) per le linee e/o utenze. Per queste ultime potranno prevedersi anche telecomandi elettromeccanici con manipolatori manuali a portella e relative segnalazioni;
- ogni scomparto ed ogni cella del quadro in MT verranno controllati da unità elettroniche per tutte le funzioni (protezione, sezionamento, interblocco, misura, diagnostica, memorizzazione);
- sarà inoltre prevista l'adozione di sistemi atti a garantire le caratteristiche di continuità dell'energia e di compatibilità elettromagnetica anche in seguito a disturbi provenienti dalla rete elettrica a monte del punto di consegna dell'ente distributore o provenienti da fenomeni atmosferici (protezioni da sovratensioni MT/bt).

I quadri MT/bt saranno dotati di scomparti con segregazione completa delle sbarre, scomparti per le apparecchiature e scomparti per le morsettiere di uscita. Questa forma

costruttiva dovrà consentire un agevole e sicuro accesso a ciascuna delle sezioni con le altre in servizio.

Dal punto di vista costruttivo, i fabbricati che costituiscono le cabine, di consegna e di trasformazione, verranno realizzati con strutture prefabbricate, ad oggi molto diffuse essendo dotate di standard costruttivi omogenei.

[6] CONNESSIONE ALLA RETE

L'impianto fotovoltaico verrà connesso alla rete elettrica di media tensione di E-Distribuzione per l'immissione dell'energia prodotta.

Come scritto in precedenza, sarà dotato da un unico punto di consegna dell'energia elettrica, coincidente con la cabina rappresentata in rosso nelle planimetrie di progetto. Da questa, partirà l'elettrodotto da realizzare per arrivare al punto di connessione individuato dal distributore.

La connessione avverrà presso la cabina primaria at/mt di Fiorenzuola d'Arda, posta circa 5,5 chilometri a sud-est dell'area di intervento.

Nel dettaglio, l'elettrodotto uscente dalla cabina di consegna sarà in modalità interrata per tutta la parte che costeggia il perimetro dell'impianto; una volta a ridosso del limite di proprietà, in corrispondenza del rio, la linea elettrica passa in modalità aerea sino al raggiungimento dello stradello di accesso alla cabina primaria, dove torna ad interrarsi per facilitarne l'attestazione.

Tale soluzione prevede:

- posa di circa 480 metri di cavo sotterraneo in alluminio di sezione pari a 185 mm² in su terreno naturale;
- posa di circa 125 metri di cavo sotterraneo in alluminio di sezione pari a 185 mm² in su asfalto;
- realizzazione di circa 5.370 metri di linea in cavo aereo in alluminio di sezione pari a 150 mm²;
- allestimento della cabina di consegna con scomparti di linea e di consegna;
- installazione di due sezionatori telecontrollati da palo.

Per maggiori dettagli si rimanda al progetto definitivo di linea approvato dal distributore.

[7] ANALISI ENERGETICA

Nella valutazione della potenzialità energetica dell'area si è fatto riferimento a un *tool* di calcolo realizzato direttamente dai progettisti e già utilizzato anche per studi di ricerca.

Nota la risorsa disponibile sul sito dai dati statistici prima citati, e stabilita la tipologia e la modalità di installazione (inseguitore monoassiale) dei moduli fotovoltaici si può infatti procedere al calcolo dell'energia elettrica prodotta.

Si è inizialmente definito il tipo di modulo: il pannello ipotizzato preliminarmente per tutto l'impianto fotovoltaico è in silicio cristallino avente potenza $665 W_p$.

Il rendimento nominale dei moduli è pari a $\eta_M = 21,4 \%$ sotto *Standard Test Conditions* (STC).

I calcoli sono stati effettuati con riferimento all'impianto fotovoltaico, oggetto della proposta, avente potenza di picco installata pari a $6.623,4 kW_p$ e composto da 9.960 moduli.

Nel calcolo si è considerato un rendimento degli inverter pari a $\eta_I = 98,8\%$ a cui si devono aggiungere altri rendimenti secondari, legati a diverse dissipazioni (temperatura, ombreggiamento, *mismatching*). Tutte queste voci sono infine aggregate nel parametro di rendimento del BOS (*balance of system*) che per l'impianto fotovoltaico in oggetto può essere stimato pari a $\eta_{BOS} = 84,23\%$.

Tale valore è stato determinato facendo nell'ambito della procedura per il calcolo del rendimento attraverso il seguente algoritmo i cui termini sono stati considerati con arrotondamenti fino seconda cifra decimale:

$\eta = [(1-a-b) \times (1-c-d) \times (1-e) \times (1-f)] - g$, nella quale i parametri sono espressi in forma decimale ed hanno il seguente significato:

Perdite per irraggiamento non captato:

_ Riflessione a

valore assunto $a = 2 \%$

_ Ombreggiamento b

valore assunto $b = 3 \%$.

Perdite nel processo di conversione fotovoltaica

_ *Mismatching* c (valore ammesso $0.75 \times \Delta\%$),

valore assunto $c = 2,25$ essendo $\Delta\% = 3$. Tale valore si determina in considerazione che il modulo prescelto da $665 W_p$, in silicio cristallino, ha tolleranza sulla potenza massima: $0 / +3\%$, da cui $\Delta\% = 3$.

_ Effetto della temperatura d,

valore assunto $d = 4\%$

Perdite nell'impianto di corrente continua,

Cavi, quadri, filtri come da sezione di calcolo inverter paragrafo impianti elettrici, stimate a:

$e = 2 \%$

Perdite inverter f (valore ammesso $1 - \eta_e$),

valore assunto $f = 1,2$

Perdite nell'impianto di corrente alternata

Cavi, quadri, filtri, trasformatori, stimate a:

$g = 2 \%$

Con riferimento ai valori prima specificati, il calcolo porge:

$\eta_{BOS} = 84,23 \%$

CALCOLO DEL BOS (BALANCE OF SYSTEM)

	Valore	Contributo
Perdite per irraggiamento non captato:		
Perdite per riflessione	A 2,00%	95,00%
Perdite per ombreggiamento	B 3,00%	
Perdite nel processo di conversione fotovoltaica		
Mismatching	C 2,250%	93,75%
Temperatura	D 4,00%	
Perdite nell'impianto in corrente continua		
Cavi, quadri, filtri (vedi relazione)	E 2,00%	98,00%
Perdite negli inverter		
Perdite inverter	F 1,20%	98,80%
Perdite nell'impianto in corrente alternata		
Cavi, quadri, filtri, trasformatori	G 2,00%	2,00%
TOTALE PERDITE BOS	15,77%	
RENDIMENTO BOS	84,23%	

Tab. 3: riepilogo calcoli BOS, in campitura magenta i valori stimati

DATI TECNICI		
MODULO FOTOVOLTAICO		
Tipologia		MONOCRISTALLINO
Dimensione 1	m	2,384
Dimensione 2	m	1,303
Superficie	m ²	3,11
Efficienza Nominale	%	21,40
Potenza Nominale Modulo	W	665,00
INVERTER		
Modello		
Tipologia		DI STRINGA
Efficienza Nominale	%	98,8
Potenza gestita	kW	100
BOS (COMPRESO INVERTER)		
Efficienza	%	84,23
ALTRE (DECR. TEMP. SU ANNO, TRANSITORI)		
Efficienza	%	95,00

Definiti questi parametri, il calcolo di E_E energia elettrica prodotta è facilmente determinabile dalla formula:

$$E_E = E_S * S * \eta_M * \eta_I * \eta_{BOS}$$

dove:

E_S è l'energia solare irradiante un elemento di superficie unitaria.

S è la superficie del campo fotovoltaico determinabile dal prodotto della superficie del singolo modulo per il numero dei moduli costituenti il campo.

η_M è il rendimento dei moduli fotovoltaici.

η_{BOS} è il rendimento della componentistica del sistema (BOS).

η_I è un indice di sicurezza valutato forfettariamente che tiene conto di altri effetti (prevalentemente transitori sui parametri del BOS, che possono verificarsi soprattutto durante la stagione estiva e che vanno a ridurre la producibilità attesa dall'impianto);

Complessivamente, all'anno zero ci si può attendere una produzione di 10.053.676 kWh_e.

ANALISI ENERGETICA		
località	Cadeo (PC)	
potenza di picco impianto	kWp	6623,400
irraggiamento medio annuo	kWh/m ²	1400
efficienza pannello	%	21,40
efficienza bos	%	84,23
franco (transitori, temp su anno)	%	90,00
estensione superficie fotovoltaica	m ²	30939
area captante singolo modulo	m ²	3,11
numero di pannelli		9960
numero di inverter		59
energia elettrica prodotta annualmente(c.a.)	kWh	10053676

Nella valutazione del decremento del rendimento dei moduli fotovoltaici in seguito a invecchiamento (fattore di *aging*) si è fatto riferimento ai valori forniti dalla letteratura per i moduli ad alta efficienza.

Tali dati mostrano successivi decrementi annui di circa un punto percentuale rispetto al rendimento nominale all'anno zero come dichiarato dai produttori all'anno.

Definito il fattore di *aging* come il rapporto tra il rendimento di conversione fotovoltaica all'anno n e quello nominale all'anno zero, si può costruire la seguente tabella per ciascuno degli anni di esercizio.

Nel caso peggiore, al ventesimo anno di esercizio i moduli dovrebbero mostrare rendimenti di conversione pari allo 80% dei corrispondenti valori nominali all'anno zero. Questi rendimenti minimi sono, di norma, garantiti dai produttori.

Anno	Coefficiente Invecchiamento Moduli Fattore di Aging	Produzione Energia Elettrica da Impianto Fotovoltaico
		[kWh _e]
0	1,00	10053676
1	0,99	9969929
2	0,98	9886182
3	0,98	9802434
4	0,97	9718687
5	0,96	9634940
6	0,95	9551193
7	0,94	9467446
8	0,93	9383699
9	0,93	9299952
10	0,92	9216205
11	0,91	9132458
12	0,90	9048308
13	0,89	8922637
14	0,88	8796966
15	0,86	8671295
16	0,85	8545624
17	0,84	8419954
18	0,83	8294283
19	0,81	8168612
20	0,80	8042941

Sarebbe stato altresì possibile prevedere una ulteriore soluzione a *tracking* totale, realizzando un impianto a tilt e azimuth variabili. Questi sistemi sono particolarmente desiderabili essendo forieri di notevoli incrementi di produzione su base annua. Presentano tuttavia numerosi inconvenienti, oltre ad un costo sensibilmente superiore rispetto alle soluzioni a configurazione ad inseguimento monoassiale. Essi infatti occupano uno spazio superiore a parità di potenza installata e, in virtù della movimentazione meccanica che aziona le strutture consentendo l'inseguimento,

necessitano di fondazioni profonde e implicano la definizione di un accurato programma di manutenzione. Il meccanismo di inseguimento rischia poi di portare a diseconomie difficilmente sostenibili nel momento in cui dovessero manifestarsi guasti nell'ultima fase di vita dell'impianto. Per tutti questi motivi si è ritenuto che la soluzione con inseguitori monoassiali fosse la più idonea per il sito in questione.

[8] BENEFICI ENERGETICI ED AMBIENTALI

Gli impatti positivi si registrano nella fase di esercizio degli impianti, in termini di emissioni evitate grazie all'utilizzo di energia rinnovabile. Infatti, la generazione di energia elettrica per via fotovoltaica presenta l'indiscutibile vantaggio ambientale di non immettere in atmosfera sostanze inquinanti quali polveri, ossidi di azoto, ossidi di zolfo, componenti di idrocarburi incombusti volatili (VOC) calore, come invece accade nel caso in cui la stessa energia elettrica sia generata mediante l'esercizio di tradizionali impianti termoelettrici.

Per la valutazione dei benefici ambientali in termini di emissioni climalteranti e inquinanti evitate, si deve far riferimento al fattore di emissione specifica come definiti da letteratura.

Recentemente l'istituto ETH Zurich, Institut fur Verfahrens und Kaltetchnik (IVUK), è giunto ad una stima abbastanza precisa di questi fattori.

Nel caso di impianti fotovoltaici di queste dimensioni si può ragionevolmente assumere che l'elettricità prodotta dagli impianti sia consegnata in media tensione ma verosimilmente consumata da utenze finali comunque prossime al sito di produzione.

In questo caso i valori da considerare per la valutazione emissioni specifiche evitate risultano essere:

CO ₂ :	680 g CO ₂ /kWh _e
SO _x :	1,4 g SO _x /kWh _e
NO _x :	1,699 g NO _x /kWh _e

Ipotizzando di realizzare la produzione di energia elettrica di 10.053.676 kWh_e/anno, si ottengono i seguenti benefici cumulati:

CO ₂ :	6.830 ton CO ₂ /kWh _e
SO _x :	14 ton SO _x /kWh _e
NO _x :	17 ton NO _x /kWh _e

Mentre l'anidride carbonica ha effetto climalterante, gli altri gas, se presenti ad elevate concentrazioni, possono risultare dannosi per la salute umana e per il patrimonio storico e naturale.

I benefici energetici sono stati valutati rispetto ad uno scenario di confronto nel quale l'energia elettrica da fotovoltaico verrebbe diversamente prodotta con le altre tecnologie disponibili nel macrosenario italiano.

Per calcolare l'energia primaria fossile risparmiata grazie all'esercizio di un impianto fotovoltaico deve così essere impostato il seguente bilancio energetico:

$$E_P = \frac{E_{PV} \eta_{AUTO}}{\eta_{ES}}$$

dove:

– E_P è l'energia primaria fossile risparmiata

– E_{PV} è l'energia elettrica prodotta con l'impianto fotovoltaico

– $\eta_{AUTO} = 0,997$ è il rendimento al netto delle dissipazioni nel caso che l'energia sia "autoconsumata", cioè utilizzata direttamente dal produttore o da altre utenze a lui vicine. Tale rendimento è stato stimato con riferimento a quanto indicato nel Piano Energetico 2007 della Regione Emilia-Romagna, per gli autoproduttori ai sensi del D. Lgs. n. 79/99, art. 2, comma 2.

– $\eta_{ES} = 0,400$ è il rendimento elettrico medio della tecnologia di *benchmark*, normalmente coincidente con il rendimento medio caratterizzante il parco termoelettrico nazionale in cui, in questo caso, sono stati detratte, in via cautelativa, le dissipazioni per trasmissione e trasformazione, giungendo a un valore del 40 % anche in linea con quanto previsto dalla Delibera della Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) n. 296/05.

Se si fa riferimento alla stessa stima di 10.053.676 kWh_e/anno di energia elettrica prodotta, può essere determinato un minor consumo di energia primaria fossile pari a 25 GWh_P/anno.

L'esercizio degli impianti fotovoltaici non determinerà quindi alcun peggioramento rispetto alla situazione in essere, dello stato di contaminazione dell'atmosfera, ma produrrà diversamente considerevoli benefici in termini di una significativa diminuzione sia delle emissioni climalteranti che di quelle inquinanti associate alla produzione dei quantitativi di energia elettrica resi disponibili dall'impianto stesso.