

Progetto definitivo di un impianto fotovoltaico di potenza di circa 84 MWp
da realizzare al suolo
Figline e Incisa Valdarno (FI) denominato:
H₂-Era Green Valley



Titolo: Relazione Tecnico-Descrittiva	Nome File: RelazioneTecnica.pdf
	<u>Procedimento Autorizzativo Unico Regionale</u> (ex. Art.27Bis del DLgs 152/2006)
	Rev: <u>RE03</u>



SolarFieldsSette srl

SolarFieldsSette srl – P.iva 01998810566 – solarfields@pec.it

web: www.solarfields.it

Sede legale:

Via Gianbattista Casti 65 Acquapendente 01021 (Vt)

N° Rev		Data	Redatto:	Verificato:	Approvato:
3		23 feb 2024	Ing. M.Manenti 	 H2-ERA GREEN VALLEY SRL C.F./PIVA 07002730484 Il Legale Rappresentante	

Committente: H2-Era Green Valley s.r.l.

SOMMARIO:

1. PREMESSA	4
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	12
2.1 Criteri adottati per le Scelte Progettuali	14
3. DATI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	15
3.1 Descrizione del sito di installazione	15
3.2 Dati ambientali relativi al sito di installazione	18
3.3 Calcolo della radiazione solare disponibile	18
3.4 Stima dell'energia producibile	20
3.5 Tipologia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico	21
3.6 Calcolo della CO ₂ risparmiata	21
4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE	22
5. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	22
5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.	22
5.2 Portata dei cavi in regime permanente	23
5.3 Sezione dei conduttori di protezione	24
6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE	25
7. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI	27
7.1 Inverter, Cabine Inverter e trasformatori	27
7.2 String box e Quadri di sottocampo	30
7.3 Collegamenti elettrici e cavidotti	32
7.4 Moduli Fotovoltaici	33
7.5 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico	33
7.6 Impianto di antifurto	33
7.7 Cavi elettrici e cablaggio	33
8. VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE	34
8.1 Esame a vista	34
8.2 Prove	35
8.3 Montaggio componenti	36
9. SISTEMI DI ACCUMULO	37
10. OPERE E IMPIANTI DI RETE PER LA CONNESSIONE	37
10.1 Stazione Elettrica Utente Di Trasformazione 20/132 kV	37
10.2 Campi Elettrici E Magnetici	38
10.3 Caratteristiche Apparecchiature AT	39
10.4 Sostegni, Isolatori, Morsetti, Connessioni	40
10.5 Impianto di Terra	41
6.6 Opere Civili E Impianti Tecnologici	41
11. SINTESI STUDIO GEOLOGICO, GEOTECNICO E IDROGEOLOGICO	43
12. SINTESI STUDIO IMPATTO AMBIENTALE	44



13. SINTESI STUDIO IMPATTO ARCHEOLOGICO E ARTISTICO	46
14. SINTESI STUDIO IMPATTO ACUSTICO	48
15. SINTESI STUDIO PEDOAGRONOMICO	49
16. SINTESI STUDIO RILIEVO COLTURE DI PREGIO	50
17.1 Studio dei campi elettromagnetici	50
18. CRITERI E TEMPISTICHE DEL PROGETTO ESECUTIVO	52
19. INDICAZIONI E DISPOSIZIONI PER LA STESURA DEI PIANI DI SICUREZZA	53
19.1 Misure di protezione contro i contatti diretti	53
19.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti	54
19.3 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica	54
19.4 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche	54
19.5 Messa a Terra	56
20. SINTESI PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO	56
21. SINTESI PIANO RICADUTE SOCIALI	57
22. <i>ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI</i>	59
APPENDICE A	60
Tabella riassuntiva delle principali fonti di perdita di efficienza	60



1. PREMESSA

FOTOVOLTAICO 2.0

Gli impianti PV di nuova generazione in “market parity” per una nuova era dell’energia per il nostro paese

Cosa ci dice l’Europa?

7 dicembre 2018 - Approvazione del Consiglio Europeo del regolamento sulla governance energetica dell’Unione Europea.

Il Consiglio Europeo ha dato il via libera al provvedimento sulle rinnovabili presentato dalla Commissione UE 2 anni fa.

Quota di **energia prodotta** da fonti rinnovabili nell’Ue à **32% dei consumi entro il 2030**

L’obiettivo sarà rivisto entro il 2023 e l’asticella potrà solo essere **alzata**.

Gli Stati membri devono garantire che i **cittadini** abbiano il **diritto di produrre energia rinnovabile per il proprio consumo, di immagazzinarla e di vendere la produzione in eccesso.**

L’impianto, oggetto del presente documento, si propone di produrre una notevole quantità di **energia da fonte di tipo rinnovabile da immettere nella rete pubblica.** In particolare si utilizza in questo impianto l’effetto fotovoltaico per convertire la radiazione luminosa proveniente dal sole in energia elettrica in maniera diretta, senza cioè passare per altre forme di energia.

Nel Piano Energetico Nazionale (SEN 2017) l’Italia si è posta l’ambizioso obiettivo di installare oltre 30 GW di nuova potenza fotovoltaica entro il 2030. Questo traguardo permetterebbe una rivoluzione energetica epocale per il nostro paese, passando dalle fonti fossili ad una produzione di energia prevalentemente rinnovabile, con enormi vantaggi in termini ambientali, ma anche in chiave di autonomia energetica rispetto all’attuale situazione di dipendenza da importazione di fonti fossili o di energia elettrica dall’estero. Questa rivoluzione sarà di supporto inoltre ad un ulteriore passo in avanti verso un mondo sostenibile, quello della **mobilità elettrica.**

In generale l’applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- soluzioni di progettazione compatibili con le esigenze di tutela ambientale (es. impatto visivo);
- la possibilità di ottenere profitto da terreni non usati a scopi agricoli.



In particolare le innovazioni tecnologiche adottate nei nostri progetti, permettono inoltre:

- Essere pienamente concorrenziali con le centrali elettriche a fonti fossili, così da non necessitare di incentivi pubblici;
- Una maggiore integrazione nel contesto agricolo e/o urbano grazie all'utilizzo di strutture più basse e compatte, e alla attenta selezione di soluzioni di mitigazione.
- Impianti più performanti, anche oltre il 30% rispetto a qualche anno fa, con conseguente riduzione dell'occupazione del suolo;
- Impianti con più lunghe attese di vita;

Solarfields si impegna, nella progettazione dei suoi grandi impianti fotovoltaici su suolo agricolo, di limitare al massimo l'impatto nel contesto ambientale del sito e di massimizzare le ricadute economiche sul territorio (in termini di occupazione e benefici energetici ed economici).

Soluzioni di inserimento degli impianti fotovoltaici in ambito agricolo

- **limitate altezze** delle strutture, GRAZIE ALLE INNOVAZIONI TECNOLOGICHE ADOTTATE NEI NUOVI IMPIANTI IN SVILUPPO;
- **Utilizzo di strutture con pali infissi nel suolo senza plinti in cemento**(semplici da dimettere e molto meno impattanti delle fondazioni o plinti in cemento);
- **Recinzioni sollevate da terra e di altezze contenute** per permettere il passaggio degli animali;
- **piantumazioni perimetrali attentamente selezionate** (con idonea vegetazione locale) che nascondano alla vista le strutture ed i moduli;
- **selezione accurata dei siti** di installazione.

COSA È HGV-H2: Un progetto di economia circolare

Si riporta di seguito una sintesi del progetto completo in cui si va ad inserire l'impianto fotovoltaico a terra oggetto della presente richiesta di VIA, per comprenderne la valenza in termini di potenziale di occupazione, recupero di aree industriali dismesse, importante impatto positivo nel programma di transizione ecologica nazionale.

Il progetto HGV Figline Incisa Valdarno consiste nella realizzazione di un Polo Multifunzionale dell'Idrogeno per la produzione, lo stoccaggio e la distribuzione dell'idrogeno verde in un sistema di economia energetica circolare di tipo complesso; un sistema capace di integrare i servizi elettrici per la mobilità, il servizio di bilanciamento di rete, l'agricoltura idroponica, allevamento ittico e gli ambienti di ricerca e sviluppo abbinando il tutto ad un polo tecnologico produttivo di sistemi energetici innovativi.

La realizzazione dell'impianto prevede la riqualificazione e l'ampliamento dello stabilimento Bekaert Figline Spa, situato a sud-est dell'agglomerato urbano di Figline Valdarno, sul prolungamento dell'arteria principale di collegamento cittadino, la Strada Regionale 69, che nella zona dello stabilimento prende la denominazione di via Francesco Petrarca.

LO STATO ATTUALE:



Complessivamente la proprietà comprende una superficie territoriale di 118.568 m², con una superficie coperta di 56.708 m². Il complesso industriale già presente è fornito di servizi tecnologici dislocati in diversi punti della proprietà.

Tali servizi ne coprono i fabbisogni in maniera completa. Oltre il collegamento alla linea di alta tensione, collegata ad anello fra la centrale Enel di Santa Barbara e la dorsale primaria che arriva direttamente da Mestre, si sottolinea la presenza di pozzi di emungimento a corona intorno al compendio produttivo principale (formata da un sistema di 9 pozzi di cui 7 attivi), e la generazione e distribuzione della termia ad acqua surriscaldata, nonché la distribuzione del metano allacciata alla rete SNAM di media pressione. È inoltre presente una sottocentrale del metano alla distanza di 70 mt.

Lo stabilimento ormai dismesso dispone di una fornitura di energia elettrica in alta tensione a 132 kV in area sul confine della proprietà. In tale area è attuata la trasformazione AT/MT a 33 kV tramite due macchine da 16 MVA ciascuna.

Da qui gli impianti proseguono alla cabina di distribuzione della rete MT dove sono presenti le partenze per le alimentazioni di tutte le 5 cabine MT/BT in cui avviene la trasformazione a 0,4 kV.

IL PROGETTO:



La superficie coperta dello stabilimento permette l'installazione di un impianto fotovoltaico di potenza pari a 9 MW_p), a cui si aggiungono terreni esterni all'area di stabilimento per oltre, 110 ettari totali, individuate per l'installazione di ulteriori 84 MW_p fotovoltaici.



La superficie coperta dello stabilimento permette l'installazione di un **impianto fotovoltaico** di potenza pari a 9 MW_p), a cui si aggiungono le aree esterne dei terreni limitrofi.

Il complesso industriale si compone di varie zone destinate agli usi di seguito riportati.

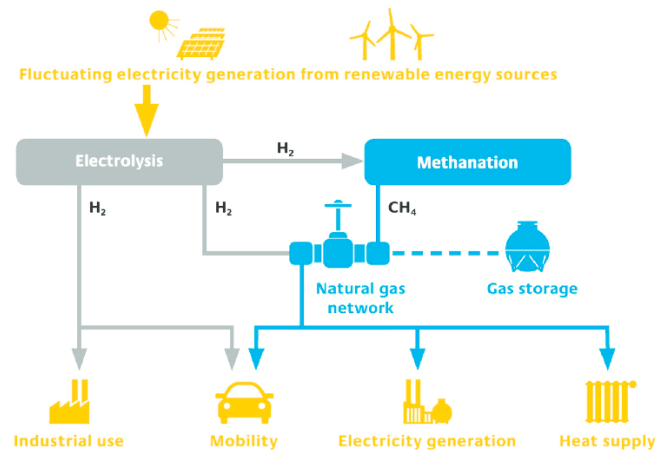
SOLARFIELDS

- **Produzione di idrogeno verde e di ossigeno** tramite elettrolizzatori modulari da 5 MW ciascuno per un totale di 20 MW. L'impianto così strutturato può essere ampliato gradualmente secondo le varie fasi di sviluppo e le tempistiche della domanda di mercato, fino ad una potenza massima complessiva di 30 MW di elettrolizzatori.



- **Impianto di produzione di biometano tramite processo di POWER TO GAS.** L'infrastruttura del progetto offre la possibilità di poter gestire grandi quantitativi di energia derivante dalla rete, nello specifico può bilanciare la rete nei momenti di eccedenza di produzione di energia da fonti rinnovabili trasformando l'energia in idrogeno. Successivamente a questo passaggio è possibile trasformare l'idrogeno in metano tramite un processo denominato Sabatier, ovvero miscelando CO2 catturata da altri processi insieme all'idrogeno si crea metano ed acqua.

Il processo di Power to Gas può convertire l'eccesso di energia da fonti rinnovabili in Biometano o metano decarbonizzato. E' uno dei processi più innovativi per la decarbonizzazione dei processi a fonti fossili.



- **Lo stoccaggio energia con batterie.** Stoccaggio fino a 96 MWh di energia verde prodotta in loco in modo da avere 24 ore su 24 utilizzo di energia da fonte rinnovabile autoprodotta installato in una struttura dedicata con un ingombro ridotto al minimo.



- **Spazio coperto di 30.000 m² per l'agricoltura aeroponica.** La coltivazione sarà realizzata su sei diversi sottolivelli dedicati alla produzione di verdure e ortaggi. Tale processo di economia circolare prevede l'utilizzo di acqua derivante dai pozzi dello stabilimento, mentre il calore viene recuperato dall'energia di scarto dell'elettrolisi e dal processo cogenerativo delle celle a combustibile. Questo modello di attività agricola prevede sistemi automatizzati di controllo ambientale per ottimizzare e garantire la produzione sia dal punto di vista qualitativo che quantitativo. Energia elettrica utilizzata è anch'essa completamente di origine rinnovabile.



- **Stazione di Servizio Green di 3.600 m² per il rifornimento di veicoli a idrogeno,** a differenti pressioni, e di veicoli elettrici attraverso un'infrastruttura di ricarica con un'utenza di rete dedicata di 5 MW:
 - n° 8 colonnine Ultra fast da 360 kW in CC;
 - n° 8 colonnine da 100 kW in CC.
 - n° 1 Distributore Idrogeno green

Lo stabilimento, scelto a ridosso di una dorsale statale parallela all'Autostrada A1, offre la possibilità di creare un corridoio fra nord e sud del trasporto pesante a zero emissioni.



Inoltre, mediante il trasporto di idrogeno su gomma, si considera di poter offrire rifornimento a parchi auto, autocarri e mezzi pubblici nel raggio di 100/200 km.

- **Itticoltura -Troticoltura.** Allevamento ittico di trote mediante l'utilizzo di uno spazio tra i 3 e i 5 mila m² che fa uso dell'ossigeno di scarto degli elettrolizzatori, l'acqua dei pozzi e l'energia elettrica del fotovoltaico (AREA 6).



- **Gli uffici** destinati alla parte amministrativa e alle collaborazioni con le università per avviare attività di ricerca e sviluppo sul ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica.
- Spazio destinato alla **produzione e assemblaggio**.

NUMERI IN SINTESI DEL PROGETTO

- ✓ **155.000.000 kWh prodotti da impianti fotovoltaici 100% autoconsumata.**
- ✓ **95.000.000 kWh di energia accumulata per autoconsumo totale energia prodotta**
- ✓ **1000 ton/anno di prodotti ittici allevati con Zero impatto ambientale ed energetico**
- ✓ **1400 ton/anno di idrogeno Verde**
- ✓ **1600 ton/anno di prodotti agricoli prodotti a impatto zero energetico e ambientale**
- ✓ **95% di acqua in meno rispetto a processi tradizionali in tre processi diversi**
- ✓ **Capacità di ricarica vetture elettriche ed idrogeno di 4000 vetture/ giorno con colonnine Ultra fast**
- ✓ **200.000.000 € di investimento complessivo**
- ✓ **56.000 mq di superficie complessiva utilizzata per le attività**
- ✓ **Impatto occupazionale a regime circa 300 persone**
- ✓ **Economia circolare sia sul profilo energetico, ambientale che produttivo con zero scarti**
- ✓ **Carbon Footprint del processo industriale positivo, ovvero produce zero CO2 e la coltivazione idroponica contribuisce a sequestrare CO2 e produrre ossigeno**

PRODOTTI E SERVIZI:

L'impianto ha lo scopo di fornire una molteplicità di prodotti e servizi, garantendo continuità e affidabilità nella produzione di idrogeno, energia elettrica, prodotti agricoli idroponici e prodotti ittici.

Elemento chiave, fulcro per lo sviluppo di ogni sottosistema produttivo è l'energia elettrica rinnovabile prodotta dagli impianti fotovoltaici installati sulla copertura dell'edificio e nelle aree esterne, limitrofe, alla proprietà Bekaert; questa energia, unita all'acqua fornita dai pozzi di emungimento, sono gli elementi in **input** per tutti i sottoprocessi e per i servizi forniti, schematizzati di seguito.

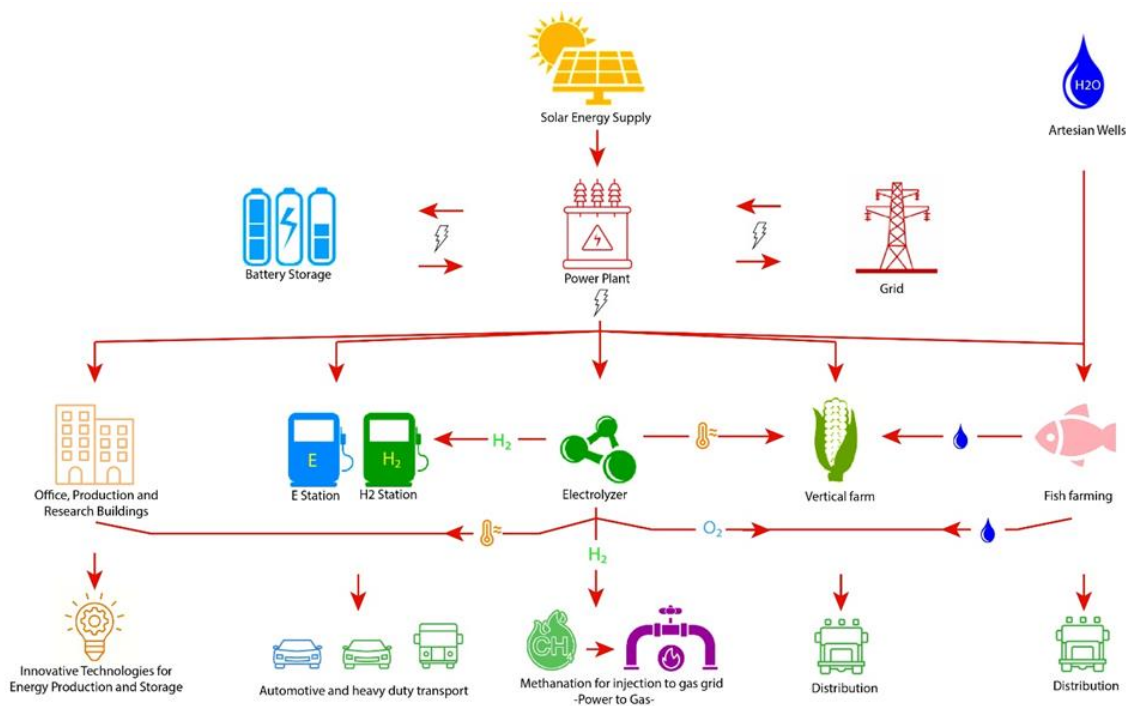


Figura 1 Schema funzionale Progetto HGV

FINANZIAMENTI PNRR:

Si evidenzia che lo stabilimento HGV ha le caratteristiche adatte per rientrare all'interno del **Piano di Ripresa e Resilienza (PNRR)** volto a sostenere il paese, nel processo di transizione ecologica e di decarbonizzazione entro il 2050. Nello specifico la MISSIONE 2 prevede:

- M2C2 investimento 3.1: *“Produzione di idrogeno in aree dismesse”* che punta a trasformare siti industriali dismessi in Hydrogen Valley erogando € 0.5 Mld.
- M2C2 investimento 3.5: offre la possibilità di accedere a finanziamenti di € 0.16 Mld, finalizzati alla *“ricerca e sviluppo sull'idrogeno”*.
- M2C2 investimento 3.3: promuove un'accelerazione attraverso la *“sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale”* con € 0.23 Mld.
- M2C2 investimento 4.3 per lo *“sviluppo di infrastrutture di ricarica elettrica”* di € 0.74 Mld.
- M2C1 investimenti 2.2 e 2.3: offrono la possibilità di finanziare l'integrazione del settore fotovoltaico all'agricoltura con la modalità *“parco agrisolare”* e *“innovazione e meccanizzazione nel settore agricolo ed alimentare”* erogando € 1.5 e 0.5 Mld rispettivamente.
- M2C2 investimento 1.1 per lo *“sviluppo dell'agro-voltaico”* di medie e grandi dimensioni con € 1.1 Mld.
- M2C2 investimento 1.3 per la *“promozione di impianti innovativi”* capaci di combinare tecnologie ad alto potenziale di sviluppo con tecnologie più sperimentali, in assetti innovativi e integrati da sistemi di accumulo, di € 0.68 Mld.
- M2C2 investimento 5.1 *“rinnovabili e batterie”*, finalizzato a promuovere lo sviluppo di tecnologia PV, l'industria eolica e il settore batterie con € 1.9 Mld.
- M2C2 investimento 5.2 per l'installazione di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030 e lo sviluppo di tecnologie per l'uso dell'*idrogeno*, con € 0.45 Mld.
- M2C2 investimento 2.1 *“Sviluppo Smart Grid”* tramite la postazione di 60 Mwh di accumuli di batteria lo stabilimento potrà essere utilizzato per gestire i flussi di energia da fonte rinnovabile e aiutare la rete a bilanciare l'autoconsumo delle FER prodotte

In quest'ottica il progetto GHV-H2 Figline Incisa Valdarno si inquadra perfettamente come modello di sviluppo economico ed infrastrutturale in risposta alle necessità locali, nazionali ed europee.

Nella tabella di seguito sono riportate per ogni suddetta voce considerata, i singoli investimenti che ne fanno parte, i rispettivi costi finanziabili dal PNRR fino al 50% e le quote stimate del PNRR che sarebbero destinate e gestite dalla regione Toscana.

Si sottolinea che oggetto della presente VIA è la parte di progetto relativa all'impianto fotovoltaico a terra.

2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1986 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990.

Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro" e quanto previsto dalla vigente normativa in tema di sicurezza sul lavoro.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Per quanto concerne la normativa tecnica di riferimento si ha:

- DPR 547/55 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge 186/68 Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- Legge 46/90 Norme per la sicurezza degli impianti;
- DPR 447/91 Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti;
- D.Lgs 626/94 Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- D.Lgs 493/96 Attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro;
- DM 16 gennaio 1996 Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996 Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi";
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per Legge 46/90;
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma 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 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
 - CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
 - CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
 - CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
 - CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
 - CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
 - CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
-
- CEI EN 61724 Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati. Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici.
 - UNI 10349 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici DATI CLIMATICI"
 - UNI 8744 "Energia Solare, calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia, Valutazione dell'energia raggiunte ricevute".
 - DM 19/02/2007 ("Decreto Conto Energia").
 - Delibera della Giunta regionale del Lazio 517/2008

I dati riportati nel seguito risultano strutturati e suddivisi secondo quanto riportato nella Guida CEI 0-2.



2.1 Criteri adottati per le Scelte Progettuali

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico in progetto sono scaturiti dall'esito i risultati delle indagini geologiche, geotecniche e idrauliche e tenendo in considerazione;

- Il rispetto di tutte Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti in parte elencate sopra;
- Il rispetto del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) e il PIT adottato dalla Regione Toscana, volto a consentire uno sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili, preservando l'ambiente e il paesaggio rurale Toscano, nonché delle linee guida nazionali ed europee;
- Ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- Riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete;

3. DATI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 Descrizione del sito di installazione

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico in silicio cristallino caratterizzato da una potenza nominale pari a circa 84 MWp posto al suolo, presso il terreno attualmente agricolo ex minerario sito nel comune di Figline e Incisa Valdarno (FI).

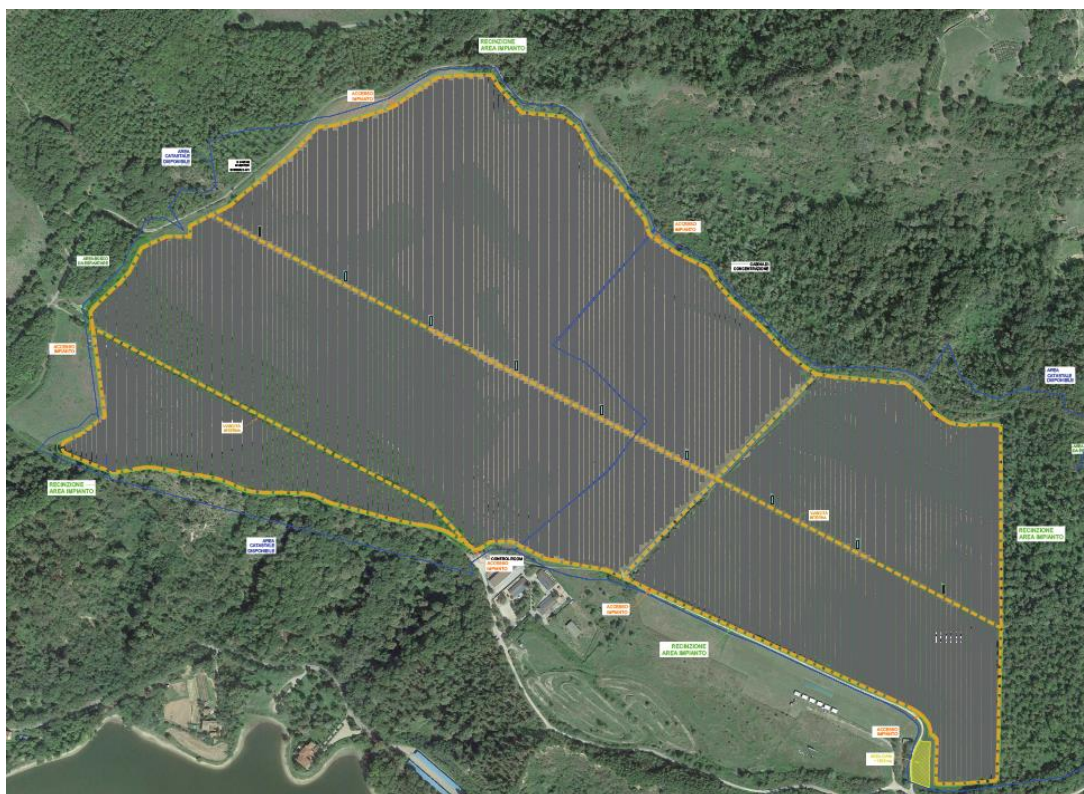
Vedere l'allegato "Piano Particellare" per la lista delle particelle catastali interessate, e la allegata Tavola "Planimetria Impianto" per i catastali relativi.

I terreni in esame hanno destinazione agricola ed è caratterizzato da un'estensione totale di circa 115 ha. Sul terreno non sono presenti vincoli, eccetto alcune fasce di rispetto fossi.

La zona circostante il terreno è occupata da campi agricoli. La riflettanza del terreno utile è quella relativa all'erba verde di cui risulta ricoperta la maggior parte del terreno, ovvero è pari a 0,26.

Il sito è raggiungibile, da strade idonee al trasporto pesante.

Il terreno non presenta vincoli paesaggistici, si è comunque progettato l'impianto in modo da ridurre il più possibile l'impatto visivo, utilizzando strutture di sostegno a bassa visibilità ed idonea fascia di piantumazione perimetrale.



Inquadramento satellitare

Riportiamo di seguito i dati catastali relativi ai terreni oggetto del presente progetto.

Comune	Sezione	Foglio	Particella
Figline e Incisa Valdarno	A	60	60
Figline e Incisa Valdarno	A	60	61
Figline e Incisa Valdarno	A	60	62
Figline e Incisa Valdarno	A	60	63
Figline e Incisa Valdarno	A	60	65
Figline e Incisa Valdarno	A	60	66
Figline e Incisa Valdarno	A	60	67
Figline e Incisa Valdarno	A	60	68
Figline e Incisa Valdarno	A	60	69
Figline e Incisa Valdarno	A	60	70
Figline e Incisa Valdarno	A	60	71
Figline e Incisa Valdarno	A	60	72
Figline e Incisa Valdarno	A	60	73
Figline e Incisa Valdarno	A	60	74
Figline e Incisa Valdarno	A	60	75
Figline e Incisa Valdarno	A	60	76
Figline e Incisa Valdarno	A	60	77
Figline e Incisa Valdarno	A	60	78
Figline e Incisa Valdarno	A	60	79
Figline e Incisa Valdarno	A	60	80
Figline e Incisa Valdarno	A	60	81
Figline e Incisa Valdarno	A	60	82
Figline e Incisa Valdarno	A	60	83
Figline e Incisa Valdarno	A	60	84
Figline e Incisa Valdarno	A	60	87
Figline e Incisa Valdarno	A	60	88
Figline e Incisa Valdarno	A	60	89
Figline e Incisa Valdarno	A	60	91
Figline e Incisa Valdarno	A	60	92
Figline e Incisa Valdarno	A	60	93
Figline e Incisa Valdarno	A	60	101
Figline e Incisa Valdarno	A	60	102
Figline e Incisa Valdarno	A	60	121
Figline e Incisa Valdarno	A	60	123

Comune	Sezione	Foglio	Particella
Figline e Incisa Valdarno	A	61	280
Figline e Incisa Valdarno	A	61	282

Comune	Sezione	Foglio	Particella
Figline e Incisa Valdarno	A	62	36



Figline e Incisa Valdarno	A	62	38
Figline e Incisa Valdarno	A	62	39
Figline e Incisa Valdarno	A	62	57
Figline e Incisa Valdarno	A	62	58
Figline e Incisa Valdarno	A	62	59
Figline e Incisa Valdarno	A	62	60
Figline e Incisa Valdarno	A	62	61
Figline e Incisa Valdarno	A	62	64
Figline e Incisa Valdarno	A	62	65
Figline e Incisa Valdarno	A	62	66
Figline e Incisa Valdarno	A	62	67
Figline e Incisa Valdarno	A	62	68
Figline e Incisa Valdarno	A	62	69
Figline e Incisa Valdarno	A	62	70
Figline e Incisa Valdarno	A	62	71
Figline e Incisa Valdarno	A	62	72
Figline e Incisa Valdarno	A	62	74
Figline e Incisa Valdarno	A	62	77
Figline e Incisa Valdarno	A	62	78
Figline e Incisa Valdarno	A	62	83
Figline e Incisa Valdarno	A	62	86
Figline e Incisa Valdarno	A	62	87
Figline e Incisa Valdarno	A	62	88
Figline e Incisa Valdarno	A	62	93
Figline e Incisa Valdarno	A	62	97
Figline e Incisa Valdarno	A	62	98
Figline e Incisa Valdarno	A	62	99
Figline e Incisa Valdarno	A	62	137
Figline e Incisa Valdarno	A	62	141
Figline e Incisa Valdarno	A	62	240
Figline e Incisa Valdarno	A	62	242
Figline e Incisa Valdarno	A	62	244
Figline e Incisa Valdarno	A	62	246
Figline e Incisa Valdarno	A	62	248
Figline e Incisa Valdarno	A	62	353
Figline e Incisa Valdarno	A	62	414
Figline e Incisa Valdarno	A	62	416
Figline e Incisa Valdarno	A	62	418
Figline e Incisa Valdarno	A	62	420
Figline e Incisa Valdarno	A	62	422
Figline e Incisa Valdarno	A	62	424
Figline e Incisa Valdarno	A	62	426
Figline e Incisa Valdarno	A	62	428
Figline e Incisa Valdarno	A	62	430

3.2 Dati ambientali relativi al sito di installazione

I dati relativi alla temperatura (norma UNI 10349) sono:

- temperatura media annua: +15,7°C
- temperatura media minima/massima mensile: +8,3°C / +23,8°C
- mese mediamente più caldo: luglio
- temperatura massima estiva: +31°C
- escursione massima estiva: 12°C

Per quanto riguarda i dati relativi al vento (norma UNI 10349) si ha:

- zona di vento: 2
- direzione prevalente: NE
- velocità giornaliera (media annuale): 4 m/s

Il carico neve sulla copertura risulta pari a 1,46 kN/m², calcolato come riportato nel D.M. 16/1/96 per la zona II.

Per quanto riguarda gli effetti sismici, il sito risulta appartenere alla zona:

Zona sismica 3	I Comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti
---------------------------------	--

3.3 Calcolo della radiazione solare disponibile

La valutazione della risorsa solare disponibile per il terreno in questione è stata effettuata a partire dai valori del database europeo PVGIS. Per il calcolo si sono considerati i dati ambientali relativi al sito.

Si è inoltre simulato il comportamento delle strutture selezionate, inseguitori monoassiali (descritti in dettaglio più avanti in questa relazione), con opportuno angolo di tilt e un valore di PR (Performance Ratio) come risulta dalle esperienze degli ultimi anni e dalle caratteristiche tecniche del progetto.



Irraggiamento solare per il sito
(PVGIS con inseguitori monoassiali)

Sito: 42°22'45" North, 11°47'26" East, Elevation: 148 m a.s.l.,

Database per la radiazione solare considerato: PVGIS-CMSAF

Potenza nominale simulata: 1.0 kW (crystalline silicon)

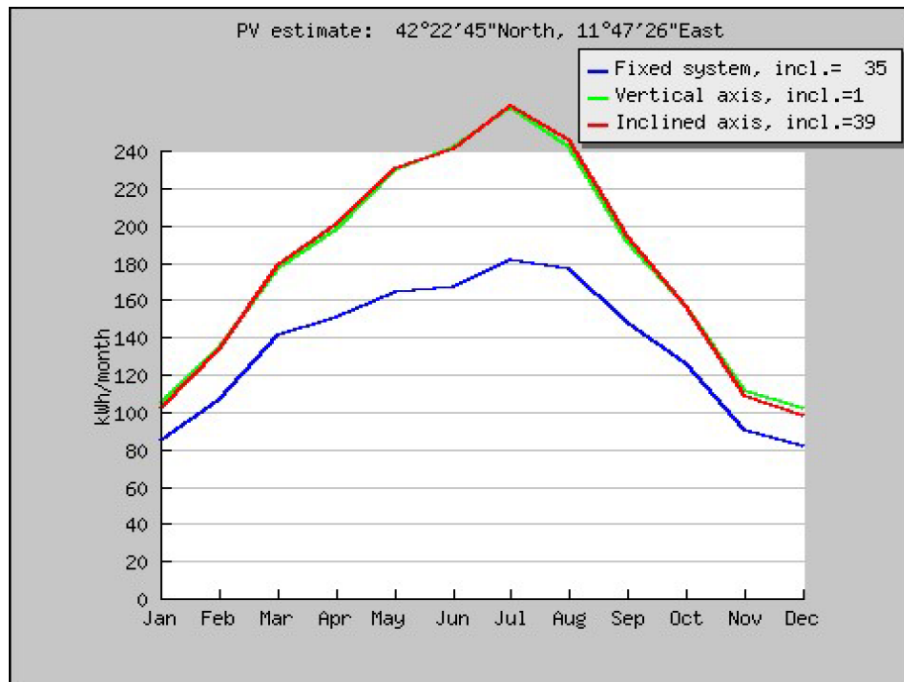
Perdita per temperature: 10.3% (using local ambient temperature)

Perdite per effetti di riflessione: 2.6%

Altre perdite (cavi elettrici, inverter etc.): 4.0%

Effetto combinato delle perdite: 16.1%

Inclined axis tracking system inclination=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	2.11	65.3	2.31	71.7
Feb	2.95	82.5	3.25	90.9
Mar	4.42	137	5.05	157
Apr	5.94	178	6.92	207
May	6.83	212	8.15	253
Jun	7.38	221	9.06	272
Jul	7.69	238	9.50	294
Aug	7.11	220	8.82	273
Sep	5.13	154	6.15	184
Oct	3.69	114	4.28	133
Nov	2.39	71.7	2.69	80.8
Dec	1.83	56.6	2.02	62.8
Yearly average	4.80	146	5.60	170
Total for year		1750		2040



Confronto fra la producibilità con sistemi tradizionali e gli innovativi inseguitori monoassiali.

3.4 Stima dell'energia producibile

Data la potenza di picco installata e le stime di radiazione solare del paragrafo precedente, è possibile dare una stima della producibilità in funzione del performance ratio. Nella tabella seguente si riportano le stime:

Radiazione Solare Media	1510 kWh/m²
PR*	0.84
Producibilità kWh/kWp*	1750

*Tenendo in considerazione l'incremento di producibilità dato dagli inseguitori monoassiali.

Quindi considerando una potenza di 84 MWp, abbiamo una produzione di energia pari a 147.000.000 kWh/annui.

3.5 Tipologia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico in silicio cristallino caratterizzato da un potenza nominale pari a circa 84 MWp posto al suolo, presso il terreno agricolo sito nel comune di Figline e Incisa Valdarno (FI).

Dati Impianto

Tipo di terreno	Terreno industriale
Potenza contrattuale:	84 MWp
Posizionamento del generatore FV:	installazione al suolo
Orientamento generatore FV:	NORD-SUD
Angolo di tilt del generatore FV:	variabile con inseguimento est-ovest.
Fattore di albedo:	erba verde: 0.26
Fattore di riduzione delle ombre K_{omb}	98%

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio policristallino caratterizzati da una potenza nominale indicativa di 610 Wp, e inverter centralizzati come dettagliatamente descritto nei datasheet allegati.

I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, come meglio descritto in seguito, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia).

La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel Locale di misura all'interno del manufatto per cabina MT/BT ed avverrà, come prescritto dalle norme vigenti, attraverso un contatore di energia di tipo elettromeccanico con visualizzazione della quantità di energia ceduta alla rete elettrica esterna che sarà posto a cura del Distributore di Energia Elettrica.

3.6 Calcolo della CO₂ risparmiata

La realizzazione di un impianto fotovoltaico permette di risparmiare l'immissione in atmosfera di anidride carbonica (CO₂). La quantità di CO₂ risparmiata è equivalente al valore di anidride carbonica emessa da un impianto termoelettrico a gasolio per produrre la stessa quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico. Utilizzando i fattori di conversione emessi dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (Delibera n 177/05) e considerando che per ogni TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio) si producono circa 3 tonnellate di CO₂

Considerando che la produzione energetica, come calcolata nel paragrafo precedente, è **pari a 147.000.000 kWh/annui**.

Dallo Studio ISPRA, 343/2021, "Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del sistema elettrico", si ha che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 462,2 g CO₂.

si ottiene che l'impianto in questione permetterà di evitare l'immissione in atmosfera di circa **75.000** Tonnellate di CO₂ ogni anno.

4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE

L'allegato tecnico Tavola 08 "Schema elettrico unifilare generale" riporta lo schema elettrico unifilare generale a partire dal quale è possibile evidenziare le principali funzioni svolte dai sottosistemi ed apparecchiature costituenti l'impianto stesso.

Il generatore fotovoltaico, posto al suolo, è composto da moduli in silicio monocristallino caratterizzati e inverter centralizzati, come evidenziato nello schema unifilare e con le caratteristiche dettagliate nei relativi datasheet allegati.

Le stringhe fotovoltaiche di ciascun sottocampo saranno connesse in parallelo attraverso un quadro di sottocampo come messo in evidenza nello schema unifilare allegato.

L'involucro esterno dell'inverter è in grado di resistere alla penetrazione di solidi e liquidi con grado di protezione IP65. L'inverter è predisposto per un sistema di monitoraggio locale ed un'interfaccia per essere collegato al sistema di monitoraggio e acquisizione dati dell'impianto.

5. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Il dimensionamento del generatore sarà realizzato in modo tale che si abbia compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e l'inverter adottato.

In pratica, si verificherà che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \min} \geq V_{inv \ MPPT \ min}$
- $V_{m \ max} \leq V_{inv \ MPPT \ max}$
- $V_{OC \ max} < V_{inv \ max}$

Nelle quali $V_{inv \ MPPT \ min}$ e $V_{inv \ MPPT \ max}$ rappresentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv \ max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

5.2 Portata dei cavi in regime permanente

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad e \quad I_f \leq 1,45 * I_Z$$

I_B = corrente di impiego del circuito (funzione del dimensionamento dell'impianto)

I_Z = portata in regime permanente della conduttura (funzione del tipo di cavo scelto)

I_N = corrente nominale del dispositivo di protezione.

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Parte in Corrente Continua

Le seguenti indicazioni sono di massima e verranno definite in fase di progetto esecutivo in accordo con i fornitori.

In particolare, per la parte in corrente continua dell'impianto, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (corrente nominale di stringa), mentre I_N e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi (corrente di corto stringa), rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Per quanto riguarda i collegamenti tra i moduli fotovoltaici e i quadri di sottocampo, essi sono realizzati con cavo unipolare in gomma (PVC) di sezione 6 mm² almeno.

I collegamenti tra le uscite dei quadri di sottocampo (QSC/C) ed i corrispondenti quadri di campo (C) sono realizzati mediante cavi unipolari in PVC la cui sezione varia in funzione della distanza a cui si trova il quadro di sottocampo da quello di campo.

I collegamenti tra l'uscita dei quadri di campo (C) ed i rispettivi inverter sono realizzati mediante cavo unipolare in gomma (PVC) FG7R 06/1kV 240 mm² polo positivo e 240 mm² polo negativo almeno.

I collegamenti tra l'uscita degli inverter ed il trasformatore sono realizzati mediante cavo unipolare in gomma (PVC) FG7R 240 mm² almeno per fase.

Parte in Corrente Alternata

Per quanto riguarda, poi, i cavi in media tensione si ha che:

a) il collegamento dal trasformatore di potenza al quadro di media tensione sarà realizzato mediante linea trifase opportuna; Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale.

Nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente si è già tenuto conto di tali valori, attribuibili ad I_N ed I_f . In tal modo, pertanto, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno degli inverter.

L'interruttore magnetotermico posto a valle degli inverter agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter stesso.

5.3 Sezione dei conduttori di protezione

Per i conduttori di protezione, in questa fase non avendo a disposizione le correnti di cortocircuito a terra e i tempi di intervento delle protezioni, non possiamo effettuare i calcoli. Usiamo quindi, per il momento il metodo di prendere il PE pari alla metà della rispettiva sezione di fase (certamente sufficiente).

6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE

Descrizione tecnica generale Delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale

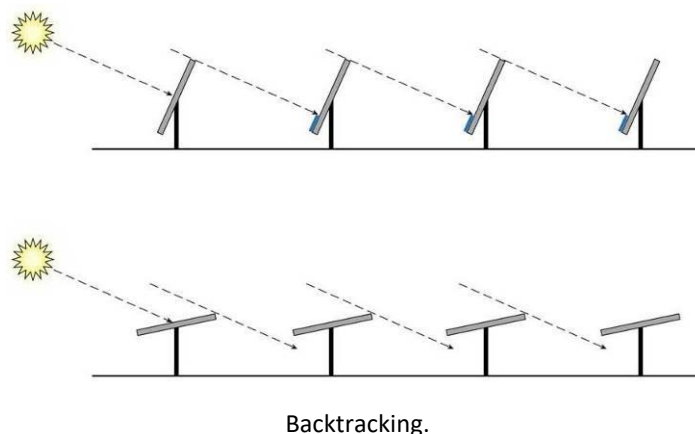
Ulteriore innovazione nei nostri progetti e l'adozione di tecnologie ad inseguimento monoassiale che permettono nel contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori.

Si sottolinea che essendo molto dinamico il mercato e la tecnologia dei tracker, il fornitore e le dimensioni del tracker potrebbero variare in fase esecutiva, ad esempio potranno essere utilizzati anche altri brand come Soltec, Next Tracker ecc.

L'inseguitore solare ha l'obiettivo di massimizzare l'efficienza energetica e i costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo è stato raggiunto con un singolo prodotto che garantisce i vantaggi di una soluzione di inseguimento solare con una semplice installazione e manutenzione come quella degli array fissi post-driven.

Il tracker orizzontale monoassiale, che utilizza dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione 0°). I layout di campo con inseguitori monoasse orizzontali sono molto flessibili, ciò significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è tutto ciò che è necessario per posizionare opportunamente i tracker.

Il sistema di backtracking controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata.



Il Backtracking massimizza il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa funzione, è possibile ridurre la distanza centrale tra le varie stringhe. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno di quelli che impiegano soluzioni di localizzazione simili. L'assenza di inclinazione del cambiamento stagionale, (cioè il tracciamento "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente una struttura meccanica molto più semplice che rende un sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in una maggiore acquisizione di energia a un costo simile a



una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento della produzione di energia dal 15% al 35%, l'introduzione di una tecnologia di inseguimento economica. ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su vasta scala.

Per i dettagli costruttivi e tutte le caratteristiche tecniche si rimanda alla relazione specialistica allegata "RELAZIONE Descrizione Strutturale Inseguitori".

7. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

7.1 Inverter, Cabine Inverter e trasformatori

Gli inverter saranno posizionati in un box ad alloggiare tutti gli elementi dell'inverter centralizzato selezionato, e descritto in dettaglio nel datasheet allegato. Dimensioni e caratteristiche delle cabine sono riportate nella tavola relativa allegata.

Si è scelto di adottare una soluzione centralizzata e compatta SG6600/8800UD-MV con uscita a 30 kV.

PECULIARITÀ

- Flessibilità e scalabilità di configurazione.
- Vasta e completa gamma di potenza.
- Realizzata e collaudata direttamente in fabbrica per ridurre i tempi di installazione ed evitare l'assemblaggio in impianto.
- Massima efficienza e produzione di energia grazie a inverter con MPS.
- Gestione differenziata del generatore fotovoltaico e suddivisione ottimizzata in sottocampi.
- Progettata in maniera tale da poter essere facilmente mantenuta periodicamente grazie alla facile accessibilità di tutti i dispositivi installati.

Si riportano di seguito la sintesi delle caratteristiche:

Modello	SG6600UD-MV	SG8800UD-MV
Ingresso (CC)		
Tensione massima FV in ingresso	1500 V	
Tensione minima FV in ingresso / Tensione di avviamento	895 V / 905 V	
Intervallo di tensione MPP	895 – 1500 V	
N. di ingressi MPP indipendenti	6	8
N. di ingressi CC	30 (in opzione: 36/42 ingressi con polo negativo a terra)	40 (in opzione: 48/56 ingressi con polo negativo a terra)
Corrente massima FV in ingresso	6 * 1435 A	8 * 1435 A
Massima corrente di cortocircuito CC	6 * 5000 A	8 * 5000 A
Configurazione del generatore FV	Polo negativo a terra / Floating	
Uscita (CA)		
Potenza di uscita CA	6600 kVA a 40 °C 7590 kVA a 20 °C	8800 kVA a 40 °C 10120 kVA a 20 °C
Corrente di uscita massima inverter	6 x 1160 A	8 x 1160 A
Corrente massima in uscita CA	219 A	293 A
Intervallo di tensione CA	10 kV – 35 kV	20 kV – 35 kV
Frequenza nominale di rete / Intervallo di frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Distorsione armonica totale (THD)	< 3% (alla potenza nominale)	
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di potenza regolabile	>0,99 / 0,8 in entrata – 0,8 in uscita	
Fasi alimentazione / Connessione CA	3 / 3-PE	
Efficienza		
Efficienza massima dell'inverter / Efficienza europea dell'inverter	99,0% / 98,7%	
Trasformatore		
Potenza nominale del trasformatore	6600 kVA	8800 kVA
Potenza massima del trasformatore	7590 kVA	10120 kVA
Tensione LV / MT	0,63 kV / 0,63 kV / (10 – 35) kV	0,63 kV / 0,63 kV / (20 – 35) kV
Impedenza di corto circuito	8% (0 – ±10%) a 6600 kVA	9,5% (0 – ±10%) a 8800 kVA
Gruppo vettoriale	Dy11y11	
Tipo di raffreddamento del trasformatore	ONAN/In opzione: ONAF	
Tipo di olio	Olio minerale (privo di PCB) o olio biodegradabile su richiesta	
Protezioni e funzionalità		
Protezione ingressi CC	Sezionatore di carico + fusibile	
Protezione uscita inverter	Interruttore automatico	
Protezione uscita MT CA	Interruttore automatico	
Protezione da sovracorrente	CC Tipo II / CA Tipo II	
Monitoraggio rete / Monitoraggio delle dispersioni a terra	Sì / Sì	
Monitoraggio isolamento	Sì	
Protezione da surriscaldamento	Sì	
Funzione Q @ night	In opzione	
Dati generali		
Dimensioni (Larghezza x Altezza x Profondità)	12192x2896x2438 mm	
Peso	≤28 T	≤32 T
Grado di protezione	Inverter: IP65 / Altri: IP54	
Alimentazione ausiliaria	5 kVA (in opzione: max. 40 kVA)	
Intervallo di temperatura ambiente di esercizio	Da -35 a 60 °C (>40 °C depotenziamento)	
Intervallo di umidità relativa consentito	0 – 100%	
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata a temperatura controllata	
Altitudine massima di esercizio	1000 m (standard) / > 1000 m (in opzione)	
Display	Indicatori LED, WLAN+WebHMI	
Comunicazione	Standard: RS485, Ethernet; in opzione: fibra ottica	
Conformità	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Supporto rete	Funzione reattiva notturna (Q @ night; in opzione), L/HVRT, controllo potenza attiva e reattiva e controllo della rampa di potenza	



ALTO RENDIMENTO

- Tecnologia avanzata a tre livelli, efficienza massima dell'inverter 99%
- Raffreddamento efficace, funzionamento a piena potenza a 40 °C



SMART O&M

- Funzioni di "zone monitoring" e monitoraggio dei parametri MV integrate, per analisi on-line e risoluzione dei guasti
- Design modulare, manutenzione semplificata



RISPARMIO SULL'INVESTIMENTO

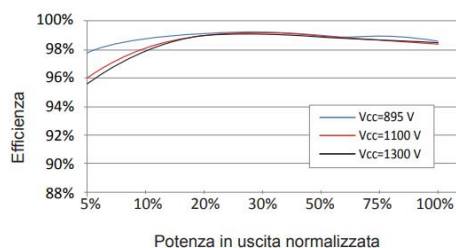
- Bassi costi di trasporto e installazione grazie al design del container da 40 piedi
- Impianto 1500 V CC, costi di sistema ridotti
- Trasformatore MT/BT, cella di media tensione e quadro di distribuzione ausiliaria integrati
- Funzione Q @ night opzionale



SUPPORTO ALLA RETE

- Conformità alle norme: IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Controllo della potenza attiva e reattiva e controllo della rampa di potenza

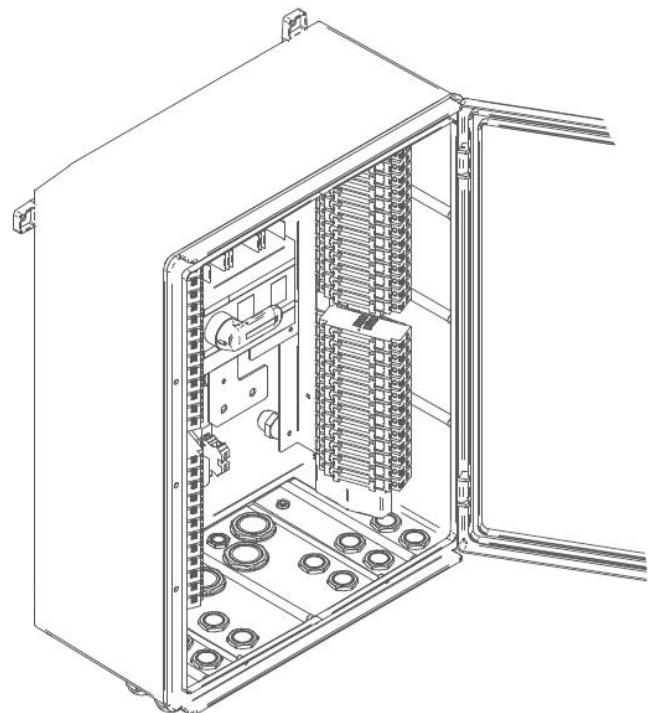
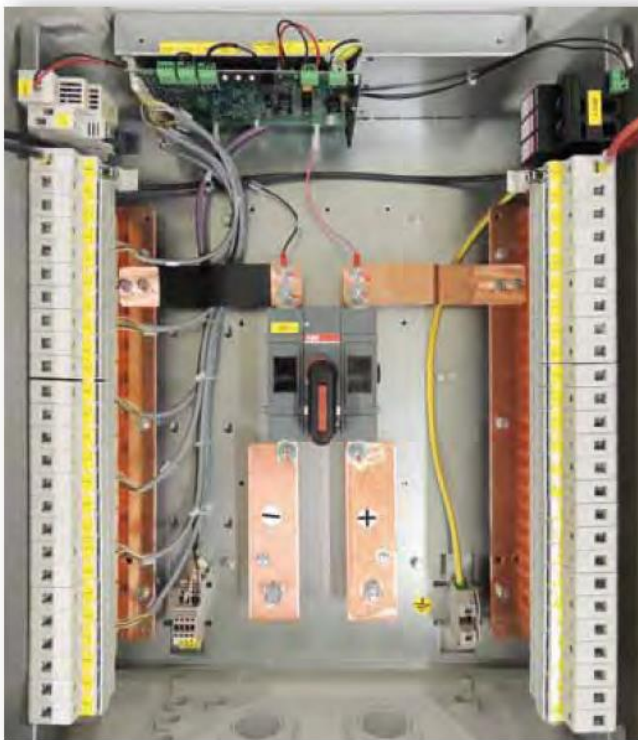
CURVA DI EFFICIENZA

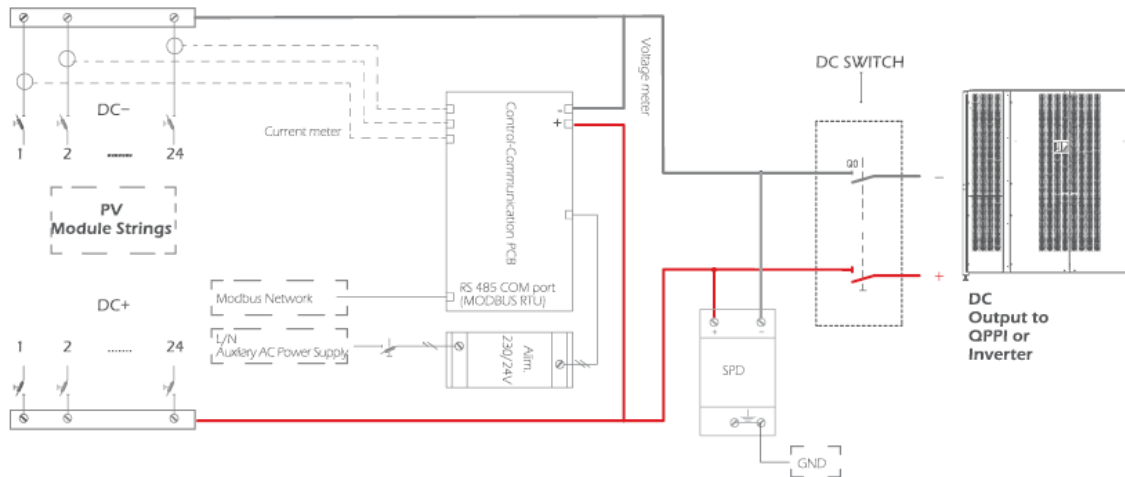


7.2 String box e Quadri di sottocampo

I **Combiner box SunGrow**, sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte stringhe di moduli FV ad essi collegate.

Questi prodotti, altamente performanti, implementano la misura delle correnti mediante trasduttori ad effetto Hall e favoriscono una puntuale localizzazione delle problematiche del campo FV minimizzando i tempi di mancata produzione ed agevolando l'intervento mirato e tempestivo del Service. Ogni cassetta è equipaggiata con protezioni a varistori SPD contro le sovratensioni; il sezionatore in uscita ed i portafusibili in ingresso permettono di isolare il singolo sotto-campo FV o le singole stringhe dal resto dell'impianto, consentendo agli operatori di lavorare in piena sicurezza. Grazie a questi prodotti ad avanzata tecnologia è anche possibile gestire tutti i sistemi di comunicazione del campo fotovoltaico. Il monitoraggio dello sbilanciamento delle correnti (miss-matching) è integrato e disponibile all'interno della logica di controllo dei nostri inverter. Grazie alle cassette di campo FIMER serie SBC è possibile infine dialogare, mediante il protocollo MODBUS RTU INTEGRATO, con tutti i sistemi di comunicazione presenti sul mercato. La flessibilità è prima di tutto.





General data

Models	SBC 08	SBC 12	SBC 16	SBC 20	SBC 24
Combiner box	IA0.595.008	IA0.595.012	IA0.595.016	IA0.595.020	IA0.595.024
Combiner box with probe	IA0.596.008s	IA0.595.012s	IA0.595.016s	IA0.595.020s	IA0.595.024s
Max voltage (V_{cc})	1.500 V	1.500 V	1.500 V	1.500 V	1.500 V
N° of DC+ input	8	12	16	20	24
N° of DC- input	8	12	16	20	24
SPD protection	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II
Electronic equipment onboard	- Monitor single string current - Monitor V_{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature	- Monitor single string current - Monitor V_{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature	- Monitor single string current - Monitor V_{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature	- Monitor single string current - Monitor V_{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature	- Monitor single string current - Monitor V_{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature
Electronic equipment for probe monitor	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact
Communication protocol	MODBUS RTU	MODBUS RTU	MODBUS RTU	MODBUS RTU	MODBUS RTU

Housing

Housing	GRP (Glass fiber reinforced polyester)	GRP (Glass fiber reinforced polyester)	GRP (Glass fiber reinforced polyester)	GRP (Glass fiber reinforced polyester)	GRP (Glass fiber reinforced polyester)
Door / Opening angle / Lock	Blind /> 120° / Standard	Blind /> 120° / Standard	Blind /> 120° / Standard	Blind /> 120° / Standard	Blind /> 120° / Standard
Housing Dimensions (DxWxH mm)	550x270x700	670x325x862	670x325x862	670x325x862	670x325x862
Weight	17.6 Kg	19.5 Kg	23 Kg	24.5 Kg	25.5 Kg
External protection degree	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Open door protection degreeaperta	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20
Safety class	II	II	II	II	II
Colour	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035

Environmental data

Operating temperature	-20 / +50 C°	-20 / +50 C°	-20 / +50 C°	-20 / +50 C°	-20 / +50 C°
Storage	-25 -60	-25 -60	-25 -60	-25 -60	-25 -60
Height above the sea (Note 2)	up to 2.000 m	up to 2.000 m	up to 2.000 m	up to 2.000 m	up to 2.000 m
Humidity	0-95% (non condensing)	0-95% (non condensing)	0-95% (non condensing)	0-95% (non condensing)	0-95% (non condensing)

DC input

Input cable entry	Cable gland	Cable gland	Cable gland	Cable gland	Cable gland
Input connection	Directly on fuse holder	Directly on fuse holder	Directly on fuse holder	Directly on fuse holder	Directly on fuse holder
Conductor cross section	4 - 6 mmq	4 - 6 mmq	4 - 6 mmq	4 - 6 mmq	4 - 6 mmq
Fuse Type	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV
Fuse size (A _{cc})	Up to 20 A	Up to 20 A	Up to 20 A	Up to 20 A	Up to 20 A
N° fuse	16	24	32	40	48
Range current sense	± 25A	± 25A	± 25A	± 25A	± 25A
Accuracy	0.5% f.s.	0.5% f.s.	0.5% f.s.	0.5% f.s.	0.5% f.s.
Current reading tipology	Hall effect	Hall effect	Hall effect	Hall effect	Hall effect

DC Output

Output cable gland	2xPG29 (*)	2xPG29 (*)	2xPG29 (*)	2xPG29 (*)	2xPG29 (*)
Clamping Area	18-25mm	18-25mm	18-25mm	18-25mm	18-25mm
Conductor material	Copper	Copper	Copper	Copper	Copper
Terminal type	Screw M10	Screw M10	Screw M10	Screw M10	Screw M10
Voltage DC switch	1.500 V _{cc}	1.500 V _{cc}	1.500 V _{cc}	1.500 V _{cc}	1.500 V _{cc}
Current DC switch (DC-21B)	160 A (*)	160 A (*)	250 A (*)	250 A (*)	250 A (*)

7.3 Collegamenti elettrici e cavidotti

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact pre-installati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio.

Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi (profondità non inferiore a 0,8 m per i cavi di media tensione su proprietà privata e pari ad almeno 1 metro su terreno pubblico) seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi .

I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 15 / 20 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni.

Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750 N).

Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

7.4 Moduli Fotovoltaici

I moduli previsti sono **Longi Solar Himo 7**

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate nel datasheet allegato e potenza di circa 610 Wp.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 90% del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'80% dopo 25 anni.

Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

7.5 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico

Per garantire un controllo continuo e immediato dello stato dell'impianto saranno installati sia un sistema di controllo remoto via web sia un apparato di monitoraggio ed immagazzinamento dei dati di funzionamento dell'impianto.

Per i dettagli riguardanti il sistema di telecontrollo si rimanda all'Allegato Tecnico A.

7.6 Impianto di antifurto

L'impianto sarà dotato di sistema TV a circuito chiuso a controllo remoto, completo di collegamenti con palo e plinto.

Per i dettagli riguardanti il sistema di videosorveglianza si rimanda all'Allegato Tecnico A.

7.7 Cavi elettrici e cablaggio

I collegamenti elettrici lato DC dai moduli ai quadri di sottocampo, dai quadri di sottocampo ai quadri di campo, e dai quadri di campo agli inverter, verranno realizzati mediante l'utilizzo di cavi di adeguata sezione tale da garantire perdite complessive inferiori al 2% (come di seguito specificato). Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Conduttori di protezione: | giallo-verde (obbligatorio) |
| <input type="checkbox"/> Conduttore di neutro: | blu chiaro (obbligatorio) |
| <input type="checkbox"/> Conduttore di fase: | grigio / marrone |
| <input type="checkbox"/> Conduttore per circuiti in C.C.: | chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-”. |

I cavi sono dimensionati come precedentemente descritto nel paragrafo 5. “CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO”.

8. VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ❑ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ❑ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ❑ messa a terra di masse e scaricatori;
- ❑ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Per verifica si intende l'insieme delle operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza alle prescrizioni della Norma CEI 64-8 quinta edizione dell'intero impianto elettrico. La verifica comprende un esame a vista e prove.

Esame a vista: per esame a vista si intende l'esame dell'impianto elettrico per accertare che le sue condizioni di realizzazione siano corrette, senza l'effettuazione di prove.

Prova: per prova si intende l'effettuazione di misure o di altre operazioni sull'impianto elettrico mediante le quali si accerti l'efficienza dello stesso impianto elettrico. La misura comporta l'accertamento di valori mediante appropriati strumenti.

8.1 Esame a vista

L'esame a vista deve precedere le prove e deve essere effettuato, di regola, con l'intero impianto fuori tensione. L'esame a vista deve accertare che i componenti elettrici siano:

- conformi alle prescrizioni di sicurezza delle relative Norme anche mediante accertamento di marchi e/o di certificazione dei prodotti e materiali scelti correttamente;
- posa in opera di prodotti e materiali in accordo con le prescrizioni delle Norme tecniche;
- assenza di danneggiamenti visibili e tali da compromettere la sicurezza.

L'esame a vista deve riguardare le seguenti condizioni, per quanto applicabili:

- metodi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti, ivi compresa la misura delle distanze;
- scelta dei conduttori per quanto concerne la loro portata e la caduta di tensione;
- scelta e taratura dei dispositivi di protezione e di segnalazione;
- presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento o di comando;

- scelta dei componenti elettrici e delle misure di protezione idonei anche in riferimento alle influenze esterne;
- identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- presenza di schemi, di cartelli monitori e di informazioni analoghe;
- identificazione dei circuiti, dei fusibili, degli interruttori, dei morsetti ecc.;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità dell'impianto per interventi operativi e di manutenzione.

8.2 Prove

In maniera preliminare si indicano le principali prove che devono essere eseguite, per quanto applicabili, e preferibilmente nell'ordine indicato:

- continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori equipotenziali principali e supplementari;
- resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;
- protezione per separazione dei circuiti nel caso di sistemi SELV e PELV e nel caso di separazione elettrica;
- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- prove di funzionamento;
- caduta di tensione.

Nel caso in cui qualche prova indichi la presenza di un difetto, tale prova e ogni altra prova precedente che possa essere stata influenzata dal difetto segnalato devono essere ripetute dopo

l'eliminazione del difetto stesso. I metodi di prova descritti costituiscono metodi di riferimento; è ammesso l'uso di altri metodi di prova, purché essi forniscano risultati altrettanto validi.

Gli strumenti di misura e gli apparecchi di controllo devono essere conformi alle Norme della serie CEI EN 61557.

Prova della continuità dei conduttori di protezione, compresi i conduttori equipotenziali principali e supplementari. Deve essere eseguita una prova di continuità. Si raccomanda che questa prova venga effettuata con una corrente di almeno 0,2 A, utilizzando una sorgente di tensione alternata o continua compresa tra 4 V e 24 V a vuoto.

Protezione mediante separazione elettrica. La separazione delle parti attive da quelle di altri circuiti e dalla terra deve essere verificata mediante una misura della resistenza di isolamento. I valori di resistenza ottenuti devono essere in accordo con la Tab. 61A (CEI 64-8 quinta edizione).



Misura della resistenza di isolamento dell'impianto elettrico. La resistenza di isolamento deve essere misurata tra ogni conduttore attivo e la terra. Durante questa misura, i conduttori di fase e di neutro possono essere collegati assieme (sistemi TT, IT e TN-S).

In fase di elaborazione del progetto esecutivo verranno indicate le ulteriori prove da effettuare, anche in collaborazione con i fornitori.

8.3 Montaggio componenti

I montaggi delle opere meccaniche ed elettriche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte". I montaggi meccanici in campo consistono principalmente in:

- posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli;
- montaggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo consistono principalmente in:

- posa dell'impianto di terra contestuale alle opere edili;
- posa di cavidotti e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa e predisposizione dei tubi dal pozzetto sino al supporto dei quadri di campo;
- posa delle condutture sulle strutture di stringa;
- collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- posa in opera degli inverter;
- posa in opera quadro di parallelo;
- posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e i quadri di parallelo;
- posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo e gli inverter ;
- posa dei cavi di collegamento tra il quadro parallelo e interfaccia al contatore di energia elettrica (punto di consegna);
- posa dell'impianto di illuminazione del campo FV e dei blocchi prese di servizio;
- cablaggio del dispositivo di comunicazione e gestione degli inverter;
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

9. SISTEMI DI ACCUMULO

Si precisa che inizialmente non verranno installate soluzioni di accumulo di energia. Si intende autorizzare però delle idonee cabine delle dimensioni di container standard (come descritto nella relazione “Relazione Dati Volumi e Superfici” e nei layout di impianto allegati) in cui eventualmente in futuro, quando la tecnologia sarà economicamente sostenibile, verranno alloggiare le soluzioni di accumulo.

10. OPERE E IMPIANTI DI RETE PER LA CONNESSIONE

L’impianto in oggetto verrà allacciato alla rete elettrica nazionale, nella quale immetterà la totalità dell’energia prodotta, secondo soluzione di connessione fornita da ENEL e riportata nella STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) con Codice Pratica **373828017**, datata 21/07/2023.

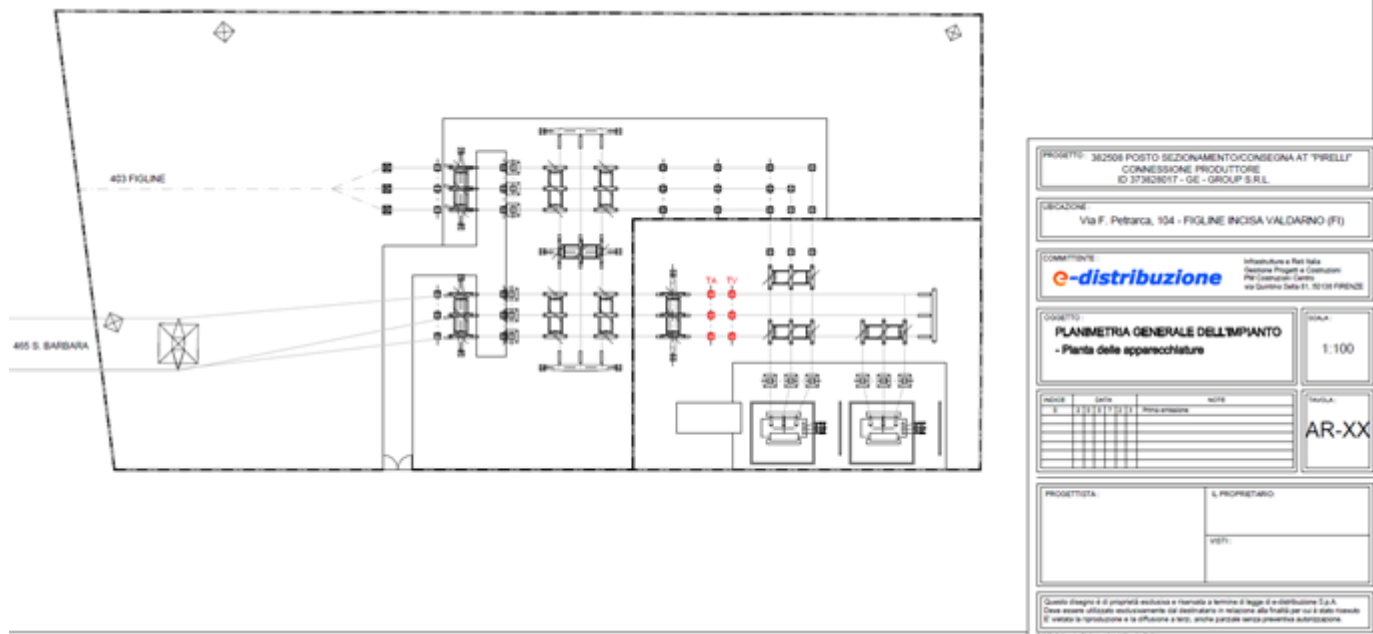
La soluzione di connessione, come da preventivo Enel **373828017**, **prevede una** connessione dell’impianto in oggetto al Posto di sezionamento denominato “PS Pirelli” attualmente connesso alle linee RTN a 132 kV “PS Pirelli – S. Barbara” e “PS Pirelli – CP Figline”.

La connessione avverrà dal campo fotovoltaico allo stabilimento tramite un Elettrodotto aereo parallelo alla linea Terna AT già esistente in modo da mitigare l’impatto ambientale meglio descritto nella tavola T08.

10.1 Stazione Elettrica Utente Di Trasformazione 30/132 kV

Ha il compito di prelevare l’energia prodotta dalle centrali FV, trasmessa alla stazione di trasformazione mediante cavi interrati a 30 kV, di trasformarla alla tensione di 132 kV e di consegnarla in rete nella SE RTN, contabilizzando nel punto di misura AT l’energia in transito.

La Stazione Elettrica RTN e quella utente, anche se eserciteranno le proprie funzioni in parallelo, saranno due entità completamente separate (come rappresentato nelle tavole allegate).



È composta da:

- Stalli trasformatore 132/30 kV (con Punto di Misura AT) per il collegamento tra la SE RTN e la centrale FV;
- Uno stallo linea 132 kV (con Punto di Misura AT) per il collegamento tra la SE RTN e la centrale FV;
- Edifici, con annessi locali (contenente apparecchiature per la contabilizzazione dell'energia in transito), destinato a: SPCC, Servizi Ausiliari, celle MT per l'uscita delle linee 30 kV di collegamento con le centrali FV.

10.2 Campi Elettrici E Magnetici

A livello nazionale la protezione della popolazione dai campi elettrici e magnetici è regolata dal disposto combinato del D.Lgs. 36/2001 e del D.P.C.M. 08/07/2003 che individua i seguenti limiti:

- limite di esposizione il valore di campo elettromagnetico da osservare ai fini della tutela della salute da effetti acuti, pari a 5 kV/m per il campo elettrico e 100 uT per il campo magnetico;
- valore di attenzione, come quel valore del campo magnetico da osservare quale misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine (valido per esposizioni giornaliere non inferiori alle 4 ore) pari a 10 uT;

Obiettivo di qualità, valore del campo magnetico che rappresenta l'obiettivo da perseguire per tutte le nuove realizzazioni, per esposizioni giornaliere non inferiori alle 4 ore, pari a 3 uT.

In particolare, la realizzazione di nuove linee dovrà rispettare i 5 kV/m per il campo elettrico e i 3 uT per il campo magnetico. Per quanto riguarda il campo elettrico, lo stesso viene rispettato per distanze del conduttore dal terreno



superiori a 7 m, di conseguenza viene sempre rispettato nel caso in oggetto essendo i franchi sempre superiori a tali valori.

In accordo a quanto disposto dal DM 29/05/2008 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”, il doc. “Relazione Campi Elettromagnetici” mostra l’estensione delle Distanze ed Aree di Prima Approssimazione.

La Distanza di Prima Approssimazione (DPA) che rappresenta la distanza, in pianta sul livello del suolo, della proiezione a terra dell’isolinea a 3 μ T dalla proiezione a terra dell’asse della linea, ovvero la proiezione a terra della fascia di rispetto della linea.

Ai sensi del DM 29/05/2008, la DPA viene calcolata con la portata in servizio normale della linea definita dalla norma CEI 11-60 pari, nel caso di elettrodotti 150 kV. Comunque, per il dimensionamento e i calcoli definitivi, si rimanda al progetto esecutivo che si realizzerà in seguito all’autorizzazione e quindi alla potenza definitiva degli impianti.

10.3 Caratteristiche Apparecchiature AT

Le caratteristiche principali delle apparecchiature AT sono indicate nel seguito del presente paragrafo. Gli interruttori sono del tipo in esafluoruro di zolfo (SF6), per installazione all’esterno, conformi alla Norma CEI 17-1 (anno 1998) e alla Variante V1 (anno 1999). Essi sono comandabili sia localmente (prova), sia a distanza (servizio). L’armadio di comando è dotato di un commutatore di scelta servizio a chiave, a due posizioni (servizio/prova) e di pulsanti di comando chiusura/apertura.

I sezionatori, del tipo per installazione all’esterno, sono provvisti di meccanismi di manovra a motore e manuali e sono conformi alla Norma CEI EN 60129. Essi sono previsti con comando tripolare ed armadio di comando unico. Oltre all’armadio di comando, è previsto un armadio di interfaccia con il sistema di protezione, controllo e SA della stazione (comandi, segnali e alimentazioni) che contiene un commutatore di scelta servizio. In caso di sezionatori combinati con sezionatori di terra, sono previsti armadi separati per ciascun apparecchio. Il commutatore di scelta servizio può assumere le tre posizioni Servizio/Prova/Manuale che abilitano rispettivamente i comandi remoti, quelli a mezzo di pulsanti locali e le operazioni manuali tramite manovella. Tutti i comandi sono condizionati da un consenso elettrico di “liceità manovra” proveniente dall’esterno. I sezionatori combinati con sezionatori di terra sono dotati di un dispositivo di interblocco meccanico diretto che consente la manovra del sezionatore di terra solo con sezionatore aperto e di eseguire le manovre del sezionatore solo con sezionatore di terra aperto.

I trasformatori di corrente, del tipo per installazione all’esterno, sono conformi alla Norma CEI EN 60044-1 (Classificazione 38-1 - Edizione quarta – anno 2000 – fascicolo 5706), alla sua variante CEI EN 60044-1/A1 (anno 2001 – fascicolo 6089) e alla sua variante CEI EN 60044-1/A2 (anno 2003 – fascicolo 6978). Essi possono essere del tipo con isolamento in carta-olio o del tipo con isolamento in SF6. I TA in SF6 soddisfano le disposizioni vigenti in termini di disciplina dei contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e materiale metallico e contenenti parti attive di apparecchiature elettriche; è prevista una valvola di sicurezza per le sovrappressioni interne ed un manodensostato per il controllo della pressione.

10.4 Sostegni, Isolatori, Morsetti, Connessioni

Il tipo tubolare viene utilizzato per la realizzazione dei sostegni delle apparecchiature AT, delle sbarre e degli isolatori per i collegamenti ad alta tensione, mentre il tipo tralicciato viene utilizzato per gli amarri delle linee AT. Tutti i sostegni sono rispondenti alle seguenti Norme e Decreti:

- Norme CEI 7-6 e 11-4
- Norme UNI 3740 e 7091
- Norme UNI EN 10025 e 10045/1
- Norma CNR UNI 10011
- DM 1086 del 05/11/71

Tutti i materiali utilizzabili per la costruzione dei sostegni sono, di norma, scelti tra quelli indicati dalle Norme UNI EN 10025. I collegamenti filettati per tutti i tipi di sostegno sono conformi alle Norme UNI 3740. Tutto il materiale ferroso è zincato a caldo secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 7-6.

Gli isolatori utilizzati per le sbarre, per i sezionatori (isolatori portanti e di manovra) e per le colonne portanti sono realizzati in porcellana e sono conformi alle Norme CEI 36-12 (anno 1998) e CEI EN 60168. Gli isolatori di linea sono del tipo cappa e perno in vetro temperato e sono conformi alla Norma CEI EN 60383-1 (classificazione CEI 36-20 del 1998) e alla sua variante CEI EN 60383-1/A11 (anno 2000). Inoltre, i sostegni, completi degli accessori necessari, sono predisposti per la messa a terra, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-4.

La morsetteria AT (dimensionata per le correnti di breve durata definite) di stazione è conforme alle Norme CEI EN 61284 (Edizione seconda – anno 1999) e comprende tutti i pezzi adottati per le connessioni delle sbarre, per le connessioni tra le apparecchiature e per quelle tra le apparecchiature e le sbarre, nonché quelli necessari per gli amarri di linea.

Il sistema di sbarre è realizzato mediante conduttori in tubo in lega di alluminio con le seguenti caratteristiche:

- diametro: 100/86 mm
- larghezza moduli: 11 m
- sbalzo alle estremità: 2 m

Il sistema di sbarre è ad una trave continua vincolata ai sostegni, con appoggio fisso al centro e rimanenti appoggi scorrevoli. Per i collegamenti tra le apparecchiature vengono impiegati conduttori in corda di alluminio crudo di diametro 36 mm conformi alla norma CEI 7-2 e tubi in lega di alluminio 100/86 mm conformi alla norma CEI 7-4.

10.5 Impianto di Terra

L'impianto di terra è costituito da una rete magliata di conduttori in corda di rame ed è dimensionato termicamente per una corrente di guasto di 31,5 kA per 0,5 s. Nei punti sottoposti ad un maggior gradiente di potenziale (portali, TA, TVC), le dimensioni delle maglie sono opportunamente ridotte. Inoltre, il lato di maglia è scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-1 (anno 1999 – fascicolo 5025). In linea di massima (ma con possibili variazioni nel progetto esecutivo), l'impianto è costituito da maglie aventi lato di 5-10 m nella zona delle apparecchiature e di circa 15-20 m in periferia. Le apparecchiature sono connesse alla rete mediante due o quattro conduttori di terre. Le funi di guardia delle linee afferenti alla stazione vengono normalmente collegate alla rete di terra della stazione medesima. Si precisa comunque che in ogni caso, ad opera ultimata, le tensioni di passo e di contatto vengono rilevate sperimentalmente e, qualora eccedano i limiti, vengono effettuate le necessarie modifiche dell'impianto (dispersori profondi, asfaltature, ecc.). La rete di terra è costituita da conduttori in corda di rame nudo di diametro 10,5 mm (sezione 63 mmq) interrati ad una profondità di 0,70 m. Tale materiale ha le seguenti caratteristiche:

- buona resistenza alla corrosione ad una grande varietà di terreni
- comportamento meccanico adeguato
- bassa resistività, anche a frequenze elevate
- bassa resistenza di contatto nei collegamenti.

I conduttori di terra che collegano al dispersore le strutture metalliche sono in rame di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²) collegati a due lati di maglia.

I TA, TVC e portali di amarro sono collegati alla rete di terra mediante quattro conduttori di rame sempre di diametro 14,7 mm, allo scopo di ridurre i disturbi elettromagnetici nelle apparecchiature di protezione e controllo, specialmente in presenza di correnti ad alta frequenza.

6.6 Opere Civili E Impianti Tecnologici

L'edificio RTN è formato solitamente da un corpo di dimensioni in pianta 30 x 12 m e con altezza fuori terra di 4,4 m ed è destinato a contenere le batterie, il gruppo elettrogeno, i quadri bt in c.a. e c.c. per le alimentazioni dei servizi ausiliari, i quadri di comando e controllo della stazione, gli apparati di teleoperazione ed i vettori, i locali per le alimentazioni MT, i servizi per il personale di manutenzione. La costruzione è di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile; la copertura del tetto è opportunamente coibentata ed impermeabilizzata, gli infissi realizzati in alluminio anodizzato del tipo antisfondamento. Nei locali apparati sarà posto in opera un pavimento modulare flottante per consentire il passaggio dei cavi sottopavimento.

Particolare cura viene osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori dei coefficienti volumetrici globali di dispersione termica, nel rispetto delle Norme di cui alla legge n. 373 del 4.4.75 e successivi aggiornamenti nonché alla legge n. 10 del 9.1.91. I quadri periferici del sistema di protezione e



controllo sono ubicati in box aventi pianta rettangolare con dimensioni esterne di m 2,40 x 4,80 ed altezza da terra di m 3,10. La struttura è di tipo prefabbricato con pannellature coibentate in lamiera zincata e preverniciata. La copertura a tetto piano è opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Gli infissi sono realizzati in alluminio anodizzato naturale. Le fondazioni sono realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera contro cassero; le coperture dei pozzetti facenti parte delle fondazioni sono in PRFV. La fondazione dei trasformatori MT/BT sarà in cls come da immagine seguente. Verrà previsto anche un box esterno per il gruppo elettrogeno.

I cunicoli per cassetteria sono realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera oppure prefabbricati; le coperture sono metalliche o in PRFV, comunque carrabili per 2000 kg. Le tubazioni per cavi MT o BT sono in PVC serie pesante e rinfiacate con calcestruzzo. Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni; i pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, avranno coperture metalliche o in PRFV. Per la raccolta e lo smaltimento delle acque meteoriche, viene realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglia la totalità delle acque raccolte in un corpo ricettore compatibile con la normativa in materia di tutela delle acque. Le acque di scarico dei servizi igienici provenienti dall'edificio quadri sono raccolte in un apposito serbatoio a svuotamento periodico di adeguate caratteristiche. Per l'ingresso alla stazione viene previsto un cancello carrabile di tipo scorrevole ed un cancello pedonale, ambedue inseriti tra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale alta m 2,35 è realizzata in pannelli di lunghezza 2,90 m costituiti da paletti in calcestruzzo prefabbricato con alla base una lastra prefabbricata in calcestruzzo. La viabilità interna viene realizzata in modo da consentire un agevole esercizio e manutenzione dell'impianto. L'illuminazione esterna di emergenza è realizzata con paline di altezza 1.2 m, mentre l'illuminazione di stazione verrà realizzata tramite l'utilizzo di proiettori su pali di altezza 9 m, opportunamente distribuiti sul layout.

Negli edifici di stazione vengono realizzati i seguenti impianti tecnologici:

- illuminazione e prese FM
- riscaldamento, condizionamento e ventilazione
- rivelazione incendi
- controllo accessi e antintrusione
- telefonico.

Gli impianti tecnologici sono realizzati conformemente a quanto prescritto dalle Norme UNI, CEI e CEI EN di riferimento. Vengono impiegati, inoltre, apparecchiature e materiali provvisti di certificazione IMQ o di marchio Europeo ed internazionale equivalente. Gli impianti elettrici sono tutti "a vista"; fanno eccezione solo alcuni locali (uffici, sala comandi, corridoi) ove sono di tipo "incassato". L'alimentazione elettrica degli impianti tecnologici è derivata da interruttori automatici magnetotermici differenziali (secondo Norme CEI 23-18); il sistema di distribuzione BT 400 V / 230 V c.a. adottato è di tipo TN-S previsto dalle Norme CEI 64-8/3. Tutti gli impianti elettrici sono completi di adeguato impianto di protezione.

11. SINTESI STUDIO GEOLOGICO, GEOTECNICO E IDROGEOLOGICO

Si riporta di seguito una SINTESI degli ASPETTI GEOLOGICI, rimandando alle relazioni specialistiche allegate per i dettagli.

L'area dove è prevista la realizzazione del campo fotovoltaico è posta all'interno di un'ampia depressione tettonica, allungata in direzione NordOvest-SudEst e bordata a NordEst e a SudOvest rispettivamente dalla dorsale del Pratomagno e dai Monti del Chianti; in tale depressione si è sviluppato durante il Plio-Pleistocene il bacino sedimentario fluvio-lacustre del Valdarno Superiore. La zona in studio è inserita nella zona collinare e di pianalto del territorio comunale, impostata sui depositi di ambiente fluvio-lacustre e palustre che hanno riempito la depressione tettonica del Valdarno Superiore, costituenti il Sintema del Valdarno Superiore; i sedimenti più superficiali sono costituiti prevalentemente da sabbie e limi quali le Sabbie di Palazzetto (SPA), Limi di Terranuova (TER), Limi e sabbie del Torrente Oreno (LSO), Sabbie di Borro Cave (SBC), Sabbie di Levane (SLE). La porzione di territorio in studio è stata oggetto di grandi modifiche morfologiche legate all'estrazione della lignite, negli anni 70, per alimentare la vicina centrale termoelettrica.

In particolare, l'impianto fotovoltaico in progetto si svilupperà su un altopiano, ubicato a quote variabili da 200 a 218 m s.l.m, allungato un direzione Nord-Ovest/Sud-Est, di origine antropica dato che l'area è stata sfruttata come discarica dei terreni di scarto dell'estrazione della lignite (Tavv.1-2). Pertanto, i sedimenti affioranti sono terreni di riporto a base prevalentemente argilloso-limosa nella porzione più a Sud, mentre nella porzione Nord predominano terreni di riporto a base limo-sabbiosa. I sopralluoghi e le indagini effettuate ci hanno consentito di verificare che l'area risulta stabile, anche nelle porzioni marginali del lotto, nei pressi delle aree indicate a pericolosità geomorfologica elevata dagli studi allegati al PS Comunale. Si tratta quindi di riporti stabilizzati e compattati; infatti, non si sono rilevate problematiche di subsidenza o di assestamento

Durante le indagini geognostiche è stata rilevata la presenza di acqua a profondità variabili da -2,30 m a -7,50 m. Visto l'assetto geologico dell'area, la presenza dell'acqua nei terreni di riporto è da attribuire certamente a problematiche di ristagno piuttosto che ad una circolazione idrica di falda.

Per quanto riguarda la circolazione idrica superficiale, l'area è caratterizzata da una pendenza generale in direzione NordEst, che convoglia le acque meteoriche in alcune fosse campestri e ne garantisce l'allentamento senza creare danni.

Visto quanto sopra la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è fattibile senza particolari prescrizioni, facendo le opportune attenzioni al mantenimento della corretta regimazione delle acque meteoriche superficiali.

12. SINTESI STUDIO IMPATTO AMBIENTALE

Si riporta di seguito una SINTESI degli ASPETTI AMBIENTALI E PAESAGGISTICI, rimandando alle relazioni specialistiche allegate per i dettagli.

Il presente Studio di Impatto Ambientale è relativo al progetto di un impianto fotovoltaico di taglia industriale da realizzarsi nel territorio del comune di Figline e Incisa Valdarno (FI) ed ha lo scopo di individuare gli aspetti del territorio in cui si prevede la localizzazione dell'impianto.

Il progetto prevede, nell'ambito di un progetto più ampio denominato "progetto HGV Figline Incisa Valdarno", la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra con potenza totale di circa 84 MWp su un lotto di terreno, con superficie pari a 78 ha, a destinazione rurale ove in passato era presente una discarica mineraria dell'area mineraria di Santa Barbara, a servizio della omonima centrale termoelettrica di Enel.

Il progetto HGV Figline Incisa Valdarno consiste nella realizzazione di un Polo Multifunzionale dell'Idrogeno per la produzione, lo stoccaggio e la distribuzione dell'idrogeno verde in un sistema di economia energetica circolare di tipo complesso; un sistema capace di integrare i servizi elettrici per la mobilità, il servizio di bilanciamento di rete, l'agricoltura idroponica, allevamento ittico e gli ambienti di ricerca e sviluppo abbinando il tutto ad un polo tecnologico produttivo di sistemi energetici innovativi.

La realizzazione dell'impianto prevede la riqualificazione e l'ampliamento dello stabilimento Bekaert Figline Spa, situato a sud-est dell'agglomerato urbano di Figline Valdarno, sul prolungamento dell'arteria principale di collegamento cittadino, la Strada Regionale 69, che nella zona dello stabilimento prende la denominazione di via Francesco Petrarca.

Il complesso industriale già presente è fornito di servizi tecnologici dislocati in diversi punti della proprietà. Tali servizi ne coprono i fabbisogni in maniera completa. Oltre il collegamento alla linea di alta tensione, collegata ad anello fra la centrale Enel di Santa Barbara e la dorsale primaria che arriva direttamente da Mestre, si sottolinea la presenza di pozzi di emungimento a corona intorno al compendio produttivo principale (formata da un sistema di 9 pozzi di cui 7 attivi), e la generazione e distribuzione della termia ad acqua surriscaldata, nonché la distribuzione del metano allacciata alla rete SNAM di media pressione. È inoltre presente una sottocentrale del metano alla distanza di 70 m.

Lo stabilimento ormai dismesso dispone di una fornitura di energia elettrica in alta tensione a 132 kV in area sul confine della proprietà. In tale area è attuata la trasformazione AT/MT a 30 kV tramite due macchine da 16 MVA ciascuna.

Da qui gli impianti proseguono alla cabina di distribuzione della rete MT dove sono presenti le partenze per le alimentazioni di tutte le 5 cabine MT/BT in cui avviene la trasformazione a 0,4 kV.



La superficie coperta dello stabilimento permette l'installazione di un impianto fotovoltaico di potenza pari a 9 MWp), a cui si aggiungono le aree esterne alla proprietà, 930.900 m² totali, individuate per l'installazione di ulteriori 84 MWp fotovoltaici.

L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla rete RTN tramite Elettrodotto , lungo 2670 m, che collegherà l'impianto ad una cabina primaria interna allo stabilimento della società proponente.

I moduli sono in silicio monocristallino caratterizzati da una potenza nominale di 610Wp e inverter centralizzati. I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia).

L'impianto sarà collegato tramite Elettrodotto MT che arriva nell'area adiacente alla Cabina primaria di connessione, dove sarà posizionata la cabina di trasformazione MT\AT per allaccio in alta tensione; tale Cabina Primaria è esistente ed interna allo stabilimento industriale. Il Progetto prevede l'Innovativo PIANO AGRO-SOLARE (vedere allegato relativo) ovvero sarà possibile operare un'integrazione virtuosa di Produzione di Energia Rinnovabile e Agricoltura Innovativa e Sperimentale.

In questa relazione è stata valutata la localizzazione dell'intervento, rispetto agli strumenti normativi, pianificatori e programmatici. Sono stati analizzati gli strumenti di pianificazione vigente al fine di valutare l'ubicazione del progetto rispetto alla pianificazione e alla programmazione territoriale. Sono stati stimati gli impatti ambientali nonché le misure di mitigazione da mettere in atto per valutare la sostenibilità dell'opera nell'ambiente. Si riporta di seguito una tabella che riprende i contenuti dell'Allegato VII ed i paragrafi in cui sono stati trattati tali contenuti.

13. SINTESI STUDIO IMPATTO ARCHEOLOGICO E ARTISTICO

Si riporta di seguito una **SINTESI degli ASPETTI STORICO-ARTISTICI, rimandando alle relazioni specialistiche allegate per i dettagli.**

Ai fini della nostra ricerca risulta che nonostante l'area sia piuttosto sensibile da un punto di vista archeologico, come evidenziato nel precedente capitolo, è alquanto improbabile la presenza di sedime archeologico al suo interno.

Questo non è dovuto dalla mancata frequentazione in antichità ma dallo sfruttamento minerario avviato da Enel a partire dagli anni 50 del secolo scorso, dalla ex-miniera di lignite di Santa Barbara, dismessa poi nel 1994. Le attività estrattive hanno modificato l'aspetto morfologico dell'area e inciso profondamente il suolo e gli strati presenti; tanto che, recentemente, il comune ha previsto una campagna di recupero e restauro ambientale in linea con quanto previsto dal Piano Provinciale (PCPT).

Come si evince dalle planimetrie consultate, le attività estrattive hanno abbracciato una vasta area che comprende anche quella interessata al progetto del fotovoltaico.

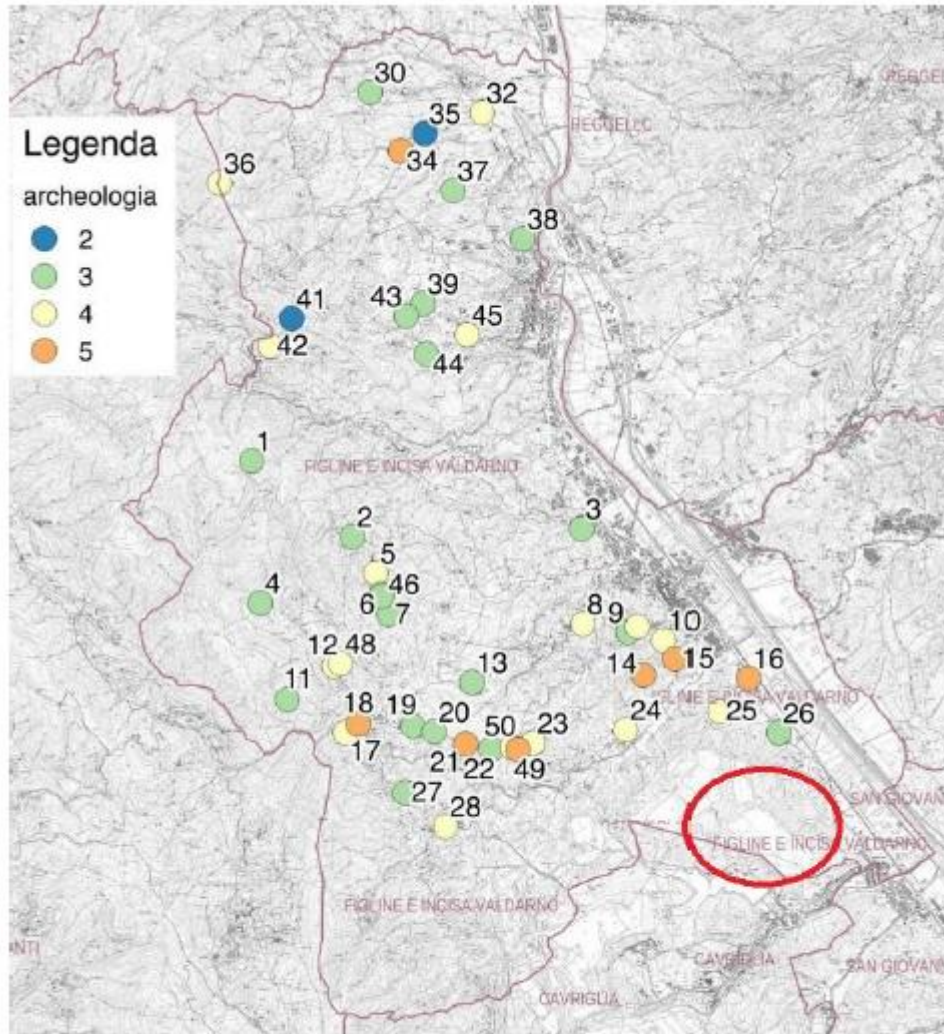


Figura 1. Carta dei siti archeologici del comune di Figline e Incisa Valdarno (nel cerchio rosso l'area del progetto). In blu attestazione bibliografica e/o di archivio poco posizionabile; in verde attestazione bibliografica e/o di archivio posizionabile; in giallo presenza archeologica nota posizionabile in maniera attendibile; in arancione presenza archeologica nota con precisione (pianta da qc14_Relazione_risorse_archeol_Comune Figline Incisa Valdarno).

14. SINTESI STUDIO IMPATTO ACUSTICO

La presente relazione tecnica riguarda l'intervento di realizzazione di un impianto fotovoltaico (FV) di potenza di complessivi 84MW, da installare nel comune di Figline e incisa Val D'arno, tra le frazioni di Santa barbara, Porcellino e Restone.

L'impianto sarà composto da n.138.872 moduli per una potenza di 610W cd/uno saranno posati a terra tramite idonea struttura in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. Sui confini dell'impianto verranno mantenute le naturali barriere arboree. L'impianto verrà opportunamente recintato.

L'attività delle sorgenti legate al nuovo insediamento è prevista esclusivamente nel periodo di riferimento diurno.

I livelli generati presso i ricevitori sono stati stimati secondo le indicazioni delle norme tecniche citate, sulla base di dati misurati o stimati. Si è quindi provveduto a confrontare i risultati totali (situazione esistente + nuove sorgenti) con i limiti previsti dalla classificazione acustica, riscontrando il rispetto dei limiti stessi.

Sembra doveroso inserire tra le conclusioni alcune osservazioni:

- Nell'effettuazione dei calcoli, ove una scelta imponesse una stima che poteva influenzare il risultato finale, si è utilizzato sempre in via cautelativa quel dato che potesse portare al risultato più alto, sia

nell'individuazione delle emissioni sonore sia nella scelta dei metodi di calcolo.

In particolare, il livello sonoro calcolato è relativo al funzionamento continuo di tutte le sorgenti sonore, quindi la massima emissione possibile, che nella realtà si potrebbe verificare solo per alcuni periodi della giornata;

- Il confronto di valori calcolati con i limiti previsti dalla classificazione acustica è riportato al paragrafo 6;
- I valori del livello di emissione sono conformi ai limiti previsti dalla normativa per tale parametro;
- I valori del livello di immissione assoluta sono conformi ai limiti previsti dalla normativa per tale parametro;

In conclusione, si afferma che le emissioni e le immissioni sonore dell'insediamento oggetto della presente previsione di impatto acustico sono conformi ai limiti di zona applicabili. Si ricorda che la valutazione fa riferimento alle informazioni fornite dal committente e dai progettisti del nuovo insediamento.

Dalle verifiche effettuate emerge che tutti gli elementi che concorrono a produrre un certo rumore durante la realizzazione del progetto, nonché durante la fase di esercizio, rispettano i limiti imposti dalle normative.

Nonostante i limiti vengano rispettati, al fine di poter ridurre l'impatto acustico causato in fase di cantiere e futura fase di dismissione, si adotteranno le seguenti accortezze:

- l'ottimizzazione del numero dei mezzi di cantiere;
- lo spegnimento dei mezzi nel momento in cui non verranno utilizzati;
- l'utilizzo di mezzi omologati e conformi alle vigenti normative;
- la riduzione della velocità di transito;

Durante la fase di esercizio dell'impianto, le uniche fonti di rumore a regime sono le ventole di raffreddamento delle cabine inverter e di trasformazione.

Tali cabine sono molto distanti dai confini nel nostro progetto e quindi dall'esterno anche con impianti di raffreddamento in funzione, non è udibile alcun rumore. Di notte l'impianto è non funzionante e quindi l'impatto acustico è nullo.

I sistemi di ventilazione forzata per il raffreddamento di inverter e trasformatori sono localizzati all'interno delle cabine prefabbricate.

15. SINTESI STUDIO PEDOAGRONOMICO

Si riporta di seguito una **SINTESI degli ASPETTI pedoagronomici**.

Dai piani culturali degli anni passati acquisiti si è rilevato che per lo più il sito è stato adibito a pascolo, con occupazione per lo più da erba medica e vegetazione spontanea.

Da quanto elaborato e rilevato si è giunti alle seguenti considerazioni:

1. Il fondo in oggetto possiede, nel suo complesso, un ordinamento agricolo e dispone di dotazioni fondiarie che **rientrano nell'ordinarietà** del territorio circostante;
2. Il terreno **non** si distingue per una **particolare vocazione agricola** o per eccellenti caratteristiche agropedologiche.
3. Le scelte progettuali sono tese al rispetto delle direttive di tutela delle N.T.A. (Norme Tecniche di Attuazione) del P.U.T.T./P, sostanzialmente attraverso:
 - a. interventi di mitigazione/ottimizzazione del progetto, inserendo una fascia arbustiva, con essenze tipiche dell'ambiente mediterraneo
 - b. lasciare inalterata la vegetazione presente, in particolare gli alberi isolati (elementi del paesaggio);
 - c. **non** modificare l'assetto geomorfologico e idrogeologico del suolo;
4. **Si conclude** per quanto sopra, che:
 - a. Nessuna delle colture presenti, può essere classificata come **"di pregio"** essendo frutto unicamente della espansione agro-antropica dell'uomo con colture tipicamente ed unicamente cerealicole industriali.
 - b. Il carattere vegetazionale appare altrettanto di basso **pregio**, per la forte limitazione dovuta all'attività di cui sopra, che ne ha fortemente ridotto la diffusione, e per la geomorfologia e climatologia che ne avrebbe potenzialmente influenzato la crescita in fitocenosi tipicamente comuni alla fascia temperato-mediterranea.

16. SINTESI STUDIO RILIEVO COLTURE DI PREGIO

Si riporta di seguito una **SINTESI** dello studio sulle colture di pregio dell'area oggetto del progetto, rimandando per i dettagli alla relazione specialistica allegata al progetto.

Per quanto riguarda le colture di pregio si riporta che:

1. i fondi rustici in oggetto posseggono, nel suo complesso, un ordinamento agricolo e dispongono di dotazioni fondiarie che rientrano nell'ordinarietà del territorio circostante;
2. l'Assenza di produzioni agricole di particolar pregio, sia nei fondi interessati dalla presente progettazione, che intorno ad essi per una fascia estesa per ciascun settore di 500 mt distribuita uniformemente intorno all'impianto e ad esso adiacente.

17.1 Studio dei campi elettromagnetici

Per quanto riguarda i campi elettromagnetici si sottolinea che:

- Nei moduli fotovoltaico i campi elettromagnetici si limitano ad una brevissima durata e riguardano solo alcuni circuiti integrati, in quanto lavorano a corrente e tensione continua. I campi elettromagnetici sono quindi irrilevanti.
- Gli inverter selezionati rispettano tutta la normativa vigente che prevede tra le varie cose l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, e ridottissime emissioni per evitare interferenze con altre apparecchiature o con la rete elettrica.

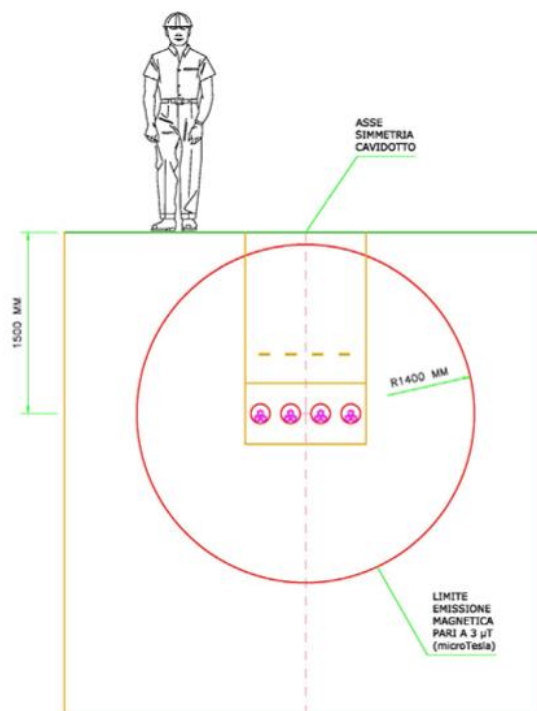
Tali normative di compatibilità elettromagnetica sono:

- CEI EN 50273 (CEI 95-9);
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65);
- CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10);
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31);
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28);
- CEI EN 55022 (CEI 110-5);
- CEI EN 55011 (CEI 110-6)

Per quanto riguarda invece i cablaggi di connessione dell'impianto con la rete elettrica nazionale, si sottolinea che per quanto riguarda il rispetto delle distanze da ambienti presidiati ai fini dei campi elettrici e magnetici, si è considerato il limite di qualità dei campi magnetici, fissato dalla legislazione a $3 \mu\text{T}$ (in particolare ci si riferisce alla legge 22/2/01 n°36, legge quadro sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici completata a regime con l'emanazione del D.P.C.M. 8.7.2003).

I cavidotti che saranno presenti nell'impianto prevederanno l'utilizzo di soli cavi elicordati, per i quali vale quanto riportato nella norma CEI 106-11 e nella norma CEI 11-17.

Come illustrato nella suddetta norma CEI 106-11 la ridotta distanza tra le fasi e la loro continua trasposizione, dovuta alla cordatura, fa sì che l'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$, anche in condizioni limite con conduttori di sezione elevata, venga raggiunto già a brevissima distanza (50÷80 cm) dall'asse del cavo stesso.



Si sottolinea che si asservirà una fascia di 1 metro per le linee. Considerando quindi che anche il decreto del 29.05.2008, sulla determinazione delle fasce di rispetto, ha esentato dalla procedura di calcolo le linee MT in cavo interrato e/o aereo con cavi elicordati, pertanto a tali fini si ritiene valido quanto riportato nella norma richiamata, ne consegue che in tutti i tratti realizzati mediante l'uso di cavi elicordati si può considerare che l'ampiezza della semi-fascia di rispetto sia pari a 1m, a cavallo dell'asse del cavidotto, pertanto uguale alla fascia di asservimento della linea.

In conclusione, nelle relazioni specialistiche allegate si è dimostrato che gli unici punti in cui si "può" riscontrare un valore superiore a $3 \mu\text{T}$ è solo in corrispondenza delle cabine dei trasformatori (per un massimo di 7 metri di fascia), che sono in area protetta e chiuse a chiave, e in prossimità del cavidotto MT, entro però una fascia estremamente limitata, e del cavidotto AT, che ha un tratto brevissimo in corrispondenza della SE Terna. Si esclude quindi la presenza di recettori sensibili entro le fasce descritte sopra.

Si soddisfa quindi l'obiettivo qualità fissato dal DPCM 8/08/2003.

Invece per quanto riguarda il campo elettrico in media tensione esso è notevolmente inferiore a 5kV/m (valore imposto dalla normativa) e per il livello 150 kV esso diventa inferiore a 5 kV/m già a pochi metri dalle parti in tensione.

L'impatto elettromagnetico può pertanto essere considerato non significativo e conforme agli standard per quanto concerne questo tipo di opere.

18. CRITERI E TEMPISTICHE DEL PROGETTO ESECUTIVO

Si riportano in sintesi le operazioni che verranno eseguite per la realizzazione del progetto:

- Livellamenti del terreno e preparazione del piano di posa delle strutture porta moduli e cabine;
- Realizzazione delle recinzioni;
- Realizzazione scavi a sezione ristretta per la posa dei cavidotti e posa dei pozzetti;
- Posa in opera delle strutture porta moduli e delle cabine prefabbricate;
- Montaggio e cablaggio moduli e degli inverter;
- Installazione dei quadri di campo;
- Allestimento delle cabine con posa dei quadri ausiliari, dei quadri e dei componenti MT;
- Collaudi e connessione alla rete MT.

Si riporta inoltre di seguito un cronoprogramma per la realizzazione del progetto con indicazione della durata e sequenza temporale delle singole attività descritte in sintesi:

	mese settimana	1				2				3			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
LAVORI CIVILI													
1 Preparazione Terreno (livellamento e scotico) e Sistemazioni Finali													
2 Realizzazione Viabilità e Recinzione Perimetrale													
3 Fondazioni cabine, realizzazione pollifora (cavidotti, pozzetti)													
MONTAGGI MECCANICI													
4 Saggi e Topografia													
5 Infissione pali di supporto													
6 Montaggio delle Strutture													
7 Montaggio dei Pannelli													
MONTAGGI ELETTRICI													
8 Posa Canali e StringBoxes													
9 Posa Cabine Inverter e Trasformatori													
10 Posa Cavi DC													
11 Collegamento Serie Pannelli													
12 Collegamenti Cabine													
ALTRO													
13 Montaggio Ausiliari (UPS, Gruppo elettrogeno, etc)													
14 Illuminazione, Monitoraggio & Security													
15 Costruzione opere elettriche per l'allaccio alla rete													
16 Collaudi e Allaccio													

LAVORI CIVILI		4				5				6				7			
1	Preparazione Terreno (livellamento e scotico) e Sistemazioni Finali	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
2	Realizzazione Viabilità e Recinzione Perimetrale																
3	Fondazioni cabine, realizzazione polifora (cavidotti, pozzetti)																
MONTAGGI MECCANICI																	
4	Saggi e Topografia																
5	Infissione pali di supporto																
6	Montaggio delle Strutture																
7	Montaggio dei Pannelli																
MONTAGGI ELETTRICI																	
8	Posa Canali e StringBoxes																
9	Posa Cabine Inverter e Trasformatori																
10	Posa Cavi DC																
11	Collegamento Serie Pannelli																
12	Collegamenti Cabine																
ALTRO																	
13	Montaggio Ausiliari (UPS, Gruppo elettrogeno, etc)																
14	Illuminazione, Monitoraggio & Security																
15	Costruzione opere elettriche per l'allaccio alla rete																
16	Collaudi e Allaccio																

19. INDICAZIONI E DISPOSIZIONI PER LA STESURA DEI PIANI DI SICUREZZA

Nella predisposizione dei piani di sicurezza si dovrà tenere conto di tutti i fattori di rischio tipici di un cantiere per la realizzazione di un impianto fotovoltaico. In particolare:

- Movimentazione carichi (moduli, pali in metallo, container)
- Utilizzo di macchinari battipalo,
- Circolazione di mezzi pesanti
- Ecc. ecc.

Particolare attenzione sia durante la costruzione che durante l'operatività andrà tenuta per i rischi legati alla circolazione di elettricità. Si riportano di seguito alcune misure di sicurezza da adottare e da tenere presenti.

19.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata sia in corrente continua, verrà adeguatamente protetta contro i contatti diretti in accordo con le soluzioni fornite dai fornitori in ambito di progetto esecutivo.

In generale la protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggio in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo nè risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

19.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti

La presenza del trasformatore di isolamento tra sezione c.c. e sezione c.a. negli inverter consente di classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalla serie dei moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale *idonea*
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, posizionati al suolo, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di fissaggio facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici.

Il progetto prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale, di opportuna sezione, un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tal proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra i moduli fotovoltaici e le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata con uno strumento opportuno.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno, ad un morsetto nella cassetta di terra, contenente anche gli scaricatori di sovratensione.

19.3 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore (ove presente) sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalle norme vigenti e in accordo con i fornitori per la parte di trasformazione dalla media Tensione all'Alta Tensione.

19.4 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico sarà protetto dalla fulminazione opportuno sistema di protezione. Una soluzione può essere la completa integrazione nelle strutture di sostegno e progettata ad hoc per esse. È possibile realizzare un sistema di protezione esterna contro i fulmini a norma con un numero esiguo di componenti supplementari: grazie ad un'interconnessione adeguata tutte le fondazioni a palo vengono utilizzate come elementi di messa a terra. Inoltre, i piani

modulari vengono provvisti di punte di captazione, per cui il piano modulare soddisfa in modo pressoché ottimale le necessarie funzioni di connessione elettrica sulla base delle sezioni relativamente ampie, senza dispendio supplementare.



Viste punta di captazione con fissaggio tramite morsetto



Morsetto da fondazione

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni capaci di mettere fuori uso i componenti. Il primo livello di protezione è presente nel quadro di parallelo di "sottocampo", ovvero quello che realizza il parallelo delle stringhe. In pratica verranno installati varistori, o SPD di classe II o III, per ogni polarità verso terra ed eventualmente uno tra i due morsetti di uscita, in modo da evitare danneggiamenti dei moduli fotovoltaici, dei diodi di bypass e di blocco, e dei vari isolamenti.

Il secondo livello di salvaguardia dalle sovratensioni riguarda gli inverter, che sono già dotati di SPD per ogni polarità in ingresso.

19.5 Messa a Terra

L'impianto di terra dovrà essere conforme alle prescrizioni della norma CEI 99-3 e dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete MT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra da parte delle protezioni ENEL. Prima della messa in servizio dell'impianto, saranno effettuate le verifiche dell'impianto di terra previste dal DPR 22 ottobre 2001 n. 462.

20. SINTESI PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO

Si riporta di seguito una **SINTESI. Del piano e stima dei costi per la DISMISSIONE ED IL RIPRISTINO dei luoghi, rimandando alla relazione specialistica allegate per i dettagli.**

Si è determinato il costo per la dismissione ed il ripristino dell'impianto fotovoltaico in oggetto della potenza nominale di 84.000 kWp installato al suolo.

Come verrà dettagliato nel corso della presente relazione, il valore complessivo da garantire è pari a circa **24.780 € per ogni MW installato**. Di conseguenza la cifra esatta da tenere in considerazione, e quindi da garantire con fidejussione bancaria o assicurativa, è di circa **2.081.520 €**.

Si descrivono a seguito le attività di dismissione e ripristino dell'area dell'impianto.

Per la dismissione si prevede:

- Distacco elettrico dei moduli e loro copertura per lo sganciamento e messa in sicurezza dei contatti elettrici;
- Distacco elettrico dei quadri di sottocampo e dei quadri di campo con sganciamento della componentistica interna;
- Distacco delle linee elettriche dai moduli verso i quadri di sottocampo;
- Distacco delle strutture di sostegno dei moduli, a partire dalle traverse orizzontali in acciaio, ai bulloni, ai puntoni, ai pali infissi nel terreno;
- Rimozione dei cavi di media tensione dalle linee corrugate interrate;
- Rimozione dei pozzetti;
- Rimozione delle linee corrugate interrate.

21. SINTESI PIANO RICADUTE SOCIALI

Fase di Costruzione

Si riporta di seguito la quantificazione del personale impiegato in fase di cantiere, suddiviso per tutti gli ambiti. Si stima un impegno massimo di 65 lavoratori sull'intero cantiere "campo fotovoltaico + stazione AT".

Il suddetto numero sarà ripartito tra appaltatori e subappaltatori in proporzioni equipollenti rispettivamente per:

- Lavori civili, lavori meccanici, lavori elettrici e lavori agricoli (una media di 16 persone per settore tenendo conto dei dovuti aggiustamenti che ciascuno degli stessi potrebbe comportare)
- Per le altre attività si può stimare quanto segue:
- Progettazione esecutiva ed analisi in campo: un minimo di 6 professionisti
- Acquisti ed appalti: un minimo di due professionisti
- Project management: un minimo di due professionisti
- Direzione lavori: un minimo di due professionisti
- Prevenzione e sicurezza: un minimo di due professionisti

Fase di Esercizio

la quantificazione del personale impiegato in fase di esercizio, suddiviso per tutti gli ambiti (impianto agrivoltaico e dorsali MT, impianto di utenza) si stima come segue:

- Monitoraggio impianto da remoto: 2 tecnici specializzati lavaggio moduli.
- Lavaggi periodici con un numero di 4/6 tecnici specializzati.
- Controlli e manutenzioni opere civili e meccaniche: Controlli periodici fatti da una squadra di 4 tecnici specializzati.
- Verifiche elettriche: Controlli periodici fatti da una squadra di 3 tecnici specializzati
- Attività agricole: un numero di 4 operai specializzati.

Oltre al personale del fotovoltaico l'intero progetto nel suo insieme avrà una ricaduta occupazionale di circa 150/200 persone e la riapertura di un sito abbandonato da oltre 7 anni.

Fase di Dismissione

la quantificazione del personale impiegato in fase di dismissione, suddiviso per tutti gli ambiti, si stima come segue:

- Appalti: 2 persone
- Project Management: 2 persone
- Direzione lavori e supervisione; 2 persone
- Sicurezza: 1 persona
- lavori di demolizione civili; squadra di almeno 10 operai

- lavori di smontaggio strutture metalliche: squadra di almeno 10 operai
- lavori di rimozione apparecchiature elettriche: squadra di almeno 5 operai
- lavori agricoli: squadra di almeno 5 operai

In particolare, nella seguente tabella si riporta anche una stima dei giorni di cantiere per ogni MW da dismettere.

Attività	Descrizione	Giorni Uomo	Giorni Cantiere
A	Distacco connessioni elettriche e messa in sicurezza del cantiere.	5	1
B	Smontaggio moduli PV.	40	8
C	Smontaggio strutture di supporto.	25	5
D	Smontaggio forniture elettriche (inverter, trasformatori, quadri elettrici ecc) e asporto cabine prefabbricate.	5	1
E	Smontaggio cavi.	5	1
F	Ripristino del sito allo stato ante operam.	10	2
	TOTALE	90	18

22. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI

A titolo indicativo e non limitativo si elencano gli enti e i nulla osta da richiedere ai fini del rilascio dell'autorizzazione unica ai sensi dell' art.12 d.lgs 387/03:

- Assessorato Regionale dell'Energia e delle Fonti Rinnovabili;
- Ministero dello Sviluppo Economico Ispettorato Territoriale;
- Comune di competenza.
- Comando Regionale Militare.
- Provincia Regionale di competenza.
- Assessorato Territorio e Ambiente;
- Corpo Forestale - Isp. Ripartimentale delle foreste di Competenza
- Agenzia del Demanio
- ASL di competenza
- SNAM Rete Gas
- R.F.I. Rete Ferroviaria Italiana
- Aeronautica Militare – Comando Scuole A.M. Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio
- Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC)
- Ministero infrastrutture e trasporti servizi integrati infrastrutture e trasporti (S.I.I.T.) - Settore infrastrutture
- Ministero delle comunicazioni ed ispett. Territoriale
- Anas
- Asses. Industria Dipart.
- Ministero delle infrastrutture e trasporti Dipartimento dei Trasporti Terrestri – USTIF
- Assessorato Regionale delle infrastrutture della mobilità e dei trasporti dipartimento i Lavori Pubblici (LL.PP)
- Soprintendenza bb.cc.aa.
- Agenzia delle Dogane
- Enel Distribuzione
- ARPA
- Comando Militare Marittimo Autonomo
- Consorzio Industriale di competenza (eventuale)
- Consorzio di bonifica (eventuale)

APPENDICE A

Tabella riassuntiva delle principali fonti di perdita di efficienza

Potenza nominale impianto ad STC [kWp]	P	84.000	
Irraggiamento medio annuo su piano orizzontale [kWh/m ²]	GH		
Irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli [kWh/m ²]	G		
Energia incidente sul piano dei moduli (A;i)			
Perdite per sporcizia	LS	2%	98%
Perdite per ombreggiamento da ostacoli lontani	LO_O	1%	97%
Perdite per ombreggiamento reciproco	LO_R	1%	96%
Totale A [kWh/m²]	$R = G * \left(1 - \sum_i \frac{Li}{100}\right)$		
Energia elettrica 1° anno in uscita dai moduli in condizioni operative STC (B)			
Efficienza modulo	η	19	
Superficie totale moduli [m ²]	S		
Totale B [kWh]	$EFVSTC=R*\eta*S$		
Energia elettrica 1° anno in uscita dai moduli in condizioni operative reali (C;n)			
Perdite per temperatura della cella non STC (25°C)	LT	5-8%	87-90%
Perdite per irraggiamento non STC (1000 W/m ²)	LG	0,5%	
Perdite per radiazione non incidente normalmente sul piano dei moduli	$LRAD$	0,5%	
Perdite per scostamento dalle condizioni di radiazione spettrale standard (AM1.5)	LAM	1%	
Totale C [kWh]	$E_{FVReal} = E_{FVSTC} * \left(1 - \sum_n \frac{Ln}{100}\right)$		
Perdite del sistema (D;p)			
Connessioni	$LCON$	0%	87-90%
Scostamento della potenza effettiva dei moduli da quella nominale	LN		
Mismatch tra le stringhe	LM		
Cablaggi sezione DC	$LCDC$		
Sistema di conversione	$LINV$	1%	84%-87%
Conversione MT/BT	LMT/BT	1%	
Cablaggi sezione AC / MT/altre perdite	$LCAC/ LCMT/ LALTRO$	1%	
Totale D [kWh]	$E_{FV} = E_{FVReal} * \prod_p \left(1 - \frac{Lp}{100}\right)$		
Availability	A	99%	
PR medio impianto (1° anno)	$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E/P}{G/G_0}$		83-86%
Produzione energia elettrica 1° anno[kWh]	$E=EFV*A$		