

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN
POTENZA 26,95 MWp DC – 23 MW AC
Località Spinazzino – Comune di Ferrara (FE)**

PROPONENTE:

TEP RENEWABLES (FERRARA PV) S.R.L.
Viale Shakespeare,71 – 00144 - Roma
P. IVA e C.F. 16462341005 – REA RM - 1658414

PROGETTISTI:

ING. GIULIA GIOMBINI
Iscritta all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Viterbo
al n. A-1009

ING. MATTEO BERTONERI
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Massa Carrara
al n. 669

PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
(art. 23 del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii)

Relazione descrittiva generale di progetto

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
21-00007-IT-FERRARA_PG_R01_Rev0_Relazione descrittiva generale di progetto REV01	02/2022	Prima emissione	AS	GG\MB	F.Battafarano

INDICE

1. PREMESSA	5
1.1 ELABORATI DI PROGETTO	10
1.1.1 Parte Generale	10
1.1.2 Progettazione civile	10
1.1.3 Cantiere	11
1.1.4 Documenti tecnico economici	11
1.1.5 Progettazione impianto	11
1.1.6 Progetto connessione.....	11
1.1.7 Relazioni specialistiche	12
1.1.8 Studi ambientali	12
1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO	12
2. STATO DI FATTO	14
2.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO	14
2.1.1 Inquadramento catastale impianto	17
2.1.2 Inquadramento urbanistico territoriale.....	17
2.2 DATI AMBIENTALI	18
2.2.1 Caratterizzazione meteorologica alla scala vasta e alla scala locale	18
2.2.2 Temperature	19
2.2.3 Precipitazioni.....	22
2.2.4 Radiazione solare	23
2.2.5 Venti	24
2.3 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO	25
2.3.1 Morfologia generale	25
2.3.2 Rilievo topografico.....	27
2.3.3 Idrografia	29
2.4 GEOLOGIA IDROGEOLOGICA GEOTECNICA	32
2.4.1 Caratterizzazione geotecnica	34
2.4.2 Caratterizzazione sismica	35
2.4.3 Sismicità dell'area	37
2.4.4 Caratterizzazione idrogeologica.....	41
2.4.5 Stato qualitativo e quantitativo delle acque sotterranee.....	44
2.4.6 Stato qualitativo della matrice suolo	46
3. STATO DI PROGETTO	48
3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE	48
3.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE	48
3.3 LAYOUT D'IMPIANTO	48
3.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	49
3.4.1 Moduli fotovoltaici.....	50
3.4.2 Inverter di stringa	53
3.4.3 Cabine di campo o PowerStation.....	55
3.4.4 Quadri BT e MT	56
3.4.5 String box	57

3.4.6 Cavi di potenza BT, MT, AT	57
3.4.7 Cavi di controllo e TLC	58
3.4.8 Sistema SCADA.....	58
3.4.9 Monitoraggio ambientale.....	58
3.4.10 Strutture di supporto moduli	59
3.4.11 Recinzione	60
3.4.12 Sistema di drenaggio.....	61
3.4.13 Viabilità interna di servizio e piazzali	62
3.4.14 Sistema antincendio.....	62
3.5 CONNESSIONE ALLA RTN	64
3.6 CALCOLI DI PROGETTO.....	66
3.6.1 Calcoli di producibilità	66
3.6.2 Calcoli elettrici.....	66
3.6.3 Calcoli strutturali.....	67
3.6.4 Calcoli idraulici	68
3.6.5 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche.....	68
3.7 FASI DI COSTRUZIONE.....	68
3.8 PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA.....	69
3.9 SCAVI E MOVIMENTI TERRA.....	70
3.10 PERSONALE E MEZZI	71
3.11 OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE E INTEGRAZIONE AGRICOLA.....	71
3.12 VERIFICHE PROVE E COLLAUDI.....	72
4. PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO.....	74
4.1 MODULI FOTOVOLTAICI.....	74
4.2 STRINGHE FOTOVOLTAICHE	74
4.3 QUADRI ELETTRICI	74
4.4 CONVERTITORI	75
4.5 COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	75
5. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	76
6. CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI	78
7. COSTI.....	79
8. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	80



Gruppo di lavoro:

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro
Francesco Battafarano	Rappresentante Legale e Direzione Operativa
Giulia Giombini	Coordinamento Progetto
Giovanni Saraceno	Progettazione Connessione alla RTN
Igor Carpita	Progettazione Elettrica impianto
Alessandra Sulis	Coordinamento Progettazione Civile e Idraulica
Sara Tonini	Coordinamento SIA
Pierluigi Riccini	Coordinamento Rilievo e Esperto CAD
Andrea Vitali	Rilievo Topografico e Esperto CAD
Roberto Venturotti	Esperto CAD e GIS
Remigio Franzini	Esperto CAD e GIS
Marcella Palmas	Esperta CAD
Carlotta Viridis	Esperta CAD
Emanuele Licheri	Esperto Idraulica
Matteo Meloni	Esperto Idraulica
Loredana Frongia	Esperta Ambientale
Matteo Bertoneri	Ingegnere Ambientale
Fabrizio Brozzi	Architetto
Emanuele Roveccio	Architetto
Michele Pecorelli	Geologo
Matteo Bertoneri	Ingegnere Strutturista
Alberto Dazzi	Agronomo
Michele Pecorelli	Indagini Geotecniche
Sebastiano Muratore	Archeologo

1. PREMESSA

TEP Renewables (FERRARA PV) S.r.l. è una società italiana del Gruppo TEP Renewables. Il gruppo, con sede legale in Gran Bretagna, ha uffici operativi in Italia, Cipro e USA. Le attività principali del gruppo sono lo sviluppo, la progettazione e la realizzazione di impianti di medie e grandi dimensioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Europa e nelle Americhe, operando in proprio e su mandato di investitori istituzionali.

Il progetto in questione, che prevede la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico da realizzare in regime Agrovoltaico nel comune di Ferrara di potenza pari a 26,95 MW su un'area pari ad oltre 42 ha complessivamente coinvolti, di cui oltre 26 ha per l'installazione del campo fotovoltaico, si inserisce nella strategia di decarbonizzazione perseguita da A2A.

Il progetto nel suo complesso ha contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati sottoposti a mitigazione.

L'agrovoltaico prevede l'integrazione della tecnologia fotovoltaica nell'attività agricola permettendo di produrre energia e al contempo di continuare la coltivazione delle colture agricole o l'allevamento di animali sui terreni interessati.

L'idea di combinare la produzione di energia con l'agricoltura fu concepita inizialmente da Adolf Goetzberger e Armin Zastrow, due fisici tedeschi, nel 1981. Lo sviluppo della tecnologia agrovoltaica¹ negli ultimi tempi anni è stato molto dinamico. Oggi consiste nell'applicazione fotovoltaica prevalente in quasi tutte le regioni del mondo. La capacità installata ha aumentato esponenzialmente, da circa 5 megawatt di picco (MWp) nel 2012 ad almeno 2,8 gigawatt di picco (GWp) nel 2020. Ciò è stato possibile grazie ai programmi di finanziamento del governo in Giappone (dal 2013), Cina (circa 2014), Francia (dal 2017), gli Stati Uniti (dal 2018) e, più recentemente, la Corea.

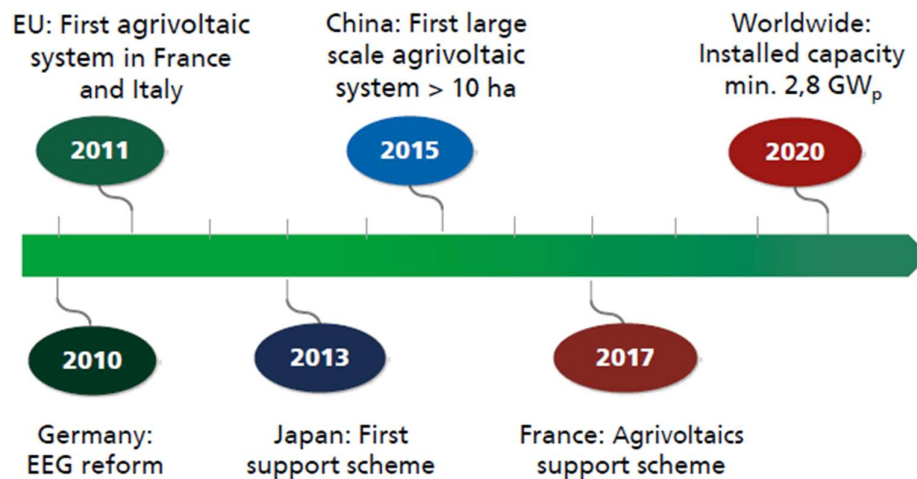


Figura 1.1: Sviluppo di progetti agrovoltaici dal 2010 ad oggi.

¹ Tratto dalla Guida redatta da Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems ISE - Agrovoltaici: opportunità per l'agricoltura e la transizione energetica

In Italia, come riportato dal Rapporto Statistico GSE – Settore Fotovoltaico 2019², al 31 dicembre 2019 risultano installati 29.421 impianti fotovoltaici inseriti nell’ambito di aziende agricole e di allevamento per una potenza complessiva di 2.548 MW ed una produzione di lorda di 2.942 GWh (di cui 674 GWh di autoconsumo). Gli impianti appartenenti al settore agricolo sono presenti principalmente nelle regioni settentrionali, in particolare Veneto, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna.

Settore di attività	Installati al 31/12/2019		Installati nell'anno 2019	
	n°	MW	n°	MW
Agricoltura	29.421	2.548,0	805	24,9
Domestico	721.112	3.433,8	51.117	226,1
Industria	35.838	10.274,0	2.010	361,3
Terziario	93.719	4.609,5	4.258	139,1
Totale complessivo	880.090	20.865,3	58.190	751,4

Figura 1.2 - Numero e potenza degli impianti per settore di attività - Rapporto GSE 2019

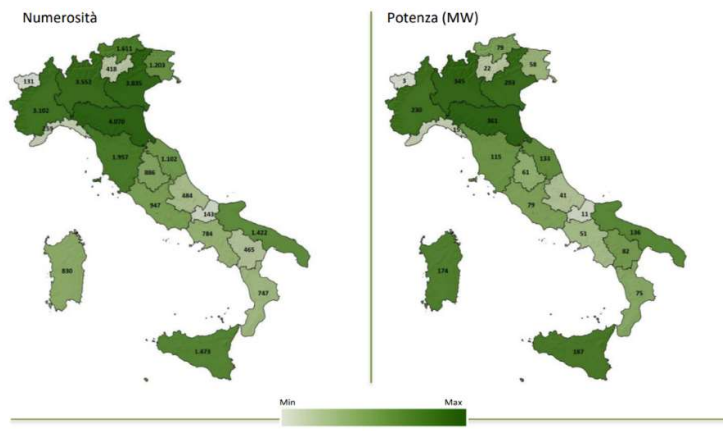


Figura 1.3: - Impianti fotovoltaici nel settore agricolo - Distribuzioni regionale - Rapporto GSE 2019.

La necessità di sviluppo di questi sistemi ibridi sia nel mondo che in Italia ha condotto la diffusione in letteratura di valutazioni scientifiche. Nel seguito si riportano le analisi più significative e alcuni protocolli di settore.

E' stato realizzato uno studio dedicato a cura di Alessandro Agostini, ricercatore ENEA, con il supporto del Department of Sustainable Crop Production dell’Università Cattolica di Piacenza, dove operano gli altri due autori, Stefano Amaducci e Michele Colauzzi. Il lavoro dal titolo “Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment” fornisce una valutazione completa delle prestazioni ambientali, economiche e di redditività, confrontandole con altre fonti di energia convenzionali e rinnovabili. Lo studio è stato pubblicato sulla rivista scientifica Applied Energy.

Preoccupate del peggioramento della crisi climatica e unite dall’esigenza di trovare misure in grado che di ridurre le emissioni di CO₂, molte associazioni del settore energetico italiano stanno portando

² Rapporto Statistico GSE – Solare Fotovoltaico 2019
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%2020Rapporto%20Statistico%202019.pdf

avanti proposte, soluzioni, pratiche e studi per favorire lo sviluppo di impianti fotovoltaici nei contesti agricoli. Importante da citare è il Protocollo d'Intesa siglato nel dicembre del 2020 tra Elettricità Futura (Associazione italiana che unisce produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, distributori, venditori e fornitori di servizi) e Confagricoltura (un'organizzazione di rappresentanza delle imprese agricole) allo scopo di lavorare sinergicamente per favorire la transizione energetica e il raggiungimento degli obiettivi al 2030 stabiliti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima e quelli di decarbonizzazione dell'Unione Europea al 2050 previsti dal Green Deal, attraverso diverse iniziative tra cui:

- efficientamento energetico delle aziende agricole attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici su coperture di edifici e fabbricati rurali nella disponibilità dell'azienda;
- promozione di progetti che valorizzino le sinergie tra rinnovabili ed agricoltura - quali quelli di "Agrovoltaico" - e garantiscano un'ottimale integrazione tra l'attività di generazione di energia, l'attività agricola, con ricadute positive sul territorio e benefici per il settore elettrico e per quello agricolo;
- realizzazione di impianti fotovoltaici a terra su aree agricole incolte, marginali o non idonee alla coltivazione, garantendo un beneficio diretto ai relativi proprietari agricoli e al sistema Paese nel suo complesso, grazie all'incremento di produzione rinnovabile;
- promozione di azioni informative/divulgative volte a favorire lo sviluppo delle rinnovabili sul territorio, evidenziando i benefici di uno sviluppo equilibrato su aree agricole, le ricadute economiche, le sinergie, le potenzialità di recupero anche a fini agricoli di aree abbandonate o attualmente incolte;
- sviluppo delle altre fonti rinnovabili, con particolare riferimento alle biomasse ed al biogas per la produzione di energia elettrica, termica e combustibili.

La realizzazione di impianti agrovoltaici è una forma di convivenza particolarmente interessante per la decarbonizzazione del sistema energetico e necessaria per il raggiungimento degli obiettivi sul fotovoltaico al 2030 e rappresenta anche una opportunità per la sostenibilità del sistema agricolo e la redditività a lungo termine di piccole e medie aziende del settore. È stato stimato che per raggiungere i nuovi obiettivi al 2030 occorrerà prevedere un utilizzo di superficie agricola tra 30.000-40.000 ettari, un valore inferiore allo 0,5% della Superficie Agricola Totale.

Dunque, per ottenere questi risultati, è necessario costruire connessioni tra le diverse filiere della green economy, ridisegnando gli attuali modelli produttivi, in coerenza con gli obiettivi economici, ambientali e sociali del Green Deal: l'integrazione fra produzione di energia rinnovabile e produzione agricola è un elemento qualificante per la decarbonizzazione del settore agricolo, energetico e dei territori.

In primo luogo, il futuro sviluppo del fotovoltaico nel contesto agricolo dovrà basarsi sul pieno coinvolgimento degli imprenditori agricoli che dovranno svolgere un ruolo da protagonisti integrando, quanto più possibile, la capacità di produrre prodotti di qualità con la generazione di energia rinnovabile.

Un nuovo sviluppo del fotovoltaico in agricoltura, con l'integrazione di reddito che ne deriva, potrà quindi essere lo strumento con cui le aziende agricole potranno mantenere o migliorare la produttività e la sostenibilità delle produzioni e la gestione del suolo, riportando, ove ne ricorrano le condizioni, ad attività agro pastorale anche terreni marginali. Potrà inoltre essere un'occasione di

valorizzazione energetica dei terreni abbandonati, marginali o non idonei alla produzione agricola che, in assenza di specifici interventi, sono destinati al totale abbandono oppure, come nel caso in esame, essere una reale opportunità di mantenere produttivi i terreni idonei alla coltivazione o, meglio, incrementarne la fertilità, comunque di garantire il proseguo o l'avvio di un'attività agricola/di allevamento o di miglioramento della biodiversità.

L'agro-fotovoltaico può essere sviluppato prioritariamente nelle aree marginali agricole, o a rischio di abbandono, a causa di scarsa redditività, ma può essere una occasione di sviluppo e integrazione dell'attività agricola con l'attività energetica anche nelle aree produttive, tenendo conto delle caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, paesaggistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni.

Va aggiunto che la tipologia di impianto agrovoltaico comporta in alcuni casi un miglioramento del microclima del suolo attraverso un aumento dell'umidità del suolo e delle grandezze micrometeorologiche, favorendo una maggiore produzione di colture, come riporta una ricerca scientifica, intitolata "Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency" a cura di Elnaz Hassanpour AdehID, John S. Selker, Chad W. Higgins del Dipartimento di Ingegneria Biologica ed Ecologica, Oregon State University, Corvallis, Oregon, Stati Uniti d'America.

Le immagini seguenti illustrano i possibili utilizzi del terreno in seguito alla realizzazione dell'impianto agrovoltaico (coltivazione dei suoli o allevamento) oltre ad una buona integrazione dello stesso con le differenti tecnologie fotovoltaiche (fisse o tracker), meglio approfondite nel paragrafo seguente.



a)



b)

Figura 1.4: - Impianti agrovoltaici.

Il progetto in oggetto sarà eseguito in regime Agrovoltaico AGV 4.0 mediante la produzione di energia elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

Con il termine Agro-Voltaico (AGV), "s'intende denominare un settore, non del tutto nuovo, ancora poco diffuso, caratterizzato da un utilizzo "ibrido" di terreni agricoli tra produzioni agricole e produzione di energia elettrica attraverso l'installazione, sugli stessi terreni, di impianti fotovoltaici [...] tutti gli operatori "energetici" e i decisori politici sanno che gli ambiziosi obiettivi del Pniec al 2030

non si potranno raggiungere senza una consistente quota di nuova potenza fotovoltaica costruita su terreni agricoli. La cosiddetta “generazione distribuita” non potrà fare a meno, per molti motivi, d’impianti “utility scale” (US) che potranno occupare nuovi terreni oggi dedicati all’agricoltura per una quota, se si manterranno le stesse proporzioni di quanto installato fino ad oggi a livello nazionale, di circa 15/20mila ha (meno del 20% dell’abbandono annuale). Le prime esperienze dirette in progetti utility scale in altre regioni ci dicono che l’approccio Agv può essere una soluzione fondamentale se vengono seguiti i seguenti principi:

- produzione agricola e produzione di energia devono utilizzare gli stessi terreni;
- la produzione agricola deve essere programmata considerando le “economie di scala” e disporre delle aree di dimensioni conseguenti;
- andranno preferibilmente considerate eventuali attività di prima trasformazione che possano fornire “valore aggiunto” agli investimenti nel settore agricolo;
- la nuova organizzazione della produzione agricola deve essere più efficiente e remunerativa della corrispondente produzione “tradizionale”;
- la tecnologia per la produzione di energia elettrica dovrà essere, prevalentemente, quella fotovoltaica: la più flessibile e adattabile ai bisogni dell’agricoltura
- il fabbisogno di acqua delle nuove colture deve essere soddisfatto, prevalentemente, dalla raccolta, conservazione e distribuzione di “acqua piovana” tramite tre vasche di accumulo e un sistema di irrigazione a goccia.

L’energia elettrica necessaria dovrà essere parte dell’energia prodotta dal fotovoltaico installato sullo stesso terreno. Perché ciò sia possibile, è necessario che siano adottati nuovi criteri di progettazione degli impianti, nuovi rapporti tra proprietari terrieri/agricoltori, nuovi rapporti economici e nuove tecnologie emergenti nel settore agricolo e fotovoltaico.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 10 metri per consentire la coltivazione e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l’ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell’impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell’uso agronomico del suolo coinvolto. Entrando nel merito, la superficie complessiva dell’area catastale è pari a ca. 42 ha, dei quali la superficie recintata sede delle infrastrutture di progetto è pari a ca. 36 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente di sfruttare l’energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime agrovoltaico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte energetica rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere, eccezion fatta per l’ingombro minimo da parte dei tracker (pari a soli 15,73 mq), saranno rese disponibili per fini agricoli. Infatti, come dettagliato nell’elab. di progetto “21-00007-IT-FERRARA_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica” a cui si rimanda, per i terreni di cui dispone la Società proponente è stato elaborato il seguente progetto agronomico:

- • nelle aree interne alla recinzione dell’impianto si è optato per un avvicendamento colturale negli spazi liberi tra le interfila dei pannelli fotovoltaici di specie officinali, in particolare: lavanda, alternata ad altre specie compatibili, quali foraggere (tra cui, erba medica) e coriandolo in rotazione;

- • le foraggere, in specie, l'erba medica, potranno essere estese anche nelle zone in ombra al di sotto della proiezione dei pannelli, da gestire con appositi macchinari per quanto riguarda le operazioni di preparazione del terreno e taglio dell'erba;
- • negli spazi tra le interfila dei pannelli ove sarà coltivata la lavanda in avvicendamento con il coriandolo, sarà effettuato dell'inerbimento che consentirà di mantenere un buon livello di sostanza organica nel terreno;
- • lungo il perimetro dell'impianto, considerando una fascia mitigativa di 3 m, è prevista una siepe arbustiva caratterizzata da specie appartenenti a ecotipi locali tipiche del contesto d'intervento;
- • nell'area a nord dell'impianto sono previsti la messa a dimora di una fascia arborea arbustiva mitigativa che segue l'andamento della viabilità storica e un frutteto specializzato finalizzati al miglior inserimento paesaggistico dell'impianto e al mantenimento della funzione produttiva di qualità.

Infine, l'impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso mediante una linea di connessione interrata in MT di lunghezza pari a circa 20 km fino alla cabina di interfaccia e poi in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV denominata "Ferrara Focomorto".

1.1 ELABORATI DI PROGETTO

1.1.1 Parte Generale

- 21-00007-IT-FERRARA_PG_R01_Rev0_Relazione descrittiva generale di progetto
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_R02_Rev0_Relazione tecnica del progetto
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_R03_Rev0_Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_R04_Rev0_Relazione delle interferenze
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_R05_Rev0_Piano particellare e disponibilità giuridica
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_T06_Rev0_Inquadramento IGM
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_T07_Rev0_Inquadramento CTR
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_T08_Rev0_Inquadramento Catastale
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_T09_Rev0_Stato di rilievo planimetrico - area impianto e area stazione utenza
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_T10_Rev0_Censimento e risoluzione delle interferenze
- 21-00007-IT-FERRARA_PG_T11_Rev0_Layout di progetto

1.1.2 Progettazione civile

- 21-00007-IT-FERRARA_CV_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare strutture e fondazioni
- 21-00007-IT-FERRARA_CV_T02_Rev0_Particolare strutture di sostegno moduli
- 21-00007-IT-FERRARA_CV_R03_Rev0_Relazione sistemi di illuminazione e sicurezza
- 21-00007-IT-FERRARA_CV_T04_Rev0_Indicazione percorso viabilistico
- 21-00007-IT-FERRARA_CV_T05_Rev0_Particolare accessi e recinzioni

21-00007-IT-FERRARA_CV_T06_Rev0_Cabine uffici
21-00007-IT-FERRARA_CV_T07_Rev0_Cabine magazzino
21-00007-IT-FERRARA_CV_T08_Rev0_Power station
21-00007-IT-FERRARA_CV_T09_Rev0_Cabina generale MT
21-00007-IT-FERRARA_CV_T10_Rev0_Sezioni di confronto
21-00007-IT-FERRARA_CV_R11_Rev0_Rete di drenaggio superficiale
21-00007-IT-FERRARA_CV_R12_Rev0_Rete idrica
21-00007-IT-FERRARA_CV_R13_Rev0_Rete idraulica
21-00007-IT-FERRARA_CV_R14_Rev0_Piano di dismissione

1.1.3 Cantiere

21-00007-IT-FERRARA_CA_R01_Rev0_Prime indicazioni e disposizioni per la stesura del PSC
21-00007-IT-FERRARA_CA_R02_Rev0_Cronoprogramma lavori di costruzione impianto
21-00007-IT-FERRARA_CA_R03_Rev0_Cronoprogramma lavori di dismissione impianto
21-00007-IT-FERRARA_CA_R04_Rev0_Planimetria area di cantiere

1.1.4 Documenti tecnico economici

21-00007-IT-FERRARA_TE_R01_Rev0_Computo metrico estimativo realizzazione
21-00007-IT-FERRARA_TE_R02_Rev0_Computo metrico estimativo dismissione
21-00007-IT-FERRARA_TE_R03_Rev0_Quadro economico realizzazione
21-00007-IT-FERRARA_TE_R04_Rev0_Quadro economico dismissione

1.1.5 Progettazione impianto

21-00007-IT-FERRARA_PI_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare degli impianti
21-00007-IT-FERRARA_PI_T02_Rev0_Calcolo Producibilità
21-00007-IT-FERRARA_PI_T03_Rev0_Layout di progetto con dettaglio campi
21-00007-IT-FERRARA_PI_T04_Rev0_Rete di terra
21-00007-IT-FERRARA_PI_T05_Rev0_Schema elettrico unifilare impianto FV
21-00007-IT-FERRARA_PI_R06_Rev0_Relazione campi elettromagnetici impianto
21-00007-IT-FERRARA_PI_T07_Rev0_Percorso cavi MT_tipologico trench

1.1.6 Progetto connessione

21-00007-IT-FERRARA_PI_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare degli impianti
21-00007-IT-FERRARA_PI_T02_Rev0_Calcolo Producibilità
21-00007-IT-FERRARA_PI_T03_Rev0_Layout di progetto con dettaglio campi
21-00007-IT-FERRARA_PI_T04_Rev0_Rete di terra
21-00007-IT-FERRARA_PI_T05_Rev0_Schema elettrico unifilare impianto FV
21-00007-IT-FERRARA_PI_R06_Rev0_Relazione campi elettromagnetici impianto e connessione

21-00007-IT-FERRARA_PI_T07_Rev0_Percorso cavi MT_tipologico trench

1.1.7 Relazioni specialistiche

- 21-00007-IT-FERRARA_RS_R01_Rev0_Relazione Archeologica
- 21-00007-IT-FERRARA_RS_R02_Rev0_Relazione Geologica
- 21-00007-IT-FERRARA_RS_R03_Rev0_Relazione Geotecnica
- 21-00007-IT-FERRARA_RS_R04_Rev0_Piano di utilizzo delle terre e rocce da scavo

1.1.8 Studi ambientali

- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R01_Rev0_Studio di inserimento urbanistico
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_T02_Rev0_Inquadramento_PRG
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_T03_Rev0_Vincoli_beni paesaggistici
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_T04_Rev0_Vincoli_PAI
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_T05_Rev0_Elaborato Analisi PPAR
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R06_Rev0_Opere di Mitigazione e Compensazione
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R07_Rev0_Relazione previsionale di impatto acustico
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R08_Rev0_Relazione Paesaggistica
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_T09_Rev0_Documentazione Fotografica con planimetria e foto simulazioni e impatti cumulativi con altri impianti
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_T10_Rev0_Carta interferenze visive
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R11_Rev0_Studio di Impatto Ambientale
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R12_Rev0_Sintesi Non Tecnica
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_T14_Rev0_Aree naturali
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_T15_Rev0_Carta geologica
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R16_Rev0_Relazione inquinamento luminoso
- 21-00007-IT-FERRARA_SA_R17_Rev0_Piano di Monitoraggio Ambientale

1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Nella Tabella 1.1 sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

Tabella 1.1: Dati di progetto.

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	TEP RENEWABLES (FERRARA PV) S.R.L.
Luogo di installazione:	Ferrara (FE)
Denominazione impianto:	Ferrara
Dati catastali area impianto in progetto:	Foglio 364 Particelle 1, 5, 6, 7, 19, 26, 27, 33, 35, 50, 51

ITEM	DESCRIZIONE
Dati catastali area cabina di interfaccia in progetto:	Foglio 166 Particelle 484
Potenza di picco (MWp):	26,95 MWp
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. La morfologia è piuttosto regolare.
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Trackers monoassiali
Inclinazione piano dei moduli:	+55° - 55°
Azimuth di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	Secondo la cartografica del PSC del comune di Ferrara, l'area risulta in piccola parte in zona a vincolo idraulico e in zona Unesco "Ferrara città' del Rinascimento e Delta del Po": tali zone sono perciò state escluse dell'area netta dell'impianto e destinate ad uso agricolo e
Cabine PS:	n.6 distribuite nell'area del campo fotovoltaico
Posizione cabina elettrica di connessione e distribuzione:	n.1 in campo e n.1 in prossimità della SE Terna
Rete di collegamento:	Alta tensione - 36 kV
Coordinate:	44°42' N 11°39' E Altitudine media 5 m s.l.m.

2. STATO DI FATTO

2.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

Il progetto in esame è ubicato nel territorio comunale di Ferrara (FE) a circa 12 km a Sud-Est dalla stessa città e a 47 km dal mare.

La SP65 dista 3 km dall'area deputata all'impianto mentre la SP22 dista circa 3,7 km. Questa area in oggetto risulta essere adatta allo scopo avendo una buona esposizione ed essendo facilmente raggiungibile ed accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

L'area in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico è ubicata nel territorio comunale di Ferrara (FE) a ca. 12 km a Sud-Est dalla città stessa e a ca. 47 km a ovest dalla costa adriatica, nella porzione ricompresa tra i centri abitati di San Bortolomeo in Bosco, a nord, Marrara e San Nicolò, ad est, e Spinazzino, ad ovest.

L'area di studio si presenta come un paesaggio pianeggiante (con quota media di ca. 5 m s.l.m. nell'area di intervento), solcato da una moltitudine di corpi idrici e compreso tra il corso del fiume Po, a nord, e quello del Reno, a sud. Tale area risulta interamente a vocazione agricola con presenza di aree urbanizzate sparse la principale delle quali è il centro abitato di Ferrara. Il sito di intervento si colloca, dunque, in area antropizzata.

L'area sede dell'impianto fotovoltaico, di potenza nominale di 26,95 MWp risulta essere pari ad oltre 43 ha di cui circa 33,33 ha utili per l'installazione del campo fotovoltaico, ove saranno installate altresì le Power Station (o cabine di campo) che avranno la funzione di elevare la tensione da bassa (BT) a media (MT). La connessione dell'impianto all'area SSE avverrà, quindi, mediante cavo interrato MT che si estenderà lungo la viabilità pubblica per un percorso di circa 20,3 km.

L'allaccio alla stazione elettrica in ampliamento alla centrale elettrica di Terna Ferrara Focomorto avverrà mediante cavo interrato AT di ca. 405 m.

Le coordinate del sito sono:

- Latitudine 44°42';
- Longitudine 11°39' E;

La rete stradale che interessa l'area di impianto è costituita da:

- A13 "Autostrada Bologna-Padova" che si estende ad ovest dell'impianto a ca. 11 km di distanza dallo stesso e che, mediante il raccordo autostradale RA8, si raccorda con la SS309 "Via Romea" che si estende circa parallelamente alla costa adriatica, ad est dell'impianto;
- SS16 "Strada Statale Adriatica" che si estende a ca. 3,5 km ad est dell'impianto;
- SS64 "Strada Statale Porrettana" che si estende a ca. 8,5 km ad ovest dell'impianto;
- SP25 "Via Imperiale" che si estende a quasi 4 km ad ovest dell'impianto;
- SP65 "Via Argenta" che si estende a quasi 3 km ad est dell'impianto;
- SP22 "Via Masi" che si estende a ca. 3 km a nord ovest dell'impianto e per buona porzione coincide con il percorso del cavo interrato MT;
- Strada locale "Via della Cembalina" che lambisce il confine nord dell'impianto in oggetto;
- Strada locale "Via della Stanga" che si estende a sud dell'impianto e si raccorda con Via della Cembalina a meno di 1 km dall'impianto;

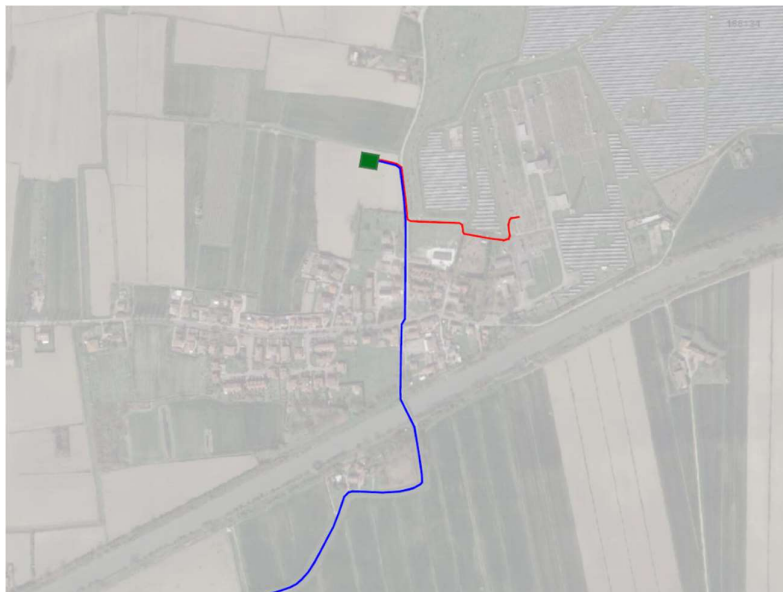
- Strada locale “Via Spinazzino” che mette in comunicazione Via della Cembalina con Via Masi;
- Strada agricola “Strada della Valle Vecchia” che si estende a sud-est dell’impianto;
- Strade secondarie.



Figura 2.1: Localizzazione dell’area impianto e della connessione alla SE

Le aree scelte per l’installazione dell’impianto Fotovoltaico sono interamente contenute all’interno di aree di proprietà privata; per tali aree TEP Renewables ha stipulato con i proprietari un contratto preliminare di acquisto “Rif. 21-00007-IT-FERRARA_PG_R05_Rev0_Piano particellare e disponibilità giuridica”.

L’area in cui sarà posizionata la cabina di interfaccia da cui partirà al connessione in AT verso la SE di Ferrara Focomorto sarà oggetto di esproprio.



LEGENDA

- LINEA DI CONNESSIONE MT
- LINEA DI CONNESSIONE AT
- AREA CABINA DI INTERFACCIA

L'area deputata all'installazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo presentando una buona esposizione ed è facilmente raggiungibile ed accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Attraverso la valutazione delle ombre si è cercato minimizzare e ove possibile eliminare l'effetto di ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto.



LEGENDA

- | | |
|--|---|
| AREA LORDA DI IMPIANTO | ● ALBERO |
| — CURVE DI LIVELLO PRINCIPALI | — LINEA ELETTRICA AT STRUTTURE DI SOSTEGNO SU TRALICCIO |
| — CURVE DI LIVELLO SECONDARIE | — LINEA ELETTRICA BT STRUTTURE DI SOSTEGNO |
| ● RILIEVO FOTOGRAFICO PUNTO DI PRESA | — METANODOTTO |
| ● FXX RILIEVO TOPOGRAFICO PUNTO RILEVATO | STRADA STERRATA |
| ■ EDIFICI | STRADA ASFALTATA |
| ■ EDIFICI ABBANDONATI | — LINEA DI CONNESSIONE MT IN PROGETTO |
| ■ RUDERE | — LINEA DI CONNESSIONE AT IN PROGETTO |
| — FOSSATO | FASCE DI RISPETTO |
| ■ AREA CABINA DI INTERFACCIA | FASCIA DI RISPETTO LINEA ELETTRICA ESISTENTE |
| | FASCIA DI RISPETTO TRALICCIO AT |
| | FASCIA DI RISPETTO FLUVIALE (150 m) |

Figura 2.2: Stato di fatto dell'area di impianto

2.1.1 Inquadramento catastale impianto

In riferimento al Catasto Terreni del Comune di Ferrara (FE), l'impianto occupa le aree di cui al Foglio 364 sulle particelle indicate nella tabella seguente:

FOGLIO	PARTICELLA
364	1, 5, 6, 7, 19, 26, 27, 33, 35, 50, 51

Per il dettaglio si rimanda all'elaborato "Rif. 21-00007-IT-FERRARA_PG_T08_Rev0_Inquadramento Catastale", di cui viene riportato un estratto nella figura seguente:

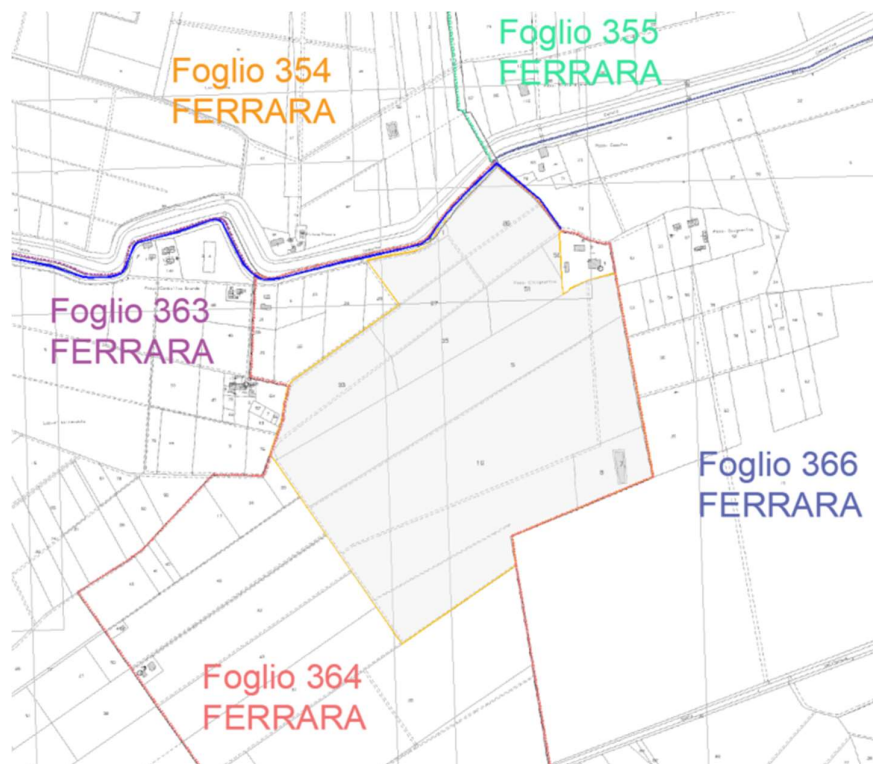


Figura 2.3: Inquadramento catastale area di impianto

2.1.2 Inquadramento urbanistico territoriale

Lo studio urbanistico è stato redatto analizzando il rapporto del progetto in esame con gli strumenti normativi e di pianificazione vigenti, riportati in dettaglio dell'elaborato Rif. "21-00007-IT-FERRARA_SA_R01_Rev0_Studio di inserimento urbanistico".

Il Piano Urbanistico del Comune di Ferrara è costituito dal Piano Strutturale (PSC), dal Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE) e dai Piani Operativi (POC). Lo strumento di pianificazione urbanistica generale, costituito dal PSC, è stato adottato il 14.09.2007, definitivamente approvato dal Consiglio Comunale il 16.04.2009 ed entrato in vigore il 03.06.2009, data di pubblicazione sul BUR del relativo avviso di approvazione. Con Delibera Prot.Gen. 100273 del 09.12.2014, il Consiglio Comunale ha adeguato le Norme Tecniche di Attuazione (NTA) all'art. 18 bis di semplificazione delle norme di pianificazione di cui alla previgente L.R. n.20/2000, mentre il POC, approvato successivamente, risultava già adeguato.

Come mostrato nell'elab. di progetto "21-00007-IT-FERRARA_SA_T02_Rev0_Inquadramento_PSC", si può affermare che l'area lorda di impianto ricade interamente nei seguenti elementi:

- Sistema ambientale e delle dotazioni collettive (art.10 delle NTA), costituito dalle aree necessarie al funzionamento ambientale del territorio e individuate in funzione delle caratteristiche idrogeomorfologiche, vegetazionali, delle principali connessioni eco-biologiche, nonché dall'insieme delle attrezzature e spazi collettivi – Sub-sistema aree agricole del forese (art.10.2 delle NTA), caratterizzato dall'insieme delle aree rurali esterne alla città e ai nuclei del forese e dalla presenza delle ville, case coloniche e fienili sparsi sul territorio rurale.

- Ambito ad alta vocazione produttiva agricola (art.14.10 delle NTA), costituito da quelle parti del territorio rurale idonee, per tradizione, vocazione e specializzazione ad attività produttive di beni agroalimentari ad alta intensità e concentrazione.

Relativamente all'area dell'interconnessione in loc. Focomorto, dalla tavola di progetto "21-00007-IT-FERRARA_SA_T02_Rev0_Inquadramento_PSC" si osserva il coinvolgimento del subsistema "grandi servizi tecnici" (art.13.5 delle NTA), appartenente al sistema della produzione, ove è ubicata la SE di Terna, e del subsistema aree agricole del forese. L'Ambito è invece quello consolidato (ossia, quelle parti di territorio urbano totalmente o parzialmente edificate, che presentano un livello di qualità urbana e ambientale tale da non richiedere interventi complessi di riqualificazione) specializzato per attività produttive (art.14.5 delle NTA), caratterizzato dalla concentrazione di attività economiche, commerciali e produttive esistenti.

2.2 DATI AMBIENTALI

2.2.1 *Caratterizzazione meteorologica alla scala vasta e alla scala locale*

Il clima in Emilia-Romagna è molto variegato. Si possono differenziare tre zone climatiche:

- Clima padano - subcontinentale
- Clima marittimo - sublitoraneo
- Clima montano - clima oceanico

Il clima prevalente è subcontinentale, caratterizzato da estati calde e umide e inverni freddi e rigidi. Nella pianura interna si ha scarsa circolazione aerea, il bacino padano risulta chiuso sui tre lati dalle catene montuose, ciò rappresenta un fattore limitante per le correnti d'aria. Questo fa sì che il clima in questa zona sia caratterizzato da calme di vento, che sono la causa delle nebbie fitte e persistenti che si percepiscono dei forti sbalzi termici sia stagionali che giornalieri.

Situazione un po' diversa si verifica in prossimità della costa, che risulta essere una zona più ventilata, consentendo di avere un clima più mite, con inverni meno rigidi ed estati meno torride. Questo clima marittimo, si riscontra solo in prossimità della costa, in Romagna, perché il mar Adriatico è un mare poco profondo e piuttosto ristretto e per tanto non riesce a esercitare un'azione mitigatrice su tutto il territorio regionale, ma solo nelle immediate vicinanze. Il fatto che la zona marittima sia abbastanza ventilata e con minori escursioni termiche giornaliera, consente di ridurre la persistenza e la formazione di nebbie che, comunque, si manifestano nella stagione invernale.

La zona appenninica è caratterizzata da un clima oceanico, con inverni freschi ma non freddi ed estati tiepide ma non calde. Il clima è caratterizzato da una leggera escursione termica, con numerose

precipitazioni anche durante il periodo estivo. D’inverno si possono anche verificare delle nevicate nei mesi tra novembre e marzo.

L’area oggetto di studio si colloca tra due delle tre zone climatiche: Clima padano – subcontinentale e Clima marittimo – sublitoraneo. In dettaglio, ai fini della descrizione meteoclimatica dell’area di studio sono stati presi a riferimento i dati rilevati nell’anno 2020 o 2021 rispetto ai quattro principali parametri meteorologici e climatici:

- Temperatura;
- Intensità e direzione del vento;
- Precipitazioni;
- Radiazione solare.

2.2.2 Temperature

Temperatura Media

Di seguito si riportano i dati tratti dal report annuale di ARPAE “Allegato A: la meteorologia in Provincia di Ferrara” relativi alle stazioni metereologiche di Ferrara, Ferrara Urbana, Mirabello, Guagnino-Comacchio.

Dall’analisi dell’anno 2020 risulta che la temperatura media mensile più alta si registra nel mese di agosto (temperatura media nella stazione di Ferrara 26°C), mentre quella più fredda nel mese di gennaio (temperatura media nella stazione di Mirabello 3,3°C). La stazione di Ferrara Urbana risulta avere valori medi mensili leggermente superiori a quelli rilevati a Mirabello. La stazione di Guagnino, ubicata a presidio della zona costiera, ha un andamento simile alle altre due stazioni, ma registra valori di temperatura media leggermente superiori nei mesi autunnali e invernali grazie all’azione mitigatrice del mare.

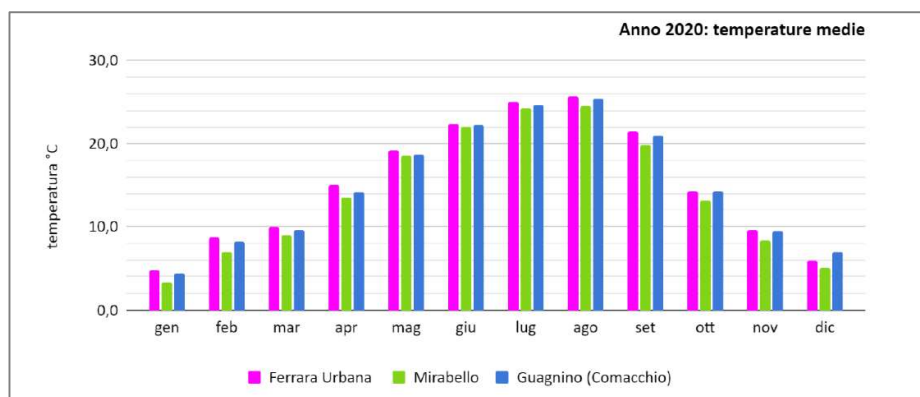


Figura 2.4: Grafico che riporta le temperature medie mensili dell’anno 2020 nelle tre stazioni metereologiche di Ferrara(fonte:ARPAE)

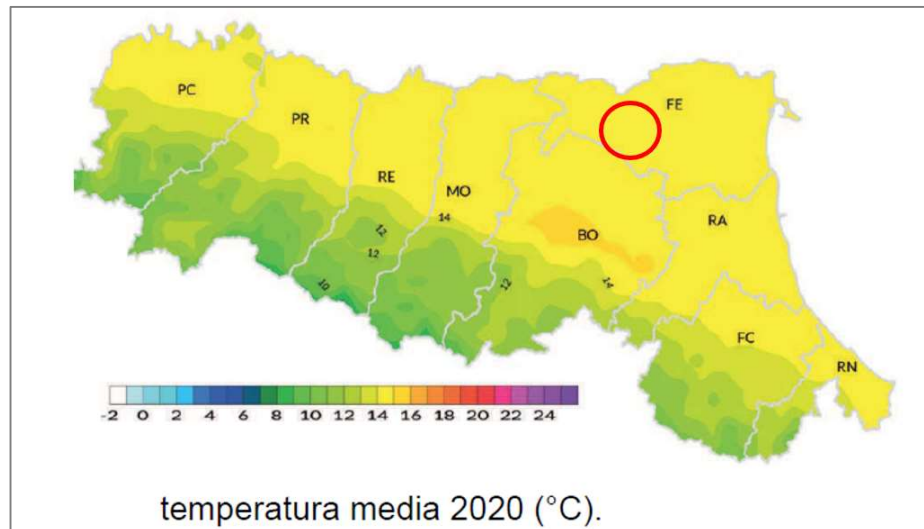


Figura 2.5: Mappa delle temperature medie misurate in Emilia-Romagna nel 2020 - l'area di studio è cerchiata in rosso (Fonte: Osservatorio clima di ARPAE)

Dalla mappa, si evidenzia che la temperatura media annuale registrata nel 2020 nella provincia di Ferrara è di 15°C.

Temperatura minima

Dall'analisi dell'anno 2020 risulta che, le temperature minime medie più basse si registrano nei mesi da novembre ad aprile, mentre quelle più alte nel periodo tra maggio e ottobre. Le temperature minime medie annuali, registrate nel 2020 nella provincia di Ferrara mostrano valori compresi tra 8 e 11°C. Nell'anno 2020 a Ferrara si sono registrati valori inferiori a 0°C nei mesi di gennaio, febbraio, marzo e aprile (episodi di grandine) novembre e dicembre.

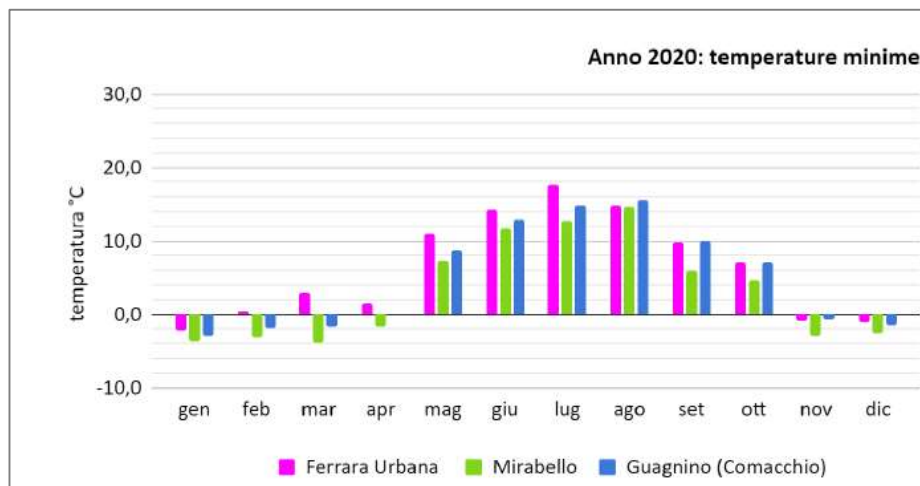


Figura 2.6: Grafico che riporta le temperature medie minime mensili dell'anno 2020 nelle tre stazioni meteorologiche di Ferrara (fonte: ARPAE)

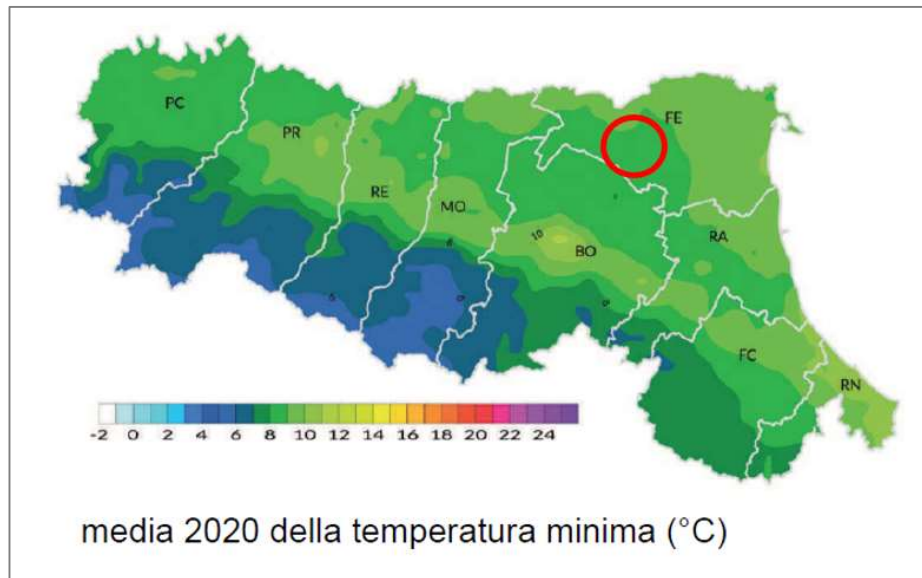


Figura 2.7: Mappa delle temperature medie minime misurate in Emilia-Romagna nel 2020- l'area di studio è cerchiata in rosso (Fonte: Osservatorio clima di ARPAE)

Temperature massima

Dall'analisi dell'anno 2020 risulta che le temperature massime medie più basse si registrano nei mesi di dicembre – gennaio – febbraio, mentre quelle più alte nel periodo giugno – luglio – agosto. Le temperature massime medie annuali, registrate nel 2020 nella provincia di Ferrara mostrano valori compresi tra 18 e 20,5°C.

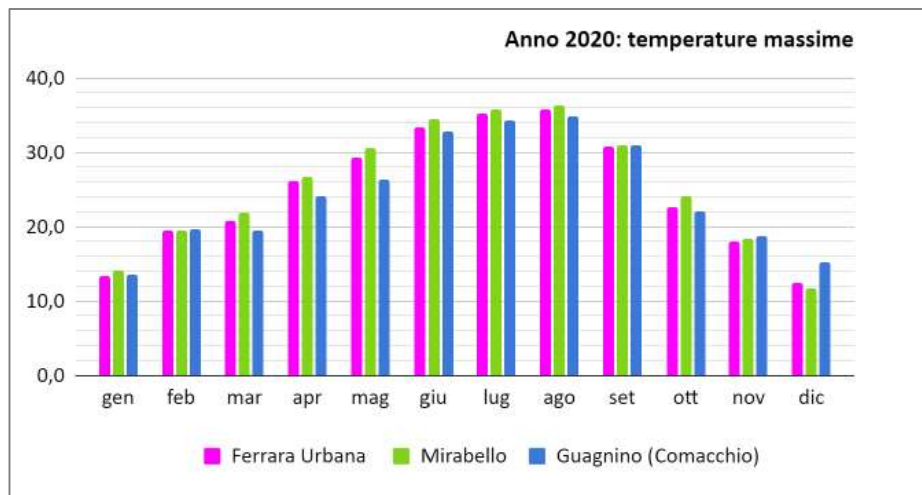


Figura 2.8: Grafico che riporta le temperature medie massime mensili dell'anno 2020 nelle tre stazioni meteorologiche di Ferrara (fonte:ARPAE)

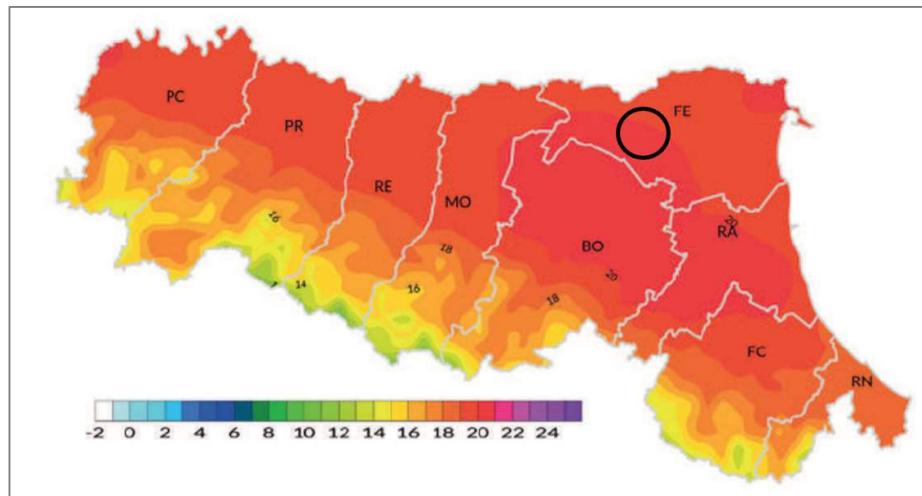


Figura 2.9: Mappa delle temperature medie massime misurate in Emilia-Romagna nel 2020- l'area di studio è cerchiata in nero (Fonte: Osservatorio clima di ARPAE)

2.2.3 Precipitazioni

I dati riportati di seguito sono tratti anch'essi dal report annuale di ARPAE "Allegato A: la meteorologia in Provincia di Ferrara".

Le precipitazioni medie cumulate annue per il 2020 registrate sono comprese in un intervallo di 450 mm e 600 mm (si veda mappa sottostante).

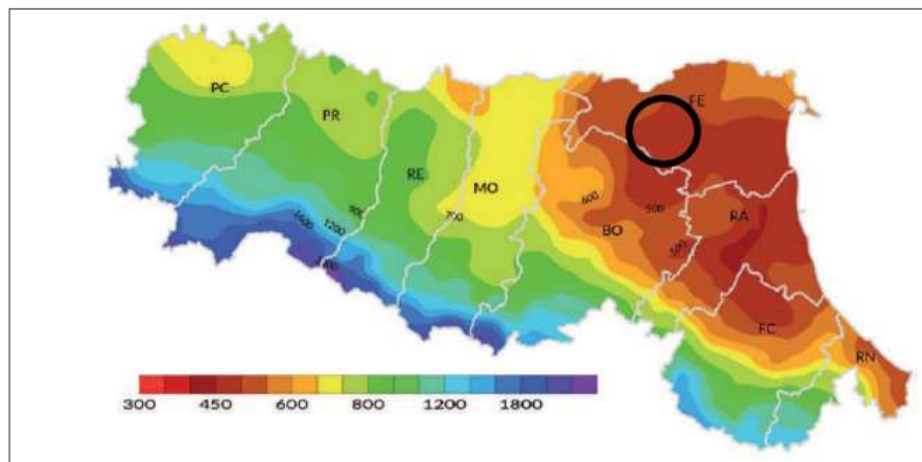


Figura 2.10: mappa delle precipitazioni totali nell'anno 2020

La precipitazione cumulata annuale risulta di 563 mm nella stazione di Mirabello, di 512 mm nella stazione di Ferrara Urbana e di 469 mm nella stazione di Guagnino.

In tutte le stazioni i mesi di luglio, dicembre, settembre e ottobre sono stati i più piovosi dell'anno, mentre i mesi di febbraio e aprile sono risultati i più secchi. Nei mesi di gennaio, febbraio, marzo, giugno settembre e ottobre sono state registrate quantità di pioggia paragonabili in tutte e tre le stazioni.

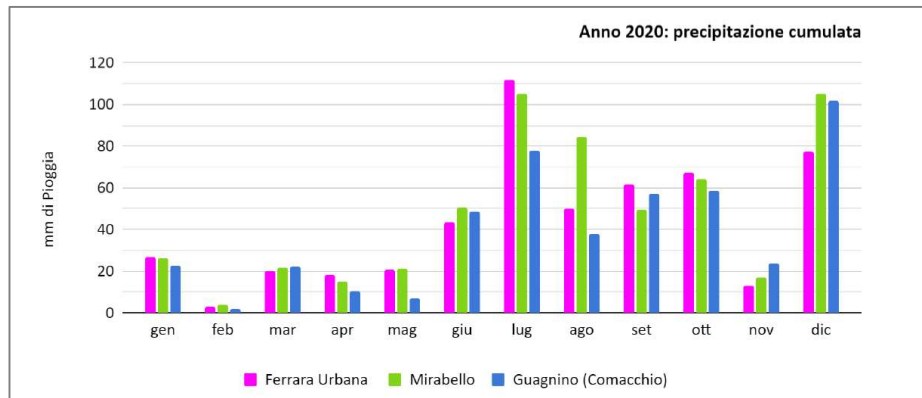


Figura 2.11: Grafico delle precipitazioni cumulate mensili, nell'anno 2020, nelle tre stazioni meteorologiche

Guardando l'andamento di precipitazioni nella stazione di Ferrara Urbana, nel corso degli anni, dal 2005 al 2020 si nota come le precipitazioni siano diminuite, in particolare rispetto agli anni 2013, 2014 e 2016.

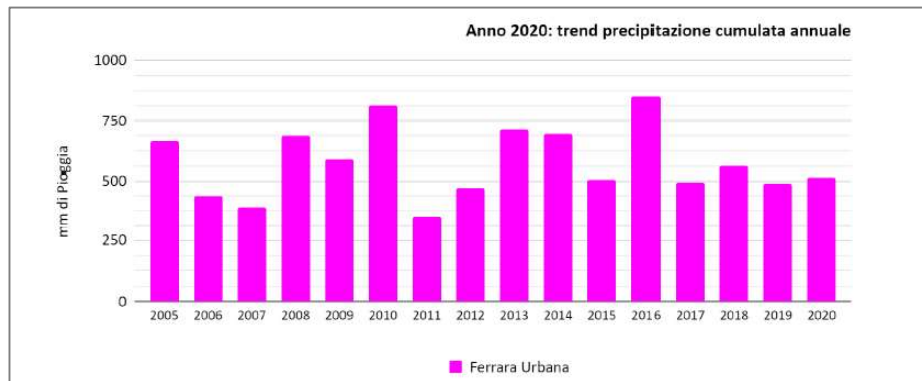


Figura 2.12: Grafico che riporta il trend della precipitazione cumulata annuale nella stazione di Ferrara

2.2.4 Radiazione solare

In Figura 2.13 si riporta una mappa tratta dal portale sunRiSE, strumento che mette a disposizione dati meteorologici di interesse per la produzione da fonte rinnovabile solare ed eolica. In dettaglio, tale mappa restituisce l'Energia Cumulata annuale che è il valore dell'energia al suolo sul piano orizzontale cumulata sull'intero anno, in questo caso è riferita al 2021.

I dati derivano dalla banca dati RADSAP, sviluppata da RSE, che è l'archivio dell'irradianza globale al suolo stimata su piano orizzontale, su tutto il territorio italiano dal 2005 ad oggi.

Come si evince dalla figura sotto, l'area di interesse nel 2021 presenta un valore di Energia cumulata annuale compreso tra 1300 e 1400 kWh/mq.



Figura 2.13: Individuazione dell'area di studio (cerchiato in nero) rispetto alla Mappa Energia cumulata annuale nel 2021 (fonte: portale sunRISE)

2.2.5 Venti

I dati riportati di seguito sono tratti anch'essi dal report annuale di ARPAE "Allegato A: la meteorologia in Provincia di Ferrara".

Le figure di seguito mostrano le rose dei venti annuali ottenute da ARPAE-SIMC, mediante un ciclo di assimilazione del modello COSMO-5M. Le tre rose dei venti sono state elaborate per le tre stazioni meteorologiche di Ferrara, e mostrano sia le direzioni che l'intensità del vento. Le stazioni di Mirabello e Ferrara hanno direzioni del vento simili. Le direzioni favorite sono:

- verso occidente Ovest, Ovest-Nord-Ovest e Ovest-sud-Ovest
- verso oriente sono: Nord-Est, Est-Nord-Est; per Ferrara Urbana anche Nord-Nord-Est.

Per quanto riguarda la stazione di Guagnino-Comacchio le direzioni favorite verso occidente sono: Ovest-Nord-Ovest, Ovest e Nord-Nord-Ovest, mentre a oriente la direzione preferenziale è Sud-Est.

L'intensità del vento aumenta spostandosi dall'entroterra verso la costa. I Venti misurati nella stazione di Guagnino-Comacchio (stazione rappresentativa della zona marittima), provenienti dal settore orientale, risultano essere a maggior intensità e raggiungono anche i 10 m/s come media oraria.

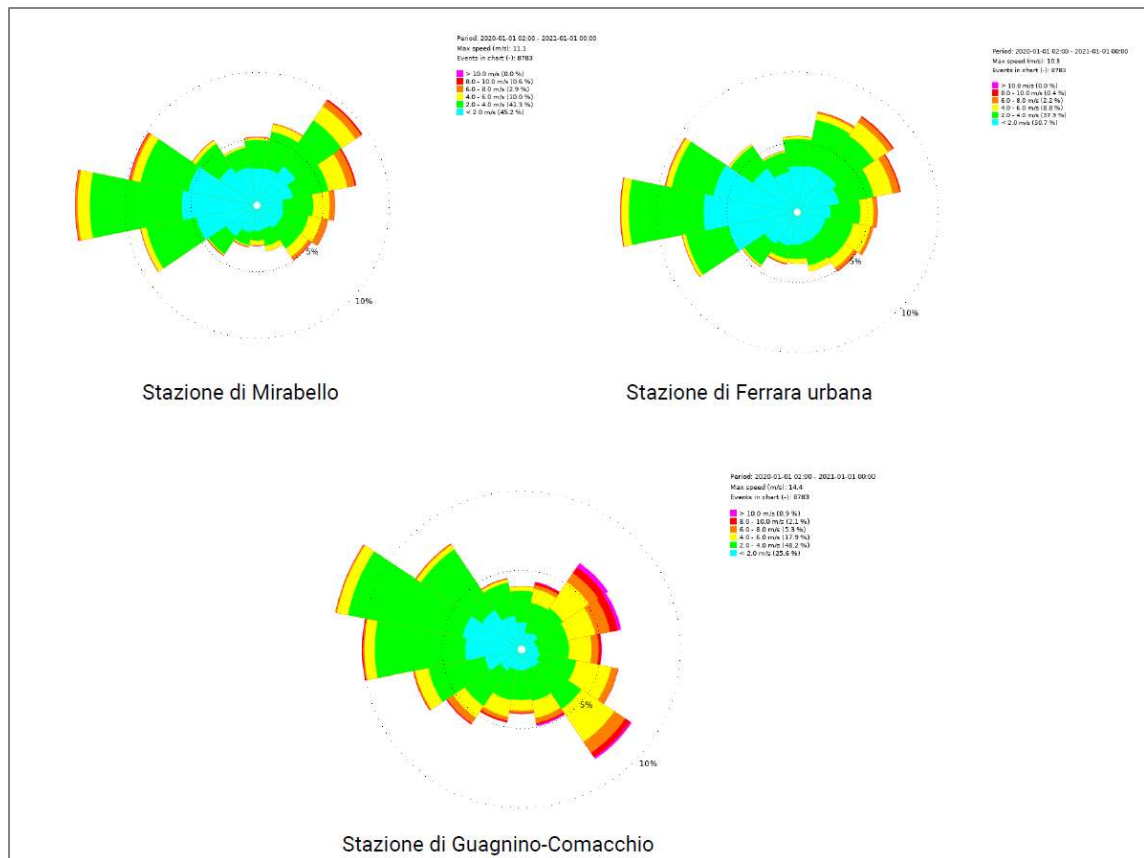


Figura 2.14: Rose dei venti delle tre stazioni meteorologiche di Ferrara

2.3 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO

2.3.1 Morfologia generale

L'area di studio si presenta come un paesaggio pianeggiante (con quota media di ca. 5 m s.l.m. nell'area di intervento), solcato da una moltitudine di corpi idrici e compreso tra il corso del fiume Po, a nord, e quello del Reno, a sud.

Dal punto di vista geomorfologico, il territorio di Ferrara può essere suddiviso in tre grandi settori con caratteristiche distintive nette: *Pianura a meandri del fiume Po*, in gran parte di età pre-romana, *Bassa pianura alluvionale e deltizia del Po*, accumulatasi in età preromana, romana e medievale, e *Pianura alluvionale di fiumi appenninici*, di età moderna.

Come si vedrà meglio in Figura 2.15 l'area di studio interessa sia la *Bassa pianura alluvionale e deltizia del Po* che la *Pianura alluvionale di fiumi appenninici*.

La *Bassa pianura alluvionale e deltizia del Po*, mostra corpi di paleoalveo, formati negli ultimi 2000 anni che costituiscono pronunciati dossi allungati, decisamente sopraelevati sulle ampie depressioni interalvee circostanti, che corrispondono a forme morfologiche chiuse, in buona parte sede di ristagno

di acque fino a prima delle bonifiche idrauliche dell'epoca industriali. Nella parte sud-orientale del Comune, a sud di Cona e nella zona dei Prati di Palmirano, queste depressioni si trovano attualmente anche al di sotto il livello del mare. I corpi fluviali più antichi sono progressivamente livellati e sepolti da sedimenti successivi, soprattutto di piana interalvea, tanto da perdere progressivamente la propria espressione morfologica, fino a scomparire nel sottosuolo. Ben evidente, appena ad est del nucleo cittadino, appare l'apertura del delta padano con la separazione dei due maggiori canali distributori del Primario, a sud, e del Volano, a nord. Questi canali, il cui sviluppo avvenne in epoca altomedievale, rappresentano ancora oggi gli elementi morfologici più rilevanti di questo settore orientale del Comune di Ferrara. Anche se meno rilevato risulta ancora ben visibile l'alveo dell'Eridano di ordine pre-romana.

Di seguito si riporta la rappresentazione cartografica della *Bassa pianura alluvionale e deltizia del Po* tratta dal *QC1.2.4 - Carta geologica del Comune di Ferrara - Note illustrative* del RUE.

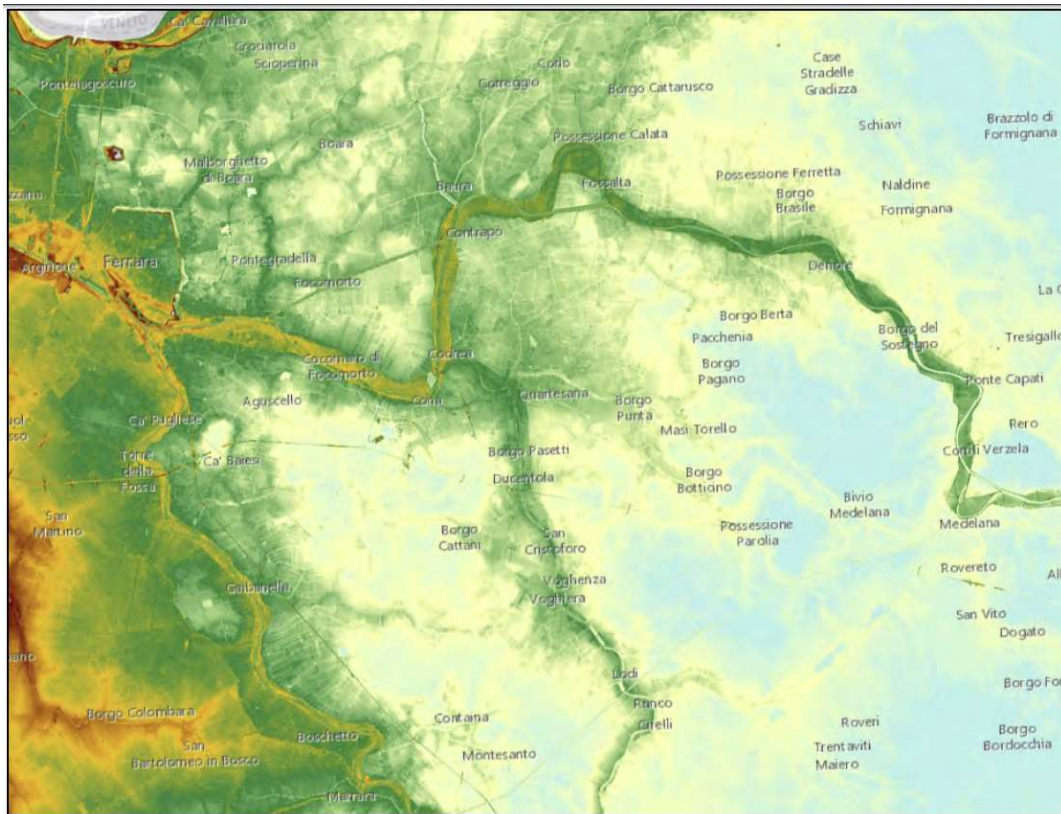


Figura 2.15: *Bassa pianura alluvionale e deltizia del Po* (fonte: RUE)

La *Pianura alluvionale di fiumi appenninici* di epoca molto recente, formatasi in gran parte nel XVII secolo, si sviluppa a meridione dell'alveo del Po di Ferrara. L'area è caratterizzata dai dossi formati dal riempimento degli alvei del Reno e dei fiumi appenninici minori, e dagli estesi corpi di argine naturale che sfumato in depressioni interalvee, particolarmente sviluppate a sud di Coronella. Data la larghezza delle strutture dossive, le pendenze sono minori di quelle che contraddistinguono gli argini naturali del Po. Questo settore sud-occidentale è costituito dai terreni topograficamente più rilevati di tutto il territorio comunale, dove le quote più elevate si raggiungono lungo il dosso del vecchio Reno in località Borgo Scoline.

Di seguito si riporta la rappresentazione cartografica della *Pianura alluvionale di fiumi appenninici* tratta dal QC1.2.4 - *Carta geologica del Comune di Ferrara - Note illustrative del RUE*.

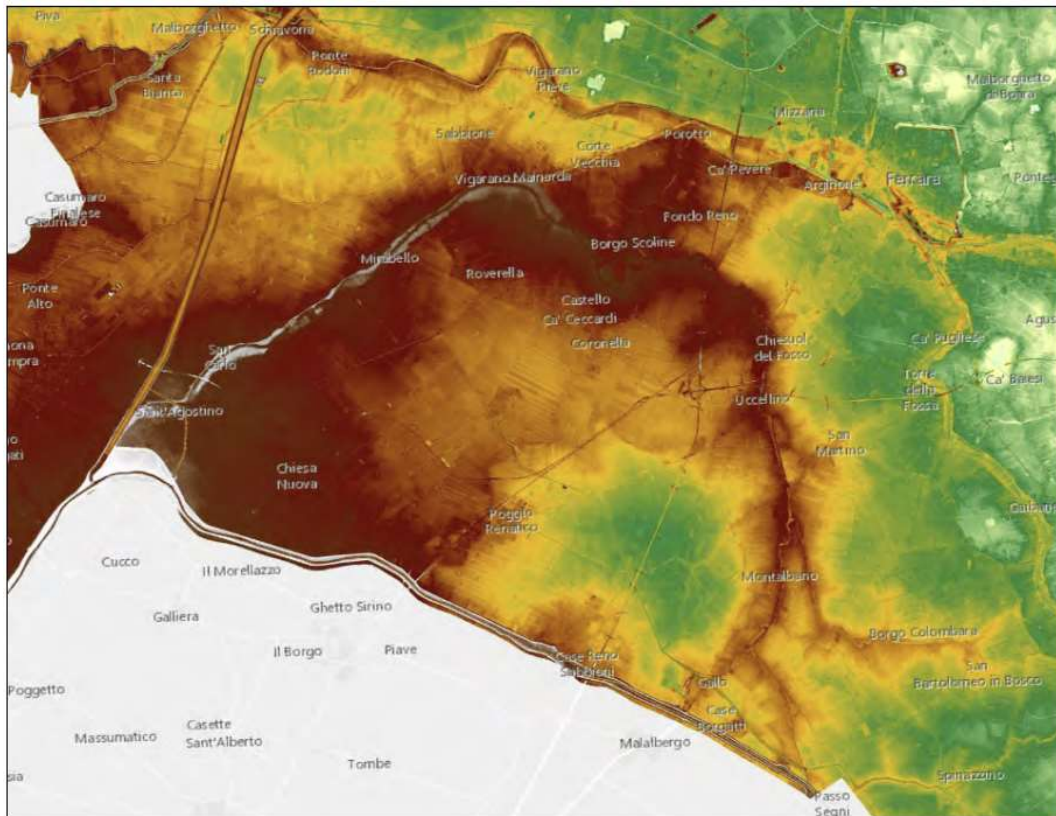


Figura 2.16: *Pianura alluvionale di fiumi appenninici* (fonte: RUE)

2.3.2 Rilievo topografico

La campagna investigativa topografica e fotogrammetrica ha interessato tutta l'area di progetto in modo completo e dettagliato.

Dapprima sono stati ottenuti i modelli digitali del terreno e della superficie rispettivamente dalla Regione Emilia Romagna e dal MATTM.

2.3.2.1 Modello digitale del terreno - Emilia Romagna

Attraverso la fonte ufficiale Regione Emilia Romagna è stato ottenuto il modello digitale del terreno con una risoluzione spaziale 5 x 5 metri di tutta l'area di progetto.

2.3.2.2 Modello digitale del terreno e della superficie - MATTM

Il LIDAR è un sensore Laser, che rileva la distanza relativa tra il target e il sensore, in abbinamento con una piattaforma IMU (GPS+INS) che permette la georeferenziazione 3D dei suddetti punti.

Scansionando la superficie, viene creata una nuvola di punti che discriminano i punti relativi al terreno (DTM) e quelli relativi agli "oggetti" presenti sul terreno (DSM).

Misurando la coltre vegetativa, penetrando fino al suolo, si ottengono informazioni sul terreno e sulle quote, con un'accuratezza centimetrica. I prodotti ottenuti dai rilievi LIDAR forniscono le informazioni fondamentali per rappresentare puntualmente la morfologia delle aree di pericolosità idrogeologica.

Costituiscono quindi un supporto basilare per le attività di modellazione idraulica, per la perimetrazione delle aree di potenziale esondazione dei principali corsi d'acqua, e per la modellazione idrologica e di individuazione delle aree maggiormente esposte a pericolo in caso di eventi alluvionali.

La densità dei punti del rilievo è superiore a 1,5 punti per mq, se ne deduce che l'applicazione di detti rilievi per la difesa del suolo è molteplice. Il DTM presenta un'accuratezza altimetrica corrispondente a +/- 1s (scarto quadratico medio), corrispondendo ad un errore inferiore ± 15 cm. Mentre l'accuratezza planimetrica è di 2s cioè l'errore deve essere contenuto entro ± 30 cm.

Nell'ambito del PST (Piano Straordinario di Telerilevamento) il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, nel periodo 2008 – 2009 ha effettuato una campagna di ricognizioni aeree con sensori LiDAR su determinate zone del territorio nazionale (aste fluviali, fascia costiera, zone con particolari criticità o esplicitamente richieste da Regioni o Province).

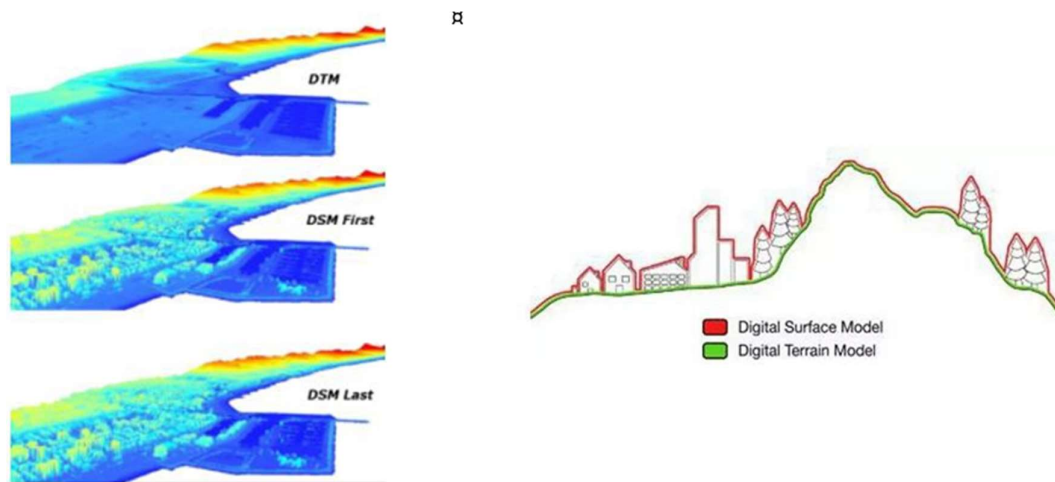


Figura 2.17: Tipologico esemplificativo raffigurante i prodotti Lidar

Su richiesta al MATTM sono stati ottenuti i prodotti sopradescritti per l'area di progetto.

2.3.2.3 Sintesi dello stato di fatto

Nell'inverno 2022 è stato eseguito un rilievo topografico con GPS al fine di definire l'andamento plano-altimetrico del terreno e la presenza di interferenze nelle aree destinate alla realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico.

2.3.2.4 Rilievo Fotogrammetrico con Aeromobile a Pilotaggio Remoto

Nell'inverno 2022 è stato condotto un rilievo fotogrammetrico con Drone per l'acquisizione dei seguenti prodotti

1. Ortomosaico: la generazione di un ortomosaico per ciascuna area operativa con GSD (ground sampling distance) di 1,31 cm/pixel.
2. DSM: Modello digitale della superficie con risoluzione spaziale inferiore al 0,5 metri.
3. DTM: Modello digitale del terreno con risoluzione spaziale inferiore al 0,5 metri.

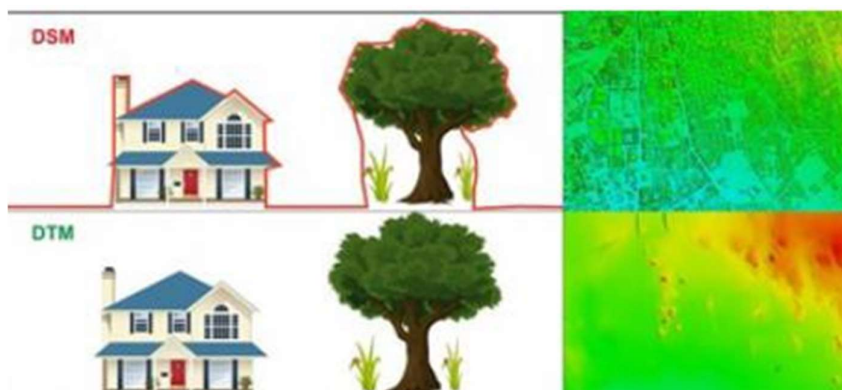


Figura 2.18: Tipologico esemplificativo raffigurante i prodotti fotogrammetrici



Figura 2.19: Area oggetto di rilievo

2.3.3 Idrografia

La Regione Emilia-Romagna è ricca di corsi d'acqua, molti dei quali non si gettano direttamente nel mare, bensì in altri fiumi. Il fiume più importante della regione è il Po che, attraversando anche il Piemonte e la Lombardia, è il più lungo d'Italia; segna per un lungo tratto il confine settentrionale dell'Emilia-Romagna all'interno della quale ricade anche una piccola parte del suo delta, molti dei numerosi corsi d'acqua della Regione che scendono dall'Appennino verso la pianura, spesso a carattere torrentizio, sono affluenti di destra del Po. Il secondo fiume per grandezza è il Reno e a seguire si ricordano la Secchia, il Panaro, il Savio, la Trebbia, l'Enza, il Nure e il Taro.

L'Emilia-Romagna ha un territorio ricco di laghi che, però, sono spesso piccoli e di scarso interesse. I laghi più grandi si trovano sull'Appennino Tosco-Emiliano nel sud-ovest della regione, i quali sono prevalentemente di origine glaciale, come ad esempio il Lago Verde in Provincia di Parma anche se alcuni piccoli laghi sono presenti anche in pianura.

L'area di studio rientra all'interno del Bacino Idrografico del fiume Po appartenente al Distretto idrografico Padano: il sito di intervento comprensivo di tutte le opere si colloca in riva destra del fiume Po, a quasi 9 km di distanza dallo stesso, tuttavia, si fa presente che l'area sede del campo fotovoltaico dista quasi 22 km dal fiume in parola. Il Bacino Idrografico del fiume Po confina a nord con il Bacino Idrografico del canale Bianco e a sud con il Bacino Idrografico del fiume Reno, secondo fiume per importanza della regione, rispetto al quale l'impianto si colloca in riva sinistra e dal quale il campo fotovoltaico dista oltre 4 km.

Venendo alla zona strettamente interessata dall'intervento, si fa notare che il sito in cui verranno installati i moduli fotovoltaici non risulta interferito da alcun corso idrico, al contrario, il cavo di connessione durante il suo percorso di ca. 20 km interferisce con vari corsi idrici di diversa importanza.

All'interno del Bacino Idrografico del fiume Po il corso idrico principale che caratterizza l'area di studio è il Po di Primaro che, attraversando a Sud la provincia di Ferrara, si estende con andamento NO-SE in prossimità del sito in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico e risulta interferito dal cavo di connessione tra la località di Gaibanella e Sant'Egidio.

Il Po di Primaro, detto anche Po Morto, è uno storico corso d'acqua che nei secoli ha subito profonde modificazioni tanto da mutare da fiume a canale. Originariamente era un ramo deltizio del Po, il principale, o "Primaro", da cui trae il suo nome, aveva origine da Ferrara e costeggiava la parte meridionale delle Valli di Comacchio per poi sfociare nel mare Adriatico con un ampio estuario attraversando numerose frazioni della provincia meridionale, tra cui Torre Fossa, Marrara, San Nicolò, Argenta e arrivando infine al mare, nei pressi di Ravenna. In quanto fiume navigabile, ha rappresentato per secoli un'importante rotta commerciale per tutto il territorio. Nel tempo il Primaro iniziò a prosciugarsi a vantaggio della portata del Po di Volano che assunse presto il primato di ramo principale del Po finché il ramo di Primaro venne chiuso per favorire la navigabilità del Volano: da lì il soprannome "Po Morto". Oggi, nel suo antico corso verso valle, scorre il fiume Reno e, a seguito di altri numerosi interventi dell'uomo, si può osservare solo una parte del suo originario letto fluviale. Ad oggi è un canale di bonifica che fa parte del tessuto dei canali di risanamento delle paludi del delta del Po. Nasce dal Po di Volano all'altezza di Ferrara e si dirige verso sud-est, fiancheggia Fossanova San Marco, passa tra Sant'Egidio e Gaibanella, dove viene intersecato dal cavo di connessione, attraversa Marrara, San Nicolò e Traghetto dove termina il suo percorso presso un impianto di sollevamento posto sotto gli argini del Reno, entro cui riversa le sue acque.

Altro corso di rilievo è il Po di Volano, anche questo un ex- ramo deltizio del fiume Po che si separa dal corso principale in destra idrografica all'altezza di Stellata, per attraversare la città di Ferrara e sfociare nel Mar Adriatico presso Lido di Volano. Anche questo corpo idrico viene interferito dal cavo di connessione.

Laddove il cavo di connessione dovrà attraversare i corpi idrici sarà utilizzata la tecnologia di posa in opera T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata).

Il campo fotovoltaico risulta molto prossimo al canale Cembalina, dal quale risulta separato solo dalla Via della Cembalina che lambisce il confine del campo fotovoltaico; tale canale risulta interferito dal

cavo di connessione. Tale canale che si estende in direzione ovest-est unisce il fiume Reno al Po di Primaro.

La Figura 2.20 restituisce il Reticolo idrografico dell'area di studio dalla quale si può vedere come quest'ultima sia ricca di corsi idrici di diversa importanza, tra i quali una moltitudine di canali. Si ribadisce che l'area che sarà sede dell'impianto fotovoltaico non risulta solcata da alcun corpo idrico, mentre il cavo di connessione, data la lunghezza, durante il suo percorso interseca vari corpi idrici per la maggior parte canali. Oltre ai corpi idrici di maggior importanza sopra citati, i canali interferiti sono i seguenti:

- Scolo Vallone,
- Scolo Vallicelle,
- Scolo Riazzo Cervella,
- Scolo Bosco,
- Scolo Oppio,
- Condotto Pallarano,
- Condotto Sant'Antonio TA,
- Scolo Scorsuro Est,
- Diversivo Po di Volano.

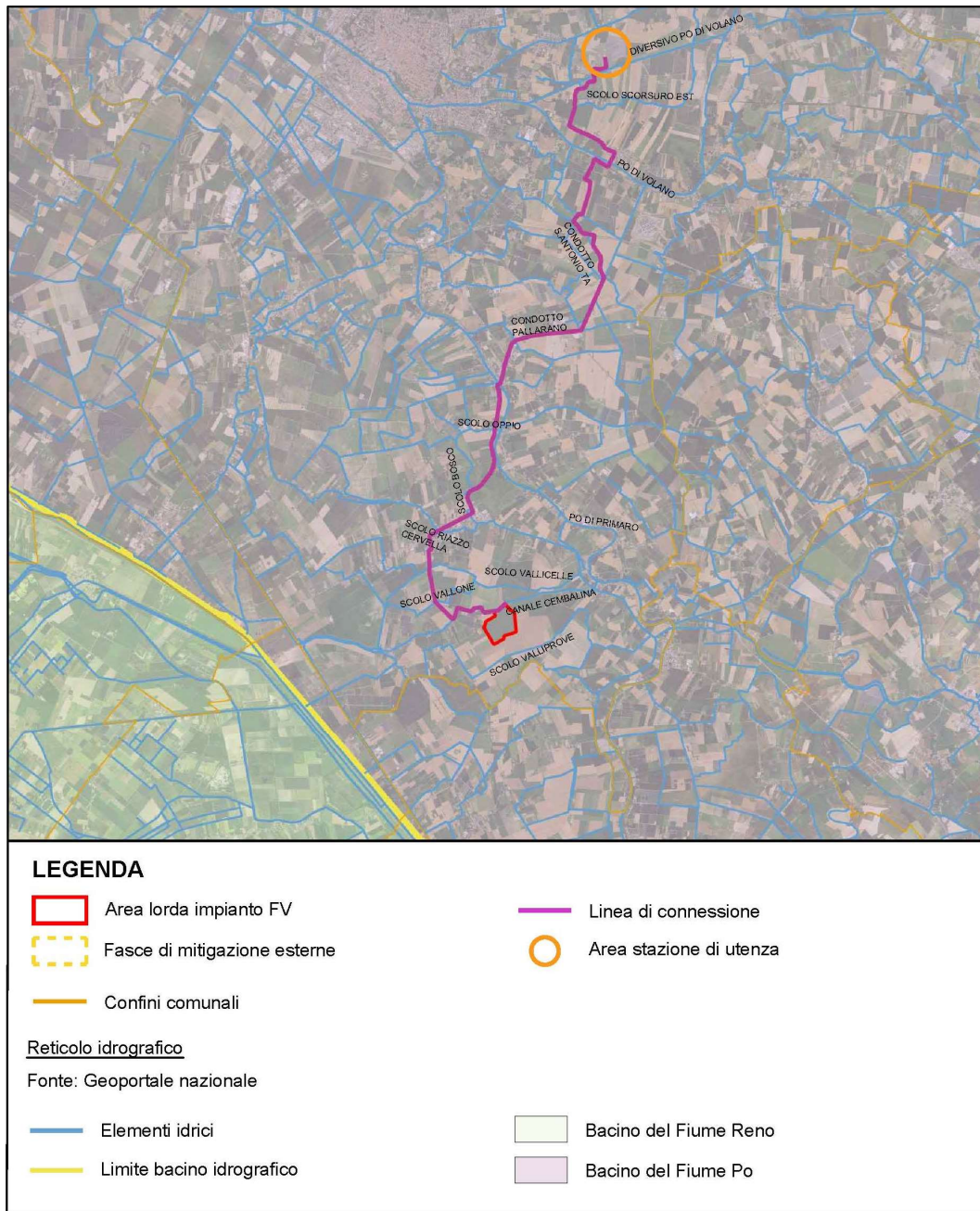


Figura 2.20: Reticolo idrografico (fonte: Geoportale nazionale)

2.4 GEOLOGIA IDROGEOLOGICA GEOTECNICA

L'area in esame si inserisce nel settore deposizionale della bassa Pianura Padana caratterizzato da moderate ondulazioni che degradano progressivamente verso Est; le quote sono prossime a 5 metri s.l.m e l'acclività è compresa entro 1°.



Figura 2.21: Inquadramento territoriale dell'area di impianto. Ortofoto da Google Earth.

La morfologia superficiale risente fortemente del costante e progressivo intervento antropico, volto a migliorarne l'efficienza agricola. Anche la stessa rete idrografica, che connota fortemente l'intero comprensorio è stata determinata dall'intervento antropico che ne ha modificato i corsi per mettere in sicurezza, dal punto di vista idraulico, le aree antropizzate. In precedenza, i diversi fossi e canali di scolo tracimavano con costante regolarità, generando alluvioni che hanno sedimentato lenti a diversa granulometria che conferiscono alla zona un paesaggio leggermente ondulato. Le bonifiche hanno prodotto scoli, collettori, canali artificiali e scolmatori che regolano il deflusso delle acque in eccesso e nello stesso tempo distribuiscono le acque destinate all'irrigazione

Come evidenziato nella figura 3, la carta geologica del Comune di Ferrara e ancor di più evidenzia una potente successione terrigena di avanfossa appartenente al Super Sintema Emiliano Romagnolo della quale affiorano i termini più recenti, riferibili al Pleistocene medio, propri della Piana Alluvionale dei Fiumi appenninici.

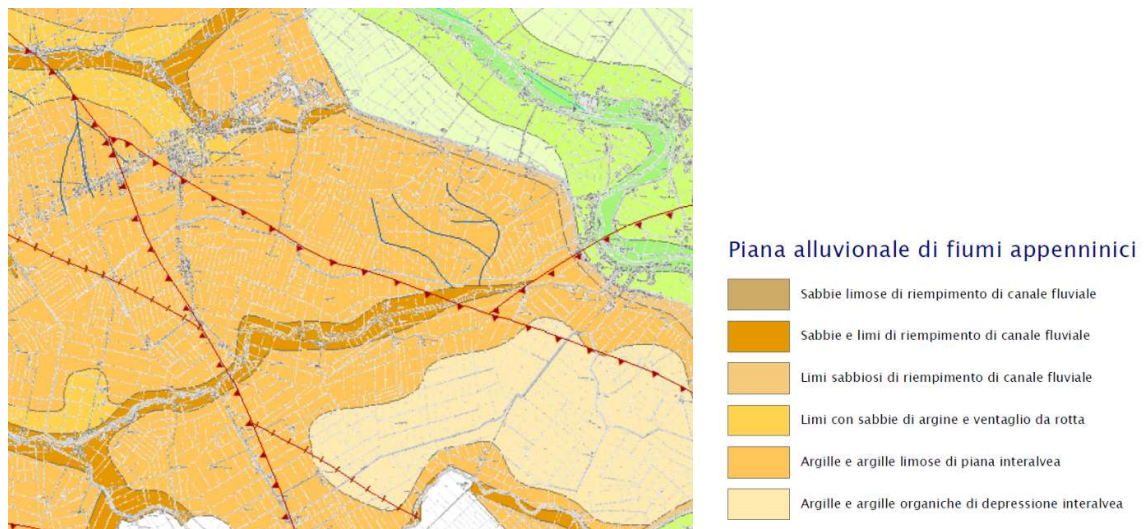


Figura 2.22: Carta Geologica del Comune di Ferrara. – fonte Quadro conoscitivo - Geologia - Comune di Ferrara

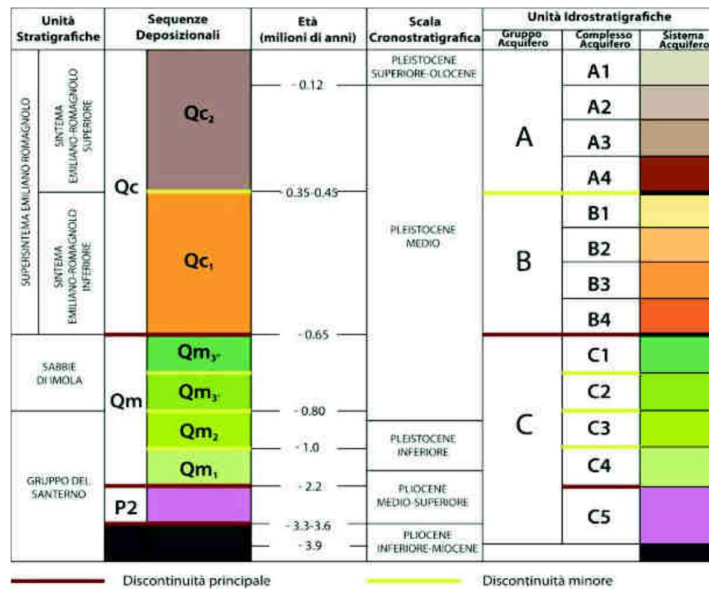


Figura 2.23 - Schema stratigrafico-sequenziale dei depositi plio-quadernari del bacino padano, con indicazione delle unità idrostratigrafiche. Regione Emilia-Romagna & Eni-Agip, 1998.

Come meglio descritto nell'elaborato Relazione Geologica, dal punto di vista geologico generale il sottosuolo in esame è parte integrante dei depositi continentali quadernari, poggiati sui sedimenti plio-pleistocenici. La parte alta è formata da sabbie grossolane di media pianura alluvionale, che passano lateralmente a sedimenti fini di pianura fredda, diffusi soprattutto nelle porzioni meridionali. Spostandosi verso il piede dell'Appennino, nei cicli sedimentari scompaiono le intercalazioni marine e la parte superiore è dominata da corpi ghiaioso-sabbiosi di riempimento di canale fluviale, che registrano lobi di conoide alluvionale ad alimentazione certamente appenninica.

Nello specifico affiorano depositi ascrivibili ad una unica formazione.

➤ SUBSISTEMA DI VILLA VERUCCHIO

- Sabbie, limi e argille limose di piana alluvionale

Si tratta di sabbie, sabbie fini limose, limi sabbiosi e limi accumulati da prevalenti fenomeni di tracimazione, in ambienti di piana inondabile ben drenata. Assai diffusi sono i livelli limosi, mentre le argille limose sono nel complesso volumetricamente subordinate. Picchi di resistenza alla punta corrispondono a livelli di sabbia a base netta, correlabili ad eventi di tracimazione arealmente estesi. Nel complesso, le successioni mostrano un'evoluzione granulometrica con affinamento verso l'alto, con i livelli di sabbie, sabbie limose e limi sabbiosi diffusi prevalentemente nella parte bassa dell'unità, soprattutto attorno ai 30 m di profondità. Verso l'alto la maggior parte della successione è formata da limi, con qualche intercalazione limoso-sabbiosa. Nell'area di intervento affioramento i sedimenti più fini.

2.4.1 Caratterizzazione geotecnica

Per la definizione delle caratteristiche geotecniche dei terreni di fondazione interessati dall'installazione dell'impianto fotovoltaico, sono state condotte indagini geognostiche in sito.

La campagna di indagini ha previsto l'esecuzione di prospezioni come di seguito elencate:

- n. 3 prospezioni sismiche superficiali con tecnica MASW (Multi-Channel Analysis of Surface Waves);
- n. 3 prospezioni sismiche a rifrazione.
- n. 1 prospezione E.R.T. (Electrical Resistivity Tomography).

Infine, il quadro conoscitivo è stato completato con l'esecuzione di n. 5 prove penetrometriche dinamiche eseguite con penetrometro PENNI 30 della COMPAC di Fermignano (PU)

Le considerazioni tecniche conclusive sono state ponderate in funzione della conoscenza geologica della zona e dell'attendibilità dei dati ottenuti, operando con un giusto grado di cautela nella definizione delle principali caratteristiche fisico-meccaniche dei terreni, avvalendosi anche di studi pregressi realizzati nello stesso ambito di riferimento.

Per ulteriori dettagli in merito si rimanda agli Studi specialistici "21-00007-IT-FERRARA_RS_R03_Rev0_Relazione Geotecnica" e "06_RS0301_0-Relazione Geotecnica redatti ai fini del presente procedimento".

2.4.2 Caratterizzazione sismica

Il rischio sismico esprime l'entità dei danni derivanti dal verificarsi di un evento sismico su un certo territorio in un dato periodo di tempo. Il rischio sismico dipende da tre fattori:

- la pericolosità sismica, cioè la probabilità che in un dato periodo di tempo possano verificarsi terremoti dannosi;
- la vulnerabilità sismica degli edifici, cioè la capacità che hanno gli edifici o le costruzioni in genere di resistere ai terremoti;
- l'esposizione, ovvero una misura dei diversi elementi antropici che costituiscono la realtà territoriale: popolazione, edifici, infrastrutture, beni culturali, eccetera che potrebbero essere danneggiati, alterati o distrutti.

Con l'introduzione dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri (O.P.C.M.) n. 3274 del 20 Marzo 2003 "*Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica*" (pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell'8 maggio 2003.) e s.m.i. sono stati rivisti i criteri per l'individuazione delle zone sismiche e definite le nuove norme tecniche per la progettazione di nuovi edifici, di nuovi ponti, per le opere di fondazione, per le strutture di sostegno, ecc.

Nel 2003 sono stati emanati i criteri di nuova classificazione sismica del territorio nazionale, basati sugli studi e le elaborazioni più recenti relative alla pericolosità sismica del territorio, ossia sull'analisi della probabilità che il territorio venga interessato in un certo intervallo di tempo (generalmente 50 anni) da un evento che superi una determinata soglia di intensità o magnitudo.

Il provvedimento detta i principi generali sulla base dei quali le Regioni, a cui lo Stato ha delegato l'adozione della classificazione sismica del territorio (Decreto Legislativo n. 112 del 1998 e Decreto del Presidente della Repubblica n. 380 del 2001 - "*Testo Unico delle Norme per l'Edilizia*"), hanno compilato l'elenco dei comuni con la relativa attribuzione ad una delle quattro zone, a pericolosità decrescente, nelle quali è stato riclassificato il territorio nazionale.

- Zona 1 – È la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti
- Zona 2 – Nei comuni inseriti in questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti
- Zona 3 – I comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti

- Zona 4 – È la zona meno pericolosa

Di fatto, viene eliminato il territorio “non classificato”, che diviene zona 4, nel quale è facoltà delle Regioni prescrivere l’obbligo della progettazione antisismica. A ciascuna zona, inoltre, viene attribuito un valore dell’azione sismica utile per la progettazione, espresso in termini di accelerazione massima su roccia (zona 1=0.35 g, zona 2=0.25 g, zona 3=0.15 g, zona 4=0.05 g).

Il nuovo studio di pericolosità, allegato all’O.P.C.M. n. 3519 del 28 aprile 2006, ha fornito alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (ag), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle 4 zone sismiche.

Tabella 2-1: Suddivisione delle zone sismiche in relazione all’accelerazione di picco su terreno rigido (OPCM 3519/06)

ZONA SISMICA	ACCELERAZIONE CON PROBABILITÀ DI SUPERAMENTO PARI AL 10% IN 50 ANNI (AG)
1	$ag > 0.25$
2	$0.15 < ag \leq 0.25$
3	$0.05 < ag \leq 0.15$
4	$ag \leq 0.05$

Con D.G.R. n.1435 del 21 luglio 2003, in attuazione dell’O.P.C.M. n. 3274/2003, la Regione Emilia-Romagna ha elaborato la Classificazione sismica regionale, aggiornata poi con D.G.R. 1164 del 23/07/2018 “Aggiornamento della classificazione sismica di prima applicazione dei comuni dell’Emilia-Romagna”. In Figura 2.24 si riporta la Classificazione sismica aggiornata della Regione Emilia-Romagna dalla quale si può osservare come il comune di Ferrara, all’interno del quale si colloca l’area di intervento (cerchiata in rosso), ricade in Zona sismica 3.

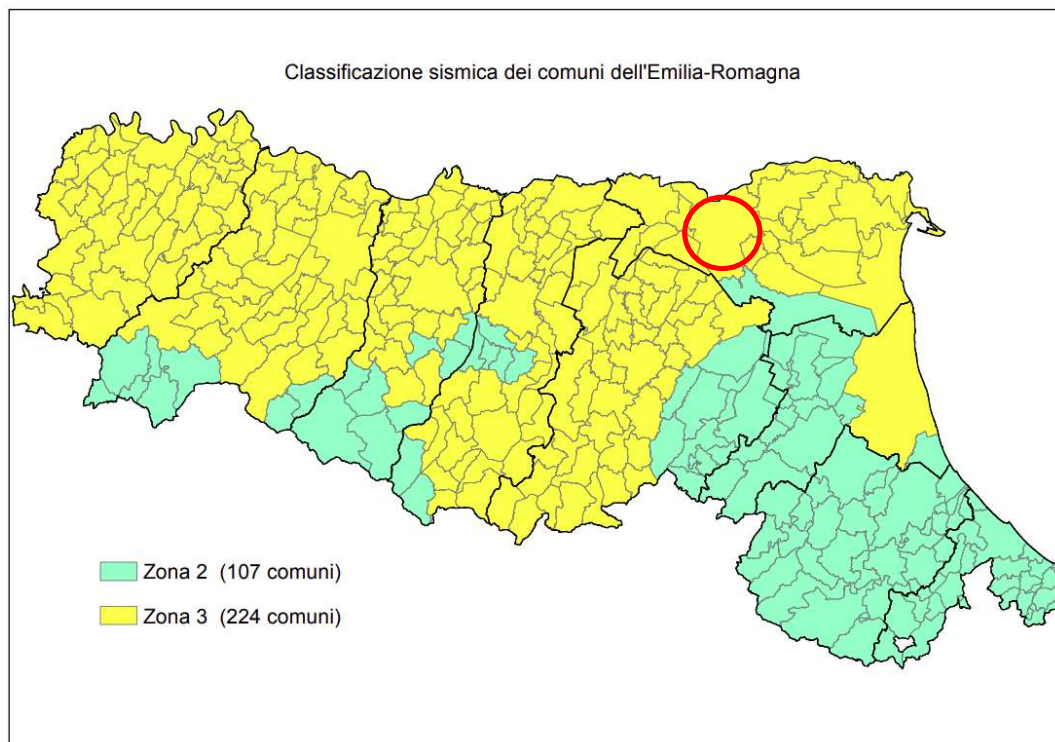


Figura 2.24: Individuazione dell’area di studio rispetto alla Classificazione sismica dei comuni dell’Emilia-Romagna (fonte: Regione Emilia-Romagna)

Per un'analisi di dettaglio si rimanda allo Studio specialistico 21-00007-IT-FERRARA_RS_RO3_Rev0_Relazione Geotecnica redatta ai fini del presente procedimento.

2.4.3 Sismicità dell'area

Come evidenziato in precedenza, la regione emiliana è notoriamente un'area a intensa attività sismica, a causa dei particolari caratteri tettonici che li contraddistinguono, con notevoli disturbi (faglie), che nel corso degli anni è stata interessata da energia sismica intensa, con magnitudo comprese tra 5.0 e 6.5 e VIII/X grado MSK.

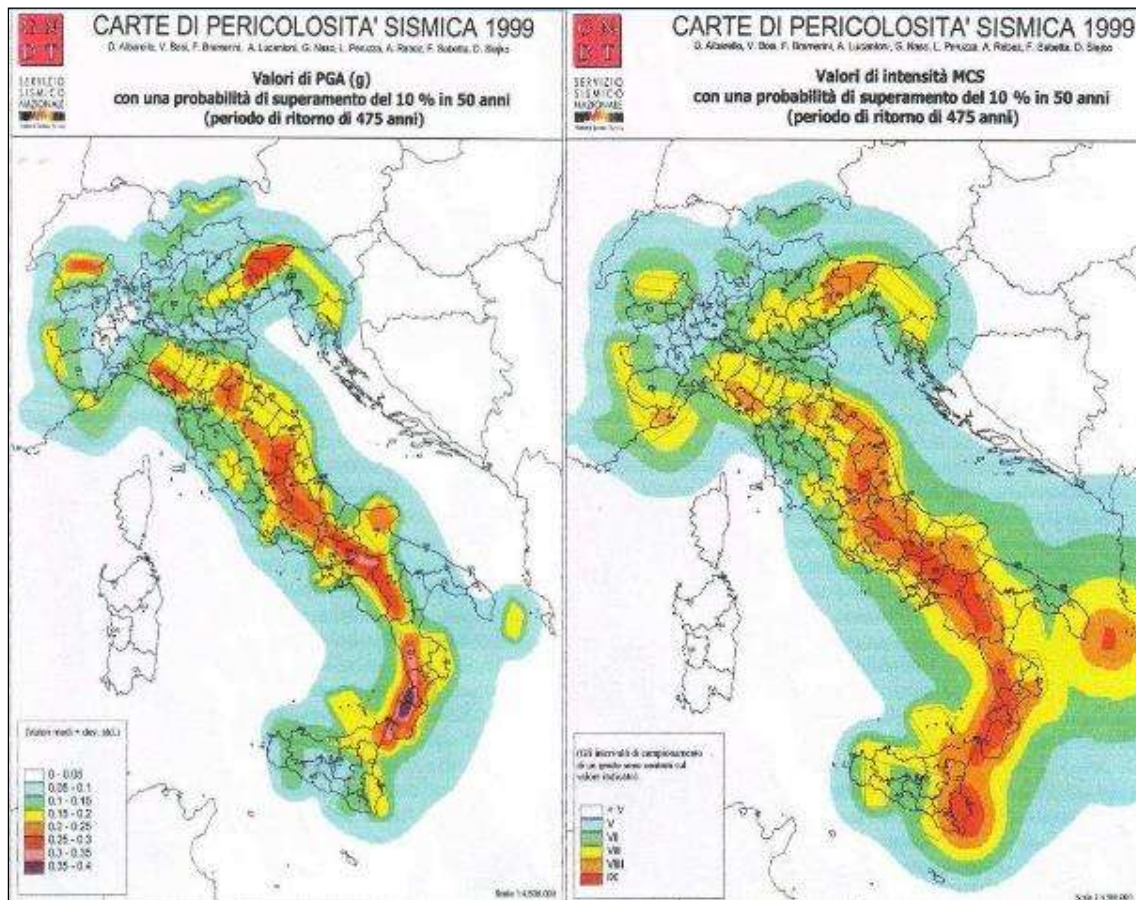


Figura 2.25: Carte della pericolosità sismica (Servizio Sismico Nazionale)

Gli studi effettuati, negli ultimi anni, sulla pericolosità sismica del territorio italiano, dal Gruppo Nazionale per la Difesa dai Terremoti (G.N.D.T.), dall'Osservatorio Geofisico Sperimentale di Trieste (O.G.S.) e dal Servizio Sismico Nazionale (S.S.N.), hanno consentito di sviluppare una metodologia probabilistica sismo-tettonica, ampiamente consolidata ed adottata a livello internazionale, che prevede l'utilizzo di dati di base: catalogo sismico e Zonazione Sismogenetica (Z.S.), oltre all'adozione di criteri e metodi per l'elaborazione degli stessi dati.

Attraverso l'elaborazione dei dati, la pericolosità sismica, ossia "la stima dello scuotimento del suolo, previsto in un certo sito, durante un dato periodo, a causa di terremoti" è stata rappresentata dallo S.S.N. su due carte di pericolosità (1999).

Il Decreto 17 gennaio 2018 - Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni” - fornisce le indicazioni per la progettazione e la verifica di nuove strutture secondo criteri antisismici.

Ai sensi del decreto, le azioni sismiche di progetto si definiscono a partire dalla “pericolosità sismica di base” del sito di costruzione. La pericolosità sismica è definita in termini di accelerazione orizzontale massima attesa a_g in condizioni di campo libero su sito di riferimento con superficie topografica orizzontale, nonché di ordinate dello spettro di risposta elastico in accelerazione ad essa corrispondente $S_e(T)$, con riferimento a prefissate probabilità di eccedenza PVR nel periodo di riferimento VR. In alternativa è ammesso l’uso di accelerogrammi, purché correttamente commisurati alla pericolosità sismica del sito.

Le forme spettrali sono definite, per ciascuna delle probabilità di superamento nel periodo di riferimento PVR, a partire dai valori dei seguenti parametri su sito di riferimento rigido orizzontale:

a_g = accelerazione orizzontale massima al sito;

F_0 = valore massimo di fattore di amplificazione dello spettro in accelerazione orizzontale;

T^*_c = periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro in accelerazione orizzontale.

Per l’area in esame, sulla base delle indagini eseguite, si verifica l’assoluta stabilità dell’area; ai fini della determinazione dell’azione sismica di progetto e della categoria di sottosuolo (Ordinanza P.C.M. n.3274 del 20/03/03 e aggiornamenti, modifiche, integrazioni, sostituzioni del D.M. 14/09/2005 “Norme Tecniche per le Costruzioni” D.M. Infrastrutture del 17/01/2018, si potranno prendere in considerazione i seguenti elementi di valutazione:

- In base alla localizzazione geografica del sito di progetto vengono definiti i parametri di riferimento del moto sismico in superficie, successivamente correlati con gli stati limite e la vita nominale dell’opera. Ciò al fine di definire gli obiettivi da raggiungere in termini di sicurezza e prestazioni delle opere o parti di essa.
 - Individuazione del sito
 - Regione Emilia Romagna, Provincia di Ferrara, Comune di Ferrara;
- Ricerca per coordinate: Long. 11.658319; Lat. 44.714433;
- La velocità media di propagazione entro 30 m di profondità delle onde di taglio ($V_{s,eq}$) per deformazioni di taglio $\gamma < 10^{-6}$, dello strato iesimo, per un totale di N strati presente nei 30 m superiori, è risultata inferiore a 180 m/sec. solo nella prova MASW 1 e nelle restanti due stendimenti le velocità non hanno superato i 185 m/sec;
- Sulla base del valore $V_{s,eq}$ avendo considerato l’insieme delle indagini effettuate durante la campagna geognostica, considerando in modo cautelativo i risultati peggiori riscontrati, non considerando l’aumento delle caratteristiche geotecniche dei terreni con la profondità, si ipotizza un sottosuolo riferibile alla categoria “D”, **Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o terreni a grana fine scarsamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.** (tab. 3.2.II NTC/18).

CATEGORIE SUOLI DI FONDAZIONE

Tab. 3.2.II - D.M. 17 gennaio 2018 “Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni”.

A	Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi, caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massimo pari a 3 m.
B	Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fine molto consistenti, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.
C	Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fine mediamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30 m., caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e valori di velocità equivalente comprese tra 180 m/s e 360 m/s.
D	Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o terreni a grana fine scarsamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.
E	Terreni con caratteristiche e valori di velocità equivalente riconducibili a quelle definiti per le categorie C o D, con profondità del substrato non superiore a 30 m.

Tabella 2 – Categoria di sottosuoli.

- Le condizioni topografiche del sito che si colloca su un'area perfettamente pianeggiante con inclinazione media $i < 15^\circ$ (max 1°), sono riferibili alla categoria "T1", per cui il coefficiente di amplificazione topografica (S_T) è pari a 1,0 (valori massimi del coefficiente tab. 3.2. III Norme Tecniche per le Costruzioni 2018).

VALORI MASSIMI DEL COEFFICIENTE DI AMPLIFICAZIONE TOPOGRAFICA		
Categoria Topografica	Ubicazione dell'opera o dell'intervento	S_T
T ₁	-	1,0
T ₂	In corrispondenza della sommità del pendio	1,2
T ₃	In corrispondenza della cresta del rilievo	1,2
T ₄	In corrispondenza della cresta del rilievo	1,4

Tabella 3 – Tabella 3.2.III NTC 2018 – Valori massimi del coefficiente di amplificazione topografica S_T

Per il calcolo dei parametri sopra citati sono stati considerati i seguenti parametri:

- Classe d'uso:** classe nella quale sono suddivise le opere, con riferimento alle conseguenze di una interruzione di operatività o di un eventuale collasso; per le opere in progetto è la II (tab. 2.4.II) il cui uso prevede normali affollamenti), per cui il coefficiente d'uso risulta $C_U=1,0$;

VALORI DEL COEFFICIENTE D'USO C_U .				
CLASSE D'USO	I	II	III	IV
COEFFICIENTE C_U	0,7	1,0	1,5	2,0

Tabella 4 – Tab. 2.4.II NTC 2018 – Valori del coefficiente d'uso C_U .

- **Vita nominale dell'opera V_N :** intesa come il numero di anni nel quale la struttura, purché soggetta alla necessaria manutenzione, mantiene gli specifici livelli prestazionali di progetto (da questo valore viene calcolato il Periodo di riferimento per l'azione sismica V_R come:

$$V_R = V_N * C_U \text{ (dove } C_U \text{ è il coefficiente d'uso);}$$

- **Probabilità di superamento nel periodo di riferimento P_{VR} :** in funzione dello stato limite di riferimento.

Nel caso dell'opera in oggetto sono considerati i seguenti valori:

Classe d'uso "II": Costruzioni il cui uso preveda normali affollamenti, senza contenuti pericolosi per l'ambiente e senza funzioni pubbliche e sociali essenziali. Industrie con attività non pericolose per l'ambiente.

Vita nominale V_N : 50 anni: costruzioni con livelli di prestazione ordinari.

Coefficiente d'uso C_U : 1 relativo alla classe d'uso II.

Periodo di riferimento per l'azione sismica: $V_R = V_N * C_U = 50 * 1 = 50$ anni

In funzione della probabilità di superamento nel periodo di riferimento P_{VR} vengono calcolati i valori a_g , F_0 , T^*_c e del periodo di ritorno:

$$T_R = - \frac{V_R}{\ln(1 - P_{VR})}$$

SPETTRI DI RISPOSTA SECONDO LE NTC 2018						
Stati limite		P_{VR}	Periodo di ritorno (anni)	a_g^3 (g)	F_0	T^*_c (sec)
SLE	SLO	81%	30	0,042	2,504	0,260
	SLD	63%	50	0,055	2,464	0,270
SLU	SLV	10%	475	0.155	2,590	0,270
	SLC	5%	975	0.207	2,529	0,280

Tabella 5

Nota:

Dove:

- SLE = stati limite di esercizio
 - SLO = **stato limite di operatività:** a seguito del terremoto la costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali e le apparecchiature rilevanti in relazione alla sua funzione, non deve subire danni ed interruzioni d'uso significativi;
 - SLD = **stato limite di danno:** a seguito del terremoto la costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali e le apparecchiature rilevanti alla sua funzione, subisce danni tali da non mettere a rischio gli utenti e da non compromettere significativamente la capacità

³ a_g espressa come frazione dell'accelerazione di gravità g

di resistenza e di rigidezza nei confronti delle azioni verticali e orizzontali, mantenendosi immediatamente utilizzabile pur nell'interruzione d'uso di parte delle apparecchiature.

- SLU = stati limite ultimi
 - SLV = **stato limite di salvaguardia della vita**: a seguito del terremoto la costruzione subisce rotture e crolli dei componenti non strutturali ed impiantistici e significativi danni dei componenti strutturali cui si associa una perdita significativa di rigidezza nei confronti delle azioni orizzontali; la costruzione conserva invece una parte della resistenza e rigidezza per azioni verticali e un margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni sismiche orizzontali;
 - SLC = **stato limite di prevenzione del collasso**: a seguito del terremoto la costruzione subisce gravi rotture e crolli dei componenti non strutturali ed impiantistici e danni molto gravi dei componenti strutturali; la costruzione conserva ancora un margine di sicurezza per azioni verticali ed un esiguo margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni orizzontali.

COEFFICIENTI SISMICI (PER STABILITÀ DI PENDII E FONDAZIONI)				
coefficienti	SLO	SLD	SLV	SLC
kh	0.0118	0.0160	0,0451	0.0603
kv	0,0059	0,0080	0,0225	0,0301
a_{max} [m/s ²]	0,416	0,562	1,584	2,118
β	0,280	0,280	0,280	0,280

Tabella 6 – Calcolo dei coefficienti sismici (per stabilità di pendii e fondazioni) con Categoria di Suolo di categoria C.

Dove:

β = coefficiente di riduzione dell'accelerazione massima attesa al sito = 0,2

a_{max} = accelerazione orizzontale massima attesa al sito

a_g = accelerazione orizzontale massima attesa su sito di riferimento rigido (a_g/g)

g = accelerazione di gravità

S_s = coefficiente di amplificazione stratigrafica = 1,5 (SLO)-1,5 (SLD)-1,48 (SLV)-1,42 (SLC)

S_t = coefficiente di amplificazione topografica = 1,0

2.4.4 Caratterizzazione idrogeologica

L'idrografia sotterranea è strettamente correlata alle caratteristiche fisiche delle unità stratigrafiche quali l'estensione, la litologia, la permeabilità, l'alimentazione, diretta e/o indiretta (travasi idrici), ecc., le diversità litologiche e strutturali condizionano, infatti, i caratteri idrogeologici in quanto controllano i processi di infiltrazione e la circolazione sotterranea.

La complessa struttura idrogeologica della pianura padana è rappresentata da numerosi acquiferi sovrapposti (multistrato) le cui zone di ricarica sono ubicate prevalentemente lungo il margine appenninico (conoidi alluvionali) e lungo quello padano più a nord. In profondità sono distinti 3 livelli di corpi idrici sovrapposti, che raggruppano diversi acquiferi sulla base delle pressioni antropiche e delle caratteristiche idrogeologiche del sottosuolo regionale: un livello superficiale dello spessore medio di circa 10 m con caratteristiche freatiche e di ridotta potenzialità idrica; un secondo livello sottostante al primo, che risulta idrogeologicamente confinato (confinati superiori); il terzo e ultimo livello, ancora più profondo, le cui pressioni antropiche risultano molto attenuate o assenti (confinati inferiori).

In dettaglio, tralasciando le unità stratigrafiche di superficie, di minore importanza da un punto di vista idrogeologico, la principale suddivisione in verticale delle unità sepolte ha portato alla suddivisione dei terreni in tre unità principali così definite:

- gruppo acquifero A (A0, A1, A2, A3 e A4);
- gruppo acquifero B (B1, B2, B3 e B4);
- gruppo acquifero C (C1, C2, C3, C4 e C5).

In Emilia-Romagna sono stati individuati 135 corpi idrici sotterranei, di cui 58 nella porzione collinare e montana del territorio regionale, comprendendo anche i depositi di fondovalle, e 77 nella porzione di pianura che comprende i corpi idrici afferenti al sistema delle conoidi alluvionali appenniniche e delle pianure alluvionali appenniniche e padane. I corpi idrici sotterranei sono stati individuati e delimitati sulla base delle caratteristiche geologiche (complessi idrogeologici, mezzi porosi o fessurati), idrogeologiche (acquiferi liberi e confinati) e delle pressioni antropiche che insistono sulle acque sotterranee (prelievi idrici, carichi di azoto, fitofarmaci, altri contaminanti, ingressione salina, ecc.) che possono evidenziare impatti ambientali.

I corpi idrici sotterranei sono stati suddivisi nelle seguenti tipologie:

- *Montani*: Corpi idrici sotterranei in formazioni geologiche di vario tipo nelle porzioni montane del territorio;
- *Depositi fondovalle*: Corpi idrici sotterranei in depositi alluvionali ubicati nelle valli intramontane in stretta relazione idrogeologica con i corsi d'acqua superficiali;
- *Conoidi alluvionali*: Corpi idrici sotterranei in depositi alluvionali ubicati nelle zone pedecollinari, dove i corsi d'acqua passano dalla collina alla pianura;
- *Freatici di pianura*: Corpi idrici sotterranei in depositi alluvionali di pianura, a costituire acquiferi che sovrastano quelli delle pianure alluvionali e le porzioni confinate di conoide alluvionale;
- *Pianure alluvionali*: Corpi idrici sotterranei in depositi alluvionali di pianura, costituiti da sistemi idrici sotterranei multistrato e idrogeologicamente confinati.

In Figura 2.27 e Figura 2.28 vengono riportati i corpi idrici sotterranei sovrapposti che caratterizzano l'area di studio.

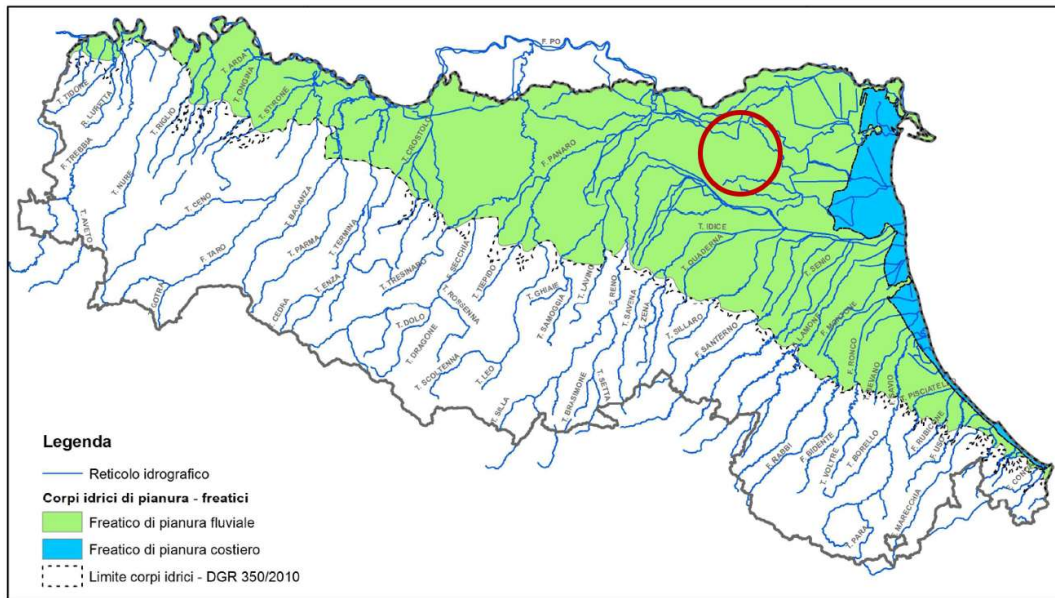


Figura 2.27: Corpi idrici sotterranei freatici di pianura (fonte: ARPAE)

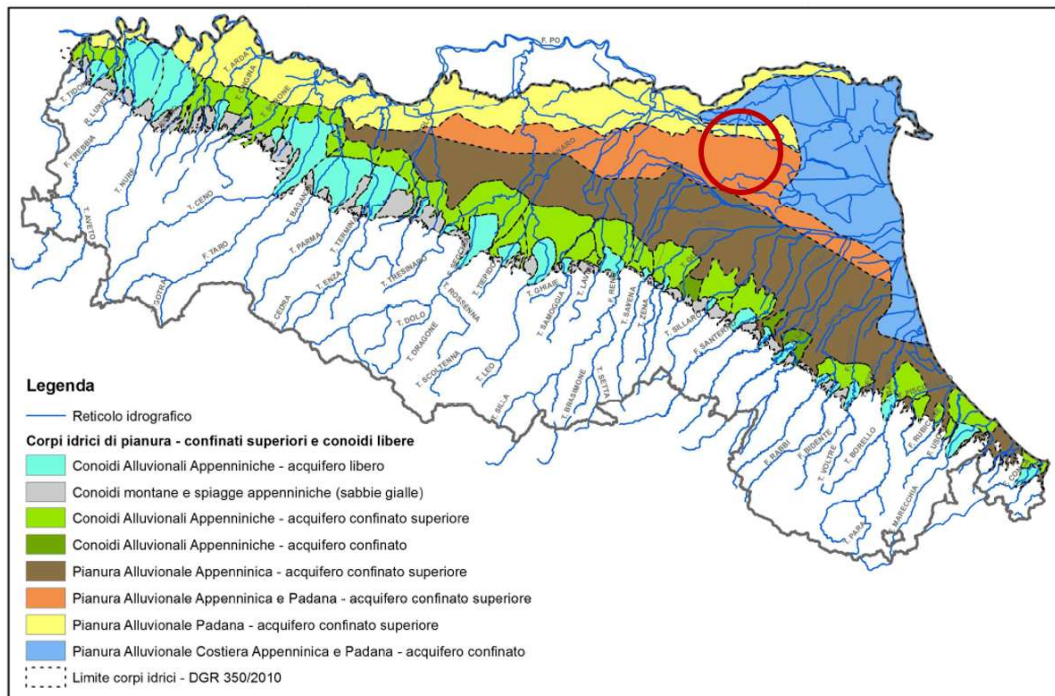


Figura 2.28: Corpi idrici sotterranei di pianura liberi e confinati superiori (acquiferi A1 e A2) (fonte: ARPAE)

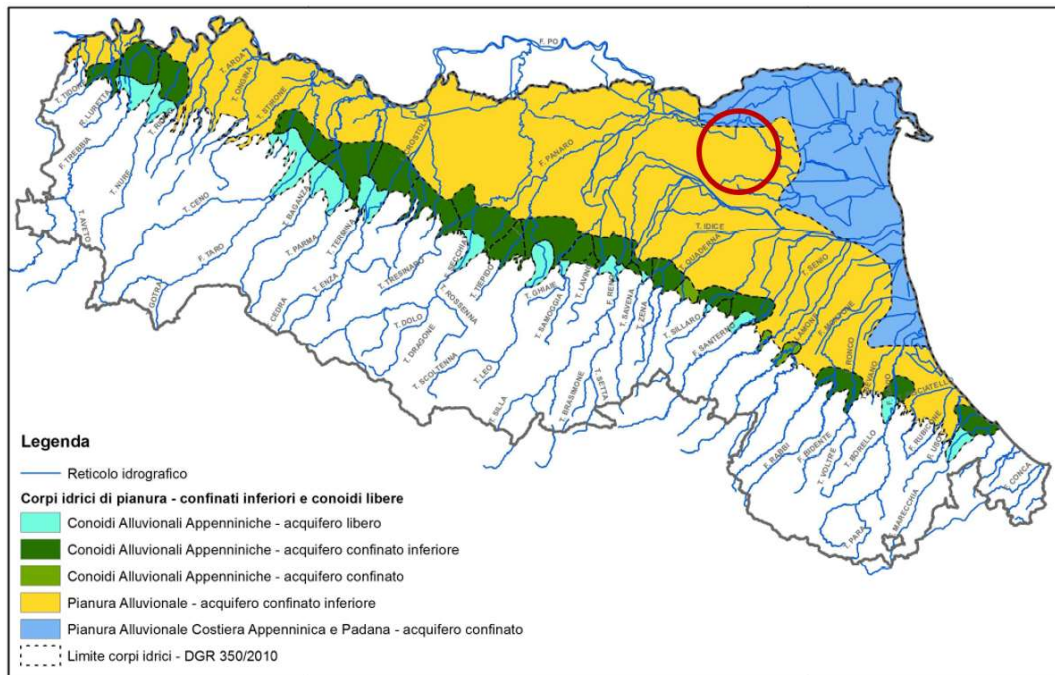


Figura 2.29: Corpi idrici sotterranei di pianura confinati inferiori (acquiferi A3, A4, B e C) (fonte: ARPAE)

L'area di studio superiormente risulta caratterizzata da un corpo idrico freatico di pianura fluviale (Figura 2.27) per uno spessore che al massimo raggiunge i 10-15 metri rappresentato prevalentemente dai depositi fluviali attuali e di paleoalveo. Scendendo in profondità nell'area di interesse si ravvisano due acquiferi confinati superiori (Pianura Alluvionale Appenninica e Padana, Pianura Alluvionale Padana) (Figura 2.28) che poggiano su un acquifero confinato inferiore (Pianura Alluvionale) e su un acquifero confinato (Pianura Alluvionale Costiera Appenninica e Padana) (Figura 2.29).

Infine, come riportato nella Relazione Geologica e nella Relazione Geotecnica citate innanzi, si fa presente che la falda freatica nell'area di studio si attesta a quote prossime a -1,80 metri rispetto al piano di campagna.

2.4.5 Stato qualitativo e quantitativo delle acque sotterranee

La caratterizzazione e l'individuazione dei corpi idrici sotterranei vengono definite dal D. Lgs 30/2009, che recependo le direttive 2000/60/CE e 2006/118/CE e modificando contestualmente il D. Lgs 152/2006, stabilisce i valori soglia e gli standard di qualità per definire il buono stato chimico delle acque sotterranee, definisce i criteri per il monitoraggio quantitativo e per la classificazione dei corpi idrici sotterranei. Le attività finalizzate all'identificazione e delimitazione dei corpi idrici sotterranei sia nella porzione di territorio di pianura che in quella montana del territorio dell'Emilia-Romagna, sono state effettuate e formalizzate dalla Regione Emilia-Romagna con D.G.R. n.350 del 8 febbraio 2010. Lo stato dei corpi idrici sotterranei è definito mediante due parametri: lo Stato chimico e lo Stato quantitativo.

Il monitoraggio dei 135 corpi idrici sotterranei individuati avviene tramite 733 stazioni di cui 600 per la definizione dello stato chimico e 633 per lo stato quantitativo.

Per le acque sotterranee regionali lo stato è condizionato, oltre che dalle pressioni antropiche, dalle caratteristiche idrogeologiche dei corpi idrici. Nel territorio montano collinare le ridotte pressioni antropiche non portano a condizioni di criticità. A più elevata criticità sono i corpi idrici nella fascia di alta pianura, ove sono accentrati gran parte degli insediamenti abitativi e produttivi e gli acquiferi sono direttamente ricaricati dalle infiltrazioni dai suoli e dai corsi d’acqua superficiali, con problematiche sia di ordine qualitativo che quantitativo. Nella media e bassa pianura il confinamento dei corpi idrici sotterranei e la ridotta velocità di circolazione rende molto lenti eventuali fenomeni di contaminazione delle acque; l’acquifero freatico superficiale, poco significativo in termini di risorsa idrica, è direttamente raggiunto dalla percolazione dai suoli e presenta frequenti situazioni di contaminazione. Per la valutazione delle acque sotterranee sono stati analizzati i risultati tratti da ARPA Emilia-Romagna per il sessennio 2014-2019.

Le stazioni di monitoraggio prese a riferimento in quanto più prossime all’area di intervento sono le seguenti (in alcune di queste è mancante il dato relativo allo stato chimico o allo stato quantitativo):

- FE35-00: sita nel comune di Argenta, sul corpo idrico sotterraneo Pianura Alluvionale - confinato inferiore (2700ER-DQ2-PACI);
- FE82-00: sita nel comune di Argenta, sul corpo idrico sotterraneo Transizione Pianura Appenninica-Padana - confinato Superiore (0620ER-DQ2-TPAPCS);
- FE73-00: sita nel comune di Ferrara, sul corpo idrico sotterraneo Transizione Pianura Appenninica-Padana – confinato Superiore (0620ER-DQ2-TPAPCS);
- FE33-00: sita nel comune di Ferrara, sul corpo idrico sotterraneo Transizione Pianura Appenninica-Padana – confinato Superiore (0620ER-DQ2-TPAPCS);
- FE30-00: sita nel comune di Ferrara, sul corpo idrico sotterraneo Transizione Pianura Appenninica-Padana – confinato Superiore (0620ER-DQ2-TPAPCS);
- FE09-01: sita nel comune di Ferrara, sul corpo idrico sotterraneo Pianura Alluvionale Costiera - confinato (0640ER-DQ2-PCC);
- FE60-00: sita nel comune di Ferrara, sul corpo idrico sotterraneo Pianura Alluvionale Padana - confinato Superiore (0630ER-DQ2-PPCS);
- FE59-01: sita nel comune di Ferrara, sul corpo idrico sotterraneo Pianura Alluvionale - confinato Inferiore (2700ER-DQ2-PACI).

Di seguito si riportano due tabelle che restituiscono i dati relativi rispettivamente allo Stato quantitativo e allo Stato chimico dei corpi idrici sotterranei presenti nell’area di studio in corrispondenza delle stazioni di monitoraggio prese in considerazione per l’analisi. I dati sono stati tratti dal Report “*Valutazione dello Stato delle Acque Sotterranee 2014-2019*” - dicembre 2020.

Codice corpo idrico sotterraneo (PdG 2015)	Nome corpo idrico sotterraneo (PdG 2015)	Provincia	Comune	Codice stazione	SQUAS 2016	SQUAS 2019
2700ER-DQ2-PACI	Pianura Alluvionale - confinato inferiore	FE	ARGENTA	FE35-00	Buono	Buono
0620ER-DQ2-TPAPCS	Transizione Pianura Appenninica-Padana - confinato superiore	FE	FERRARA	FE73-00	Buono	Buono
0620ER-DQ2-TPAPCS	Transizione Pianura Appenninica-Padana - confinato superiore	FE	FERRARA	FE30-00	Buono	Buono
0620ER-DQ2-TPAPCS	Transizione Pianura Appenninica-Padana - confinato superiore	FE	FERRARA	FE33-00	Buono	Buono
0630ER-DQ2-PPCS	Pianura Alluvionale Padana - confinato superiore	FE	FERRARA	FE60-00	Buono	Buono
2700ER-DQ2-PACI	Pianura Alluvionale - confinato inferiore	FE	FERRARA	FE59-01	Buono	Buono

*SQUAS=Stato Quantitativo Acque Sotterranee

Figura 2.30: Stato quantitativo delle acque sotterranee – periodo 2016-2019 (fonte ARPAE)

Codice corpo idrico sotterraneo (PAG 2015)	Nome corpo idrico sotterraneo	Prov.	Comune	Codice stazione	SCAS 2014	SCAS 2015	SCAS 2016	SCAS 2017	SCAS 2018	SCAS 2019	SCAS 2014-2019	Livello confidenza SCAS (2014-2019) (Alto, Medio, Basso)	Parametri critici SCAS (2014-2019)	Parametri critici non prioritari (2014-2019)	Superamenti valori soglia per fondo naturale (S/No)
0620ER-DQ2-TPAPCS	Trasmissione Padana Appenninica-Padana - confinato superiore	FE	FERRARA	FE73-00	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	A			Si
0620ER-DQ2-TPAPCS	Trasmissione Padana Appenninica-Padana - confinato superiore	FE	ARGENTA	FE82-00				Buono	Buono	Buono	Buono	A			Si
2700ER-DQ2-PACI	Padana Alluvionale - confinato inferiore	FE	ARGENTA	FE35-00	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	A			Si
0620ER-DQ2-TPAPCS	Trasmissione Padana Appenninica-Padana - confinato superiore	FE	FERRARA	FE30-00	Scarso	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	A		Acetoclor	Si
0620ER-DQ2-TPAPCS	Trasmissione Padana Appenninica-Padana - confinato superiore	FE	FERRARA	FE33-00	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	A			Si
0620ER-DQ2-PFCS	Padana Alluvionale Padana - confinato superiore	FE	FERRARA	FE60-00	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	Buono	A			Si
0640ER-DQ2-PCC	Padana Alluvionale Costiera - confinato	FE	FERRARA	FE09-01				Buono	Buono	Buono	Buono	A			Si

*SCAS=Stato Chimico Acque Sotterranee

Figura 2.31: Stato chimico delle acque sotterranee – periodo 2016-2019 (fonte ARPAE)

Come si evince da quanto sopra, sia lo Stato quantitativo che chimico dei corpi idrici sotterranei che caratterizzano l'area di studio nel sessennio 2016-2019 risulta "buono": in dettaglio, solo in corrispondenza della stazione FE30-00 nell'anno 2014 si è registrato uno Stato chimico "scarso" per il superamento del valore soglia del Acetoclor che in ogni caso è attribuibile a valori di fondo naturale.

2.4.6 Stato qualitativo della matrice suolo

Il problema della bonifica dei siti da bonificare ha ricevuto una concreta regolamentazione con l'emanazione del D.Lgs. 22/97 e con il successivo decreto attuativo D.M. 471/99; attualmente la normativa di riferimento è rappresentata dal D.Lgs. 152/06 ai sensi del quale viene definito:

- Sito contaminato "un sito nel quale i valori delle concentrazioni soglia di rischio (CSR), determinati con l'applicazione della procedura di analisi di rischio di cui all'Allegato 1 alla parte quarta del presente decreto sulla base dei risultati del piano di caratterizzazione, risultano superati";
- Sito potenzialmente contaminato "un sito nel quale uno o più valori di concentrazione delle sostanze inquinanti rilevati nelle matrici ambientali risultino superiori ai valori di concentrazione soglia di contaminazione (CSC), in attesa di espletare le operazioni di caratterizzazione e di analisi di rischio sanitario e ambientale sito specifica, che ne permettano di determinare lo stato o meno di contaminazione sulla base delle concentrazioni soglia di rischio (CSR)";
- Sito non contaminato "un sito nel quale la contaminazione rilevata nelle matrici ambientali risulti inferiore ai valori di concentrazione soglia di contaminazione (CSC) oppure, se superiore, risulti comunque inferiore ai valori di concentrazione soglia di rischio (CSR) determinate a seguito dell'analisi di rischio sanitario e ambientale sito specifica".

La Regione Emilia-Romagna con D.G.R. n. 1106 dell'11 luglio 2016 ha istituito l'Anagrafe regionale dei Siti da Bonificare.

I siti contaminati presenti in Anagrafe regionale al 31 dicembre 2020, (data relativa all'ultima determina dirigenziale regionale), sono 1.151, dei quali 1.144 sono Siti di Interesse Regionale (SIR) e 7 sono Siti di Interesse Nazionale (SIN).

In Emilia-Romagna, la maggior parte dei SIR è localizzata nelle province di Ravenna e Bologna. La situazione è indicativa del contesto territoriale, in quanto si tratta delle province in cui, anche storicamente, si hanno i maggiori insediamenti industriali, con presenza di industrie chimiche, meccaniche, della raffinazione e trasformazione degli idrocarburi ecc. I siti sono localizzati principalmente lungo le principali vie di comunicazione, sia intorno ai poli industriali più rilevanti (Ravenna, Ferrara), sia nell'intorno di zone industriali vicine alle grandi città (Bologna).

I SIN in Emilia-Romagna sono 2:

- “Fidenza”, perimetrato con decreto del ministero dell’Ambiente del 16 ottobre 2002 che comprende 7 siti in procedura di bonifica;
- “Bologna” (SIN Officina Grande Riparazione ETR), individuato con la legge n. 205 del 27.12.2017.

I siti contaminati in Emilia-Romagna con procedimento amministrativo in corso, occupano complessivamente una superficie pari a 27,60 km², equivalente allo 0,12% della superficie regionale. La maggior parte dei siti contaminati in Emilia-Romagna presenta una contaminazione legata alla presenza di idrocarburi, soprattutto pesanti (C>12), idrocarburi aromatici leggeri della famiglia dei BTEX (principalmente benzene) e metalli (in particolare piombo).

Nella figura seguente si riporta la “Localizzazione dei siti contaminati presenti nell’Anagrafe regionale, al 31 dicembre 2020 (data relativa all’ultima determina dirigenziale regionale)” dalla quale si evince come all’interno dell’area di studio non siano presenti né siti contaminati, né siti potenzialmente contaminati, ma solamente siti non contaminati/bonificati. Si fa notare la presenza di un elevato numero di siti contaminati presso il nucleo abitato di Ferrara che, tuttavia, non interferiscono in alcun modo con l’area di intervento.

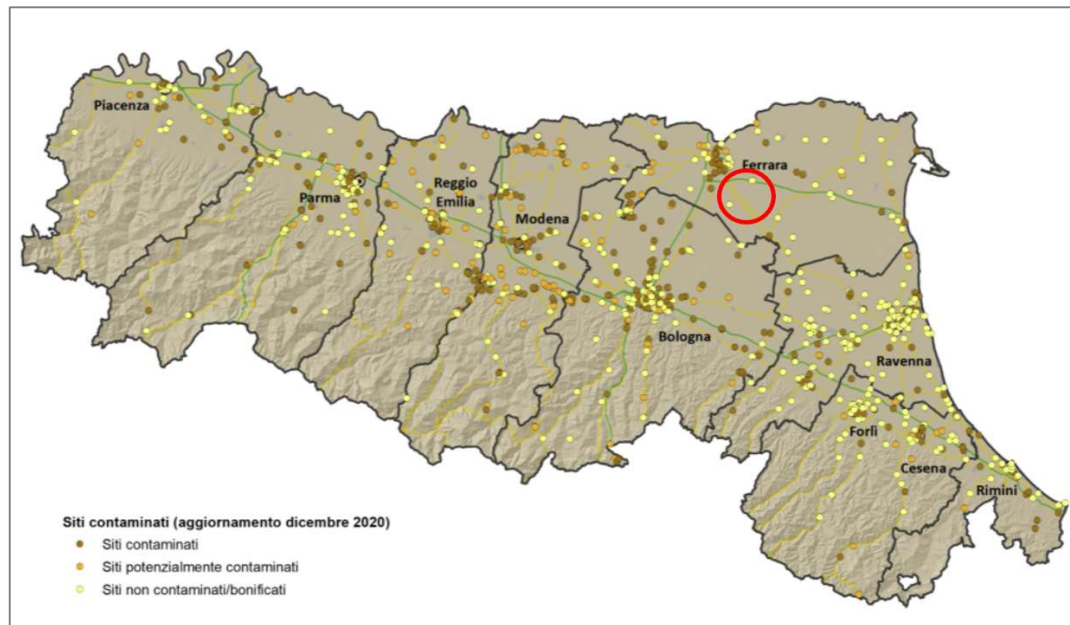


Figura 2.32: Localizzazione dei siti contaminati presenti nell’Anagrafe regionale, al 31 dicembre 2020 (data relativa all’ultima determina dirigenziale regionale) (fonte: Regione Emilia-Romagna)

3. STATO DI PROGETTO

3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE

I criteri con cui è stata redatta la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico fanno riferimento sostanzialmente a:

- rispetto delle normative pianificazione territoriale e urbanistica;
- scelta preliminare della tipologia impiantistica, ovvero impianto fotovoltaico a terra tipo tracker con tecnologia moduli monofacciali;
- ottimizzazione dell'efficienza di captazione energetica realizzata mediante orientamento dinamico dei pannelli;
- disponibilità delle aree, morfologia ed accessibilità del sito acquisita sia mediante sopralluoghi che rilievo topografico di dettaglio.

Oltre a queste assunzioni preliminari si è proceduto tenendo conto di:

- rispetto delle leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
- conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
- 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.

3.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE

La proponente ha richiesto la soluzione tecnica minima generale (STMG) di connessione a Terna S.p.A il 13/08/2021. Tale soluzione emessa da Terna il 20/12/2021 via PEC prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV denominata "Ferrara Focomorto".

3.3 LAYOUT D'IMPIANTO

Il layout d'impianto è stato sviluppato secondo le seguenti linee guida:

- rispetto dei confini dei siti disponibili;
- posizione delle strutture di sostegno con geometria a matrice in modo da ridurre i tempi di esecuzione;
- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in 2 file verticali;
- interfila tra le schiere calcolate al fine di evitare fenomeni di ombreggiamento;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ostacoli esistenti;
- zona di rispetto al reticolo idrografico e i vincoli all'interno delle fasce di rispetto.
- zona di rispetto agli elettrodotti.



Figura 3.1: Layout di progetto

3.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza in DC di 26.952,214 kW (in condizioni standard 1000W/m²)

L'impianto è così costituito:

- n.1 **cabina di consegna MT** posizionata nell'area a Nord del sito di installazione dell'impianto (vedi planimetria). Nella stessa area all'interno della cabina sarà presente il quadro QMT contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e gli apparati SCADA e telecontrollo, ed il Controllore Centrale dell'Impianto, così come previsto nella variante 2 della norma CEI 0-16 (V2 del 06/2021) allegato T. (cabina "0" nelle tavole grafiche).
- n.1 **cabina principale (SSE, sottostazione elettrica)** di trasformazione MT/AT in prossimità della SE Ferrara Focomorto contenente le apparecchiature dell'Ente Distributore e il punto di misura fiscale; questa parte progettuale sarà evidenziata in apposite tavole dettagliate.
- n. **6 Power Station (PS)** o cabine di campo, collegate su due anelli, aventi la funzione principale di elevare la tensione da bassa (BT) 800 V a media tensione (MT) 30.000 V e convogliare l'energia raccolta dall'impianto fotovoltaico alla cabina di consegna;
- n. **132 inverter di campo da 225kW** con 12 ingressi dotati di MPPT separati. La tensione di uscita a 800Vac ed un isolamento a 1.500Vdc consentono di far lavorare l'impianto con tensioni più alte di conseguenza con correnti AC più basse (la metà degli impianti classici a 400V) e, quindi, ridurre le cadute di tensione ma, soprattutto, la dispersione di energia sui cavi dovuta all'effetto joule. Il numero degli apparecchi e la loro suddivisione in 12 ingressi

consentono la gestione ed il monitoraggio delle 1.591 stringhe (ognuna con 28 moduli fotovoltaici) in modo assolutamente puntuale e dettagliato.

- n. **44548 moduli fotovoltaici** installati su apposite strutture metalliche di sostegno tipo tracker fondate su pali infissi nel terreno;

L'impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di distribuzione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto sarà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione, tracker, rete di trasmissione dati, ecc.).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi elettrici indispensabili e privilegiati verranno alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

I manufatti destinati a contenere le power station, la cabina di consegna MT, gli uffici e il magazzino saranno del tipo container prefabbricati o strutture prefabbricate in cemento precompresso.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda all'elaborato specifico.

3.4.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell'impianto, saranno di prima scelta, del tipo silicio monocristallino a 156 (2x78) celle con tecnologia monofacciale, indicativamente della potenza di 605 Wp, dotati di scatola di giunzione (Junction Box) installata sul lato posteriore del modulo, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido, al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione.

I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive d'impianto.

La tecnologia di moduli fotovoltaici monofacciali utilizzata è progettata appositamente per impianti di grande taglia connessi alla rete elettrica. E' realizzata assemblando, in sequenza, diversi strati racchiusi da una cornice in alluminio anodizzato, come di seguito descritto:

- Vetro frontale temperato 3.2mm, rivestimento antiriflesso, alta trasmissione, basso contenuto di ferro;
- Telaio in lega di alluminio anodizzato;
- celle FV in silicio monocristallino;

Il modulo selezionato è provvisto di:

- certificazione TUV su base IEC 61215;
- certificazione TUV su base IEC 61730;
- cavi precablati e connettori rapidi tipo MC4;
- certificazione IP68 della scatola di giunzione.

www.jinkosolar.com

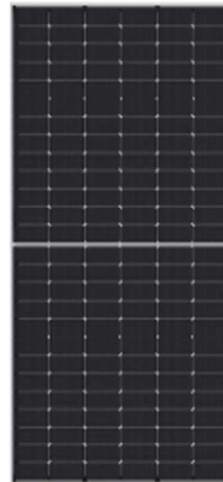


Tiger Neo N-type 78HL4-(V) 595-615 Watt MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)
ISO9001:2015: Quality Management System
ISO14001:2015: Environment Management System
ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



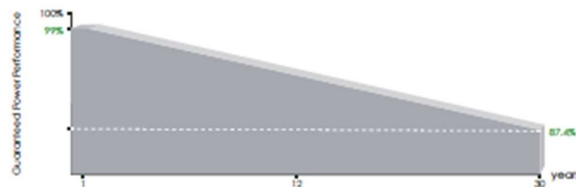
Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



POSITIVE QUALITY™
Customer Satisfaction

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

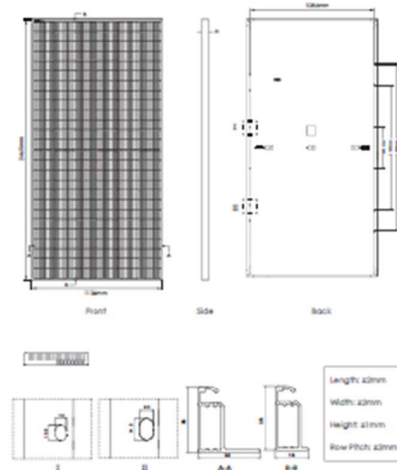


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

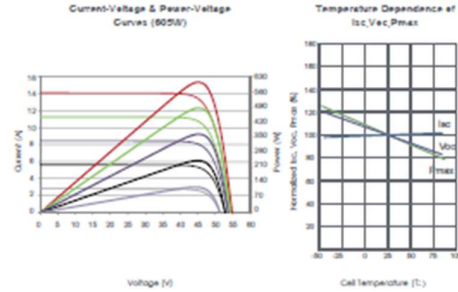
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
31pcs/pallets, 42pcs/stack, 496pcs/ 40HQ Container

Bechtical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2465x1134x35mm (97.05x44.65x1.38 inch)
Weight	30.6 kg (67.46 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	P68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM595N-78HL4		JKM600N-78HL4		JKM605N-78HL4		JKM610N-78HL4		JKM615N-78HL4		
	JKM595N-78HL4-V	JKM600N-78HL4-V	JKM605N-78HL4-V	JKM610N-78HL4-V	JKM615N-78HL4-V	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp	462Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.29V	41.93V	45.39V	42.05V	45.49V	42.16V	45.59V	42.28V	45.69V	42.39V	42.39V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.67A	13.22A	10.73A	13.30A	10.79A	13.38A	10.85A	13.46A	10.91A	10.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.80V	52.05V	54.95V	52.20V	55.10V	52.34V	55.25V	52.48V	55.40V	52.62V	52.62V
Short-circuit Current (Isc)	13.90A	11.22A	13.97A	11.28A	14.04A	11.34A	14.11A	11.39A	14.18A	11.45A	11.45A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.46%		21.64%		21.82%		22.00%		22.00%
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C										
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)										
Maximum series fuse rating	30A										
Power tolerance	0~+3%										
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C										
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C										
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C										
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C										

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

©2021 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. JKMS95-615N-78HL4-(V)-F1-EN (IEC 2016)

Figura 3.2: Datasheet modulo

3.4.2 Inverter di stringa

Gli inverter di stringa hanno la funzione di convertire l'energia elettrica dal campo fotovoltaico da corrente continua (DC) a corrente alternata (AC).

Vengono collegati a stringhe di pannelli consentendo di non inficiare l'utilizzo delle altre in caso di ombreggiamenti ai pannelli di una stringa. Inoltre, tale configurazione indipendente, consente una settorializzazione totale dell'impianto utile per manutenzione e riparazioni.

Si prevede di impiegare inverter tipo SUNGROW SG250HX o similari.

SG250HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

SUNGROW
Clean power for all



RESA ELEVATA

- 12 MPPT con efficienza massima 99%
- Corrente massima MPPT 30A per compatibilità moduli da 500+Wp
- Funzione anti-PID integrata

BASSI COSTI

- Compatibile con cavi in Alluminio o Rame
- Abilitato per connettori CC 2 in 1
- Power line communication (PLC) opzionale
- Funzione erogazione potenza reattiva notturna

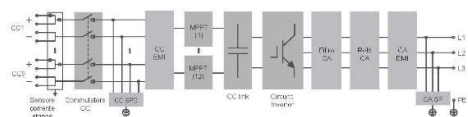
GESTIONE INTELLIGENTE

- Messa in servizio e aggiornamento firmware da remoto
- Funzione scansione curva IV e diagnosi
- Tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa

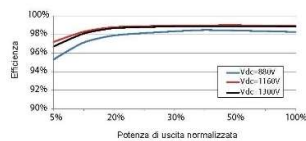
SICUREZZA

- Protezione IP66 e classe C5 anticorrosione
- SPD tipo II sia per CC che CA
- Conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali

TOPOLOGIA



CURVA DI EFFICIENZA



ITALIA

© 2021 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Tutti i diritti riservati. Soggetto a modifiche senza preavviso. Versione 1.5.5

Designazione	SG250HX - V113
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 500 V
Tensione nominale in ingresso	1160 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	660 V – 1300 V
N. di MPPT	12
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	30 A * 12
Corrente di cortocircuito max.	50 A * 12
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C/200 kVA @ 50°C
Potenza CA nominale in uscita	225kW
Corrente CA max. in uscita	180.5 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	680 – 880V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max.	99.0 %
Efficienza europea	98.8 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC	Si
Sezionatore CA	No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Si
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1051 * 660 * 363 mm
Peso	99kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66
Consumo energetico notturno	< 2 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	da -30 a 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Terminali OT (Max. 300 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N, 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna, LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva oltre a controllo velocità rampa di potenza

Figura 3.3: Datasheet e i Immagine tipo inverter di stringa.

Le peculiarità interessanti di questo inverter sono:

- 12 ingressi MPPT che si adeguano perfettamente alle stringhe composte da 28 pannelli in serie e questo numero è, a sua volta, adeguato al tipo di tracker previsto che monterà: 14+14 pannelli oppure 28 +28.
- Tensione di uscita a 800V (trifase con neutro): Questo valore, ancora nella categoria BT, consente di trasferire energia dagli inverter alla cabina di trasformazione, con correnti più basse rispetto ai classici inverter a 400V, riducendo di fatto le dispersioni per effetto joule e la caduta di tensione.
- Efficienza dichiarata pari al 99%
- Funzione anti PID integrata: questo consente la depolarizzazione dei vetri dei pannelli eliminando il calo di rendimento che potrebbe manifestarsi negli anni successivi all'avvio.
- Grado di protezione IP65: questo consentirà l'installazione degli apparecchi direttamente in campo in posizione baricentrica rispetto alle rispettive stringhe gestite.

3.4.3 Cabine di campo o PowerStation

Le Power Station (o cabine di campo) hanno la funzione di elevare la tensione da bassa (BT) a media tensione (MT).

Le cabine sono costituite da un package prefabbricato. Saranno progettate per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. L'apparato avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

Le cabine saranno collegate tra di loro in configurazione a doppio anello e in posizione per quanto possibile ottimale rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dagli inverter che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie.

La configurazione a doppio anello consentirà la gestione/manutenzione di ogni parte di impianto, intesa come: cabina, linee interrato, gruppi di inverter, sottocampi fotovoltaici, senza interrompere la raccolta di energia della restante parte dell'impianto.

Per ognuna delle cabine è indicativamente prevista la realizzazione di un impianto di ventilazione naturale che utilizzerà un sistema di griglie posizionate nelle pareti in due differenti livelli e un impianto di condizionamento e/o di ventilazione forzata adeguato allo smaltimento dei carichi termici introdotti nel locale dalle apparecchiature che entrerà in funzione nel periodo di massima temperatura estiva.

All'interno del sistema saranno presenti:

- 2 Trasformatori BT/MT da 3.150kVA 800/30.000V; Vcc=11%; Icc=18kA
- 2 Quadri di parallelo in bassa tensione per protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore;
- Interruttori di media tensione per protezione dei trasformatori;
- Sezionatori di media tensione per gestire le linee di anello entra-esci.
- Quadri servizi ausiliari;
- Sistema di dissipazione del calore;
- Dotazioni di sicurezza;
- UPS per servizi ausiliari;
- Rilevatore di fumo;
- Sistema centralizzato di comunicazione con interfacce RS485/USB/ETHERNET.

Per il prospetto indicativo si veda la figura sotto riportata e per i dettagli tecnici si rimanda all'elaborato Rif "21-00007-IT-FERRARA_ST_T08_Rev0_Power station".

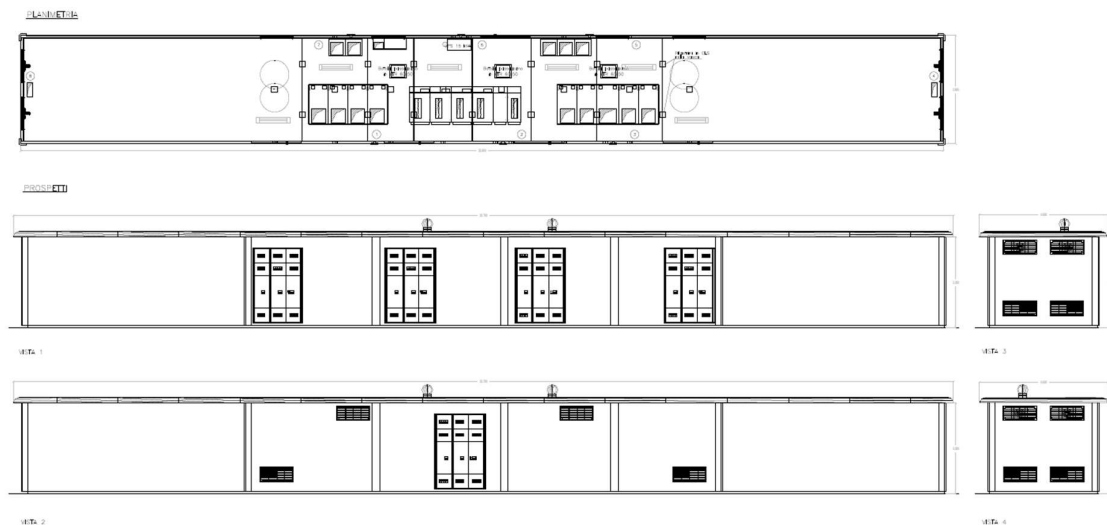


Figura 3.4: Tipologico Power Station

3.4.4 Quadri BT e MT

Sia all'interno delle Power Station che nella cabina di consegna MT saranno presenti dei quadri MT e BT necessari per il trasporto dell'energia prodotta nonché per l'alimentazione dei carichi ausiliari dell'impianto.

I quadri BT svolgeranno le seguenti funzioni:

- Ricezione dell'energia da ogni singolo inverter (10-11 apparecchi ogni quadro)
- Protezione della linea tramite apparecchi magnetotermici differenziali in classe A, con potere di interruzione conforme alla tensione di esercizio di 800V (normalmente pari a 20kA) e taratura termica pari a 200A, curva C.
- Gestione delle utenze accessorie alimentate a 230/400V come: luci interne ed esterne, prese e servizi ausiliari, tracker, centrali gestione dati, videosorveglianza, ecc.
- Protezione generale di allacciamento a trasformatore elevatore BT/MT

I trasformatori elevatori saranno di tipo in resina con potenza nominale di 3.150kVA, con rapporto di trasformazione 800/30.000V, e Vcc pari a 11%. Una Vcc così elevata è determinata dall'esigenza di mantenere bassa la corrente di cortocircuito nel quadro BT presente in cabina, con un valore non superiore a 20kA. Questo valore limite si determina dai data sheet degli apparecchi magnetotermici che, per quasi tutte le Ditte presenti sul mercato, indicano un potere di interruzione ridotto a 20kA quando la tensione di esercizio passa da 400 a 800V. Onde evitare l'uso di fusibili od altri apparecchi più costosi si è preferito adeguare la Icc max del trasformatore.

Nella cabina di consegna, cioè in partenza dal campo fotovoltaico, l'energia raccolta dalle altre cabine viene indirizzata alla cabina di utenza di Terna. In questo stesso locale verrà installato anche un trasformatore che riduce la tensione di linea da 30.000V a 230/400V con potenza nominale pari a 250kVA. Un apposito quadro BT porterà in distribuzione a tutte le cabine di campo questa tensione per poter gestire le utenze accessorie, divise in "normali" e "privilegiate".

A questo stesso quadro BT farà capo anche il gruppo elettrogeno di sicurezza di potenza non superiore a 25kW, installato all'esterno in apposito box silenziato.

Il gruppo elettrogeno alimenterà solo i circuiti di sicurezza e carichi privilegiati: luci interne ed esterne, trasmissione dati, videosorveglianza, allarme intrusione, motorizzazione delle celle MT.

Per ridurre il picco di potenza dovuto alla contemporanea energizzazione dei trasformatori ogni reinserimento automatico, al ritorno della presenza di tensione, verrà gestito con tempi di ritardo di diversi secondi per ogni trasformatore secondo un cronoprogramma prestabilito.

La cabina di utenza MT sarà contenuta in un manufatto prefabbricato suddiviso in più ambienti. La cabina sarà progettata per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. Il locale avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

Per il prospetto indicativo si rimanda all'elaborato Rif "21-00007-IT-FERRARA_ST_T09_Rev0_Cabina generale MT".

3.4.5 String box

La String Box è un apparato che permette il collegamento in parallelo delle stringhe di un campo fotovoltaico e nel contempo la protezione delle stesse attraverso un opportuno fusibile. L'apparato sarà dotato di un sistema di monitoraggio che permetterà di conoscere lo stato di ciascun canale di misura. L'apparecchiatura sarà progettata per installazione esterna.

3.4.6 Cavi di potenza BT, MT, AT

tensione, alternata bassa tensione, alternata media tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento del conduttore è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale. L'esperienza costruttiva ha consentito l'individuazione di tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) che garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

La posa sarà realizzata come segue:

Sezione in corrente continua:

- cablaggio interno del generatore fotovoltaico: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, fascette anti-UV dove serve e equipaggiate ai terminali di stringa con connettori IP68, cavi in posa interrata dalle strutture di sostegno ai quadri di parallelo (string-box). Sezioni previste: 6-10mmq
- cablaggio inverter: cavi in posa intubata con PVC corrugato rigido o flessibile in cavidotto, sia interrato che fuori terra in calcestruzzo con chiusino. Sezioni previste :6-10mmq

Sezione in corrente alternata bassa tensione

- cablaggio inverter – quadro BT di parallelo: cavi in rame di sezione 120-150mmq infilati in tubi corrugati a doppio spessore interrati, con percorso che parte dal punto di installazione degli inverter alla cabina stessa passando in pozzetti predisposti.

Sezione in corrente alternata media tensione:

- cablaggio cabine di campo - cabina di consegna: cavi MT da 70-95mmq infilati in cavidotto interrato e fuori terra in calcestruzzo con pozzetti intermedi muniti di chiusino.

- cablaggio cabina di consegna – trafo AT: cavi MT in cavidotto interrato.

Inoltre è previsto il collegamento allo stallo Terna in AT

Sezione in alta tensione:

- trafo AT in olio – interruttore AT: cavo AT in cavidotto interrato in XLPE.

Nota: per la parte AT si rimanda a progetto dettagliato allegato.

3.4.7 Cavi di controllo e TLC

Sia per le connessioni dei dispositivi di monitoraggio che di security verranno utilizzati prevalentemente due tipologie di cavo:

- Cavi in rame multipolari twistati e non;
- Cavi in fibra ottica.

I primi verranno utilizzati per consentire la comunicazione su brevi distanze data la loro versatilità, mentre la fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati.

3.4.8 Sistema SCADA

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA-RTU in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni.

Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione dal campo solare;
- di produzione dagli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

3.4.9 Monitoraggio ambientale

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare di dati climatici e di dati di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio SCADA e, abbinati alle specifiche tecniche del campo FTV, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto FTV.

I dati monitorati verranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio SCADA.

Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di autodiagnosi e autotuning.

I dati ambientali monitorati saranno:

- dati di irraggiamento;
- dati ambientali;

- temperature moduli.

3.4.10 Strutture di supporto moduli

Il progetto prevede l'impiego di una struttura metallica di tipo tracker con fondazione su pali infissi nel terreno ed in grado di esporre il piano ad un angolo di tilt pari a $+55^{\circ}$ -55° .

Le peculiarità delle strutture di sostegno sono:

- riduzione dei tempi di montaggio alla prima installazione;
- facilità di montaggio e smontaggio dei moduli fotovoltaici in caso di manutenzione;
- meccanizzazione della posa;
- ottimizzazione dei pesi;
- miglioramento della trasportabilità in sito;
- possibilità di utilizzo di bulloni anti furto.

Le caratteristiche generali della struttura sono:

- materiale: acciaio zincato a caldo
- tipo di struttura: Tracker fissata su pali
- inclinazione sull'orizzontale $+55^{\circ}$ -55°
- Esposizione (azimuth): 0°
- Altezza min: 1,52 m (rispetto al piano di campagna)
- Altezza max: 3,78 m (rispetto al piano di campagna)

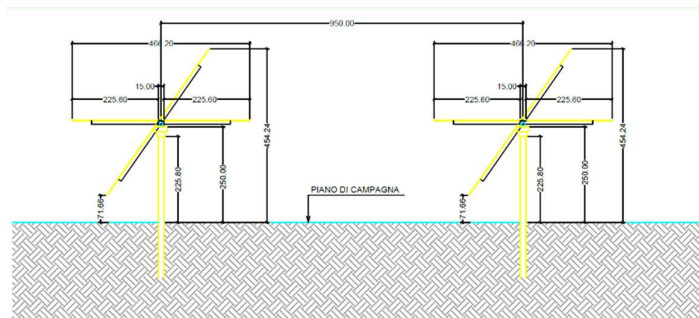


Figura 3.5: Particolare strutture di sostegno moduli

Indicativamente il portale tipico della struttura progettata è costituito da 28 moduli montati con una disposizione su due file in posizione verticale. Tale configurazione potrà variare in conseguenza della scelta del tipo di modulo fotovoltaico.

I materiali delle singole parti saranno armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo.

Considerate le caratteristiche del terreno in sito è stata valutata una soluzione tecnologica alternativa al palo infisso costituita da pali a elica.

- Lunghezza pali a elica: 2,5 m
- Lunghezza pali infissi: posizione estremità 5 m, posizione centrale 6 m.

Durante la fase esecutiva, sulla base della struttura tacker scelta saranno definite le fondazioni e scelta la soluzione tecnologica di fondazione più adatta.

3.4.11 Recinzione

È prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto; sarà formata da rete metallica a pali fissati nel terreno con plinti.

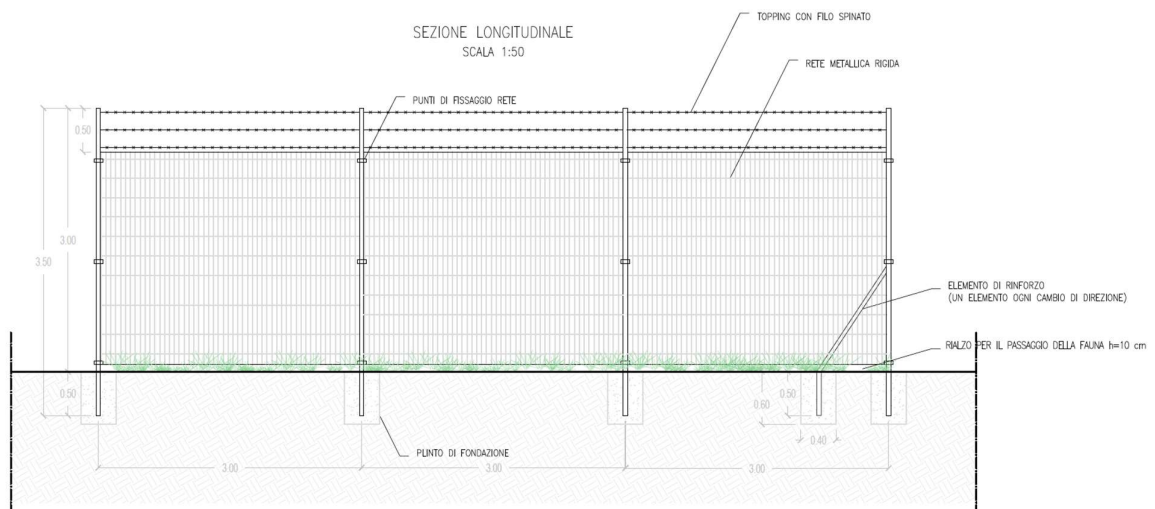


Figura 3.6: Particolare recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 10 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica.

La recinzione sarà posizionata ad una distanza minima di 3 metri dai pannelli; esternamente ad essa sarà posizionata una fascia di mitigazione all'interno del sito catastale.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di cancelli carrabili per un agevole accesso alle diverse aree dell'impianto.

Nella figura seguente si riporta il particolare dell'accesso al campo FV.

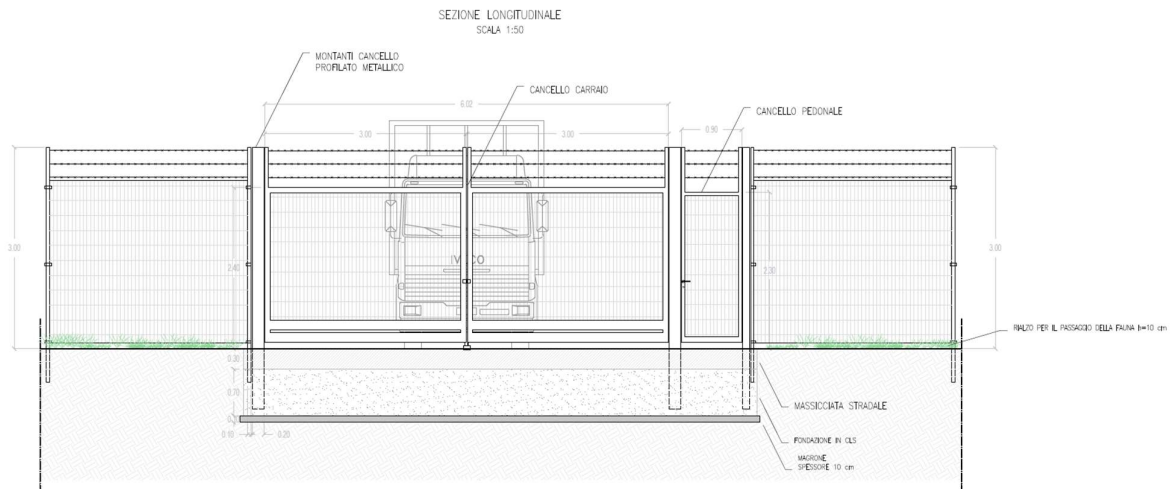


Figura 3.7: Particolare accesso

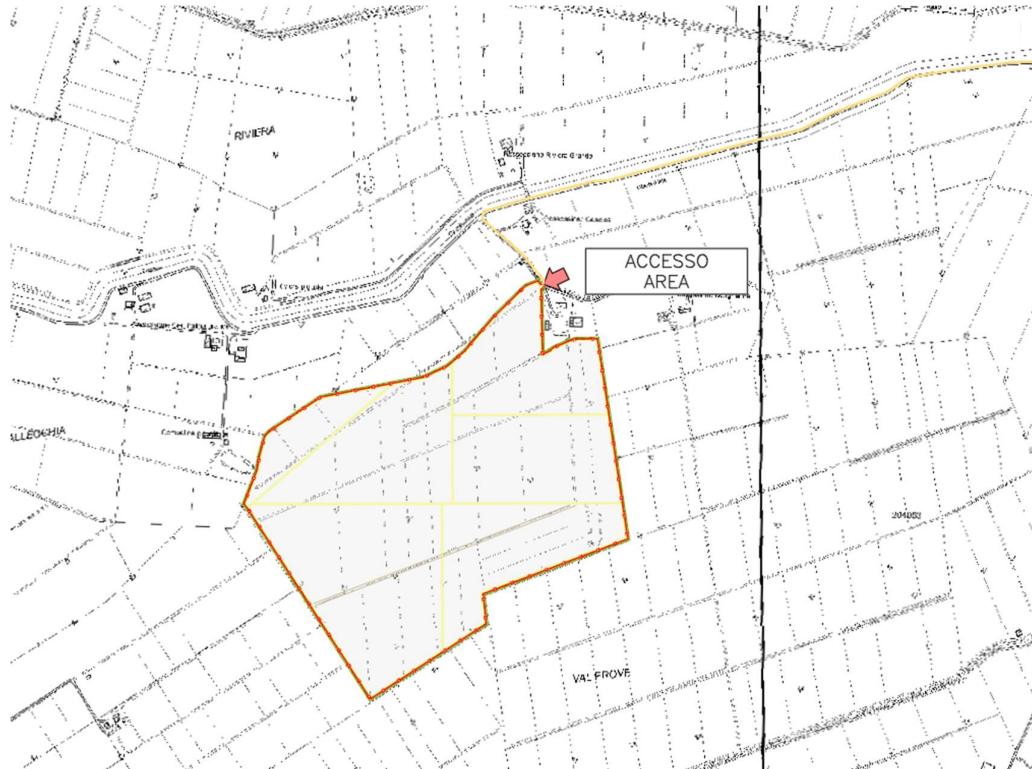


Figura 3.8: Accessi area impianto

3.4.12 Sistema di drenaggio

Il sistema irriguo a pelo libero esistente verrà in parte convertito come sistema di drenaggio superficiale; tale soluzione consente di allontanare le acque piovane sovrabbondanti così da mantenere quanto più inalterata la superficie dell'impianto. La parte non convertita verrà risagomata e resa disponibile per consentire l'irrigazione delle colture previste.

3.4.13 Viabilità interna di servizio e piazzali

In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada (larghezza carreggiata netta 4 m) per garantire l'ispezione dell'area di impianto dove necessario e per l'accesso alle piazzole delle cabine. La viabilità è stata prevista lungo gli assi principali di impianto.

Le opere viarie saranno costituite da una regolarizzazione di pulizia del terreno per uno spessore adeguato, dalla fornitura e posa in opera di geosintetico tessuto non tessuto (se necessario) ed infine sarà valutata la necessità della fornitura e posa in opera di pacchetto stradale in misto granulometrico di idonea pezzatura e caratteristiche geotecniche costituito da uno strato di fondo e uno superficiale.

Durante la fase esecutiva sarà dettagliato il pacchetto stradale definendo la soluzione ingegneristica più adatta anche in relazione alle caratteristiche geotecniche del terreno, alla morfologia del sito, alla posizione ed accessibilità del sito.

3.4.14 Sistema antincendio

Con riferimento alla progettazione antincendio, le opere progettate sono conformi a quanto previsto da:

- D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto- legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122"
- lettera 1324 del 7 febbraio 2012 - Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici;
- lettera di chiarimenti diramata in data 4 maggio 2012 dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del corpo dei Vigili del Fuoco.

Inoltre, è stato valutato il pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l'operatore dei Vigili del Fuoco per la presenza di elementi circuitali in tensione all'interno dell'area impianto.

A questo proposito si riporta un riepilogo dello studio fatto dal NIA (nucleo Investigativo Antincendio Ing. Michele Mazzaro) diffuso con circolare PROTEM 7190/867 del novembre 2013 in cui si evidenzia la rassicurante conclusione dello studio di cui si riporta qualche stralcio:



APPUNTO

Si fa riferimento alla nota del 29 agosto u.s. con la quale il Coordinamento Nazionale dell'O.S. USB VV.F. ha richiesto chiarimenti in merito al contrasto al rischio di elettrocuzione per operatori VV.F. in occasione degli interventi di soccorso per incendi in cui sono coinvolti impianti fotovoltaici.

Al riguardo, si forniscono alcune informazioni in relazione allo stato dell'arte sull'argomento. Tali informazioni sono state desunte dai rapporti finali elaborati dai seguenti gruppi di lavoro appositamente costituiti:

- GdL per lo studio del "Rischio di Folgorazione nelle attività di estinzione incendi in prossimità di generatori fotovoltaici" (PROTEM 3336 del 27/06/2012 e PROTEM 4285 del 30/08/2012);
- GdL per lo studio del "Rischio di Folgorazione nelle attività di smassamento di generatori fotovoltaici a seguito di incendio" (PROTEM 300/867 del 23/01/2014 e DCPREV 10317 del 14/08/2014).

Il rischio di elettrocuzione per l'operatore VV.F. in occasione degli interventi di soccorso per incendio coinvolgente un impianto fotovoltaico si può presentare:

- nelle operazioni di spegnimento con sostanze estinguenti conduttive;
- nelle operazioni di "smassamento" di componenti dell'impianto fotovoltaico, laddove necessarie per il completamento delle operazioni di estinzione e messa in sicurezza del fabbricato.

Per quanto riguarda le operazioni di spegnimento, il Gruppo di Lavoro, costituito da dirigenti, funzionari e personale qualificato VV.F., da rappresentanti del Corpo Provinciale dei vigili del fuoco di Trento nonché da docenti e tecnici del Politecnico di Torino, dopo aver condotto studi normativi e prove sperimentali, è giunto alla determinazione che il

Si evidenzia che sia in fase di cantiere che in fase di O&M dell'impianto si dovranno rispettare anche tutti i requisiti richiesti ai sensi del D.Lgs 81/2008 e s.m.i.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di propagazione di un incendio dai generatori fotovoltaici agli ambienti circostanti, gli impianti saranno installati su strutture incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

Saranno installati sistemi di rilevazione fumo e fiamma e in fase di ingegneria di dettaglio si farà un'analisi di rischio per verificare l'eventuale necessità di installare sistemi antincendio automatici all'interno delle cabine.

L'area in cui è ubicato il generatore fotovoltaico ed i suoi accessori non sarà accessibile se non agli addetti alle manutenzioni che dovranno essere adeguatamente formati/informati sui rischi e sulle



rischio di elettrocuzione per l'operatore VV.F. è da ritenersi trascurabile nelle seguenti condizioni operative:

- impiego di lance UNI 45 del tipo "UNI EN 671-2" con bocchello sino a 9 mm di diametro o del tipo a diffusione (DMR) con un diametro equivalente dell'ugello non maggiore di 16 mm;
- rispetto della "distanza di sicurezza" dalla porzione del generatore fotovoltaico coinvolto nell'incendio di almeno 1 m in caso di getto frazionato e di almeno 4 m in caso di getto pieno.

Tali conclusioni sono state trasmesse alle strutture territoriali del C.N.VV.F. con nota PROTEM 7190/867 del 28/11/2013.

In merito al rischio di elettrocuzione durante le operazioni di "smassamento" di parti del generatore fotovoltaico, si rappresenta che un ulteriore Gruppo di Lavoro, avendo preso in esame tutte le possibili operazioni che possono configurarsi come "lavori sotto tensione" di cui all'art. 82 D.Lgs. 81/08, è giunto alla determinazione che l'operatore VV.F. impiegato nelle operazioni di "smassamento" può lavorare in sicurezza durante le operazioni di taglio dei cavi e di distacco dei moduli dal generatore fotovoltaico facendo simultaneamente uso, in conformità alle previsioni dell'art. 6.3.4.3 della norma CEI 11-27, delle seguenti attrezzature:

- guanti isolanti di Classe 0, secondo EN 60903;
- attrezzi isolanti, secondo EN 60900.

Viceversa, nelle operazioni di taglio di moduli integrati/in silicio amorfo o delle strutture di supporto (che possono trovarsi in tensione per il guasto verso terra del generatore danneggiato dall'incendio), essendo, generalmente, necessario ricorrere ad attrezzature da taglio non isolanti, il GdL, secondo le previsioni di cui all'art. 3, comma 2 del D.Lgs. 81/08, ha provveduto all'effettuazione di prove sperimentali al fine di individuare una soluzione alternativa a quella del doppio isolamento, ex art. 6.3.4.3 della norma CEI 11-27.



Dalle sperimentazioni effettuate in condizioni di forte pioggia e senza tener conto della riduzione della tensione del generatore indotta dal degrado termico, è emersa la possibilità di garantire la sicurezza dell'operatore VV.F. anche con il solo impiego di guanti isolanti secondo EN 60903 visto che le calzature da intervento in dotazione, in caso di eventuale danneggiamento dei guanti isolanti, garantiscono una resistenza residua, benché bagnate, appena inferiore ai requisiti di sicurezza previsti dalla norma EN ISO 20345 e sufficienti ad escludere la possibilità di effetti irreversibili anche in caso di contatto con parti in tensione in corrente continua sino a 1000 V. Per quanto attiene, infine, alle attrezzature di estinzione portatili proposte dall'O.S. USB, pur potendo risultare utili in presenza di incendi di modesta entità, non risulterebbero di grande utilità in caso di incendi di entità maggiore, risultando, generalmente, impedita la possibilità di operare alle distanze dal focolare richieste per l'efficacia del getto di un mezzo di estinzione portatile.

specifiche procedure operative da seguire per effettuare ogni manovra in sicurezza, e forniti degli adeguati DPI.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D.Lgs.81/08 e s.m.i..

3.5 CONNESSIONE ALLA RTN

L'impianto sarà connesso in parallelo alla rete di distribuzione pubblica e saranno rispettate le seguenti condizioni (CEI 0-16):

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza generata da impianti trifase realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valor massimo consentito per gli allacciamenti monofase.

Ciò al fine di evitare che (CEI 0-16):

- in caso di mancanza di tensione in rete, l'utente attivo connesso possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT, la rete stessa possa essere alimentata dall'impianto fotovoltaico ad essa connesso,
- in caso di richiusura automatica o manuale di interruttori della rete di distribuzione, il generatore fotovoltaico possa trovarsi in discordanza di fase con la tensione di rete, con possibile danneggiamento del generatore stesso.

L'impianto sarà inoltre provvisto dei sistemi di regolazione e controllo necessari per il rispetto dei parametri elettrici secondo quanto previsto nel regolamento di esercizio, da sottoscrivere con il gestore della rete alla messa in esercizio dell'impianto.

Di seguito il percorso di connessione in cavidotto MT 30 kV che collega l'impianto FV dalla cabina di campo MT fino alla cabina di interfaccia dove avverrà la trasformazione MT/AT in prossimità della SE Ferrara Focomorto 380/132 kV, da cui parte la linea AT (36 kV) per il collegamento allo stallo della SE individuato dal gestore di rete Terna S.p.A. La linea di connessione MT 30 kV segue prevalentemente lo sviluppo su strada pubblica (circa 20 km), il tratto terminale (circa 405 metri) è su proprietà privata, per questo verrà acquisita la servitù di passaggio. Un tratto della linea di collegamento AT per circa dieci metri attraversa una proprietà privata; anche in questo caso verrà acquisita la servitù di passaggio.



Figura 3.9: Collegamento MT alla SE

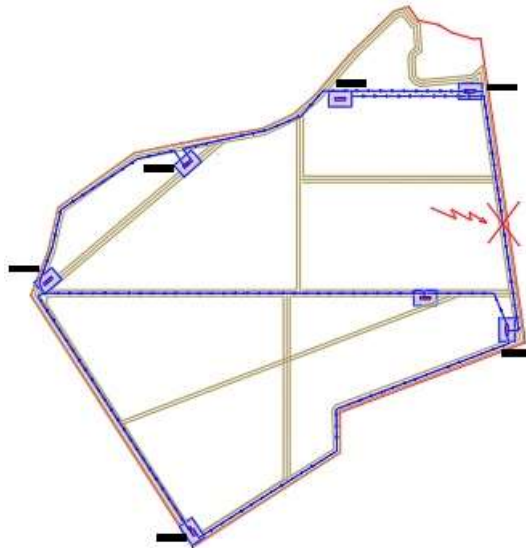
Nella cabina di consegna saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura per la corretta connessione dell'impianto alla RTN; nella stessa è localizzato il punto di misura fiscale principale e bidirezionale e le protezioni generale DG e di interfaccia DI richieste dalla norma CEI 0-16 e dal codice di rete TERNA.

3.6 CALCOLI DI PROGETTO

3.6.1 Calcoli di producibilità

I calcoli di producibilità sono riportati nell'elaborato Rif. "21-00007-IT-FERRARA_PC_T02_Rev0_Calcolo Producibilità" dove è stato utilizzato il software PVSyst e il database Meteonorm come informazioni meteorologiche.

In sintesi, l'energia prodotta risulta circa 45.315 MWh/anno e la produzione specifica è pari a circa 1.682 (MWh/MWp)/anno. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, i componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame risulta un indice di rendimento (performance ratio PR) del 86.30% circa.



3.6.2 Calcoli elettrici

L'impianto elettrico di media tensione è stato previsto con distribuzione a doppio anello (vedi planimetria) con possibilità di sezionare qualsiasi cabina o tratto di collegamento interrato senza perdere la producibilità del resto dell'impianto. Nella peggiore delle ipotesi (vedi figura) la linea dovrà sostenere il carico di produzione di 10 trasformatori con una potenza massima di circa 24MW, che, per una tensione di 30.000V corrisponde ad una corrente di circa 462 A.

Considerando il tipo di cavo previsto, con posa interrata a trifoglio, come si può constatare dalla tabella delle portate, utilizzando due cavi da 70 mmq in parallelo è abbondantemente rispettata la condizione richiesta. Questa disposizione verrà adottata in tutti i tratti di congiunzione delle cabine.

Considerando la lunghezza della tratta maggiore (circa 600 m), ipotizzando una corrente massima di 462 A (con $\cos\phi = 1$) e due cavi da 70 mmq in parallelo, la caduta di tensione sarà pari a : 0,2%.

L'impianto di bassa tensione sarà realizzato in corrente alternata e continua.

La parte in continua è costituita dalle stringhe formate da 28 pannelli in serie che si collegano agli ingressi degli inverter. Considerando che la corrente di stringa non sarà superiore a 13 A e che la lunghezza media del cavo sia di circa 250 m, con una sezione del conduttore pari a 10 mmq, la caduta di tensione sarà non superiore a : 0,98 %.

RG7H1R 18/30 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics U max: 36 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trifol	in piano flat	a trifoglio trifol	in piano flat
1 x 50	8,1	8,0	34,1	1400,0	229,0	250,0	214,0	222,0
1 x 70	9,7	8,0	36,2	1700,0	285,0	316,0	263,0	272,0
1 x 95	11,4	8,0	38,2	1950,0	347,0	387,0	314,0	325,0
1 x 120	12,9	8,0	40,0	2230,0	401,0	445,0	358,0	370,0
1 x 150	14,3	8,0	41,0	2550,0	452,0	505,0	400,0	415,0
1 x 185	16,0	8,0	43,1	3000,0	520,0	580,0	453,0	469,0
1 x 240	18,3	8,0	45,0	3600,0	615,0	680,0	525,0	540,0
1 x 300	21,0	8,0	47,0	4300,0	705,0	775,0	593,0	606,0
1 x 400	23,2	8,0	51,1	5200,0	815,0	895,0	671,0	685,0
1 x 500	26,1	8,0	53,0	6300,0	943,0	1030,0	761,0	775,0
1 x 630	30,3	8,0	60,2	7800,0	1085,0	1170,0	860,0	875,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

La parte BT in corrente alternata è costituita dal tratto di condotta che collega gli inverter al quadro di parallelo delle rispettive cabine. Anche in questo caso, considerando che la corrente di ogni inverter trifase a piena potenza (circa 225kW) con tensione concatenata di 800V sarà di circa 160A, per una lunghezza massima di 300m, con un cavo di collegamento di sezione pari a 120mmq, la caduta di tensione sarà pari a: 1,56%.

Tutte queste ipotesi sono valutate nelle condizioni estreme: di lunghezza, di resa di potenza, di carico non distribuito su più anelli. Le condizioni reali saranno mediamente molto più favorevoli e, di conseguenza, la caduta di tensione media e la corrispondente perdita di potenza per dispersione termica si stima che non sarà mai superiore allo 0,5% : 120kW.

I calcoli relativi ai dimensionamenti degli impianti sono contenuti nell'elaborato rif. 21-00007-IT-FERRARA_PI_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare degli impianti".

3.6.3 Calcoli strutturali

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

1. Strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici;
2. Pali di strutture di sostegno;
3. Cabine/locali tecnici e relative fondazioni.

Per quanto riguarda le opere di cui al punto 1 e 3 si prevede l'impiego di strutture prefabbricate di cui si è definita la parte tecnica ed architettonico-funzionale in base alle condizioni ambientali e di impiego, rimandando i calcoli strutturali alla fase esecutiva di dettaglio.

Per quanto riguarda i pali delle strutture, nell'elaborato Rif "21-00007-IT-FERRARA_ST_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare strutture e fondazioni" si sono effettuati i calcoli preliminari degli stessi al fine di dimensionarne preliminarmente in termini di impatto visivo ed economico.

3.6.4 Calcoli idraulici

Allo stato attuale le acque meteoriche sono gestite tramite una regimazione dedicata costituita da una serie di canali, i quali raccolgono le acque superficiali e provvedono al drenaggio.

L'assetto idraulico di tutta la piana di Ferrara è strettamente controllato da canali artificiali e chiaviche per la deviazione dei deflussi.

Lo studio idrologico e idraulico si inserisce in questo contesto, analizzando la rete di dreno esistente e valutando l'impatto dell'opera in progetto.

Lo studio idrologico è svolto secondo le seguenti modalità:

- analisi delle piogge, eseguita utilizzando i dati forniti dall'ARPAE Emilia Romagna;
- valutazione della durata dell'evento pluviometrico di progetto di durata pari al tempo critico del bacino idrografico oggetto di studio (tempo di corrivazione e ietogramma di progetto);
- determinazione delle portate di riferimento e dimensionamento del sistema di collettamento delle stesse.

I calcoli di progetto sono riportati in dettaglio nell'elaborato Rif. "21-00007-IT-FERRARA_CV_R13_Rev0_Rete idraulica".

3.6.5 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

L'abbattersi di scariche elettriche 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 in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, l'inverter e i moduli fotovoltaici.

A questo proposito tutte le masse metalliche, ed in particolare i pali di sostegno verranno resi equipotenziali con apposito conduttore da 16mmq. Tutti gli scaricatori contenuti negli inverter e nelle string-box verranno collegati direttamente a questo conduttore equipotenziale

3.7 FASI DI COSTRUZIONE

La realizzazione dell'impianto sarà avviata immediatamente a valle dell'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione.

La fase di costruzione vera e propria avverrà successivamente alla predisposizione dell'ultima fase progettuale, consistente nella definizione della progettazione esecutiva, che completerà i calcoli in base alle scelte di dettaglio dei singoli componenti.

In ogni caso, per entrambe le sezioni di impianto la sequenza delle operazioni sarà la seguente:

1. Progettazione esecutiva di dettaglio
2. Costruzione
 - opere civili
 - accessibilità all'area ed approntamento cantiere
 - preparazione terreno mediante rimozione vegetazione e livellamento
 - realizzazione viabilità di campo
 - realizzazione recinzioni e cancelli ove previsto
 - preparazione fondazioni cabine

- posa pali
- posa strutture metalliche
- scavi per posa cavi
- realizzazione/posa locali tecnici: Power Stations, cabina principale MT
- realizzazione canalette di drenaggio
- opere impiantistiche
 - messa in opera e cablaggi moduli FV
 - installazione inverter e trasformatori
 - posa cavi e quadristica BT
 - posa cavi e quadristica MT
 - allestimento cabine
- Opere a verde
- Commissioning e collaudi.

Per quanto riguarda le modalità operative di costruzione si farà riferimento alle scelte progettuali esecutive.

3.8 PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA

Il cantiere sarà contenuto entro un'unica area. Sarà previsto un campo base (Nord, in prossimità dell'ingresso al sito), destinata ai baraccamenti ed al deposito dei materiali. Tale area sarà opportunamente recintata con rete di altezza 2 m. L'accesso all'area di cantiere, che coinciderà con l'accesso definitivo del sito, sarà dotato di servizio di controllo e sarà consentito tramite un cancello di accesso di larghezza 8 m sufficiente alla carrabilità dei mezzi pesanti. Nell'area ad Ovest sarà posizionato un altro cancello di cantiere necessario per consentire l'evacuazione delle maestranze in situazioni di emergenza. Per questo motivo, durante l'esecuzione dei lavori, tale cancello dovrà essere tenuto aperto.

L'accesso al lotto avverrà utilizzando la viabilità interna all'area di cantiere in parte esistente. Per il trasporto dei materiali e delle attrezzature all'interno dei lotti si prevede l'utilizzo di mezzi tipo furgoni e cassonati.

Il volume di traffico su tali strade è molto limitato. All'interno del lotto di intervento, sia per le dimensioni delle strade che per la caratteristica del fondo (strade sterrate), sarà fissato un limite di velocità massimo di 10 km/h. L'accesso all'area avverrà dalla viabilità principale come indicato nella tavola "21-00007-IT-FERRARA_CV_T04_Rev0_Indicazione percorso viabilistico".

Nella viabilità all'interno del lotto, e in generale nelle vie di transito, si prevederà un'umidificazione costante al fine di prevedere lo svilupparsi di polveri al passaggio dei mezzi. Inoltre, durante l'esecuzione delle lavorazioni che lo richiederanno saranno impiegati sistemi di abbattimento polveri tramite cannone nebulizzatore in alta pressione che consente di neutralizzare le polveri più fini presenti nell'atmosfera.

A servizio degli addetti alle lavorazioni si prevedono le seguenti installazioni di moduli prefabbricati (si ipotizza che il numero massimo di lavoratori presenti contemporaneamente in cantiere sia pari a 100):

- Uffici Committente/Direzione lavori;
- Spogliatoi;
- Refettorio e locale ricovero;

- Servizi igienico assistenziali.

3.9 SCAVI E MOVIMENTI TERRA

Le attività di movimento terra si limiteranno comunque a:

- Regolarizzazione: interesseranno in tutta l'area lo strato più superficiale di terreno e le porzioni del sito che presentano pendenze importanti;
- Realizzazione di viabilità interna: la viabilità interna alla centrale fotovoltaica sarà costituita da tratti esistenti e da tratti di strada di nuova realizzazione tutti inseriti nelle aree contrattualizzate. Per l'esecuzione dei tratti di viabilità interna di nuova costruzione si realizzerà un rilevato di spessore di 10 cm circa utilizzando il materiale fornito da cava autorizzata;
- Formazione piano di posa di platee di fondazione cabine. In base alla situazione geotecnica di dettaglio, nelle aree individuate per l'installazione dei manufatti sarà da prevedere o una compattazione del terreno in sito, o posa e compattazione di materiale e realizzazione di platea di sostegno in calcestruzzo. La movimentazione della terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno (max 50 cm);
- Scavi per posizionamento linee MT. Si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti MT. Il layout dell'impianto e la disposizione delle sue componenti sono stati progettati in modo da minimizzare i percorsi dei cavidotti, così da minimizzare le cadute di tensione. Il trasporto di energia in MT avverrà principalmente mediante cavo in tubazione corrugata o, per la maggior parte, con cavi idonei per interrimento diretto, posti su letto di sabbia, all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 1 metro. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa. Si prevede una profondità massima di scavo di 1,50 m;
- Scavi per posa cavidotti interrati in BT/CC, dati e sicurezza: si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti principali BT/CC. Il trasporto di energia BT/CC e dati avviene principalmente mediante cavo in tubazione corrugata interrata o con cavi idonei per interrimento diretto, posta all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 0,30-0,60 m, posto su di un letto di sabbia. Nel caso di substrati rocciosi si prevedono lavori di posizionamento in appoggio diretto sul terreno di opportuni manufatti in calcestruzzo certificati ed adatti canali alla posa dei cavi in media Tensione. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa si potranno prevedere pose fuori terra in manufatti dedicati. La movimentazione terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno (max 0,60 m);
- Scavi per realizzazioni canalette di drenaggio: Le canalette di ordine differente a seconda del ruolo all'interno della rete, saranno realizzate in scavo con una sezione trapezia avente inclinazione di sponda pari a circa 26°. Le profondità e la larghezza varieranno a seconda dell'ordine di importanza dei drenaggi;

Lo scopo delle canalette è quello di consentire il drenaggio dei deflussi al netto delle infiltrazioni nel sottosuolo. Le acque meteoriche ricadenti su ogni settore, per la parte eccedente rispetto alla naturale infiltrazione del suolo, verranno infatti intercettate dalle canalette drenanti realizzate lungo i lati esterni morfologicamente più depressi.

3.10 PERSONALE E MEZZI

Per la realizzazione di un'opera di questo tipo ed entità, si prevede di utilizzare le seguenti principali attrezzature e figure professionali:

- Mezzi d'opera:
 - Gru di cantiere e muletti;
 - Macchina pali;
 - Attrezzi da lavoro manuali e elettrici;
 - Gruppo elettrogeno (se non disponibile rete elettrica);
 - Strumentazione elettrica e elettronica per collaudi;
 - Furgoni e camion vari per il trasporto;
- Figure professionali:
 - Responsabili e preposti alla conduzione del cantiere;
 - Eletttricisti specializzati;
 - Addetti scavi e movimento terra;
 - Operai edili;
 - Montatori strutture metalliche.

In particolare, per quanto riguarda l'impiego di personale operativo, in considerazione delle tempistiche previste dal cronoprogramma degli interventi, si prevede l'impiego, nei periodi di massima attività di circa 150-200 addetti ai lavori.

Tutto ciò sarà meglio specificato e gestito nel Piano di Sicurezza e Coordinamento dell'opera preliminarmente all'attivazione della fase di costruzione.

3.11 OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE E INTEGRAZIONE AGRICOLA

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 10 metri per consentire la coltivazione e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto. Inoltre, anche per le zone in ombra sotto le strutture modulari, è previsto l'inerbimento. In via generale, come dettagliato nell'elab. di progetto "21-00007-IT-FERRARA_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica", per i terreni di cui dispone la Società proponente è stato elaborato il seguente progetto agronomico:

- nelle aree interne alla recinzione dell'impianto si è optato per un avvicendamento colturale negli spazi liberi tra le interfila dei pannelli fotovoltaici di specie officinali, in particolare lavanda, alternata ad altre specie compatibili;
- al di sotto della proiezione dei pannelli, sempre nell'area recintata, si farà un inerbimento gestito con appositi macchinari;
- lungo il perimetro dell'impianto, considerando una fascia mitigativa di 3 m, è prevista una siepe arbustiva caratterizzata da specie appartenenti a ecotipi locali tipiche del contesto d'intervento;
- nell'area a nord dell'impianto sono previsti la messa a dimora di una fascia arborea arbustiva mitigativa che segue l'andamento della viabilità storica e un frutteto specializzato finalizzati al

miglior inserimento paesaggistico dell'impianto e al mantenimento della funzione produttiva di qualità.

3.12 VERIFICHE PROVE E COLLAUDI

L'intera opera ed i componenti di impianto saranno sottoposti a prove, verifiche e collaudi sull'opera ai sensi di quanto previsto dalla normativa vigente ed a richiesta del Cliente, in aggiunta alle azioni di sorveglianza ed ispezione che la Direzione Lavori ed il Coordinatore per la Sicurezza svolgeranno all'interno dei rispettivi mandati regolati dalle leggi dello stato ancorché dal contratto fra le Parti.

Le prove ed i collaudi hanno efficacia contrattuale se svolti in contraddittorio Appaltatore e Committente (attraverso suoi delegati).

In particolare saranno previste:

- Prove e collaudi sui componenti sopra descritti prima e durante l'installazione al fine di verificarne la rispondenza dei requisiti richiesti, inclusa la gestione delle denunce delle opere strutturali prevista ai sensi della legislazione vigente
- Collaudi ad installazione completata, quali ad esempio:
 - su tutte le opere: ispezione al fine di verbalizzare la:
 - rispondenza dell'impianto al progetto approvato e rivisto "as built" dall'Appaltatore
 - la realizzazione dell'opera secondo le disposizioni contrattuali
 - stato dell'area di installazione (terreno, recinzione, cabine, accessi, sistema di sorveglianza)
 - generatore fotovoltaico
 - ispezione integrità superficie captante
 - verifica pulizia della superficie captante
 - verifica posa dei cavi intramodulo
 - fondazioni e strutture di sostegno
 - ispezione integrità strutturale e montaggio
 - denuncia delle opere
 - quadri di parallelo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - verifica della integrità degli scaricatori
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
 - verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori
 - quadri di sezione e sottocampo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - battitura delle tensioni
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
 - verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori

- inverter
 - prova a sfilamento dei cavi
 - battitura delle tensioni in ingresso
- sistema di acquisizione dati
 - presenza componenti del sistema
- sistemi accessori: verifiche funzionali (videosorveglianza, ventilazione cabine, ecc.);
- documentazione di progetto: verifica della presenza di tutte le certificazioni e collaudi sui componenti necessarie all'accettazione dell'opera.
- Collaudo GRID
 - prove funzionali generali di avviamento e fermata inverter, scatto e ripristino protezioni di interfaccia alla rete, efficienza organi di manovra
 - verifica tecnico-funzionale dell'impianto
 - Run Test, finalizzato a verificare la funzionalità d'esercizio dell'impianto nel tempo. Nel corso del Test Run l'Appaltatore è tenuto alla sorveglianza dell'esercizio ma non sono consentite prove sull'impianto che non possano essere registrate dal sistema di acquisizione dei dati
 - verifica del sistema di acquisizione dati

4. PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

La fase di manutenzione dell'impianto prevederà sostanzialmente le operazioni descritte nei paragrafi seguenti.

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ispezione visiva, tesa all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- controllo cassetta di terminazione, mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi;
- per il mantenimento in efficienza dell'impianto si prevede inoltre la pulizia periodica dei moduli.

4.2 STRINGHE FOTOVOLTAICHE

La manutenzione preventiva sulle stringhe, deve essere effettuata dal quadro elettrico in continua, non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e consiste nel controllo delle grandezze elettriche: con l'ausilio di un normale multimetro, controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto; nel caso in cui tutte le stringhe dovessero essere nelle stesse condizioni di esposizione, risulteranno accettabili scostamenti fino al 10%.

4.3 QUADRI ELETTRICI

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
- Controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- Controllo organi di manovra: per verificare l'efficienza degli organi di manovra;
- Controllo cablaggi elettrici: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase è opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;

- UPS: periodicamente verranno mantenute le batterie dei sistemi di accumulo in relazione alle specifiche indicazioni poste dei costruttori.
- Gruppo Elettrogeno, al fine di assicurare il corretto funzionamento del gruppo elettrogeno di soccorso, periodicamente verranno effettuate le sostituzioni dei liquidi di lubrificazione e raffreddamento nonché la manutenzione delle batterie elettrolitiche: inoltre saranno effettuate prove di avviamento periodiche.

4.4 CONVERTITORI

Le operazioni di manutenzione preventiva saranno limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio/cabina di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni saranno in genere eseguite con impianto fuori servizio.

4.5 COLLEGAMENTI ELETTRICI

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio saldo nei punti di ancoraggio (per esempio la struttura di sostegno dei moduli).

5. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto sarà interamente smantellato al termine della sua vita utile, prevista di 30 anni dall'entrata in esercizio, l'area sarà restituita come si presente allo stato di fatto attuale.

A conclusione della fase di esercizio dell'impianto, seguirà quindi la fase di "decommissioning", dove le varie parti dell'impianto verranno separate in base alla caratteristica del rifiuto/materia prima seconda, in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi.

I restanti rifiuti che non potranno essere né riciclati né riutilizzati, stimati in un quantitativo dell'ordine dell'1%, verranno inviati alle discariche autorizzate.

Per dismissione e ripristino si intendono tutte le azioni volte alla rimozione e demolizione delle strutture tecnologiche a fine produzione, il recupero e lo smaltimento dei materiali di risulta e le operazioni necessarie a ricostituire la superficie alle medesime condizioni esistenti prima dell'intervento di installazione dell'impianto.

In particolare, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture nonché recupero e smaltimento dei materiali di risulta verranno eseguite applicando le migliori e più evolute metodiche di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.

La descrizione e le tempistiche delle attività sono riportate nell'elaborato Rif. "21-00007-IT-FERRARA_ST_R14_Rev0_Piano di dismissione" che prevede una durata complessiva di circa 7 mesi.

Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione impianto e i costi relativi.

	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7
Rimozione impianto							
Approntamento cantiere							
Preparazione area stoccaggio rifiuti differenziati							
Smontaggio e smaltimento pannelli FV							
Smontaggio e smaltimento strutture metalliche							
Rimozione pali e demolizioni fondazioni in cls							
Rimozione cablaggi							
Rimozione locali tecnici							
Smaltimenti							

Figura 5.1: Cronoprogramma lavori dismissione impianto

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FERRARA PV 26,95 MWp			
QUADRO ECONOMICO DISMISSIONE IMPIANTO			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI DI DISMISSIONE			
A.1) Interventi previsti di dismissione	1.500.000,00 €	10%	1.650.000,00 €
TOTALE A	1.500.000,00 €	10%	1.650.000,00 €
B) SPESE GENERALI			

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FERRARA PV 26,95 MWp			
QUADRO ECONOMICO DISMISSIONE IMPIANTO			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
B.1 Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	130.000,00 €	22%	158.600,00 €
B.6) Imprevisti	30.000,00 €	10%	33.000,00 €
B.7) Spese varie	22.000,00 €	10%	26.840,00 €
"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B)	1.682.000,00 €		1.868.440,00 €

Figura 5.2: Costi dismissione impianto

6. CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI

I tempi di realizzazione dell'impianto sono pari a circa 8 mesi. La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione a costruire, previa realizzazione del progetto esecutivo e dei lavori di connessione.

Per il dettaglio delle tempistiche delle attività di realizzazione si faccia riferimento all'elaborato Rif. "21-00007-IT-FERRARA_SP_R02_Rev0_Cronoprogramma lavori di costruzione impianto".

	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8
Forniture								
Moduli FV								
Inverter e trafi								
Cavi								
Quadristica								
Cabine								
Strutture metalliche								
Costruzione - Opere civili								
Approntamento cantiere								
Preparazione terreno e movimento terra								
Realizzazione recinzione								
Realizzazione viabilità di campo								
Posa pali di fondazione								
Posa strutture metalliche								
Montaggio pannelli								
Scavi posa cavi								
Posa locali tecnici								
Opere idrauliche								
Opere impiantistiche								
Collegamenti moduli FV								
Installazione inverter e trafi								
Posa cavi								
Allestimento cabine								
Commissioning e collaudi								

Figura 6.1: Cronoprogramma realizzazione impianto

7. COSTI

La valutazione previsionale dei costi di progetto dell'impianto è riportata nell'elaborato Rif. "21-00007-IT-FERRARA_TE_R01_Rev0_Computo metrico estimativo realizzazione".

L'incidenza dei costi di progetto relativi alla costruzione dell'impianto è circa di 993.522.97 Euro/MWp per un totale di circa Euro 26.775.444,11 € escluso iva. Tale importo è comprensivo di importo lavori impianto, importo lavori connessione, oneri sicurezza e spese generali. Si riporta di seguito il quadro economico:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FERRARA PV 26,95 MWp			
QUADRO ECONOMICO REALIZZAZIONE IMPIANTO			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) Interventi previsti	20 898 318,38 €	10%	22 988 150,22 €
A.2) Oneri di sicurezza	91 840,25 €	10%	101 024,28 €
A.3) Opere di mitigazione	416 152,04 €	10%	457 767,24 €
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	57 244,77 €	10%	62 969,25 €
A.5) Opere connesse *	3 199 978,00 €	10%	3 519 975,80 €
TOTALE A	24 663 533,44 €	10%	27 129 886,78 €
B) SPESE GENERALI			
B.1 Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	247 000,00 €	22%	301 340,00 €
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	0,00 €		0,00 €
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	33 000,00 €	22%	40 260,00 €
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (include le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	36 000,00 €	22%	43 920,00 €
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	12 640,00 €	22%	15 420,80 €
B.6) Imprevisti	493 270,67 €	10%	49 327,07 €
B.7) Spese varie **	1 290 000,00 €	10%	1 419 000,00 €
TOTALE B	2 111 910,67 €		2 362 538,54 €
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	0,00 €		0,00 €
"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B + C)	26 775 444,11 €		29 492 425,32 €

8. RIFERIMENTI NORMATIVI

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

Leggi e decreti

Direttiva Macchine 2006/42/CE - “Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni” indicate dal DM del 14 Gennaio 2008, pubblicate sulla Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30, integrate dalle “Istruzioni per l’applicazione delle Norme NTC “ di cui al DM 14/01/2008, Circolare del 02/02/2009 n.617, Pubblicate nella Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26 febbraio 2009 – Suppl. Ordinario n. 27

Eurocodici

UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.

UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.

UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 – Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo.

UNI EN 1997 (serie) Eurocodice 7 – Progettazione geotecnica.

UNI EN 1998 (serie) Eurocodice 8 – Progettazione delle strutture per la resistenza sismica. UNI EN

1999 (serie) Eurocodice 9 – Progettazione delle strutture di alluminio.

Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;

CNR 10011/97 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione; NR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.

CNR-DT 207/2008, “Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni”.

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema possono essere referenziate.

In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

1. Leggi e regolamenti Italiani;
2. Leggi e regolamenti comunitari (EU); Documento in oggetto;
3. Specifiche di società (ove applicabili); Normative internazionali.

Legislazione e normativa nazionale in ambito Civile e Strutturale

Decreto Ministeriale Infrastrutture 14 gennaio 2008 “Nuove Norme tecniche per le costruzioni”;

Circ. Min. Infrastrutture e Trasporti 2 febbraio 2009, n. 617 “Istruzioni per l’applicazione norme tecniche per le costruzioni”;

Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica);

CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione).

Legislazione e normativa nazionale in ambito Elettrico

D. Lgs. 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.. (Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro).

CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici) CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici)

CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici)

CEI 82-25 (Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione)

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 UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori

Sicurezza elettrica

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 11-27 Lavori su impianti elettrici

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 64-8/7 (Sez.712)- Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari

CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario

CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori

IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems

CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP)

CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita.

CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature

Parte fotovoltaica

ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici

CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione

CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino

CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove

CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento

CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento -Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura

CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto

CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici

CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico

CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari

CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda

CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida

CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida

CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza

CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati

CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove

CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V

CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali

CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

Quadri elettrici

CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;

CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo

CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria

CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante

CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori

CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio degli impianti elettrici

CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica

Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV

CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria

CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata

CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione

CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente

CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV

CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici

CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati

CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche

CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori

CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori

CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori

CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori

Conversione della Potenza

CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione

CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali

CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori

CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

Scariche atmosferiche e sovratensioni

CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione

CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali

CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio

CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

Energia solare

UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta

UNI EN ISO 9488 Energia solare - Vocabolario

UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

Sistemi di misura dell'energia elettrica

CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica

CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura

CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)

CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S)

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)

CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C)

CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura ed umidità elevate