

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 25,7 MWp**

Località "Podere Fredella" – Comune di Foggia (FG)

PROPONENTE:

TEP RENEWABLES (FOGGIA 6 PV) S.R.L.
Corso Vercelli, 27 – 20144 Milano
P. IVA e C.F. 11621270963 – REA MI - 2615131

PROGETTISTA:

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

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
B35_FG_PD_R01_Rev0_Relazion e descrittiva generale di progetto.docx	06/2021	Prima emissione	B.B.	G.G.	G.Giombini

INDICE

1. PREMESSA	4
2.3.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO	10
2. STATO DI FATTO	12
4.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO	12
2.3.3 Inquadramento catastale impianto.....	14
2.3.4 Inquadramento urbanistico territoriale.....	14
2.3.5 Elenco dettagliato delle opere da realizzare e loro ubicazione.....	16
4.2 DATI AMBIENTALI DEL SITO	16
4.3 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO	27
2.3.6 Morfologia generale.....	27
2.3.7 Rilievo topografico.....	27
2.3.8 Idrografia	28
2.4 GEOLOGIA IDROGEOLOGICA GEOTECNICA	30
2.4.1 Caratterizzazione geotecnica	31
2.4.2 Caratterizzazione sismica	32
2.4.3 Sismicità dell'area	34
3 STATO DI PROGETTO.....	37
3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE	37
3.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE	37
3.3 LAYOUT D'IMPIANTO	37
3.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	39
3.4.1 Moduli fotovoltaici	39
3.4.2 Cabine di campo o PowerStation	41
3.4.3 Quadri BT e MT.....	42
3.4.4 String box.....	42
3.4.5 Cavi di potenza BT, MT, AT.....	42
3.4.6 Cavi di controllo e TLC	42
3.4.7 Sistema SCADA	43
3.4.8 Monitoraggio ambientale.....	43
3.4.9 Sistema di sicurezza a antintrusione	43
3.4.10 Strutture di supporto moduli	44
3.4.11 Recinzione.....	45
3.4.12 Sistema di drenaggio	47
3.4.13 Viabilità interna di servizio e piazzali	47
3.4.14 Sistema antincendio	48
3.4.15 Connessione alla RTN	48
3.5 CALCOLI DI PROGETTO.....	50
3.5.1 Calcoli di producibilità	50
3.5.2 Calcoli elettrici	50
3.5.3 Calcoli strutturali	50
3.5.4 Calcoli idraulici.....	50
3.5.5 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche	51
3.6 FASI DI COSTRUZIONE	51
3.7 PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA	51

3.8	SCAVI E MOVIMENTI TERRA.....	52
3.9	PERSONALE E MEZZI	53
3.10	OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE	53
3.11	INTEGRAZIONE AGRICOLA	54
3.12	VERIFICHE PROVE E COLLAUDI	55
4.	PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	57
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI.....	57
4.2	STRINGHE FOTOVOLTAICHE	57
4.3	QUADRI ELETTRICI	57
4.4	CONVERTITORI	58
4.5	COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	58
5	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	59
6	CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI	60
7	COSTI	61
8	RIFERIMENTI NORMATIVI	62

1. PREMESSA

TEP Renewables (Foggia 6 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 Agrovoltaiico** nel comune di Foggia di potenza pari a 25,705 MW su un'area di circa 71 ha complessivamente coinvolti, di cui 36,4 ha recintati e si inserisce nella strategia di decarbonizzazione perseguita da EGP ed in particolare della decarbonizzazione della Puglia attraverso la chiusura, entro il 2025, delle unità alimentate a carbone della centrale di Cerano (BR), la loro trasformazione in unità alimentate a gas naturale e la parziale sostituzione della capacità dismessa con unità da installare sul territorio regionale alimentate da fonti rinnovabili.

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

L'agrovoltaiico 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 agrovoltaiica¹ 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.

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

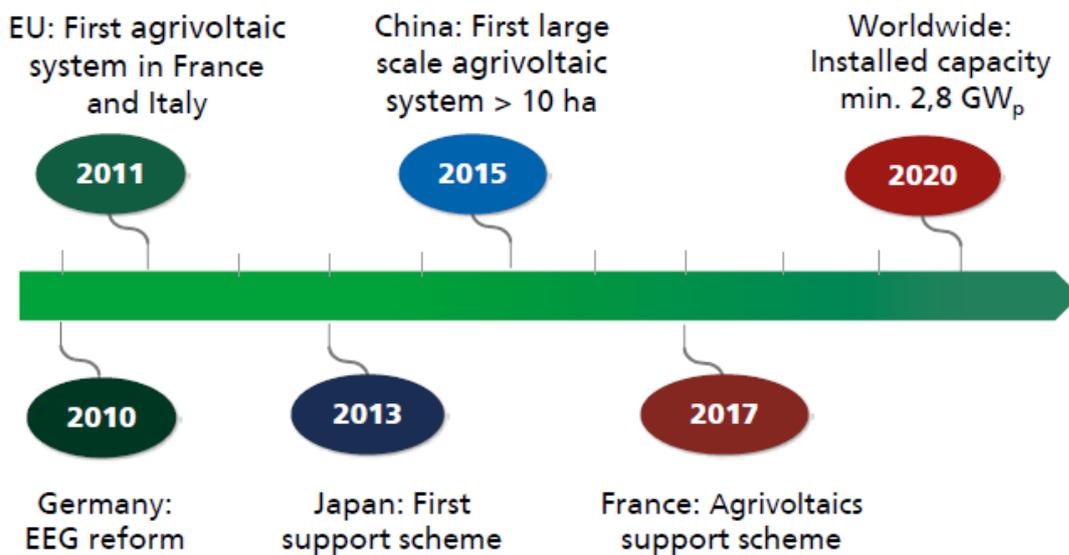


Figura 1.1: Sviluppo di progetti agrivoltaici dal 2010 ad oggi.

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

² Rapporto Statistico GSE – Solare Fotovoltaico 2019

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

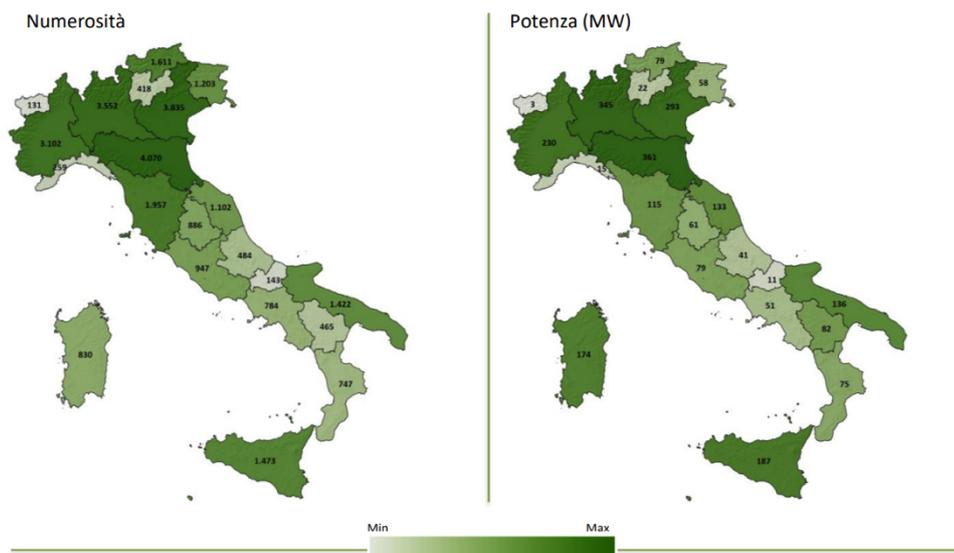


Figura 1.3 - Impianti fotovoltaici nel settore agricolo - Distribuzioni regionale - Rapporto GSE 2019

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 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”³ 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)



c)



d)

Figura 1.3 - 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 Puglia 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. In altre parole, si ritiene che la gran parte degli impianti utility scale possa trovare il consenso di tutte le parti coinvolte (Autorità locali, organizzazioni agricole e imprese agricole e imprese energetiche), solo nello sviluppo del nuovo AGV 4.0” [DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 15 marzo 2021, n. 400 Politica di coesione. Programmazione operativa FESR-FSE + 2021-2027. Primi indirizzi per la Programmazione regionale e avvio del processo di Valutazione Ambientale strategica].

L’Agrovoltaico AGV 4.0 che ci si propone di sviluppare con il presente progetto rispetta le linee guida sopra riportate, come indicate nella recente DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 15 marzo 2021, n. 400.

L’indice relativo all’utilizzo del terreno è stato contenuto nell’ordine del 29% calcolato sulla superficie utile di impianto. Le strutture saranno infatti posizionate in maniera da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 9,5 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.

Nei terreni verranno piantumate delle coltivazioni orticole tradizionali a rotazione, tra le quali verrà inserita una antica specie di melone, in via di estinzione, la quale è stata recentemente recuperata e reintrodotta nelle coltivazioni da agricoltori locali. Il proprietario dei terreni coinvolti, imprenditore agricolo, intende gestire il progetto colturale inserendola nel progetto Agrovoltaiico oggetto dell'intervento in esame dettagliato nella *R25_Rev0_Relazione Pedo – Agronomica Impianto e Connessione*. La maggior parte del fabbisogno irriguo verrà garantito tramite tre vasche di conservazione e distribuzione di "acqua piovana" e un sistema di irrigazione a goccia.

Infine, l'impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso mediante una linea di connessione interrata in MT di lunghezza pari a circa 11 km fino alla SEU in condominio con le Ditte TEP Renewables (Foggia 2 PV) S.r.l. e TEP Renewables (Foggia 4 PV) S.r.l. e poi in antenna a 150 kV alla stazione di trasformazione della RTN 380/150 kV "Foggia 380".

2.3.2 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 (Foggia 6 PV) S.R.L.
Luogo di installazione:	Foggia (FG) "Podere Fredella"
Denominazione impianto:	FOGGIA 6
Dati catastali area di progetto:	Foglio 9: part.14, 86, 119, 144, 145, 146, 301, 302, 538, 692, 693, 849
Potenza di picco (MWp):	25,7 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 Tracker fissate a terra su pali
Inclinazione piano dei moduli:	+55° - 55°
Azimuth di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	Il PRG del Comune di Foggia colloca l'area di intervento in zona E1/area agricola
Cabine PS:	n. 11 distribuite in campo
Posizione cabina elettrica di connessione e distribuzione:	n. 1 cabina MT interna al campo FV e n.1 cabina MT/AT da 30 kV in prossimità della SE Foggia 380 kV

Rete di collegamento:	Elettrodotto Media tensione 30 kV fino alla SE in prossimità di Foggia e collegamento in antenna alla SE 150/380 KV
Coordinate:	41°33'22.19"N 15°37'1.50"E Altitudine media 47 m s.l.m.

2. STATO DI FATTO

4.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

L'area di intervento è sita nell'agro di Foggia in località "Podere Fredella" in un terreno compreso tra la SP26 e la SP74.

L'area di intervento disponibile risulta essere pari a circa 71 ha, di cui circa 36,4 ha recintati per l'installazione dell'impianto.

Tali aree, nel vigente strumento urbanistico, sono destinate attualmente a zone di uso agricolo (zone E) come da Certificato di Destinazione Urbanistico del 28 Ottobre 2020 prot.116154.

La connessione dell'impianto avverrà tramite cavo interrato in MT lungo viabilità pubblica, il percorso della connessione sarà di circa 11 Km. Il punto di allaccio sarà la sottostazione di trasformazione della RTN 380/150 kV di Foggia.



Figura 2.1: Localizzazione dell'area di intervento, in giallo l'area contrattualizzata in rosso la recinzione dell'impianto, in viola la linea di connessione

Le aree scelte per l'installazione del Progetto Fotovoltaico sono interamente contenute all'interno di aree di proprietà privata Rif. "Inquadramento_catastale impianto" su cui TEP Renewables (Foggia 6 PV) S.r.l.

Le aree scelte per l'installazione del Progetto Fotovoltaico sono interamente contenute all'interno di aree di proprietà privata come descritto nella tavola di rif. "Inquadramento_catastale impianto" su cui TEP Renewables (Foggia 6 PV) S.r.l. ha la titolarità attraverso regolari contratti di diritti di superficie.

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.

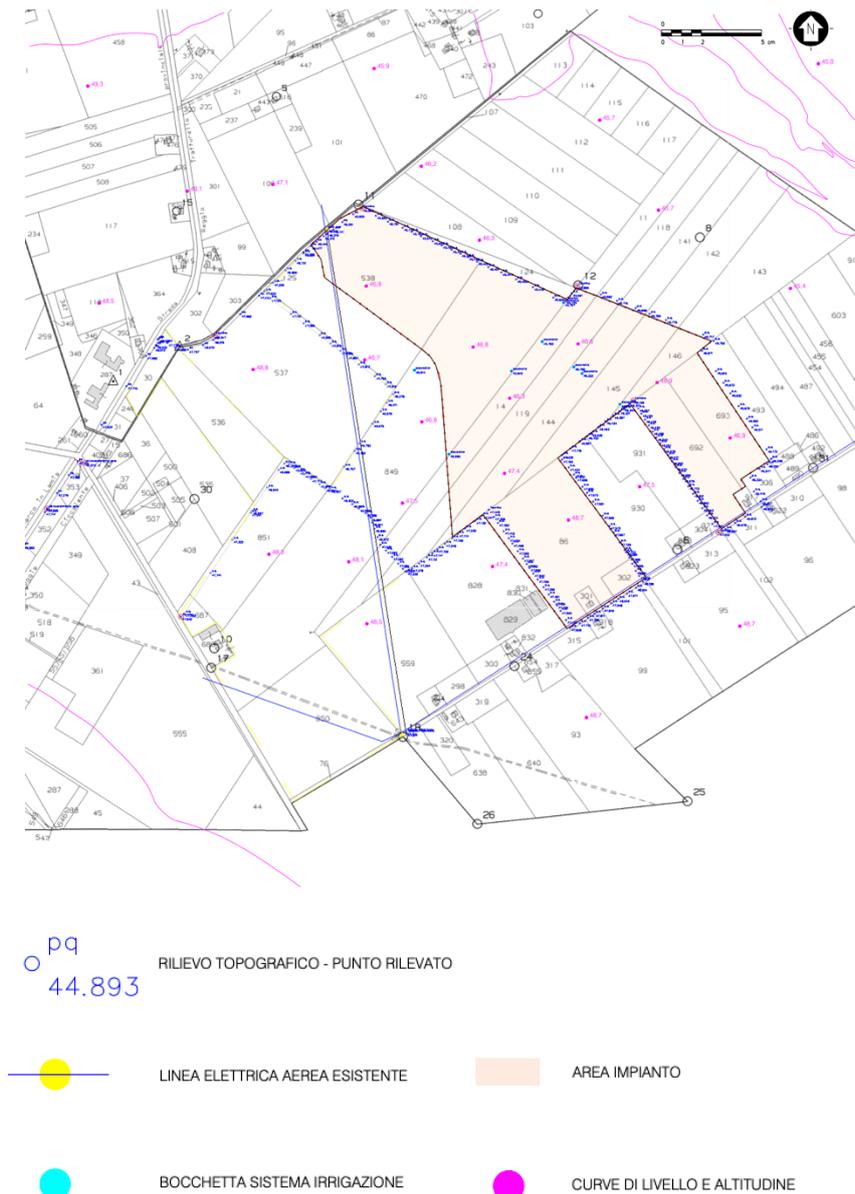


Figura 2.2: Stato di fatto dell'area di progetto

2.3.3 Inquadramento catastale impianto

L'impianto fotovoltaico in oggetto, con riferimento al Catasto Terreni del Comune di Foggia (FG), sarà installato nelle aree di cui al Foglio 9, sulle particelle indicate nella tabella seguente:

FOGLIO	PARTICELLA
9	14, 86, 119, 144, 145, 146, 301, 302, 538, 692, 693, 849

Si riporta di seguito uno stralcio dell'inquadramento catastale Rif. "Inquadramento catastale impianto".

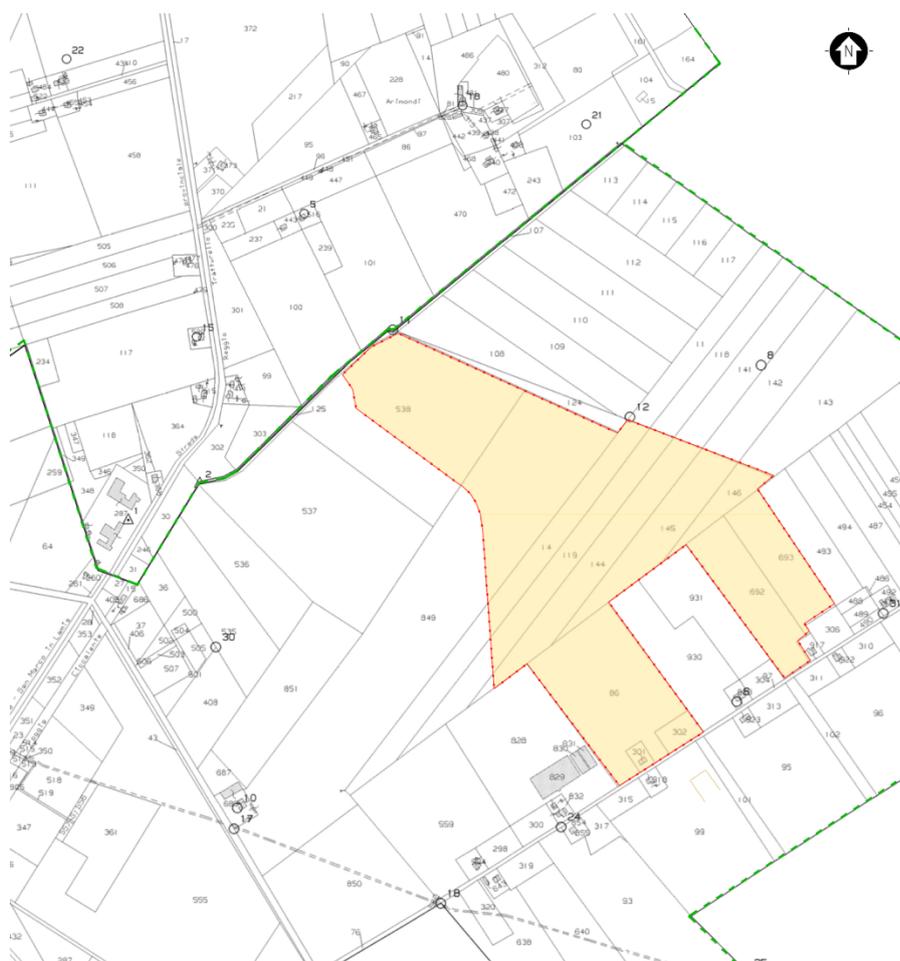


Figura 2.3: Inquadramento catastale

2.3.4 Inquadramento urbanistico territoriale

Il Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24 Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".

Il regolamento ha per oggetto l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, come previsto dal Decreto del Ministero per lo Sviluppo

Economico 10 settembre 2010, “Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”.

Di seguito si riporta un estratto cartografico delle aree non idonee cartografate e riportate sul sito www.sit.puglia.it.

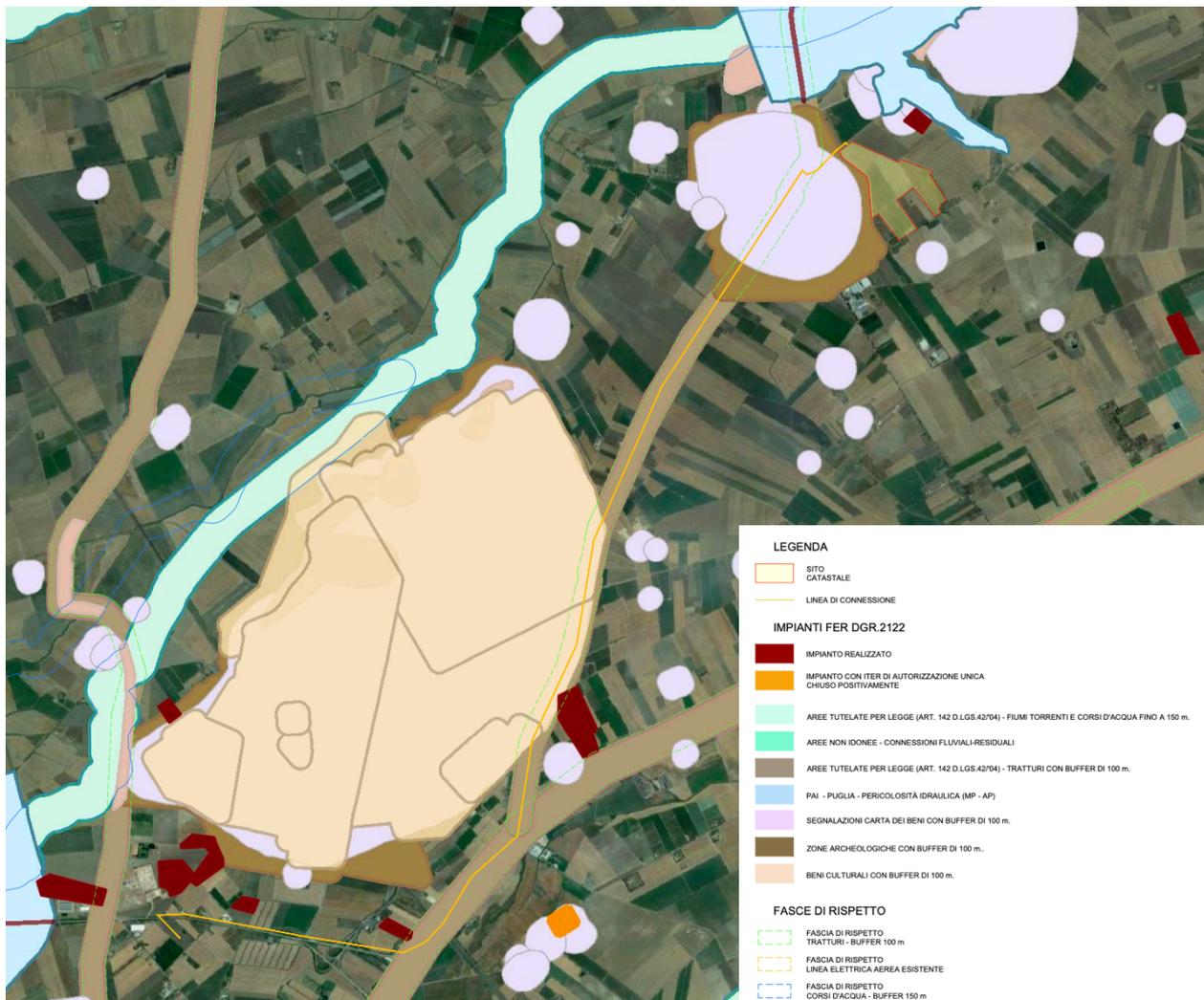


Figura 2.1: Individuazione delle aree non idonee, fonte www.sit.puglia.it

Il sito oggetto di studio ricade in prossimità di Aree Tutate per legge (art. 142 D. Lgs.42/'04), precisamente in prossimità di zone archeologiche con buffer di 100 m, ma risulta al di fuori dell’area di rispetto, perciò, il progetto in esame risulta compatibile con le previsioni del piano.

Il sito oggetto di studio è localizzato in territorio agricolo caratterizzato dalla presenza di tratturi.

Il Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24 definisce un buffer di 100 m dal tratturo per la localizzazione di un impianto fotovoltaico. Come da stralcio riportato è possibile vedere che il buffer è rispettato.

Il sito, oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale, è situato a circa 1 km dal Torrente Celone, a 8 km dal Torrente Candelaro e circa a 4 km dal Canale Farano.

Il Piano di Tutela delle Acque definisce inoltre le zone di protezione speciale e le aree di salvaguardia. Le zone di protezione della risorsa idrica sotterranea sono rappresentate da aree di ricarica, emergenze naturali della falda e aree di riserva.

Le aree di protezione speciale vengono definite attraverso i caratteri del territorio e le condizioni idrogeologiche e vengono quindi codificate come A, B, C e D.

Il sito oggetto del seguente progetto risulta escluso da zone di protezione speciale e da aree di tutela e salvaguardia.

Il Piano Regolatore Generale del Comune di Foggia è stato approvato con delibera n. 1005 del 20 Luglio del 2001. il 27 Novembre 2007 è avvenuta la consegna della nuova aerofotogrammetria del territorio comunale che ha consentito all'amministrazione comunale di procedere ad un adeguamento del vigente PRG.

Il sito oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale rientra in Zona E, caratterizzata dal territorio agricolo.

L'Art. 19 "Zona E: Nuove costruzioni, Impianti Pubblici" definisce che nelle zone agricole è ammessa la costruzione di impianti pubblici quali reti di telecomunicazioni, di trasporto energetico, di acquedotti e fognatura, discariche di rifiuti solidi e impianti tecnologici pubblici e/o di interesse pubblico.

I contenuti di dettaglio relativi allo studio di inserimento urbanistico del progetto sono riportati nell'elaborato Rif. "Studio inserimento urbanistico".

2.3.5 Elenco dettagliato delle opere da realizzare e loro ubicazione

- L'impianto Fotovoltaico, identificato catastalmente al foglio di mappa n.9 particelle 358, 14, 119, 144, 145, 146, 693, 692, 86, 301, 302, 849, 125.
- L'Elettrodotto interrato MT da 30 KV costituito da 2 terne di n.3 conduttori in Alluminio di sezione 630 mm² e identificato su viabilità pubblica, ed interessa solo nell'ultimo tratto le p.lle n.296, 55, 75,476, 554, 324, 331 e 88 del foglio n.51 e le p.lle n.385, 381, 271, 228, 149, 262 del foglio n.52 su cui il Proponente ha già acquisito la disponibilità con contratti sottoscritti dalle parti.
- La Stazione di utenza sarà prevista su una area di circa 4000 m² ubicata nel Comune di Foggia (FG). L'area è identificata catastalmente al foglio n. 51 p.lla n.75. il collegamento alla RTN prevede la realizzazione di una stazione MT/AT di utenza (Stallo) per elevare la tensione di impianto al livello di 150 kV. Tale Stazione sarà realizzata in condominio con le Ditte TEP Renewables (Foggia 2 PV) S.r.l. e TEP Renewables (Foggia 4 PV) S.r.l
- il successivo collegamento alla stazione di rete 380/150 kV di Foggia di proprietà di Terna S.p.A. Il collegamento avverrà tramite cavo AT interrato in antenna, in ammarro con la sezione a 150 kV della stazione esistente a 380/150 kV "Foggia 380" esistente.

Il tutto come dettagliato nell'elaborato "Preventivo Connessione".

4.2 DATI AMBIENTALI DEL SITO

2.2.1 Aria e clima

Lo scopo del seguente paragrafo è quello di illustrare la situazione attuale della componente atmosferica in termini di contesto meteo-climatico e di qualità dell'aria.

Il clima della regione Puglia varia in relazione alla posizione geografica e alle quote sul livello medio marino delle sue zone. Nel complesso la regione è caratterizzata da un clima mediterraneo composto da estati abbastanza calde e poco piovose ed inverni non eccessivamente freddi e mediamente piovosi, con abbondanza di precipitazioni durante la stagione autunnale.

Le temperature medie sono di circa 15 – 16 °C con valori medi più elevati nell'area ionico-salentina e più basse nel Sub-Appennino Dauno e Gargano. Le estati sono abbastanza calde con temperature comprese fra i 25 – 30 °C e punte di oltre 40 °C nelle giornate più calde. Sul versante ionico nel periodo estivo si possono raggiungere temperature particolarmente elevate, anche superiori a 30 – 35 °C per lungo tempo. Gli inverni sono relativamente temperati e la temperatura scende di ratto sotto i 0°C, tranne nelle quote più alte del Sub-Appennino Dauno e del Gargano. Nella maggior parte della regione la temperatura media invernale non è inferiore a 5 °C. la neve ad eccezione delle aree di alta quota del Gargano e del Sub-Appennino, è rara.

Il valore medio annuo delle precipitazioni è estremamente variabile. Le aree più piovose sono il Gargano, il Sub-Appennino Dauno e il Salento sud orientale, ove i valori medi di precipitazione sono superiori a 800 mm/anno. Valori di precipitazione annua in media inferiori a 500 mm/anno si registrano nell'area tarantina e nel Tavoliere. Nella restante porzione del territorio le precipitazioni medie annue sono generalmente comprese tra i 500 e i 700 mm/anno.

Le precipitazioni sono in gran parte concentrate nel periodo autunnale (novembre -dicembre) e invernale, mentre le estati sono relativamente secche che, con precipitazioni nulle anche per lunghi intervalli di tempo o venti di pioggia intensa molto concentrati, ma di breve durata, specialmente nell'area salentina. Questo clima fa sì che alla ricarica degli acquiferi contribuiscano significativamente solo le precipitazioni del tardo periodo autunnale e quelle invernali.

2.2.1.1 Caratterizzazione meteo climatica alla scala vasta e alla scala locale

Per la caratterizzazione meteorologica si è fatto riferimento ai dati raccolti presso le centraline meteorologiche della Rete di Telemisura gestita da ARPA Puglia. La rete si compone di 19 centraline meteo disposte su tutto il territorio regionale.

Le centraline più prossime al sito oggetto intervento risultano essere:

- La stazione di Foggia, Via G. Rosati, posta a Latitudine 41.455312 e Longitudine 15.547764 che ha disponibilità di dati meteo climatici a partire dall'anno 2010;

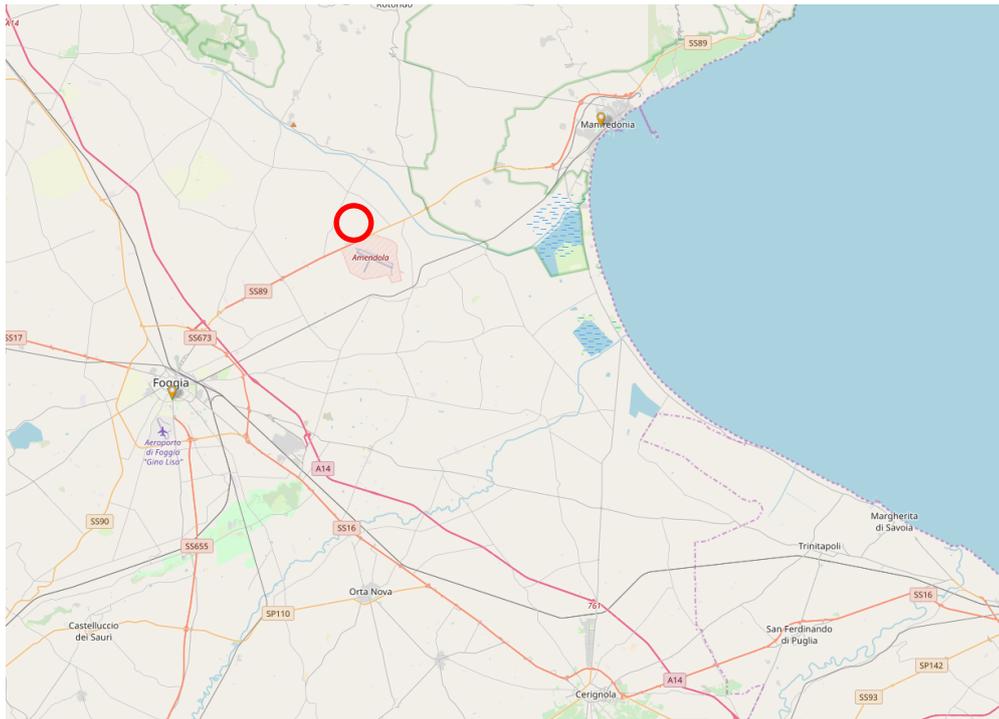


Figura 2.2: ARPA Puglia – Localizzazione delle stazioni meteo climatiche più prossime al sito

Per l’analisi meteo climatica verranno considerati i dati registrati presso la stazione di Foggia, localizzata a circa 12 Km dal sito oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale.

La caratterizzazione meteo climatica che viene analizzata nei seguenti paragrafi si basa sui dati registrati dalla Rete di Telemisura della regione Puglia, considerando i dati forniti dalle stazioni di monitoraggio per il periodo 2010 – 2018. I dati forniti sono stati paragonati con quelli del trentennio 1981 – 2000 registrati dall’Aeronautica Militare, considerando i dati registrati presso la stazione di Foggia – Amendola posta a 60 m. s.l.m.

Temperature

Temperatura Media

Tabella 2.1: Temperatura Media Mensile

mese	temperatura (°C)				
	1981-2000	2017	2018	2019	media periodo
Gennaio	7.5	5.4	10.8	6.5	7.55
Febbraio	7.8	11.6	10.7	9.4	9.87
Marzo	9.9	12.9	11.2	12.7	11.67
Aprile	12.7	14.6	17.8	14.9	15
Maggio	17.8	19.7	20.5	16.2	18.55
Giugno	22.1	26.4	24	26.7	24.8
Luglio	24.9	27.9	27.5	27.4	26.95

mese	temperatura (°C)				
	1981-2000	2017	2018	2019	media periodo
Agosto	25.1	28.6	26.9	28.1	27.17
Settembre	21.4	21.1	23.2	23.3	22.25
Ottobre	16.8	17.5	18.4	19	17.92
Novembre	11.6	12.1	13.3	14.6	12.9
Dicembre	8.6	8.4	9.4		8.8
Media Annuale	15.51	17.18	17.8	18.07	17.14

Dall'analisi del periodo 1981-2000 risulta che le temperature medie più alte si registrano in generale nei mesi di giugno, luglio e agosto, mentre quelle più fredde vengono registrate nei mesi gennaio, febbraio e dicembre. La temperatura media nel trentennio è di 15,5 °C.

Dall'analisi effettuata invece nel periodo 2017 – 2019 i mesi più caldi risultano comunque essere giugno – luglio e agosto, così come quelli più freddi che risultano essere dicembre – gennaio e febbraio. È inoltre possibile vedere che la temperatura media annuale supera di circa 2 °C quella del periodo 1981 – 2000, attestandosi tra i 17 e i 18 °C.

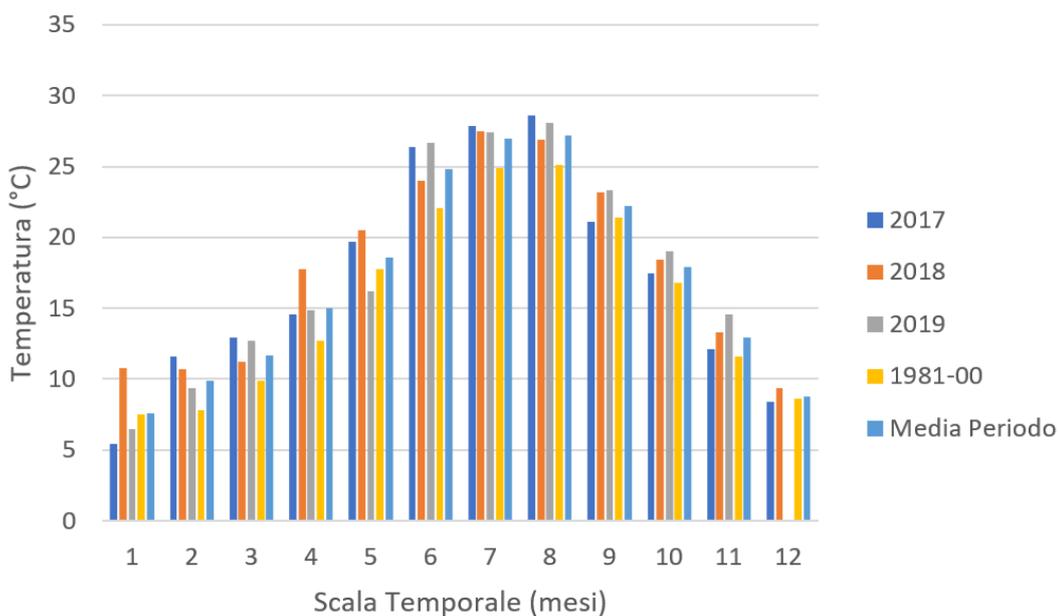


Figura 2.3: Distribuzione mensile della temperatura media nel periodo 2017 - 2019

Temperatura Minima Media

Tabella 2.2: Temperatura Minima Media Mensile

mese	temperatura (°C) 1981-2000	temperatura (°C) 2017	temperatura (°C) 2018	temperatura (°C) 2019	temperatura (°C) media periodo
Gennaio	3.1	5.1	10.4	6.2	6.2
Febbraio	3.0	11.3	10.3	9	8.4
Marzo	4.5	12.5	10.8	12.3	10.02
Aprile	6.9	14.2	17.4	14.4	13.22
Maggio	11.3	19.2	20	15.7	16.55
Giugno	15.3	25.9	23.6	26.2	22.75
Luglio	18.1	27.5	27.1	26.9	24.9
Agosto	18.4	28.1	26.4	27.6	25.12
Settembre	15.3	20.7	22.8	22.9	20.42
Ottobre	11.5	17.1	18.	18.6	16.3
Novembre	6.9	11.7	13	14.3	11.47
Dicembre	4.3	8.1	9.1		7.16
Media Annuale	9.88	16.78	17.40	17.65	15.20

Dall'analisi del periodo 1981 – 2000 risulta che le temperature minime medie più basse si registrano dicembre – gennaio – febbraio, mentre quelle più alte nel periodo giugno – luglio – agosto, la temperatura media minima del trentennio è di 9.88 °C.

Nel periodo 2017 – 2019 la temperatura media minima più bassa si registra nel trimestre dicembre – gennaio -febbraio, quella più alta nel periodo giugno – luglio – agosto, la temperatura minima media annuale supera di circa 7 °C., quella del trentennio, attestandosi tra i 16 e i 17.65 °C.

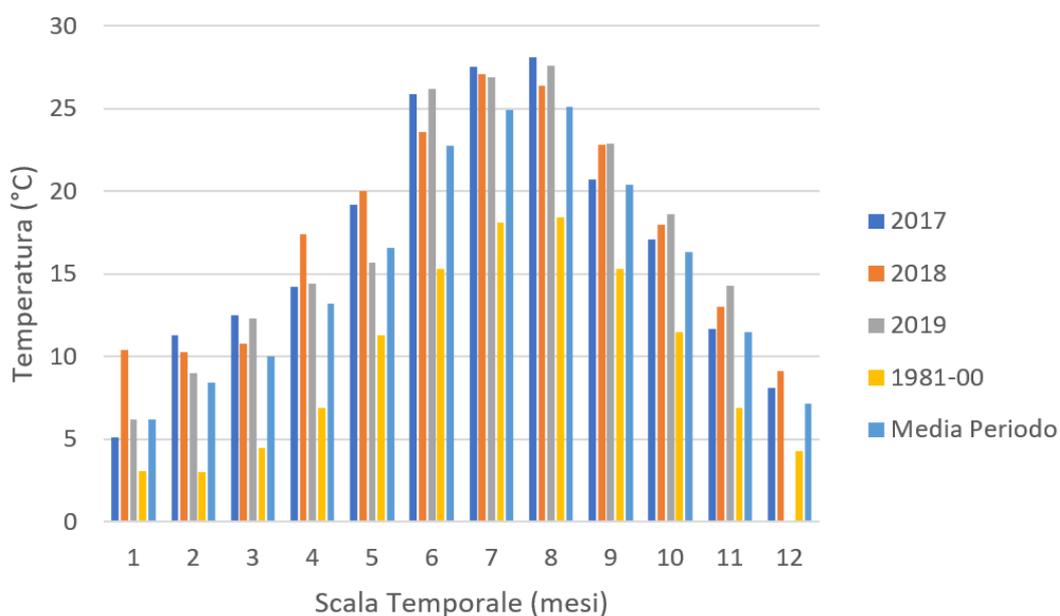


Figura 2.4: Distribuzione mensile della temperatura minima media nel periodo 2017 - 2019

Temperatura Massima Media

Tabella 2.3: Temperatura Massima Media Mensile

mese	temperatura (°C) 1981-2000	temperatura (°C) 2017	temperatura (°C) 2018	temperatura (°C) 2019	temperatura (°C) media periodo
Gennaio	11.9	5.7	11.1	6.9	8.9
Febbraio	12.7	12	11.1	9.7	11.37
Marzo	15.3	13.3	11.6	13.1	13.32
Aprile	18.5	15	18.3	15.3	16.77
Maggio	24.2	20.2	21	16.6	20.5
Giugno	28.8	26.9	24.5	27.2	26.85
Luglio	31.8	28.4	28	27.9	29.02
Agosto	31.8	29	27.4	28.6	29.2
Settembre	27.5	21.5	23.6	23.7	24.07
Ottobre	22.2	17.9	18.7	19.4	19.55
Novembre	16.3	12.5	13.7	15	14.37
Dicembre	12.9	8.8	9.7		10.46
Media Annuale	21.16	17.6	18.22	18.49	18.69

Dall'analisi del periodo 1981 – 2000 risulta che le temperature massime medie più basse si registrano dicembre – gennaio – febbraio, mentre quelle più alte nel periodo giugno – luglio – agosto, la temperatura media massima del trentennio è di 21.16 °C.

Nel periodo 2017 – 2019 la temperatura media massima più bassa si registra nel trimestre dicembre – gennaio -febbraio, quella più alta nel periodo giugno – luglio – agosto, la temperatura massima media annuale è inferiore di circa 3 °C., quella del trentennio, attestandosi tra i 17.6 e i 18.5 °C.

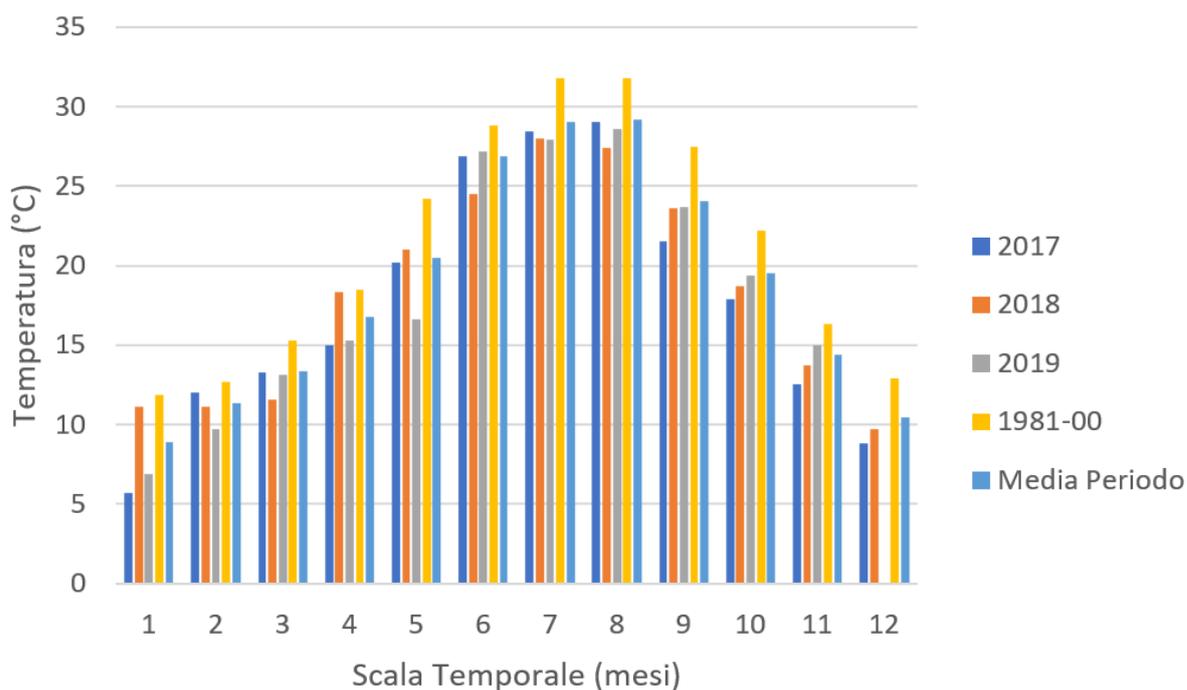


Figura 2.5: Distribuzione mensile della temperatura massima media nel periodo 2017 - 2019

Umidità Relativa

Tabella 2.4: Umidità relativa media mensile

mese	umidità relativa (%)				
	1981-2000	2017	2018	2019	media periodo
Gennaio	79	73.3	69.5	72.4	73.55
Febbraio	75	80.5	64.3	65.2	71.25
Marzo	73	61.6	69.6	59.7	65.97
Aprile	70.5	64.2	61.6	64	65.07
Maggio	68.5	57.9	64.7	68	64.75
Giugno	64	48.3	57.1	49.9	54.82
Luglio	62	42.8	50.8	50.4	51.2
Agosto	62.5	41	57.4	51.1	53
Settembre	67.5	59.6	60.1	61.4	62.15
Ottobre	72	63.2	73.2	68.8	69.3
Novembre	78	70.2	79.9	73.7	75.45
Dicembre	79.5	68.5	74.2		74.06
Media Annuale	70.96	60.92	65.2	62.23	65.06

Dall'analisi del periodo 1981 – 2000 risulta che l'umidità relativa media più bassa si registra nel trimestre giugno – luglio - agosto, mentre quella più alte nel periodo novembre – dicembre - gennaio, l'umidità relativa media del trentennio è del 70.96%.

Nel periodo 2017 – 2019 l’umidità relativa media più bassa si registra nel trimestre giugno – luglio - agosto, quella più alta nel periodo novembre – dicembre - gennaio, l’umidità relativa media annuale è inferiore di circa il 5 – 8 % a quella del trentennio, attestandosi tra il 61 e il 65.2%.

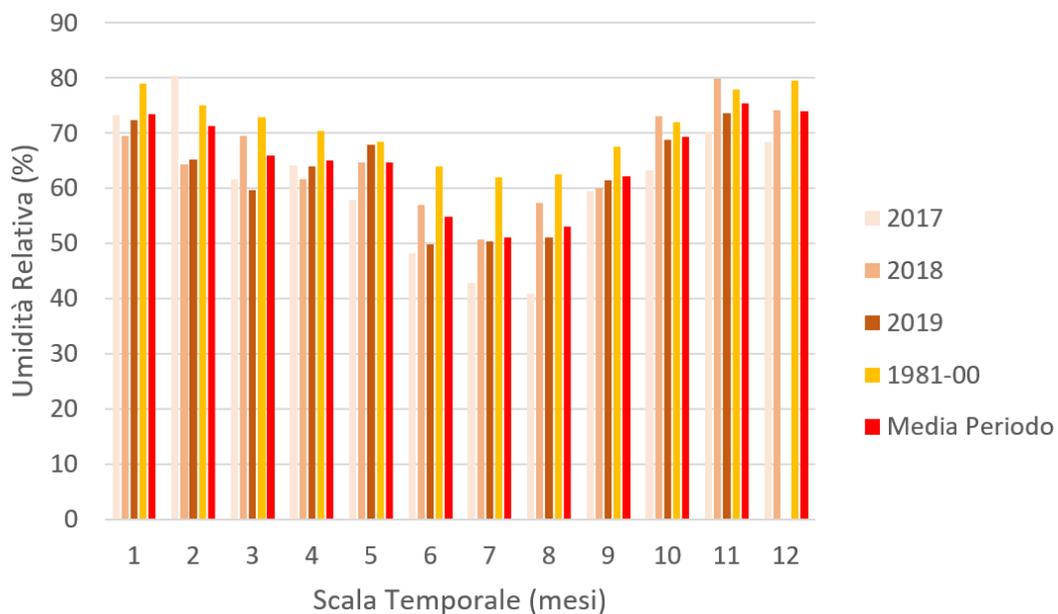


Figura 2.6: Distribuzione mensile dell’umidità relativa media nel periodo 2017 - 2019

Precipitazioni medie cumulate

Tabella 2.5: Precipitazioni medie cumulate mensili

mese	precipitazioni cumulate (mm) 1981-2000	precipitazioni cumulate (mm) 2017	precipitazioni cumulate (mm) 2018	precipitazioni cumulate (mm) 2019	precipitazioni cumulate (mm) media periodo
Gennaio	35.5	79	8.6	50.6	43.42
Febbraio	41.3	21.8	10.6	27.2	25.22
Marzo	39.8	14.4	54.6	14.2	30.75
Aprile	37.7	35	3.8	46.8	30.87
Maggio	36.1	54.8	51.8	67.8	52.62
Giugno	33.5	6.6	44	0.8	21.22
Luglio	26	14.6	31.8	9	20.35
Agosto	28.6	3.8	48.8	10.6	22.95
Settembre	42.3	35.4	32.2	71	45.22
Ottobre	45.6	16.6	93	14.8	42.5
Novembre	58.3	38.4	63.2	86.8	61.67
Dicembre	44.5	12.8	33		30.1
Totale Annuo	469.2	333.2	475.4	399.6	35.57

Le precipitazioni medie cumulate annue per il trentennio 1981 – 2000 registrate risultano essere di circa 470 mm. Nel periodo 2017 – 2019 la precipitazione cumulata media annuale è variabile, l’anno 2017 è risultato essere poco piovoso con una precipitazione cumulata di circa 330 mm, nel 2018 la precipitazione cumulata è stata di 475 mm, in media con i valori del trentennio mentre nel 2019 la precipitazione cumulata è stata di circa 400 mm.

Generalmente il mese più piovoso risulta essere novembre con una precipitazione media di 61.67 mm, mentre quello meno piovoso risulta essere luglio, con una precipitazione media di 20.35 mm.

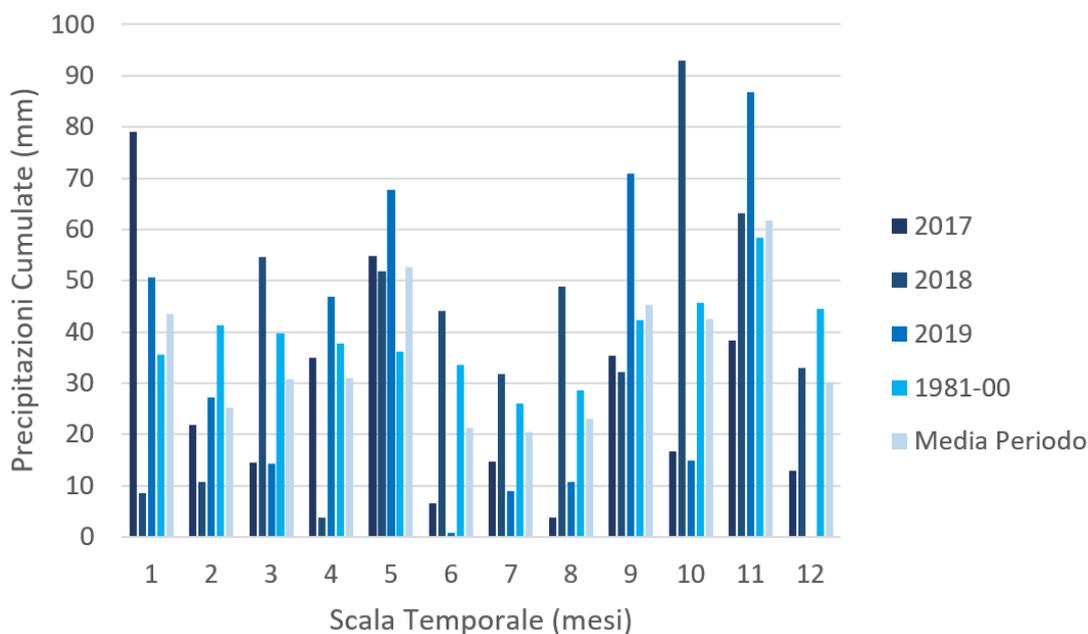


Figura 2.7: Distribuzione mensile delle precipitazioni medie cumulate 2017 - 2019

Radiazione Globale Media

Tabella 2.6: Radiazione Globale Media Mensile

mese	radiazione globale media (W/m2)			
	2017	2018	2019	media periodo
Gennaio	175.2	177.8	195.4	182.8
Febbraio	281.8	274.8	291.1	282.2
Marzo	391.1	277.9	381.4	350.1
Aprile	402.1	430.7	386	402.3
Maggio	458.9	421.1	363.6	414.5
Giugno	490.7	459.5	485.1	478.4
Luglio	533.7	502.9	466.1	500.9
Agosto	523.2	448.3	470.7	480.7
Settembre	377.4	426.8	409.4	404.5
Ottobre	364.8	291	339.7	331.8
Novembre	244.4	214	203.7	220.7
Dicembre	208.4	209.3		208.8

mese	radiazione globale media (W/m ²)			
	2017	2018	2019	media periodo
Media Annuale	370.9	344.5	362.8	354.8

Dall'analisi effettuata risulta che i mesi di luglio e agosto sono quelli con maggior radiazione globale media, in cui si registrano valori da 480 a 500 W/m². I mesi con i valori di radiazione globale media più bassi sono quelli di dicembre e gennaio.

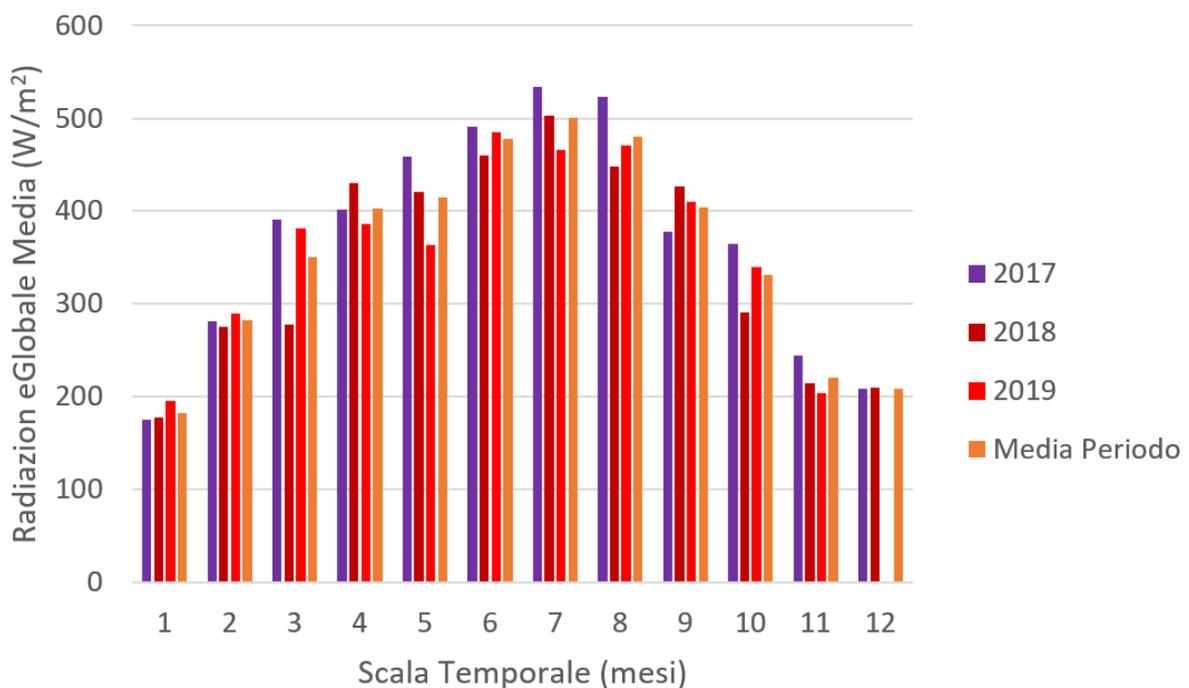


Figura 2.8: Distribuzione mensile della radiazione globale media 2017 - 2019

Copertura Nuvolosa



Figura 2.9: Distribuzione mensile della copertura nuvolosa 2015 – 2019- fonte WMO

Il grafico fornito dalla World Meteorological Organisation fornisce la percentuale di copertura nuvolosa mensile, partendo da Gennaio 2015 fino a Dicembre 2019. Si nota un andamento costante della copertura nuvolosa distribuita su tutto il periodo analizzato, tendenzialmente i mesi con copertura nuvolosa minore corrispondono a quelli estivi, corrispondenti con il trimestre giugno – luglio – agosto, in cui si ha una copertura

nuvolosa media sempre compresa tra il 10 e il 15 %, caso eccezionale per il trimestre giugno – luglio – agosto 2019 in cui la copertura nuvolosa è stata prossima al 20 %.

I mesi con una copertura nuvolosa maggiore sono quelli di dicembre – gennaio febbraio, in cui si ha una copertura nuvola sempre compresa tra il 30 e il 50 %, in particolare nel mese di gennaio la copertura nuvolosa media è sempre superiore al 55%.

Eliofonia

L’eliofonia rappresenta il numero di ore di insolazione nell’arco della giornata. La misura è stata rilevata utilizzando i dati forniti da WMO per l’area di Foggia, considerando una striscia temporale che si sviluppa da Gennaio 2015 a Dicembre 2019.



Figura 2.10: Distribuzione mensile dell’eliofonia nel periodo 2015 – 2019- fonte WMO

Dal grafico è visibile un andamento costante tra le ore di sole giornaliere, sia nel periodo estivo che in quello invernali. Nel periodo estivo il numero medio di ore di insolazione è sempre compreso tra le 350 e le 400 ore mensili. Nel periodo invernale le ore di insolazione medie sono comprese tra le 150 e le 200 ore.

Venti

Per l’analisi dei venti vengono riportate le statistiche inerenti alla direzione e velocità del vento nel periodo temporale 2002 – 2019, registrate presso la Stazione di Misura Aeroportuale di Foggia – Amendola e distribuite dal sito internet WindFinder.

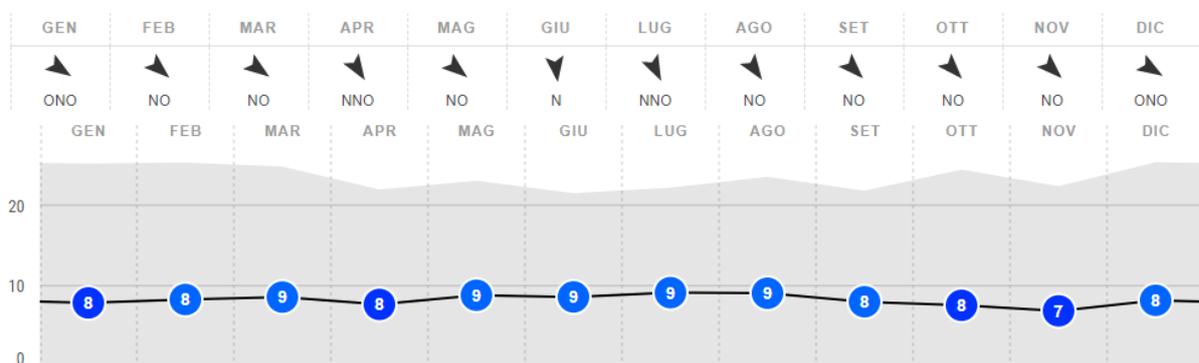


Figura 2.11: Velocità media e direzione predominate del vento nel periodo 2002 – 2019

Dal grafico sopraportato è possibile vedere che le direzioni di vento predominanti nell’area di Foggia sono NO e NNO.

La velocità media del vento nell’area di Foggia è costante nel corso dell’anno ed è compresa tra gli 8 e i 9 nodi.

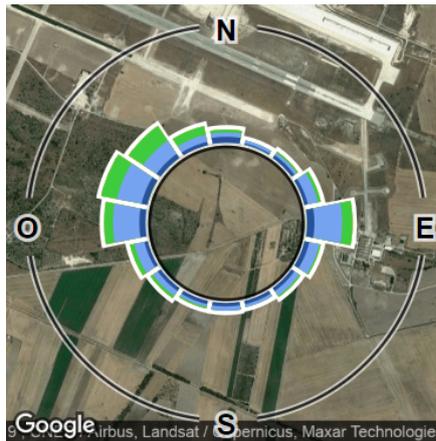


Figura 2.12: Rosa dei venti nell'area di Foggia nel periodo 2002 – 2019

4.3 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO

2.3.6 Morfologia generale

Dal punto di vista geomorfologico l'area in progetto appartiene al Tavoliere delle Puglie che è un'estesa pianura alluvionale e, con i suoi 3500 km² d'estensione areale, è la seconda area di pianura dell'Italia peninsulare dopo la Pianura Padana. È limitata a N dalla valle del Fortore e a S dalla valle dell'Ofanto ed è solcata da numerosi corsi d'acqua a carattere torrentizio che, a dispetto del loro limitato bacino imbrifero, sono capaci di importanti esondazioni che producono, ormai quasi annualmente, danni ingenti ad agricoltura e vie di comunicazione.

Dal punto di vista morfologico è caratterizzato da strette colline di modesta elevazione e a tetto piatto cui si interpongono piccole valli solcate da numerosi corsi d'acqua a regime torrentizio (T. Cervaro, T. Carapelle, T. Vulgano, T. Salsola, T. Cacciafumo, Canale di Motta-Montecorvino, T. Triolo) che scorrono da O verso E, con tracciati paralleli.

In relazione ai sedimenti affioranti -in quest'area si Possono distinguere forme di modellamento diverso procedendo da ovest verso est: un'area collinare, una zona a ripiani, una vasta piana alluvionale antica, una piana costiera ed una zona litorale.

I ripiani corrispondono a terrazzi marini che degradano verso l'Adriatico e sono delimitati ad est da poco elevate scarpate, corrispondenti a ripe di abrasione, che specialmente nella parte meridionale del Tavoliere risultano più erosi tanto da essere completamente circondati da depositi alluvionali. Questi ultimi, si raccordano più ad est con i sedimenti della piana costiera, sede in un passato storico di ambiente palustre di laguna, successivamente bonificato.

2.3.7 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 Puglia e dal MATTM. In seguito a completamento dell'indagine e per verifica dei dati in possesso nella primavera 2021 è stato condotto un rilievo integrativo topografico eseguito con GPS.

2.3.7.1 Modello digitale del terreno – Regione Puglia

Attraverso la fonte ufficiale Regione Puglia è stato ottenuto il modello digitale del terreno con una risoluzione spaziale 8x8 metri di tutta l'area di progetto.

2.3.7.2 Rilievo topografico

Nella primavera del 2021 è stato eseguito un rilievo topografico con GPS al fine di definire l'andamento piano altimetrico del terreno e la presenza di interferenze nelle aree destinate alla realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico.

2.3.8 Idrografia

La Puglia, presenta una situazione idrologico ambientale caratterizzata da scarsa disponibilità idrica superficiale avente distribuzione molto differenziata sul territorio, infatti solo la parte della provincia di Foggia presenta corsi d'acqua superficiali, peraltro a carattere torrentizio, mentre il resto del territorio pugliese si caratterizza per un esteso sviluppo di solchi erosivi naturali in cui vengono convogliate le acque in occasione di eventi meteorici intensi, a volte compresi in ampie aree endoreiche aventi come recapito finale la falda circolante negli acquiferi carsici profondi.

Sulla base del documento "Allegato rapporto ambientale 2020 – Comune di Foggia" si riporta di seguito una descrizione generica dell'idrografia del territorio comunale.

Nello specifico il territorio comunale di Foggia rientra nell'Idro-ecoregione 16 "BasilicataTavoliere", unità idrografica 3 "Tavoliere delle Puglie" ed è interessato dai bacini del Candelaro, del Cervaro e del Carapelle. I corsi d'acqua dell'idrografia principale sono: il Salsola e il Cervaro entrambi tipizzati - secondo la metodologia di cui al DM 17 luglio 2009 - come corsi d'acqua temporanei di "persistenza intermittente", morfologia dell'alveo "meandriforme, sinuoso o confinato" e "influenza bacino di monte trascurabile". Ad essi si aggiunge il Celone la cui appartenenza al reticolo principale non è definita in modo univoco che è tipizzato come corso d'acqua di "Persistenza effimera", morfologia dell'alveo "Meandriforme, sinuoso o confinato" e "Influenza bacino di monte forte".

La figura che segue evidenzia tutti i corsi idrici fluviali presenti nel territorio e considerati dal Piano di Gestione delle Acque, quelli che interessano la parte settentrionale del Comune (segmento orientale del Salsola, Celone e relativi rami affluenti) sono definiti in gran parte "fortemente modificati", quelli che interessano la parte meridionale (segmenti occidentali del Salsola, Canale della Contessa, Cervaro e relativi rami affluenti) sono considerati "naturali".

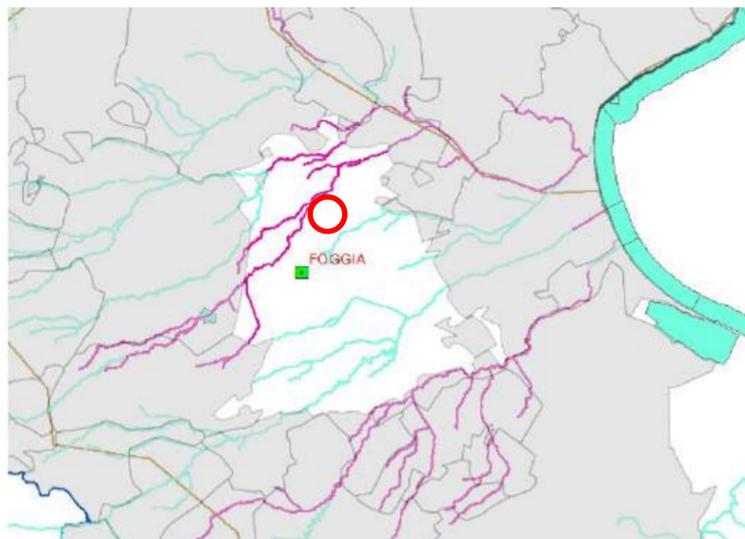


Figura 2.13: Corpi idrici superficiali (Elaborazione propria su stralcio tav.3 PGA Ciclo 2021-2027)

Il Piano di Gestione Acque, redatto ai sensi della Direttiva 2000/60/CE, costituisce uno strumento organico ed omogeneo attraverso il quale è stata impostata l'azione di governance della risorsa idrica a scala distrettuale, al fine di verificare se e come attuare ulteriori misure atte a tutelare, migliorare e salvaguardare lo stato ambientale complessivo della risorsa idrica in ambito di Distretto, oltre che a garantire la sostenibilità di lungo periodo del sistema delle pressioni antropiche agenti sul patrimonio idrico di distretto.

In questo contesto, il Piano definisce, in accordo con quanto condiviso dalle Regioni del Distretto nel Documento Comune d'Intenti (2012), un'azione di governance della risorsa idrica che sia organico e coordinato su base distrettuale, pur nel rispetto delle peculiarità dei singoli territori regionali. Il segno tangibile di tale condivisione è stata la sottoscrizione, seguita al richiamato Documento Comune di Intenti di intese bilaterali tra alcune Regioni del Distretto inerenti la regolamentazione dei trasferimenti idrici interregionali, quali atti di anticipazione del più generale Accordo di Programma Unico su base distrettuale. Nel corso del passato si era sviluppata una rete di drenaggio antropica di bonifica/irrigazione intersecata con la rete idrografica naturale.

Negli ultimi decenni con il passaggio ad un'agricoltura di tipo intensivo l'approvvigionamento idrico per le campagne è avvenuto da pozzi con emungimento da falda e da reti di grande distribuzione di tipo consortile (Consorzio di Bonifica della Capitanata).

Considerando l'area interessata dal progetto è presente una fascia di rispetto del PAI di bassa pericolosità in cui non è previsto di installare nessun elemento dell'impianto.

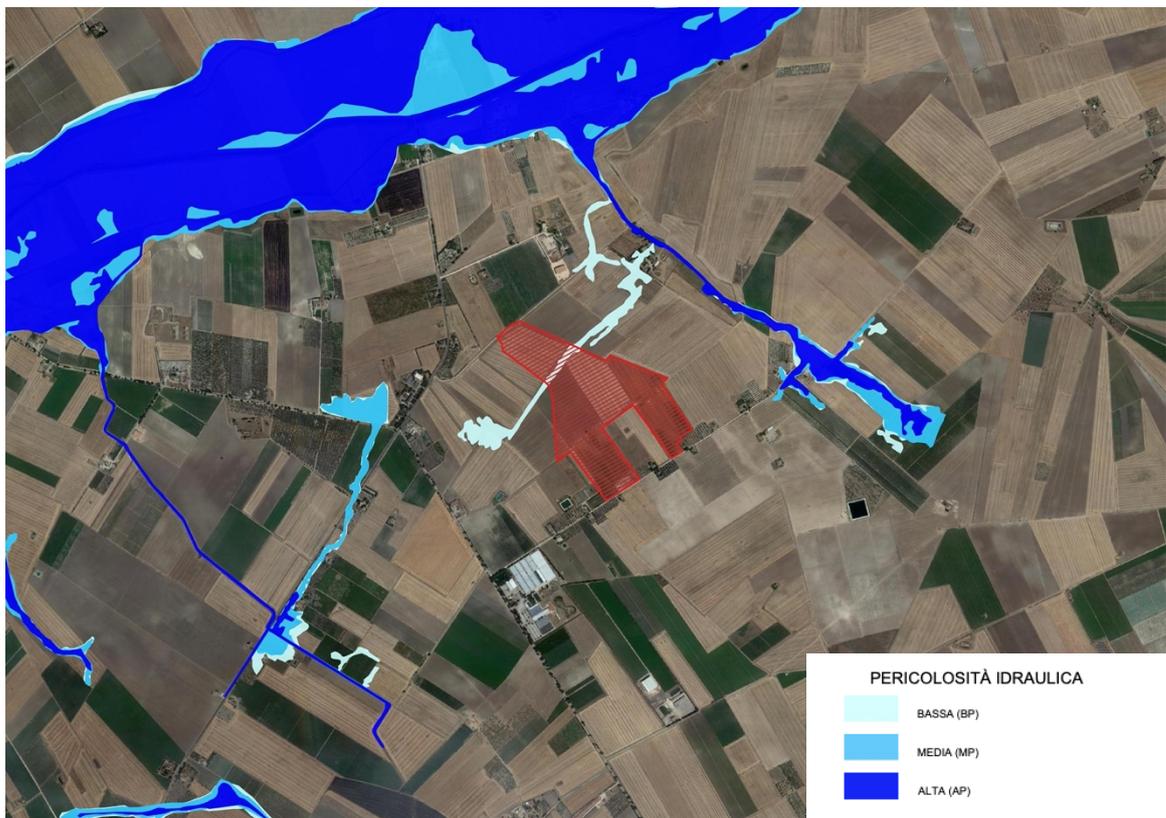


Figura 2.14: Sovrapposizione sito catastale in progetto e aree con pericolosità idraulica alta, media e bassa

2.4 GEOLOGIA IDROGEOLOGICA GEOTECNICA

La regione Puglia può essere suddivisa in tre grandi elementi geologici: Avampaese apulo (all'interno del quale si distinguono il Promontorio del Gargano, l'Altopiano delle Murge e le Serre Salentine), Fossa bradanica (differenziata geograficamente in Tavoliere delle Puglie, a nord, e Fossa Premurgiana, a sud) e catena sudappenninica (cui appartiene il Subappennino Dauno o Monti della Daunia).

Da un punto di vista geologico, il Tavoliere delle Puglie rappresenta il settore settentrionale della Fossa bradanica, limitato ad O dal Subappennino Dauno e ad E dal Gargano.

L'intera Fossa bradanica è caratterizzata nel Plio-Quaternario da due distinte fasi di evoluzione geodinamica: 1) una marcata subsidenza (circa 1 mm/anno nel Pliocene - Pleistocene inferiore) connessa alla subduzione appenninica e 2) un sollevamento (circa 0,5 mm/anno che comincia alla fine del Pleistocene inferiore e si esplica nel Pleistocene medio-superiore).

Dal punto di vista regionale, la subsidenza pliopleistocenica è segnata dalla sedimentazione della Formazione della Calcarenite di Gravina che passa verso l'alto (e lateralmente) ad una spessa successione siltoso-argilloso-sabbiosa (argille subappennine - denominate "Formazione dell'Ofanto" nell'area di interesse da CROSTELLA & VEZZANI, 1964). Il sollevamento del Pleistocene medio e superiore è invece segnato da depositi regressivi e depositi terrazzati.

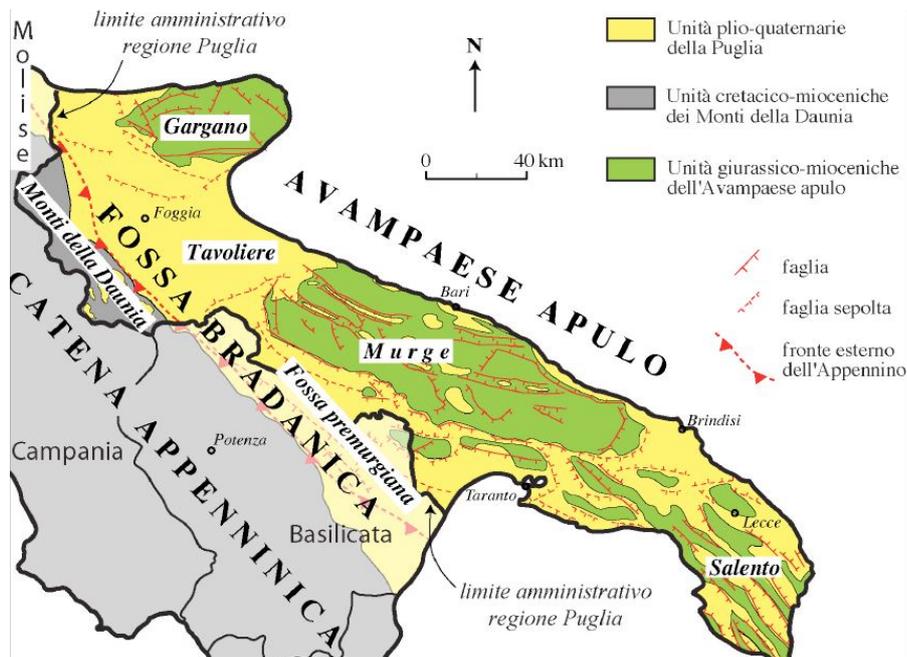


Figura 2.15: Carta geologica schematica della regione Puglia (da Pieri et alii, 1997, modificata)

Dal punto di vista geomorfologico l'area in progetto appartiene al Tavoliere delle Puglie che è un'estesa pianura alluvionale e, con i suoi 3500 km² d'estensione areale, è la seconda area di pianura dell'Italia peninsulare dopo la Pianura Padana. E' limitata a N dalla valle del Fortore e a S dalla valle dell'Ofanto ed è solcata da numerosi corsi d'acqua a carattere torrentizio che, a dispetto del loro limitato bacino imbrifero, sono capaci di importanti esondazioni che producono, ormai quasi annualmente, danni ingenti ad agricoltura e vie di comunicazione.

Dal punto di vista morfologico è caratterizzato da strette colline di modesta elevazione e a tetto piatto cui si interpongono piccole valli solcate da numerosi corsi d'acqua a regime torrentizio (T. Cervaro, T. Carapelle, T. Vulgano, T. Salsola, T. Cacciafumo, Canale di Motta-Montecorvino, T. Triolo) che scorrono da O verso E, con tracciati paralleli.

In relazione ai sedimenti affioranti -in quest'area si possono distinguere forme di modellamento diverso procedendo da ovest verso est: un'area collinare, una zona a ripiani, una vasta piana alluvionale antica, una piana costiera ed una zona litorale.

I ripiani corrispondono a terrazzi marini che degradano verso l'Adriatico e sono delimitati ad est da poco elevate scarpate, corrispondenti a ripe di abrasione, che specialmente nella parte meridionale del Tavoliere risultano più erosi tanto da essere completamente circondati da depositi alluvionali. Questi ultimi, si raccordano più ad est con i sedimenti della piana costiera, sede in un passato storico di ambiente palustre di laguna, successivamente bonificato.

2.4.1 Caratterizzazione geotecnica

Per la parametrizzazione geotecnica del terreno le unità litotecniche descritte soprattutto quelle superficiali sono caratterizzate da una grande eterogeneità sia in verticale che in orizzontale e la loro consistenza può variare da luogo a luogo. Tale eterogeneità è affiancata anche dalla presenza di una falda superficiale che caratterizza i depositi granulari laddove poggiano su argille impermeabili.

È necessario, pertanto, per ogni intervento eseguire le opportune indagini geognostiche in situ. Da considerazioni sull'assetto litostratigrafico locale, da indagini pregresse eseguite nello stesso ambito nelle immediatezze del sito di indagine si può assumere una profondità del livello freatico a circa 10-15 metri dal piano di campagna con oscillazioni annuali influenzate dalle precipitazioni locali contenute nel metro.

Come già indicato al di sopra di un substrato geologico costituito da strati di calcari e calcari dolomitici mesozoici che si presentano fratturati e carsificati, si osservano depositi di unità plio-pleistoceniche costituite da terreni sciolti argilloso sabbiose e calcarenitiche. Gli spessori della copertura plio-pleistocenica aumentano considerevolmente procedendo verso sud.

In particolare, per i depositi di copertura in base ai dati a disposizione è stato possibile sintetizzare i seguenti valori dei parametri geotecnici.

Tabella 2.7: Parametri geotecnici

UNITÀ	PARAMETRO	VALORE
argilloso-sabbiosa	Peso di volume	1,6 – 1,9 t/m ³
	Coesione	0,1 – 0,2 kg/cm ²
	Angolo di attrito interno	22° - 26°
sabbiosa	Peso di volume	1,9 – 2,1 t/m ³
	Coesione	0,01 – 0,4 kg/cm ²
	Angolo di attrito interno	22° - 28°
calcarenitica	Peso di volume	1,9 – 2,0 t/m ³
	Coesione	0,0 kg/cm ²
	Angolo di attrito interno	32° - 34°

È necessario sottolineare comunque, che tali parametri, desunti dalle prove geotecniche eseguite nelle indagini pregresse effettuate nel territorio, sono significative solo del luogo in cui sono state eseguite.

L'estensione di tali dati anche ad aree distanti potrebbe risultare non rispondente alla realtà geologica dei luoghi in quanto le unità descritte sono anche caratterizzate da una estrema anisotropia sia in senso verticale che orizzontale delle caratteristiche litotecniche.

2.4.2 Caratterizzazione sismica

Con l'introduzione dell'O.P.C.M. n. 3274 del 20 Marzo 2003 e s.m.i. sono stati rivisti i criteri per l'individuazione delle zone sismiche. Inoltre, sono state 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.

A tal fine è stata pubblicata l'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell'8 maggio 2003.

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.

Tabella 2.8: Classificazione sismica

CLASSIFICAZIONE SISMICA
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'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006, ha fornito alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle 4 zone sismiche.

Tabella 2.9: 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 (a_g)
1	$a_g > 0.25$
2	$0.15 < a_g \leq 0.25$
3	$0.05 < a_g \leq 0.15$
4	$a_g \leq 0.05$

La Regione Puglia, con D.G.R. n. 153 dell'02/03/2004, ha provveduto all'aggiornamento della classificazione sismica dei Comuni della Puglia.

Dalla nuova classificazione regionale si rileva che il Comune di Foggia rientra in zona 2 che significa, secondo la più recente normativa regionale un valore dell'azione sismica utile per la progettazione, espresso in termini di accelerazione massima ($a_g \max$) di 0,15 a 0,25.

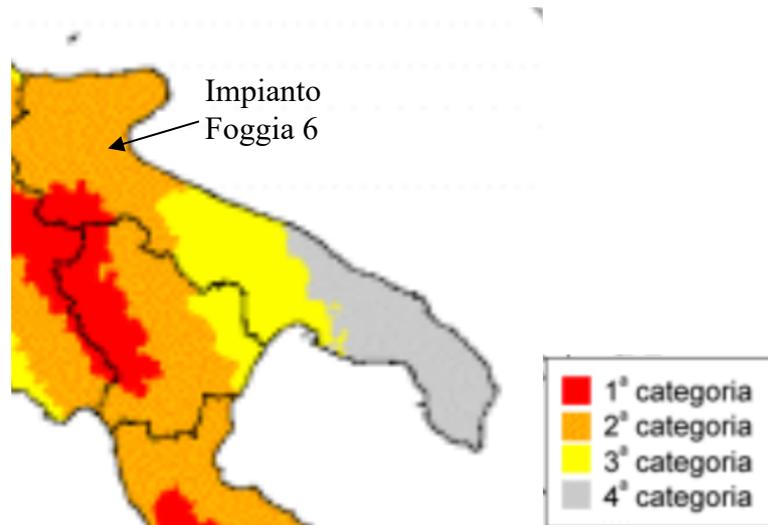


Figura 2.16: Classificazione sismica del Gennaio 2021

2.4.3 Sismicità dell'area

Il Decreto 21 gennaio 2019 (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 (di categoria A), nonché di ordinate dello spettro di risposta elastico in accelerazione ad essa corrispondente $S_e(T)$, con riferimento a prefissate probabilità di eccedenza P_{VR} nel periodo di riferimento V_R . 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 P_{VR} , 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 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;
- 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:
 $V_R = V_N * C_U$ (dove C_U 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 :

Tabella 2.10: Stati limite

STATI LIMITE		P_{VR}	PERIODO DI RITORNO (ANNI)	A_G (G)	F_0	T_C^* (SEC)
SLE	SLO	81%	30	0,046	2,445	0,293
	SLD	63%	50	0,058	2,520	0,323
SLU	SLV	10%	475	0,141	2,580	0,410
	SLC	5%	975	0,180	2,574	0,431

Nota: a_g espressa come frazione dell'accelerazione di gravità g

COORDINATE: latitudine: 41°33'22.19"N, longitudine: 15°37'1.50 E

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 di resistenza e di rigidezza nei confronti delle azioni verticali ed 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.

Sulla base delle risultanze di indagine effettuate nella zona e non considerando cautelativamente l'aumento delle caratteristiche geotecniche dei terreni con la profondità, si ipotizza la seguente categoria di suolo presenti in sito:

Tabella 2.11: Categoria di suolo in sito

CATEGORIA	DESCRIZIONE
C	Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente 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 180 m/s e 360 m/s..

Calcolo dei coefficienti sismici (per stabilità di pendii e fondazioni) con Categoria di Suolo C

Tabella 2.12: Coefficienti sismici

COEFFICIENTI	SLO	SLD	SLV	SLC
kh	0,014	0,018	0,050	0,061
kv	0,007	0,009	0,025	0,031
A _{max} [m/s ²]	0,681	0,589	2,042	2,505
Beta	0,200	0,200	0,200	0,200

Dove:

Beta = 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

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

St = coefficiente di amplificazione topografica = 1,0

3 STATO DI PROGETTO

3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE

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

- rispetto del PAI sulla base dell'ultimo aggiornamento 11/2019 nella predisposizione del layout;
- scelta preliminare della tipologia impiantistica, ovvero impianto fotovoltaico a terra tipo tracker con tecnologia moduli bifacciali;
- 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;
- compatibilità del progetto fotovoltaico con l'integrazione agricola.

3.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE

La proponente ha richiesto la soluzione tecnica minima generale (STMG) di connessione a Terna S.p.A nel gennaio 2021. Tale soluzione emessa da Terna con Prot. GRUPPO TERNA cod. ID 202001947 è stata accettata dalla proponente in data 20.04.2021 e prevede la connessione dell'impianto alla RTN nella SE Foggia 380/150 kV.

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;
- numero di cabine pari al numero di sottocampi per normalizzare l'allestimento;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ostacoli esistenti;
- zona di rispetto dai canali di raccolta acque;

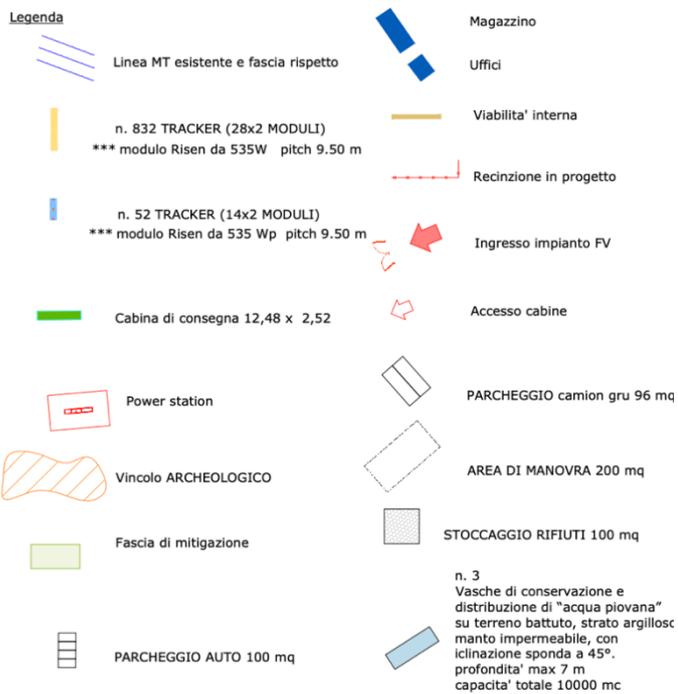


Figura 3.1: Layout di Progetto e legenda

3.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico ha una potenza in DC di 25,7 MWp.

L'impianto è così costituito:

- n.1 cabina principale MT di connessione. Nella stessa area all'interno della cabina sarà presente il quadro QMT1 contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e gli apparati SCADA e telecontrollo;
- n.1 cabina principale di trasformazione MT/AT in prossimità della SE Foggia contenente le apparecchiature dell'Ente Distributore e il punto di misura fiscale;
- n. 11 Power Station (PS). Le Power Station o cabine di campo avranno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata ed elevare la tensione da bassa a media tensione; esse saranno collegate tra di loro in configurazione radiale e in posizione più possibile baricentrica rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dalle String Box che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie;
- i moduli fotovoltaici saranno 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 dovrà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza verranno alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel. Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati di tecnici maggior dettaglio si rimanda all'elaborato.

3.4.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell'impianto, saranno di prima scelta, del tipo silicio monocristallino a 144 celle con tecnologia bifacciale, indicativamente della potenza di 535 W_p, 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 bifacciali utilizzata è progettata appositamente per impianti di grande taglia connessi alla rete elettrica ed è realizzata assemblando in sequenza diversi strati racchiusi da una cornice in alluminio anodizzato:

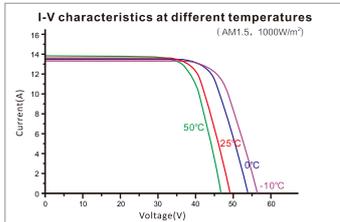
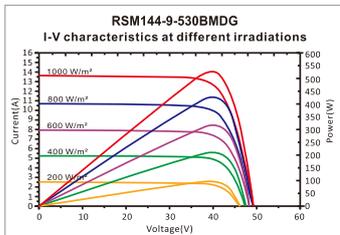
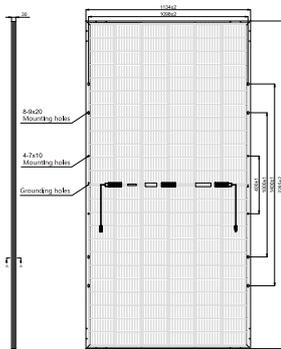
- vetro temperato con trattamento antiriflesso;
- EVA (etilene vinil acetato) trasparente;

- celle FV in silicio monocristallino;
- EVA trasparente;
- strato trasparente (vetroso o polimerico) con trattamento antiriflesso.

Figura 3.2: Datasheet modulo



Dimensions of PV Module Unit: mm



Our Partners:

REM144-BMDG-10BE-EN-H2-5-2020

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM144-9-520BMDG	RSM144-9-525BMDG	RSM144-9-530BMDG	RSM144-9-535BMDG	RSM144-9-540BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	520	525	530	535	540
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.20	49.30	49.40	49.50	49.60
Short Circuit Current-Isc(A)	13.35	13.45	13.55	13.64	13.73
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.55	41.65	41.75	41.87	41.99
Maximum Power Current-Imp(A)	12.52	12.61	12.70	12.79	12.88
Module Efficiency (%) *	20.1	20.3	20.5	20.6	20.8

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3. Bifacial factor: 70%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Total Equivalent power -Pmax (Wp)	572	578	583	589	594
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.20	49.30	49.40	49.50	49.60
Short Circuit Current-Isc(A)	14.69	14.80	14.91	15.00	15.10
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.55	41.65	41.75	41.87	41.99
Maximum Power Current-Imp(A)	13.77	13.87	13.97	14.06	14.17

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM144-9-520BMDG	RSM144-9-525BMDG	RSM144-9-530BMDG	RSM144-9-535BMDG	RSM144-9-540BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	389.4	393.2	397.1	400.9	404.8
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.25	46.34	46.44	46.53	46.62
Short Circuit Current-Isc (A)	10.95	11.03	11.11	11.18	11.26
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.40	38.50	38.60	38.70	38.80
Maximum Power Current-Imp (A)	10.14	10.21	10.29	10.35	10.43

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	144 cells (6×12+6×12)
Module dimensions	2285×1134×30mm
Weight	32.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+)/350mm, Negative(-)/350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.27%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.045%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.35%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	700
Number of modules per pallet	35
Number of pallets per container	20
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2350×1130×1275
Box gross weight[kg]	1170

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. ©2020 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

3.4.3 Quadri BT e MT

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

3.4.4 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.

3.4.5 Cavi di potenza BT, MT, AT

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d'impianto (continua, 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 IP65, cavi in posa interrata dalle strutture di sostegno ai quadri di parallelo.
- cablaggio quadri di parallelo - inverter: cavi in posa intubata con PVC corrugato rigido o flessibile in cavidotto, sia interrato che fuori terra in calcestruzzo con chiusino.

Sezione in corrente alternata

- cablaggio inverter - trafo: cavi/sbarre in alluminio nei passaggi cavi interni in cabina.

Sezione in media tensione:

- cablaggio cabine di campo - cabina di consegna: cavi MT in cavidotto interrato e fuori terra in calcestruzzo con chiusino.
- cablaggio cabina di consegna – trafo AT: cavi MT in cavidotto interrato.

Sezione in alta tensione:

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

3.4.6 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.

3.4.7 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.

3.4.8 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.

3.4.9 Sistema di sicurezza a antintrusione

Il sistema di sicurezza e antintrusione ha lo scopo di preservare l'integrità dell'impianto contro atti criminosi mediante deterrenza e monitoraggio delle aree interessate.

Il sistema impiegato si baserà sull'utilizzo di differenti tipologie di sorveglianza/deterrenza per scongiurare eventuali atti dolosi nei confronti dei sistemi e apparati installati presso l'impianto fotovoltaico.

La prima misura da attuare per garantire la sicurezza dell'impianto contro intrusioni non autorizzate è quella di impedire o rilevare qualsiasi tentativo di accesso dall'esterno installando un sistema di antintrusione perimetrale in fibra ottica sulla recinzione.

Inoltre, sarà installato un sistema TVCC dotato di sistema di rilevazione video mediante telecamere digitali a doppia tecnologia ad alta risoluzione che consentiranno di monitorare in tempo reale il perimetro e le aree di maggior interesse impiantistico. Il sistema di video sorveglianza avrà il compito di garantire al

servizio di vigilanza locale gli strumenti necessari per effettuare un'analisi immediata degli eventi a seguito di allarme generato dal sistema perimetrale e per eventuali azioni da intraprendere.

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 antifurto.

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: 0,500 m (rispetto al piano di campagna)
- Altezza max: 4,121 m (rispetto al piano di campagna)

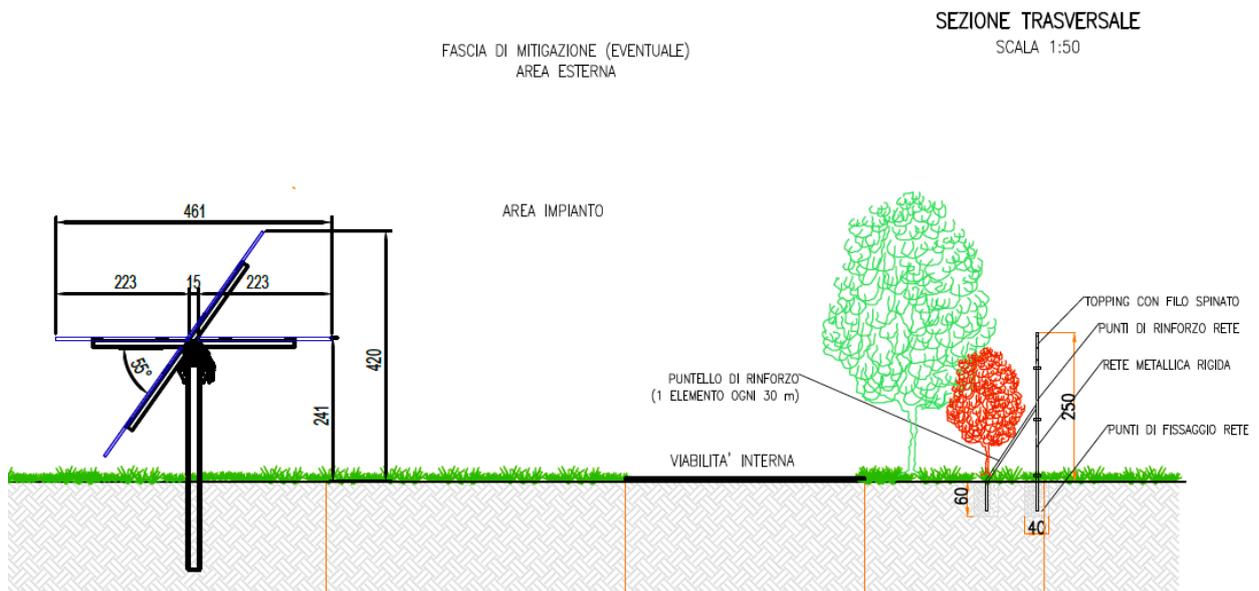


Figura 3.4: Particolare strutture di sostegno moduli



Figura 3.5 Esempio di struttura a tracker monoassiale

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: 2,1 m
- Lunghezza pali infissi: posizione estremità 5 m, posizione centrale 6 m.

3.4.11 Recinzione

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

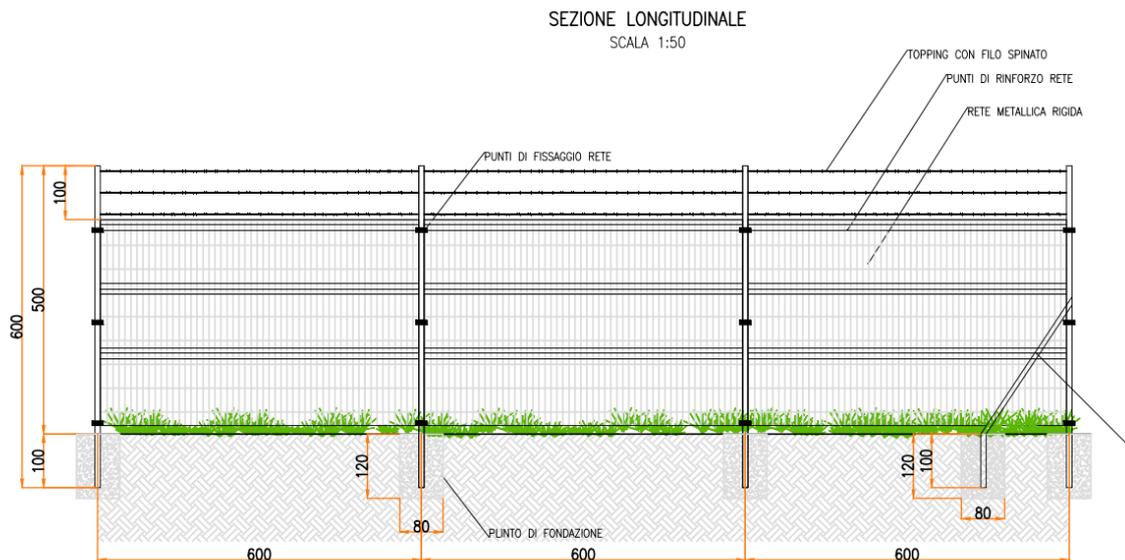


Figura 3.6: Particolare recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 20 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica.

A scopo precauzionale è stato previsto di mantenere una distanza di 8 m dalla recinzione medesima quale fascia antincendio ed eventuale posizionamento delle opere di mitigazione, dove non sarà possibile disporre i moduli fotovoltaici.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di sette cancelli carrabili per un agevole accesso all'area d'impianto, che avverrà da due accessi da una strada privata sterrata collegata alla SC17 da sud e un accesso da una strada interpodereale collegata alla SP26 sulla parte Nord.

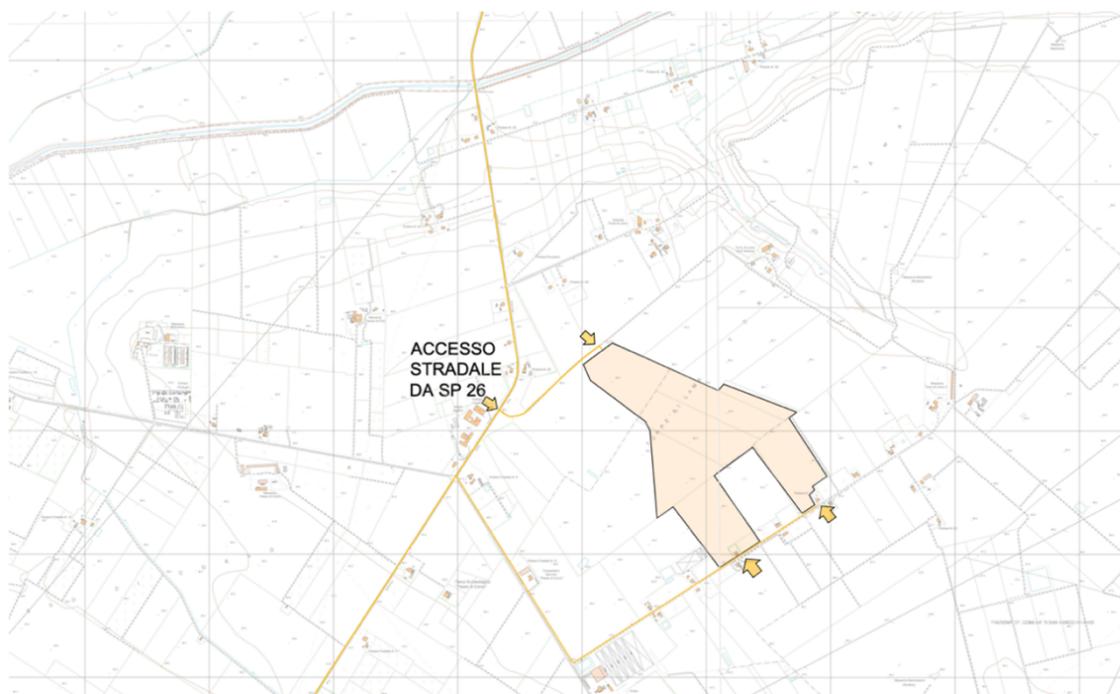


Figura 3.7: Accessi area impianto

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

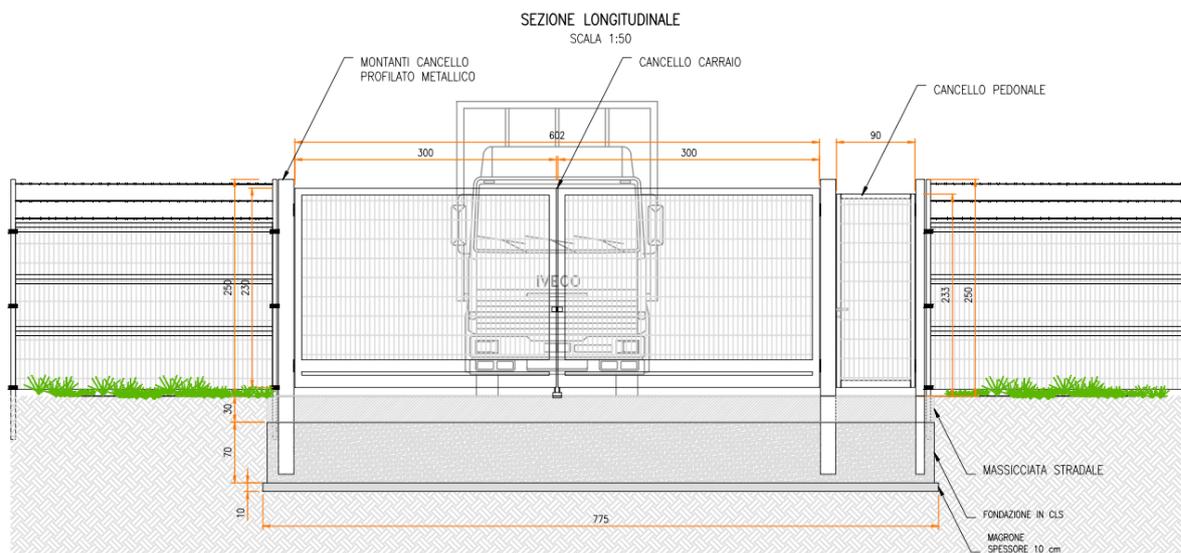


Figura 3.8: Particolare accesso

3.4.12 Sistema di drenaggio

Il tracciato delle opere di regimazione è stato suggerito a partire dal layout dell'impianto fotovoltaico e dal modello tridimensionale del suolo, individuando le vie preferenziali di deflusso, gli impluvi interferenti con le opere in progetto nonché le caratteristiche plano-altimetriche delle aree di impianto.

Le acque defluenti provenienti dall'area a monte dell'impianto verranno raccolte ed allontanate dalle opere idrauliche che consistono principalmente in fossi e cunette di forma trapezia scavate nel terreno naturale e rinverdite. Tali opere di regimazione rientreranno nell'ambito dell'Ingegneria naturalistica. Inoltre, l'acqua intercettata dai moduli fotovoltaici verrà raccolta con un sistema di canali impermeabili e convogliata alle vasche di accumulo, per essere poi riutilizzata per il fabbisogno irriguo.

3.4.13 Viabilità interna di servizio e piazzali

In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada in misto granulometrico (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.

La scelta della tipologia pacchetto stradale è stata valutata in base alle caratteristiche geotecniche del terreno, alla morfologia del sito, alla posizione ed accessibilità del sito.

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 dalla 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.

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. 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 sottostanti, 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 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.

3.4.15 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 primaria di campo MT fino alla cabina di consegna dove avverrà la trasformazione MT/AT in prossimità della SE Foggia 380/150 kV, da cui parte la linea AT (150 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, mentre la linea di connessione AT in cavo interrato è all'interno di proprietà privata, su cui è stata acquisita la servitù di passaggio nelle particelle adiacenti alla SE Foggia



Figura 3.8: Collegamento MT alla SE Foggia.

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.

3.5 CALCOLI DI PROGETTO

3.5.1 Calcoli di producibilità

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

In sintesi, l'energia prodotta risulta circa 42953 MWh/anno e la produzione specifica è pari a circa 1671 (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 82,43 % circa.

3.5.2 Calcoli elettrici

L'impianto elettrico di media tensione è stato previsto con distribuzione radiale. L'impianto di bassa tensione sarà realizzato in corrente alternata e continua.

I calcoli relativi ai dimensionamenti degli impianti sono contenuti nell'elaborato rif. "Relazione calcolo preliminare impianti".

3.5.3 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. "Relazione calcolo preliminare strutture" si sono effettuati i calcoli preliminari degli stessi al fine di dimensionarne preliminarmente in termini di impatto visivo ed economico.

3.5.4 Calcoli idraulici

Allo stato attuale le acque meteoriche non sono gestite tramite una regimazione dedicata ma la dispersione avviene naturalmente per infiltrazione nel sottosuolo, modalità funzionale sia per le caratteristiche del sito sia per la moderata entità delle precipitazioni, anche estreme, dell'area.

Lo studio idrologico è svolto secondo le Norme Tecniche di Attuazione del Piano d'Assetto Idrogeologico redatto dall'Autorità di Bacino della Puglia, e costituito da:

- analisi delle piogge, eseguita utilizzando le indicazioni riportate sul progetto Valutazione Piene (VAPI) del Gruppo Nazionali Difesa Catastrofi Idrogeologiche (GNDCI);
- 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.

3.5.5 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.

3.6 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:

- Progettazione esecutiva di dettaglio
- 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 opera di mitigazione arborea
- opere impiantistiche
- messa in opera e cablaggi moduli FV
- installazione inverter e trasformatori
- posa cavi e quadristica BT
- posa cavi e quadristica MT
- allestimento cabina MT
- Opere a verde
- Commissioning e collaudi.

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

3.7 PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA

L'accesso a tutta l'area di cantiere avverrà dal fronte sud e dal fronte nord, ove sarà predisposto un servizio di controllo degli accessi. È prevista un'area Campo Base, area destinata ai baraccamenti ed al deposito dei materiali. Tale area sarà opportunamente recintata con rete di altezza 2 m. L'accesso a tale area di cantiere avverrà tramite un cancello di accesso di larghezza 8 m sufficiente alla carrabilità dei mezzi pesanti.

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, in modo da stoccare nell'area la quantità di materiale strettamente necessaria alla lavorazione giornaliera.

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], si fissa un limite di velocità massimo di 10 km/h. L'accesso all'area avverrà dalla viabilità principale (SC17 E SP26) di accesso all'area.

Nella viabilità all'interno del lotto si prevedrà un'umidificazione costante al fine di prevedere lo svilupparsi di polveri al passaggio dei mezzi.

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 200):

- Uffici Committente/Direzione lavori;
- Spogliatoi;
- Refettorio e locale ricovero;
- Servizi igienico assistenziali.

3.8 SCAVI E MOVIMENTI TERRA

Le attività di movimento terra si limiteranno comunque a:

- Regolarizzazione: interesseranno lo strato più superficiale di terreno;
- 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 1,2 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 60 cm).

- 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.

3.9 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.

3.10 OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE

Per le opere a verde di mitigazione sul confine verranno piantumati arbusti e alberi con sesto d'impianto sfalsato su due file, che saranno funzionale alla mitigazione dell'impatto visivo evitando al tempo stesso fenomeni di ombreggiamento nel campo fotovoltaico.

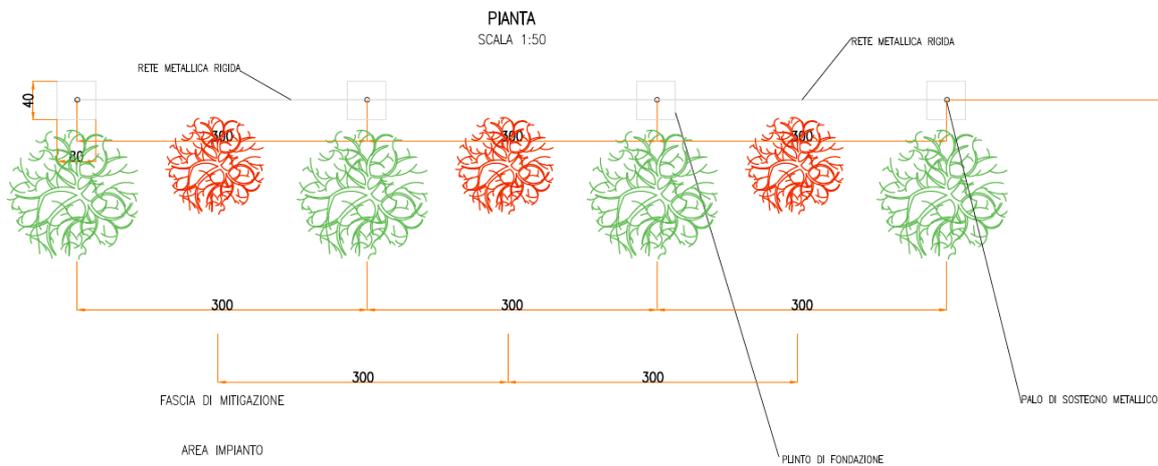


Figura 3.9: Tipologico del doppio filare di mitigazione, in rosso le specie arbustive, in verde le specie arboree

Si prevede di realizzare un doppio filare sfalsato, con distanza tra le file di 0,5 metri e sulla fila di 3 metri, le alberature saranno distanziate dalla recinzione di 2,5 metri così da agevolare le operazioni di manutenzione, gli alberi di quota maggiore saranno posti a 3 metri dalla recinzione.

La tipologia di essenze che verrà adottata è sempre erede e tipica della zona. Per un ulteriore dettaglio si rimanda alla *R24_Rev0_Relazione opere di mitigazione e compensazione*.

3.11 INTEGRAZIONE AGRICOLA

Il progetto in oggetto verrà realizzato in un regime di integrazione tra impianto fotovoltaico su tracker e agricoltura biologica, secondo le definizioni dell'Agrovoltaico AGV 4.0 previste dalla *DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 15 marzo 2021, n. 400 Politica di coesione. Programmazione operativa FESR-FSE + 2021-2027 - Primi indirizzi per la Programmazione regionale e avvio del processo di Valutazione Ambientale strategica*. In particolare, verrà realizzata la coltivazione da parte del proprietario del sito, in qualità di Imprenditore Agricolo, di varie specie orticole a rotazione, tra le quali verrà reintrodotta una specie di melone in via di estinzione, recentemente riportata in coltivazione da agricoltori locali.

La maggior parte del fabbisogno irriguo verrà garantito tramite tre vasche di conservazione e distribuzione di "acqua piovana" e un sistema di irrigazione a goccia. Le vasche sono posizionate su terreno battuto, strato argilloso, manto impermeabile, con inclinazione sponda a 45°. Presentano una profondità max di 7m e hanno una capacità totale di 10000 mc. Il posizionamento delle vasche rispetto al confine catastale è posto ad una distanza almeno pari alla lunghezza delle vasche stesse. Le vasche presentano una recinzione di altezza pari a 2 m e distante circa 1 m dal bordo delle vasche in modo tale da permettere il passaggio di persone.

L'energia elettrica per le attività dell'azienda agricola in situ verrà fornita con una parte dell'impianto fotovoltaico da realizzare dedicata.

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 prevedrà 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 dai 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 presenta 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. "Piano di dismissione" che prevede una durata complessiva di circa 6 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
RIMOZIONE - IMPIANTO FV						
approntamento cantiere	■					
Preparazione Area di Stoccaggio (Rifiuti differenziati)	■	■				
Smontaggio e smaltimento pannelli FV		■	■	■		
Smontaggio e smaltimento Strutture Metalliche FV		■	■	■	■	
Rimozione pali e demolizione fondazioni in CLS			■	■	■	
Rimozione Cablaggi			■	■	■	
Rimozione Locali Tecnici				■	■	■
Smaltimenti					■	■

Figura 5.1: Cronoprogramma lavori dismissione impianto

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FOGGIA 6 PV 25,700 MWp				
QUADRO ECONOMICO DISMISSIONE IMPIANTO				
DESCRIZIONE	Importo (€)	IVA %	Importo IVA (€)	Importo totale € (IVA compresa)
IMPORTO LAVORI DISMISSIONE IMPIANTO				
C1) Importo lavori dismissione impianto	€ 1.469.500,00	10%	€ 146.950,00	€ 1.616.450,00
C2) Oneri per la sicurezza per la dismissione	€ 15.000,00	10%	€ 1.500,00	16.500,00 €
Totale C1+C2	€ 1.484.500,00		€ 148.450,00	1.632.950,00 €
C3) Spese Generali (Spese tecniche progettazione)	€ 55.000,00	22%	€ 12.100,00	67.100,00 €
C4) Oneri di legge su spese tecniche	€ 58.780,00	22%	12.931,60 €	71.711,60 €
C5) Imprevisti 2%	€ 29.390,00	10%	€ 2.939,00	32.329,00 €
C6) Spese Varie	€ 10.000,00	10%	€ 1.000,00	11.000,00 €
TOTALE ATTIVITA' DISMISSIONE	€ 1.637.670,00	10%	177.420,60 €	€ 1.815.090,60
DESCRIZIONE	Importo (€)	IVA %	Importo IVA (€)	Importo totale € (IVA compresa)
TOTALE QE	€ 1,00			€ 21.945.144,98

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. "Cronoprogramma lavori di costruzione".

	MESE 1	MESE 2	MESE 3	MESE 4	MESE 5	MESE 6	MESE 7	MESE 8
FORNITURE								
moduli FV								
Power Stations (inverters e trafi)								
cavi								
quadristica								
cabina di media								
strutture metalliche								
COSTRUZIONE - OPERE CIVILI								
approntamento cantiere								
preparazione terreno								
realizzazione recinzione								
realizzazione viabilità di campo								
Posa pali di fondazione								
posa strutture metalliche								
montaggio pannelli								
scavi posa cavi								
posa locali tecnici								
opere mitigazione arborea								
OPERE IMPIANTISTICHE								
collegamenti moduli FV								
installazione power stations (Inverters)								
posa cavi BT e MT e collegamenti								
allestimento cabina MT								
Commissioning e collaudi								

Figura 6.1: Cronoprogramma costruzione

7 COSTI

La valutazione previsionale dei costi di progetto dell'impianto è riportata nell'elaborato Rif. "Quadro economico".

L'incidenza dei costi di progetto relativi alla costruzione dell'impianto è circa di 710.882,093 Euro/MWp per un totale di circa Euro 18.269.669,80 €. Tale importo è comprensivo di importo lavori impianto, importo lavori connessione, oneri sicurezza ed eventuali imprevisi. Si riporta di seguito il quadro economico di dettaglio.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FOGGIA 6 PV 25,700 MWp				
QUADRO ECONOMICO REALIZZAZIONE IMPIANTO				
DESCRIZIONE	Importo (€)	IVA %	Importo IVA (€)	Importo totale € (IVA compresa)
IMPORTO LAVORI IMPIANTO				
A.1) Importo lavori impianto fotovoltaico	€ 15.534.820,99	10%		
A.2) Oneri per la sicurezza	€ 145.081,02	10%		
TOTALE ATTIVITA' IMPIANTO	€ 15.679.902,01	10%	€ 1.567.990,20	€ 17.247.892,21
IMPORTO LAVORI CONNESSIONE				
A.3) Importo lavori linea di connessione MT	€ 1.468.350,00	10%		
A.4) Importo cavo AT per quota parte	€ 36.448,65	10%		
A.5) Stazione MT/AT per quota parte	€ 375.000,00	10%		
A.6) Oneri per la sicurezza	€ 18.797,99	10%		
TOTALE CONNESSIONE	€ 1.898.596,64	10%	€ 189.859,66	€ 2.088.456,30
TOTALE A	€ 17.578.498,65			€ 19.336.348,51
B) SPESE GENERALI				
B.1) Spese tecniche (Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio ambientale, alle necessarie attività preliminari, alle conferenze dei servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità)	€ 225.000,00	22%	€ 49.500,00	€ 274.500,00
B.2) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	€ 30.000,00	22%	€ 6.600,00	€ 36.600,00
B.3) Spese per Rilievi, accertamenti	€ 32.000,00	22%	€ 7.040,00	€ 39.040,00
B.4) Oneri di legge su spese tecniche	€ 11.480,00	22%	€ 2.525,60	€ 14.005,60
B.5) Acquisto terreni e quota parte acquisizione aree Sottostazione Elettrica	€ 24.000,00	-	-	€ 24.000,00
B.6) Imprevisti 2%	€ 318.691,15	10%	€ 31.869,12	€ 350.560,27
B.7) Spese varie	€ 50.000,00	10%	€ 5.000,00	€ 55.000,00
TOTALE B	€ 691.171,15			€ 793.705,87
COSTO TOTALE REALIZZAZIONE (A+B)	€ 18.269.669,80			€ 20.130.054,38

Figura 7.1: Quadro economico

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;

CNR 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:

Leggi e regolamenti Italiani;

Leggi e regolamenti comunitari (EU);

Documento in oggetto;

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

Dispositivi di Potenza

CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua

CEI EN 50178 (CEI 22-15) Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza

CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata

CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua

CEI EN 60947-1 (CEI 17-44) Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali

CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici

CEI EN 60947-4-1 (CEI 17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori–
Contattori e avviatori elettromeccanici

Compatibilità elettromagnetica

CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC

CEI EN 50263 (CEI 95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i rele di misura e i dispositivi di protezione

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2) Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni

CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione

CEI EN 61000-2-4 (CEI 110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase)

CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti – Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione

CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e ≤ 75 A per fase.

CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera

CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali

CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera

CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali

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) Apparatı 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) Apparatı 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) Apparatı 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) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparatı di misura (indici di classe A, B e C)

CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparatı 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) Apparatı 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) Apparatı per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilit  - Temperatura ed umidit  elevate.