

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 60 MWp
*Comune di Lucera (FG)***

PROPONENTE:

TEP RENEWABLES (FOGGIA 2 PV) S.R.L.
Viale Michelangelo, 177 – 71121 Foggia
P. IVA e C.F. 04274560715 – REA FG - 314775

PROGETTISTA:

ING. LAURA CONTI
Iscritta all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Pavia al n. 1726

PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Relazione descrittiva del progetto

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
2564_3959_A3_LU_PA_R01.1_Rev0_Relazione descrittiva generale.docx	07/2021	Prima emissione	CP	FL	L.Conti

Gruppo di lavoro

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro
Leonardo Montesi	CEO TEP Renewables Ltd e A.U. TEP Renewables (Foggia 2 PV) Srl
Laura Maria Conti	Direzione Tecnica – Ordine degli Ingegneri della Provincia di Pavia al n. 1726
Corrado Pluchino	Coordinamento Progetto – Ordine degli Ingegneri della Provincia di Milano n. A27174
Riccardo Festante	Coordinamento Progettazione Elettrica, Rumore e Comunicazioni – Tecnico competente in acustica ambientale n. 71
Fabio Lassini	Coordinamento Progettazione Civile e Idraulica - Ordine degli Ingegneri della Provincia di Milano n. 29719
Daniele Crespi	Coordinamento SIA
Marco Corrù	Architetto
Francesca Jasparro	Esperto Ambientale
Ayelen Natalin Figgiaconi	Ingegnere Ambientale
Sergio Alifano	Architetto
Andrea Fanelli	Tecnico Elettrico
Sara Zucca	Architetto
Pietro Simone	Geologo – Ordine dei Geologi della Lombardia n. 1030
Massimiliano Kovacs	Geologo – Ordine dei Geologi della Lombardia n. 1021
Massimo Busnelli	Geologo
Mauro Aires	Ingegnere strutturista – Ordine degli Ingegneri della Provincia di Torino n. 9583J
Elena Comi	Biologo – Ordine Nazionale dei Biologi n. 60746
Lia Buvoli	Biologo
Andrea Fronteddu	Ingegnere Elettrico - Ordine degli Ingegneri di Cagliari n. 8788
Francesco Grifoni	Agronomo – Ordine degli Agronomi e Dottori Forestale di Foggia n. 402
Michele Pecorelli (Studio Geodue)	Indagini Geotecniche Geodue – Ordine dei Geologi della Regione Puglia n. 327
Giovanni Saraceno (3e Ingegneria Srl)	Progetto di Connessione alla R.T.N. – Ordine degli Ingegneri della Provincia di Reggio Calabria n. 1629

Giovanni Capocchiano	Rilievo topografico
Giovanni Brambilla (Alpha Robotix Srl)	Rilievo fotogrammetrico con droni
Sebastiano Muratore	Archeologo specializzato iscritto all'Elenco operatori abilitati (MIBACT) numero 1499

INDICE

1. PREMESSA	6
1.1 ELABORATI DI PROGETTO	6
1.1.1 Relazioni	6
1.1.2 Tavole	7
1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO	8
2. STATO DI FATTO	10
2.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO	10
2.1.1 Inquadramento catastale impianto	11
2.1.2 Inquadramento urbanistico territoriale.....	12
2.2 DATI AMBIENTALI DEL SITO.....	13
2.2.1 Aria e clima.....	13
2.3 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO.....	23
2.3.1 Morfologia generale	23
2.3.2 Rilievo topografico	24
2.3.3 Idrografia.....	26
2.4 GEOLOGIA IDROGEOLOGICA GEOTECNICA.....	29
2.4.1 Caratterizzazione geotecnica	30
2.4.2 Caratterizzazione sismica	32
2.4.3 Sismicità dell'area	34
2.4.4 Caratterizzazione idrogeologica.....	36
2.4.5 Stato qualitativo delle acque sotterranee	37
2.4.6 Stato qualitativo della matrice suolo	38
3. STATO DI PROGETTO.....	40
3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE	40
3.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE.....	40
3.3 LAYOUT D'IMPIANTO	40
3.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	41
3.4.1 Moduli fotovoltaici.....	42
3.4.2 Cabine di campo o PowerStation.....	43
3.4.3 Quadri BT e MT	44
3.4.4 String box	44
3.4.5 Cavi di potenza BT, MT, AT.....	45
3.4.6 Cavi di controllo e TLC	45
3.4.7 Sistema SCADA.....	45
3.4.8 Monitoraggio ambientale.....	46
3.4.9 Sistema di sicurezza a antintrusione.....	46
3.4.10 Strutture di supporto moduli	46
3.4.11 Recinzione	48
3.4.12 Sistema di drenaggio.....	50
3.4.13 Viabilità interna di servizio e piazzali	50
3.4.14 Sistema antincendio.....	50
3.4.15 Impianto videosorveglianza e illuminazione	51

3.5	CONNESSIONE ALLA RTN	51
3.6	CALCOLI DI PROGETTO.....	53
3.6.1	Calcoli di producibilità	53
3.6.2	Calcoli elettrici.....	53
3.6.3	Calcoli strutturali.....	53
3.6.4	Calcoli idraulici	53
3.6.5	Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche.....	54
3.7	FASI DI COSTRUZIONE.....	54
3.8	PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA.....	55
3.9	SCAVI E MOVIMENTI TERRA.....	55
3.10	PERSONALE E MEZZI	56
3.11	OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE.....	57
3.12	VERIFICHE PROVE E COLLAUDI.....	60
4.	PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO.....	62
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI.....	62
4.2	STRINGHE FOTOVOLTAICHE	62
4.3	QUADRI ELETTRICI	62
4.4	CONVERTITORI	63
4.5	COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	63
5.	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	64
6.	CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI	65
7.	COSTI.....	66
8.	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	67

1. PREMESSA

TEP Renewables (Foggia 2 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.

La filiale italiana del gruppo, TEP Renewables (Italia) S.r.l., è stata costituita nel marzo del 2019 per poter contribuire, con la propria esperienza e capacità realizzativa, allo sviluppo del settore delle energie rinnovabili in un mercato importante come quello italiano.

TEP Renewables è “Advanced Partner” di Enel Green Power S.p.a. (di seguito EGP), il più grande player mondiale privato nel settore delle rinnovabili con oltre 43 GW di capacità rinnovabile gestita.

Per la costruzione dei nuovi impianti da fonti rinnovabili, EGP ha sottoscritto accordi di co-sviluppo con primari operatori di settore, quali TEP, che prevedono la progettazione e l’ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la costruzione, l’avviamento e la gestione di impianti di fonti rinnovabili da parte del partner ingegneristico.

Il progetto in questione, che prevede la realizzazione, attraverso la società di scopo TEP Renewables Foggia 2 PV S.r.l., di un impianto solare fotovoltaico nel comune di Foggia di potenza pari a 60 MW su un’area di circa 122 ha complessivi, si inserisce quindi 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.

Il progetto sarà eseguito in regime “agrivoltaico”, 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.

La tecnologia impiantistica prevede l’installazione di moduli fotovoltaici bifacciali che saranno installati su strutture mobili sospese (tracker) di tipo monoassiale mediante palo infisso nel terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 10.8 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.

L’impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso in antenna a 150 kV alla sottostazione di trasformazione della RTN 380/150 kV di località Spreccacenero nel comune di Foggia, mediante una linea di connessione interrata di lunghezza pari a circa 10 km.

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnica del Progetto Definitivo redatto, insieme con i suoi allegati, nel rispetto delle Linee Guida “Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili” approvate con DGR 28 dicembre 2010, n. 3029.

1.1 ELABORATI DI PROGETTO

1.1.1 Relazioni

2564_3959_A3_LU_PA_R01.1_Rev0_Relazione descrittiva generale

2564_3959_A3_LU_PA_R01.2_Rev0_Relazione tecnica del progetto

2564_3959_A3_LU_PA_R02_Rev0_Studio inserimento urbanistico
2564_3959_A3_LU_PA_R03_Rev0_Relazione geologica
2564_3959_A3_LU_PA_R04_Rev0_Relazione idrologica e idraulica
2564_3959_A3_LU_PA_R05_Rev0_Relazione calcolo preliminare strutture
2564_3959_A3_LU_PA_R06_Rev0_Relazione calcolo preliminare impianti
2564_3959_A3_LU_PA_R07_Rev0_Disciplinare descrittivo
2564_3959_A3_LU_PA_R08_Rev0_Censimento e risoluzione interferenze
2564_3959_A3_LU_PA_R09_Rev0_Computo metrico estimativo
2564_3959_A3_LU_PA_R10_Rev0_Quadro economico
2564_3959_A3_LU_PA_R11_Rev0_Prime indicazioni per sicurezza
2564_3959_A3_LU_PA_R12_Rev0_Cronoprogramma
2564_3959_A3_LU_PA_R13_Rev0_Piano di dismissione
2564_3959_A3_LU_PA_R14_Rev0_Documentazione Fotografica
2564_3959_A3_LU_PA_R15_Rev0_Opere di Mitigazione
2564_3959_A3_LU_PA_R16_Rev0_Calcolo Producibilità
2564_3959_A3_LU_PA_R17_Rev0_Relazione pedo-agronomica
2564_3959_A3_LU_PA_R18_Rev0_Rilievo delle produzioni agricole
2564_3959_A3_LU_PA_R19_Rev0_Rilievo paesaggio agrario
2564_3959_A3_LU_PA_R20_Rev0_Relazione geotecnica
2564_3959_A3_LU_PA_R21_Rev0_Relazione terre e rocce da scavo

1.1.2 Tavole

2564_3959_A3_LU_PA_T01_Rev0_Inquadramento_IGM
2564_3959_A3_LU_PA_T02_Rev0_Inquadramento_CTR
2564_3959_A3_LU_PA_T03_Rev0_Inquadramento_PUG
2564_3959_A3_LU_PA_T04_Rev0_Vincoli
2564_3959_A3_LU_PA_T05_Rev0_Inquadramento_catastale_impianto
2564_3959_A3_LU_PA_T06_Rev0_Stato di Fatto
2564_3959_A3_LU_PA_T07_Rev0_Layout di progetto
2564_3959_A3_LU_PA_T08_Rev0_Planimetria area di cantiere
2564_3959_A3_LU_PA_T09_Rev0_Sezioni di confronto
2564_3959_A3_LU_PA_T10_Rev0_Indicazione percorso viabilistico
2564_3959_A3_LU_PA_T11_Rev0_Particolare strutture sostegno moduli
2564_3959_A3_LU_PA_T12_Rev0_Particolare accessi e recinzione
2564_3959_A3_LU_PA_T13_Rev0_Cabine elettriche - Power station
2564_3959_A3_LU_PA_T14_Rev0_Cabine elettriche - Cabina generale MT-ausiliari
2564_3959_A3_LU_PA_T15.1_Rev0_Cabine elettriche - Uffici
2564_3959_A3_LU_PA_T15.2_Rev0_Cabine elettriche - Magazzino

2564_3959_A3_LU_PA_T16_Rev0_Percorso cavi MT
 2564_3959_A3_LU_PA_T17_Rev0_Rete di terra
 2564_3959_A3_LU_PA_T18_Rev0_Schema elettrico unifilare impianto FV
 2564_3959_A3_LU_PC_R01_Rev0_Relazione tecnica cavo MT
 2564_3959_A3_LU_PC_R02_Rev0_Relazione Stazione e cavo AT
 2564_3959_A3_LU_PC_R03_Rev0_Relazione sull’impatto elettromagnetico
 2564_3959_A3_LU_PC_R04_Rev0_Stazione di utenza – Relazione inquinamento luminoso
 2564_3959_A3_LU_PC_R05_Rev1 - PPE Estimativo
 2564_3959_A3_LU_PC_R06 - SE Utenza - calcolo strutturale preliminari
 2564_3959_A3_LU_PC_T01_Rev2_Corografia_25000
 2564_3959_A3_LU_PC_T02_Rev2_Inquadramento_CTR_5000 con attraversamento
 2564_3959_A3_LU_PC_T03_Rev2_Catastale_API_4000
 2564_3959_A3_LU_PC_T09_Rev1_Assieme opere di rete
 2564_3959_A3_LU_PC_T10_Rev0_Stallo AT
 2564_3959_A3_LU_PC_T11_Rev1_Inquadramento piano-altimetrico

1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO

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

Tabella 1.1: Dati di progetto

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	TEP RENEWABLES (FOGGIA 2 PV) S.R.L.
Luogo di installazione:	Lucera (FG)
Denominazione impianto:	Foggia 2
Dati catastali area impianto di progetto:	Foglio 56: particelle 2, 11, 13, 16, 23, 42 Foglio 124: particella 1 Foglio 152: particelle 1, 19, 22, 24, 26, 42, 55, 56, 57, 63, 65, 90, 92
Potenza di picco (MW _p):	60 MW _p
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 Lucera colloca l’area di intervento in zona E/area agricola
Cabine PS:	n. 25 distribuite in campo
Posizione cabina elettrica di connessione e distribuzione:	n. 2 cabine interne al campo FV e n.1 cabina MT/AT in prossimità della SE Manfredonia
Rete di collegamento:	Alta tensione 380/150 kV

Coordinate:	41°27'.19.10''N 15°27'38.40''E Altitudine media 106 m s.l.m.
-------------	--

2. STATO DI FATTO

2.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

L'area di intervento è sita nell'agro di Lucera in località "Scoppaturo" in un terreno agricolo posto a cavallo del Torrente Celone tra la Strada Vicinale Vado Biccari e via Vaccarella.

L'area di intervento risulta essere pari a circa 173 ha, di cui circa 122 ha recintati per l'installazione dell'impianto.

L'area di intervento dell'impianto è quella tipica del Tavoliere, caratterizzata da ampie aree pianeggianti ulteriormente modellate dall'azione regolarizzante della coltivazione, risulta essere pari a circa 122 ha recintati. La connessione dell'impianto è costituita tramite cavo interrato in MT lungo viabilità pubblica, il percorso della connessione sarà di circa 10 Km. Il punto di allaccio è la sottostazione di trasformazione della RTN 380/150 kV di località Sprecacenere nel comune di Foggia. Infatti, parte del tracciato del cavidotto e il punto di trasformazione e consegna ricadono in Comune di Foggia.



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

Le aree scelte per l'installazione del Progetto Fotovoltaico sono interamente contenute all'interno di aree di proprietà privata Rif. "2564_3959_A3_LU_PA_T05_Rev0_Inquadramento_catastale" su cui TEP Renewables (Foggia 2 PV) S.r.l. ha acquisito il diritto 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.

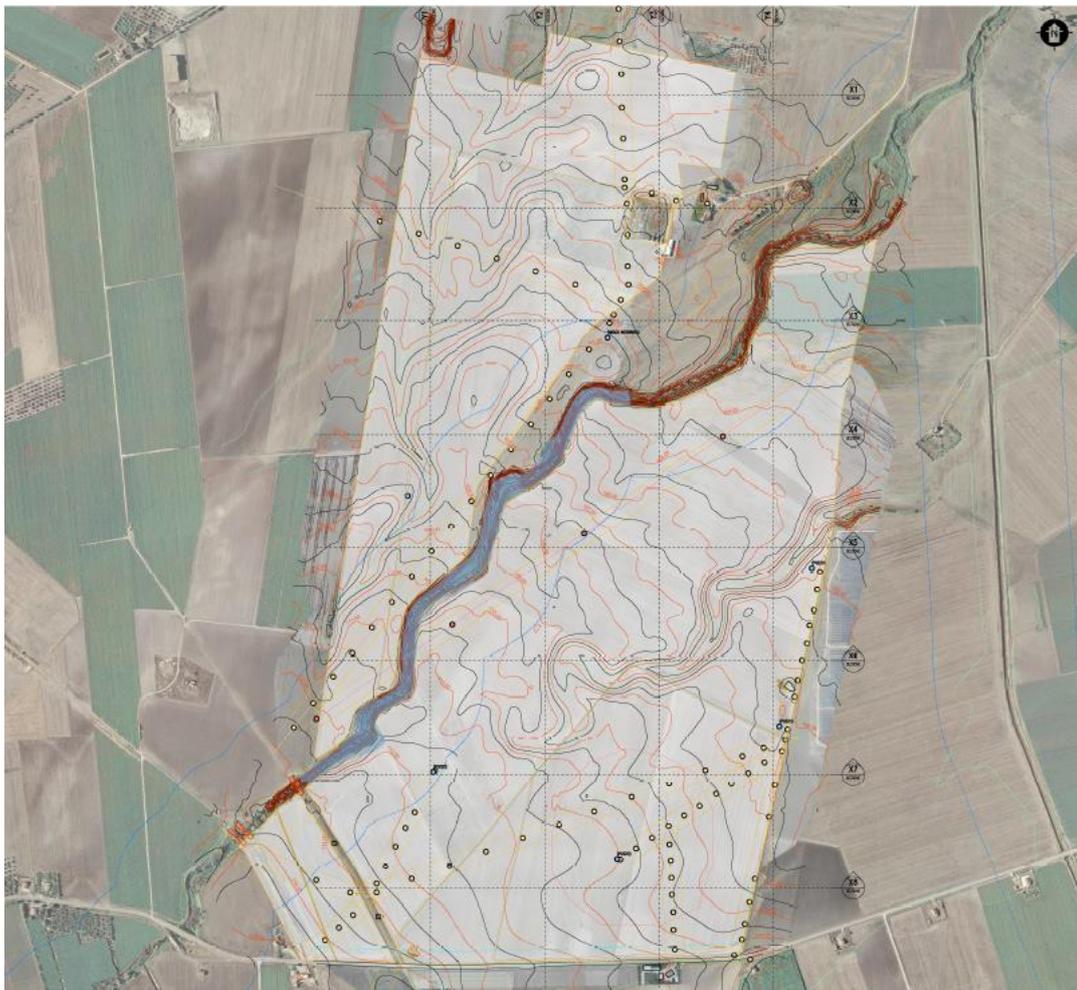


Figura 2.2: Stato di fatto dell'area di progetto

2.1.1 Inquadramento catastale impianto

In riferimento al Catasto Terreni del Comune di Lucera (FG), l'impianto occupa le aree di cui al Foglio 56, 124, 152, sulle particelle indicate nella tabella seguente:

Tabella 2.1: Particelle catastali

FOGLIO	PARTICELLA
56	2, 11, 13, 16, 23, 42

124	1
152	1, 19, 22, 24, 26, 42, 55, 56, 57, 63, 65, 90, 92

Si riporta di seguito uno stralcio dell'inquadramento catastale Rif." 2564_3959_A3_LU_PA_T05_Rev0_Inquadramento_catastale_impianto".

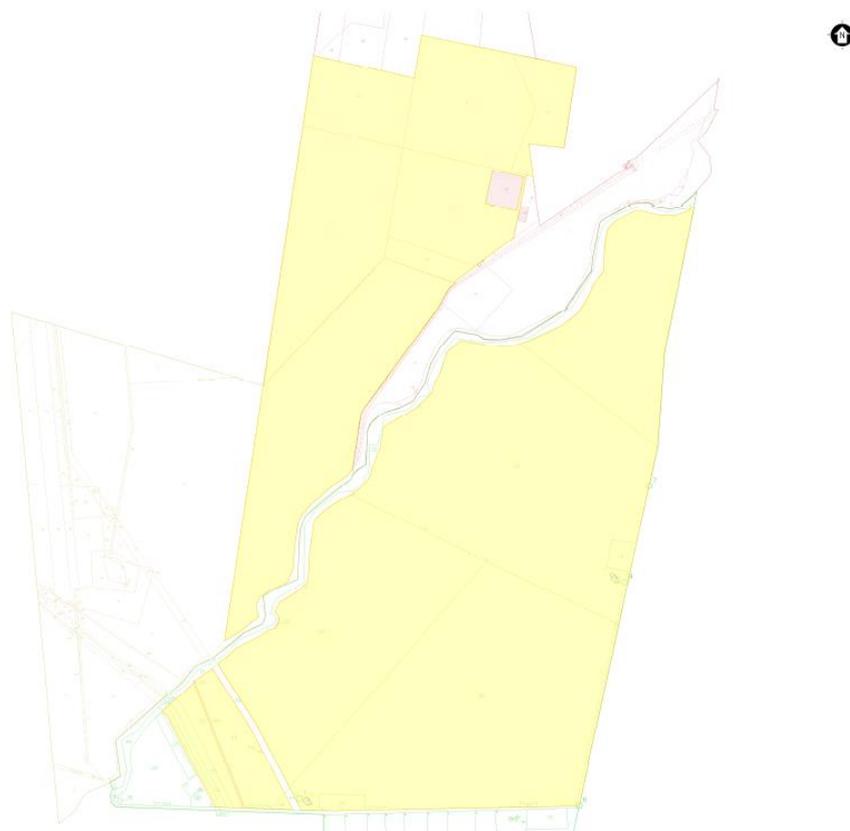


Figura 2.3: Inquadramento catastale

2.1.2 Inquadramento urbanistico territoriale

Lo studio urbanistico è stato redatto analizzando il rapporto del progetto in esame con gli strumenti normativi e di pianificazione vigenti, riportati in dettaglio dell'elaborato Rif. "2564_3959_A3_LU_PA_R02_Rev0_Studio inserimento urbanistico".

Si riporta di seguito una sintesi delle aree non idonee allo sviluppo di progetti di energie rinnovabili.

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.

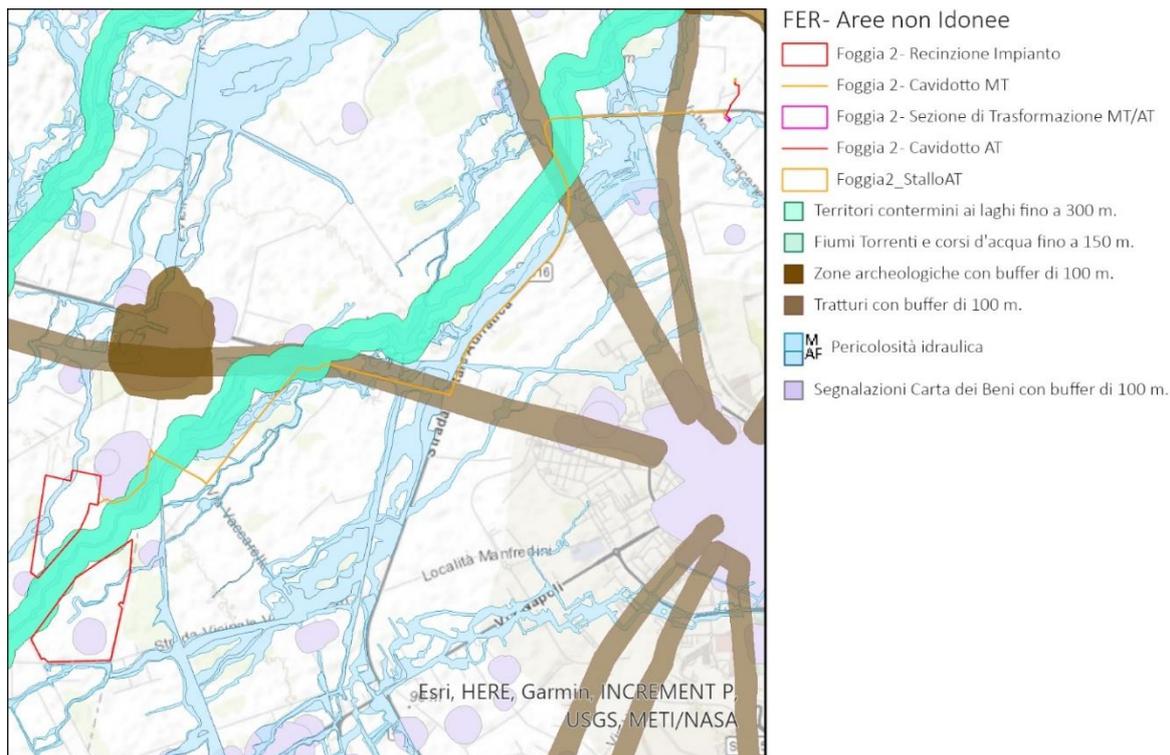


Figura 2.4: Individuazione delle aree non idonee, fonte www.sit.puglia.it

Il sito oggetto di studio è localizzato in territorio agricolo caratterizzato dalla presenza del Torrente Celone per il quale l'Art. 142 del D.Lgs. 42/04 individua una fascia di rispetto di 150 m. Quest'area non risulta essere interessata dall'installazione dell'impianto fotovoltaico ma esclusivamente dalla recinzione dell'impianto e da elementi per la regimazione delle acque meteoriche. Si precisa che è stata redatta apposita Relazione Paesaggistica.

Inoltre, si segnala l'individuazione della perimetrazione "Segnalazione carta dei beni con buffer di 100 m". Per quanto riguarda la presenza di questo bene è stata redatto apposito studio archeologico, elaborato progettuale allegato allo Studio di Impatto Ambientale.

2.2 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 rado 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 meteorologica 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 meteorologici a partire dall'anno 2010;
- La stazione di San Severo, Piazza Baden Powell posta a Latitudine 41.695003 e Longitudine 15.379157 che ha disponibilità di dati meteorologici a partire dall'anno 2019.

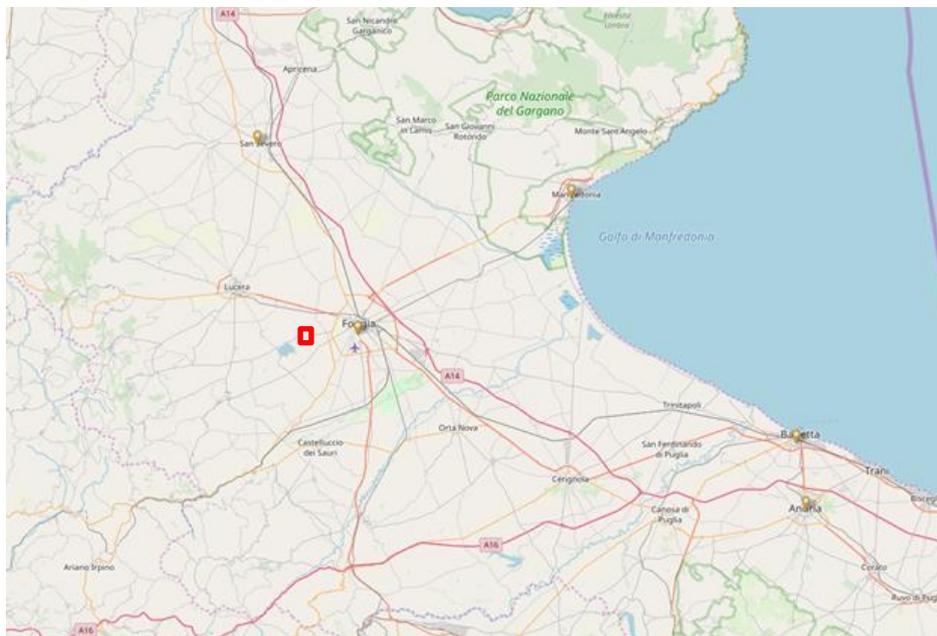


Figura 2.5: ARPA Puglia – Localizzazione delle stazioni meteorologiche più prossime al sito

Per l'analisi meteorologica verranno considerati i dati registrati presso la stazione di Foggia.

La caratterizzazione meteorologica 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

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.

Tabella 2.2: 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
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	10.7	9.27
Media Annuale	15.51	17.18	17.8	18.07	16.99

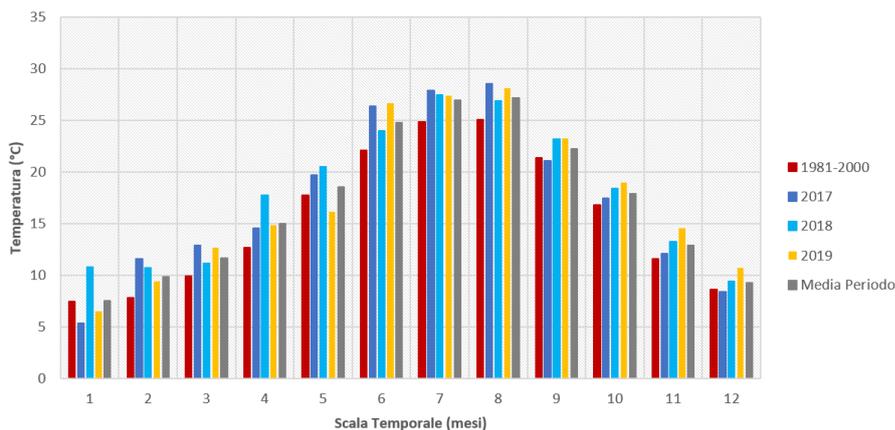


Figura 2.6: Distribuzione mensile della temperatura media nel periodo 2017 - 2019

Temperatura Minima

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.

Tabella 2.3: Temperatura Minima Media Mensile

MESE	TEMPERATURA (°C)				
	1981-2000	2017	2018	2019	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	10.4	7.97

MESE	TEMPERATURA (°C)				
	1981-2000	2017	2018	2019	MEDIA PERIODO
Media Annuale	9.88	16.78	17.40	17.65	15.27

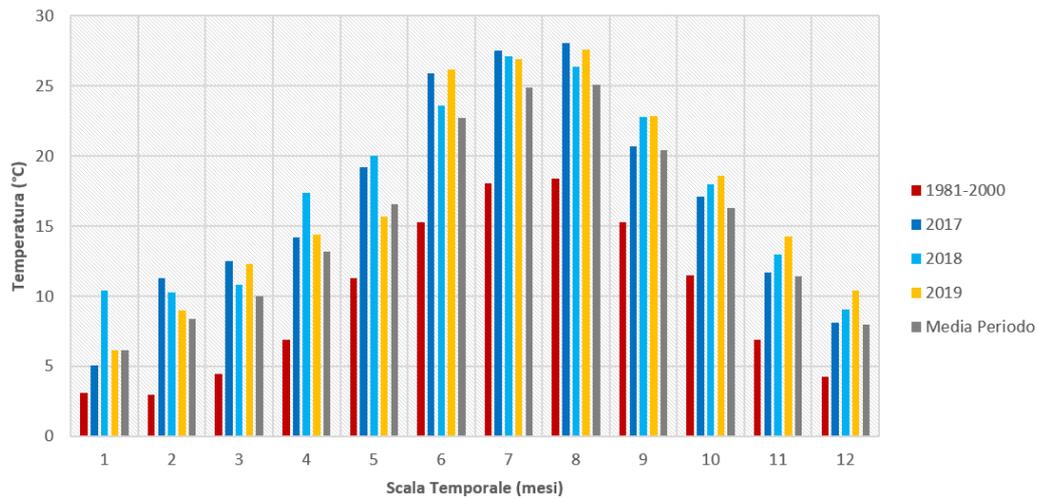


Figura 2.7: Distribuzione mensile della temperatura minima media nel periodo 2017 - 2019

Temperatura Massima

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.

Tabella 2.4: Temperatura Massima Media Mensile

MESE	TEMPERATURA (°C)				
	1981-2000	2017	2018	2019	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

MESE	TEMPERATURA (°C)				
	1981-2000	2017	2018	2019	MEDIA PERIODO
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	11	10.6
Media Annuale	21.16	17.6	18.22	18.49	18.71

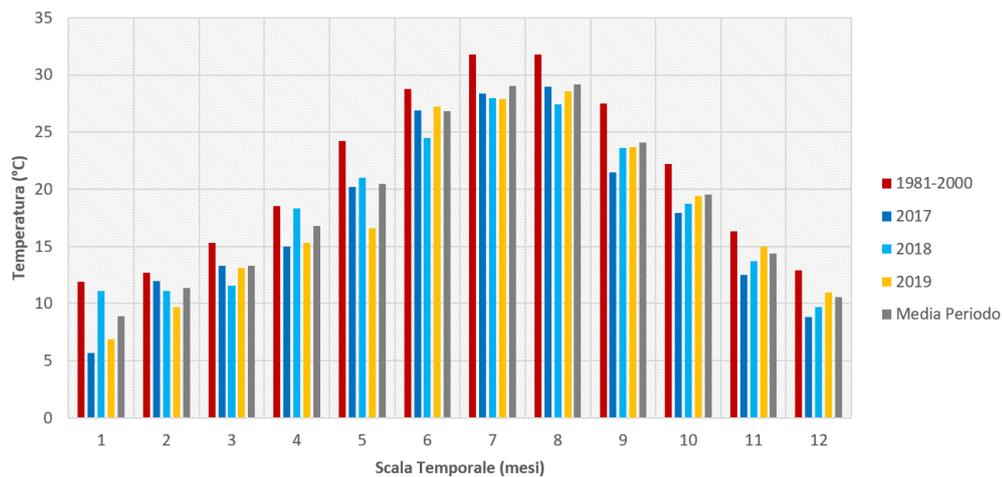


Figura 2.8: Distribuzione mensile della temperatura massima media nel periodo 2017 - 2019

Umidità Relativa

Dall'analisi del periodo 1981 – 2000 risulta che l'umidità relativa media più bassa si registra nel trimestre Giugno – Luglio - Agosto, mentre quella più alta 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%.

Tabella 2.5: 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	72.6	73.7
Media Annuale	70.96	60.92	65.2	62.23	65.01

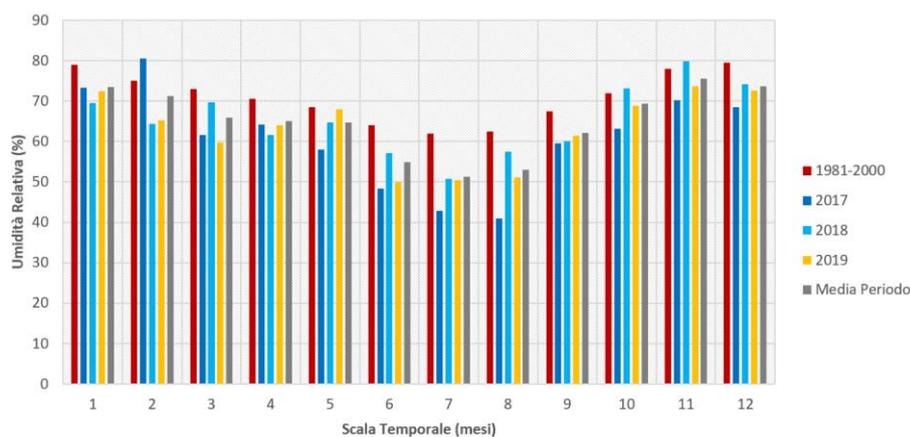


Figura 2.9: Distribuzione mensile dell'umidità relativa media nel periodo 2017 - 2019

Precipitazioni medie cumulate

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.

Tabella 2.6: Precipitazioni medie cumulate mensili

MESE	PRECIPITAZIONI CUMULATE (MM)				
	1981-2000	2017	2018	2019	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	24.2	30.1
Totale Annuo	469.2	333.2	475.4	399.6	35.57

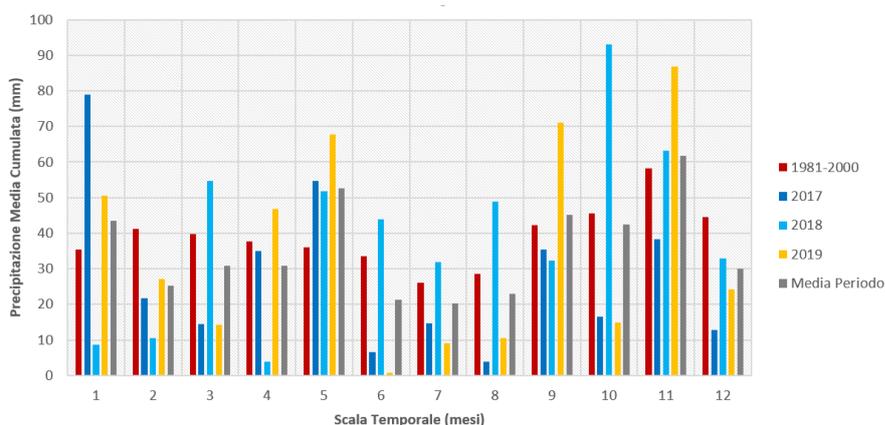


Figura 2.10: Distribuzione mensile delle precipitazioni medie cumulate 2017 - 2019

Radiazione Globale Media

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.

Tabella 2.7: 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	181.5	199.73
Media Annuale	370.9	344.5	362.8	354.1

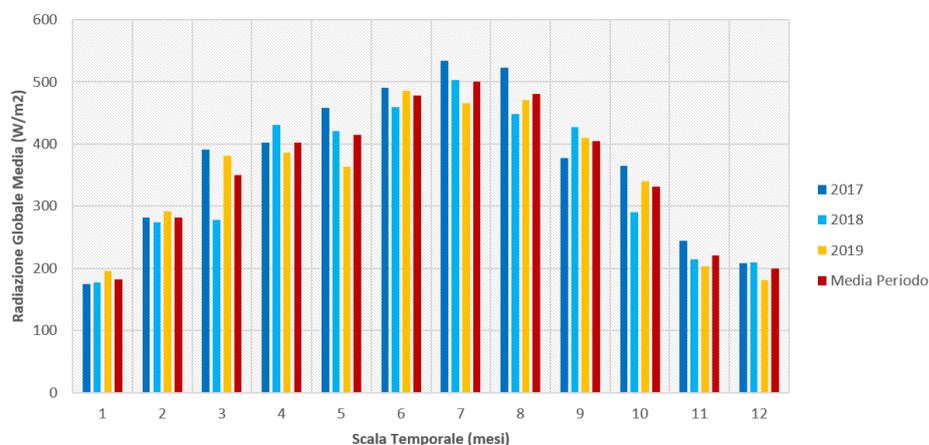


Figura 2.11: Distribuzione mensile della radiazione globale media 2017 - 2019

Copertura Nuvolosa

Il grafico fornito da WorldWeatherOnline 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%.



Figura 2.12: Distribuzione mensile della copertura nuvolosa 2015 – 2019- fonte WorldWeatherOnline

Eliofonia

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

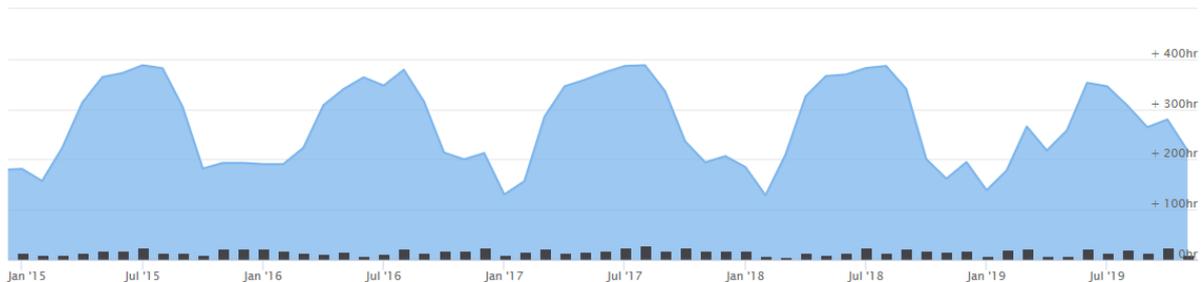


Figura 2.13: Distribuzione mensile dell’eliofonia nel periodo 2015 – 2019- fonte WorldWeatherOnline

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 – Aeroporto e distribuite dal sito internet WindFinder. La stazione di Foggia – Aeroporto è localizzata ad una distanza di circa 7 Km dal sito oggetto del Seguento Studio di Impatto Ambientale.



Figura 2.14: Velocità media e direzione predominante del vento nel periodo 2002 – 2019

Dal grafico soprariportato è possibile vedere che le direzioni di vento predominanti nell’area sono NO e ONO.

La velocità media del vento nell’area di Foggia è costante nel corso dell’anno ed è compresa tra gli 9 e i 10 nodi.

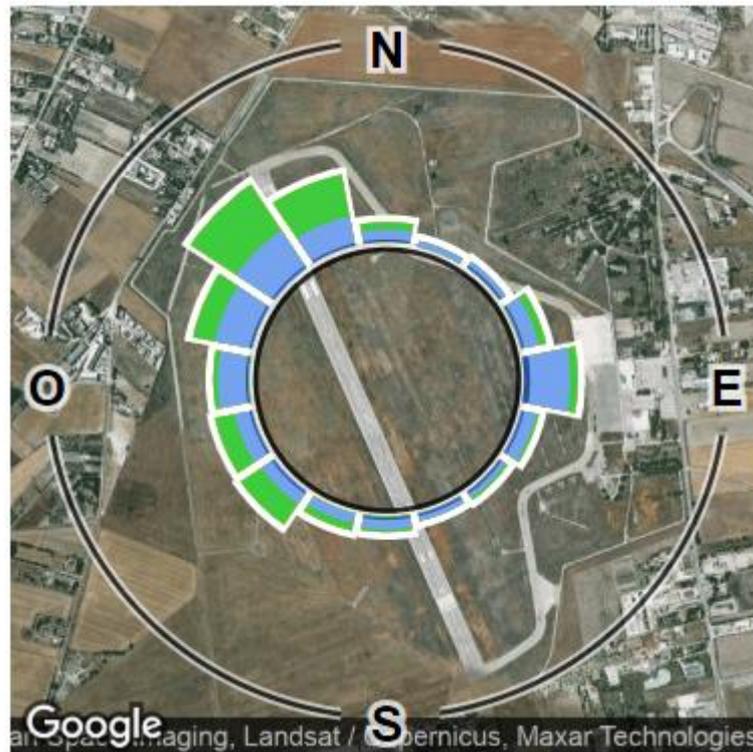


Figura 2.15: Rosa dei venti nell’area di Foggia nel periodo 2002 – 2019

2.3 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO

2.3.1 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. 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.

La zona nella quale verrà insediato il parco fotovoltaico è quella tipica del Tavoliere, caratterizzata da ampie aree pianeggianti ulteriormente modellate e regolarizzate dall'azione antropica frutto dell'attività agricola. Sulla base dei rilievi topografici e fotogrammetrici è stata analizzata la morfologia dell'area (asperità, pendenze, esposizioni).

L'area oggetto di intervento risulta pianeggiante con una pendenza media inferiore al 5%.

Nel complesso le aree mostrano pendenze uniformi e regolari.

L'alveo del torrente Celone ha dimostrato stabilità e ridotta sinuosità nell'ultimo ventennio.

2.3.2 Rilievo topografico

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

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

In seguito a completamento dell'indagine e per verifica dei dati in possesso nell'autunno 2019/inverno 2020 sono stati condotti due rilievi integrativi uno topografico eseguito con GPS e uno fotogrammetrico eseguito con Aeromobili a Pilotaggio Remoto (Droni).

2.3.2.1 Modello digitale del terreno - Regione Puglia

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

2.3.2.2 Modello digitale del terreno e della superficie - MATTM

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

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

Misurando la coltre vegetativa, penetrando fino al suolo, si ottengono informazioni sul terreno e sulle quote, con un'accuratezza centimetrica.

I prodotti ottenuti dai rilievi LIDAR forniscono le informazioni fondamentali per rappresentare puntualmente la morfologia delle aree di pericolosità idrogeologica.

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

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

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

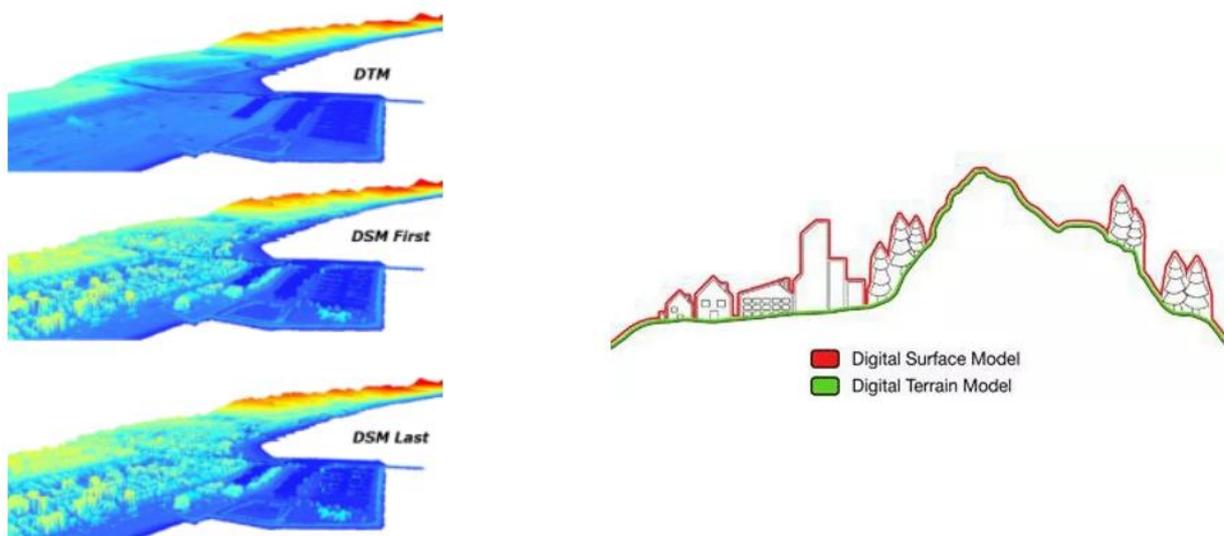


Figura 2.16: Tipologico esemplificativo raffigurante i prodotti Lidar

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

2.3.2.3 Rilievo topografico

Nell'autunno 2019 è stato eseguito un rilievo topografico con GPS al fine di definire l'andamento plano-altimetrico del terreno e la presenza di interferenze nelle aree destinate alla realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico.

2.3.2.4 Rilievo Fotogrammetrico con Aeromobile a Pilotaggio Remoto

Nell'autunno 2019 è stato condotto un rilievo fotogrammetrico con Drone per l'acquisizione dei seguenti prodotti

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

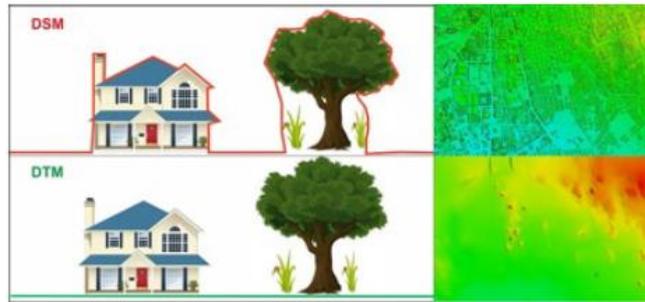


Figura 2.17: Tipologico esemplificativo raffigurante i prodotti fotogrammetrici



Figura 2.18: Rilievo fotogrammetrico – ortofoto-DTM-DSM

2.3.3 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 Lucera presenta corsi d’acqua superficiali, peraltro a carattere torrentizio e come gran parte del 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.

Nello specifico l’area di interesse 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.

Il segmento orientale del Salsola, Celone e relativi rami affluenti sono definiti in gran parte “fortemente modificati”.

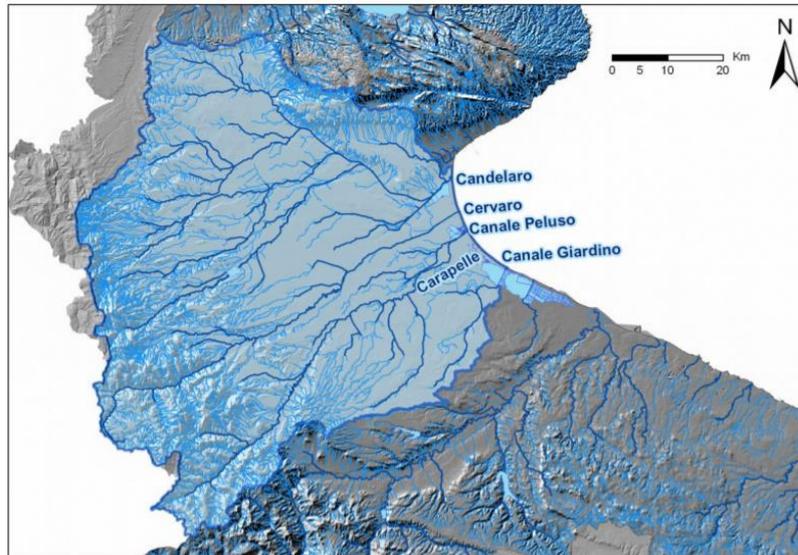


Figura 2-19: Corpi idrici superficiali (Relazione PGR - AdB Puglia)

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). L’area in oggetto non presenta sottoservizi di reti in pressione ma solo pozzi di emungimento non interferenti.

In merito all’idrografia considerando il territorio in cui ricade il progetto fotovoltaico è presente il torrente Celone non rivestito e vegetato con tracciato leggermente sinuoso da Sud-Ovest a Nord Est.



Figura 2-20: Stralcio ortofoto rappresentate il Torrente Celone



Figura 2-21: Foto da rilievo in sito del Torrente Celone a monte dell'area di progetto

I solchi della coltivazione dell'area si sono nel tempo uniti ai solchi di drenaggio episodici naturali.

Dalla consultazione del PAI/PGRA (nuovo PAI approvato con DPCM del 19.06.2019 - pubblicato su G.U. n. 194 del 20.08.2019) è emerso quanto segue.

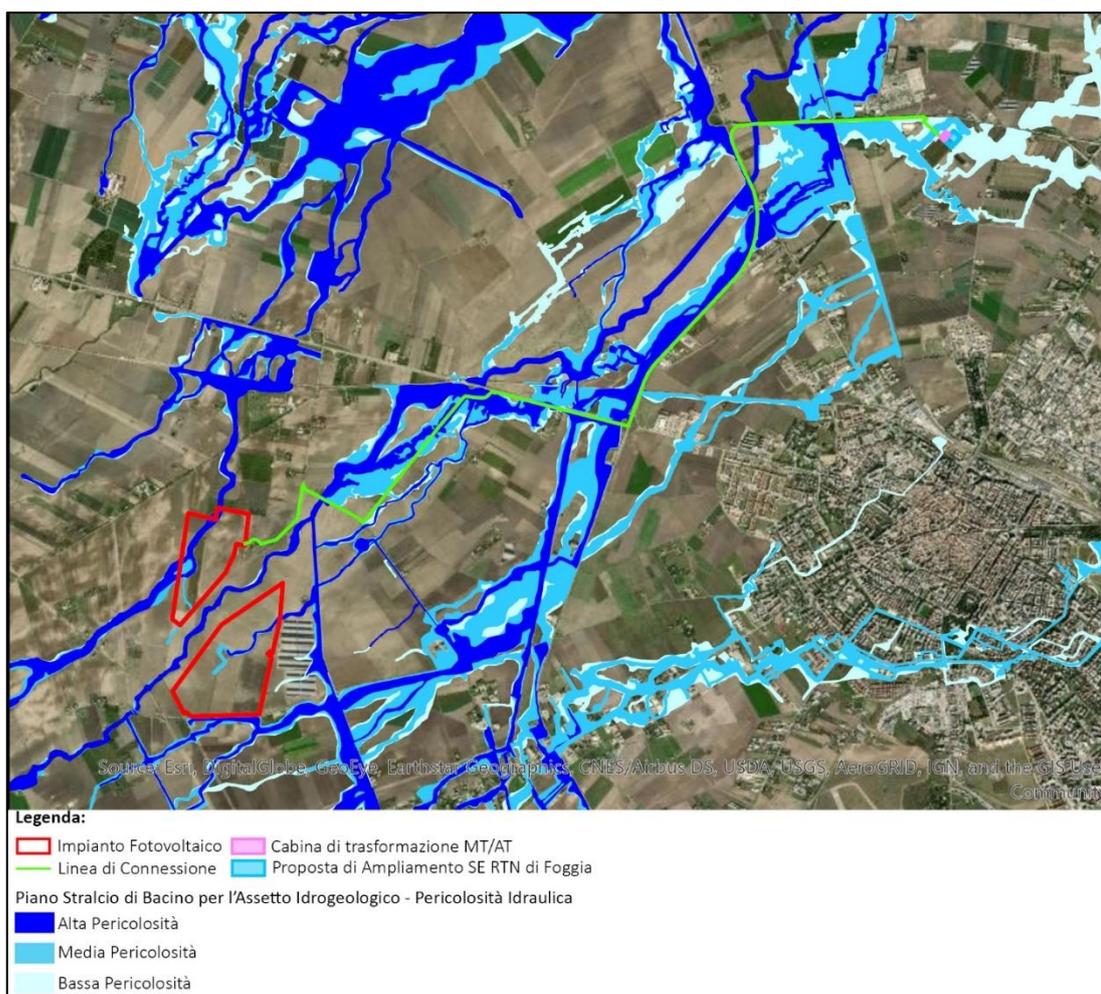


Figura 2.22: Sovrapposizione sito catastale in progetto e aree con pericolosità idraulica alta, media e bassa

Nell'area catastale disponibile per l'impianto fotovoltaico risultano presenti fasce di pericolosità idraulica alta, media e bassa.

La principale fascia di rispetto con pericolosità idraulica risulta essere quella del Torrente Celone che è caratterizzato anche da una fascia di vincolo paesaggistico ed è stata esclusa dal progetto fotovoltaico.

Oltre al torrente Celone sono presenti aree a pericolosità idraulica alta, media e bassa nella sezione nord e sud. Di conseguenza si è indagato sulla motivazione della rappresentazione modellistica di tali aree.

A seguito di rilievo e sopralluogo in sito non sono stati identificati corsi d'acqua o canali di drenaggio.

E' presente invece un andamento del terreno tale da creare un avvallamento/depressione macroscopica.

Nella sezione di impianto a nord del Celone, denominata Sezione 1, le aree caratterizzate da pericolosità idraulica sono state escluse dall'installazione di opere.

Nella sezione di impianto a sud del Celone, denominata Sezione 2, nonostante non siano presenti corsi d'acqua è stato condotto uno studio idrologico idraulico sulla potenziale idrografia naturale e sulla organizzazione del reticolo idrografico di progetto con lo scopo di mantenere pressoché invariato il reticolo esistente mediante l'applicazione di opere di ingegneria naturalistica e di sistemi di drenaggio sostenibili.

In merito alla linea di connessione, questa risulta ricadere in aree in cui sono presenti fasce di Alta, Media e Bassa pericolosità idraulica.

La cabina di consegna MT/AT elettrica ricadono invece in aree a Bassa pericolosità idraulica

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 plioleistocenica 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.

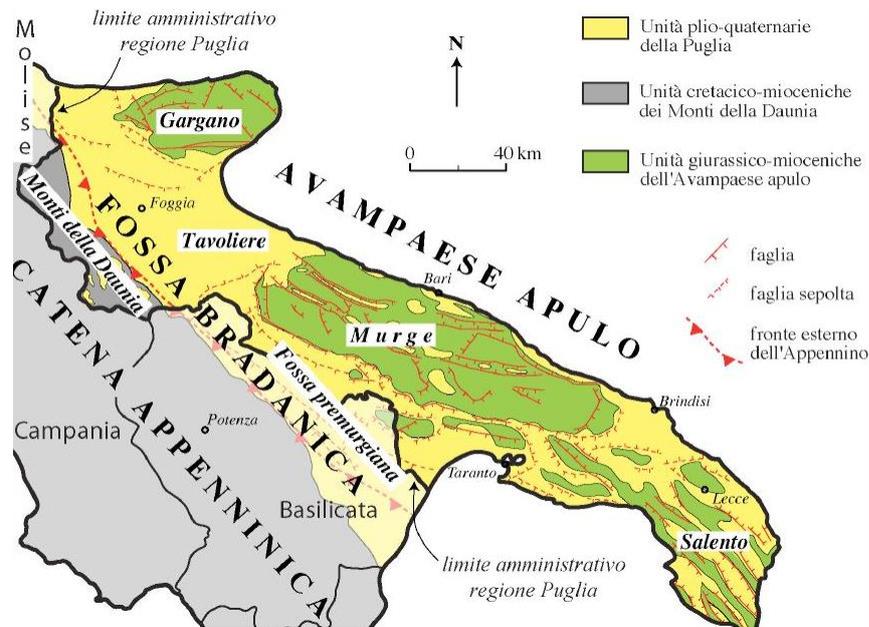


Figura 2.23: Carta geologica schematica della regione Puglia (da Pieri et alii, 1997, modificata)

L'area in progetto ricade nel settore centrale dell'estesa piana del Tavoliere, caratterizzata da affioramenti di depositi continentali terrazzati, presenti alla quota di pochi metri al di sopra di quella degli alvei attuali e poggianti sulle formazioni argillose marine Plio-Pleistoceniche.

La formazione dei depositi continentali è legata all'ultima fase dell'evoluzione geodinamica della regione, caratterizzata dal progressivo sollevamento ed emersione di tutta l'area avvenuta a partire dal Pleistocene medio e tuttora in atto. Durante tale processo l'azione degli agenti esogeni, esercitata sulle terre già emerse, causava erosione con trasporto verso il mare in regressione dei prodotti erosi. Le concomitanti oscillazioni glacio-eustatiche del livello del mare hanno favorito la formazione dei depositi terrazzati.

I terreni alluvionali sono costituiti da limi sabbiosi talora argillosi con ghiaie e ciottoli poligenici ed eterometrici, talora addensati e debolmente cementati, in matrice sabbioso limosa di colore avana. Tali depositi contengono intercalazioni lentiformi di limi sabbiosi più o meno argillosi. Nella parte superficiale si rinvencono talvolta croste biancastre a lamine orizzontali, costituiti da limi sabbiosi di natura carbonatica contenenti talora elementi di ghiaia. La natura continentale del deposito alluvionale è evidenziata dalla morfologia dei ciottoli che si presentano generalmente sub-arrotondati, anche se non mancano talora quelli appiattiti ad indicare un parziale rimaneggiamento ad opera del moto ondoso del mare in regressione.

Questi depositi alluvionali, che nel foglio n° 408 "Foggia" della Carta Geologica d'Italia alla scala 1:50.000 (Servizio Geologico d'Italia e Progetto CARG) vengono attribuiti al "Sintema di Motta del Lupo", sono datati al Pleistocene superiore ed hanno uno spessore che varia da pochi metri a un massimo di 10 m circa. Sono riferibili ad aree di piana alluvionale o ad aree di esondazione. Poggia in erosione sulle argille subappennine e sui sintemi più antichi.

2.4.1 Caratterizzazione geotecnica

Nell'ambito del progetto è stata realizzata una campagna di indagini geologiche e di indagini geofisiche che ha previsto l'esecuzione di prospezioni come di seguito elencate.

- n. 10 prospezioni sismiche superficiali con tecnica MASW (Multi-channel Analysis of Surface Waves);

- n. 10 prospezioni sismiche a rifrazione.
- n. 5 prospezioni E.R.T. (Electrical Resistivity Tomography).

Infine il quadro conoscitivo è stato completato con l'esecuzione di n. 25 prove penetrometriche dinamiche eseguite con penetrometro PENNI 30 della COMPAC di Fermignano (PU) per la definizione della resistenza meccanica del suolo di fondazione.



Figura 2.24: Individuazione dell'area di indagine

Le indagini sismiche eseguite, hanno consentito di determinare le caratteristiche elasto-dinamiche dei terreni investigati e definire la categoria del sottosuolo di fondazione.

La $V_{s,eq}$ calcolata, per ciascun profilo di indagine MASW è risultato pari a:

- | | | |
|------------------|-------------------------------|---------------|
| ➤ Profilo Masw 1 | $V_{s, eq} = 605 \text{ m/s}$ | Categoria "B" |
| ➤ Profilo Masw 2 | $V_{s, eq} = 476 \text{ m/s}$ | Categoria "B" |
| ➤ Profilo Masw 3 | $V_{s, eq} = 569 \text{ m/s}$ | Categoria "B" |
| ➤ Profilo Masw 4 | $V_{s, eq} = 419 \text{ m/s}$ | Categoria "B" |

- Profilo Masw 5 Vs, eq = 510 m /s Categoria “B”
- Profilo Masw 6 Vs, eq = 509 m /s Categoria “B”
- Profilo Masw 7 Vs, eq = 406 m /s Categoria “B”
- Profilo Masw 8 Vs, eq = 539 m /s Categoria “B”
- Profilo Masw 9 Vs, eq = 541 m /s Categoria “B”
- Profilo Masw 10 Vs, eq = 532 m /s Categoria “B”

Dall’analisi dei profili geoelettrici, si può affermare che il sottosuolo investigato è caratterizzato da valori di resistività compresi in un intervallo che va da circa 14.20 a 144 Ω -m, indicativi della presenza di materiale eterogeneo, con notevoli variazioni laterali e verticali di resistività.

Infine, l’indagine condotta attraverso le prove penetrometriche dinamiche ha permesso di delineare, unitamente alle informazioni ottenute dall’indagine geofisica, un modello litostratigrafico sostanzialmente uniforme su tutta l’area indagata con tre distinte unità litostratigrafiche omogenee per caratteristiche granulometriche elastiche e geomeccaniche. Non sono stati individuati livelli compressibili. Il quadro che ne deriva è quello di una tipica area alluvionale con episodi di sedimentazione diversi in relazione alle variazioni del livello del mare pliocenico.

Il modello ottenuto dall’indagine penetrometrica si riassume nella seguente tabella:

Tabella 2.8: modello tipologico del terreno

Unità Litotecnica	Spessore (metri)	Profondità (metri)	Peso di volume γ [t/mc]	N _{SPT}	Coesione c' [Kg/cmq]	Angolo di attrito (°)
Coltre pedologica superficiale	0,6	0,60	1,75 ÷ 1,80	3	1,0	10 ÷ 15
Limi sabbiosi con ghiaia	1,50 ÷ 2,20	2,10 ÷ 2,80	1,85 ÷ 1,90	30	0,6 ÷ 0,8	26 ÷ 30
Ghiaie con sabbia	3,00 ÷ 5,50	5,60 ÷ 8,30	2,00 ÷ 2,20	40 ÷ 60	0,02 ÷ 0,1	35 ÷ 40

Infine, nel corso dell’indagine è stata riscontrata la presenza di una modesta circolazione idrica sotterranea alla quota di circa 7 metri dal piano di campagna. Localmente, nell’estremità meridionale dell’area di progetto si è intercettato un livello freatico a quota di circa 5 metri dal piano di campagna. Lo strato sabbioso-ghiaioso sostenuto da un limo limoso costituisce un acquifero poco importante per immagazzinamento e trasmissività. Verosimilmente, da considerazioni sull’assetto litostratigrafico locale e da indagini pregresse eseguite nello stesso ambito nelle immediatezze del sito di indagine, si può assumere una profondità del livello freatico a circa 15 metri dal piano di campagna.

Per ulteriori dettagli si rimanda allegato tecnico della presente relazione.

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 2.9: 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 (ag), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle 4 zone sismiche.

Tabella 2.10: Suddivisione delle zone sismiche in relazione all’accelerazione di picco su terreno rigido (OPCM 3519/06)

ZONA SISMICA	ACCELERAZIONE CON PROBABILITÀ DI SUPERAMENTO PARI AL 10% IN 50 ANNI (AG)
1	ag >0.25
2	0.15 <ag ≤ 0.25
3	0.05 <ag ≤ 0.15
4	ag ≤ 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 Lucera 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 (ag max) di **0,15 a 0,25**.

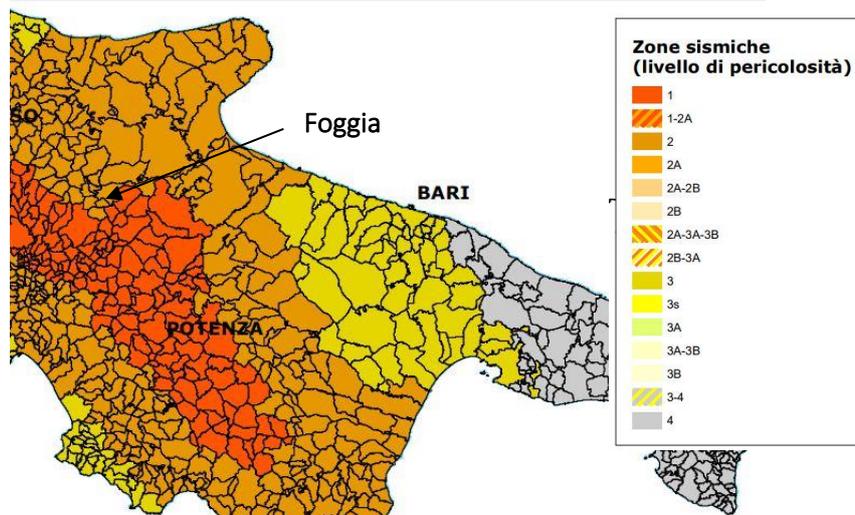


Figura 2.25: Classificazione sismica del gennaio 2019

2.4.3 Sismicità dell'area

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

Ai sensi del decreto, le azioni sismiche di progetto si definiscono a partire dalla “pericolosità sismica di base” del sito di costruzione. La pericolosità sismica è definita in termini di accelerazione orizzontale massima attesa a_g in condizioni di campo libero su sito di riferimento con superficie topografica orizzontale (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, purchè 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, purchè soggetta alla necessaria manutenzione, mantiene gli specifici livelli prestazionali di progetto (da questo valore viene calcolato il Periodo di riferimento per l'azione sismica V_R come:

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

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

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

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

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

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

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

In funzione della probabilità di superamento nel periodo di riferimento P_{VR} vengono calcolati i valori a_g , F_0 ,

T^*_c e del periodo di ritorno $T_R = -\frac{V_R}{\ln(1 - P_{VR})}$:

Tabella 2.11: 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: 41,471403, longitudine: 15,650878

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 rigidità 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 rigidità nei confronti delle azioni orizzontali; la costruzione conserva invece una parte della resistenza e rigidità 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 2.12: 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 2.13: 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:

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

A_{max} = accelerazione orizzontale massima attesa al sito

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

g = accelerazione di gravità

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

S_t = coefficiente di amplificazione topografica = 1,0

2.4.4 Caratterizzazione idrogeologica

Dalle stratigrafie di numerosi pozzi per acqua realizzati in zona, si evidenzia l'esistenza di una successione di terreni sabbioso-ghiaioso-ciottolosi, permeabili e acquiferi, intercalati da livelli limo-argillosi a minore permeabilità.

Questi, tuttavia, non costituiscono orizzonti separati ma idraulicamente interconnessi e danno luogo ad un unico sistema acquifero. In linea generale, si può affermare che i sedimenti più permeabili prevalgono nella zona di monte mentre, procedendo verso la costa, si fanno più frequenti ed aumentano di spessore le intercalazioni limoso-sabbiose che svolgono il ruolo di acquitardo.

Tale situazione ha consentito nel sottosuolo la formazione di un acquifero multifalda in cui si rinviene, talora, un acquifero artesiano sottoposto a una falda freatica, ove lo strato di separazione lascia filtrare, anche se piuttosto lentamente, l'acqua della falda freatica verso la sottostante falda più profonda, costituendo così una falda unica.

Nell'area di studio i depositi continentali affioranti sono caratterizzati da una permeabilità primaria per porosità, essa è in stretta dipendenza con la granulometria, il grado di classazione del deposito e la distribuzione verticale ed areale delle intercalazioni lentiformi prevalentemente limo-argillose

La carta delle isopieze (Figura 2.26), relativa alla campagna di misura 2002, rileva che i massimi valori del gradiente idraulico si registrano nella parte più interna, corrispondente alla zona di maggiore ricarica dell'acquifero, mentre tendono a diminuire nella parte centrale e ancor più verso il T. Candelaro.

La particolare morfologia assunta dalla superficie piezometrica permette, innanzitutto, di definire una direttrice di deflusso idrico preferenziale più marcata, osservabile verso il T. Candelaro che funge da asse drenante.

La medesima capacità drenante si riscontra nel Torrente Celone.

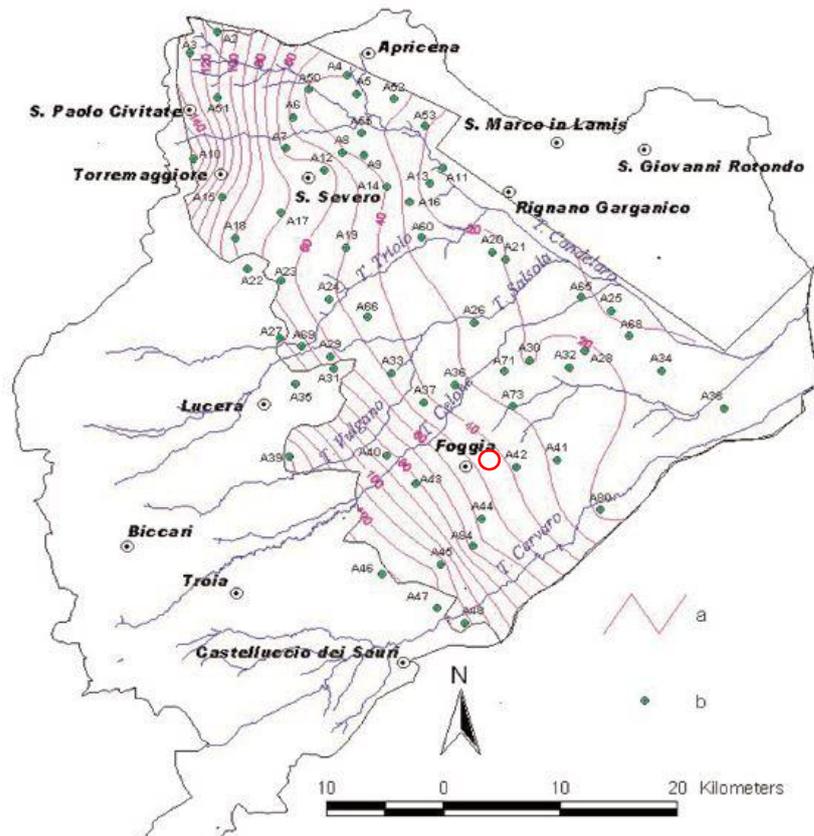


Figura 2.26: Ricostruzione della piezometria del 2002 (nel cerchio area in esame)

Nell'area di studio il livello freaticometrico – posto ad almeno -10-15 m da piano campagna con oscillazioni annuali influenzate dalle precipitazioni locali contenute nel metro e dalle caratteristiche locali della stratigrafia.

2.4.5 Stato qualitativo delle acque sotterranee

Per la valutazione delle acque sotterranee sono stati analizzati i risultati tratti dal sistema di monitoraggio qualitativo e quantitativo delle acque sotterranee attivo a partire dal 2010 con il nome di "Progetto Tiziano" a cura dell'Istituto di Ricerca sulle Acque (IRSA) del Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR).

A oggi il sistema è composto da 541 stazioni di misura, di cui 127 strumentate per il monitoraggio in continuo del livello e dei principali parametri di qualità e 439 non strumentate. Sul territorio del comune di Foggia sono presenti 24 stazioni della rete.

Sulla base dei risultati di monitoraggio è stato classificato lo stato chimico e quantitativo dei corpi idrici sotterranei e sono stati definiti gli obiettivi ambientali del piano di gestione delle acque da raggiungere entro i sei anni del ciclo di programmazione corrente (quello attuale è il II ciclo, 2015-2021).

La zona del Tavoliere è suddivisa in 4 quadranti e l'area di studio ricade nel quadrante denominato Tavoliere centro-meridionale (si veda cerchio rosso nella figura sottostante).

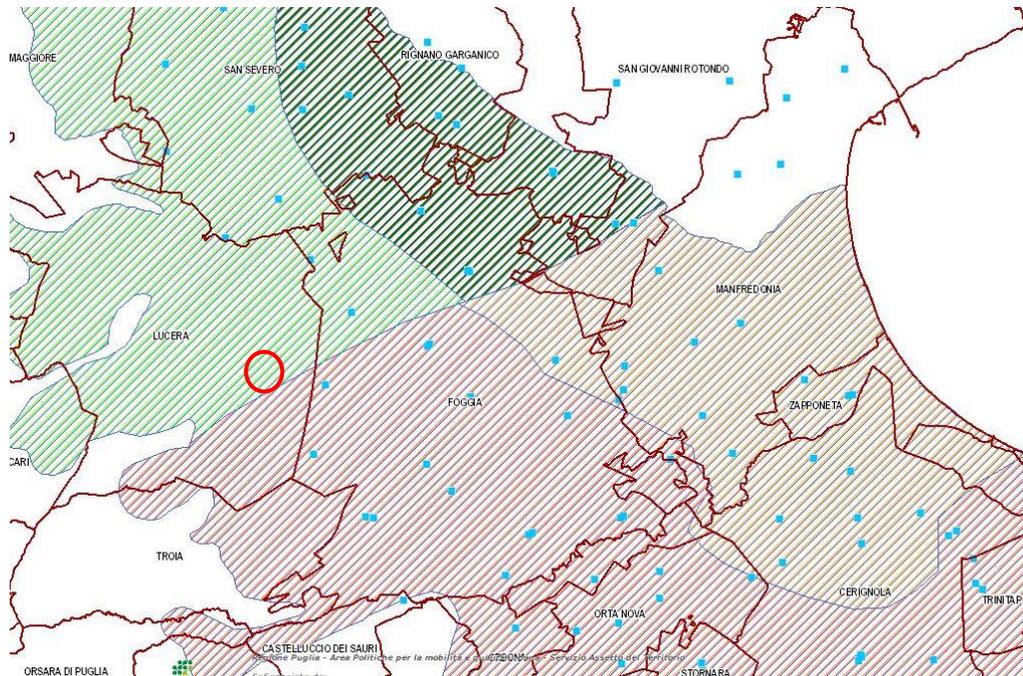


Figura 2.27: Stazioni della rete di monitoraggio dei corpi idrici sotterranei "Progetto Tiziano"

La classificazione 2013, evidenzia che tutti e 4 i quadranti del corpo idrico sotterraneo del Tavoliere sono in condizione di stato chimico e quantitativo scarso, con la sola eccezione del quadrante Nord Orientale il cui stato quantitativo è classificato "buono".

2.4.6 Stato qualitativo della matrice suolo

L'atto normativo di riferimento in materia di bonifica siti inquinati è il piano per la bonifica di aree inquinate, che è di competenza regionale escluso per ciò che attiene i siti contaminati di interesse nazionale (SIN) ed è inteso quale parte integrante del piano regionale di gestione dei rifiuti (artt. 196 e 199 d.lgs 152/06).

La Regione puglia ha prodotto vari atti sotto forma di regolamenti e linee guida in materie attinenti, in questa sede è opportuno richiamare in particolare il trasferimento ai comuni delle funzioni amministrative in materia di bonifica dei siti inquinati riferite alla rete di distribuzione carburanti (L.R. n. 42/2017).

Dal punto di vista pianificatorio, allo stato attuale la regione Puglia ha adottato con DGR n.1842 del 2/08/2018, una "proposta di Piano regionale di gestione dei rifiuti urbani, comprensivo della sezione gestione dei fanghi di depurazione del servizio idrico integrato, e della proposta di Piano delle bonifiche delle aree inquinate", che aggiorna il precedente Piano Stralcio Bonifiche (PSB) approvato con DCR n. 39 del 12/07/2011. il documento è attualmente in fase di VAS

L'anagrafe regionale dei siti da bonificare, è gestita da ARPA Puglia e CNR-IRSA in forza di apposita convenzione dal 2011. I siti censiti in anagrafe, nel rispetto delle definizioni introdotte dal D.lgs 152/2006, si distinguono in:

- **Siti non contaminati**, intesi come i siti per cui è stato chiuso il procedimento a valle delle gli interventi di MIPRE/MISE e a seguito di verifica dell'assenza di valori delle concentrazioni dei contaminanti superiori alla soglia di contaminazione (CSC); i siti definiti non contaminati in seguito alle risultanze dell'analisi di rischio sito specifica, dalla quale risulta che i valori delle

concentrazioni dei contaminanti in sito sono inferiori alle soglie di rischio (CSR), i siti non contaminati in seguito all'esecuzione del piano di caratterizzazione.

- **Siti potenzialmente contaminati**, intesi come i siti in fase di accertamento e quelli per i quali sia stata accertata la potenziale contaminazione, in attesa di espletare le operazioni che ne permettano di determinare lo stato o meno di effettiva contaminazione (cioè il superamento dei valori CSR).
- **Siti contaminati**, nei quali i valori CSR, determinati con l'applicazione della procedura di Analisi di Rischio sulla base dei risultati del Piano di Caratterizzazione risultano superati, inclusi quelli con progetto di bonifica/MISP ancora da approvare e quelli con progetto realizzato ma certificazione di bonifica/messa in sicurezza ancora non emessa.
- **Siti bonificati/messi in sicurezza**, per i quali sia stata emessa certificazione di avvenuta bonifica o messa in sicurezza permanente/operativa.

L'area in esame non rientra tra i siti inseriti nel censimento regionale. Non sono mai state eseguite delle specifiche indagini ambientali.

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.

3.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE

La proponente ha richiesto la soluzione tecnica minima generale (STMG) di connessione a Terna S.p.A nel luglio 2019. Tale soluzione emessa da Terna con Prot. TERNA/P20190069812-08/10/2019 è stata accettata dalla proponente in data 08.11.2019 e prevede la connessione dell'impianto alla RTN nella SE Foggia 380/150 kV. In data 11.02.2020 la STMG emessa è stata volturata dalla TEP Renewables Italia S.r.l. alla TEP Renewables (Foggia 2 PV) S.r.l..

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.

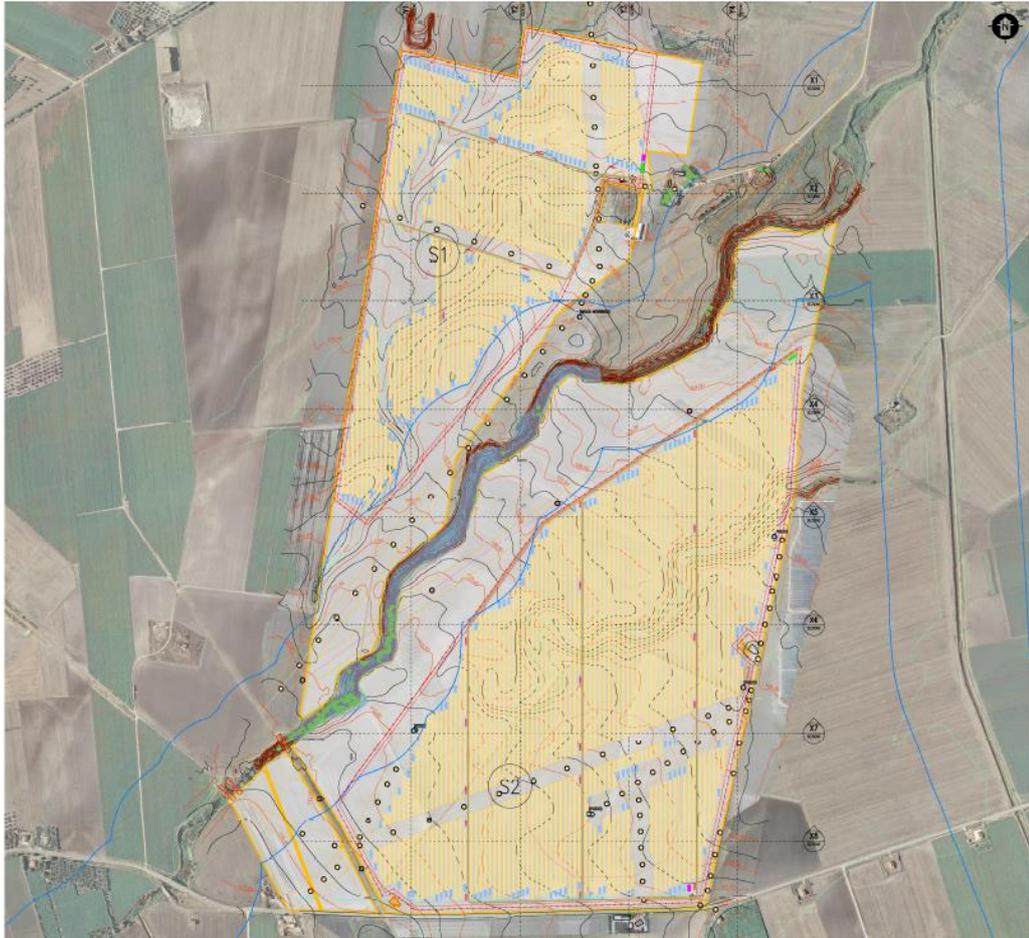


Figura 3.1: Layout di progetto

3.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico ha una potenza in DC di 60 MW.

L'impianto è così costituito:

- n.1 cabina principale MT di connessione nella sezione S1 Nord. 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 secondaria MT di connessione nella sezione S2 Sud. 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 Manfredonia contenente le apparecchiature dell'Ente Distributore e il punto di misura fiscale;
- n. 25 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 72 celle con tecnologia bifacciale, indicativamente della potenza di 425 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 anti-riflesso;
- EVA (etilene vinil acetato) trasparente;
- celle FV in silicio monocristallino;
- EVA trasparente;
- strato trasparente (vetroso o polimerico) con trattamento anti-riflesso.

Il modulo selezionato è provvisto di:

- certificazione TUV su base IEC 61215;
- certificazione TUV su base IEC 61730;
- cavi precablati e connettori rapidi tipo MC4;
- certificazione IP67 della scatola di giunzione.

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 anti intrusione 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 anti intrusione 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° -55°.

Le peculiarità delle strutture di sostegno sono:

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

Le caratteristiche generali della struttura sono:

- materiale: acciaio zincato a caldo
- tipo di struttura: Tracker fissata su pali
- inclinazione sull'orizzontale +55° -55°
- Esposizione (azimuth): 0°

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

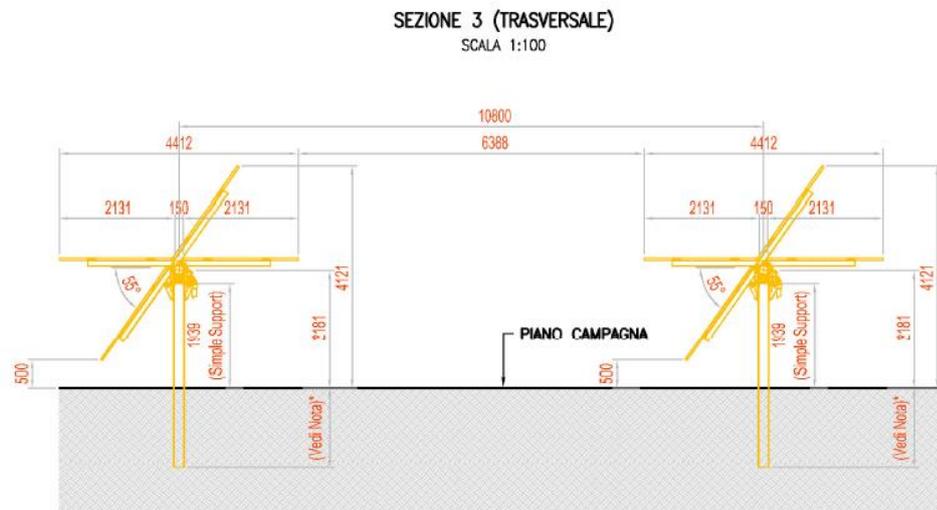


Figura 3.4: Particolare strutture di sostegno moduli



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 fisso costituita da pali a elica.

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

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

3.4.11 Recinzione

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

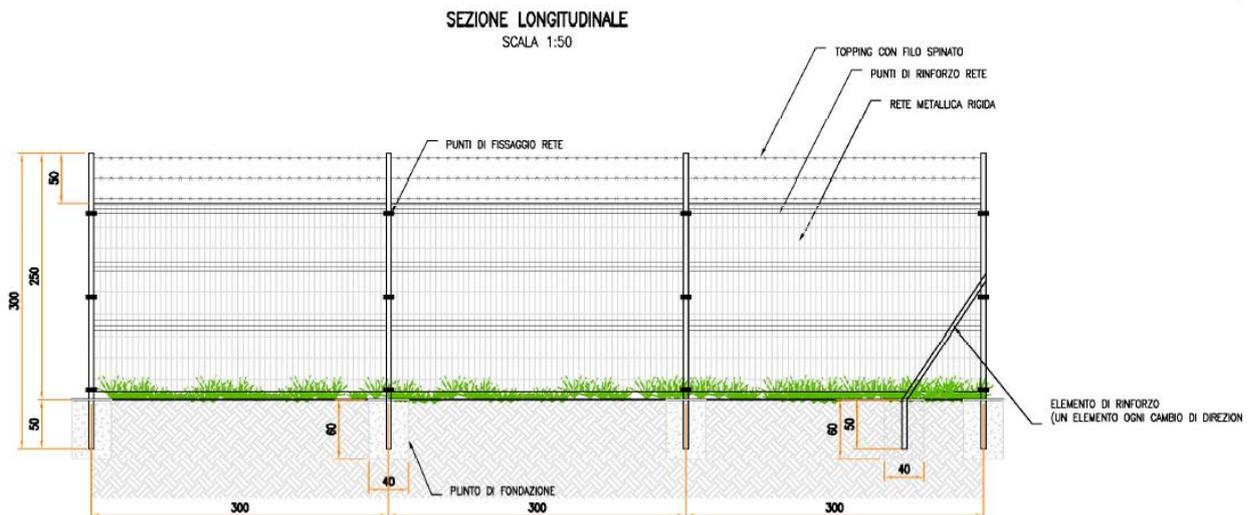


Figura 3.6: Particolare recinzione

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 due cancelli carrabili per un agevole accesso all'area d'impianto, che avverrà da due accessi principali distinti uno per la sezione Nord e uno per la sezione Sud.

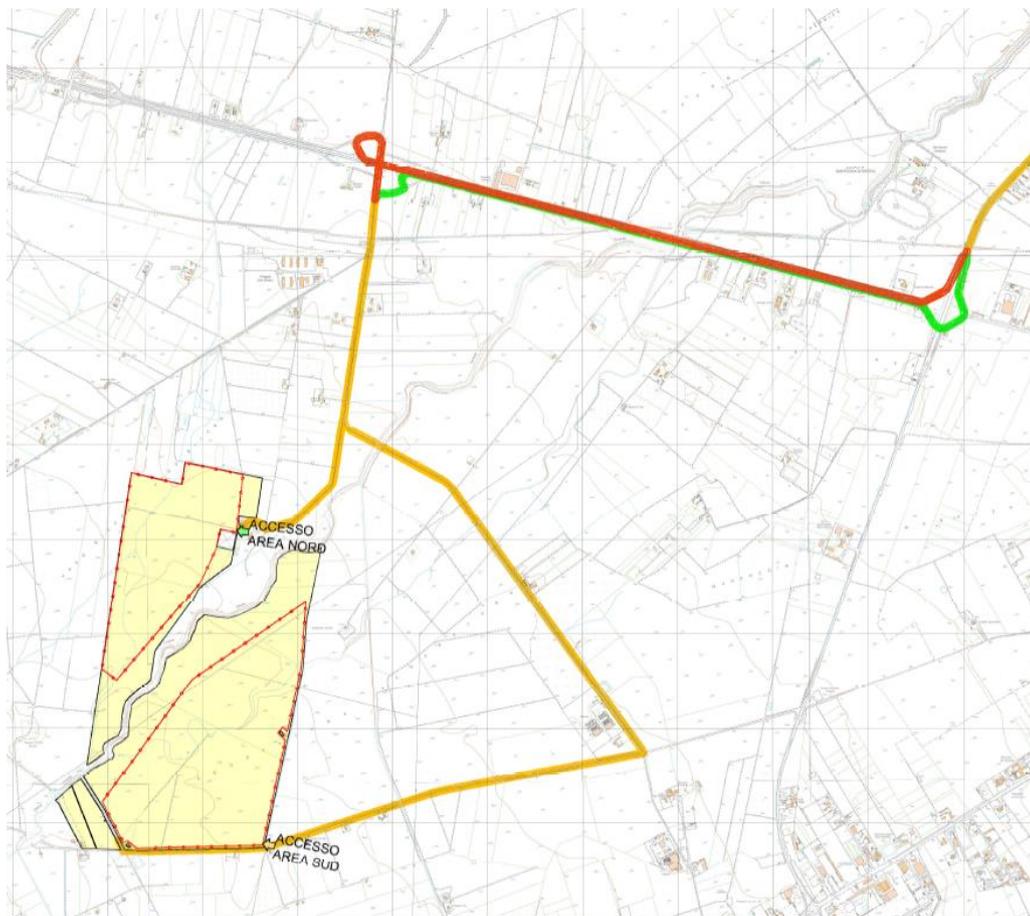


Figura 3.7: Accessi area impianto

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

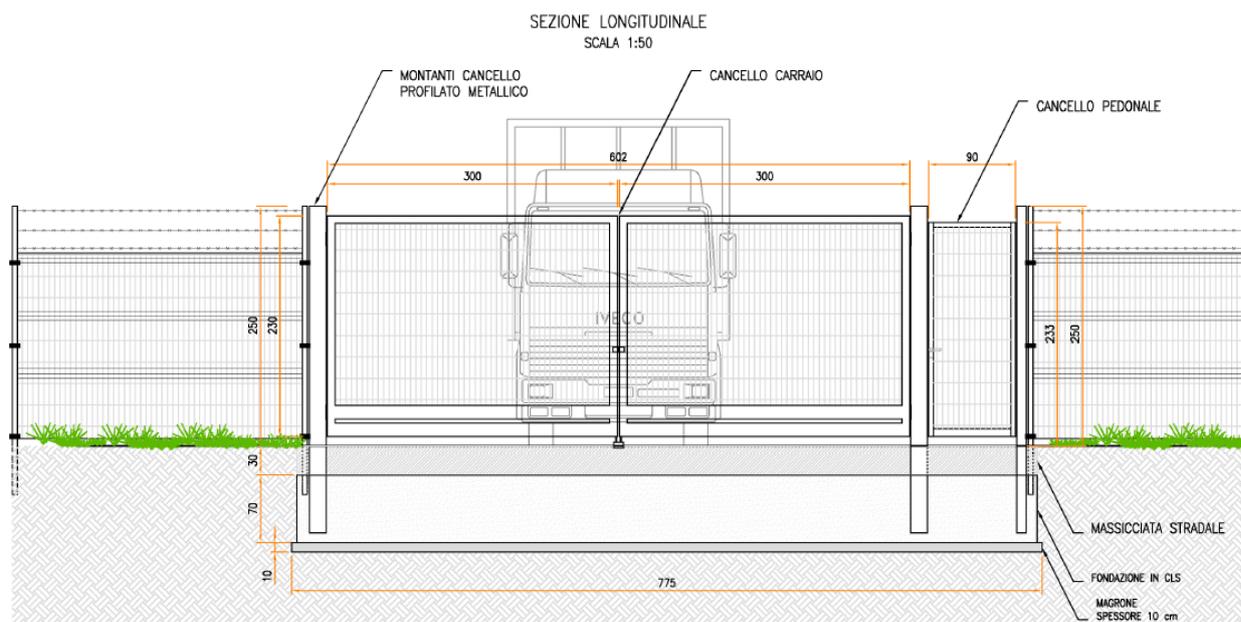


Figura 3.8: Particolare accesso

3.4.12 Sistema di drenaggio

Sarà realizzata una rete di drenaggio in corrispondenza dei principali solchi di drenaggio naturali esistenti; questi ultimi sono stati identificati sulla base della simulazione del modello digitale del terreno.

La rete drenaggio in progetto sarà costituita da fossi e cunette di forma trapezoidale scavate nel terreno naturale e non rivestiti. Tutte le opere di regimazione rientreranno nell'ambito dell'Ingegneria naturalistica.

L'area di intervento è stata suddivisa, sulla base della morfologia di progetto, in bacini imbriferi non necessariamente coincidenti con i singoli settori dell'impianto. I bacini sono delimitati verso il monte idrologico da "alti" naturali (orli di scarpata, rilievi) mentre il valle idrologico coincide con l'ubicazione di progetto dei canali da realizzarsi in scavo per il collettamento delle acque meteoriche.

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 morfologicamente più depressi.

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 Impianto videosorveglianza e illuminazione

L'impianto FV prevederà un sistema per garantire la sicurezza contro intrusioni non autorizzate. Il primo passo sarà quello di installare un sistema di anti intrusione perimetrale. Inoltre sarà installato un sistema TVCC dotato di sistema di rilevazione video mediante telecamere digitali a doppia tecnologia (ottica e termica) ad alta risoluzione che consentiranno di monitorare in tempo reale, sia in orario diurno sia in notturna, il perimetro e telecamere standard di tipo speed dome per il monitoraggio delle aree di maggior interesse impiantistico e degli accessi.

Il sistema di illuminazione previsto è in conformità alla L.R. 15/05 ai sensi dell'Art.6.

3.5 CONNESSIONE ALLA RTN

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

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza generata da impianti trifase realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valore 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 Sprecacenero di 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 (circa 10 km), mentre solo l'ultimo tratto in cavo interrato MT (circa 300 m) è all'interno di proprietà privata, su cui è stata acquisita la servitù di passaggio.



Figura 3.9: In arancio il percorso di connessione dal campo FV alla Sottostazione AT 380/150 kV Foggia

Nella cabina di consegna in prossimità della SE Foggia saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura per la corretta connessione dell'impianto alla RTN; nella stessa è localizzato il punto

di misura fiscale principale e bidirezionale e le protezioni generale DG e di interfaccia DI richieste dalla norma CEI 0-16 e dal codice di rete TERNA.

3.6 CALCOLI DI PROGETTO

3.6.1 Calcoli di producibilità

I calcoli di producibilità sono riportati nell'elaborato Rif. "2564_3959_A3_LU_PA_R16_Rev0_Calcolo Producibilità" dove è stato utilizzato il software PVSyst e il database Meteonorm come informazioni meteorologiche.

In sintesi, l'energia prodotta risulta circa 106.080 MWh/anno e la produzione specifica è pari a circa 1.768 (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 (performace ratio PR) del 84% circa.

3.6.2 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. "2564_3959_A3_LU_PA_R06_Rev0_Relazione calcolo preliminare impianti".

3.6.3 Calcoli strutturali

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

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

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

Per quanto riguarda i pali delle strutture, nell'elaborato Rif. "2564_3959_A3_LU_PA_R05_Rev0_Relazione calcolo preliminare strutture" si sono effettuati i calcoli preliminari degli stessi al fine di dimensionarne preliminarmente in termini di impatto visivo ed economico.

3.6.4 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.

I calcoli di progetto sono riportati in dettaglio nell'elaborato Rif. "2564_3959_A3_LU_PA_R04_Rev0_Relazione idrologica e idraulica".

3.6.5 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

L'abbattersi di scariche elettriche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, l'inverter e i moduli fotovoltaici.

3.7 FASI DI COSTRUZIONE

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

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

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

1. Progettazione esecutiva di dettaglio
2. Costruzione
 - opere civili
 - accessibilità all'area ed approntamento cantiere
 - preparazione terreno mediante rimozione vegetazione e livellamento
 - realizzazione viabilità di campo
 - realizzazione recinzioni e cancelli ove previsto
 - preparazione fondazioni cabine
 - posa pali
 - posa strutture metalliche
 - scavi per posa cavi
 - realizzazione/posa locali tecnici: Power Stations, cabina principale MT
 - realizzazione canalette di drenaggio
 - opere impiantistiche
 - messa in opera e cablaggi moduli FV
 - installazione inverter e trasformatori
 - posa cavi e quadristica BT
 - posa cavi e quadristica MT
 - allestimento cabine
 - Opere a verde
 - Commissioning e collaudi.

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

3.8 PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA

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. E' 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 Rif. "2564_3959_A3_LU_PA_T10_Rev0_Indicazione percorso viabilistico di accesso all'area".

Nella viabilità all'interno del lotto si prevederà 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.

3.9 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 1,50 m.

- Scavi per posa cavidotti interrati in BT/CC, dati e sicurezza: si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti principali BT/CC. Il trasporto di energia BT/CC e dati avviene principalmente mediante cavo in tubazione corrugata interrata o con cavi idonei per interrimento diretto, posta all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 0,30-0,60 m, posto su di un letto di sabbia. Nel caso di substrati rocciosi si prevedono lavori di posizionamento in appoggio diretto sul terreno di opportuni manufatti in calcestruzzo certificati ed adatti canali alla posa dei cavi in media Tensione. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa si potranno prevedere pose fuori terra in manufatti dedicati. La movimentazione terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno (max 0,60 m).
- Scavi per realizzazioni canalette di drenaggio: Le canalette di ordine differente a seconda del ruolo all'interno della rete, saranno realizzate in scavo con una sezione trapezia avente inclinazione di sponda pari a circa 26°. Le profondità e la larghezza varieranno a seconda dell'ordine di importanza dei drenaggi.

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

3.10 PERSONALE E MEZZI

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

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

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

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

3.11 OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE

Le opere di mitigazione a verde prevedono la realizzazione di una quinta arboreo arbustiva che dovrà imitare un'area di macchia mediterranea spontanea ma al tempo stesso funzionale alla mitigazione dell'impatto visivo evitando fenomeni di ombreggiamento nel campo fotovoltaico. Le opere di mitigazione si inseriscono nel progetto più articolato del sistema di regimentazione idraulica del sito di intervento.

La regimentazione delle acque meteoriche ha previsto la realizzazione di canali di drenaggio lungo le aree più depresse, come meglio descritto nell'elaborato Rif. "2564_3959_A3_LU_PA_R04_Rev0_Relazione idrologica e idraulica. Questa scelta permette di ridurre il più possibile l'interazione tra la realizzazione dell'impianto e il deflusso delle acque allo stato attuale.

Il progetto prevederà la realizzazione di fossi di scolo realizzati con ingegneria naturalistica e bacini di laminazione e infiltrazione. Il carico idrico sul fosso è stato ridotto andando a decentrare i flussi di acqua meteorica in più diramazioni, permettendo l'infiltrazione in punti dislocati, sfruttando bacini rinverditi. In particolare, in contrapposizione al classico approccio di drenaggio delle acque meteoriche, in cui il principale obiettivo è l'allontanamento delle acque dal sito, nel presente progetto si sono utilizzate tecniche di progettazione a basso impatto, che prevedono sistemi distribuiti di infiltrazione e laminazione delle acque, in somiglianza alle dinamiche naturali del reticolo di drenaggio.

Questi bacini rinverditi di laminazione e infiltrazione vengono denominati in letteratura SuDS – Sustainable Drainage systems.

La scelta dei sistemi di drenaggio sostenibili porterà al raggiungimento di più obiettivi:

- Diminuzione del carico di acque meteoriche smaltite nei vari corsi idrici, per lo smaltimento tramite infiltrazione;
- Realizzazione di infrastrutture verdi;
- Rallentamento e riduzione del picco di piena durante piogge intense;
- Realizzazione di interventi che favoriscano i fenomeni di infiltrazione e ritenzione e gli indiretti processi di bioremediation;
- Ridotta necessità di manutenzione.

Bacini di laminazione e infiltrazione

I bacini di infiltrazione consistono in aree verdi depresse con tiranti idrici intorno a 1,1 m.

Il materiale impiegato per effettuare questo tipo di bacini sarà il suolo vegetale e saranno messe a dimora essenze vegetali arbustive che a titolo esemplificativo possono essere Prugnolo selvatico (*Prunus spinosa*), Ginestra (*Spartium junceum*), Perastro (*Pyrus pyraeaster*).

Questa tipologia di SuDS è generalmente realizzata con forme differenti in funzione dell'estensione del bacino afferente e degli aspetti paesaggistico/architettonici.

Di seguito si riportano alcune immagini esemplificative dell'opera in oggetto.



Figura 3.10 Immagini esemplificative di bacini di infiltrazione

Il sistema di smaltimento è stato pensato e dimensionato sulla base dell'analisi e dello studio delle buone pratiche progettuali e prevede l'impiego di una tecnologia di drenaggio sostenibile più appropriata al caso in esame.

In totale sono stati previsti 23 bacini di due tipologie, entrambi con profondità dello strato drenante fino a circa 1,20 m:

- N. 17 di larghezza e lunghezza pari a 10 m;
- N. 6 di larghezza e lunghezza pari a 20 m.

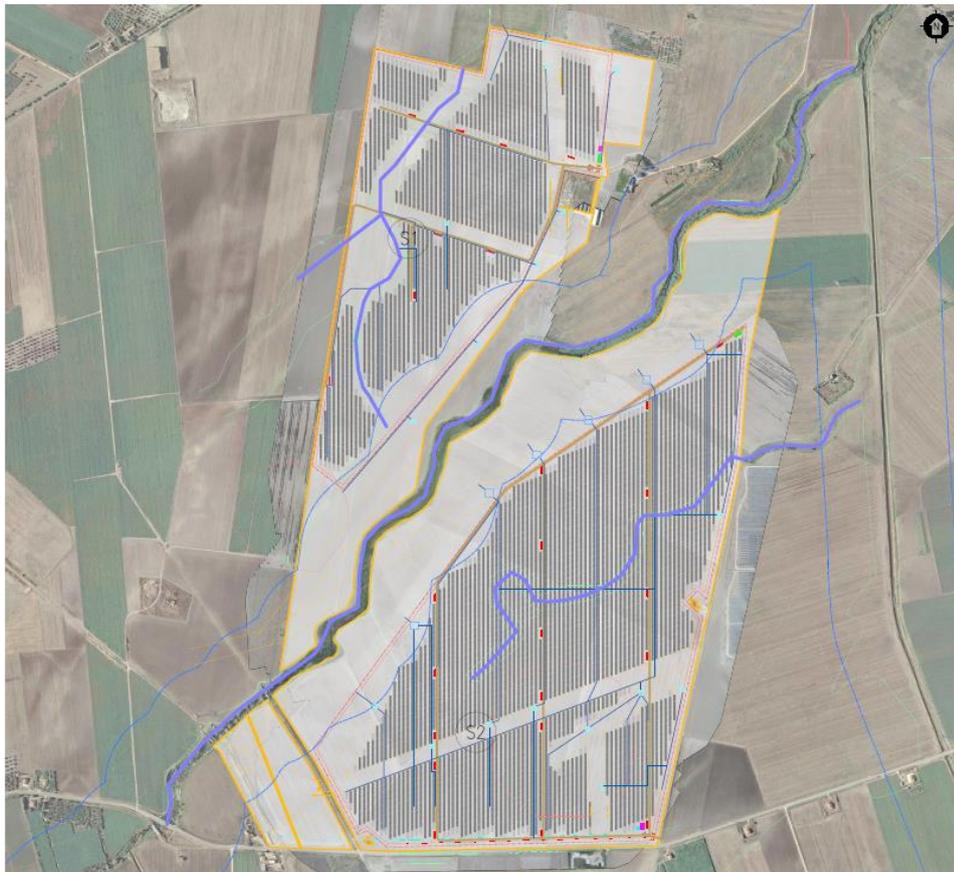




Figura 3.11: Localizzazione dei bacini di laminazione infiltrazione

Per preservare la fertilità dei suoli e mantenere la vocazione agricola dell'area il progetto prevede che le strutture a tracker saranno poste a una quota media di circa 2,20 metri da terra la cui proiezione sul terreno è complessivamente pari a circa 33 ha. L'area netta nella quale si prevede che sarà possibile il proseguo dell'attività agricola ha una superficie pari a circa 50 ha esterni alla recinzione e circa 50 ha interni alla recinzione.

Nello specifico, il progetto prevede la possibilità di prendere accordi con agricoltori locali per la messa a colture delle aree nelle disponibilità del proponente:

- Per le aree esterne alla recinzione di progetto si prevede che siano gestite come oggi quindi, date in uso ad agricoltori per la semina di cereali.
- Per le aree interne alla recinzione dell'impianto (nelle interfila dei moduli fotovoltaici) è prevista la possibilità che agricoltori locali possano seminare foraggi da destinate all'alimentazione del bestiame.

Inoltre, per l'area interna alla recinzione dove non sarà possibile il proseguo dell'attività agricola si prevede, di conservare e ove necessario integrare l'inerbimento a prato permanente. Nelle aree dove risulterà necessario integrarlo si procederà coltivando un miscuglio polifita che prevede essenze leguminose, graminacee, brassicaceae o in funzione della disponibilità con fiorume locale.

La manutenzione dell'inerbimento verrà effettuata con sfalcio periodico e rilascio in loco del materiale sfalcato. Tale pratica, oltre a ridurre al minimo il rischio di lisciviazione dell'azoto ed erosione, contribuisce al mantenimento della fertilità con apporti continui di sostanza organica al terreno.

Il tappeto erboso che si intende realizzare sarà un prato essenzialmente rustico con la finalità principale di preservare le caratteristiche agronomiche del suolo e la sua fertilità.

Numerosi sono i vantaggi dell'inerbimento permanente:

- Limita fortemente l'erosione del suolo provocata dalle acque e dal vento;
- Svolge un'importante funzione di depurazione delle acque;
- Riduce le perdite di elementi nutritivi per lisciviazione grazie all'assorbimento da parte delle piante erbacee;
- Migliora la fertilità del suolo, attraverso l'aumento di sostanza organica;
- Il ben noto effetto depurativo sull'aria producendo O₂ e immagazzinando carbonio atmosferico;
- Migliora l'impatto paesaggistico e la gestione è in genere poco onerosa.

La gestione del terreno inerbito determina il miglioramento delle condizioni nutritive e strutturali del terreno.

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 ancorchè dal contratto fra le Parti.

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

In particolare saranno previste:

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

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

4. PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

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

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

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

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

4.2 STRINGHE FOTOVOLTAICHE

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

4.3 QUADRI ELETTRICI

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

- Ispezione visiva tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
- Controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- Controllo organi di manovra: per verificare l'efficienza degli organi di manovra;
- Controllo cablaggi elettrici: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase è opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;
- UPS: periodicamente verranno mantenute le batterie dei sistemi di accumulo in relazione alle specifiche indicazioni poste dei costruttori.
- Gruppo Elettrogeno, al fine di assicurare il corretto funzionamento del gruppo elettrogeno di soccorso, periodicamente verranno effettuate le sostituzioni dei liquidi di lubrificazione e raffreddamento nonché la manutenzione delle batterie elettrolitiche: inoltre saranno effettuate prove di avviamento periodiche.

4.4 CONVERTITORI

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

4.5 COLLEGAMENTI ELETTRICI

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

5. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto sarà interamente smantellato al termine della sua vita utile, prevista di 30 anni dall'entrata in esercizio, l'area sarà restituita come si 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. "2564_3959_A3_LU_PA_R13_Rev0_Piano di dismissione" che prevede una durata complessiva di circa 17 mesi. Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione impianto e i costi relativi.

Rimozione - Impianto	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10	Mese 11	Mese 12	Mese 13	Mese 14	Mese 15	Mese 16	Mese 17
Approntamento cantiere																	
Preparazione area stoccaggio rifiuti differenziati																	
Smontaggio e smaltimento pannelli FV																	
Smontaggio e smaltimento strutture metalliche																	
Rimozione pali e demolizioni fondazioni in cls																	
Rimozione cablaggi																	
Rimozione locali tecnici																	
Smaltimenti																	

Figura 5.1: Cronoprogramma lavori dismissione impianto

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FOGGIA 2 PV S.r.l. - Lucera						
ATTIVITA' DI DISMISSIONE						
	VOCE	DESCRIZIONE	UNITA'	TOT.	IMPORTO UNITARIO	IMPORTO TOTALE
1	ALLESTIMENTO ED ORGANIZZAZIONE DELLE AREE DI CANTIERE					
1.1	Allestimento ed organizzazione delle aree di cantiere	Allestimento del cantiere in area facilmente accessibile e individuazione di zone idonee allo stoccaggio temporaneo dei materiali di risulta della dismissione prima dell'invio a smaltimento/recupero	a corpo	1	€ 160.000,00	€ 160.000,00
2	SMONTAGGIO MODULI FOTOVOLTAICI DALLA STRUTTURA DI SOSTEGNO					
2.1	Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno		a corpo	1	€ 840.000,00	€ 840.000,00
3	SMONTAGGIO STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI E RIMOZIONE DEL FISSAGGIO AL SUOLO					
3.1	Smontaggio strutture di sostegno moduli e rimozione del fissaggio al suolo		a corpo	1	€ 720.000,00	€ 720.000,00
4	RIMOZIONE LINEE ELETTRICHE INTERNE ALL'IMPIANTO					
4.1	Rimozione canalette, materiale elettrico, pozzetti, smaltimento materiali		a corpo	1	€ 480.000,00	€ 480.000,00
5	RIMOZIONE LOCALI PREFABBRICATI E CABINE ELETTRICHE					
5.1	Rimozione locali prefabbricati e cabine elettriche		a corpo	1	€ 450.000,00	€ 450.000,00
6	INVIO DEI MATERIALI DI RISULTA A RECUPERO/SMALTIMENTO					
6.1	Invio dei materiali di risulta a recupero/smaltimento		a corpo	1	€ 800.000,00	€ 800.000,00
TOTALE CAPITOLO						€ 3.450.000,00

Figura 5.2: Costi dismissione impianto

6. CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI

I tempi di realizzazione dell’impianto sono pari a circa 15 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. “2564_3959_A3_LU_PA_R12_Rev0_Cronoprogramma”.

	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10	Mese 11	Mese 12	Mese 13	Mese 14	Mese 15
Forniture															
moduli FV															
inverter e trafi															
cavi															
quadristica															
cabine															
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 idrauliche															
Opere impiantistiche															
collegamenti moduli FV															
installazione inverter e trafi															
posa cavi															
allestimento cabine															
Commissioning e collaudi															

Figura 6.1: Cronoprogramma costruzione

7. COSTI

La valutazione previsionale dei costi di progetto dell'impianto è riportata nell'elaborato Rif. 2564_3959_A3_LU_PA_R10_Rev0_Quadro economico.

L'incidenza dei costi di progetto relativi alla costruzione dell'impianto è circa di 703.000 Euro/MWp per un totale di circa Euro **42.301.365 escluso iva**. Tale importo è comprensivo di importo lavori impianto, importo lavori connessione, oneri sicurezza e spese generali. Si riporta di seguito il quadro economico.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO FOGGIA 2 - 60 MWp				
QUADRO ECONOMICO REALIZZAZIONE IMPIANTO				
DESCRIZIONE	Importo (€)	IVA %	Importo IVA (€)	Importo totale € (IVA compresa)
IMPORTO LAVORI IMPIANTO				
A.1) Importo lavori impianto fotovoltaico	€ 35.799.112,30	10%	3.579.911,23 €	39.379.023,53 €
A.2) Oneri della sicurezza	€ 455.535,62	10%	45.553,56 €	501.089,18 €
A.3) Opere di mitigazioni	€ 120.000,00	10%	12.000,00 €	132.000,00 €
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	€ 100.000,00	22%	22.000,00 €	122.000,00 €
A.5) Opere di connessione	€ 3.590.000,00	10%	359.000,00 €	3.949.000,00 €
TOTALE A	€ 40.064.647,92			€ 44.083.112,71
B) SPESE GENERALI				
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità	€ 979.521,00	22%	€ 215.494,62	€ 1.195.015,62
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	€ 50.000,00	22%		€ 50.000,00
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	€ 47.000,00	22%	€ 10.340,00	€ 57.340,00
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti	€ 45.800,00	22%	€ 10.076,00	€ 55.876,00
B.5) Oneri di legge su spese tecniche	€ 42.892,84	-		€ 42.892,84
B.6) Imprevisti 2%	€ 801.292,96	10%	€ 80.129,30	€ 881.422,25
B.7) Spese varie	€ 59.962,00	22%	€ 13.191,64	€ 73.153,64
TOTALE B	€ 2.026.468,80			€ 2.355.700,35
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	€ 100.076,70	-		€ 100.076,70
TOTALE C	€ 100.076,70			€ 100.076,70
COSTO TOTALE REALIZZAZIONE (A+B+C)	€ 42.191.193,42			€ 46.538.889,77

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

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

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

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

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

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

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