

Provincia di Foggia



Comune di Manfredonia



Proponente

PARCO SOLARE MANFREDONIA SRL

Via Vittor Pisani, 20 - 20124 Milano

C.F./P.IVA 11389800969

Pec: parcosolaremanfredonia@cert.studiopirola.com

Titolo del progetto

Procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art.23 del D.Lgs.152/2006 relativo al progetto per la realizzazione di un parco fotovoltaico di potenza di picco pari a 77,051 MWp e potenza in immissione 63,140 MVA, nel Comune di Manfredonia (FG) in Loc.tà Monachelle.

Procedimento VIA

ID 7933

Procedimento AU

XK1J275

Documento

PROGETTO DEFINITIVO

N° Documento

20

Elaborato

Relazione generale e tecnica

Foglio

Scala

Nome file

Coordinamento progetto



Via S.Croce,66 – 72020 Erchie (BR)
ekotek.ambiente@gmail.com

I tecnici:

Arch. Alfredo Masillo
Geol. Giuseppe Masillo

Consulenza Specialistica:
Studio MEZZINA- LUCERA (FG)



Rev.	Data rev.	Descrizione rev.	Redatto	controllato	approvato
00	2021	Prima emissione	ekotek	wircon	wircon
01	NOVEMBRE 2023	Aggiornamento documentazione richiesta dal MASE con prot.0013217 del 22.11.2023			

INDICE

1. PREMESSA	4
2. GENERALITA' SULL'ENERGIA FOTOVOLTAICA	5
2.1 LO SCENARIO MONDIALE ED EUROPEO	5
2.2 CONSUMO DI COMBUSTIBILE FOSSILE ED EMISSIONI IN ATMOSFERA DI CO2 EVITATI	7
3. LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO	9
4. DEFINIZIONI	10
5. GENERALITA' MORFOLOGICHE E CATASTALI DEL SITO	11
6. CARATTERISTICHE AMBIENTALI	13
7. DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI	14
8. CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE	14
9. IL PROGETTO	14
9.1 SOTTOIMPIANTO OVEST	15
9.2 SOTTOIMPIANTO EST	16
9.3 RIEPILOGO GENERALE COSTITUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.	17
9.4 DATI DI PROGETTO DI CARATTERE GENERALE	18
9.5 MODULI FOTOVOLTAICI	18
9.6 PRODUZIONE	21
9.7 COLLEGAMENTI ELETTRICI E OPERE DI CONNESSIONE	22
9.8 CERTIFICAZIONE DI QUALITA'	23
9.9 DESCRIZIONE DEL SISTEMA	24
9.10 CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO	24
9.11 CALCOLO DELLE DISPERSIONI	25
9.12 CALCOLO DELLA PRODUZIONE	26
9.13 VINCOLI DA RISPETTARE	26
9.14 QUADRI ELETTRICI DI PARALLELO PER STRINGHE	27
9.15 QUADRI DI PARALLELO SOTTOCAMPI	27
9.16 CABINE ELETTRICHE DI CONVERSIONE CC/CA E TRASFORMAZIONE BT/MT.	28
9.17 VANO "CONVERSIONE": INVERTER	29
9.18 LOCALE TRASFORMATORE B.T./M.T.	30
9.19 LOCALI TECNICI Mt e BT	30
9.20 RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE	32
9.20.1 <i>Linee di media tensione</i>	32
9.20.2 <i>Linee di bassa tensione</i>	36
9.21 PREVENTIVO DI CONNESSIONE E OPERE DI CONNESSIONE	37
10. IMPIANTO ANTINCENDIO	39
10.1 PRECISAZIONE SULLE ATTIVITÀ SOGGETTE A CONTROLLO DI PREVENZIONE INCENDI	39
10.2 ACCESSIBILITA' DESCRIZIONE IMPIANTI, DISTANZE DI SICUREZZA	39
10.3 VALUTAZIONE COMPLESSIVA DELLE SOSTANZE PERICOLOSE AI FINI ANTINCENDIO	39
10.4 DETERMINAZIONE DEI CORPI DI FABBRICA, COMPARTIMENTI, AREE A RISCHIO SPECIFICO AI FINI ANTINCENDIO	40
10.5 PRESIDIO ANTINCENDIO	40



11. OPERE CIVILI	41
11.1 FOGNATURE	41
11.2 CABINE ELETTRICHE	41
11.3 ALTRE STRUTTURE	42
11.3.1 <i>SUPPORTI PANNELLI FOTOVOLTAICI</i>	42
11.3.2 <i>RECINZIONE</i>	42
12. ANALISI DELLE SUPERFICI COPERTE	42
13. DISPONIBILITA' DELLE AREE-SUPERFICIE RICHIESTA	43
14. VIABILITÀ DI SERVIZIO	43
15. RECINZIONE	43
16. OPERE DI MITIGAZIONE	44
17. TERRE E ROCCE DA SCAVO	45
18. PIANO DI DISMISSIONE IMPIANTO	46
19. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI E ECONOMICHE DELL'INTERVENTO	47
20. ENTI CONVOLTI NELLA PROCEDURA AUTORIZZATIVA	48
21. STUDI SPECIALISTICI E INDAGINI A CORRREDO DEL PROGETTO	49
21.1 ANALISI PAESAGGISTICA O DI COMPATIBILITA' PAESAGGISTICA	49
21.2 STUDIO FAUNISTICO	51
21.3 RELAZIONE PROGETTO AREA DI COMPENSAZIONE	52
21.4 STUDIO DI COMPATIBILITÀ IDRAULICA E IDROLOGICA	52
21.5 VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE (VINCA)	56
22. FASI E TEMPI PER LA REALIZZAZIONE	56
23. INVESTIMENTI PREVISTI	57

1. PREMESSA

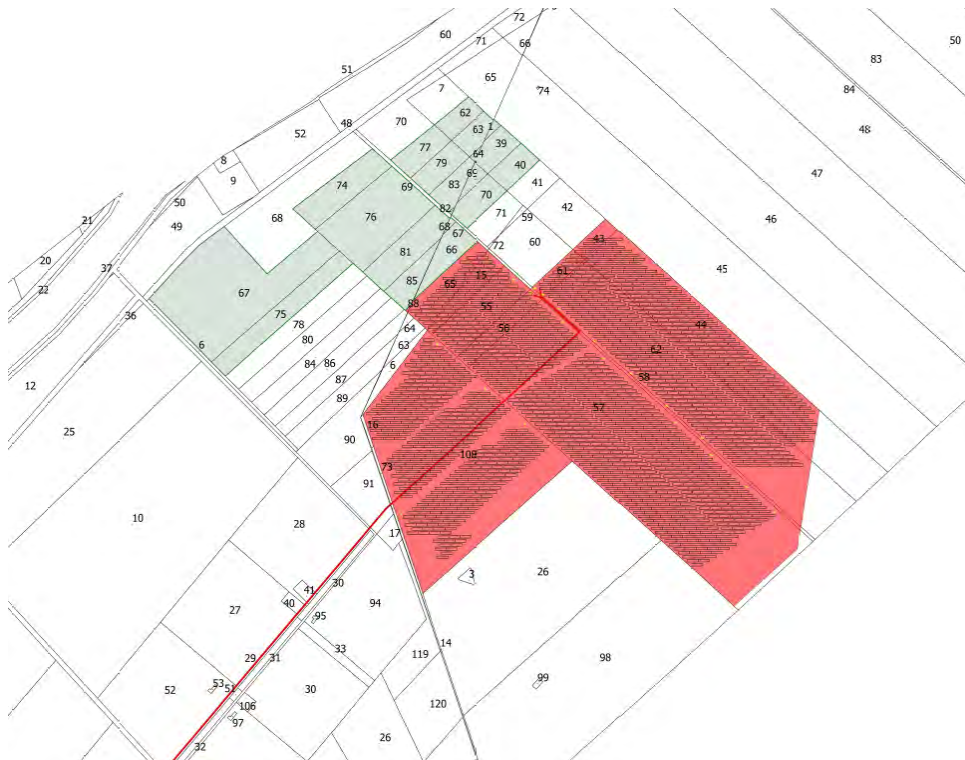
L'aggiornamento della presente relazione è stato richiesto dal MASE con prot.0013217 del 22.11.2023, per un allineamento generale dei dati, dopo leggere modifiche impiantistiche dovute ad aggiustamenti in base al parere di AdB dell'Appennino Meridionale e di TERNA per quanto riguarda la posizione dell'ampliamento della SE di destinazione.

Il progetto prevede la realizzazione DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI MANFREDONIA IN LOCALITA' MONACHELLE/BECCARINI DELLA POTENZA NOMINALE IN IMMISSIONE DI **63 MWA** ed una Potenza di picco di **77,051 MWp** circa, su un'area lorda di circa 77 Ha, su iniziativa della Società PARCO SOLARE MANFREDONIA SRL, Via Vlttor Pisani, 20 -20124 MILANO -P.Iva 11389800969 – parcisolaremanfredonia@cert.studiopirola.com.

Il progetto prevede altresì la realizzazione di un'area boscata, quale attività di compensazione ambientale, estesa Ha 28,5 circa.



Foglio	Particella	Estensione totale (Ha)	Potenza impianto (MWp)
AREA IMPIANTO			
87	15-16-55-43-44-55-56-57-58-62-61-65-73-108	77	77,051
105	88		
AREA COMPENSAZIONE			
87	1-39-40-66-68-69-70	28,5 Ha	
105	62-63-64-67-74-75-76-77-79-81-82-83-85		



	AREA BOSCATO DA REALIZZARE		IMPIANTO FOTOVOLTAICO
--	----------------------------	--	-----------------------

Il progetto rientra nella tipologia elencata nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 2 denominata "impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW", così come modificato dal DECRETO-LEGGE 31 maggio 2021, n. 77 "Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure".

L'Art. 30 in particolare recita:

Capo VI - Accelerazione delle procedure per le fonti rinnovabili ART. 30 (Interventi localizzati in aree contermini)

Al fine del raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica contenuti nel PNIEC e nel PNRR, con particolare riguardo all'incremento del ricorso alle fonti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, dopo il comma 3 è inserito il seguente:

"3-bis. Il Ministero della cultura partecipa al procedimento unico ai sensi del presente articolo in relazione ai progetti aventi ad oggetto impianti alimentati da fonti rinnovabili localizzati in aree sottoposte a tutela, anche in itinere, ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, nonché nelle aree contermini ai beni sottoposti a tutela ai sensi del medesimo decreto legislativo."

Nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, localizzati in aree contermini a quelle sottoposte a tutela paesaggistica, il Ministero della cultura si esprime nell'ambito della conferenza di servizi con parere obbligatorio non vincolante. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere da parte del Ministero della cultura, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione. In tutti i casi di cui al presente comma, il rappresentante del Ministero della cultura non può attivare i rimedi per le amministrazioni dissenzienti di cui all'articolo 14-quinquies della legge 7 agosto 1990, n. 241.

Il nostro Paese vanta una posizione privilegiata per l'irraggiamento rispetto al resto del nord Europa, questo implica la possibilità di sfruttare al meglio questa caratteristica, realizzando centrali elettriche fotovoltaiche. Tutto ciò rientra nella filosofia di differenziare le fonti energetiche privilegiando quelle a bassa emissione di CO₂ per consentire una riduzione delle emissioni di CO₂ a livello globale, come espresso negli accordi del protocollo di Kyoto". In Italia la norma di riferimento è la n. 387/2003 e successive mm.ii.

2. GENERALITA' SULL'ENERGIA FOTOVOLTAICA

2.1 LO SCENARIO MONDIALE ED EUROPEO

Negli ultimi anni la tecnologia fotovoltaico sta assumendo una crescente importanza dovuta, principalmente, alle sue enormi potenzialità per risolvere, in modo significativo, l'inevitabile ripercussione ambientale ed il drammatico problema degli approvvigionamenti energetici, generati dall'utilizzo delle fonti fossili per soddisfare i maggiori consumi di energia.

La conversione diretta di energia solare in energia elettrica mediante dispositivi fotovoltaico appare tra le più promettenti tra le tecnologie che sfruttano fonti rinnovabili. L'industria del fotovoltaico è arrivata da poco a superare in Europa 1GWp di potenza installata. La classifica europea è guidata dalla Germania con 1.300 MW installati. Affinché le tecnologie risultino economicamente vantaggiose e quindi possano in futuro dare un significativo contributo alla richiesta di energia, i costi di produzione dovranno ridursi grazie ad economie di scala, incentivi e ad un forte sviluppo tecnologico.

Gli elementi chiave affinché l'industria del fotovoltaico possa andare incontro ad un deciso processo di sviluppo sono:

- Politiche di supporto che portino ad una crescita di oltre il 20% per anno;
- Economie di scala nei processi di fabbricazione e di vendita;
- Programmi mirati ad accelerare processi di sviluppo e ricerca nel settore;

Una strategia energetica di sviluppo sostenibile a lungo termine, in modo che entro il 2030 l'energia elettrica fotovoltaica possa dare un contributo significativo alla generazione mondiale di elettricità.

La crescita di una cultura in genere favorevole alle energie rinnovabili in Italia.

La futura crescita del mercato globale mostra tassi medi di crescita del 22,5% che porterebbe ad una potenza prodotta nel 2030 di 1800 MW con un contributo alla generazione globale di energia elettrica del 1%. Un livello più significativo del 10% al fabbisogno mondiale potrebbe essere raggiunto solo con un tasso di crescita del 30%.

In Italia le fonti rinnovabili valgono il 7,5% del bilancio energetico nazionale, in termini di fabbisogno totale di energia primaria. E' interessante analizzare i dati nel campo del solo settore elettrico, che assorbe il 36% dell'energia totale. L'energia rinnovabile in questo settore copre il 18% delle fonti energetiche complessive, ma andando ad analizzare il dato, si scopre che la grandissima parte di questo patrimonio appartiene all'idroelettrico ed alla geotermia, tecnologie ancora molto valide, ma con una possibilità di crescita limitata. Solo il 2,85% delle rinnovabili viene dall'eolico e lo 0,15% delle rinnovabili viene dal solare. Ciononostante, le rinnovabili sono un bene che si configura come una risorsa strategica, con prezzi che tendono a scendere, in controtendenza rispetto a quelli dei combustibili fossili che tendono a salire. E inoltre hanno il vantaggio di non essere in quantità limitate, di essere distribuite e di non essere inquinanti.

Gli esperti del settore energetico stimano che in Italia al 2010 le fonti rinnovabili possano coprire il 22% della produzione elettrica. L'aumento dell'uso del rinnovabile solare è possibile anche negli usi civili e industriali non elettrici, specie nel riscaldamento di abitazioni ed edifici.

Non ci si deve certo nascondere che forse uno degli ostacoli maggiori allo sviluppo di queste energie pulite è costituito proprio dai più ridotti incassi per l'Erario, dovuti alle mancate accise sui combustibili.

Il solare fotovoltaico è una fonte di elettricità a costo ancora elevato, anche se in continua riduzione, e privilegiata, perché totalmente non inquinante e poco invasiva dal punto di vista dell'interazione con il paesaggio e dell'utilizzo delle risorse idriche.

In Italia il settore del fotovoltaico ha finora marciato lentamente, soprattutto a causa del vecchio sistema di incentivazione in conto capitale, ma i recenti decreti che incentivano la produzione fotovoltaica in "conto energia" stanno ora dando nuovo impulso al settore.

L'attesa, anche a seguito dell'istituzione del Conto Energia, è che si possa arrivare nel 2010 almeno ad 1,5 GWp di potenza installata. Ovviamente petrolio e gas naturale non si possono sostituire in poco tempo: bisognerà lavorare sulle tecnologie che in un futuro, si spera non lontano, potranno essere decisive.

La costruzione della centrale vuole dare un contributo importante al perseguimento e raggiungimento di questi obiettivi, mediante la concreta dimostrazione della fattibilità dell'iniziativa.

2.2 CONSUMO DI COMBUSTIBILE FOSSILE ED EMISSIONI IN ATMOSFERA DI CO2 EVITATI

L'impianto non produce emissioni in atmosfera, se non le polveri che saranno sollevate dai mezzi operativi nel breve lasso di tempo necessario alla realizzazione dell'impianto, che saranno in ogni caso limitate dai sistemi adottati per l'abbattimento nel tempo e nella quantità.

Quando si parla di energie alternative si usa evidenziare il risparmio che un impianto di produzione di energia elettrica rende possibile in termini di mancata emissione di CO2 in atmosfera e di petrolio che non viene bruciato per produrre la medesima quantità di energia elettrica tramite i combustibili fossili.

La quantità di CO2 risparmiata viene indicata in Kg (come del resto si fa per evidenziare le emissioni in ambito automobilistico), mentre per quanto riguarda il petrolio si usa indicare il risparmio in TEP, ovvero in Tonnellate di Petrolio Equivalente.

Per quanto riguarda la mancata emissione di CO2, bisogna considerare in che modo viene prodotta l'energia in Italia, ovvero il cosiddetto "mix energetico nazionale", il quale rappresenta le quote di produzione di energia per le varie tecnologie impiegate. Per il nostro Paese il fattore di conversione è pari a 0,44 tonnellate di CO2 emesse per ogni MWh prodotto (Rapporto ambientale ENEL 2009).

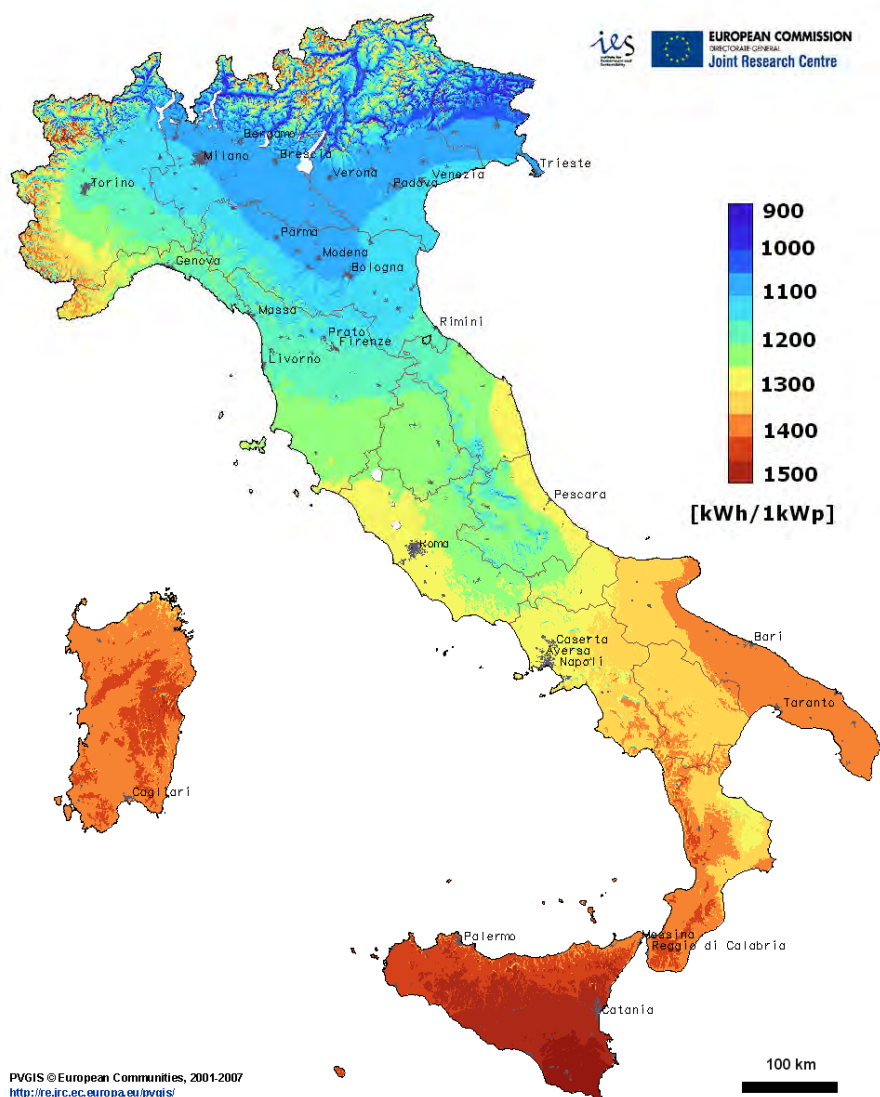
Per il calcolo del petrolio non consumato viene usato il fattore di conversione energetico da MWh (elettrico) a TEP. Un TEP (tonnellata di petrolio equivalente) è definito come la quantità di energia che si libera dalla combustione di una tonnellata di petrolio, ovvero 0,187 TEP per ogni MWh prodotto (Delibera EEN 3/08).

E' stato calcolato che un impianto fotovoltaico da 3kW, che funzioni per 20 anni (la durata della tariffa incentivante) produce ogni anno (nell'area di nostro interesse) 1400 kWh per ogni kW installato (*mappa del Joint Research Center (Ispra) della European Commission*),

A titolo di esempio: $3 \text{ (kW)} \times 1.400 \text{ (kWh/anno)} \times 20 \text{ (anni)} = 84.000 \text{ kWh} = 84 \text{ MWh (Megawattora)}$.

Possiamo quindi calcolare il risparmio in 36,96 tonnellate di CO2 in meno immesse in atmosfera ($84 \times 0,44$) e 15,7 tonnellate di petrolio equivalente non bruciate ($84 \times 0,187$). Pertanto il nostro impianto fotovoltaico di 77,051 MWp (77051 KWp) determinerà:

BILANCIO AMBIENTALE PARCO SOLARE MANFREDONIA SRL		
Potenza impianto installato	KW installati	77.051,00
Produzione media annua/KW installato	KWh*KWinst	1.400,00
Durata dell'impianto (minima)	anni	20,00
MWh prodotti in 20 anni	MWh	2.157.428,00
Fattore di conversione (TEP/MWh) (tonnellate)		0,187
PETROLIO NON CONSUMATO	tonnellate	403.439,04
CO2 NON EMESSA	tonnellate	949.268,32
Fattore di conversione (tonn/MWh prodotto)	0,44	



È stato calcolato altresì (Confagricoltura Mantova) che un ettaro di bosco sia in grado di assorbire circa 22 tonnellate all'anno di CO₂, assumendo questo dato indicativo otteniamo il seguente calcolo:

Su scala globale, i benefici ambientali di una diffusione spinta del fotovoltaico risultano evidenti.

RISPARMIO CO₂ AREA DI COMPENSAZIONE		
Si assume che 1 ettaro di bosco sia in grado di assorbire circa 22 tonnellate all'anno di CO ₂ dall'atmosfera		
Fattore di conversione (t/Ha bosco)	22	
Estensione dell'area boscata da realizzare (Ha)	25,8	
TOTALE CO₂ assorbita in 20 anni	tonnellate	11.352,00

3. LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO

I riferimenti normativi seguenti possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

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 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione di energia fotovoltaica collegati alle reti elettriche dei sistemi di Media e Bassa Tensione".

CEI 11-25 (EN 60909-0): "Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata, Parte 0: Calcolo delle correnti";

CEI 99-2 (EN 61936-1) "Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.";

CEI 99-3 (EN 50522) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a."

CEI 9-17 – 2006 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica Linee in cavo";

CEI 99-5 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.";

CEI 64-14 "Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori";

CEI EN 50618 "Cavi elettrici per impianti fotovoltaici"

EI EN 60076-11 "Trasformatori di potenza – Parte 11: trasformatori di tipo a secco"

CEI EN 62305-1 "Protezione contro i fulmini. Parte 1: principi generali";

CEI EN 62305-2 "Protezione contro i fulmini. Parte 2: valutazione del rischio dovuto al fulmine";

CEI EN 62305-3 "Protezione contro i fulmini. Parte 3: danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";

NRif1. CEI EN 62305-4 "Protezione contro i fulmini. Parte 4: impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";

NRif2. CEI 99-4 "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale";

NRif3. CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";

NRif4. ENEL "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL distribuzione", ed. 5.0. Marzo 2015;

4. DEFINIZIONI

Potenza di picco (KWp o MWp)	Potenza erogata al punto della caratteristica corrente tensione dove il prodotto di corrente e tensione ha il valore numerico massimo rispetto a quello degli altri punti di funzionamento
STC	Condizioni standard di prova: Irraggiamento di 1000W/mq, AM 1,5 con distribuzione dello spettro solare di riferimento e temperatura di cella di 25°C +/- 2°C
NOCT	Temperatura nominale di funzionamento, misurata a 800W/mq, 1m/sec di velocità del vento e a temperatura ambiente di 20°C
Potenza totale di un lotto	Somma delle potenze, misurate in laboratorio, con simulatore solare di classe "A", di ciascun modulo costituente il lotto, nelle condizioni standard STC
Potenza media di un modulo	E' il valore della potenza totale del lotto diviso il numero dei moduli costituenti il lotto stesso.
Efficienza BOS	Bilance of Sistem. Efficienza di tutte le altre parti del sistema.
Lotto	Un insieme omogeneo di moduli aventi le stesse caratteristiche meccaniche ed elettriche
Modulo fotovoltaico	Il più piccolo assieme di celle fotovoltaiche elettricamente interconnesse e protette, mediante idoneo involucro, dagli agenti atmosferici. La protezione ambientale è ottenuta con ricoprimenti in vetro e plastica o con doppio vetro.
Stringa	Un gruppo di moduli fotovoltaici connessi elettricamente in serie
Campo fotovoltaico	Un assieme di stringhe connesse in parallelo facenti capo a un sistema di conversione trifase (inverter), specifico per campi fotovoltaici
Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico	e' la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, definite STC);
Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico	e' l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
Punto di connessione	e' il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica
Punto di misura:	è il punto di una rete con obbligo di connessione di terzi o di una rete interna d'utenza dove viene resa disponibile la misura dell'energia elettrica, la misura delle interruzioni del servizio elettrico e di altre caratteristiche della tensione o la misura per la verifica delle regole tecniche di connessione.
Impianto di consegna:	complesso delle apparecchiature di manovra e di misura installate da ENEL tra il punto di arrivo della/e linea/e MT ed il punto di prelievo. L'impianto di consegna è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.
Sezione ricevitrice	complesso di apparecchiature e dispositivi, che costituisce l'impianto di utenza per la connessione.
Punto di prelievo	punto di confine tra l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utenza per la connessione. Il punto di prelievo è individuato dai morsetti cui si attesta il terminale del cavo di collegamento lato impianto di consegna.
Dispositivo generale:	complesso di apparecchiature nella sezione ricevitrice che ha la funzione di sezionamento, comando e interruzione. Tale dispositivo separa dall'alimentazione, in condizioni di "aperto", il restante impianto

RELAZIONE GENERALE E TECNICA_rev.1

	utilizzatore. Nel seguito di questo documento tale apparato è indicato anche, più brevemente, come DG.
Protezione generale	complesso dei dispositivi di protezione (PG) che comandano il DG. Interruttore di linea: interruttore della linea MT ENEL che alimenta il cliente. Di norma è posto in cabina primaria.
Protezione di linea	protezione che comanda l'interruttore della linea MT ENEL che alimenta il cliente.
Locale consegna	locale in cui è ubicato l'impianto di consegna

Per le altre definizioni si fa riferimento alla Norma CEI 11-20, alle delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ed al Codice di rete e relativi allegati.



5. GENERALITA' MORFOLOGICHE E CATASTALI DEL SITO

La ricerca del sito per la installazione della centrale fotovoltaica, rispetto a quello per una centrale termoelettrica, è sicuramente meno complessa tecnicamente, in quanto sono necessarie minori infrastrutture (quali, ad esempio: acqua di raffreddamento, rete di scarico, etc.), e con più ridotti problemi di consenso, per il basso impatto paesaggistico del complesso.

Il sito è stato selezionato sulla base dei seguenti principali requisiti:

- idoneità planimetrica;
- quantità della insolazione;
- immediata disponibilità e cantierabilità;
- possibilità di realizzazione nuovo elettrodotto interrato per trasporto energia presso Stazione Elettrica TERNA esistente;
- facile raccordo alla viabilità ordinaria esistente.

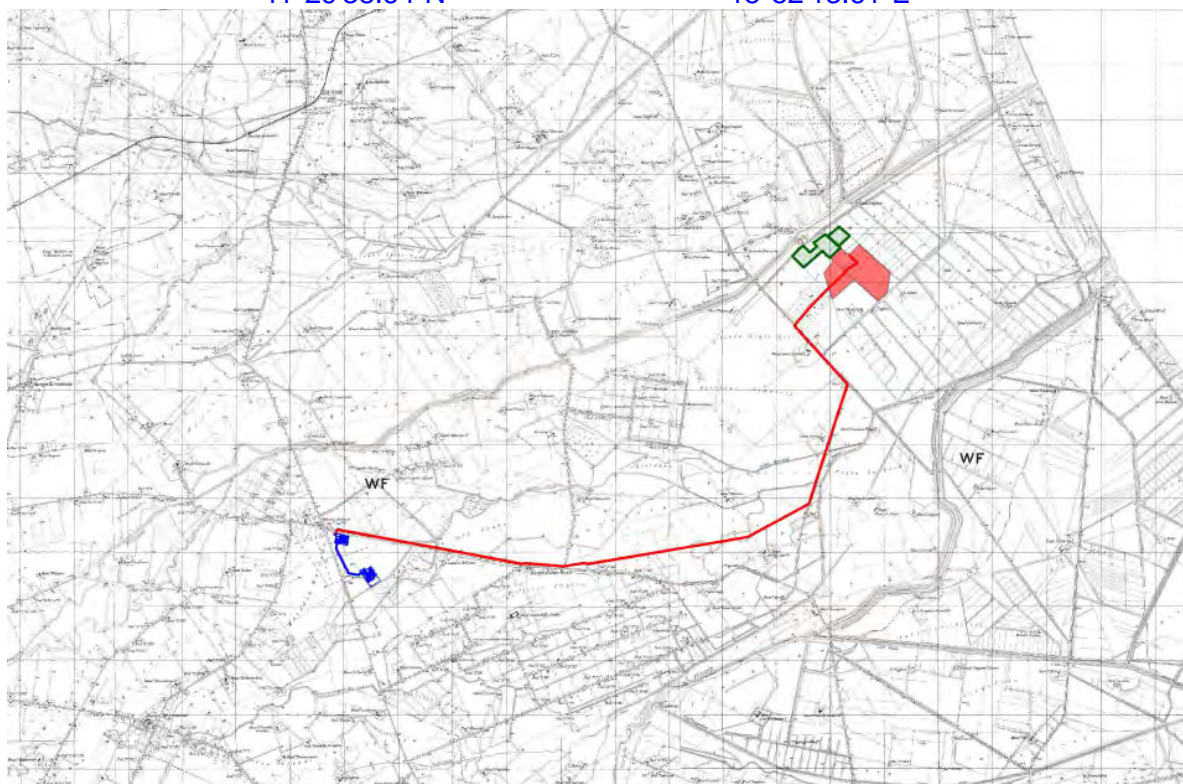
Il sito, situato nel Comune di Manfredonia in contrada Monachelle così individuato catastalmente:

Foglio	Particella	Estensione totale (Ha)	Potenza impianto (MWp)
AREA IMPIANTO			
87	15-16-55-43-44-55-56-57-58-62-61-65-73-108	77	77,051
105	88		
AREA COMPENSAZIONE			
87	1-39-40-66-68-69-70	28,5 Ha	
105	62-63-64-67-74-75-76-77-79-81-82-83-85		

Le coordinate geografiche baricentriche del sito occupato dal generatore fotovoltaico sono:

Latitudine
41°29'38.64"N

Longitudine
15°52'13.61"E



Inquadramento di ampio raggio su ortofoto dell'area di intervento, situata all'incirca a circa 15km a SUD di Manfredonia; in rosso la centrale fotovoltaica; in rosso il percorso dell'elettrodotto, che si sviluppa per circa 17km prevalentemente lungo rete viaria esistente; in verde l'area di compensazione ambientale; in blu la SE ed il suo ampliamento.

Il sito si presenta piano e senza ostacoli che potrebbero creare ombra, restando inoltre disponibili aree sufficienti per la viabilità interna e per le strutture necessarie al suo funzionamento. Le strutture proposte sono abbastanza leggere e non interferiscono con la falda idrica; inoltre sono facilmente rimovibili a fine vita dell'impianto ed alla sua dismissione. I carichi trasmessi dalle strutture al terreno sono estremamente limitati, trattandosi di strutture il cui peso può essere valutato in 30-40 kg/m² e non hanno quindi necessità di fondazioni di grossa entità.

Le aree necessarie alla realizzazione del Generatore Fotovoltaico sono nella disponibilità della Società Proponente grazie ad accordi già stabiliti con le Ditte Proprietarie dei Fondi, per mezzo di contratti preliminari di diritto di superficie. Anche ai fini della connessione alla RTN sono stati già stabiliti accordi per l'ubicazione della Sottostazione Produttore.

Per quanto riguarda tutte le altre opere necessarie alla connessione si attiverà la procedura di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, previa declaratoria di pubblica utilità da parte dell'Ufficio per le Espropriazioni.

6. CARATTERISTICHE AMBIENTALI

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto nel comune di Manfredonia, in contrada Monachelle si estende per una superficie di circa 68,14. (vedi planimetrie di progetto allegate), le principali caratteristiche sono:

- Latitudine: 41° 29' 45,96" Nord (ril. da PVGIS)
- Longitudine: 15° 52' 18,17" Est (ril. da PVGIS)
- Altitudine: 3 m s.l.m.
- Condizioni ambientali
- Temperatura Min./Max. esterna: -10/+45 °C
- Formazione di condensa: NO
- Presenza di corpi estranei: NO
- Presenza di polvere: SI (da terreno)
- Presenza di liquidi: SI
- Tipo di liquido (trascurabile): Acqua
- Stillicidio: SI
- Esposizione. alla pioggia: SI
- Esposizione agli spruzzi: SI
- Getti d'acqua: NO
- Ventilazione dei locali interni
- Naturale: SI
- Artificiale: SI
- Ventilazione: SI
- Numero ricambi: ---

Dati relativi al vento

- Direzione prevalente: Direzione trasversale alle strutture di supporto
- Max velocità: 27m/s
- Zona sismica: SI
- Condizioni speciali ambientali: NO
- Carico della neve al suolo: 1,15 kN/mq

7. DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI

I terreni in oggetto sono destinati ad **uso agricolo**.

8. CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE

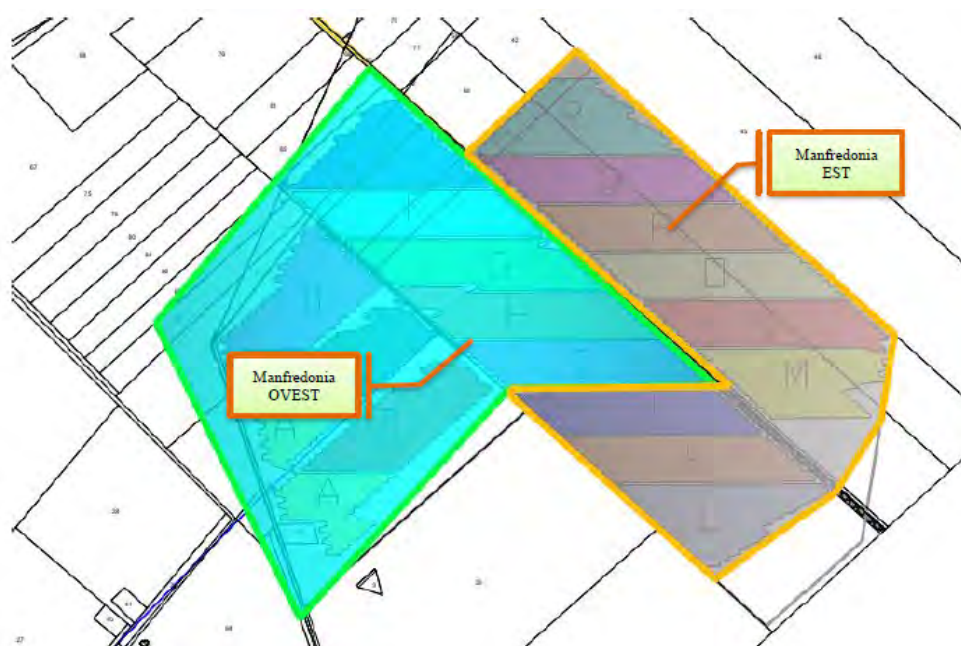
- Terreno pianeggiante superficie utilizzata circa 77 Ha circa.
- Posizione del campo fotovoltaico: Inclinazione 0 gradi ca.
- Orientamento sud
- Posizione del punto di consegna in AT, a 17 Km circa dall'impianto (vedi planimetrie di progetto allegate);
- Terreno di media consistenza con buone condizioni di drenaggio naturale

9. IL PROGETTO

Il sito è stato selezionato sulla base dei seguenti principali requisiti:

- idoneità planimetrica;
- quantità della insolazione;
- immediata disponibilità e cantierabilità;
- disponibilità del punto di connessione;
- facile raccordo alla viabilità ordinaria esistente.

L'estensione lorda dell'area (77 Ha) è adeguata all'installazione del campo fotovoltaico proposto della potenza nominale di circa 63 MWA e potenza di picco pari a circa 77,051 MWp, restando inoltre disponibili aree sufficienti per la viabilità interna. Le strutture proposte non interferiscono né con la falda né con l'estradosso della stessa, trattandosi di strutture leggere.



Dettaglio planimetrico su CTR - area Parco Fotovoltaico, in località "MONACHELLE";

La centrale fotovoltaica si svilupperà su un'area complessiva lorda di circa 77 Ha, **corrispondenti alla superficie dei fondi acquisiti.**

La superficie effettivamente impegnata dal parco fotovoltaico, inclusa nel perimetro dei soli inseguitori ed interna alla viabilità di servizio, è invece di circa 63ha 50a a cui corrisponde una densità di potenza pari a:

$$D = P / S = 77 / 63,50 = 1,21 \text{ MWp/Ha}$$

L'impianto Fotovoltaico sarà strutturato in 18 subcampi elettricamente indipendenti, raggruppati in due Sottolimpianti planimetricamente distinti (EST ed Ovest), e separati da una strada sterrata:

Il sottoimpianto EST (nel seguito M_E), della potenza di circa 38,526 MWp;

Il sottoimpianto OVEST (nel seguito M_O), della potenza di circa 38,526 MWp;

I vari subcampi dei due Sottolimpianti sono strutturati, mediante elettrodotti interrati in MT, in gruppi (sottocampi) collegati in serie che fanno capo alla Cabina di Raccolta di ciascun Sottolimpianto (rispettivamente CdR_O e CdR_E). Dalle due cabine di raccolta si diparte l'elettrodotto dorsale, costituito da 4 terne di cavi unipolari, che conferisce l'energia prodotta alla SSE.

9.1 SOTTOIMPIANTO OVEST

Il sottoimpianto fotovoltaico "M_O", della potenza di 38,526 MWp, sarà a sua volta costituito da 9 subcampi fotovoltaici, come identificati nell'immagine seguente mediante un identificativo alfabetico:

In definitiva il sottoimpianto Ovest sarà caratterizzato da:

- **68.796 moduli fotovoltaici della potenza di 560Wp cadauno;**
- **2646 stringhe da 26 moduli cadauna;**
- **9 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,690/36kV;**
- **1 Cabina di Raccolta (CdR_Ovest);**
- **9 subcampi di potenza unitaria pari a 4.280,64 MWp.**
- **1 elettrodotto dorsale per la connessione alla nuova SSE satellite 36kV, di lunghezza pari a circa 15km.**

RELAZIONE GENERALE E TECNICA_rev.1

Sottoimpianto	Sottocampo	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza di Picco [kWp]	Pot. Inverter [kVA]
OVEST	M_O_A	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_B	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_C	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_D	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_E	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_F	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_G	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_H	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_O_I	1	21	294	7.644	4.281	4.200
Tot. OVEST		9	189	2646	68.796	38.526	37.800

9.2 SOTTOIMPIANTO EST

Il sottoimpianto fotovoltaico "M_E", della potenza di 38,526 MWp, sarà a sua volta costituito da 9 subcampi fotovoltaici, come identificati nell'immagine seguente mediante un identificativo alfabetico:

In particolare i 9 subcampi saranno direttamente afferenti alla Cabina di Raccolta CdR_EST, situata nella zona nord del sottoimpianto.

Da essa si dipartirà un elettrodotto dorsale per la connessione alla nuova SSE satellite 36kV.

In definitiva il sottoimpianto EST sarà caratterizzato da:

- 1) 68.796 moduli fotovoltaici della potenza di 560Wp cadauno;
- 2) 2646 stringhe da 26 moduli cadauna;
- 3) 9 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,690/36kV;
- 4) 1 Cabina di Raccolta (CdR_EST);
- 5) 9 subcampi di potenza unitaria pari a 4.280,64 MWp.
- 6) 1 elettrodotto dorsale per la connessione alla nuova SSE Satellite 36kV, di lunghezza pari a circa 15km.

Sottoimpianto	Sottocampo	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza di Picco [kWp]	Pot. Inverter [kVA]
EST	M_E_J	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_K	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_L	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_M	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_N	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_O	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_P	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_Q	1	21	294	7.644	4.281	4.200
	M_E_R	1	21	294	7.644	4.281	4.200
Tot. EST		9	189	2646	68.796	38.526	37.800

9.3 RIEPILOGO GENERALE COSTITUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.

IMPIANTO	N. Cabine	N. String Monitor	N. Stringhe	N. Moduli	Potenza nominale di picco generatore [MWp]	Pot. nominale Inverter [MVA]	Potenza regolata in immissione [MW]	Pot. Inv. / Pot. Immissione
Tot. "MANFREDONIA"	18	378	5.292	137.592	77,052	75,600	63,000	120,00%

In definitiva l'impianto fotovoltaico, costituito dall'insieme dei due Sottoimpianti EST e OVEST, sarà caratterizzato da:

- 1) 137.592 moduli fotovoltaici della potenza di 560Wp cadauno;
- 2) 378 quadri di stringa;
- 3) 5.292 stringhe da 26 moduli cadauna;
- 4) 18 cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,690/36kV, con somma delle potenze nominali degli inverter pari a 77,051 MVA, e somma delle potenze disponibili pari a 63,000MVA;
- 5) 2 Cabine di Raccolta;
- 6) 18 sottocampi di potenza unitaria pari a 4.280,64 MWp per una potenza di picco complessiva del generatore fotovoltaico pari a 77,051 MWp: l'impianto sarà regolato in modo tale che la potenza nel punto di immissione NON SIA MAI SUPERIORE A 63,000 MVA.
- 7) 1 elettrodotto dorsale esterno, costituito da 4 terne MT 36kV, per la connessione alla Cabina di Sezionamento del produttore e successivamente alla nuova SSE Satellite 36/380 kV, di lunghezza pari a circa 15 km.

Maggiori dettagli vengono descritti nella relazione specialistica: XK1J275_57_Relazione tecnica opere di

utenza per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale.

9.4 DATI DI PROGETTO DI CARATTERE GENERALE

L'elemento base del sistema è rappresentato dal modulo (o generatore) fotovoltaico, che costituisce fisicamente la singola unità produttiva del sistema. Il modulo a sua volta è costituito da un insieme di celle fotovoltaiche di determinate dimensioni e caratteristiche, assemblate e collegate elettricamente in serie per conferire la potenza e la tensione richieste. Nel corso, degli anni si sono sviluppati quattro principali filoni di ricerca sulle celle fotovoltaiche per massimizzare i valori di efficienza di conversione e minimizzare i costi di produzione, si riportano di seguito alcuni tra i più diffusi:

- le celle solari al silicio (monocristallino, policristallino, amorfo);
- celle in telloruro di cadmio;
- le celle a concentrazione;

Allo stato attuale, le prime sono le più diffuse e normalmente commercializzate, le seconde, sono in fase di test e forse ci riserveranno piacevoli sorprese nell'arco di qualche anno, mentre le terze sono ancora a livello sperimentale. Nonostante le celle fotovoltaiche al silicio cristallino siano le più diffuse, la loro tecnologia di fabbricazione ha costi di produzione ancora elevati che dipendono principalmente dall'elevato grado di purezza del silicio necessario per l'applicazione solare e dalla conseguente difficoltà di reperimento sul mercato. Fino a pochi anni fa l'intero mercato del fotovoltaico ha avuto dimensioni di nicchia, permettendo alle aziende produttrici di approvvigionare la necessaria materia prima dagli scarti industriali dei processi di fabbricazione dei microcircuiti; negli ultimi anni però, la crescente crisi ambientale e il contemporaneo aumento del costo del petrolio e dei gas naturali ha dato grande impulso al mercato del fotovoltaico (tasso di crescita annuale del 50%) portando investimenti decisi nel settore della ricerca sia per quanto concerne la produzione di silicio a sufficiente grado di purezza, sia verso le tecnologie alternative. Le celle fotovoltaiche che non si basano sul silicio, pur se promettenti, non hanno tuttavia ancora raggiunto un grado di redditività tale da renderne conveniente la commercializzazione; non se ne terrà pertanto conto nel confronto e nella selezione del tipo da impiegare nella centrale.

9.5 MODULI FOTOVOLTAICI

Per questa fase di progettazione definitiva del generatore fotovoltaico ci si è basati sull'impiego di un pannello fotovoltaico in silicio monocristallino bifacciale scelto fra i prodotti tecnologicamente più avanzati presenti sul mercato, dotato di una potenza nominale pari a 560Wp, costruito da SUNTECH, serie STP560SC72/ Nmh+, le cui caratteristiche tecniche sono qui di seguito riepilogate:

Il pannello è basato su celle solari monocristalline nella versione da 560Wp, oltre ad avere una perdita di efficienza molto bassa, quantificata dal costruttore in circa il 11% dopo 25 anni, ed il 13% dopo 30 anni.

L'impianto avrà in definitiva le seguenti caratteristiche generali:

Ultra V

144 HALF-CELL N-type BIFACIAL MODULE

545-565W

STPXXXS - C72/Nmh+

Features

- **High module conversion efficiency**
Module efficiency up to 21.9% achieved through advanced cell technology and manufacturing process.
- **Suntech current sorting process**
Up to 2% power loss caused by current mismatch could be diminished by current sorting technique to maximize system power output.
- **Excellent weak light performance**
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset.
- **Lower operating temperature**
Lower operating temperature and temperature coefficient increase the power output.
- **Extended wind and snow load tests**
Module certified to withstand extreme wind (240 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *
- **Withstanding harsh environment**
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, rain and saline.

Certificate and standards:
TSC0005, AS 4179, conformity to CE

Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Rigorous quality control meeting the highest international standards ISO 9001, ISO 14001 and ISO 17025
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60968-2.88) ***
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Special Cell Design

Half-cell and NBB technology design with ultra-thin dielectric film to isolate metal and semiconductor can achieve carrier tunneling effect to ensure carrier conduction and increase power output.

Industry-leading Warranty based on nominal power

The graph shows a linear decrease in power output from 100% at year 0 to approximately 80.5% at year 30. A red shaded area represents the Suntech linear warranty, which is higher than the standard linear warranty (grey shaded area).

100%
First year power degradation

0.2%
Annual degradation

10 years
Product warranty

30 years
Linear warranty

IP68 Rated Junction Box

The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding water-proof level, supports installation in all orientations and reduces stress on the cables.

Potenza dei moduli (Wp)	560
Potenza totale (KWp)	77.051,52
Numero di subcampi	18
Numero moduli	137.592
Numero stringhe	5184
Numero moduli per stringa	26
Numero cabine di conversione e trasformazione	18
Cabine di raccolta	2
Modello Inverter	SMA SC 4200 UP

MV Power Station

4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Soluzione chiavi in mano per centrali fotovoltaiche e di accumulo



In fase realizzativa il pannello potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di potenza unitaria superiore, di dimensioni differenti e/o differente tecnologia di conversione, mono o bifacciali, anche di altri costruttori (ad es. Sunpower, Longi Solar, Canadian Solar, TRINAsolar ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, lasciando invariata o di minimizzando l'impronta al suolo a parità di potenza complessivamente installata.

9.6 PRODUZIONE

Dati del sito:

Temperatura: variazioni tra la minima e la massima di -2°C e $+40^{\circ}\text{C}$;

Vento: la condizione estrema del vento (3 secondi, periodicità 50 anni) alla massima altezza di installazione dei moduli è stimata in 25 m/s;

Frequenza di fulminazione: il sito è caratterizzato da 0.5 impatti/ km² all'anno;

Grandine: evento straordinario;

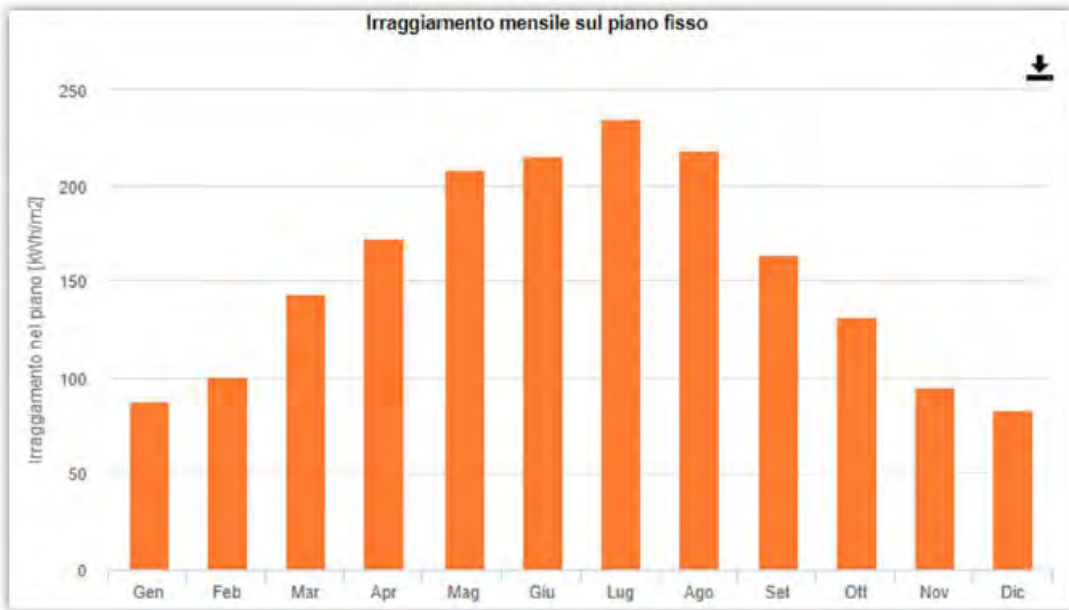
Neve: evento straordinario.

Sismicità: zona 2

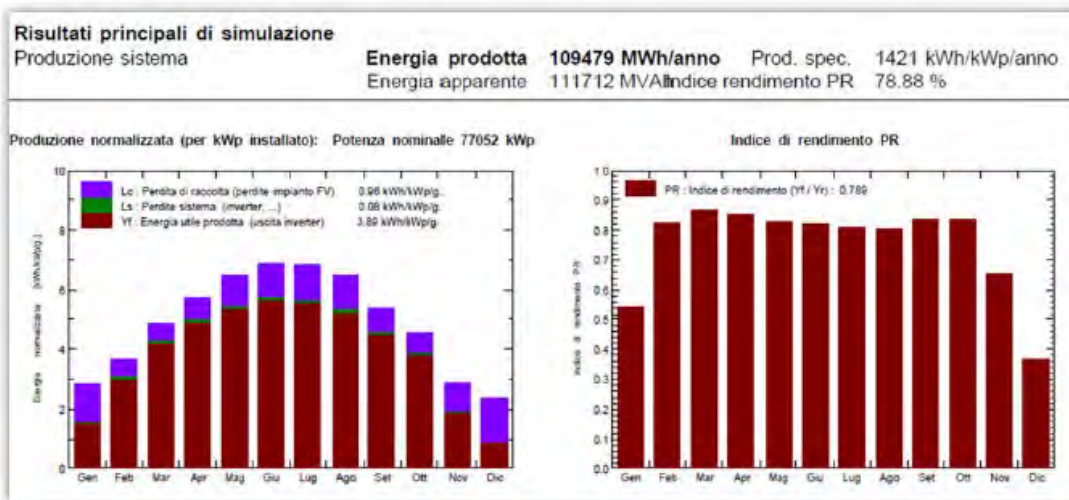
Nella successiva Figura sono riportati i gradienti di irraggiamento sul territorio nazionale con evidenziata l'area dell'intervento.



Grado di irraggiamento annuale sul territorio nazionale



Grado di irraggiamento complessivo sul piano dei moduli mensile in località Monachelle (fonte PVGIS)



Stima della producibilità dell'impianto (elaborazione PVSYST, dati meteo METEONORM 7.2)

9.7 COLLEGAMENTI ELETTRICI E OPERE DI CONNESSIONE

I dettagli sono riportati nei seguenti documenti:

XK1J275 OPERE DI CONNESSIONE				
CODICE	DESCRIZIONE	FORMATO	REV.	SCALA
XK1J275_57	Relazione tecnica opere di utenza per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale	A4	03	/
XK1J275_24	Studio di impatto elettromagnetico	A4	03	/

RELAZIONE GENERALE E TECNICA_rev.1

XK1J275_58	Lettera di non delocalizzabilità per Autorità di Bacino della Puglia	A4	03	/
XK1J275_59	Calcoli preliminari impianti elettrici	A4	03	/
XK1J275_60	Inquadramento territoriale dell'impianto su IGM	A1	03	1:25.000
XK1J275_61	Inquadramento delle opere di connessione su CTR	A0	03	1:10.000 1:2.000
XK1J275_62	Inquadramento opere di connessione su orotofoto	A1	03	1:2.000
XK1J275_63	Inquadramento opere su base catastale di dettaglio (tavola 1 di 4)	A0	03	VARIE
XK1J275_64	Inquadramento opere su base catastale di dettaglio (tavola 2 di 4)	A0	03	VARIE
XK1J275_65	Inquadramento opere su base catastale di dettaglio (tavola 3 di 4)	A0	03	VARIE
XK1J275_66	Inquadramento opere su base catastale di dettaglio (tavola 4 di 4)	A0	03	VARIE
XK1J275_67	Particolare catastale cabina di sezionamento	A0	03	VARIE
XK1J275_69	Pianta e prospetti dei locali tecnici della cabina di sezionamento 36kV	A0	03	1:100
XK1J275_70	Disposizione e Schema quadro MT della cabina di sezionamento 36kV	A0	03	VARIE
XK1J275_72	Schema elettrico unifilare lato MT-AT	A0	03	VARIE
XK1J275_73	Inquadramento PPE su CTR	A0	03	1:10.000
XK1J275_74	Tavole Dettaglio Catastale	A3	03	1:2.000
XK1J275_75	Piano Particellare Tabellare	A3	03	VARIE

9.8 CERTIFICAZIONE DI QUALITA'

Per tecnologie in continua evoluzione e dal mercato così vario, la certificazione di qualità è un parametro di acquisto che assume una grande importanza.

I fattori più importanti per identificare la qualità di un modulo fotovoltaico sono: la durata nel tempo delle prestazioni, l'efficienza di conversione, la tolleranza sulla potenza dichiarata, l'affidabilità, il livello di tecnologia utilizzato per la realizzazione e il rispetto delle normative vigenti. Tali parametri sono solitamente forniti dai costruttori stessi e certificati secondo le richieste specifiche delle normative vigenti.

Attualmente le norme più importanti per i moduli fotovoltaici in silicio cristallino, elencate nella CEI 1120, sono:

- CEI En 61215: moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica di progetto ed omologazione del tipo.
- DIN En 61730: moduli fotovoltaici, qualifiche di sicurezza;
- CEI En 50380: fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- TUV classe II: determinazione dell'isolamento elettrico.

In particolare la CEI En 61215 contiene le specifiche richieste riguardanti l'invecchiamento dei moduli, le prove elettriche e meccaniche (fra cui torsione e resistenza alla grandine) e climatiche.

9.9 DESCRIZIONE DEL SISTEMA

Come indicato nel precedente paragrafo, si è optato per l'installazione di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, che allo stato dell'arte consentono di garantire ottime prestazioni e costanza delle stesse nel tempo.

L'intero sistema è stato concepito in modo da suddividere la centrale in diversi campi fotovoltaici di potenza variabile in funzione della superficie asservita al campo, realizzando una via di mezzo tra una architettura centralizzata ed una distribuita come ben illustrato nella ***XK1J275_47.Planimetria generale dell'impianto_Rev1.***

d

Il generatore fotovoltaico è formato dalla serie di diversi moduli fotovoltaici, che andranno a formare una stringa la quale sarà posizionata su dei supporti fissi, ancorati al terreno. Dal generatore si parte con una tensione in c.c. in condizione di lavoro di circa 600V, quindi al di sotto della massima consentita secondo le norme sulla sicurezza, attraverso diversi quadri, si giunge ad i gruppi di inverter in grado di seguire le variazioni di tensione in ingresso e di convertirle in una tensione costante trifase a 400V in c.a. a 50Hz.

Dalla inverter, si giunge in una sala dove sono allocati i trasformatori elevatori B.T./M.T. (400 V/20.000 V) con potenza nominale dimensionata per servire il campo corrispondente. I trasformatori elevatori B.T./M.T. fanno capo ad un quadro di parallelo a 20kV. In uscita dal quadro a 20 kV è previsto un cavidotto per effettuare il collegamento ad una sottostazione di alta tensione, indicata dal Gestore di Distribuzione.

Esclusi i moduli fotovoltaici ed i quadri di stringa e di campo tutti gli elementi previsti saranno allocati nelle cabine elettriche di trasformazione, si veda la Tavola ***XK1J275_50.CABINE DI TRASFORMAZIONE, MV POWER STATION E PANNELLI***, dentro le quali saranno installati:

- I quadri di parallelo inverters
- I trasformatori elevatori
- l'Interruttori a 30 kV in uscita dal trasformatore elevatore
- e saranno dotate di un adeguato sistema di ventilazione.

9.10 CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO

Le tabelle della norma UNI 10349 permettono di desumere il valore di radiazione solare al suolo nella località di Manfredonia (FG) (Lat. 41,63° ; Long. 17,22°), tramite le quali, utilizzando il metodo indicato nella norma UNI 8477/1, è possibile calcolare il valore della radiazione solare sul piano dei moduli, nella loro inclinazione ottimale, pari a 1.838,00 kWh/m² anno, con un inclinazione pari a 30° sul piano orizzontale. Le tabella che segue riporta i valori di irraggiamento calcolati secondo la norma su citata, indicando i valori di cui all'albedo ipotizzati.

Il valore medio del fattore di albedo è stato calcolato facendo riferimento alla seguente tabella:

RELAZIONE GENERALE E TECNICA_rev.1

Mese	Descrizione	Valore
Gennaio	Erba verde	0,26
Febbraio	Erba verde	0,26
Marzo	Erba verde	0,26
Aprile	Erba verde	0,26
Maggio	Erba verde	0,26
Giugno	Erba verde	0,26
Luglio	Erba secca	0,20
Agosto	Erba secca	0,20
Settembre	Erba verde	0,26
Ottobre	Erba verde	0,26
Novembre	Erba verde	0,26
Dicembre	Erba verde	0,26

Albedo

Dati Norma UNI 10349

Mese	Albedo	MJ / mq / gg (PO)	KWh / mq / gg (PO)	KWh / mq / mese (PO)	KWh / mq / gg (PI)	KWh / mq / mese (PI)
Gennaio	0,26	6,52	1,89	58,56	2,99	92,58
Febbraio	0,26	9,70	2,75	79,75	3,84	111,25
Marzo	0,26	13,91	3,94	122,28	4,79	148,52
Aprile	0,26	18,29	5,42	162,50	5,76	172,71
Maggio	0,26	21,89	6,61	204,94	6,36	197,16
Giugno	0,26	24,01	7,56	226,67	6,93	207,87
Luglio	0,20	23,80	7,81	241,97	7,28	225,58
Agosto	0,20	20,70	6,72	208,39	6,87	213,00
Settembre	0,26	16,09	5,08	152,50	5,96	178,92
Ottobre	0,26	11,48	3,50	108,50	4,80	148,83
Novembre	0,26	7,31	2,19	65,83	3,41	102,18
Dicembre	0,26	5,80	1,67	51,67	2,74	84,92
Irragg. giorno	-	16,04	4,59	-	5,14	-
Irragg. mese	-	-	-	140,30	-	156,96
Irragg. anno	-	5855,20	1626,14	-	1838,38	-

Valori irraggiamento

9.11 CALCOLO DELLE DISPERSIONI

Il calcolo dell'energia prodotta annualmente dalla centrale è stato effettuato avendo ipotizzato l'impiego di moduli realizzati con celle in silicio cristallino ed aventi una efficienza nominale del 13,0%. E' stato altresì ipotizzato una efficienza di sistema "BOS" (elettrica, temperatura, ombreggiamento, riflessione etc.) del 79,00%, calcolata secondo le seguenti perdite:

- Riflessione: 3,00%

- Mismatching: 5,00%
- Temperatura: 9,00%
- Quadri in continua: 2,00%
- Polluzione: 2,00%

Il calcolo è pertanto conservativo.

9.12 *CALCOLO DELLA PRODUZIONE*

$$PSTC = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = 560,00 \text{ Wp} \times 137.592 = 77,051,00 \text{ Wp}$$

Potenza dei generatori:

$$P = PSTC \times 83,40\% = 6.426.096,00 \text{ Wp}$$

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = [R_{inv} \times P \times (1 - K_{ombre}) \times H]$$

In cui:

$$R_{inv} = \text{rendimento inverter} = 96,00\%$$

$$P = \text{potenza totale} = 6.426.096,00 \text{ kWp}$$

$$H = \text{irraggiamento medio annuo} = 1.838,00 \text{ kWh/m}^2$$

$$K_{ombre} = \text{Fattore di riduzione delle ombre} = 3,00 \%$$

Pertanto, applicando la formula si ottiene circa:

$$E = 10.998.556 \text{ [kWh/anno]}$$

Il calcolo, sopra riportato, permette di concludere che l'energia prodotta stimata sarà pari a circa 109 GWh/anno.

9.13 *VINCOLI DA RISPETTARE*

- Zona agricola soggetta parzialmente a vincoli relativi al PAI (**eseguito studio di compatibilità idraulica con richiesta di parere di compatibilità idraulica**).
- La realizzazione dell'impianto è assoggettata ad autorizzazione unica ai sensi del D. Lgs. 387/03
- Impianto collegabile alla rete ENEL (TERNA) in base alla normativa CEI 11.20 ed alla direttiva ENEL DK 5400 CEI 0-16
- Sistemi di conversione installati all'interno di apposite cabine in prefabbricato da installare in prossimità degli impianti di produzione
- Sottostazione di trasformazione MT/AT secondo normativa DK5310; DK5400
- Una volta completata la disposizione dei moduli sul terreno, tenendo anche conto della necessità di mantenere le distanze di rispetto dalla recinzione e di lasciare sgomberi gli spazi necessari alla viabilità

interna dell'impianto, occorrerà procedere al dimensionamento elettrico dell'impianto.

- Numero dei convertitori cc/ca in base alle taglie commerciali disponibili ed alla loro affidabilità
- Possibilità di utilizzare nello stesso impianto, moduli fotovoltaici di tipo e potenza unitaria diversi
- Possibilità di effettuare interventi di manutenzione senza interrompere totalmente la produzione dell'impianto.
- Riduzione al minimo delle lunghezze dei cavi di collegamento e quindi delle perdite per effetto Joule.
- Riduzione dei tracciati dei cavidotti e quindi dei costi di scavo e posa in opera dei cavi

9.14 **QUADRI ELETTRICI DI PARALLELO PER STRINGHE**



I quadri saranno realizzati in lamiera adatti per l'installazione all'esterno e con protezione IP-65.

Ogni quadro sarà dotato dei seguenti organi di sezionamento e/o protezione

Sull'arrivo delle stringhe:

un sezionatore di carico con fusibili da 12 A tipo gL per ogni stringa ed uno scaricatore per stringa

Sulla partenza: un interruttore bipolare magnetotermico da 40 A con potere di interruzione di 1,5nKA

I quadri saranno installati il più vicino possibile alle stringhe e collegati, mediante cavi di sezione adeguata per minimizzare la caduta di tensione e posati in cavidotti interrati, ai quadri di parallelo sottocampi installati anch'essi nelle vicinanze dell'area asservita.

9.15 **QUADRI DI PARALLELO SOTTOCAMPI**

Ai quadri di parallelo sottocampo installati all'interno delle cabine elettriche di trasformazione fanno capo i quadri di parallelo stringhe, per ogni campo saranno utilizzate 60 quadri indicate con la sigla KK.



Ogni quadro sarà dotato di 5 ingressi captando 5 box GAK, per una potenza complessiva di 100KWp, ognuno di essi sarà dotato dei seguenti organi di sezionamento e protezione.

Sugli arrivi:

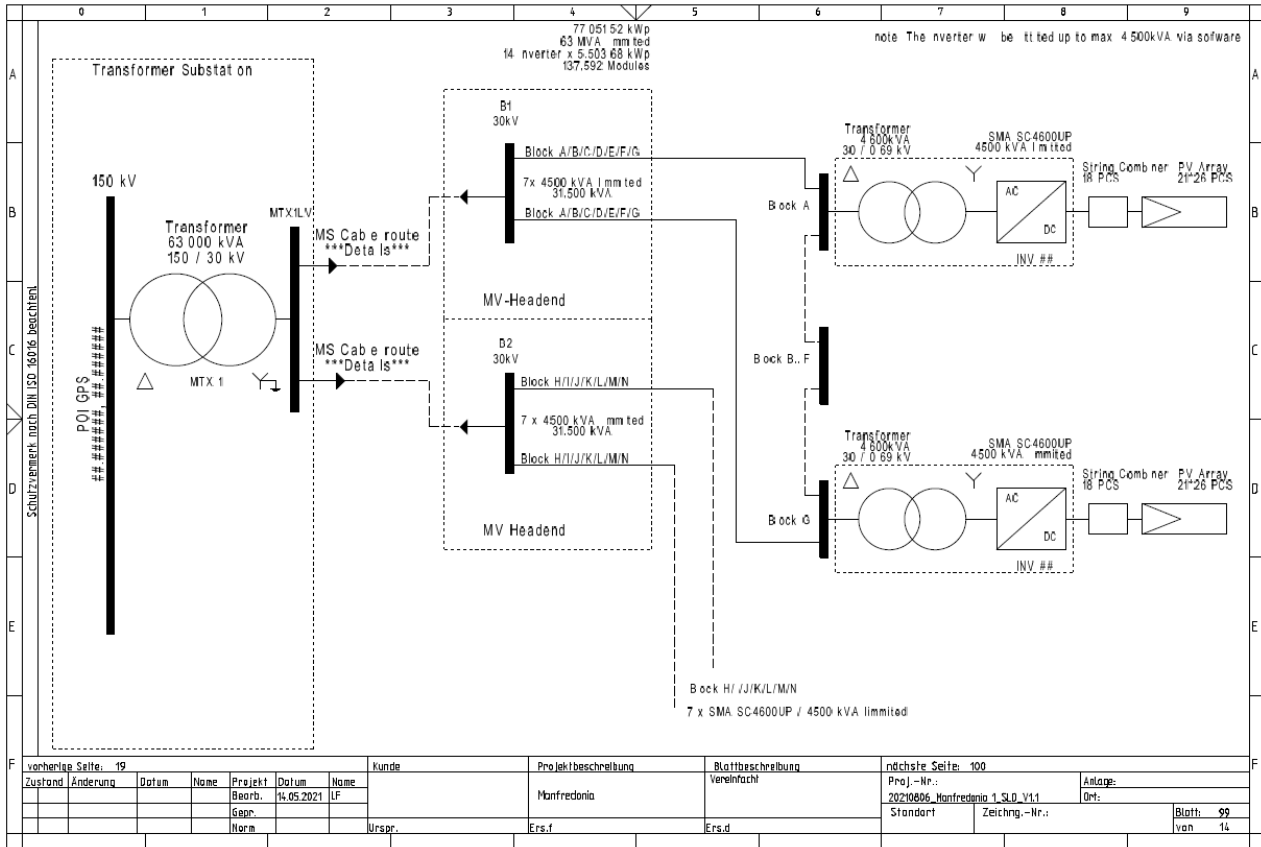
- un sensore di corrente per ogni stringa
- un sensore di tensione per ogni stringa
- alimentatori per controllo stringhe

Sulla partenza:

- un sezionatore di carico con fusibili da 80A per ogni stringa

I quadri saranno realizzati in lamiera metallica, adatti per l'installazione all'installazione per esterno con protezione meccanica IP- 3X.

I quadri saranno collegati agli inverter mediante cavi con sezione adeguata.



9.16 CABINE ELETTRICHE DI CONVERSIONE CC/CA E TRASFORMAZIONE BT/MT.

Previsti inverter centralizzati Marca SAMA Modello MV POWER STATION n° 1 4400-S2 e n° 10 4600-S2.

Vedasi relazioni di calcolo e schede tecniche.



Shelter di conversione e trasformazione.

Le cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT hanno la funzione di accogliere i componenti necessari a convertire l'energia elettrica in corrente continua prodotta dall'impianto fotovoltaico in energia elettrica alternata, la quale poi sarà trasformata in media tensione dal trasformatore elettrico presente in ogni cabina.

Dal punto di vista costruttivo, si ricorrerà a manufatti prefabbricati di tipo shelter, integrati, di dimensioni complessive pari a circa 6,5m x 3.00m e altezza di 2,50m (altezza riferita al piano di campagna).

Le cabine di trasformazione dovranno essere dotate del corredo antinfortunistico completo a norma delle vigenti leggi.

Tali cabine saranno composte dai seguenti elementi:

- un vano "conversione", dove sarà installata la macchina inverter per la conversione dell'energia elettrica da continua DC ad alternata AC e un quadro di bassa tensione (QAUX) derivabile direttamente dalla macchine inverter;
- un vano trasformatore, dove sarà installato un trasformatore in resina BT/MT, in esecuzione speciale essendo dotato di due gruppi di morsetti bT collegati in parallelo direttamente all'interno della macchina. In tal modo ad ogni gruppo di morsetti bT sarà collegato un inverter, evitando di conseguenza la necessità di installare quadri di distribuzione intermedi tra convertitori e trasformatore e un quadro di bassa tensione (AUX) derivabile dal secondario del trasformatore tramite un altro trasformatore 270/400 V, essendo la tensione secondaria del trasformatore di cabina pari a 270V;
- un locale quadri MT, dove sarà installato il modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso.

9.17 VANO "CONVERSIONE": INVERTER

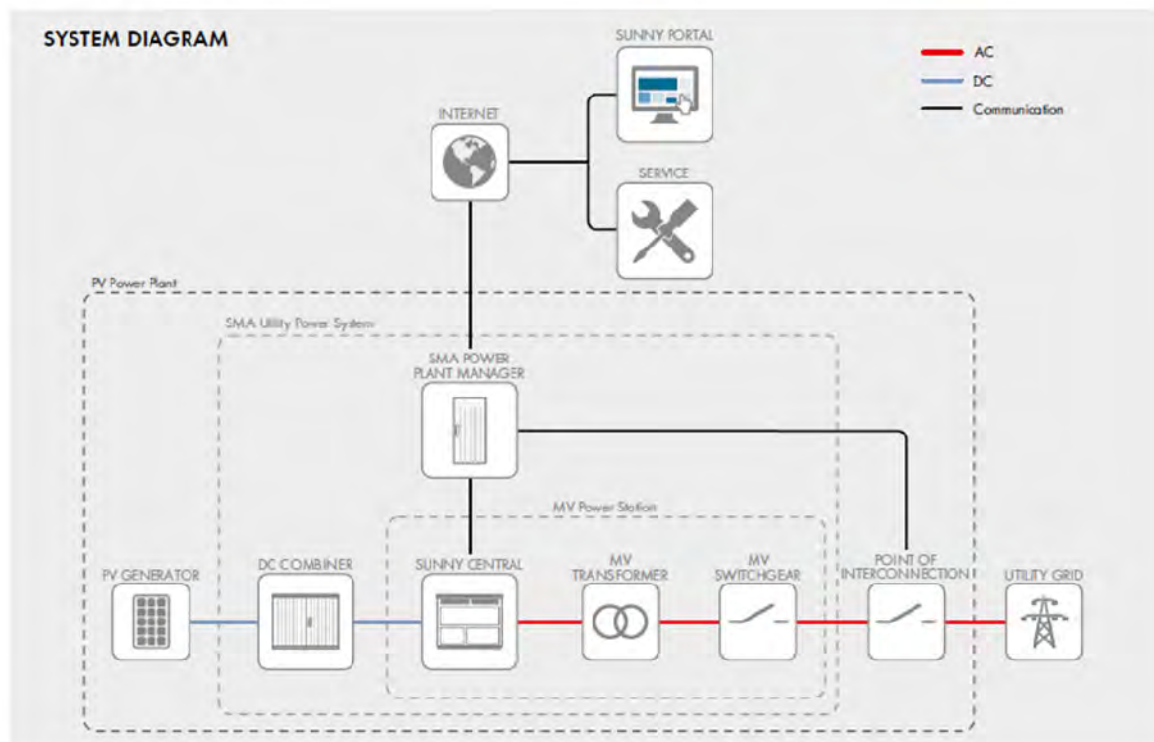
Gli inverter per la conversione dell'energia da corrente continua a corrente alternata 50Hz sono apparecchiature centralizzate, in numero di 1 per ciascun subcampo. In questa fase autorizzativa sono state ipotizzate macchine di costruzione SMA, modello SUNNY CENTRAL UP con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri, con particolare riferimento all'allegato A68 del codice di Rete di Terna.

Anche per questi componenti ci si riserva di effettuare la scelta finale in fase esecutiva del progetto, sulla base dello stato dell'arte della tecnica al momento della realizzazione dell'impianto, scegliendo altri modelli e/o altri costruttori (ad es. Huawei, Siemens, ABB, ed altri).

Le apparecchiature impiegate, a valle di un accurato dimensionamento dei sottocampi, sono di unica taglia: 4600kVA,

Sarà presente un inverter per ciascun subcampo, alimentato dai paralleli di stringa effettuati nelle String Monitor, installati in campo sulle strutture di sostegno dei tracker, secondo il diagramma di principio qui sotto

riportato:



Schema di collegamento al Sunny Central, dal lato Generatore e dal lato RTN.

9.18 LOCALE TRASFORMATORE B.T./M.T.

Il trasformatore BT/MT, situato in ciascuna Cabina di Conversione/trasformazione, ha la funzione di trasformare la tensione convertita da ogni inverter da bassa a media.

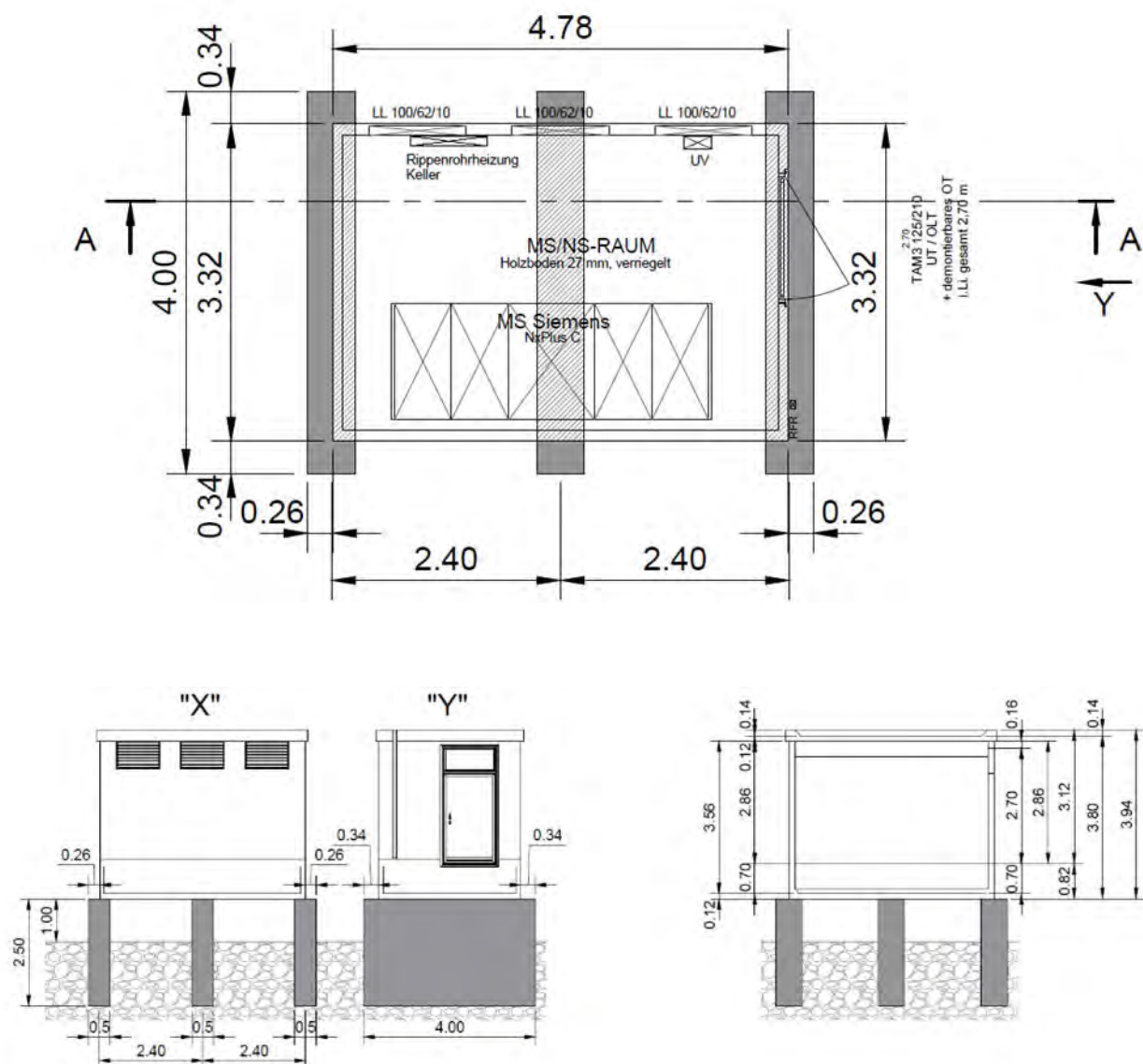
Il trasformatore adottato sarà del tipo dry type cast-oil MT/BT - 30/0,6-0,80kVA, e potrà essere adottato nella taglia unica da 2600kVA, per ragioni di semplicità manutentiva, interventiva e gestionale del magazzino ricambi.

9.19 LOCALI TECNICI MT E BT

Gli 11 sottocampi saranno connessi a due locali shelter definiti "CABINA DI RACCOLTA" (CdR):

- CdR_EST, per il Sottosistema EST, che raccoglierà l'energia prodotta dai blocchi A, B, C, D, E;
- CdR_Ovest, per il Sottosistema OVEST, che raccoglierà l'energia prodotta dai blocchi F, G, H, I, J, K;

Tali locali sono deputati a cabina di sezionamento, misura e raccolta dell'energia prodotta.



Stralci tratti dagli elaborati di progetto con pianta e sezioni delle Cabine di Raccolta.

All'interno delle cabine di raccolta si avranno gli scomparti (rispettivamente 5 per la CdR_Est e 6 per la CdR_Ovest, deputati ad accogliere l'energia proveniente dai vari sottocampi; in parallelo a tali scomparti, saranno presenti ulteriori 2 scomparti per ciascuna CdR, da ciascuno dei quali si dipartirà una delle 4 terne costituenti l'elettrodotta dorsale, che convoglierà l'energia prodotta fino ai locali tecnici presenti nella futura Sottostazione Produttore.

La Cabina di Raccolta sarà destinata solo a locale Quadri MT.

Nell'edificio shelter "Cabina di raccolta EST" sono individuati i seguenti scomparti:

- a. Scomparto misure 1;
- b. Scomparto Arrivo Linea E1 (Dorsale Est);
- c. Scomparto Linea A;

- d. Scomparto Linea B;
- e. Scomparto Linea C;
- f. Scomparto Congiunzione di sbarra;
- g. Scomparto Linea D;
- h. Scomparto Linea E;
- i. Scomparto Arrivo Linea E2 (Dorsale Est);
- j. Scomparto misure 2;
- k. Scomparto Servizi Ausiliari

Nell'edificio shelter "Cabina di raccolta OVEST" sono individuati i seguenti scomparti:

- a. Scomparto misure 1;
- b. Scomparto Arrivo Linea O1 (Dorsale Ovest);
- c. Scomparto Linea F;
- d. Scomparto Linea G;
- e. Scomparto Linea H;
- f. Scomparto Congiunzione di sbarra;
- g. Scomparto Linea I;
- h. Scomparto Linea J;
- i. Scomparto Linea K;
- j. Scomparto Arrivo Linea O2 (Dorsale Ovest);
- k. Scomparto misure 2;
- l. Scomparto Servizi Ausiliari.

9.20 RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE

9.20.1 LINEE DI MEDIA TENSIONE

Il sistema di distribuzione MT di collegamento per ciascun subcampo ha una configurazione del tipo in serie: in particolare è prevista una cabina denominata MASTER con la duplice funzione di punto di parallelo per le energie provenienti dai vari subcampi, e punto di partenza per la linea dorsale. Nei centri di trasformazione l'energia elettrica prodotta può essere elevata ad un valore di tensione maggiore di quello nominale al fine di consentirne la trasmissione rispettando le esigenze di contenimento delle perdite, e di equilibrare le tensioni dei vari subcampi.

Tutte le linee elettriche MT interne al campo fotovoltaico seguiranno il più possibile il tracciato delle strade di nuova realizzazione o, laddove necessario, seguiranno le corsie libere tra le file di tracker.

I cavi MT utilizzati saranno della tipologia ARE4H5E 18/30kV in accordo alla norma IEC 60502/CEI 20-13: conduttore unipolare, in corda rigida compatta a fili di alluminio, in accordo alla norma CEI 20-29, classe 2, con strato semiconduttore in mescola estrusa termoidurente, isolante XLPE, semiconduttore estruso saldato, nastro semiconduttivo antiumidità, schermo a nastro di alluminio laminato, guaina esterna in MDPE, colore rosso.

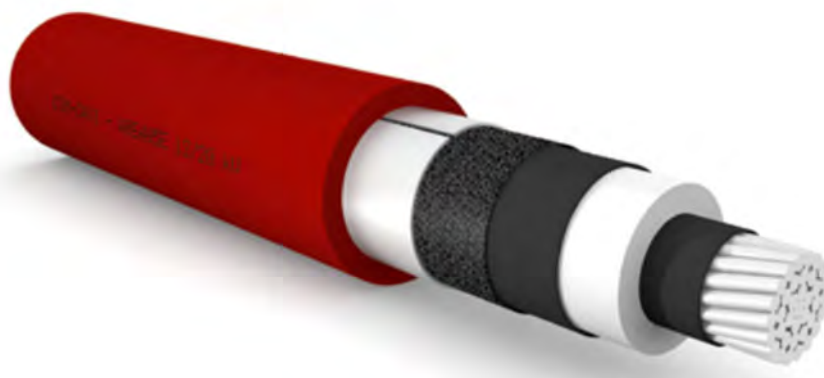


Fig. 1. Particolare degli strati costitutivi di un cavo MT ARE4H5E

I dimensionamenti delle linee interne sono stati effettuati conservativamente tenendo conto della potenza nominale di picco di ciascun subcampo, in modo che anche in caso di guasto di uno o più dei subcampi, l'impianto potrà lavorare inseguendo continuamente la massima potenza di immissione, pari a 77,051 MWp; in condizioni operative standard, grazie al surdimensionamento dell'impianto, le linee saranno caricate con potenze inferiori al 85% della potenza di picco, ovvero in misura pari al rapporto tra potenza di immissione e potenza di picco:

$$63 / 77 = 0,82$$

Tale dimensionamento garantirà, inoltre, che in futuro la società possa eventualmente chiedere l'incremento della potenza di immissione fino alla massima potenza dell'impianto.

Il dimensionamento della dorsale è stato effettuato in modo tale che sia possibile, in futuro, usare l'elettrodotta esistente per eventuali ampliamenti:

SOTTOIMPIANTO						CARATTERISTICHE SETTORI				CARATTERISTICH E DEL CAVO	CADUTA DI TENSIONE max	
	Subcampo	Denom. TRATTA	LUNGHEZZA GEO METRICA [m]	SEZIONE [mm ²]	NUMERO TERNE	Pot. Nominale [kWp]	Pot. Reale massima [kWp]	CORRENTE Reale Massima	CORRENTE Linea (max)	PORTATA	ΔU% (max) [%]	PLOSS [kW]
								I ₀	I _L	I _T		
								[A]	[A]	[A]		
DORSALE est	CdR_EST-SSE	14300	630	2	38528	36.079	724,13	362,07	490,90	1,97%	358,5	
DORSALE Ovest	CdR_Ovest-SSE	14300	630	2	38528	36.079	724,13	362,07	490,90	1,97%	358,5	
					Tot	77056	72.158	perdite totali massime			855,3	
									TOTALI max	2,45%	855,3	

In particolare, sarà possibile spingere fino ad un limite di 104MWp, o anche oltre, adottando la limitazione della potenza massima immessa nella dorsale a 97,7MWp:

SOTTOIMPIANTO					CARATTERISTICHE SETTORI				CARATTERISTICHIE DEL CAVO	CADUTA DI TENSIONE max	PLOSS [kW]	
	Sub campo	Denom. TRATTA	LUNGHEZZA GEOMETRICA [m]	SEZIONE [mm²]	NUMERO TERNE	Pot. Nominale [kWp]	Pot. Reale massima [kWp]	CORRENTE Reale Massima	CORRENTE Linea (max)			PORTATA
								I_{sc}	I_L	I_c		$\Delta U\% (max)$
								[A]	[A]	[A]		[%]
DORSALE est	CdR_EST-SSE	14300	630	2	52205,44	48.887	981,20	490,60	490,90	2,67%	658,1	
DORSALE Ovest	CdR_Ovest-SSE	14300	630	2	52205,44	48.887	981,20	490,60	490,90	2,67%	658,1	
Tot					104410,88	97.775	perdite totali massime				1.454,7	
TOTALI max										3,15%	1.454,7	

I terminali cavo M.T. saranno del tipo plug-in mentre i giunti saranno del tipo autorestringente o termorestringente per posa direttamente interrata. Nella figura sottostante si mostra un giunto termorestringente omologato ENEL.



Schema di esecuzione di un giunto MT

In corrispondenza dei giunti saranno collegati a terra gli schermi dei cavi MT.

All'interno del parco, i cavi saranno posati direttamente interrati, principalmente lateralmente alla viabilità nuova e da realizzare, in uno scavo avente profondità dal piano stradale compresa tra 1 e 1,2m circa, con larghezza variabile a seconda della formazione.

Il cavo verrà adagiato su un letto di sabbia di spessore pari a 0,10m e sarà ricoperto da un ulteriore strato di sabbia di spessore minimo pari a 0,30m, tale cassonetto ospiterà anche la fibra ottica direttamente posata in terreno; sul cavo sarà posato un tegolino in plastica per la protezione meccanica.

Infine, ad una distanza di circa 0,20m dal cavo di fibra, verrà posato il nastro segnalatore. Successivamente lo scavo verrà ripristinato secondo le condizioni iniziali.

I cavi in fibra ottica saranno direttamente posati in terreno e giuntati (lunghezza dipendente dalla pezzatura

commerciale) mediante idonee giunzioni ottiche entro scatola di contenimento e protezione del tipo con chiusura a cerniera complete di schede, vassoietti portagiunti e giunzioni di fibra. Per la realizzazione delle giunzioni dei conduttori in fibra saranno realizzati pozzetti rompitratta in cls con chiusino posati all'interno delle nicchie. Il cavo sarà a 12 e/o 24 fibre monomodali 9/125 µm.

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO CON PROTEZIONE ANTIRODITTORE SUPER-RINFORZATA, MAX. 24 FIBRE

APPLICAZIONI
 Per uso esterno in impianti di cablaggio strutturato (dorsale di campus).
 Per uso esterno in reti di telecomunicazione: TV via cavo.
 Facile da installare in cavedi, tunnel, trincee o tubazioni, anche adatto all'interno diretto.

Una semplice struttura del cavo completamente dielettrica con una protezione antirodittole maggiorata. Durata prevista maggiore di 30 anni.

GUIDA ALLA INSTALLAZIONE E ALLA MANIPOLAZIONE
 Quando si stendono e si installano i cavi in fibra ottica è vitale non eccedere i valori specifici della forza di filo, del raggio di curvatura e della temperatura. I metodi di installazione devono essere in accordo con gli standard comuni.
 Per facilitare l'inserimento in tubature per mezzo di aria compressa o cavo pilota possono essere usati lubrificanti certificati (esempio paraffina). È sconsigliato l'uso di sapone o di lubrificanti comuni.
 Se un cavo ha bisogno di essere fissato, devono essere evitate riduzioni > 3 mm.
 Il gel all'interno del tubetto può essere rimosso usando tessuto impregnato di trementina.
 È consigliabile proteggere le teste del cavo durante lo stoccaggio.



CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Specifiche del cavo (Costruzione in accordo con la norma IEC 60794)

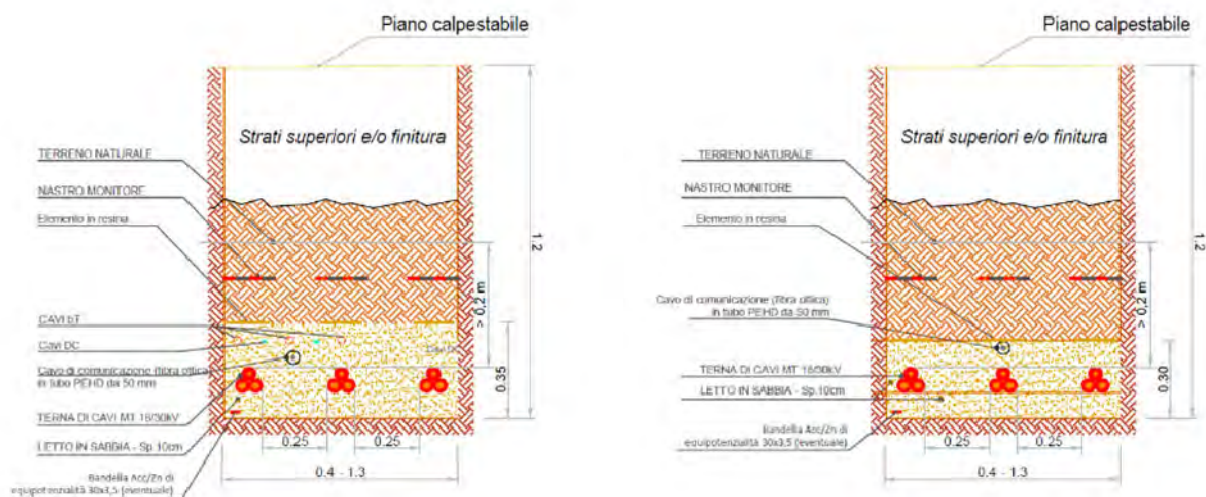
1. Rivestimento primario della fibra ottica: \varnothing 250 ± 15 µm
2. Tubetto centrale tamponato in gel (privo di silicone) contenente fino a 24 fibre
 Codice colore delle fibre:
 1-12: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-nero-arancio-turchese-rosa-bianco
 13-24: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-grigio-arancio-turchese-rosa-bianco
anelate in nero
3. Fibra di vetro come elemento di filo e protezione antirodittole incrementata fino a 52800 TEX
4. Guaina esterna in polietilene nero resistente ai raggi UV
 Identificazione COM-CAVI MULTIMEDIA - tipo di cavo-numero x tipo di fibre - data-marcatura metrica- P/N

Dati meccanici - Protezione antirodittole extra rinforzata

- n° fibre	max.	24
- \varnothing tubetto centrale	mm	4,2
- \varnothing nominale/max.	mm	10,2/10,5
- Peso	kg/km	106,2
- Energia di fiamma	kJ/m	2200

scheda tecnica cavo in fibra ottica

Di seguito si riportano le sezioni tipologiche di scavo del progetto che riguardano sia i cavi interni che esterni al parco fotovoltaico:



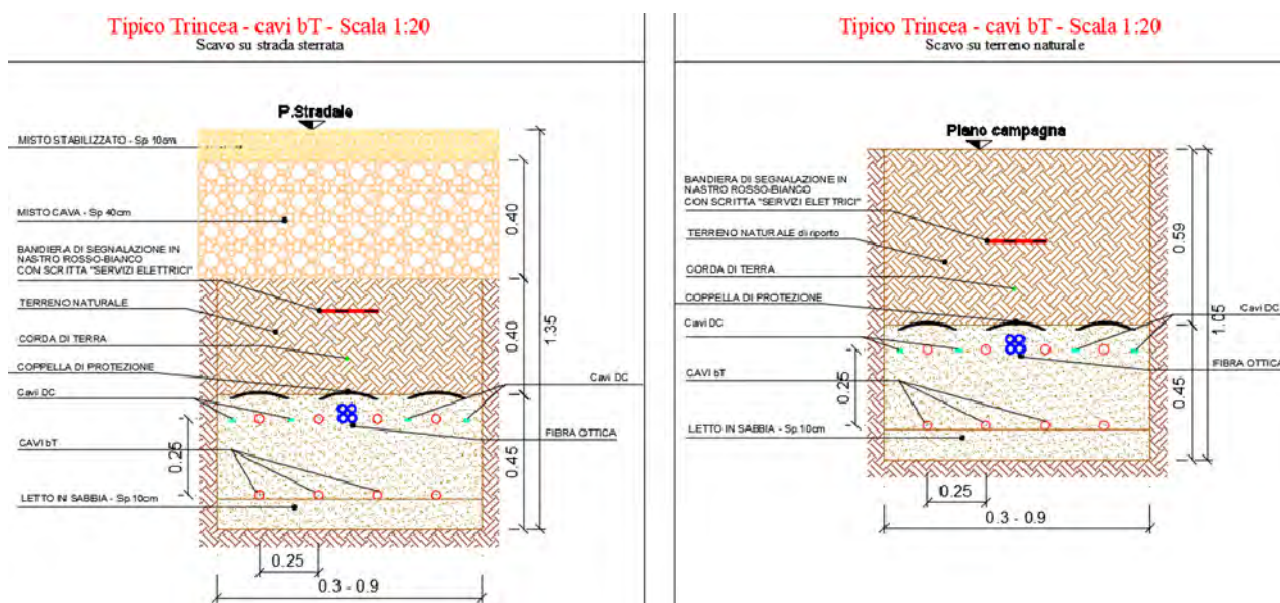
Particolare: tipico scavo MT per 1-4 terne MT; a sinistra, con compresenza di cavi BT.

9.20.2 LINEE DI BASSA TENSIONE

Tutte le condutture elettriche interrato saranno realizzate con cavi tipo ARG16OR16 0,6/1kV direttamente posati in trincea, su strato di allettamento in sabbia. Tali elettrodotti saranno posati ad una profondità di circa 1m rispetto al piano di campagna. Per la posa degli elettrodotti sarà quindi realizzato uno scavo di profondità 110cm e larghezza variabile secondo la formazione delle linee provenienti dagli inverter di stringa. Eseguito lo scavo, prima della posa dei cavidotti sarà realizzato un letto di sabbia dello spessore di circa 10cm; inoltre dopo la posa dei cavi essi saranno ricoperti con uno strato ulteriore superiore di sabbia di spessore pari a 20cm. La parte rimanente dello scavo sarà riempito con terreno risultante dallo scavo, ovvero completando la richiusura con un pacchetto di tipo stradale carrabile in misto stabilizzato, secondo necessità. Il terreno di risulta, privo di scorie, sarà distribuito in loco, ovvero trasportato a discarica autorizzata qualora contaminato da scorie di lavorazione.

Lungo il percorso degli elettrodotti saranno realizzati dei pozzetti elettrici con funzione di rompitratta e/o derivazione rispettivamente per i tratti lineari più lunghi e per i punti di cambiamento di direzione. I pozzetti saranno con corpo in cls prefabbricato e chiusino superiore di chiusura in cls. Il fondo del pozzetto dovrà essere di tipo drenante per consentire il facile deflusso delle acque che in esso si raccolgono. Tutti i collegamenti dei cavi dovranno essere realizzati in apposite scatole o pozzetti di derivazione e/o rompitratta; non sono ammessi collegamenti direttamente all'interno delle tubazioni e cavidotti. Nelle scatole di derivazione i collegamenti saranno eseguiti mediante appositi morsetti a cappellotto IPXD di sezione adeguata al numero e sezione dei conduttori da collegare. Nei pozzetti interrati invece i collegamenti di cavi saranno eseguiti esclusivamente mediante giunti a resina colata di dimensioni e numero di vie adeguate al numero e formazione dei cavi da giuntare. Tutti i cavi si attesteranno ai morsetti delle apparecchiature mediante appositi

terminali a capocorda a crimpare. Si rimanda alle tavole grafiche di progetto per lo schema di dettaglio della posa di detti cavi, di cui si riportano qui di seguito alcune miniature.



Particolare tipici trincee per cavidotti BT, in formazione variabile, rispettivamente su strada sterrata e su terreno naturale.

9.21 PREVENTIVO DI CONNESSIONE E OPERE DI CONNESSIONE

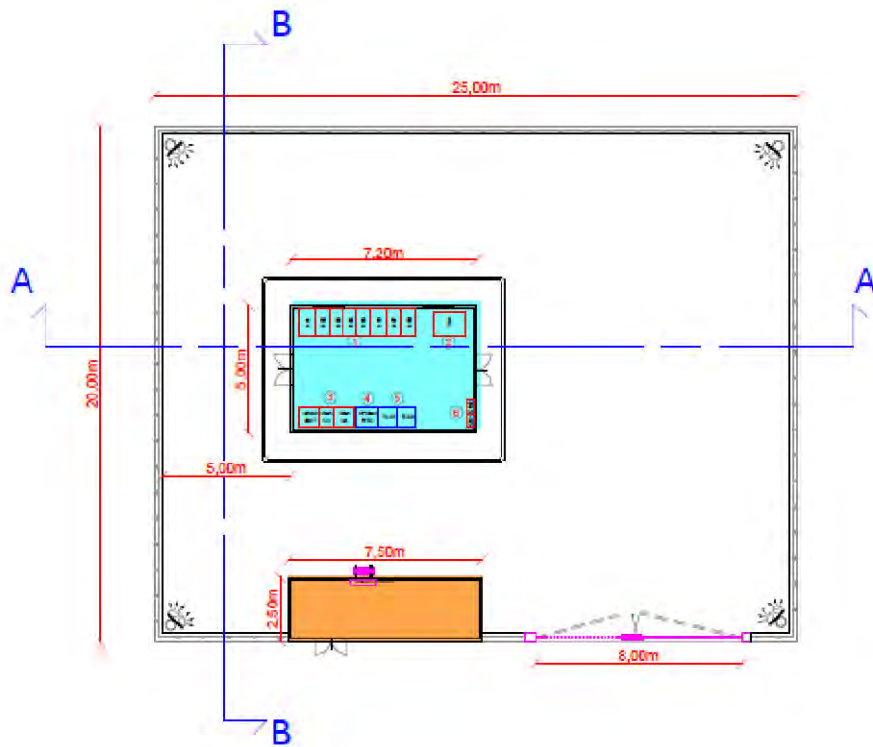
La proponente PARCO SOLARE MANFREDONIA SRL, mediante una voltura della connessione, ha l'accettazione del preventivo di connessione richiesto dalla Società WIRCON GMBH S.r.l., ed elaborato da TERNA S.p.A. con Codice Pratica n. 202000076 da 63,14MW del 17/05/2022, la cui Soluzione Tecnica Minima Generale prevede la connessione "... in antenna a 36kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150kV di Manfredonia."

Si è proceduto ad individuare l'area per la collocazione della Cabina di Sezionamento del produttore, progettata nelle immediate vicinanze della nuova SSE Satellite 36/380kV collegata alla esistente SET "Macchiarotonda" 380/150kV tramite due feeder da 380kV.

L'impianto sarà collegato allo stallo assegnato della nuova Stazione Satellite 36/380kV di Manfredonia attraverso una cabina di sezionamento 36/40.5 kV delle dimensioni di 20x25 m così come rappresentato nella Figura seguente.

Il layout previsto della Cabina di Sezionamento è stato definito secondo la rappresentazione planimetrica in seguito riportata:

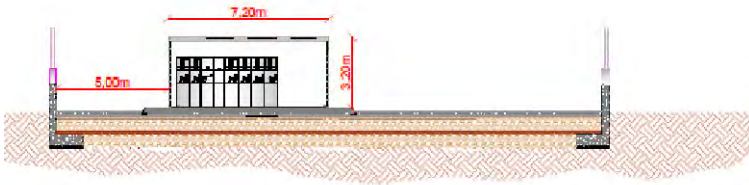
Inquadramento su ortofoto delle opere di Rete: in blu, l'elettrodotto dorsale MT 36kV; in giallo cabina di sezionamento Produttore; in verde, l'elettrodotto 36kV per il collegamento alla nuova SE Satellite Terna; riquadrata in viola, la posizione della nuova SE satellite 36/380 kV.



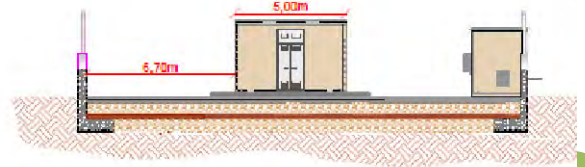
Planimetria Cabina di Sezionamento 36/40 kV: in ciano è rappresentato il locale tecnico cabina 36 kV; in

arancione è rappresentata la cabina di telecontrollo dell'impianto Fotovoltaico

Sezione A-A



Sezione B-B



Sezione Cabina di sezionamento

10. IMPIANTO ANTINCENDIO

10.1 PRECISAZIONE SULLE ATTIVITÀ SOGGETTE A CONTROLLO DI PREVENZIONE INCENDI

Nell'ambito della conduzione della centrale fotovoltaica non sono presenti attività soggette al controllo dei vigili del fuoco di cui all'allegato 1 del D.M., 16/2/82.

Il progetto dell'impianto antincendio è stato pertanto sviluppato sulla base dei criteri generali di sicurezza antincendio previsti dal D.M. 10 marzo 1998, con riferimento ad attività non regolate da specifiche disposizioni antincendio.

In linea generale, il rischio d'incendio è da ritenere estremamente basso essendo la Centrale composta in massima parte da materiali incombustibili installati all'aperto, senza motori o parti meccaniche in movimento, senza impiego di materiali combustibili di qualsivoglia natura.

Le aree a rischio possono essere individuate nelle cabine elettriche in cui sono presenti i consueti componenti quali quadri elettrici, trasformatori e relativi cavi elettrici etc.

10.2 ACCESSIBILITA' DESCRIZIONE IMPIANTI, DISTANZE DI SICUREZZA

Si rimanda ai paragrafi precedenti e alla planimetria generale della Centrale allegata per la verifica dell'accessibilità al sito della Centrale e per la descrizione degli impianti. La centrale sarà agevolmente raggiungibile in ogni sua parte grazie alla viabilità in progetto che andrà a completare quella già esistente.

Per quanto attiene alle distanze di sicurezza, la Centrale è situata in area isolata rispetto al centro urbano ed alle grosse vie di comunicazione, nonché ad eventuali case coloniche situate nei paraggi.

10.3 VALUTAZIONE COMPLESSIVA DELLE SOSTANZE PERICOLOSE AI FINI ANTINCENDIO

In generale, l'impianto è realizzato all'aperto, con materiali in massima parte incombustibili.

I moduli sono infatti costituiti da materiali incombustibili quali wafer sottili di silicio, lastre di vetro, telaio in alluminio; è presente in modesta quantità del materiale plastico per il rivestimento (film in vinilacetato di etilene e/o tedlar, classe 1 di reazione al fuoco).

Le strutture di sostegno dei moduli sono realizzate in alluminio su supporti in acciaio fissati nella roccia.

All'interno delle cabine elettriche saranno presenti componenti elettrici (quadri, inverter, trasformatori isolati in resina autoestinguenta) collegati da cavi in passerella o in cavidotti.

Tutti i cavi di collegamento utilizzati nella Centrale saranno del tipo non propagante l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio.

10.4 DETERMINAZIONE DEI CORPI DI FABBRICA, COMPARTIMENTI, AREE A RISCHIO SPECIFICO AI FINI ANTINCENDIO

Sono presenti nella Centrale n. 11 fabbricati in cls prefabbricato adibiti a cabine elettriche. Le cabine elettriche non sono presidiate. Ogni cabina sarà fornita di rivelatori d'incendio con allarme ottico ed acustico presidiata in remoto.

10.5 PRESID ANTINCENDIO

A protezione di tutta l'area, delle attività a rischio specifico, dei depositi, degli impianti più pericolosi e dei fabbricati, sono posti i seguenti presidi:

a) Mezzi di estinzione portatili.

Sono previsti all'interno delle cabine elettriche estintori di capacità estinguente non inferiore a 34A-144B del tipo omologato del ministero dell'Interno in base al D.M.07.07.1983 se di "tipo portatile" o al D.M. 06.03.1992 se di tipo carrellato.

Il numero e il tipo degli estintori in rapporto alla superficie dei locali sarà in accordo con il D.M. 20.12.1982 - rischio medio.

La posizione sarà segnalata da cartelli conformi al D.L.493/82.

b) Impianti Rivelazione incendi.

Sono previsti sistemi di rivelazione incendi in tutte le cabine elettriche, L'alimentazione delle centraline di controllo e segnalazione sarà derivata dal sistema di alimentazione non interrompibile più prossimo all'area di installazione.

Per la rivelazione d'incendio sono utilizzati rivelatori di fumo di tipo ottico fotoelettronico.

c) Illuminazione di sicurezza

Non si ritiene utile predisporre un impianto idrico (rete idranti) a protezione della Centrale, valutandone dannoso l'impiego sui componenti di natura elettrica presenti.

11. OPERE CIVILI

La relazione geotecnica, fornisce le linee guida per la realizzazione delle opere di fondazione.

11.1 FOGNATURE

Non è prevista la realizzazione di una rete fognante autonoma perché l'impianto non ha scarichi civili e industriali da recapitare.

11.2 CABINE ELETTRICHE

Con riferimento alle tavole allegate sono state ipotizzate 2 corpi di fabbrica da adibire a Cabine di trasformazione di dimensioni in pianta 4,8 x 4 m, altezza 3,94 m che raggruppano l'energia prodotta e la immettono in due cavidotti a 30 KV e n.11 Power Station di dimensioni 6,06 x 2,44m x 2,90 per elevare la tensione da 0,69 a 30 KV, si riportano i dettagli nella (Vedi TAV.50_Cabine di trasformazione, MV Power Station e pannelli).

Ogni cabina contiene: inverter, quadri di sottocampo, quadri di parallelo inverter, quadri di servizio ed i trasformatori BT/MT ed ausiliari.

Le cabine sono realizzate in opera con una struttura portante in c.a. additivato con fluidificante a protezioni delle infiltrazioni per capillarità.

L'armatura è costituita da acciaio B 450C con carico di snervamento superiore a 4400 kg/cm² a cui è aggiunta una armatura supplementare disposta in modo tale da garantire carichi di progetto per il pavimento pari a 400 kg/cm².

Le pareti, di spessore 30 cm sono internamente ed esternamente trattate con intonaco plastico formulato con resine speciali e pigmenti di quarzo, che gli conferiscono un elevato potere coprente, ed ottima resistenza agli agenti atmosferici.

Nelle pareti sarà contenuto l'impianto elettrico a norme CEI.

Il solaio è del tipo in c.a. alleggerito, sormontato da un solaio a falda per poter gestire meglio il condizionamento dei locali.

Il pavimento, è calcolato per sopportare un carico uniformemente distribuito non inferiore a 500 kg/m²; è predisposto con apposite aperture per consentire il passaggio dei cavi MT e BT e può sopportare le apparecchiature da installare all'interno anche durante il trasporto. L'armatura elettrosaldata forma la rete equipotenziale di terra.

Le porte e le griglie sono ignifughe, auto estinguenti e normalizzate ENEL.

La sala cavi di altezza di 1300 mm costituisce la fondazione stessa della cabina, è sopraelevata ed è progettata per distribuire, attraverso la platea di fondazione, il carico uniformemente sul terreno.

11.3 ALTRE STRUTTURE

11.3.1 SUPPORTI PANNELLI FOTOVOLTAICI

Si tratta di strutture in alluminio il cui peso può essere valutato in 30-40 kg/m², che trasmettono al terreno carichi estremamente limitati stimati per un valore di 0,2-0,23 Kg/cm^q. Per il fissaggio sono stati previsti supporti in alluminio fissati su una fondazione removibile, realizzata con blocchi in c.a.v. delle dimensioni di 3000x1000x600 mm completa di tirafondi.

Vedi:

TAV.50_Cabine di trasformazione, MT Power Station e Strutture pannelli;

TAV.56_Fondazioni in c.a.e struttura portante dei pannelli FV.

11.3.2 RECINZIONE

La recinzione è realizzata mediante rete metallica con altezza di 2 metri, legata su supporti in acciaio zincato e verniciato fissato al suolo su una fondazione a trave con calcestruzzo.

Sono previsti cancelli di ingresso motorizzati.

Vedi TAV.48_Particolare recinzione, cancelli e illuminazione.

12. ANALISI DELLE SUPERFICI COPERTE

Si riportano nella tabella che segue, le dimensioni principali dei fabbricati.

N	Descrizione	superficie [mq]	volume [mc]
11	Cabina elettrica Power Station 6,06x2,44x11	162,65	471,69
2	Cabina elettrica a barre 4,8 x 4 m altezza 3,94	38,4	151,30
Totale		201,05	623

Il lotto, sul quale si è sviluppato il progetto della centrale, ha una superficie totale di 633.000 m² (*Vedi TAV.47_PLANIMETRIA GENERALE DELL'IMPIANTO*), il volume da edificare in progetto è di 623,00 m³.

La superficie coperta dagli edifici in progetto è di 201,05 m², pertanto di molto inferiore all'1% della superficie totale (0,029%) catastale. Rispetto all'indice I.F.F. si ha: 0,0009 mc/mq (le norme urbanistiche prescrivono un I.F.F. = 0,03 mc/mq), pertanto è rispettato.

13.DISPONIBILITA' DELLE AREE-SUPERFICIE RICHIESTA

La disponibilità delle aree da utilizzare è riportata nelle cartografie allegate.

Si vedano gli elaborati:

TAV.45_INQUADRAMENTO CATASTALE IMPIANTO;

TAV.47_PLANIMETRIA GENERALE DELL'IMPIANTO.

14.VIABILITÀ DI SERVIZIO

La viabilità interna sarà eseguita in misto granunare stabilizzato, quindi del tutto drenante, e si svilupperà lungo il perimetro dell'impianto, mentre all'interno vi saranno solo alcuni tratti di collegamento tra le estremità del campo come visibile sul layout. La larghezza non supererà i 5 mt. La viabilità sarà eseguita a filo terreno in maniera tale da non alterare il normale deflusso dell'acque.

15.RECINZIONE

Per garantire la sicurezza dell'impianto, l'area di pertinenza sarà delimitata da una recinzione metallica.

La recinzione continua lungo il perimetro dell'area d'impianto sarà a maglia larga in acciaio zincato. Essa offre una notevole protezione da eventuali atti vandalici, lasciando inalterato un piacevole effetto estetico.

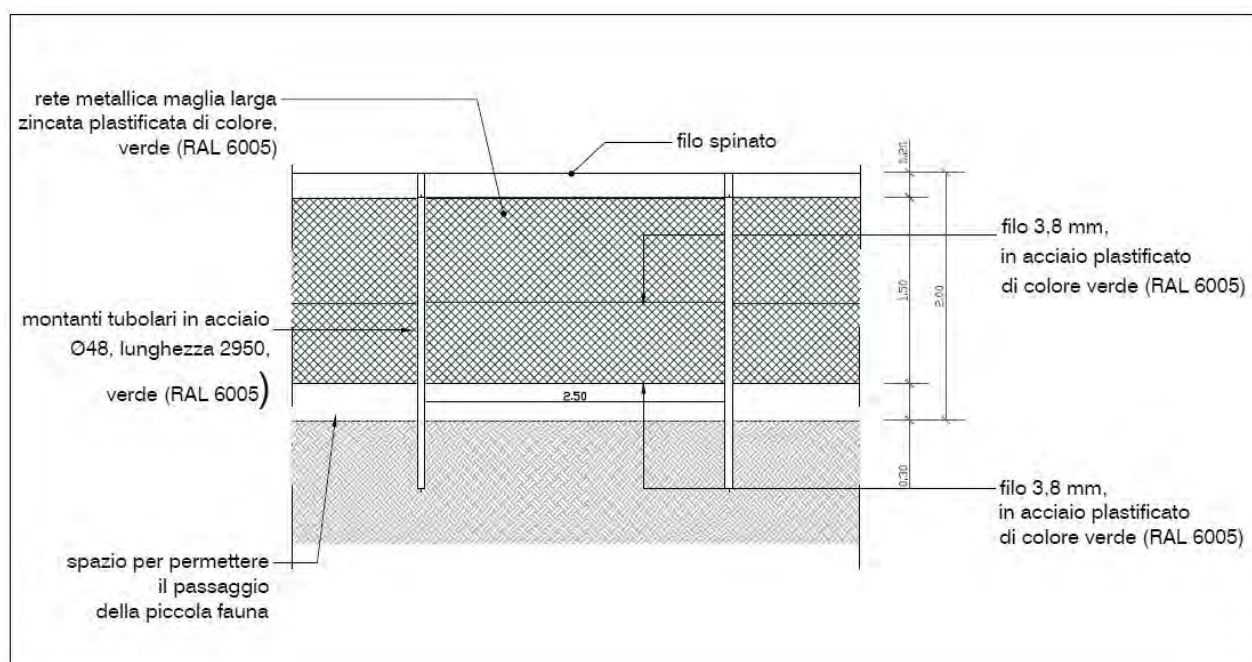
L'accesso sarà consentito da cancelli carrai, secondo le prescrizioni di piano e le norme di sicurezza stradale.

La recinzione avrà altezza complessiva di circa 200 cm con pali di sezione 60x60 mm disposti a interassi regolari di circa 2 m infissi direttamente nel terreno fino alla profondità massima di 1,5m dal piano campagna .

La recinzione presenta le seguenti caratteristiche tecniche:

- Rete Zincata a caldo, elettrosaldata con rivestimento protettivo in Poliestere, maglie mm 150 x 50.
- Diametro dei fili verticali mm 5 e orizzontali mm 6.
- Pali: Lamiera d'acciaio a sezione tonda. Diametro mm 40 x1,5.
- Colori: Verde Ral 6005 e Grigio Ral 7030, altri colori a richiesta.

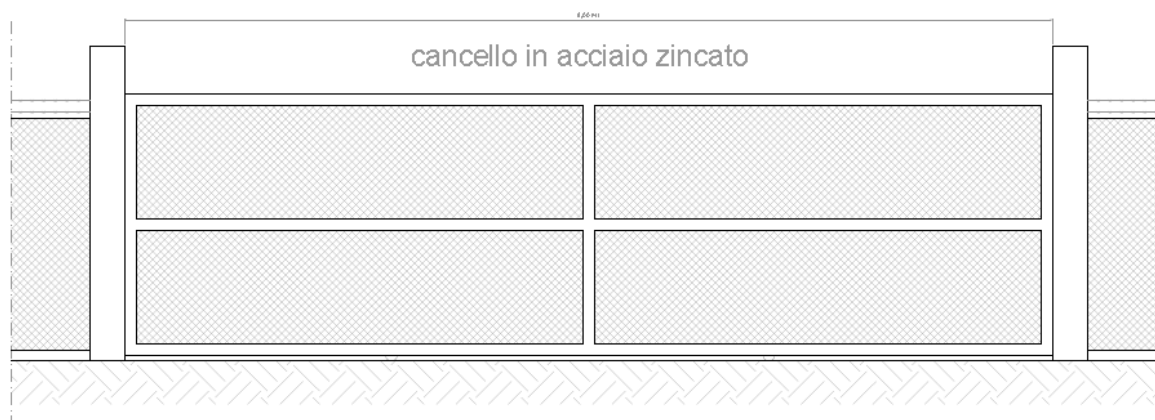
e sarà alta da terra 30 cm in maniera da non ostacolare il passaggio della piccola e media fauna selvatica.



Gli elementi della recinzione avranno verniciatura con resine poliestere di colore verde muschio. Perimetralmente e affiancata alla recinzione è prevista una siepe di altezza superiore a 2 m in modo da mascherare la visibilità dell'impianto fotovoltaico.

In prossimità dell'accesso principale sarà predisposto un cancello metallico per gli automezzi della larghezza di cinque metri e dell'altezza di due.

PLANIMETRIA DI DETTAGLIO RECINZIONE E CANCELLO scala 1:20



16. OPERE DI MITIGAZIONE

La realizzazione del bosco in adiacenza all'area di impianto genera di per sè una azione mitigatrice sviluppandosi su più livelli, tra questi:

- un'azione mitigatrice dal punto di vista visivo;
- un'azione mitigatrice nei confronti della sottrazione di suolo.

L'intervento di compensazione previsto, ha anche funzione di mitigazione e, in generale il fine di ridurre al

minimo impatto generato dalle opere di progetto. Le nuove aree boschive faranno anche da schermo agli impianti, mitigando impatto visivo sul paesaggio e l'ambiente.

Vedi:

25 *RELAZIONE PROGETTO AREA DI COMPENSAZIONE*

53 *OPERE DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE*

17. TERRE E ROCCE DA SCAVO

Si intende gestirle in conformità a quanto indicato all'art. 4 del D.P.R n. 120 del 13 giugno 2017 (pubblicato sulla G.U. del 7 agosto 2017), in base al quale tali materiali possono essere classificati come sottoprodotto (e non come rifiuto), qualora soddisfino i requisiti previsti al comma 2 dello stesso articolo, ovvero:

- Siano generate durante la realizzazione di un'opera di cui costituiscono parte integrante e il cui scopo primario non è la produzione di tale materiale;
- Il loro riutilizzo si realizza nel corso della stessa opera nella quale è stato generato o di un'opera diversa, per la realizzazione di rinterri riempimenti, rimodellazioni, rilevati, miglioramenti fondiari, o viari, ripristini;
- Siano idonee ad essere utilizzate direttamente ossia senza alcun trattamento diverso dalla normale pratica industriale.

Eventuali materiali da scavo in esubero (oltre quelli da riutilizzare in situ e non previsti in questa fase) saranno avviati a centri di recupero (autorizzati ex art.216 o 208) se la concentrazione di inquinanti rientra nei limiti di cui alla colonna A della Tabella 1 allegato 5, al Titolo V parte IV del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.,

Qualora si rilevi il superamento di uno o più limiti di cui alla colonna A , il materiale da scavo sarà trattato come rifiuto e quindi avviato in discariche autorizzate.

E' fatta salva, soltanto, la possibilità di dimostrare, anche avvalendosi di analisi e studi pregressi già valutati dagli Enti, che tali superamenti sono dovuti a caratteristiche naturali del terreno o da fenomeni naturali e che di conseguenza le concentrazioni misurate sono relative a valori di fondo naturale, in tal caso il materiale potrà essere riutilizzato soltanto nell'ambito dello stesso cantiere.

Alla luce di quanto sopra detto, si riporta di seguito la proposta di caratterizzazione delle terre e rocce da scavo secondo il progetto in oggetto, con riferimento al numero dei punti di indagine e dei campionamenti previsti dal DPR 120/2017, numero e modalità dei campionamenti da effettuare:

RELAZIONE GENERALE E TECNICA_rev.1

STIMA DELLA PRODUZIONE DI TERRE E ROCCE DA SCAVO									
Realizzazione cavidotti	Prof (m)	Larghezza (m)	Lunghezza (m)	Volume (mc)	Metodo (secondo DPR 13 giugno 2017, n. 120)		Numero	Stima dei costi (€)	Riutilizzo delle terre e rocce sullo stesso cantiere (quantità in mc)
Scavi per cavidotti interni ai campi (m 120000 x 0,4 x 0,7)	0,7	0,4	120.000	33.600	All.9 Parte A punto A.2 - Caratterizzazione sull'area di scavo o sul fronte di avanzamento (secondo la norma UNI 10802)	1 ogni 2000ml di scavo (nel primo metro)	24		Il materiale sarà reinterrato totalmente nelle trincee di scavo
Scavi per cavidotto di connessione (m 17000 x 0,7 x 1,5)			17.000	17.850	All.9 Parte A punto A.2 - Caratterizzazione sull'area di scavo o sul fronte di avanzamento (secondo la norma UNI 10802)	2 ogni 2000ml di scavo (1 nel primo metro ed 1 a fondo scavo)	17		Il materiale sarà reinterrato totalmente nelle trincee di scavo
Realizzazione fondazioni cabine di									
Scavi per cabina di trasformazione interne ai campi (mq 1020 x 0,3)				320	All.1 Parte A punto A.3 - Caratterizzazione sull'intera area di intervento. Campionamento secondo secondo la norma UNI 10802	area inferiore a 2500 mq. Campioni da prelevare nel primo metro	3		Il materiale sarà riutilizzato totalmente nell'area di impianto e/o per modellazione dell'adiacente area di compensazione ambientale.
Realizzazione sottostazione	<i>stima a corpo</i>			350	All.1 Parte A punto A.1 - su cumuli all'interno di opportune aree di caratterizzazione, su campione rappresentativo secondo la norma UNI 10802.		4		Il materiale sarà riutilizzato totalmente nell'area dell'impianto.
TOTALE TERRE ROCCE DA SCAVO				52.120,00					
TOTALE TERRE ROCCE DA SCAVO DA RIUTILIZZARE SULLO STESSO CANTIERE									52.120,00
TOTALE CAMPIONI DA ANALIZZARE (N)							45	€ 18.000,00	

Nonché le quantità da riutilizzare.

Cfr. XK1J275_79.PdU terre e rocce da scavo_rev.1_LUGLIO2023

18. PIANO DI DISMISSIONE IMPIANTO

Di seguito le attività da svolgere per la dismissione dell'impianto fotovoltaico. I dettagli ed il computo delle attività sono meglio riportati nella Relazione specialistica (Cfr. XK1J275_77.PIANO DI DISMISSIONE IMPIANTO)

Quadro riassuntivo dei costi di rimozione dell'impianto a fine esercizio	
Pannelli	
1	Numero pannelli
2	Numero pannelli in grado di essere rimossi da 1 operaio
	<i>Dividendo i moduli totali per per 20 moduli solari all'ora, che possono essere smantellati / rimossi da 1 persona, si ottengono le ore lavorative totali necessarie.</i>
3	Ore lavorative totali (<i>Quantità totale di moduli solari divisa per 20 moduli solari all'ora, che possono essere smantellati / rimossi da 1 persona</i>)
4	Costo orario operaio qualificato (*)
	<i>(*) TABELLA DELLE RETRIBUZIONI E DEI COSTI DELLA MANO D'OPERA IN VIGORE DAL 1° APRILE 2019 (Dati ANCE)</i>
4a	Costi aggiuntivi orari (Gru / Trasporto / Spese di viaggio)
	<i>Il totale delle ore lavorative moltiplicato per la paga oraria di 1 persona arriva a:</i>
5	Costo per la rimozione dei pannelli
	<i>Il totale delle ore lavorative moltiplicato per i costi orari aggiuntivi arriva a:</i>
5a	Totale costi aggiuntivi

6	Costo totale rimozione pannelli
	<i>Dividendo i costi di rimozione totali dei pannelli per il numero di moduli solari si ottengono i costi di rimozione per modulo</i>
7	Costo rimozione pannello singolo
	Cabine
7	Numero cabine
	Ore lavorative necessarie per smontare una cabina
	Totale ore per smontaggio cabine
	Costo orario
	Costi aggiuntivi
	Totale costo smontaggio cabine
	Smontaggio e smaltimento parti elettriche
7	Smontaggio
	costo operaio
	Autocarro con operatore
	Costo
	Escavatore con operatore
	Totale costo smontaggio parti elettriche per 50,5 MW
	Smantellamento recinzione e impianto di illuminazione
7	Autocarro con operatore
	Costo
	Escavatore con operatore
	Totale costo smontaggio recinzione e impianto di illuminazione per 77,051 MW

RICAVI DALLA VENDITA DELLE MPS RECUPERATE	Prezzo di vendita (€/t)	Lunghezza stimata (Km)	numero	Quantità (t)	Ricavi (€)
Numero pannelli (n)			137.592		
Lunghezza cavidotti in rame interni all'impianto (2,5 ton x Km)	1.000	120		300	300.000,00
Lunghezza cavidotti di connessione (4,4 ton x Km) x 2	300	102		449	134.640
Strutture in ferro (recinzione, sostegni) (t) (10 Kg/pannello)	180			1.376	247.666
Alluminio (15 Kg/pannello) + vetro (il prezzo è mediato in quanto l'alluminio è accoppiato al vetro, per cui diminuisce il valore come stimato)	80			1.500	120.000
Totale					802.306
Bilancio DISMISSIONE (UTILE)					138.305

19. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI E ECONOMICHE DELL'INTERVENTO

La componente socio-economica sarà invece influenzata positivamente dallo svolgimento dell'attività di costruzione, manutenzione e dismissione dell'impianto fotovoltaico, comportando una serie di benefici economici e occupazionali diretti e indotti sulle popolazioni locali in considerazione del fatto che saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di

costruzione quanto nelle operazioni di gestione e manutenzione.

Ulteriori benefici derivano dalla disponibilità a costo zero del terreno interno al campo per la conduzione agricola dello stesso e dal suo utilizzo nell'ambito di un progetto biologico (installazione di area boscata) che durerà per sempre, a beneficio dell'ambiente e delle popolazioni future.

20. ENTI CONVOLTI NELLA PROCEDURA AUTORIZZATIVA

Il progetto ricade tra quelli soggetti al P.A.U.R in quanto ai sensi del Decreto Legge Regionale del 10-09- 2010 l'impianto fotovoltaico da realizzare è classificato come F.7 (impianto a terra con potenza elettrica superiore a 200 Kw). E' soggetta a benestare, da parte dell'ente gestore della linea elettrica nazionale. anche il progetto della linea di connessione.

Di seguito un elenco degli Enti che devono rilasciare autorizzazioni, intese concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera:

- Arpa Puglia – Dipartimento provinciale di Foggia
- ASL di Foggia
- Autorità di Bacino della Puglia
- Comando provinciale Vigili del fuoco di Foggia
- Comune di Manfredonia
- Consorzio di Bonifica
- Dipartimento mobilità, Qualità urbana, opere pubbliche, ecologia e paesaggio – Servizio Pianificazione e programmazione delle infrastrutture per la mobilità della Regione Puglia
- Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio
- Sezione tutela e Valorizzazione Paesaggio della Regione Puglia
- Dipartimento Risorse finanziarie e Strumentali, personale e organizzazione – Servizio Riforma Fondiaria
- Ministero dello Sviluppo Economico
- Provincia di Foggia
- Servizio Coordinamento dei Servizi Territoriali – Servizio Provinciale Agricoltura Foggia
- Sezione Demanio e Patrimonio – Struttura Provinciale Demanio e Patrimonio Foggia
- Sezione risorse idriche – P.O. Pianificazione e Gestione delle risorse idriche Regione Puglia
- Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le Province di Lecce, Brindisi e Taranto
- Telecom Italia S.p.a
- TERNA S.p.a.
- Anas S.p.a
- AQP S.p.a.

21.STUDI SPECIALISTICI E INDAGINI A CORRREDO DEL PROGETTO

Per quanto non espressamente indicato nella presente relazione, si rimanda alle relazioni specialistiche allegate al Progetto:

- *STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE*
- *ANALISI PAESAGGISTICA (Relazione paesaggistica e di compatibilità al PPTR)*
- *VALUTAZIONE ARCHEOLOGICA PREVENTIVA*
- *STUDIO FAUNISTICO*
- *STUDIO DI IMPATTO ELETTROMAGNETICO*
- *RELAZIONE PROGETTO AREA DI COMPENSAZIONE*
- *STUDIO PREVISIONALE ACUSTICO*
- *RELAZIONE DI COMPATIBILITÀ AL PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE*
- *RELAZIONE GEOLOGICA E SISMICA*
- *REPORT INDAGINI GEOFISICHE*
- *RELAZIONE GEOTECNICA*
- *REPORT PROVE PENETROMETRICHE DINAMICHE*
- *STUDIO DI COMPATIBILITÀ IDRAULICA E IDROLOGICA*
- *RELAZIONE PEDO AGRONOMICA*
- *RILIEVO DI ELEMENTI CARATTERISTICI DEL PAESAGGIO AGRARIO*
- *RILIEVO DI PRODUZIONI AGRICOLE DI PARTICOLARE PREGIO*
- *PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE*
- *PIANO DI UTILIZZO TERRE E ROCCE A SCAVO*
- *VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE (VINCA)*

Rivestono particolare importanza i documenti:

- *ANALISI PAESAGGISTICA (Relazione paesaggistica e di compatibilità al PPTR)*
- *STUDIO FAUNISTICO*
- *RELAZIONE PROGETTO AREA DI COMPENSAZIONE*
- *STUDIO DI COMPATIBILITÀ IDRAULICA E IDROLOGICA*
- *VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE (VINCA)*

21.1 ANALISI PAESAGGISTICA O DI COMPATIBILITÀ PAESAGGISTICA

L'area di intervento in progetto rientra nell'UCP Paesaggi rurali previsti dall'art. 76 delle NTA del PPTR. In particolare il PPTR individua per i paesaggi rurali specifici per l'area contermina al fiume Cervaro la realizzazione del Parco Agricolo Multifunzionale di Valorizzazione del Cervaro, attuato con un primo Studio di Fattibilità sul Corridoio Ecologico del Cervaro promosso dal il Servizio Ecologia della Regione Puglia che ha ipotizzato la redazione di uno specifico "Studio di Fattibilità" in un'area del territorio regionale per la "realizzazione di un corridoio ecologico di connessione, da approfondire negli aspetti di dettaglio, anche in rapporto alla struttura produttiva e proprietaria esistente, eventualmente da utilizzare quale modello replicabile in casi analoghi". Quello del Cervaro è stato individuato come uno Progetti integrati di paesaggio sperimentali promosse dal PPTR. La

misura di compensazione prevede sostanzialmente l'acquisizione da parte della società proponente di un'area adiacente a quella di intervento, compresa tra il fiume Cervaro e quella di impianto, della dimensione di circa 25,8 Ha e di implementare in quell'area, quanto previsto dalle direttive e dalle azioni individuate dallo Studio Fattibilità sul Corridoio Ecologico del Cervaro, come meglio specificato nel seguito. La misura di compensazione permette di garantire la salvaguardia della continuità e integrità dei caratteri idraulici, ecologici e paesaggistici dei torrenti del Tavoliere, in particolare del fiume Cervaro, e dalla loro valorizzazione come corridoi ecologici multifunzionali.

Il progetto strategico si propone come studio di fattibilità per la realizzazione di un corridoio ecologico di connessione nell'area del fiume Cervaro, appartenente sia alla Rete Ecologica Regionale che Provinciale.

Tale progetto, concependo la Rete Ecologica come infrastruttura per lo sviluppo sostenibile e come sistema di offerta di beni, propone un'azione che si riferisce all'insieme di interventi di riqualificazione ambientale e naturalistica così come di valorizzazione storico-culturale. Lo studio, quindi, si propone il duplice obiettivo di conservazione del paesaggio e degli ecosistemi e di fruizione del corridoio.

Attraverso analisi vegetazionali e faunistiche è individuato lo stato di conservazione del sistema al fine di determinare indicazioni progettuali di ingegneria ambientale utili alla dispersione delle specie faunistiche e vegetazionali, ponendo particolare attenzione alla costruzione di percorsi che aumentino l'attrattività dell'area secondo un modello sostenibile.

Lo studio individua il corridoio come luogo delle opportunità, distinguendo un'area più ristretta che svolge una funzione prevalentemente ecologica, cui si affianca un'area più estesa a valenza multifunzionale. Tale corridoio costituisce elemento di dettaglio rispetto allo schema direttore della Rete Ecologica Regionale.

La configurazione del corridoio del fiume Cervaro si snoda lungo il fondovalle alluvionale attraverso unità pesistico ambientali di tipo differente a partire dall'Appennino Dauno verso la costa. Tale situazione pone il progetto nelle condizioni di presentare diversi elementi di replicabilità per lo studio e per il modello di intervento nei numerosi corridoi dei fondovalle pugliesi. Molto importante risulta la realizzazione di aree umide temporanee e permanenti che possono essere utilizzate da specie molto mobili come ad esempio gli uccelli (stepping stones) e possono anche fornire nuovi habitat trofici e riproduttivi per specie acquatiche come gli anfibi.

L'intervento di compensazione prevede la creazione di una rete ecologica caratterizzata da due aree umide artificiali, 4Ha fra stepping zones e fasce di connessione su di un'area di circa 25,8Ha. Le due aree umide artificiali, di dimensioni indicative di 1700m² e 2500 m², saranno alimentate dalle piogge e dall'umidità naturale di queste aree specialmente nelle stagioni primaverili ed invernali. In estate le suddette aree rimarranno probabilmente secche, come tutti i reticoli di drenaggio di questa zona, pur mantenendo le peculiarità intrinseche di area boscata, che autoregola le caratteristiche di umidità del suolo. Le aree di protezione e di connessione prevedono la piantumazione di circa 3800 alberi e formazioni arbustive di varie specie autoctone. In particolare si prevede la piantumazione di esemplari tra Oleastro, Carrubo, Lentisco, Palma nana, Mirto, Natro, Ginepro Ossicedro, Finepro Feniceo, Euforbia Arborea, Pino d'Aleppo.

Le zone umide andranno a costituire un ambiente ideale per l'alimentazione e la riproduzione degli uccelli e della fauna acquatica in generale.

La misura di compensazione permette di garantire la salvaguardia della continuità e integrità dei caratteri idraulici, ecologici e paesaggistici dei torrenti del Tavoliere, in particolare del fiume Cervaro, e dalla loro valorizzazione come corridoi ecologici multifunzionali nel rispetto di quanto indicato nel Progetto di Corridoio Ecologico multifunzionale del fiume Cervaro.

I dettagli sono riportati negli elaborati:

XK1J275_53.Opere di Compensazione ambientale_Rev1

XK1J275_25.Relazione aree di compensazione e siepe_Rev3

21.2 STUDIO FAUNISTICO

È stato esaminato il sito ed in base alle caratteristiche ambientali, alla localizzazione geografica, alla presenza e distribuzione della fauna, valutata l'importanza naturalistica e stimati i possibili impatti sull'ecosistema.

L'area vasta è caratterizzata da un mosaico agricolo e da ambienti naturali e semi-naturali. Le colture dominanti sono il seminativo e, nella fascia costiera, gli ortaggi, in campo aperto e in serra. Il sito individuato per la realizzazione del progetto insiste in un'area agricola che dista circa km 4 dal mare. La società è proprietaria di una superficie complessiva di ha 68,8 per la messa in opera dell'impianto fotovoltaico (la superficie effettivamente occupata dall'ingombro dei pannelli è pari ad Ha 32).

Ulteriori Ha 25,8 in adiacenza lato nord dell'impianto, saranno destinati ad opere di compensazione. A Sud-Est dell'area di progetto è presente un'area umida semi-naturale, realizzata artificialmente mediante allagamento di terreni agricoli con finalità di pratica di acquacoltura e di attività venatoria.

Il totale delle specie potenzialmente presenti in area vasta nell'anno è di 180, di cui n°165 uccelli, 9 mammiferi, 3 rettili e 3 anfibi.

Il totale delle specie potenzialmente presenti in area di dettaglio nell'anno è di 65, di cui n°57 uccelli, 6 mammiferi, 1 rettile e 1 anfibio.

Le aree agricole costituiscono siti trofici per specie di ambiente antropizzato, in prevalenza specie sinantropiche e generaliste. In virtù della vicinanza ad ambienti naturali e semi-naturali, in alcuni periodi dell'anno, sono anche sito trofico di alcune delle specie di ambiente naturale.

La realizzazione del progetto comporterà la sottrazione di una ridotta porzione di habitat agricolo a seminativo.

Tale habitat, importante area trofica per la fauna è estremamente steso, interessando gran parte dei terreni della Capitanata. Tale sottrazione di habitat, che riguarderà una superficie effettiva di Ha 32 sarà ampiamente compensata dalle opere di rinaturalizzazione che interesseranno Ha 25,8. **L'intervento di rinaturalizzazione arricchirà il paesaggio di habitat di pregio, oggi scomparsi, riferiti agli habitat ripariali con specie vegetali autoctone dagli ambienti xerici e umidi temporanei che potranno essere colonizzati da un numero**

decisamente maggiore di specie di fauna rispetto a quello che attualmente frequenta le aree agricole. Basti pensare che la rinaturalizzazione compiuta nella adiacente valle di pesca e di caccia comporta indiscutibili incrementi di biodiversità all'ambiente circostante nonostante il regolamentato prelievo.

I dettagli sono descritti nella:

Cfr: XK1J275_23.Relazione faunistica_Rev.1

21.3 RELAZIONE PROGETTO AREA DI COMPENSAZIONE

I benefici ambientali che si avranno con le opere di compensazione descritte negli elaborati:

XK1J275_53.Opere di Compensazione ambientale_Rev1

XK1J275_25.Relazione aree di compensazione e siepe_Rev3

sono i seguenti:

- La realizzazione di nuove arre boschive con specie autoctone, permette un sensibile miglioramento sia dal punto di vista ecosistemico che paesaggistico del contesto all'interno del quale si inserisce l'opera compensativa.
- La creazione di un'area a bosco con caratteristiche analoghe ai boschi presenti nelle aree limitrofe, incrementerà la presenza di specie faunistiche non compatibili con l'uso agricolo dei terreni. All'interno del nuovo bosco andranno a svilupparsi nel tempo nuovi ecosistemi ed habitat • Notevole quantità di carbonio stoccata nella biomassa legnosa relativa all'impianto a ciclo illimitato che rimane indeterminatamente stoccata in sito. Notevole quantità di carbonio stoccata nel suolo grazie ai processi di umificazione e mineralizzazione del sottobosco;
- Creazione di aree a bosco naturaliforme che porta una alterazione positiva sul paesaggio circostante caratterizzato dall'uniforme presenza di aree agricole a seminativo o incolte, e fortemente antropizzate dalle arature periodiche e bruciature delle stoppie;
- Assenza di lavorazioni del suolo che prevedono un rimescolamento degli strati del terreno (aratura) che nel medio o lungo periodo portano a una riduzione della sostanza organica nei suoli;
- Completa schermatura dei nuovi impianti con riduzione significativa dell'impatto visivo che si verrà a creare con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

21.4 STUDIO DI COMPATIBILITÀ IDRAULICA E IDROLOGICA

L'area in cui ricade l'intervento risulta perimetrata come area a Media Pericolosità (MP) dal Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI).

In passato la zona in cui ricade l'area d'intervento è stata interessata da eventi alluvionali derivanti sia dall'insufficienza del reticolo idraulico del canale Peluso sia all'esonazione delle acque dal torrente Cervaro.

Dalle indagini preliminari condotte risulta quindi che la pericolosità idraulica dell'area compresa tra i tratti terminali dei torrenti Cervaro e Peluso può essere indotta sia dall'insufficienza idraulica del reticolo del canale Peluso sia

dall'esonazione delle acque del torrente Cervaro.

Pertanto si è ritenuto opportuno condurre l'analisi del rischio idraulico considerando entrambe le problematiche sopra citate ed in maniera cautelativa di considerarne la loro sovrapposizione e quindi che i due fenomeni si verificano contemporaneamente.

Lo scopo dello studio eseguito è stato quello di valutare se il livello di rischio idraulico dell'area oggetto di intervento in caso di eventi di piena del Torrente Cervaro e del Canale Peluso è compatibile con la realizzazione del parco fotovoltaico in progetto.

Per supportare la verifica di compatibilità con il PAI, l'ing. Tricoli esperto in queste tematiche di natura idraulica, ha redatto lo studio idraulico che, in accordo alle procedure previste nel Piano di Bacino, Stralcio per l'Assetto Idrogeologico della Puglia, prevede anche l'utilizzo di un modello idrodinamico bidimensionale per l'analisi del rischio idraulico nella zona con particolare riferimento ai battenti idrici ed alle velocità che si possono verificare con diversi tempi di ritorno nella zona per verificare se sono compatibili con la realizzazione del sopra citato impianto fotovoltaico.

Lo studio effettuato mediante l'utilizzo di un modello idrodinamico bidimensionale per l'analisi del rischio idraulico nella zona è stato teso a verificare se sono compatibili i battenti idrici e le velocità che si possono verificare con diversi tempi di ritorno nella zona interessata, con la realizzazione dell'impianto in oggetto.

In base alle risultanze dello studio, che ha ridotto la pericolosità di quasi tutta l'area da MP a BP, è stato ridefinito il layout dell'impianto, con lo spostamento della porzione a sud-est, ad ovest delle aree in disponibilità senza alterare la potenza totale di immissione in rete di energia prodotta.

L'area occupata dai pannelli fotovoltaici in sostanza è la stessa, con un nuovo layout.

L'ulteriore fase di verifica, finalizzata alla procedura di RIPERIMETRAZIONE del rischio idraulico, ha accertato che:

- I. gli interventi previsti siano realizzati in condizioni di sicurezza idraulica in maniera tale che non subiscano danni in caso che la zona si allaghi;
- II. la realizzazione degli interventi previsti non provochi comunque un aumento del rischio idraulico per i territori adiacenti.

Siccome l'intervento in progetto sarà realizzato osservando le seguenti indicazioni:

- le attrezzature elettroniche e il punto di aggancio dei moduli fotovoltaici sulle strutture deve essere posizionato almeno 1 metro dal livello idrico massimo relativo alla modellazione con tempo di ritorno pari a 200 anni;
- i manufatti e le cabine elettriche devono essere realizzati su strutture poggiate su pali che non devono interferire con il libero deflusso delle acque per cui la quota d'intradosso deve essere posta almeno 1.00 m sopra il livello idrico massimo relativo alla modellazione con tempo di ritorno pari a 200 anni;

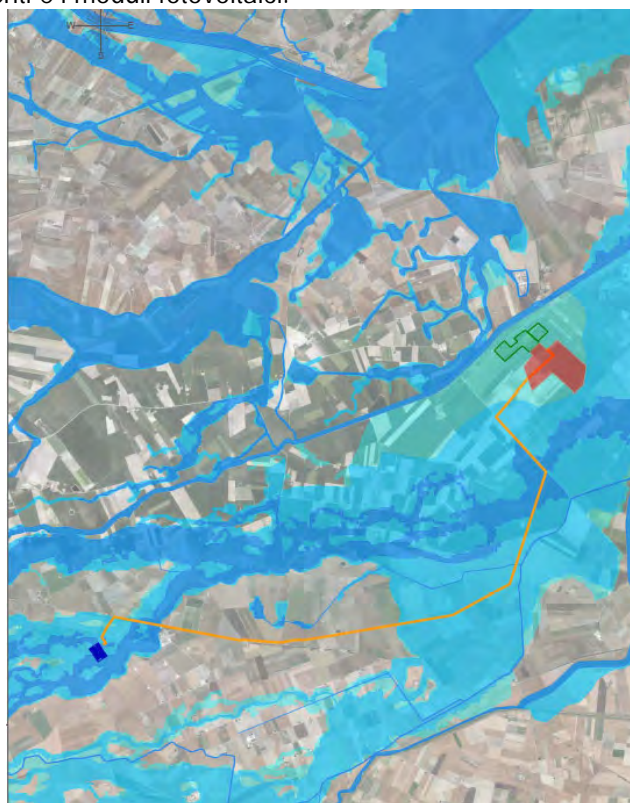
Con riferimento al punto II nell'ambito della realizzazione dell'impianto fotovoltaico è prevista l'occupazione di una superficie di circa 70 ha. In particolare la superficie sarà interessata dall'installazione di batterie di pannelli e di una serie di cabine di trasformazione oltre che dei cavi per il trasporto della corrente, saranno inoltre lasciate libere le viabilità interne necessarie per l'installazione e la manutenzione dell'impianto.

La tipologia delle batterie di pannelli fotovoltaici previste, caratterizzati da una certa distanza tra le varie batterie, permette peraltro di affermare che l'installazione dei pannelli non costituisca consumo di suolo in quanto non viene sottratta allo stesso superficie permeabile. In questo caso infatti l'acqua piovana intercettata dai pannelli non tende a concentrarsi sui pannelli stessi, come farebbe invece sulla falda di un tetto di un edificio di grandi o medie dimensioni, ma ricade subito sul suolo posto al di sotto dei pannelli stessi. Le caratteristiche del suolo al di sotto dei pannelli non vengono in alcun modo alterate per cui permane la permeabilità originaria della zona.

Considerato inoltre che:

- sia le batterie di pannelli che le cabine di trasformazione verranno installate su pali e poste a quota tale da non interferire con il libero deflusso delle acque;
- la realizzazione delle recinzioni avverrà comunque utilizzando reti e grigliati completamente permeabili e la base di tali recinzioni sarà posta ad almeno 20 cm al di sopra del piano campagna.

Non si è ritenuto necessario effettuare la modellazione idraulica dello stato di progetto poiché l'intervento non altera in alcun modo lo stato dei luoghi e le condizioni di rischio idraulico delle aree interessate, pertanto l'allagamento che risulterebbe dallo stato di progetto coinciderebbe con l'allagamento generato dalle condizioni dello stato attuale. A tal proposito, per meglio comprendere gli effetti della realizzazione dell'impianto fotovoltaico, nei riguardi degli allagamenti che si instaurano per TR 200 anni, si riporta la planimetria dei risultati ottenuti dalla modellazione idraulica dello stato attuale con la sovrapposizione dello schema di installazione dei pannelli fotovoltaici. Come emerge esaminando la figura, non si ha una interferenza tra gli allagamenti e i moduli fotovoltaici.



L'impianto si troverebbe in area a bassa probabilità di inondazione



Con riferimento all'evento di piena con tempo di ritorno di 30 anni (tempo massimo di vita dell'impianto fotovoltaico), al fine di annullare la possibilità di danneggiamento dell'impianto e per evitare che la realizzazione dell'impianto stesso provochi un aumento del rischio nelle zone circostanti è necessario installare tutte le apparecchiature elettroniche ad una quota minima di un metro sopra il piano campagna, in modo da annullare la possibilità di un loro danneggiamento anche in caso di alluvionamento dell'area, ed al tempo stesso di mantenere fasce prive di ostacoli che attraversino nelle due direzioni principali l'area dell'impianto in modo da garantire una certa permeabilità della stessa area nei confronti di una possibile alluvione.

Con riferimento ad eventi di piena con tempi di ritorno di 200 e 500 anni le sopra citate indicazioni costruttive permetterebbero di minimizzare ma non annullare i danni attesi all'impianto.

Il progetto è coerente alla vincolistica del PAI, in base alle risultanze dello Studio di Compatibilità Idraulica svolto ed alla richiesta di RIPERIMETRAZIONE avanzata ad AdB Distrettuale dell'Appennino Meridionale (prot. N. 28997/2022 del 26.10.2022).

Vedi elaborato: *XK1J275_32.Relazione_idraulica_riclassificazione_2023*

21.5 VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE (VINCA)

L'intervento non interessa direttamente siti natura 2000.

Lo Screening specifico (VINCA) ha chiarito che l'intervento non interessa direttamente siti natura 2000.

(si veda XK1J275_81.Valutazione di incidenza ambientale_APPROPRIATA).

Sulla base dei dati disponibili in relazione alla DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 21 dicembre 2018, n. 2442. Rete Natura 2000. Individuazione di Habitat e Specie vegetali e animali di interesse comunitario nella Regione Puglia:

- L'area dell'intervento non è interessata dalla presenza di habitat di interesse conservazionistico;
- nell'area BUFFER 1KM sono presenti i seguenti habitat:
 - 1150* Lagune costiere
 - 1420 - Praterie e fruticeti alofili mediterranei e termo-atlantici (Sarcocornietea fruticosi)
 - 3280 - Fiumi mediterranei a flusso permanente con vegetazione dell'alleanza Paspalo-Agrostidion e con filari ripari di Salix e Populus alba
 - L'area dell'intervento e l'area BUFFER 1KM è interessata dalla presenza delle seguenti specie faunistiche:

Le conclusioni della Valutazione Appropriata (XK1J275_81.Valutazione di incidenza ambientale_APPROPRIATA) sono state le seguenti:

Tutti gli impatti esaminati risultano Non Significativi in relazione alle previsioni progettuali o allo stato qualitativo/sensibilità delle risorse indagate e, pertanto, non si ritiene necessario proseguire con ulteriori verifiche.

Sulla base di quanto sopra, la fase di Screening si considera sufficiente ad escludere che tali attività possano generare effetti negativi in termini di alterazione dello stato di conservazione di habitat e/o specie florofaunistiche d'interesse conservazionistico oppure determinare modifiche del livello di integrità degli habitat e dei siti indirettamente influenzati dall'intervento.

La non significatività delle interferenze individuate è legata prevalentemente al fatto che le sorgenti di pressione (emissioni in atmosfera, rumore e vibrazioni provocate dalle attività di cantiere) sono poste a distanze considerevoli da aree di interesse ecologico, il che garantisce in via definitiva la non significatività delle interferenze potenziali rinvenute. Inoltre l'area d'intervento è separata dal sito dalla presenza di infrastrutture viarie.

22.FASI E TEMPI PER LA REALIZZAZIONE

Esperienze in corso per impianti di taglia simile ancorché in essere presso altre Regioni Italiane, inducono a considerare i seguenti tempi di attuazione suddivisi per macro attività.

Ritenendo di aver preso in considerazione tempi minimi reali che sono comunque dipendenti da Amministrazioni pubbliche e da Enti di rilevanza nazionale, un tempo complessivo di non meno di 25 mesi è sicuramente un termine molto poco conservativo.

RELAZIONE GENERALE E TECNICA_rev.1

ATTIVITÀ'	Durata presunta delle attività
Esecuzione della Progettazione ai fini della connessione in Rete	30
Ricezione dell' STMG da parte di TERNA	75
Esecuzione della Progettazione ai fini della Autorizzazione Unica - SIA compreso	60
Rilascio Autorizzazione PAU	180
Esecuzione Progetto Esecutivo con computi metrici per appalti	45
Individuazione dei Fornitori e Contratti	30
Cantierizzazione	30
Durata cantiere fino a collaudo	240
Entrata in Esercizio TERNA	60
TOTALE	750

23. INVESTIMENTI PREVISTI

L'intervento completo è dettagliato nella seguente tabella:

QUADRO ECONOMICO GENERALE				
Valore complessivo dell'opera privata				
	DESCRIZIONE	IMPORTO IN €		TOTALE € (IVA compresa)
A	COSTO DEI LAVORI (IMPIANTO FOTOVOLTAICO E OPERE DI CONNESSIONE)		10%	
A.1	Interventi previsti compresi i lavori di dismissione dell'impianto (Dismissione dell'impianto e vendita dei materiali recuperabili (rame, alluminio, acciaio) (a detrarre dai costi perché la vendita dei materiali supera il costo dei lavori di dismissione) e la realizzazione delle opere di connessione.	€ 31.724.663,21	€ 3.172.466,32	€ 34.897.129,54
A.2	Oneri di sicurezza (1% dei lavori)	€ 317.246,63	€ 31.724,66	€ 348.971,30
A.3	Opere di mitigazione (COMPENSAZIONE AMBIENTALE) - Interventi previsti compreso l'acquisto delle aree	€ 989.762,00	€ 98.976,20	€ 1.088.738,20
A.4	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale (previste nelle spese tecniche)			
A.5	Opere connesse (previste nelle voci A.1 e A.3)			
	TOTALE A	€ 33.031.671,85	€ 3.303.167,18	€ 36.334.839,03
B	SPESE GENERALI		22%	
B.1	Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	€ 1.232.000,00	€ 271.040,00	€ 1.503.040,00
B.2	Spese consulenza e supporto tecnico (comprese nella voce B.1)			
B.3	Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici (stima)	€ 50.000,00	€ 11.000,00	€ 61.000,00
B.4	Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	€ 59.000,00	€ 12.980,00	€ 71.980,00
B.5	Spese per approfondimenti specialistici	€ 81.950,00	€ 18.029,00	€ 99.979,00
B.6	Imprevisti	€ 545.378,15	€ 119.983,19	€ 665.361,34
B.7	Oneri di legge			
	TOTALE B	€ 1.968.328,15	€ 433.032,19	€ 2.401.360,34
C	Eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge:			
	"Valore complessivo dell'opera"			
	TOTALE (A + B + C)	€ 35.000.000,00	€ 3.500.000,00	€ 38.500.000,00