



REGIONE MOLISE



PROVINCIA DI CAMPOBASSO

COMUNE DI URURI E COMUNE DI ROTELLO

OGGETTO: PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO IN DC PARI A 29.962,66 KWp E MASSIMA IN IMMISSIONE IN RETE IN AC DI 22.860 KW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE IN LOCALITA' "MASS.a LIBERTUCCI" E "MASS.a BOLLELLA"

N. **3**
ELABORATO
RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

REV 2

Prog.	Codice STMG	REV	NOME FILE	ESEGUITO DA	APPROVATO DA	DATA	SCALA
AU	201900981	02	IT-URR_3_REV2	ING. GIOVANNI MARSICANO	ING. GIOVANNI MARSICANO	SETTEMBRE 2021	/

PROGETTAZIONE:



IL COMMITTENTE:

SR PROJECT 5 Srl
Via largo Guido Donegani,2
Cap 20121 Milano (Mi)
P.Iva 10706920963

Eseguito

Controllato

Ing. Marsicano Giovanni

Ing. Marsicano Giovanni

Firma
IL TECNICO
Ing. Giovanni Marsicano

COMUNI DI:

URURI (CB) E ROTELLO (CB)

Località "MASS.a LIBERTUCCI" E " MASS.a BOLLELLA"

OGGETTO:PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO IN DC PARI A 29.962,66 KWp e MASSIMA IN IMMISSIONE IN AC DI 22.860 KW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE IN LOCALITA' "MASS.A LIBERTUCCI" E " MASSERIA BOLLELLA"

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

Elaborato nr. IT_URR_3_REV2

Committente :

SR PROJECT 5 SRL

Via Largo Guido Donegani nr. 2
20121 Milano (MI)
P.IVA 10706920963

Progettazione:



Sede Legale e operativa:

Via Athena nr .29
84047 Capaccio Paestum (Sa)
P.IVA 04596750655

Sommario

PREMESSA.....	5
1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO.....	7
1.1. Descrizione sintetica del progetto.....	7
1.2. Inquadramento di Area Vasta.....	10
1.3. Ubicazione delle opere.....	13
1.4. Superfici interessate dall'impianto fotovoltaico e utilizzo delle naturali in sito.....	15
1.5. Caratteristiche geologiche, geomorfologiche e idrogeologiche del sito.....	19
2. Dati di irraggiamento solare in sito e stima della producibilità di energia elettrica del generatore fotovoltaico di progetto.....	22
3. Inquadramento Normativo.....	25
3.1. Normativa territoriale, paesistica ed ambientale di riferimento sulla base di ubicazione geografica dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse.....	25
3.2. Il PTPAAV della regione Molise.....	25
3.3. Il PTCP della Provincia di Campobasso.....	30
3.4. Pianificazione Comunale.....	31
3.4.1 Strumenti urbanistici comunali in vigore	31
3.4.2 Piano dei tratturi Comunali	31
3.5. Compatibilità del progetto con le aree tutelate dal Codice dei beni culturali e del paesaggio Dlgs 22 gennaio 2004, n.42 e smi.....	31
3.6. Compatibilità del progetto con le aree naturali protette, di interesse internazionale, rete natura 2000, Aree IBA, Piano Faunistico venatorio.....	34
3.6.1. Compatibilità con Aree Naturali Protette	34
3.6.2. Compatibilità con Aree natura 2000	35
3.6.3. Compatibilità con Zone Umide di Interesse Internazionale	35
3.6.4. Compatibilità con le Aree IBA	35
3.6.5. Compatibilità con il Piano Faunistico Venatorio	36
3.7. Compatibilità con gli Strumenti di Tutela del Territorio e delle Acque.....	37
3.7.1. PAI	37
3.8. Compatibilità con il vincolo idrogeologico.....	39
3.9. Compatibilità con il Piano di Tutela delle Acque.....	39
3.10. Compatibilità con le Concessioni Minerarie.....	40
3.11. Vincolo Sismico.....	40

3.12.	Normativa sui rifiuti.....	41
3.13.	Compatibilità del progetto Fotovoltaico con le linee guida del 2011 e con il P.E.A.R. del 2017	41
4.	DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO E DELLE OPERE DA REALIZZARSI.....	42
4.1.	Criteri Progettuali.....	42
4.2.	Caratteristiche tecniche dell'impianto.....	43
4.3.	Descrizione tecnica dei componenti dell'impianto fotovoltaico.....	45
4.4.	Generatore Fotovoltaico.....	48
4.5.	Caratteristiche generali dei moduli FV.....	50
4.6.	Cassette di parallelo stringhe Quadri CC di parallelo.....	52
4.7.	Cabine di conversione CC/CA.....	52
4.8.	Inverter (Convertitori CC/CA).....	53
4.9.	Trasformatori BT/MT.....	54
4.10.	Quadri corrente alternata (QCA).....	54
4.11.	Cabine di parallelo MT.....	54
4.12.	Stazione elettrica utente.....	54
5.	CAVI ELETTRICI.....	70
5.1.	Cavo solare per collegamento delle stringhe e dei moduli.....	70
5.2.	Cavi BT di potenza, segnalazione, misura e controllo.....	71
5.3.	I cavi MT.....	72
5.3.1.	CAMPO 1 e CAMPO 2.....	73
5.4.	CAVIDOTTO AT 150 KV.....	73
5.4.1.	Descrizione dell'opera.....	73
5.4.2.	Caratteristiche tecniche del cavo in AT.....	74
5.4.3.	Tensione di isolamento del cavo.....	74
6.	Contatori di energia.....	76
7.	Interfaccia di rete.....	76
8.	Protezioni d'impianto.....	77
9.	Rete di terra.....	77
10.	Sistemi di controllo e monitoraggio.....	77
11.	Connessione alla rete elettrica nazionale.....	79
11.1.	Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.....	86
11.2.	Strade interne ai Campi Fotovoltaici.....	89
11.3.	Cavidotti MT interne ai Campi fotovoltaici e di collegamento alla sottostazione SE di Utenza.	89

11.4.	Realizzazione platee per appoggio cabine inverter e di trasformazione, cabine di parallelo, ufficio prefabbricato O&M Building e Box di Campo per Deposito attrezzature.....	90
11.5.	Recinzione dei Campi e Cancellate.....	91
11.6.	Opere civili per la realizzazione della sottostazione di trasformazione SE di Utenza 30/150 kV	92
12.	Interferenze con il cavidotto MT.....	94
13.	IMPIANTI AUSILIARI.....	97
14.	FASE DI CANTIERE.....	98
15.	Verifica tecnico- funzionale.....	100
16.	Documentazione di corredo all’impianto.....	100
17.	Quadro Economico della Spesa.....	101
18.	Gestione e Manutenzione dell’ Impianto Fotovoltaico.....	101
18.1.	La gestione dell’impianto fotovoltaico.....	101
18.2.	Quadri Elettrici.....	102
18.3.	Collegamenti elettrici.....	103
18.4.	Pulizia degli interspazi tra le file di strutture.....	103
18.5.	Manutenzione viabilità interne ai Campi fotovoltaici.....	103
18.6.	Viabilità di accesso e di cantiere.....	103
18.7.	Piano di Dismissione dell’Impianto Fotovoltaico.....	104
18.8.	Pannelli Fotovoltaici.....	105
18.9.	Strutture di sostegno.....	105
18.10.	Impianto elettrico.....	106
18.11.	Normativa sui rifiuti.....	106
18.12.	Ripristino dello stato dei luoghi.....	108
18.13.	Manutenzione.....	110
18.14.	Costi dismissione.....	111
18.15.	Cronoprogramma dismissione.....	112
19.	Inserimento dell’impianto fotovoltaico nel paesaggio e opere di mitigazione.....	112
20.	Analisi degli Impatti ambientali e paesaggistici in fase di cantiere e di esercizio.....	133
20.1.	Fenomeno di abbagliamento.....	133
20.2.	Analisi del rumore generato dall’impianto fotovoltaico.....	136
20.3.	Impatti acustici previsti in fase di cantiere, esercizio, ripristino.....	136
20.4.	Impatto elettromagnetico.....	137
20.4.1.	Impatti elettromagnetici previsti in fase di cantiere, esercizio e ripristino.....	138
20.5.	Quadro riepilogativo degli impatti.....	139

21.	Analisi Costi Benefici - Ricadute sociali occupazionali ed economiche.....	140
21.1.	Analisi dei costi.....	140
21.2.	Benefici Economici.....	140
21.3.	Analisi delle ricadute occupazionali dell'intervento in ambito locale.....	140
21.4.	Risvolti sulle realtà locali.....	145
22.	ELENCO ENTI COINVOLTI NELL'ITER AUTORIZZATIVO DEL PROGETTO.....	147
23.	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	150

PREMESSA

Il progetto descritto nella presente relazione riguarda la realizzazione di un impianto di produzione di energia da fonte solare di potenza complessiva in AC di 22.860 kW e in DC di 29.962,66 kWp, da installare nel comune di URURI (CB) e ROTELLO nelle località "Mass.a Libertucci" e "Mass.a Bollella" situate rispettivamente a 3,1 km a sud est del centro abitato del Comune di Ururi e a 3,6 Km ad est dal centro abitato del Comune di Rotello avente opere di connessione ricadenti nel Comune di ROTELLO (CB) presso la stazione elettrica di trasformazione della RTN 380/150 kV di Terna SPA. Proponente dell'iniziativa è la società **SR PROJECT 5 Srl**. L'impianto fotovoltaico essenzialmente è costituito da 2 CAMPI distinti, di cui il CAMPO 1 ubicato nel Comune di Ururi in località "Mass.a Libertucci" avente una potenza in AC pari a 19423 kW e in DC di 24.369,28 kWp si collegherà alla SE di utenza mediante un cavidotto interrato in MT di circa 7,3 km, l'altro il CAMPO 2 ubicato in località "Mass.a Bollella" avente una potenza in AC pari a 3437 kW e in DC di 5.593,38 kWp si collegherà alla SE di Utenza mediante un cavidotto MT interrato avente una lunghezza di circa 1 km. Entrambi i campi si collegheranno alla sottostazione di trasformazione di Utenza 30/150 kV che sarà ubicata nel Comune di Rotello al F. 45 p. 185 in adiacenza alla stazione elettrica di trasformazione esistente (SE 380/150 kV di Rotello) in località Piana della Fontana. La SE di Utenza sarà collegata alla SE 380/150 kV di Rotello in antenna a 150 kV, come da preventivo di connessione emesso da Terna ed accettato dal proponente (**STMG cod. id. 201900981**). L'impianto fotovoltaico sarà realizzato per un'area complessiva di circa 41 Ha e la sua realizzazione comporterà un significativo contributo alla produzione di energie da fonte rinnovabili. Il progetto si inquadra in quelli che sono i programmi Nazionali e Internazionali per la transizione verso un'**economia globale a impatto climatico zero entro il 2050**. In occasione della Conferenza sul clima tenutasi a fine 2015 a Parigi è stato stipulato un nuovo accordo sul clima per il periodo dopo il 2020 che, per la prima volta, impegna tutti i Paesi, compreso l'Italia a ridurre le proprie emissioni di gas serra. In tal modo è stata di fatto abrogata la distinzione di principio tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo. Nell'ambito di tale accordo l'Italia ha elaborato un **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)** in cui l'Italia fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'**efficienza energetica**, sulle **fonti rinnovabili** e sulla **riduzione delle emissioni di CO2**. Stabilisce inoltre il target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il

raggiungimento degli obiettivi definiti con l'**accordo di Parigi** e la transizione verso un'economia a **impatto climatico zero entro il 2050**. L'Italia intende **accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili**, promuovendo il graduale **abbandono del carbone** per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di **rinnovabili** e, per la parte residua, sul gas. L'Italia, punta a portare la **quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al 30%**, alla riduzione del 43% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, alla riduzione del 33% dei gas serra. La **Phase out dal carbone** al 2025 e la promozione dell'ampio **ricorso a fonti energetiche rinnovabili**, a partire dal settore elettrico, dovrà fare sì che al 2030 si raggiungano i 16 Mtep da FER, pari a 187 TWh di energia elettrica. Grazie in particolare alla significativa crescita di **fotovoltaico** la cui produzione dovrebbe triplicare ed **eolico**, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare, al 2030 il settore elettrico arriverà a coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. L'obiettivo finale del fotovoltaico è stato portato a 52GW nel 2030, con la tappa del 2025 di 28,5 GW: si prevede dunque che negli ultimi 5 anni vengano installati più di 23 GW dei 30 GW nelle diverse regioni d'Italia vocate per la produzione di energia da fonte rinnovabile, tra cui figura anche la Regione Molise. In tale scenario l'impianto fotovoltaico di progetto con la sua produzione netta attesa di 51.500 MWh/anno di energia elettrica da fonte rinnovabile e con un abbattimento di emissioni in atmosfera di CO₂ ogni anno pari a 20.240 Ton CO₂/anno risponde pienamente agli obiettivi energetici e climatici del Paese.

In sintesi l'intervento proposto:

- è finalizzato alla realizzazione di un'opera infrastrutturale, non incentivato;
- è compatibile con gli obiettivi di qualità e delle normative d'uso, non avendo alternative localizzative e/o progettuali;
- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento acustico;
- non è fonte di inquinamento atmosferico;
- utilizza viabilità di accesso già esistente;
- è previsto l'impiego di una porzione di area che globalmente è già interessata da impianti elettrici fino alla III categoria;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio, relativamente alle fondazioni superficiali, delle 20 cabine di trasformazione, una cabina di controllo, 6 cabine di stoccaggio e 7 cabine di raccolta.

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente, nazionale e della Regione Molise, con particolare riferimento alle Delibere della Giunta Regionale n° 621 del 4/8/2011, la L.R. nr.22 del 7/8/2009 e s.m.i. e al D. Lgs.152/2006 e s.m.i.

Inoltre ai sensi di quanto stabilito dal D.M. 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" recepite dalla Regione Molise, nella L.R. nr. 23 del 23/12/2010, la realizzazione in oggetto è soggetta ad Autorizzazione Unica e in tale procedimento confluisce anche la presente procedura di verifica. Alcuni contenuti, previsti

nella normativa, come facenti parte del presente studio sono approfonditi in appositi elaborati ai quali si rimanderà nel prosieguo della trattazione. In questo contesto la normativa prevede un livello di progettazione definitiva. La presente relazione, nel dettaglio, descrive l'impianto e le sue componenti, inquadra il progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio, riporta alcune considerazioni in merito all'impatto acustico, alla gestione dell'impianto e alla segnalazione dell'impianto fotovoltaico per la sicurezza del volo a bassa quota. Non ultimo, riporta le caratteristiche dell'impianto con l'analisi della producibilità attesa; descrive le fasi, i tempi e le modalità di esecuzione dei lavori; quantifica i costi di dismissione; riporta l'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche; indica l'elenco delle autorizzazioni, concessioni, intese, pareri nullaosta da acquisire ai fini della realizzazione ed esercizio dell'impianto.

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

1.1. Descrizione sintetica del progetto

Il progetto prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva in DC di **29.962,66 kWp** a cui corrisponde un potenza di connessione in AC di **22.860 kW**. L'impianto fotovoltaico è stato configurato con un sistema ad inseguitore solare monoassiale. L'inseguitore monoassiale utilizza una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione. L'inseguitore solare orienta i pannelli fotovoltaici posizionandoli sempre nella direzione migliore per assorbire più radiazione luminosa possibile. L'impianto nel suo complesso prevede l'installazione di 59.332 pannelli fotovoltaici monocristallino, per una potenza di picco complessiva di **29.962,66 kWp**, raggruppati in stringhe del singolo inseguitore e collegate direttamente sull'ingresso dedicato dell'inverter. Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (inseguitore) saranno fissate al terreno attraverso dei pali prefabbricati in acciaio dotati di una o più eliche, disponibili in varie geometrie e configurazioni che verranno avvitate nel terreno. Complessivamente saranno installati n.° 356 inseguitori da 104 moduli, nr. 90 inseguitori da 69 moduli e nr. 81 inseguitori da 52 moduli, tutti in configurazione verticale che saranno installati a una distanza di pitch uno dall'altro in direzione est-ovest di 9 metri. Il modello di modulo fotovoltaico previsto è "**TSM-DEG18MC.20(II)**" della **TRINASOLAR** da 505 Wp bifacciale in silicio monocristallino. L'impianto fotovoltaico interesserà complessivamente una superficie di 41,41 Ha di cui soltanto 16 Ha saranno occupati dagli inseguitori, dalle cabine di trasformazione e consegna, sulla SE di Utenza mettendo così a disposizione ampi spazi per le compensazioni ambientali e di mitigazione degli impatti visivi dell'impianto fotovoltaico. L'impianto fotovoltaico sarà realizzato in agro dei **Comune di URURI (Cb) in località " Mass.a Libertucci" su suoli individuati al NCT del Comune di Ururi al F. 29 p. 81,58,56 – F. 30 p. 75,47,23,59,54,42,44,46,73,52** e in agro del Comune di Rotello (Cb) in località "**Mass.a Bollella" su suoli individuati al NCT del Comune di Rotello al F. 42 p. 91,80,62,56,57,61,60,66,63,24.**

L'impianto fotovoltaico è essenzialmente suddiviso in 2 CAMPI aventi le seguenti estensioni, ubicazioni catastali e coordinate geografiche di riferimento :

Comune	Campo	Foglio	Particelle	Ha Tot. Particelle	Ha interessati dal progetto fotovoltaico	Ha occupati dalle strutture edifici tecnici e strade	Coordinata E (UTM WGS84)	Coordinata N (UTM WGS84)
Ururi (Cb)	1	29	81,56,58	10,10	10,1	3,84	504664 m	4626973 m
Ururi (Cb)	1	30	23,42,44,46,47,5 2,54,59,73,75	28,01	20,8	7,76	504865 m	4627061 m
Rotello (Cb)	2	42	91,80,62,56,57,6 1,60,66,63,24	11,87	9,91	3,8	504597 m	4621695 m
Rotello (Cb)	Sottostazione Elettrica di trasformazione Lato Utente 30/150 kV	45	185	0,6	0,0826	0,6	506130 m	4622391 m
Rotello	Sottostazione di divisione 150 KV in Comune con altri Produttori	45	185	0,6	0,4		506130 m	4622391 m
				Tot..Ha 50,58	Tot. Ha 41,29	Tot . Ha 16		

Le aree impegnate dalle opere sono costituite da terrazzamenti sub-pianeggianti con a quote tra 104-112 m.s.l.m. per il Campo 1 in Ururi e quote tra 196-204 m. s.l.m. per il Campo 2 in Rotello con pendenza non superiore all'11% in direzione nord sud tali da avere un'esposizione ottimale e una conformazione morfologica ideale per il posizionamento delle strutture di tracker ad inseguimento est-ovest. Le aree di impianto fotovoltaico sono servite da una buona rete di viabilità esistente costituita dalla strada comunale "Camarelle" che

costeggia il **CAMPI 1** e la strada Comunale Palazzo che costeggia il **CAMPO 2**. La connessione dell'impianto alla RTN è prevista in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della stazione elettrica di trasformazione esistente di Rotello (anche detta SE 380/150 kV di Rotello nel prosieguo) come previsto nel preventivo di connessione rilasciato da terna e regolarmente accettato – **STMG cod. id. 201900981**-. L'impianto fotovoltaico sarà collegato tramite un cavidotto interrato di lunghezza totale pari a circa 8,3 km in media tensione alla sottostazione di trasformazione 30/150 kV (anche detta SE di Utenza nel prosieguo), prevista in adiacenza alla SE 380/150 kV e precisamente al **F. 45 p. 185 del Comune di Rotello(Cb)**. L'accesso alla SE di Utenza avviene dalla strada Comunale Piano Palazzo. Il collegamento in antenna a 150 kV sarà effettuato tramite un cavidotto interrato a 150 kV di lunghezza pari a circa 1200 metri che sarà posato lungo la strada comunale Fontedonico sino ad arrivare allo stallo di connessione assegnato da Terna Spa alla sottostazione 380/150 kV di Rotello attraverso un'area comune a più produttori ubicata sempre AL F. 45 P. 185 del Comune di Rotello ove sarà prevista la realizzazione del sistema elettromeccanico di condivisione dello stallo di partenza a 150 kV e di arrivo al su detto stallo di connessione a 150 kV. All'interno della esistente sottostazione di Terna RTN 380/150 kV sarà installato un nuovo trasformatore per permettere ai diversi produttori nell'area di dispacciare l'energia elettrica prodotta dai loro impianti sulla rete elettrica nazionale. Tale area di condivisione si rende necessaria in quanto Terna Spa ha comunicato a mezzo **pec prot. 72282 in data 17/09/2021 (Allegata alla presente relazione) alla società SR Project 5 Srl** oltre alla planimetria della Stazione Elettrica (SE) RTN a 380/150 kV dalla quale si evince l'ubicazione dello stallo assegnato, che:” **Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con le iniziative codice pratica 201901018 della Vs. società, codice pratica 201901558 della società EG Helios S.r.l., codice pratica 201901325 della società Sonnedix Santa Chiara S.r.l., codice pratica 202001830 della società Sorgenia Renewables S.r.l., con ulteriori utenti della RTN**". A seguito di tale comunicazione le società SR Project 5 Srl , EG helios S.r.l., Sonnedix Santa Chiara S.r.l., Sorgenia Renewables S.r.l." hanno sottoscritto in data 29/09/2021 un accordo di condivisione "Accordo utilizzo sottostazione di collegamento a se RTN 380/150 kv di ROTELLO e condivisione stallo terna in se RTN 380/150 kv di Rotello " (Allegato alla presente relazione tecnica) e dato incarico alla società INSE Srl per la progettazione delle opere di rete richieste da Terna , della stazione di condivisione a 150 kV e delle relative stazioni utenti MT/AT di ciascun produttore. A seguito della progettazione il progetto delle opere di rete è stato inviato a Terna per essere benestariato con comunicazione del 26/10/2021 . (Allegato alla presente relazione tecnica). L'intero impianto fotovoltaico occupa un'area contenuta e ricadente in parte nel territorio di Ururi e in parte nel territorio comunale di Rotello (CB) dove ricadranno anche le opere di rete per il collegamento alla RTN e la SE di Utenza . Ciascuno dei due Campi fotovoltaici in cui è suddiviso l'intero impianto si collegherà alla sottostazione di trasformazione di utenza mediante un cavidotto in MT costituito da un cavo tripolare che per il Campo 1 avrà sezione pari a 400 mmq e per il Campo 2 avrà sezione pari a 185 mmq. Il cavidotto di collegamento del campo 1 alla SE di utenza avrà una lunghezza di circa 7,3 Km e percorrerà per la maggior parte strade asfaltate quali **Strada Comunale Camarelle, Strada Comunale Contrada Ceppetto, SP 78**, Strada Comunale Colle Palombara Mandrone, Strada Comunale Fontedonico e Piano Palazzo. Solo per un tratto di lunghezza pari a circa 2,3 km il cavidotto di collegamento dal Campo 1 alla SE di Utenza percorrerà dei

sentieri interpoderali su terreni sterrati. Il cavidotto MT del Campo 2 invece percorrerà per 1 km in interrato la **Strada Comunale Piano Palazzo** fino a giungere alla SE di Utenza.

1.2. Inquadramento di Area Vasta

Il Comune di Ururi è ubicato nella parte Sud-Est della Regione Molise, nella zona collinare rivolta verso la costa adriatica ad una quota sul livello del mare di 259 metri. I confini naturali del territorio del Comune sono rappresentati dal torrente Cigno verso ovest che è un affluente del Fiume Biferno, dal torrente Sapestra verso sud e sud-est affluente del Torrente Saccione e dal Vallone della Lavandaia verso Nord-Ovest che confluisce nel torrente Sapestra. Il territorio Comunale è inoltre attraversato verso nord est dal Vallone della Pila affluente del Torrente Sapestra che lambisce a nord il centro abitato del Comune di Ururi. Il Comune di Ururi confina a nord e ad est con Il Comune di San Martino in Pensilis, a sud con il Comune di Rotello, a sud ovest con il Comune di Montorio nei Frentani e ad ovest con il Comune di Larino. Topograficamente è ubicato sull'I.G.M. in scala 1: 25.000 al **F. 155 IV SO (SAN MARTINO IN PENSILIS) - F. 155 III – NO (URURI) e del F.º 381 (LARINO)-F.º 382 – (CAMPOMARINO) – F.º394 (CASACALENDA) e F.º 395 (TORREMAGGIORE)**– della Carta d'Italia, nella tavola, in scala 1:50.000. Il centro abitato si sviluppa lungo una linea di cresta, in direzione E-W, vera è propria direttrice generatrice del nucleo storico, di origine medievale dalla tipica tipologia "a fuso". L'aspetto orografico dell'intero territorio comunale è tipico di un paesaggio collinare con basse pendenze, e larghe fasce pianeggianti che si alternano tra i valloni dei fiumi e torrenti che attraversano il territorio comunale. Nella campagna collinare circostante al centro abitato si coltivano grano, barbabietole, girasoli e sono presenti ulivi e vigneti. Del terreno boschivo restano attualmente solo alcune macchie, per lo più in corrispondenza delle fasce ripariali dei torrenti e valloni che interessano il territorio comunale. Il Comune di Ururi confina a sud con il Comune di Rotello anch'esso interessato da una parte dell'impianto fotovoltaico e dalle opere di connessione dell'impianto fotovoltaico alla Rete Elettrica Nazionale e dal tracciato del cavidotto interrato in MT a 30 kV e in AT a 150 kV. Il territorio di Rotello, compreso tra la valle del fiume Biferno e quella del Fortore, è circondato da una serie di rilievi collinari come il Colle Nevera ad E (411 m slm), Masseria Benevento a NE (395 m slm) e Casa Benevento ad O (441 m slm), mentre l'abitato moderno sorge su un'altura di 409 m slm nella sua estremità meridionale. A NO una pianura alluvionale, percorsa da una serie di corsi d'acqua che confluiscono nel torrente Saccione, scende verso il mare Adriatico e il Tavoliere. A N il territorio è delimitato dal torrente Sapestra, ad E dal torrente Mannara ed a S dal torrente Tona. Sono inoltre presenti corsi minori, valloni Lanziere, della Terra, Fonte Donico, Cannucce che hanno consentito la formazione di vari *plateaux* intrafluviali. Per quanto riguarda l'uso del suolo, in pianura vi è una prevalenza di colture cerealicole, sui terreni in pendio intorno al centro di Rotello si registra invece la presenza di uliveti. Nelle aree collinari a SO sono diffusi pascoli e macchie boschive. Nel corso dell'Ottocento e del Novecento sono stati condotti processi di disboscamento ed attualmente poco più del 3% del comprensorio comunale è coperto da boschi.



Figura 1-1 Inquadramento regionale dell'area di progetto

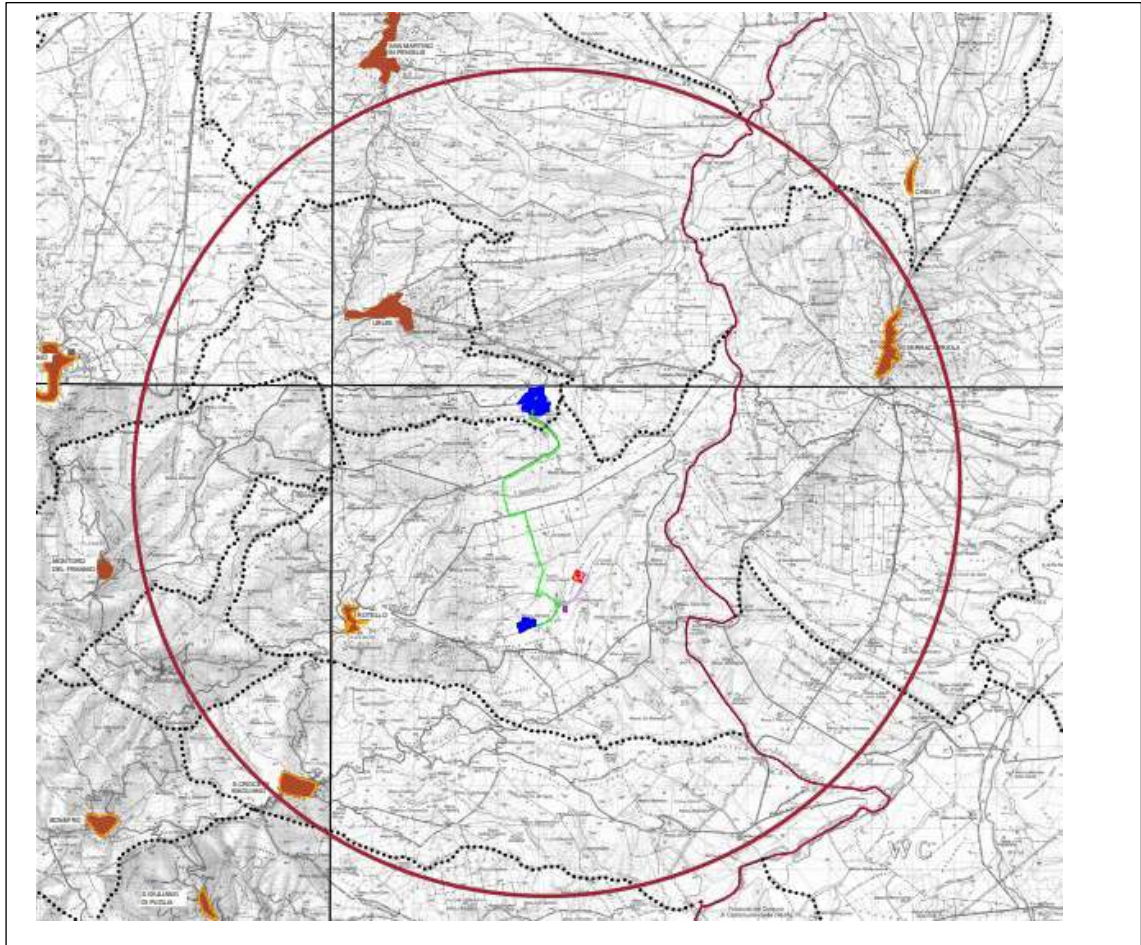


Figura 1-2 Inquadramento su IGM scala 1:50.000 area di progetto

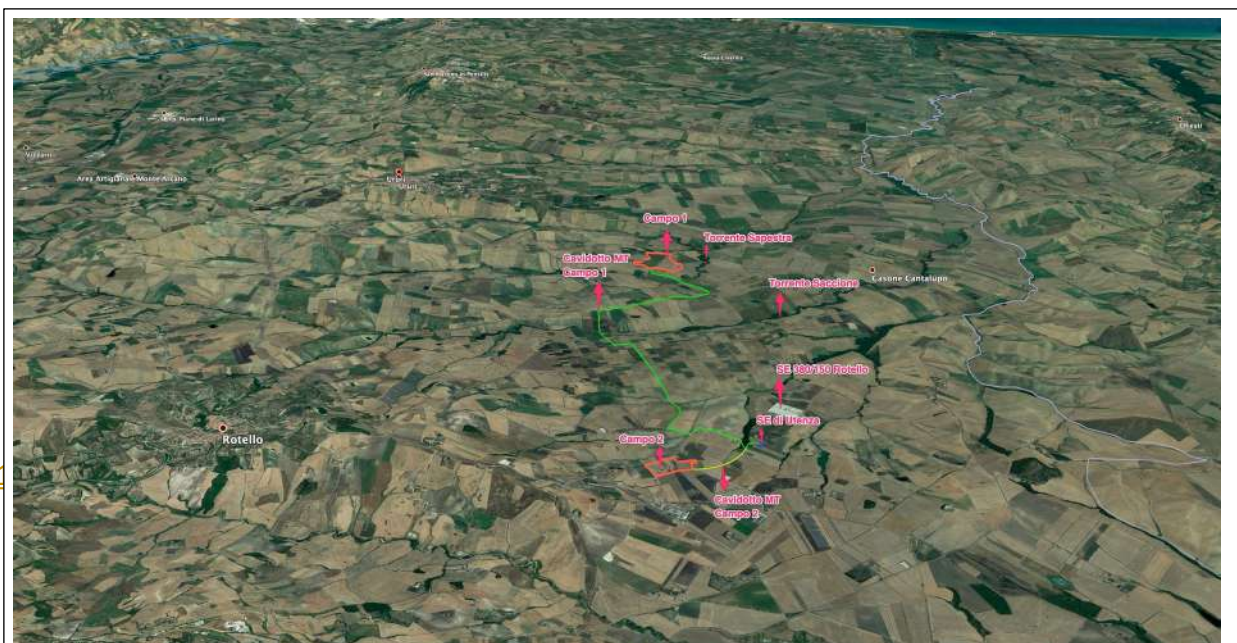


Figura 1-3 Inquadramento 3D Google earth area di interesse progettuale

1.3. Ubicazione delle opere

Il sito di installazione è ubicato nel Comune di **Ururi (Cb)** nella Provincia di Campobasso a 3,1 km in direzione sud est dal centro abitato di Ururi nella località “ Mass.a Libertucci” e nel Comune di Rotello a 3,6 km in direzione Est del centro abitato nella località “Mass.a Bollella”. L’area ha un’estensione complessiva di 41,41 Ha ed è suddivisa in 2 CAMPI recintati aventi rispettivamente le seguenti dimensioni e coordinate geografiche :

Comune	Campo	Ha interessati dal progetto fotovoltaico	Ha occupati dalle strutture edifici tecnici e strade	Coordinata E (UTM WGS84)	Coordinata N (UTM WGS84)
Ururi (Cb)	1	10,1	3,84	504664 m	4626973 m
Ururi (Cb)	1	20,8	7,76	504865 m	4627061 m
Rotello (Cb)	2	9,91	3,8	504597 m	4621695 m
Rotello (Cb)	Sottostazione Elettrica di trasformazione Lato Utente 30/150 kV	0,6	0,0826	506130 m	4622391 m
Rotello (Cb)	Sottostazione di condivisione 150 KV in Comune con altri Produttori	0,6	0,4	506130 m	4622391 m
		Tot. Ha 41,41	Tot . Ha 15,88		

Dal punto di vista catastale, i CAMPI costituenti l’impianto fotovoltaico ricadono sulle seguenti particelle dei Comuni di Ururi e Rotello.

Comune	Campo	Foglio	Particelle
Ururi (Cb)	1	29	81,56,58
Ururi (Cb)	1	30	23,42,44,46,47,52,54,59,73,75
Rotello (Cb)	2	42	91,80,62,56,57,61,60,66,63,24
Rotello (Cb)	Sottostazione Elettrica di trasformazione Lato Utente 30/150 kV+ stazione di condivisione 150 kV	45	185

Il cavidotto MT interessa i seguenti fogli catastali :

Comune di Ururi : foglio 29-30

Comune di Rotello : fogli 6-14-15-16-29-42-43-45

La sottostazione elettrica SE di Utenza interessa la particella del seguente foglio catastale:

Comune di **Rotello**: foglio 45 Particella 185

Il cavidotto interrato in AT a 150 kV si dipartirà dalla particella 185 del F. 45 del Comune di Rotello e percorrerà la strada comunale Fontedonico fino ad arrivare allo stallo assegnato all'interno della stazione RTN 380/150 kV di Rotello ubicata al F. 30 p. 58 del Comune di Rotello.

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e dalla relative fasce di asservimento è riportato nel Piano Particellare di Esproprio allegato al progetto.

Il sito di installazione della centrale fotovoltaica ricade rispetto allo strumento urbanistico PRG vigente del Comune di Ururi e di Rotello in Zona E “Agricola” come tra l'altro attestato nei CDU rilasciati dagli Uffici Tecnici Comunali (**Vedi CDU allegati alla presente relazione**). La sottostazione SE di Utenza e le relative opere di rete ricadono secondo il Programma di Fabbricazione del Comune di Rotello in Zona omogena “ E-agricola” come riportato nel CDU rilasciato dall'ufficio tecnico comunale (**Vedi CDU allegato alla presente relazione**).

1.4. Superfici interessate dall'impianto fotovoltaico e utilizzo delle naturali in sito.

La superficie totale interessata dall'impianto fotovoltaico come precedentemente indicato è pari a 414.100 mq. Il modulo fotovoltaico utilizzato nel progetto ha una dimensione di 2187x1102 mm e quindi un'area di 2,41 mq che moltiplicata per il numero di moduli totali pari a 59332 da una superficie captante totale di 142.994,51 mq. Per quanto riguarda la proiezione in pianta dei moduli fotovoltaici, essendo questi montati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, che quindi oscillano seguendo l'arco solare e offrono nei vari momenti della giornata una diversa proiezione al suolo dovuta alla diversa posizione dei moduli fotovoltaici, in via cautelativa si assume come posizione proiettata quella più sfavorevole, ovvero con i pannelli in posizione perfettamente orizzontale e quindi un'area di occupazione dei moduli fotovoltaici di 142.994,51 mq. Tenendo conto dei locali tecnici e le viabilità interne a ciascun CAMPO fotovoltaico occuperanno una superficie totale di circa 17.005,49 mq . Il rapporto fra lo spazio occupato dagli apparati costituenti l'impianto e l'intera superficie, che resterà immutata rispetto all'attuale configurazione è di **160000 m²/414100 m² = 0,386** che corrisponde al 38,6% dell'intera superficie interessata dall'impianto fotovoltaico. Lo spazio che intercorre fra le file dei blocchi di moduli, al fine di evitare l'ombreggiamento reciproco, è di circa 5 metri, quindi tale da consentire passaggi di macchinari. E' opportuno precisare che, delle risorse naturali impiegate, la parte riferita alla occupazione o sottrazione di suolo è in gran parte teorica: il terreno sottostante i pannelli infatti rimane libero e allo stato naturale, così come il soprasuolo dei cavidotti. In definitiva, solo la parte di suolo interessata dalle viabilità di impianto e dalle cabine risulta, a progetto realizzato, modificata rispetto allo stato naturale ante operam. Durante la fase di funzionamento dell'impianto è previsto l'utilizzo di limitate risorse e materiali. Considerato che le operazioni di manutenzione e riparazione impiegheranno materiali elettrici e di carpenteria forniti direttamente dalle ditte appaltatrici, l'unica risorsa consumata durante l'esercizio dell'impianto è costituita dall'acqua demineralizzata usata per il lavaggio dei pannelli, quantificabile in 38 m³ per lavaggio sull'intero impianto.



Figura 1- Campo 1 in direzione nord da strada Comunale C.da Libertucci



Figura 2- Campo 1 in direzione Mass.a Libertucci



Figura 3-Campo 1 in direzione Ovest da strada Comunale Camarelle



Figura 4- Campo 2 in direzione sud est da Mass.a Bollella



Figura 5-Campo 2 in direzione Nord da strada Comunale Piano Palazzo



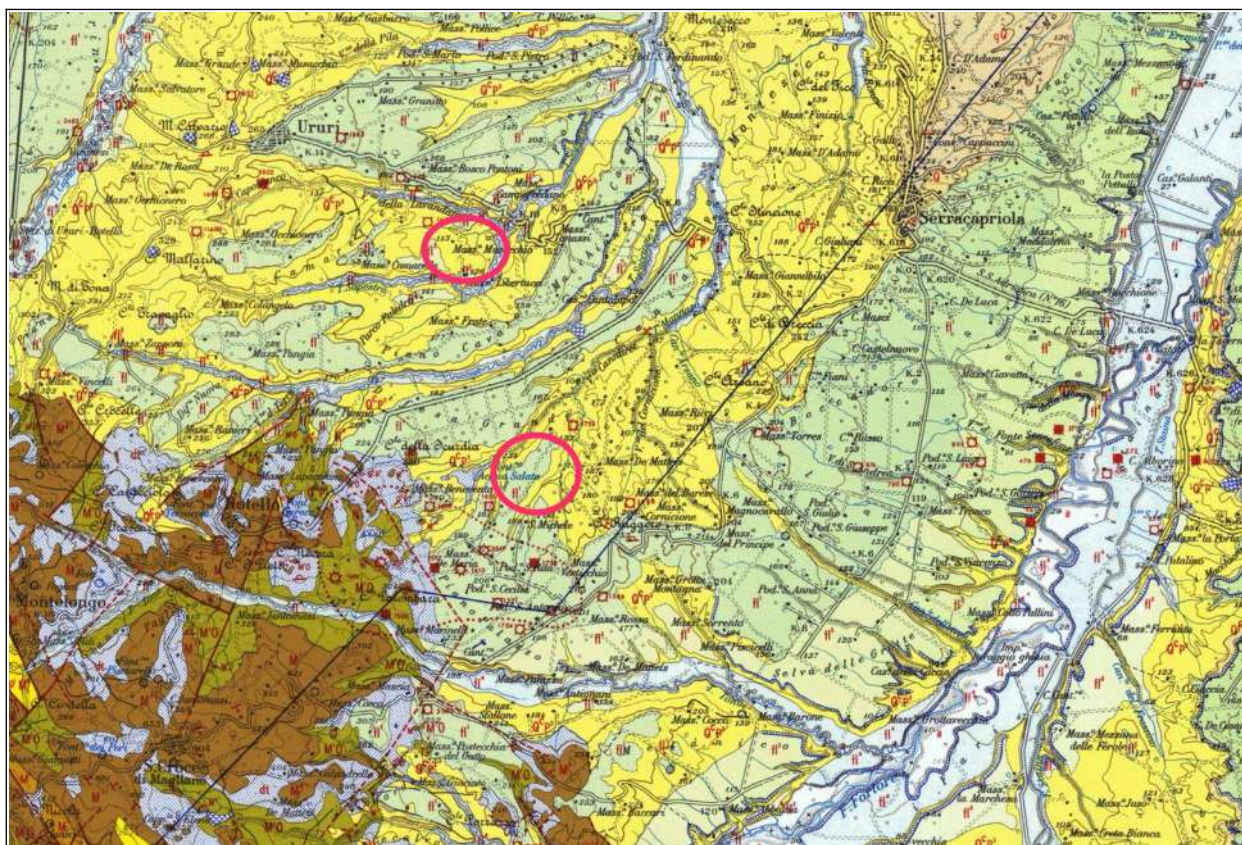
Figura 6- Foto sito ubicazione sottostazione elettrica di Utenza 30/150 KV Rotello



Figura 7- Foto sottostazione elettrica di trasformazione SE 380/150 kV di Rotello esistente-TERNA SPA

1.5. Caratteristiche geologiche, geomorfologiche e idrogeologiche del sito

Dal punto di vista geologico generale, il sito in esame è parte integrante dei terreni situati tra i rilievi collinari ai margini orientali dell’Appennino meridionale molisano caratterizzato da una morfologia dolce con ampie spianate, pianalti, debolmente inclinati verso verso N-NE, che digradano verso la costa raccordandosi con la piana del Tavoliere, intervallati da ampie valli, con versanti dolci e poco inclinati, incise dai principali corsi d’acqua e dai loro affluenti minori. Dal punto di vista geologico-strutturale si trova in prossimità del limite Catena-Avanfossa dell’Appennino meridionale: i differenti domini strutturali che li caratterizzano sono da riferirsi rispettivamente agli assetti stratigrafico-strutturali del margine esterno della Catena e a quelli dell’Avanfossa (Fossa bradanica). L’area in esame è compresa nel Foglio 155 “SAN SEVERO” della Carta Geologica d’Italia al 100.000. L’area oggetto del presente studio ricade nel Foglio n. 155 “San Severo” della Carta Geologica d’Italia in scala 1:100.000. Le litologie presenti nell’area di studio, riportate nell’estratto che segue.



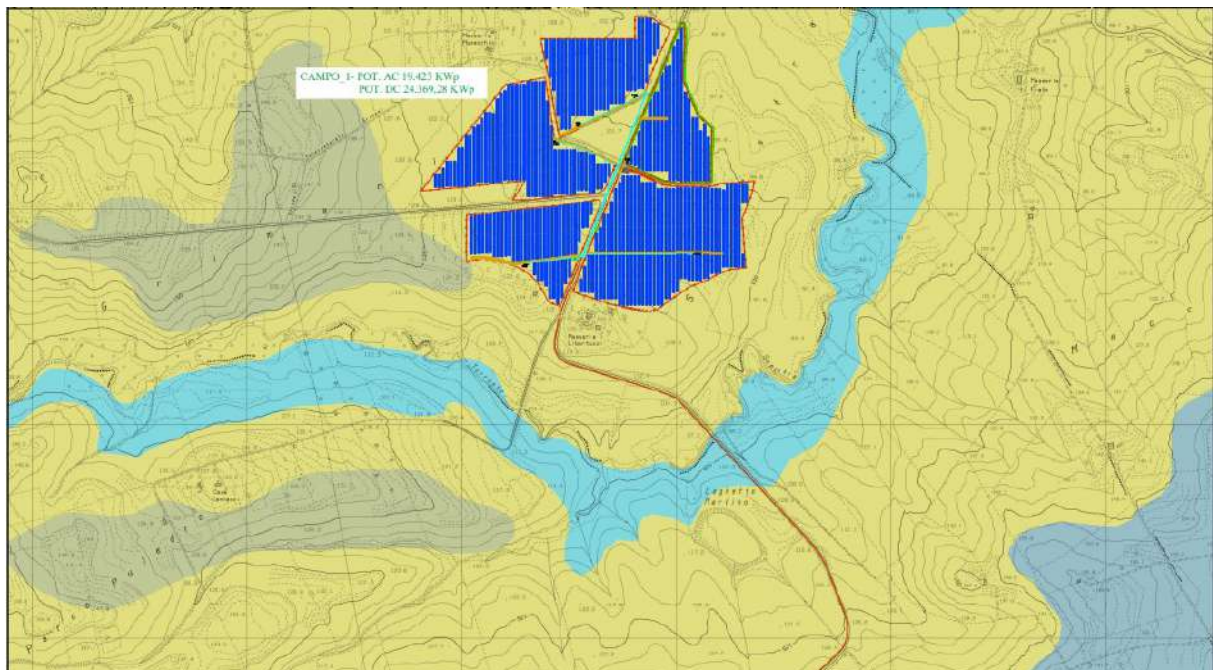
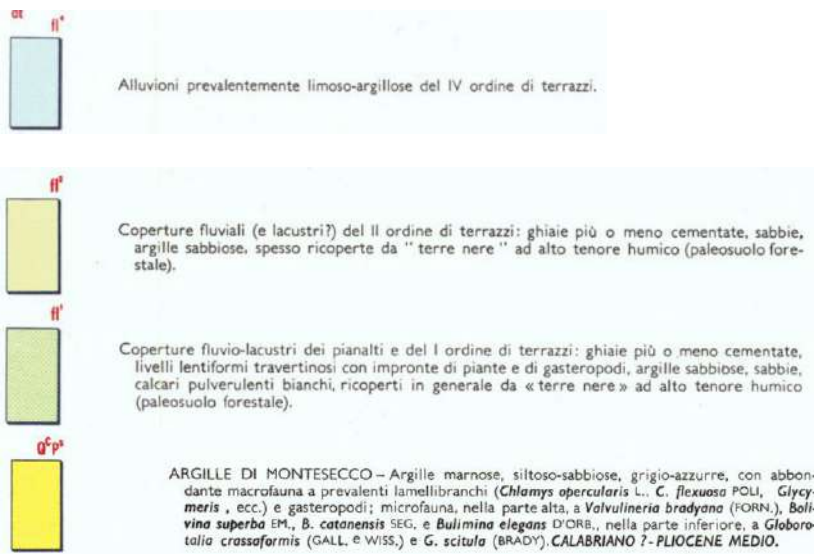


Figura 1-2 Stralcio Impianto Campo 1 Tavola IT_URR_6.1 CARTA GEOLITOLOGICA

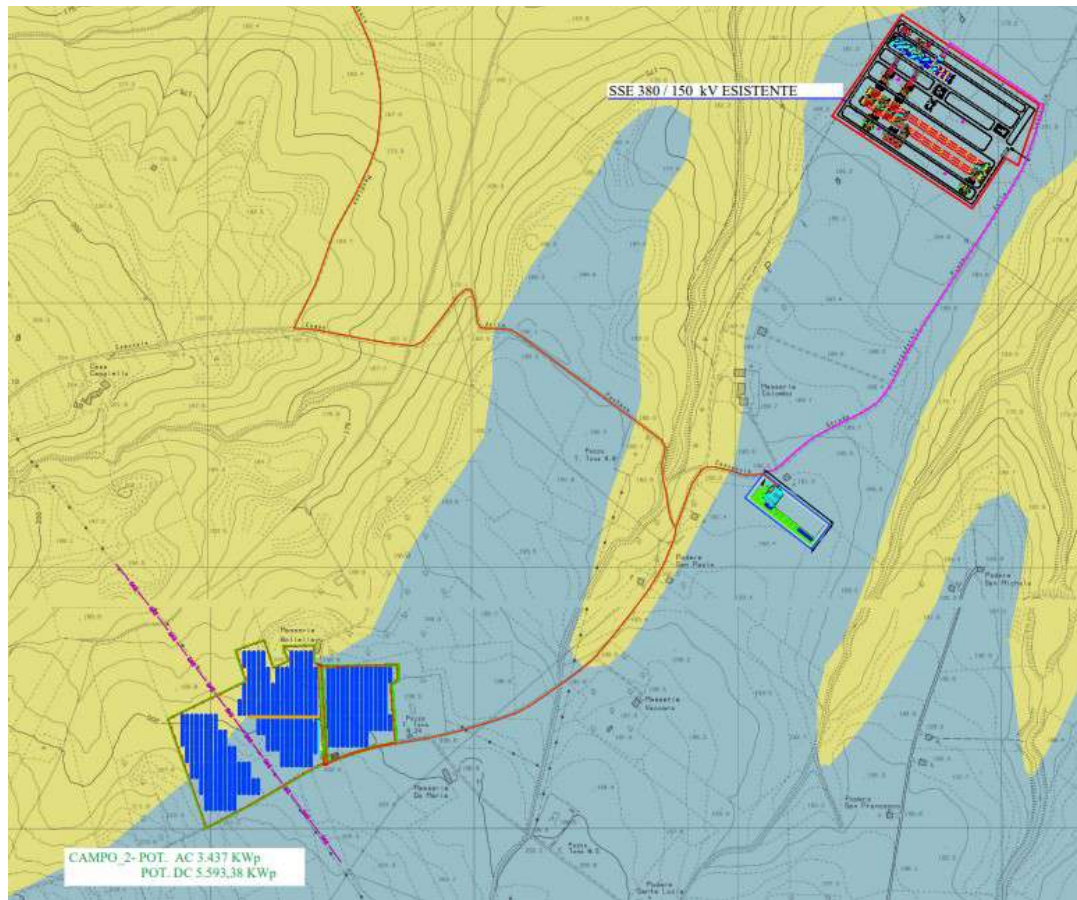






Figura 1-3 Stralcio Impianto Campo 2 e Sottostazione di Condivisione Tavola IT_URR_6.1_REV2_CARTA GEOLITOLOGICA

LEGENDA CARTA GEOLITOLOGICA

-  Alluvioni attuali: Ghiaie sabbie e argille dei fondovalle attuali.
-  Coperture fluviali dei terrazzi di secondo ordine: Ghiaie più o meno cementate, sabbie, argille sabbiose, spesso ricoperte da terre nere. - Pleistocene
-  Coperture fluvio lacustri dei pianalti e dei terrazzi di primo ordine: Ghiaie più o meno cementate, livelli lentiformi Travertinosi, argille sabbie calcaree pulverulenti, Paleo suolo forestale. - Pleistocene
-  Argille di Montesecco: Argille marnose, siltoso sabbiose, grigio azzurro, con abbondante macrofauna a prevalenti lamellibranchi e gasteropodi. - Pliocene medio

Dal punto di vista geomorfologico generale l'area si trova nella fascia, di medio-bassa collina, di raccordo tra i rilievi appenninici molisani, e la costa, raccordandosi con la piana del Tavoliere. Gli elementi morfologici sono direttamente connessi ai caratteri litologici ed agli assetti tettonici dell'area. L'orografia dell'area appenninica, caratterizzata da una morfologia dolce con ampie spianate, pianalti, debolmente inclinati verso verso N-NE, che digradano verso la costa raccordandosi con la piana del Tavoliere, con quote comprese tra 100-120mt per il campo 1 e 200-210 mt per il campo2 slm, intervallati da ampie valli, con versanti dolci e poco inclinati, incise dai principali corsi d'acqua, T. Saccione, T. Fortore, T. Manara e T. Sapestra e dai loro affluenti minori. L'aspetto morfologico dell'area è caratterizzata da un andamento piuttosto dolce e regolare del versante con ondulazioni blande pressoché sub-pianeggiante su cui si sviluppa l'area in esame:

L'idrografia superficiale è dominata dai quattro corsi d'acqua principali T. Saccione, T. Mannara, T. Sapestra e il T. Fortore, e da una serie di canali, marane, fiumare e fossi che alimentano gli stessi. Il regime idraulico è stagionale e strettamente legato all'andamento delle precipitazioni. Dal punto di vista idrogeologico, la permeabilità è strettamente condizionata dalla situazione litostratigrafica. Possiamo pertanto definire diverse unità idrogeologiche. L'unità idrogeologica principale, l'acquifero poroso superficiale, è rappresentato dai depositi di copertura quaternaria in cui sono incise le ampie valli dei corsi d'acqua principali. Tale unità, che presenta uno spessore di circa 20 m, è costituita da una successione di terreni sabbioso-ghiaioso-ciottolosi, permeabili ed acquiferi con intercalazione di livelli argilloso-siltosi a minore permeabilità. In questa unità l'acqua si rinviene essenzialmente in condizioni di falda libera e coincide, nella parte alta, con la zona di preferenziale ricarica. L'unità impermeabile di base è rappresentata dalle argille grigio azzurre sottostanti. In virtù dell'inclinazione, che la formazione argillosa presenta, la direzione di scorrimento delle acque sotterranee dovrebbe evolversi, preferibilmente, verso NE. Nello specifico, dal rilevamento idrogeologico di campagna, nell'area interessata dalle opere in progetto è possibile rinvenire una falda superficiale, a profondità variabili da -5.00 a -6.00 metri dal p.c., che si attesta nei terreni ciottolosi sabbiosi affioranti, ed una falda più profonda a profondità superiori a - 20.00 e a - 40.00 metri dal p.c..

Il drenaggio superficiale, impostato lungo linee di massima pendenza contribuisce a regolare l'evoluzione dei versanti attraverso l'intenso ruscellamento superficiale durante i periodi piovosi. Infatti, la permeabilità del substrato, costituito da un'elevata frazione sottile, è molto bassa e conseguentemente lo è anche il coefficiente di infiltrazione potenziale che fa, di contro, aumentare la frazione percentuale delle acque meteoriche in ruscellamento.

2. Dati di irraggiamento solare in sito e stima della producibilità' di energia elettrica del generatore fotovoltaico di progetto.

Al fine di stimare la producibilità dell'impianto fotovoltaico di progetto sono stati utilizzati i dati meteorologici del sito di progetti ricavati dalla correlazione dei dati di misura delle stazioni Meteororm nelle vicinanze a partire dall'anno 1991 fino al 2010. In tal modo sono stati ricavati i dati medi mensili e annuali dell'irradiazione globale, diffusa, delle temperature e velocità del vento in sito su piano inclinato a 0° esposto a 0° di azimut (sud) riportati nella tabella sottostante che hanno permesso di stimare la produzione annua di energia del generatore fotovoltaico.

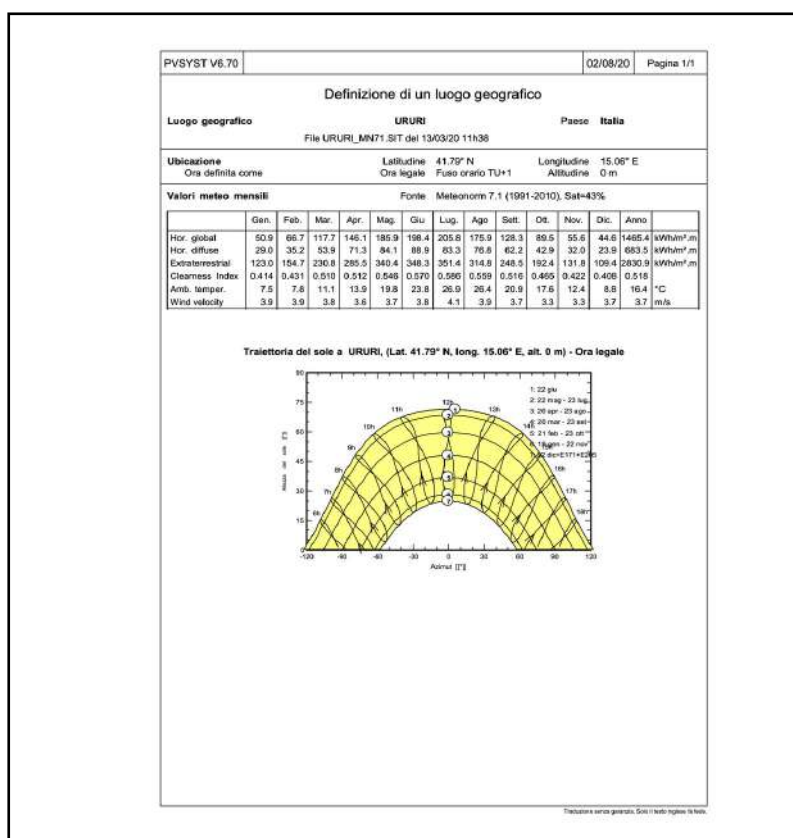


Figura 2-4 Calcolo dell'irraggiamento solare PVSyst-dati METEONORM 7.1

I valori dell' "Hor. glob" e "Hor. diff" in tale tabella assumono i seguenti significati:

Hor. glob = indica la Media della somma mensile dell'irraggiamento globale per m² ricevuta dai moduli

Hor. diff = indica la Media della somma mensile dell'irraggiamento diffuso per m² dai moduli

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con moduli di potenza nominale pari a 505 W, per un totale di **29.962,66 kWp**.

La potenza di picco (Ptot) dell'impianto fotovoltaico in corrente continua definita come la somma delle potenze dei singoli moduli che li compongono misurate in condizioni standard. (radiazione 1 Kw/m², 25°C) risulta pari a:

$$Ptot = Pmod * Nmod = 0,505 \times 59332 = 29962,66 \text{ KWp}$$

La Potenza fornita in rete elettrica (Pca) tiene conto delle perdite del sistema dovute al discostarsi dalle condizioni standard ed alle perdite per la trasformazione della corrente continua in corrente alternata; si riportano di seguito le perdite ipotizzate:

- – Perdite per scostamento dalle condizioni di targa (temperatura)
- – Perdite per riflessione
- – Perdite per mismatching tra stringhe (moduli)
- – Perdite in corrente continua
- – Perdite sul sistema di conversione cc/ca
- – Perdite nel trasformatore
- – Perdite per polluzione sui moduli
- – Perdite nei cavi, quadri, ecc.
- – Per una stima di massima del rendimento medio globale del sistema, considerando anche la riduzione delle prestazioni dei moduli nel tempo, si può considerare un valore pari a $\eta_{tot} = 76,295\%$ Quindi la potenza immessa in rete sarà pari a:

$$PCA = PTOT \times \eta_{tot} = 29962,66 \times 0,76295 = 22.860 \text{ KW}$$

Per quanto riguarda la quantità di energia elettrica producibile viene calcolata, comunque, sulla base dei dati radiometrici rilevati dalle stazioni di misura Meteonorm 7.1. opportunamente correlate rispetto al sito di installazione. L'efficienza nominale del generatore fotovoltaico è numericamente data, in pratica, dal rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kW) e la relativa superficie (espressa in m² e intesa come somma della superficie dei moduli). Per cui risulta essere pari a:

$$\eta_{pv} = Ptot / Spv$$

dove **Spv** è la superficie totale del generatore fotovoltaico.

Si definisce superficie totale del generatore fotovoltaico la somma delle superfici dei singoli moduli. Ogni modulo occupa una superficie pari a **$S_m = 2187 \text{ mm} \times 1102 \text{ mm} = 2,41 \text{ m}^2$** . La superficie totale sarà, quindi pari, a:

$$Sp_v = S_m \times 59332 = 142990,12 \text{ m}^2 \text{ (superficie captante)}$$

Per cui l'efficienza nominale del generatore fotovoltaico rispetto alle condizioni standard di 1 kW/m² risulta essere pari a circa:

$$\eta_{pv} = P_{tot} / Sp_v = 20,95 \%$$

L'energia producibile, in corrente continua, dal generatore fotovoltaico sarà pari al prodotto tra l'energia solare media annuale che arriva alla superficie dei moduli per l'efficienza nominale del generatore fotovoltaico per la superficie del generatore ovvero:

$$E_{cc} = G_m \times \eta_{pv} \times Sp_v = 2.148,9 \text{ KWh/m}^2 \times 20,95\% \times 142.990,12 \text{ m}^2 = 64.373 \text{ MWh}$$

Se ora si assume come efficienza operativa media annuale dell'impianto $\eta_{tot} = 80\%$ si ottiene una produzione media annua di energia in corrente alternata pari a:

$$E_{ac} = E_{cc} \times \eta_{tot} = 64.373 \text{ MWh} \times 80\% = 51,5 \text{ GWh}$$

L'intero impianto godrà di una garanzia non inferiore a due anni a far data dal collaudo dell'impianto stesso, mentre i moduli fotovoltaici godranno di una garanzia pari a 25 anni. Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra. Infatti in base alla produzione stimata ogni anno si avrà:

MWh/anno di energia prodotta dalla centrale fotovoltaica	TEP (Tonnellate Equivalenti di petrolio)/anno non consumati per produrre tale energia elettrica	Ton CO2/Anno non emesse in atmosfera
51.500 MWh/Anno	4.428 TEP	20.239 Tonn CO2/Anno

Come si vede dalla tabella ogni anno la produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico permetterà di evitare di emettere in atmosfera ben 12.360 Tonnellate di CO₂, quindi in tutto il ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico che mediamente è pari a 30 anni saranno evitate emissioni di CO₂ in atmosfera per un totale di **607.185 Tonnellate**.

3. Inquadramento Normativo

3.1. Normativa territoriale, paesistica ed ambientale di riferimento sulla base di ubicazione geografica dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse

Gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli sono gli strumenti urbanistici vigenti dai comuni interessati (Programma di fabbricazione di Ururi e di Rotello), le leggi nazionali e regionali in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici,

il P.T.P.A.A.V. della regione Molise, il piano dell'Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno e minori, Saccione e Fortore, il Piano Tutela delle Acque, le perimetrazioni delle aree interessate da coltivazione di idrocarburi, il PTCP della Provincia di Campobasso, la cartografia relativa al vincolo idrogeologico del Corpo Forestale dello Stato, il Piano Faunistico Venatorio della Provincia di Campobasso. Inoltre per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista naturalistico si è fatto riferimento ai proposti Siti di importanza comunitaria individuati dal progetto Natura 2000 della Comunità Europea e ai parchi, riserve naturali ed aree protette presenti sul territorio della Regione Molise, nonché al programma delle aree IBA. Inoltre si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, nonché delle Linee Guida Regionali di cui alla D.G.R. n.621 del 4 agosto 2011, nel P.E.A.R. della regione Molise di cui alla D.C.R. n.133 del luglio 2017 e nella L.R. n.23 del 16 dicembre 2014, così come aggiornata dalla L.R. n.4 del maggio 2016, per quanto attiene i criteri di localizzazione dell'area di impianto.

3.2. Il PTPAAV della regione Molise

La Regione Molise è dotata di un Piano territoriale paesistico-ambientale esteso all'intero territorio regionale, costituito dall'insieme dei Piani Territoriali Paesistico-Ambientali di Area Vasta (P.T.P.A.A.V.) formati per iniziativa della Regione Molise in riferimento a singole parti del territorio regionale. L'area di intervento rientra negli ambiti individuati dal PP come ambito "Area Vasta del Basso Molise", considerando gli ambiti come aree paesaggistiche in cui sono evidenti le dominanti paesaggistiche che connotano l'identità di lunga durata del territorio, in relazione alla loro morfologica e alle caratteristiche storico-culturali.

Il Comune di **Ururi** e di **Rotello** rientrano nel PTPA di Area Vasta nr.2 redatto ai sensi della Legge Regionale 1/12/1989 n. 24 e approvato con Delibera di Consiglio Regionale n. 92 del 16.04.98.

Dalla sovrapposizione delle aree occupate del progetto con il PTPA di Area Vasta nr. 2 si riscontra quanto segue:

In base a quanto riportato nella **Carta della Qualità del Territorio "S1"** risulta che i Campi che costituiscono il generatore fotovoltaico ricadono nei seguenti ambiti :

- Elementi di interesse naturalistico per caratteri fisici di valore **basso**
- Elementi di interesse naturalistico per caratteri biologici di valore **basso**
- Elementi di interesse produttivo agrario o per caratteri naturali di valore **basso**
- Elementi di interesse storico archeologico di valore **basso**
- Elementi ed ambiti di interesse percettivo di valore **basso**
- Elementi di pericolosità geologica di valore **basso**

Sempre in base a quanto riportato dalla Carta della Qualità del Territorio "S1" risulta che :

I cavidotti MT che si dipartono dai CAMPI 1e 2 verso la SE di Utenza ricadono nei seguenti ambiti:

- Elementi di interesse naturalistico per caratteri fisici di valore **basso**

- Elementi di interesse naturalistico per caratteri biologici di valore **basso**
- Elementi di interesse produttivo agrario o per caratteri naturali di valore **basso**
- Elementi di interesse storico archeologico di valore **basso**
- Elementi ed ambiti di interesse percettivo di valore **basso**
- Elementi di pericolosità geologica di valore **basso**

Fa eccezione solo l'attraversamento del cavidotto proveniente dal campo 1 del Torrente Saccione che per un breve tratto rientra in area :

- Elementi di interesse naturalistico per caratteri biologici di valore **eccezionale.**

In tale tratto per evitare alterazione del paesaggio e degli elementi naturalistici e biologici si utilizzerà la tecnologia T.O.C. per l'attraversamento del Torrente Saccione.

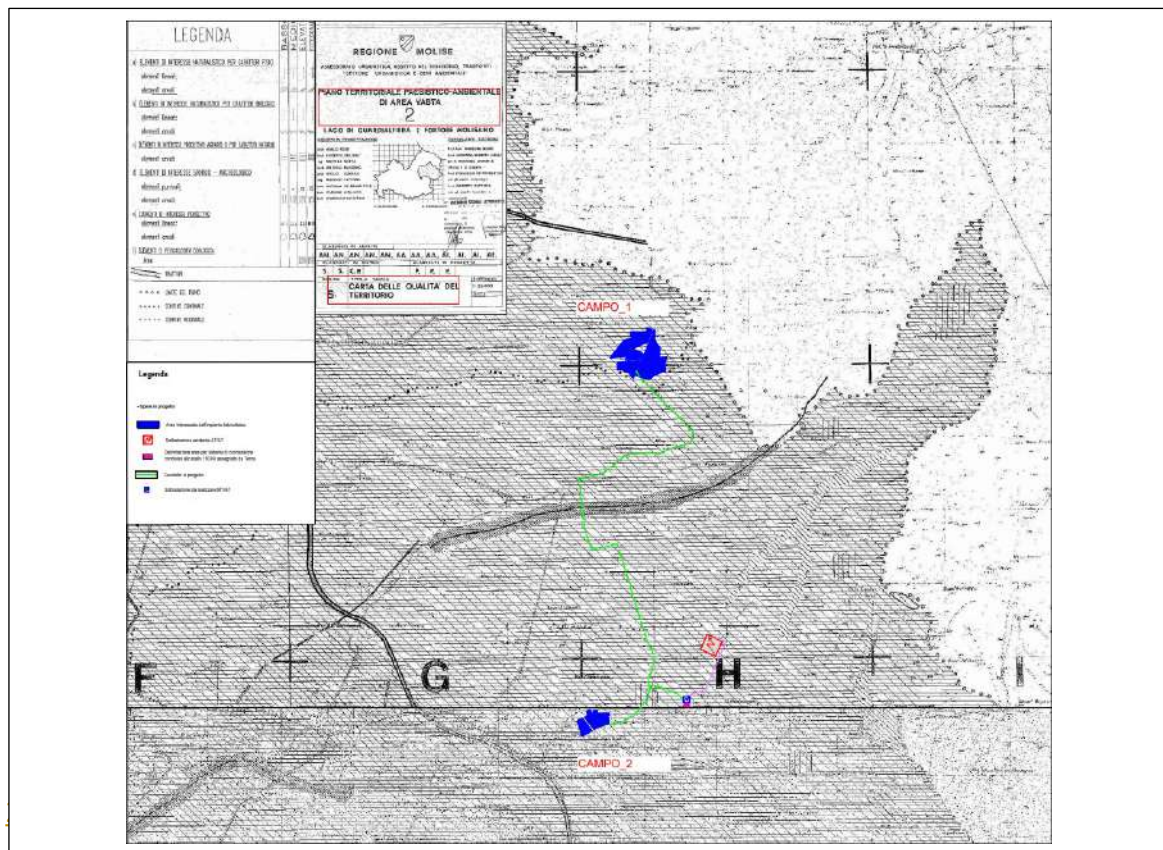


Figura 3-5 Inquadramento su carta della Qualità del territorio "S1"-PTPAV1

In riferimento alla Carta di Trasformabilità del Territorio del PTPAV2 i CAMPI che costituiscono il generatore fotovoltaico e i cavidotti di collegamento ricadono nelle aree **PA-“Prevalenza di elementi di interesse agricolo di valore elevato”** di cui all’art. 30 delle NTA del PTPAV2. Per dette aree le Norme Tecniche di Attuazione del Piano prevedono come modalità di tutela e di valorizzazione, la verifica di ammissibilità della trasformazione in sede di formazione dello strumento urbanistico (VA), la trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio del nulla osta ai sensi della Legge 1497/39 (TC1) . **In base alla deliberazione Nr.1102 del 30/12/2010 della Giunta Regionale Molise , gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte solare con pannelli fotovoltaici installati su sostegni ancorati al terreno appartengono alla categoria di uso antropico : Impianti tecnologici puntuali.**

C.5. PUNTUALI TECNOLOGICHE INTERRATE - la loro realizzazione per gli Elementi di Interesse Produttivo è condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della Legge 10/77 e delle successive modifiche ed integrazioni.(TC2)

C.6. PUNTUALI TECNOLOGICHE FUORI TERRA – la loro realizzazione per gli Elementi di Interesse Produttivo è condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della Legge 10/77 e delle successive modifiche ed integrazioni.(TC2)

I cavidotti interretati sono classificati come opere di tipo :

C.1. A Rete Interrata- la loro realizzazione per gli Elementi di Interesse Produttivo è condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della Legge 10/77 e delle successive modifiche ed integrazioni.(TC2)

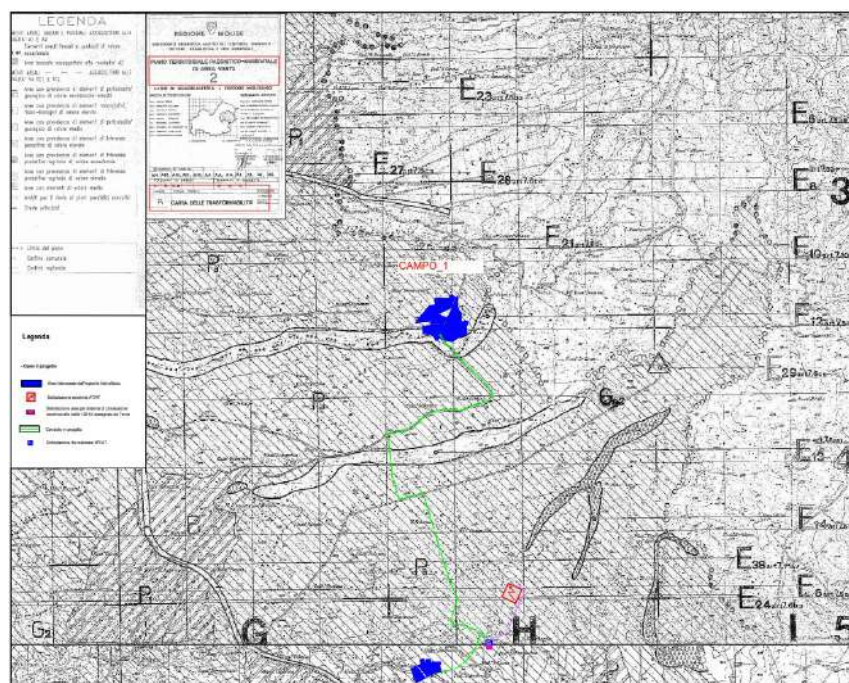


Figura 3-6 Inquadramento su carta della Trasformabilità del territorio "P1"-PTPAV1

Il Piano non individua particolari prescrizioni per le aree interessate dalle opere, bensì ne rimanda la compatibilità alla pianificazione comunale e alla valutazione diretta dell'opera in sede autorizzativa. Si fa presente che in prossimità dell'area interessata dal progetto, sono già presenti impianti fotovoltaici .

Si può dunque ritenere che, l'intervento risulti compatibile con le norme del Piano.

Per quanto riguarda il Percorso dei cavidotti in MT verso la stazione SE di Utenza nel tratto che riguarda il Comune di Ururi e Rotello, questi insieme alla SE di Utenza e di condivisione a 150 kV e il cavidotto interrato a 150 kV di collegamento alla RTN 380/150 kV di Rotello ricadono nel PTPAAV di "Area Vasta " Nr.2 .

Dalla sovrapposizione del progetto con le tavole del PTPAAV Nr.2 si rileva quanto segue:

A) In base a quanto riportato nella Carta della qualità del Territorio "S1" risulta che il cavidotto MT di collegamento alla SE di Utenza, la sottostazione SE di Utenza, la Stazione di Condivisione a 150 KV e il cavidotto AT di collegamento alla RTN 380/150 kV di Rotello ricadono in:

- Elementi di interesse naturalistico per caratteri fisico biologici di valore **basso**
- Elementi di interesse storico urbanistico archeologico architettonico di valore **basso**
- Elementi di interesse produttivo agricolo per caratteri naturali di valore **elevato**
- Elementi ed ambiti di interesse percettivo di valore **basso**
- Elementi areali a pericolosità geologica di valore **basso**

Fa eccezione solo l'attraversamento del cavidotto proveniente dal campo 1 del Torrente Saccione che per un breve tratto rientra in area :

- Elementi di interesse naturalistico per caratteri biologici di valore eccezionale.

In tale tratto per evitare alterazione del paesaggio e degli elementi naturalistici e biologici si utilizzerà la tecnologia T.O.C. per l'attraversamento del Torrente Saccione.

B) In base a quanto riportato nella Carta della qualità della trasformabilità "P1" risulta che il cavidotto MT di collegamento alla SE di Utenza, la sottostazione SE di Utenza e il cavidotto in AT a 150 kV di collegamento alla RTN 150/380 kV di Rotello ricadono in:

Area Pa " Area con prevalenza di elementi di interesse produttivo di Valore Elevato"

Pertanto dalla matrice Pa del PTPAAV di area 2 risulta in base alle NTA che per le opere di tipo:

C.1. A Rete Interrata-la loro realizzazione per gli Elementi di Interesse Produttivo è condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della Legge 10/77 e delle successive modifiche ed integrazioni (TC2), mentre per gli Elementi di Interesse Percettivo è condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio del nulla osta ai sensi della Legge 1497/39 (TC1).

La sottostazione Utente e la Stazione di condivisione a 150 kV rientrano in opere del tipo :

B.6. Insediamenti Artigianali , Industriali e Commerciali - la loro realizzazione per gli elementi di Interesse produttivo è condizionata all'ottenimento della VA (Verifica di Ammissibilità) positiva mentre per gli elementi di Interesse Percettivo è condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio del nulla osta ai sensi della Legge 1497/39 (TC1).

Per dette aree le Norme Tecniche di Attuazione del Piano prevedono, come modalità di tutela e di valorizzazione, la trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio del nulla osta ai sensi della Legge 1497/39 (TC1), la trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della Legge 10/77 e delle successive modifiche ed integrazioni (TC2) e la VA (Verifica di Ammissibilità) in sede di formazione dello strumento urbanistico.

Il Piano non individua particolari prescrizioni per le aree interessate dalle opere, bensì ne rimanda la compatibilità alla pianificazione comunale e alla valutazione diretta dell'opera in sede autorizzativa. Si fa presente che nella stessa area individuata dal **PTPPAAV nr.2** sussiste già una sottostazione RTN 380/150 di Terna, elettrodotti in AT a 150kV e 380 kV, cavidotti interrati relativi ad altri impianti di generazione da fonte rinnovabile oltre che gasdotti per cui gli interventi risultano compatibili con le norme del Piano.

Si può dunque ritenere che, l'intervento risulti compatibile con le norme del Piano.

3.3. Il PTCP della Provincia di Campobasso

Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Campobasso è allo stato attuale in fase di aggiornamento e approvazione. Ad oggi risulta approvato il progetto preliminare con D.C.P. n. 57 del 14/09/2007.

Il piano territoriale di coordinamento, predisposto e adottato dalla provincia, determina gli indirizzi generali di assetto del territorio e, in particolare indica:

- *le diverse destinazioni del territorio in relazione alla prevalente vocazione delle sue parti;*
- *la localizzazione di massima delle maggiori infrastrutture e delle principali linee di comunicazione;*
- *le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica ed idraulica-forestale ed in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;*
- *le aree nelle quali sia opportuno istituire parchi o riserve naturali;*

Non risultano nel Piano prescrizioni che rendono incompatibile il progetto dell'impianto fotovoltaico con la programmazione provinciale.

Dalla sovrapposizione del layout del progetto con la cartografia del PTC risulta che l'intervento è compatibile con la bozza delle norme del PTCP.

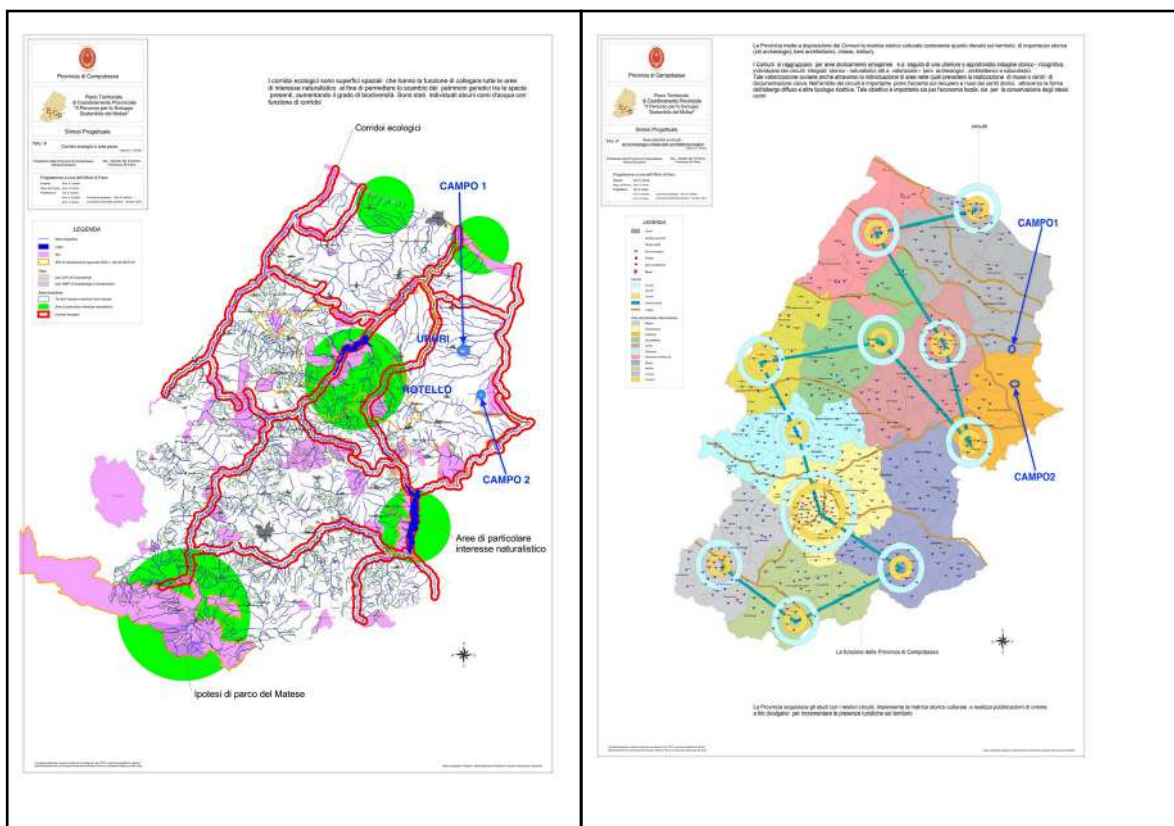


Figura 3-7 Compatibilità con tavole di sintesi progettuale del PTCP di Campobasso

3.4. Pianificazione Comunale

3.4.1 Strumenti urbanistici comunali in vigore.

Secondo il Programma di Fabbricazione dei Comuni di Ururi e di Rotello l'impianto fotovoltaico insieme alle relative opere connesse ricadono in zona agricola E. Quanto detto è confermato nei certificati di Destinazione Urbanistica rilasciati dai **Comuni di Ururi e Rotello** allegati alla presente relazione tecnico descrittiva. Il progetto dunque è compatibile con gli strumenti urbanistici comunali in quanto ai sensi dell'art. 12 comma 7 D.Lgs del 29 dicembre 2003 nr. 387 gli impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile sono ammessi in zona agricola. Inoltre la Regione Molise con la delibera nr. 621 del 4 agosto 2011 ha approvato le **“Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del Dlgs n 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise”** in adeguamento alle Linee Guida nazionali approvate con **D.M. 10 settembre 2010** che sono tutt'ora in vigore in cui non è vietata la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra su terreni agricoli rispettando i criteri di localizzazione di cui al punto **16.1** delle stesse linee guida.

3.4.2 Piano dei tratturi Comunali

Il Comune di Ururi così come pure il Comune di Rotello non hanno adottato un Piano Comunale dei tratturi pertanto l'individuazione di aree tratturali nell'area di progetto è stata fatta facendo riferimento alla cartografia del PTCP . **L'area di ubicazione dei campi fotovoltaici dell'impianto insieme ai percorsi dei cavidotti di collegamento alla SE di trasformazione non interferiscono con percorsi tratturali.**

3.5. Compatibilità del progetto con le aree tutelate dal Codice dei beni culturali e del paesaggio Dlgs 22 gennaio 2004, n.42 e smi.

Il "**Codice dei beni culturali e del paesaggio emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137**", tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio. Il decreto legislativo 42/2004 è stato successivamente aggiornato ed integrato dal DLgs 62/2008, dal Dlgs 63/2008, e da successivi atti normativi. L'ultima modifica è stata introdotta dal DLgs 104/2017 che ha aggiornato l'art.26 del DLgs 42/2004 disciplinando il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA. Il Layout dell'impianto fotovoltaico insieme alle opere connesse sono ubicati all'esterno di aree vincolate ai sensi degli art. 136 e 142 del D.Lgs n. 42/2004 e fuori dalle fasce di tutela. Solo il cavidotto MT di collegamento del CAMPO 1 alla SE di Utenza interferisce in due punti con corsi d'acqua tutelati dal Codice dei Beni Culturali e Paesaggistici . Il primo punto riguarda l'attraversamento del torrente "Saccione" con relativa fascia di 150 metri tutelato dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio lungo la SS 480 , l'altro punto è l'attraversamento del cavidotto del Torrente Mannara nell'area del Vallone Fontedonico dove il cavidotto in MT dalla strada interpodereale in località Difesa Grande lo attraversa per immettersi sulla strada Comunale Colle Palombara-Mandrone. In entrambi i casi di intersezione con il reticolo idrografico tutelato (tutelato o meno dal punto di vista paesaggistico), sarà posato utilizzando la tecnologia T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata) per non alterare lo stato attuale dei luoghi e le dinamiche idrauliche. Si sottolinea che il cavidotto è sempre interrato e non dà luogo ad alcun impatto sul paesaggio.



Figura 3-8 Attraversamento cavidotto MT 30 kV del torrente Saccione



Figura 3-9 Attraversamento cavidotto MT 30 kV impianto FV del torrente Mannara

Per ciò che concerne i **siti archeologici e i beni architettonici non ne risultano presenti.**

Gli altri **siti archeologici** individuati nell'Area Vasta di individuazione delle componenti naturali ed antropiche del paesaggio avente un raggio pari a 10 km sono:

1-C.da Mattonelle = distanza da impianto fotovoltaico pari a **11.990** metri

2-Loc. Reale = distanza da impianto fotovoltaico pari a **6.250** metri

3-Castello Maresca-distanza da impianto fotovoltaico pari a **8.000** metri

I **beni architettonici** più prossimi all'area di progetto sono così localizzati e distanti:

1-Palazzo Baronale = distanza da impianto fotovoltaico pari a **9.800** metri

2-Chiesa di S.Pietro Apostolo= distanza da impianto fotovoltaico pari a **8.300** metri

3-Convento= distanza da impianto fotovoltaico pari a **7.950** metri

4-Palazzo Giammiro= distanza da impianto fotovoltaico pari a **3.876** metri

5-Chiesa S.Maria delle Grazie= distanza da impianto fotovoltaico pari a **3.965** metri

6-Palazzo Colavecchio= distanza da impianto fotovoltaico pari a **3.800** metri

7-Chiesa S.Rocco= distanza da impianto fotovoltaico pari a **7.400** metri

8-Torre= distanza da impianto fotovoltaico pari a metri **8.325** metri

9-Mass. Valente= distanza da impianto fotovoltaico pari a **7.950** metri

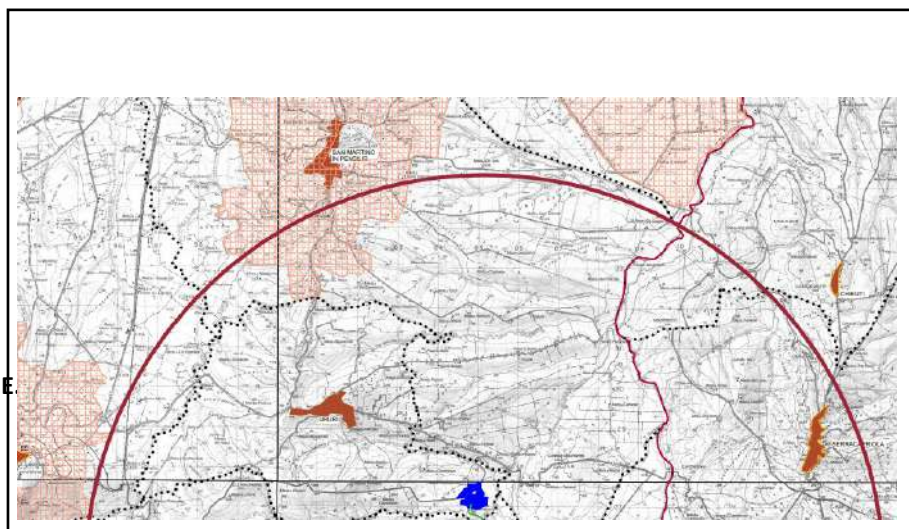
10-Mass. De Luca= distanza da impianto fotovoltaico pari a **7.257** metri

11-Palazzo Arranga= distanza da impianto fotovoltaico pari a **7.998** metri

12-Mass. Bivento= distanza da impianto fotovoltaico pari a **8.881** metri

13-Mass. Malchietti= distanza da impianto fotovoltaico pari a **10.437** metri

14-Chiesa San Giorgio Martire= distanza da impianto fotovoltaico pari a **10.135** metr




	<p>Progetto impianto fotovoltaico e relative opere connesse in località "Mass.a Libertucci" e "Mass.a Bollella" rispettivamente nei Comuni di Ururi (Cb) e Rotello (Cb)– Potenza in immissione in AC 22.860 kW</p>	<p>"Mass.a Libertucci" e "Mass.a Bollella" rispettivamente nei Comuni di Ururi (Cb) e Rotello (Cb)</p>	<p>35</p>

Figura 3-10 Inquadramento area impianto fotovoltaico rispetto ai Siti Archeologici e Complessi Architettonici

Infine non sono presenti aree boscate e aree percorse da fuoco che interferiscono con l'impianto.

L'impianto fotovoltaico pertanto risulta compatibile con il Codice dei Beni Culturali

3.6. Compatibilità del progetto con le aree naturali protette, di interesse internazionale, rete natura 2000, Aree IBA, Piano Faunistico venatorio.

3.6.1. Compatibilità con Aree Naturali Protette

La Regione Molise ha recentemente definito la propria normativa sulle aree naturali, adeguandola alle esigenze del territorio. Le Riserve naturali statali in Regione sono 4, cui va ad aggiungersi il territorio del Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise ricadente nel territorio molisani. Presenti anche due oasi di protezione faunistica. **Nel territorio Comunale di URURI e ROTELLO non sussistono aree naturali protette.**

L'intervento pertanto ricade in aree fuori dalle aree naturali protette.

3.6.2. Compatibilità con Aree natura 2000

Natura 2000 è una rete europea istituita dalla [Direttiva 92/43/CEE](#) (cosiddetta "*direttiva Habitat*") sulla conservazione degli habitat naturali della fauna e della flora selvatiche, del 21 maggio 1992. La costituzione della rete è ancora in corso e dovrebbe permettere di realizzare gli obiettivi fissati dalla [Convenzione sulla diversità biologica](#), adottata durante

il Summit della Terra tenutosi a Rio de Janeiro nel 1992 e ratificata dall'Italia il 12 febbraio 1994. In Molise un primo censimento delle specie e degli habitat finalizzato all'individuazione dei SIC è stato avviato nell'ambito del progetto Bioitaly (1995). Successivamente, con Deliberazione Regionale n°347 del 4 aprile 2005, sono state individuate nuove ZPS. Infine, la Giunta Regionale, con deliberazione n°230 del 06 marzo 2007, ne ha rivisto la perimetrazione. Pertanto la situazione definitiva, allo stato attuale, risulta essere di 14 ZPS e 85 pSIC. Il SIC più vicino ha codice IT7222266 denominato "*Boschi tra il fiume Saccione ed il torrente Tona*", da cui il campo più vicino dell'impianto fotovoltaico dista 1790 metri mentre la SE di Utenza dista 1183 metri. Il sito ZPS più vicino ha codice IT7222265 "*Torrente Tona*", che dista dal CAMPO fotovoltaico più vicino 2.278 m. e dalla sottostazione SE di Utenza 2560 m.

In definitiva l'impianto fotovoltaico ricade all'esterno di aree SIC e ZPS

3.6.3. Compatibilità con Zone Umide di Interesse Internazionale .

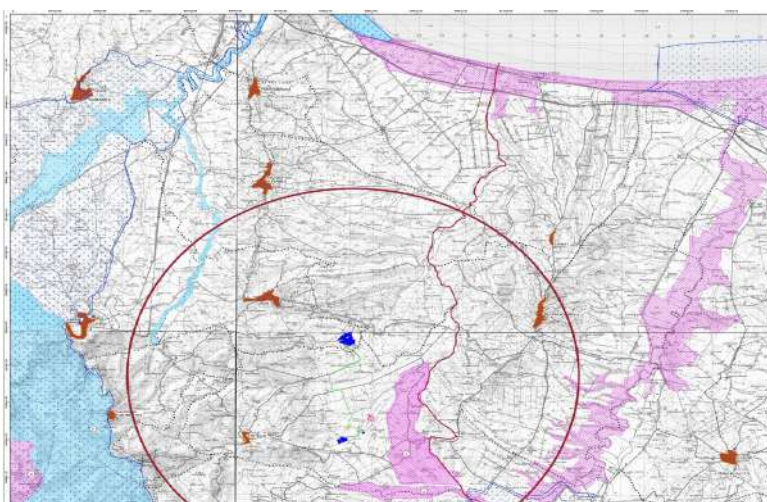
La Convenzione sulle zone umide di importanza internazionale, soprattutto in quanto habitat per le specie di uccelli acquatici, è stata firmata a Ramsar, in Iran, il 2 febbraio 1971. La Convenzione di Ramsar è stata ratificata e resa esecutiva dall'Italia con il DPR 13 marzo 1976, n. 448 "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide d'importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici, firmata a Ramsar il 2 febbraio 1971", e con il successivo DPR 11 febbraio 1987, n. 184. In Regione Molise non sono presenti Zone Umide di importanza internazionale.

L'impianto fotovoltaico ricade all'esterno delle Zone Umide.

3.6.4. Compatibilità con le Aree IBA

Nate da un progetto di BirdLife International portato avanti in Italia dalla Lipu, le IBA sono aree che rivestono un ruolo fondamentale per gli uccelli selvatici e dunque uno strumento essenziale per conoscerli e proteggerli. IBA è infatti l'acronimo di Important Bird Areas, Aree importanti per gli uccelli. In Molise ricadono 3 Aree IBA . L'area IBA più vicino all'area interessata dal progetto è l'IBA126 denominata "*Monti della Daunia*" che dista 6700 metri dal campo fotovoltaico più vicino e 5600 metri dalla SE di Utenza.

L'impianto fotovoltaico pertanto risulta fuori dalle aree IBA.

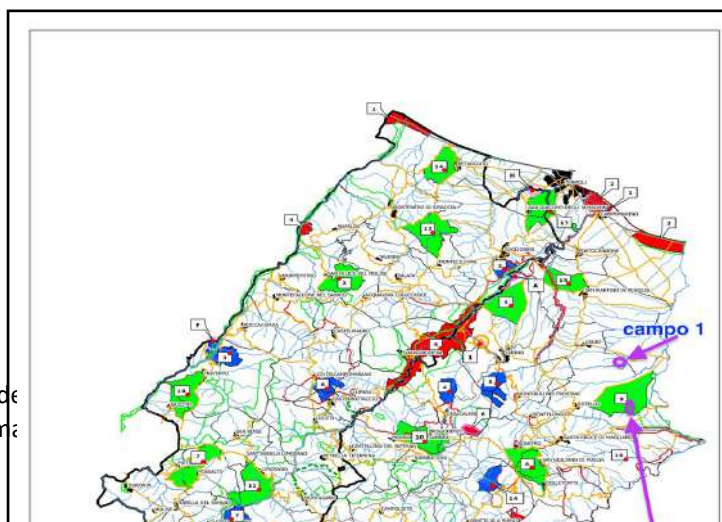


DESCRIZIONE DELLE AREE VINCOLATE					
NUM.	COD.	TIPO	NOME	AREA (Ha)	DISTANZA DA AREA PROGETTO
1	IT722266	ZSC	Bocchi tra Fiume Saccione e Torrente Tona	993.365	2,0 KM
2	IT722266	ZSC	Torrente Tona	393.416	2,30 KM
3	IT7222930	ZPS	Lago di Guardasterra - Foce Fiume Elerno	28.724	8,6 KM
4	IT7222250	ZSC	Bosco Casale - Ciarro del Ruocelle	866.315	13,0 KM
5	IBA126	IBA	Fiume Elerno	44.806	13,20 KM
6	IBA126	IBA	Nord della Daunia	74.551	8,90 KM
7	IT722217	ZSC	Foce Saccione - Borifica Fasitelli	899.551	10,90 KM
8	IT7222254	ZPS	Torrente Cigno	267.636	7,90 KM
9	IBA203	IBA	Promontorio del Sargano - Zone umide Puglia	206.767	20,0 KM

Figura 3-11 Inquadramento area impianto fotovoltaico rispetto alle Aree Naturali Protette

3.6.5. Compatibilità con il Piano Faunistico Venatorio.

Il Piano Faunistico Venatorio della Provincia di Campobasso, confluito nell'omonimo piano regionale, è stato approvato con D.C.R. 359/2016. Il campo 2 e la SE di utenza ricadono destinate alla riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale ed alla cattura della stessa per l'immissione nel territorio in tempi e condizioni utili all'ambientamento fino alla ricostituzione e alla stabilizzazione della densità faunistica ottimale per il territorio, ossia sono zone necessarie per fornire una dotazione annua di selvaggina naturale per la successiva immissione sul territorio cacciabile o in altri ambiti protetti. Il Piano non riporta limitazioni in merito all'installazione di impianti fotovoltaici limitandosi a regolamentare strettamente l'attività venatoria e la sua organizzazione sul territorio, gestendolo in modo da preservare e controllare la fauna. Nella stessa aria ad oggi sono presenti altri impianti fotovoltaici. Si ritiene pertanto che l'impianto di progetto risulta compatibile con il Piano Faunistico Venatorio della Provincia di Campobasso




	<p>Progetto impianto fotovoltaico e relative opere connesse in località “Mass.a Libertucci” e “Mass.a Bollella” rispettivamente nei Comuni di Ururi (Cb) e Rotello (Cb)– Potenza in immissione in AC 22.860 kW</p>	<p>38</p>
--	--	-----------

Figura 3-12 Layout di progetto rispetto alle aree da tutelare nel piano faunistico venatorio della provincia di Campobasso

3.7. Compatibilità con gli Strumenti di Tutela del Territorio e delle Acque.

3.7.1. PAI

L’area ricade nell’ambito di competenza dell’Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno e minori, Saccione e Fortore. I progetti di Piani stralcio per l’Assetto Idrogeologico sono stati adottati dal Comitato Istituzionale dell’Autorità di Bacino; quello relativo al Bacino interregionale del Saccione, in cui ricade il territorio sul quale insiste l’opera di progetto, è stato adottato con Deliberazione del Comitato Istituzionale 29 settembre 2006, n. 99, ma non ancora approvato dalla Regione Molise. Per quanto attiene nello specifico le opere in progetto, si evidenzia che tutti i CAMPI costituenti il generatore fotovoltaico insieme ai cavidotti interni di collegamento, la sottostazione elettrica di utenza, il cavidotto in AT a 150 kV interrato di collegamento alla sottostazione RTN 150/380, e gran parte del cavidotto MT di collegamento alla SE di Utenza non ricadono negli areali di tutela individuati dalle NTA del Piano. Nel dettaglio solo in un punto il cavidotto ricade in aree a pericolosità idraulica, attraversando il torrente Saccione. Si specifica che, le opere sono state poste sempre al di fuori delle fasce riportate sulla cartografia ufficiale del PAI e al di fuori delle fasce di riassetto così come definite all’art.16 “Tratti fluviali non studiati” e che, dette fasce sono superate per mezzo della tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), per cui non si rileva alcuna interferenza con la dinamica fluviale e/o con l’assetto del reticolo idrografico esistente. La posa dei cavi a mezzo della tecnica TOC sarà eseguita ad opportuna profondità al fine di evitare interferenze con futuri interventi che dovessero essere pianificati dalle autorità pubbliche. L’approfondimento del cavidotto sarà effettuato per tutta la larghezza dell’alveo attivo, escludendo lo scavo a sezione nelle aree golenali interne alla fascia di riassetto fluviale. Nessuna delle aree di progetto ricade in aree a pericolosità Frana e Rischio frana così come individuate dal **PAI dell’Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore.**

Si fa presente che la scelta del tracciato del cavidotto è stata effettuata a seguito di un’attenta analisi territoriale al fine di individuare il miglior percorso che prevedesse la posa del cavo principalmente lungo strada esistente, e cercando di limitarne lo sviluppo lineare. Com’è evidente dalle tavole allegate al progetto, il cavidotto seguirà quasi nella sua totalità il tracciato di strade esistenti, attraversando solo in alcuni casi i terreni. Le opere di progetto, per come sono state concepite, non impediranno la realizzazione degli interventi di sistemazione idrogeologica del PAI, tantomeno comporteranno un incremento del carico insediativo sulle aree ove è previsto lo stesso. Inoltre il cavidotto sarà interrato, lo scavo obbligato necessario alla posa sarà successivamente riempito e sarà dunque ripristinato lo stato dei luoghi senza incidere sulla stabilità delle aree attraversate. Le viabilità utilizzate per raggiungere i vari CAMPI che costituiscono il Generatore Fotovoltaico sono già quelle esistenti. Il cavidotto, essendo interrato, risulta coerente con le misure di protezione civile presenti nel Piano. Lo studio geologico preliminare allegato al presente progetto non rileva problematiche tali da compromettere la fattibilità dell’impianto fotovoltaico.

Pertanto risulta che l’impianto fotovoltaico è compatibile con il PAI

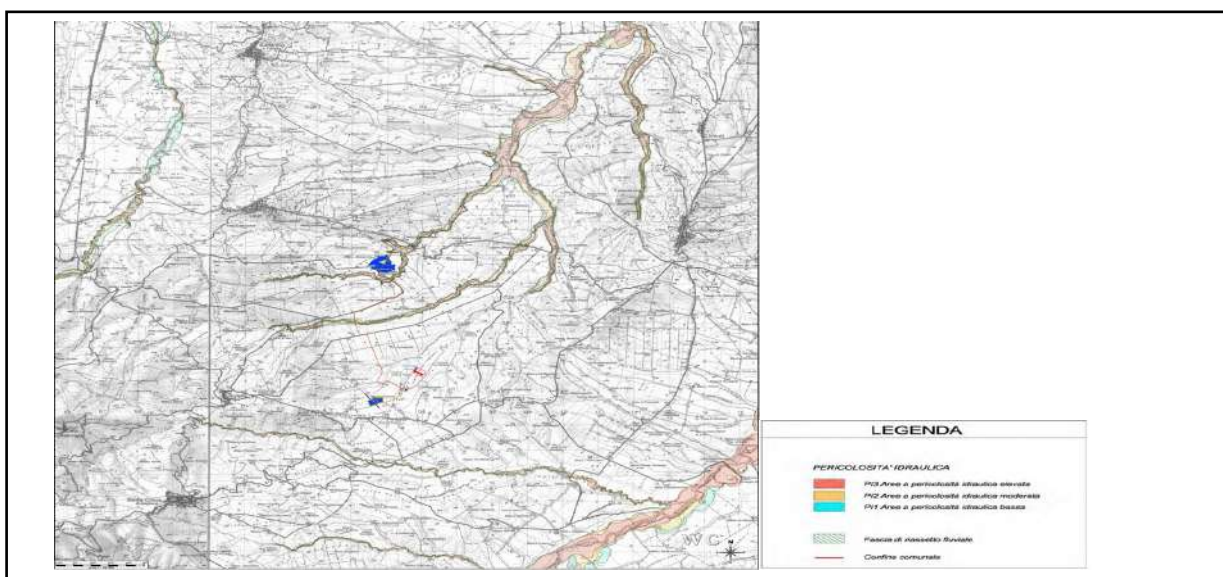
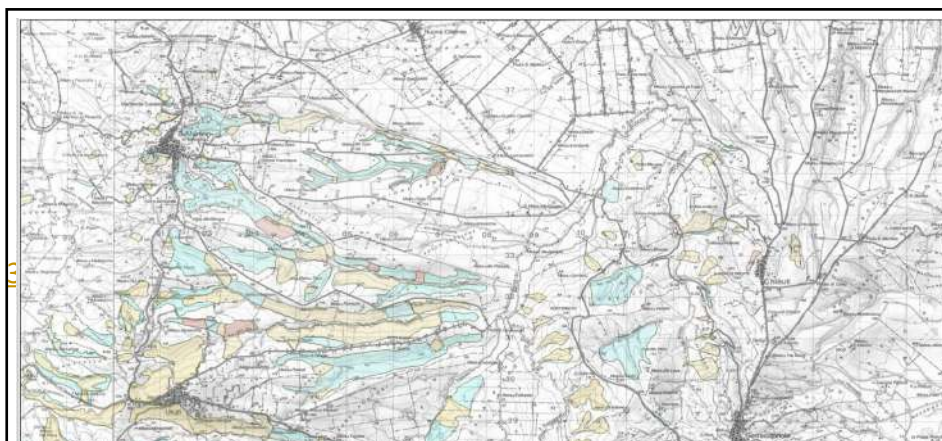


Figura 3-13 Layout di progetto rispetto al PAI-Aree a Pericolosità idraulica



CARTA DELLA PERICOLOSITA'



Figura 3-10 Layout di progetto rispetto al PAI-Aree a Pericolosità Frana

3.8. Compatibilità con il vincolo idrogeologico.

Tutti i CAMPI costituenti il Generatore Fotovoltaico insieme ai tracciati dei cavidotti interni e alla SE di utenza sono fuori dal vincolo idrogeologico di cui al Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923. Una parte del cavidotto che parte dal Campo 1 fino alla sottostazione SE di utenza attraversa dei suoli sottoposti a vincolo idrogeologico come si evince dalla cartografia allegata al progetto. Anche una parte del cavidotto interrato in AT a 150 kV di arrivo alla RTN 150/380 di Rotello e l'area in comune per la condivisione dello stallo 150 kV di arrivo alla SE di trasformazione 380/150 kV di Rotello ricade nel vincolo idrogeologico per cui sarà necessario acquisire il parere da parte del Servizio Valorizzazione e Tutela Economia Montana e delle Foreste della Regione Molise.

3.9. Compatibilità con il Piano di Tutela delle Acque

Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Molise è stato approvato con DGR 599/2016. Tale Piano, oltre a fornire un quadro generale sui bacini idrografici regionali e sui corpi idrici, fornisce informazioni anche sullo stato qualitativo delle acque. Inoltre, in esso sono contenute le linee guida per il monitoraggio della risorsa. **L'area di studio non ricade all'interno di aree di corpi idrici sotterranei di riferimento, monitorati dal PTA e non interessa aree sensibili.** La sovrapposizione del layout di progetto con le tavole del piano in particolare la tavola T3 “Caratterizzazione corpi idrici sotterranei”, e la Tavola T1 “Reticoli Idrografici della regione Molise” si evince che le opere di progetto non interferiscono con alcun tipo di sorgenti, inoltre né durante la loro fase di realizzazione, né di esercizio vi sarà lo sversamento di fanghi o reflui di alcuna tipologia. Non è prevista l'immissione nel sottosuolo

di alcuna sostanza che possa contaminare falde acquifere, le uniche opere interraste saranno le fondazioni della sottostazione SE di utenza, l'infissione dei pali a vite delle strutture tracker e i cavidotti che per il loro modo di essere costruiti non potranno contaminare le acque. Inoltre le opere di progetto non impermeabilizzeranno interamente i suoli essendo per la maggior parte fuori terra e gli ancoraggi sono puntuali.

L'impianto fotovoltaico non interessa aree sensibili, né interferisce con corpi idrici sotterranei, pertanto è compatibile con il Piano di Tutela delle acque

3.10. Compatibilità con le Concessioni Minerarie.

Dalla consultazione del servizio WEBGIS nazionale UNMIG risulta che l'area ove sarà localizzato l'impianto fotovoltaico rientra in quelle in cui si è presentata istanza di permesso di ricerca ancora non approvata. La sottostazione SE di utenza rientra nell'area di concessione di coltivazione di idrocarburi. Dai sopralluoghi effettuati in sito e su tutta l'area interessata dal progetto insieme alle sue opere connesse risulta che nell'area più prossima alla sottostazione di utenza e di terna sono presenti svariati pozzi di captazione di proprietà ENI-ADRIATICA IDROCARBURI, inoltre è presente la centrale di generazione elettrica ENI Torrente Tona alimentata a gas e il centro Oli Torrente Tona usato per la desolforazione del petrolio. Nonostante ciò le aree interessate dal progetto non risultano impegnate da attività estrattive, pertanto sarà sufficiente presentare all'UNMIG come previsto dal D.D. 11 giugno 2012 autocertificazione che sostituisce il parere dello stesso Ente.

3.11. Vincolo Sismico

Il Comune di Ururi e di Rotello secondo la deliberazione del Consiglio regionale nr. 194 del 20 settembre 2006 ricadono in zona sismica 2. Tuttavia le nuove Norme Tecniche per le Costruzioni, approvate con D.M. 17.01.2018, abbandonano il concetto di zonizzazione sismica: la pericolosità sismica di base del sito di costruzione viene desunta dagli Allegati A e B del Decreto del Ministro delle Infrastrutture 14 gennaio 2008 e dai dati dell'INGV. Dunque, la determinazione del valore di accelerazione massima al sito, necessaria per calcolare l'azione sismica di progetto, sarà alla base delle calcolazioni dinamiche delle opere di fondazione degli inseguitori mono-assiali su cui verranno montati i moduli fotovoltaici e della sottostazione di trasformazione SE di Utenza oltre che dei tralicci di sostegno della linea AT 150 kV di arrivo alla RTN 150/380 kV di Rotello.

3.12. Normativa sui rifiuti

A partire dal 29 aprile 2006, data di entrata in vigore del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 recante "Norme in materia ambientale" la normativa nazionale sui rifiuti ha subito una profonda trasformazione. Le nuove regole sulla gestione dei rifiuti sono contenute, in particolare, nella

"Parte quarta" del Decreto legislativo, composta da 89 articoli (dal 177 al 266) e 9 allegati (più 5 sulle bonifiche). Il provvedimento, emanato in attuazione della legge 15 dicembre 2004 n. 308 ("Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale"), ha riformulato infatti l'intera legislazione interna sull'ambiente, e ha sancito - sul piano della disciplina dei rifiuti - l'espressa abrogazione del D.lgs. 22/1997 (cd. "Decreto Ronchi").

La regione Molise si è dotata di un Piano di Gestione dei rifiuti con D.C.R. n.280 del 22/07/2003 e con la L.R. del 07/08/2003. Ne è stato approvato un aggiornamento con D.C.R. n.100 del 01/03/2016. La provincia di Campobasso si è dotata di un Piano di Gestione dei Rifiuti approvato con Deliberazione di Consiglio Provinciale n° 25/2 del 30/04/2004.

I rifiuti provenienti dalle attività di cantiere verranno gestiti secondo le disposizioni normative nazionali (DPR 13/06/2017 n.120) e regionali vigenti. In relazione a tali temi si anticipa che il terreno di risulta dagli scavi sarà riutilizzato principalmente all'interno del cantiere previa verifica di assenza di contaminazione. Durante l'esecuzione dei lavori e al termine degli stessi si prevedrà un accurato monitoraggio delle aree attraversate dagli automezzi al fine di verificare se si è avuto lo sversamento di carburante e la contaminazione di alcune aree. In tal caso si provvederà allo smaltimento dei dispersi e alla bonifica dei siti secondo le prescrizioni dell'art. 242 e segg. del D.Lgs 152/2006.

3.13. Compatibilità del progetto Fotovoltaico con le linee guida del 2011 e con il P.E.A.R. del 2017

Il regolamento attualmente in vigore per disciplinare la realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Regione Molise è individuato dal **D.G.R. 4 agosto 2011, n. 621 "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del D. Lgs. n. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise"**.

Nel 2017 la regione Molise si è dotata di un Piano Energetico e Ambientale Regionale (PEAR) che, fra l'altro, identifica le aree non idonee alla localizzazione degli impianti FER, ribadendo e richiamando quanto già riportato nelle Linee Guida.

Secondo tali Linee Guida facendo riferimento ai criteri di localizzazione degli impianti fotovoltaici si specifiche che:

- 1) Il Progetto Fotovoltaico rispetta la fascia di rispetto di 1.500 metri lineari dalla costa verso l'interno
- 2) Il progetto fotovoltaico rispetta i vincoli e le fasce di rispetto previste dall'art. 142 del D.Lgs 22.01.2004, nr. 22
- 3) Il progetto Fotovoltaico rispetta la distanza di 10 metri dalle strade comunali, provinciali e statali

Considerando le ulteriori compatibilità rispetto alle aree naturali protette, aree Natura 200, Aree IBA, Aree Ramsar, PAI il progetto fotovoltaico risulta conforme alle Linee Guida della Regione Molise del 2011 ed al PEAR che le richiama **come Linee Guida di Indirizzo Ufficiali**.

4. DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO E DELLE OPERE DA REALIZZARSI

4.1. Criteri Progettuali

Il progetto di tale impianto fotovoltaico costituisce la sintesi del lavoro di un team di ingegneri, architetti, paesaggisti, archeologi, naturalisti, agronomi che hanno collaborato sin dalle prime fasi per ottimizzarlo sia dal punto di vista delle soluzioni tecniche e di producibilità sia per renderlo compatibile con l'area di intervento al fine di non alterarne gli elementi di biodiversità e paesaggistici dell'area di intervento.

Fermo restando il rispetto delle norme di tutela ambientali e paesaggistiche vigenti la proposta progettuale ha tenuto conto dei seguenti aspetti:

- 1) Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito prevalentemente pianeggianti e a pendenze moderate tale da evitare movimenti terra eccessivi che comporterebbero un'alterazione della morfologia attuale del sito. Inoltre si è dato gran peso alla salvaguardia degli elementi che compongono il paesaggio a (vegetazione, acqua, uso del suolo, viabilità di cantiere, colorazioni degli elementi strutturali).
- 2) Vicinanza con il punto di connessione alla Rete Elettrica di Distribuzione Nazionale compatibilmente con i vincoli ambientali, idrogeologici, geomorfologici, infrastrutturali, interferenze con altre attività e disponibilità dei suoli per la realizzazione del progetto.
- 3) Nella scelta del layout ottimale di progetto si è preferito un disegno a maglia regolare ed ortogonale tale da assecondare le linee naturali di demarcazione dei campi agricoli
- 4) Nella scelta delle strutture di appoggio dei moduli fotovoltaici sono state preferite quelle con pali di sostegno ad infissione a vite al fine di evitare la realizzazione di fondazioni e l'artificializzazione eccessiva del suolo. Sono state scelti degli inseguitori mono-assiali tracker e una configurazione dei moduli su di essi tale da lasciare uno spazio sufficiente da evitare nel corso di esercizio dell'impianto fotovoltaico gli effetti terra-bruciata e desertificazione del suolo.
- 5) Sono stati scelti moduli fotovoltaici ad alta efficienza nel tempo oltre che per garantire delle performance di producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico di lunga durata anche per ridurre i fenomeni di abbagliamento e inquinamento luminoso
- 6) La distanza tra le file di moduli è stata scelta tale che oltre a evitare fenomeni di ombreggiamento anche per creare un equilibrio tra spazi coperti e spazi liberi tali da evitare un'alterazione delle caratteristiche naturali del suolo.
- 7) La predisposizione delle cabine di trasformazione all'interno dei campi è stata fatta in maniera tale da avvicinarle quanto più possibile alle aree di ingresso ai campi fotovoltaici che costituiscono il generatore fotovoltaico al fine di evitare la realizzazione di viabilità interne lunghe e quindi maggiore sottrazione di suolo libero nell'intento di far sì che la minore impermeabilizzazione del suolo permette un

ripristino ambientale del sito più rapido a seguito della dismissione dell'impianto fotovoltaico.

- 8) I suoli interessati all'installazione dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti in prossimità di viabilità già esistenti al fine di evitare la realizzazione di nuove viabilità e quindi alterazione del paesaggio attuale
- 9) Nel disegno dei bordi dell'impianto fotovoltaico sono state scelte recinzioni metalliche con predisposizione di appositi passaggi per la microfauna terrestre locale. Le recinzioni a loro volta insieme all'impianto fotovoltaico verranno mascherate esternamente con siepi vegetali di altezza tale da mitigare l'impatto visivo-percettivo dell'impianto fotovoltaico dall'esterno e dagli eventuali punti di belvedere e interesse paesaggistico nelle vicinanze dell'impianto fotovoltaico di progetto. Verranno utilizzati per la realizzazione delle siepi vegetali specie autoctone tali da favorire una connettività ecosistemica con le colture presenti nelle aree circostanti all'impianto fotovoltaico.
- 10) Nella scelta di realizzazione dei collegamenti elettrici tra i campi fotovoltaici costituenti l'impianto fotovoltaico si è scelto di utilizzare cavidotti interrati invece che aerei e convogliarli quanto più possibile in un unico scavo alla profondità minima di un metro al fine di ridurre le interferenze elettromagnetiche.

4.2. Caratteristiche tecniche dell'impianto.

Di seguito si riporta una descrizione sintetica dei principali componenti dell'impianto.

L'impianto fotovoltaico di potenza in immissione in AC pari a 22.860 kW e in DC di 29.962,66 kWp è costituito da 2 CAMPI di cui uno ubicato in agro del Comune di Ururi e l'altro ubicato in agro del Comune di Rotello. Da ciascun campo è prevista la posa di un cavidotto in MT a 30 kV interrato che dovrà giunger alla sottostazione di trasformazione e consegna 30/150 kV di progetto (SE di Utenza), collocata in adiacenza alla stazione elettrica di trasformazione esistente (SE 380/150 kV di Rotello) in località Piana della Fontana. La SE di Utenza sarà collegata alla SE 380/150 kV di Rotello in antenna a 150 kV, come da preventivo di connessione cod. id. **201900981** emesso da Terna ed accettato dal proponente.

- Il **generatore fotovoltaico** sarà realizzato con moduli provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli sarà selezionabile e dotata di diodo di blocco. Esso sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. I moduli saranno da 505 Wp in silicio monocristallino bifacciali modello "**TSM-DEG18MC.20(II)**" della casa produttrice **TRINASOLAR** da 505 Wp. Qualora dovesse essere scelta una delle tecnologie diversa da quella prevista in questa fase progettuale, il layout generale dell'impianto, le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici ed i fabbricati delle cabine elettriche manterranno la stessa configurazione.
- Il **gruppo di conversione e trasformazione** è formato da cabine di tipo prefabbricato che ospitano l'inverter, il trasformatore BT/MT e il trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari. L'inverter effettua la trasformazione dell'energia proveniente dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata; il gruppo di trasformazione è costituito da un quadro generale BT che alimenta il secondario del trasformatore MT/BT e il

trasformatore dei servizi ausiliari BT/BT; le celle MT si collegano al primario del trasformatore di potenza e sono composte da sezionatori, relè di protezione e gruppi di misura; infine il quadro BT a valle del relativo trasformatore alimenta i servizi ausiliari di cabina. All'interno della cabina verrà inoltre installato l'interruttore generale dell'impianto con le relative protezioni di interfaccia come da norme CEI 0-16, CEI 11-20, dette protezioni saranno corredate di una certificazione di conformità emessa da un organismo accreditato. I valori della tensione e della corrente di ingresso agli inverter sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli dei gruppi di trasformazione ai quali viene connesso l'impianto. Tale tipologia di impianto è basata sul concetto della modularizzazione, o di architettura distribuita: collegando un insieme di stringhe al corrispondente inverter si ottiene un impianto fotovoltaico indipendente, impedendo che eventuali interazioni o sbilanciamenti fra le stringhe stesse diminuiscano l'efficienza complessiva dell'impianto. Dal lato del generatore CC le stringhe sono collegate ad ingressi dedicati gestiti da MPPT indipendenti dal lato dell'immissione in rete sono presenti i relè di protezione e il filtro per le interferenze elettromagnetiche.

- **Cabine di raccolta** per l'alloggio dei quadri MT per il collegamento delle venti cabine di trasformazione/conversione;
- L'impianto, inoltre, sarà dotato di un sistema di monitoraggio della quantità di energia prodotta e immessa in rete dell'impianto e di tutte le prestazioni dei principali componenti dell'impianto (inverter, stringhe, ecc.).
- Cavidotti di collegamento in MT da 30kV tra le cabine di trasformazione e inverter all'interno di ciascun campo Fv e la Cabina di Raccolta in MT posizionata all'ingresso di ciascun campo in alluminio (lunghezza complessiva 2.207 m)
- Cavidotto di collegamento esterno realizzato con 1 terna di cavi di MT da 30 kV in alluminio che parte dal Campo 1 e giunge sino alla SE di Utenza (lunghezza complessiva 7.300 m.)
- Cavidotto di collegamento esterno realizzato con 1 terna di cavi di MT da 30 kV in alluminio che parte dal Campo 2 e giunge sino alla SE di Utenza (lunghezza complessiva 1.000 m.)
- Una sottostazione elettrica di Utenza 30/150 kV da ubicarsi in prossimità della sottostazione Terna di Rotello 150/380 kV
- Un cavidotto interrato in AT a 150 kV di collegamento tra la sottostazione SE di Utenza e la sottostazione terna 150/380 kV di Rotello (lunghezza complessiva 1200 m) compresa un'area di condivisione dei cavidotti di arrivo di diversi impianti di produzione al fine di convogliare un unico cavidotto in AT allo stallo di connessione che Terna ha chiesto di condividere tra i produttori.

Tali opere richiedono la realizzazione delle seguenti infrastrutture:

Opere Meccaniche e Civili:

- Montaggio degli inseguitori mono-assiali est-ovest Tracker

- Scavi e rinterrati dei cavidotti interni ed esterni a ciascun campo fotovoltaico costituente il generatore fotovoltaico
- Realizzazione strade bianche in misto interne a ciascun campo fotovoltaico
- Realizzazione piattaforme in calcestruzzo per l'appoggio delle cabine di conversione e di raccolta e per il posizionamento del locale di monitoraggio
- Realizzazione delle recinzioni lungo il bordo dell'area occupata da ciascun campo fotovoltaico
- Canalizzazioni e pozzetti di ispezione all'interno di ciascun campo fotovoltaico

Opere Elettriche e impiantistiche:

- Collegamenti dei moduli di ciascuna stringa e collegamento delle stringhe agli inverter
- Posa in opera degli inverter e collegamento alle rispettive stringhe
- Posa in opera delle cabine di parallelo e collegamento agli inverter di ciascun campo
- Posa in opera dei collegamenti all'impianto di terra
- Cablaggio elettrico dei trasformatori e apparecchiature MT nelle cabine di sottocampo
- Posa in opera di tutti i quadri in media QMT nelle cabine di trasformazione
- Posa in opera delle apparecchiature del sistema di supervisione e controllo.

4.3. [Descrizione tecnica dei componenti dell'impianto fotovoltaico](#)

L'impianto fotovoltaico sarà essenzialmente costituito da:

N° 2 Campi di generazione fotovoltaica a loro volta suddivisi in un totale di 7 sottocampi

N° 7 cabine inverter e trasformazione o di sottocampo

Ogni cabina conterrà:

Un Inverter + Trasformatore modello **SG3125HV-MV-20** e **SG3400HV-MV-20** della casa costruttrice **SUNGROW** avente le seguenti caratteristiche tecniche:

Ingresso inverter cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- – Intervallo di tensione MPPT: 875-1500 V
- – Numeri di ingressi DC: 18
- – Corrente massima DC per MPPT: 4178 A

Dati in uscita trasformatore cabina SG3125HV-MV-20

- – Potenza AC nominale: 3125 kV A
- – Potenza AC massima: 3593 kV A
- – Tensione AC a valle dell'inverter: 600 V
- – Corrente massima AC: 3458 A

- – Intervallo di funzionamento frequenza di rete (fAC) : 50 Hz / 60 Hz
- – Distorsione della corrente di rete: < 3 % con potenza nominale
- – Fattore di potenza (cos ϕ): \cong 1

Dati in uscita trasformatore cabina SG3400HV-MV-20

- – Potenza AC nominale: 3437 kV A
- – Potenza AC massima: 3593 kV A
- – Tensione AC a valle dell'inverter: 600 V
- – Corrente massima AC: 3458 A
- – Intervallo di funzionamento frequenza di rete (fAC) : 50 Hz / 60 Hz
- – Distorsione della corrente di rete : < 3 % con potenza nominale
- – Fattore di potenza (cos ϕ) : \cong 1

Grado di rendimento cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- – Grado di rendimento massimo PCA, max (η) :99.00 %
- – Euro (η) : 98,70 %

Dati generali cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- – Larghezza/altezza/profondità in mm (L / A / P) :6058 / 2896 / 2438
- – Peso approssimativo (T) :17
- – Comunicazione:RS485, Ethernet

Conformità agli standard cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- – IEC 61727 : Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of utility interface
- – IEC 62116: Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures
- – CE IEC 62109: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems

In totale saranno utilizzate nr. 1 cabine SG3400HV-MV-20 e nr. 6 cabine SG3125HV-MV-20



Figura 4-14 Modello Inverter-trasformatore di progetto

Le cabine inverter e di trasformazione di ciascun campo saranno collegate a cabine di parallelo

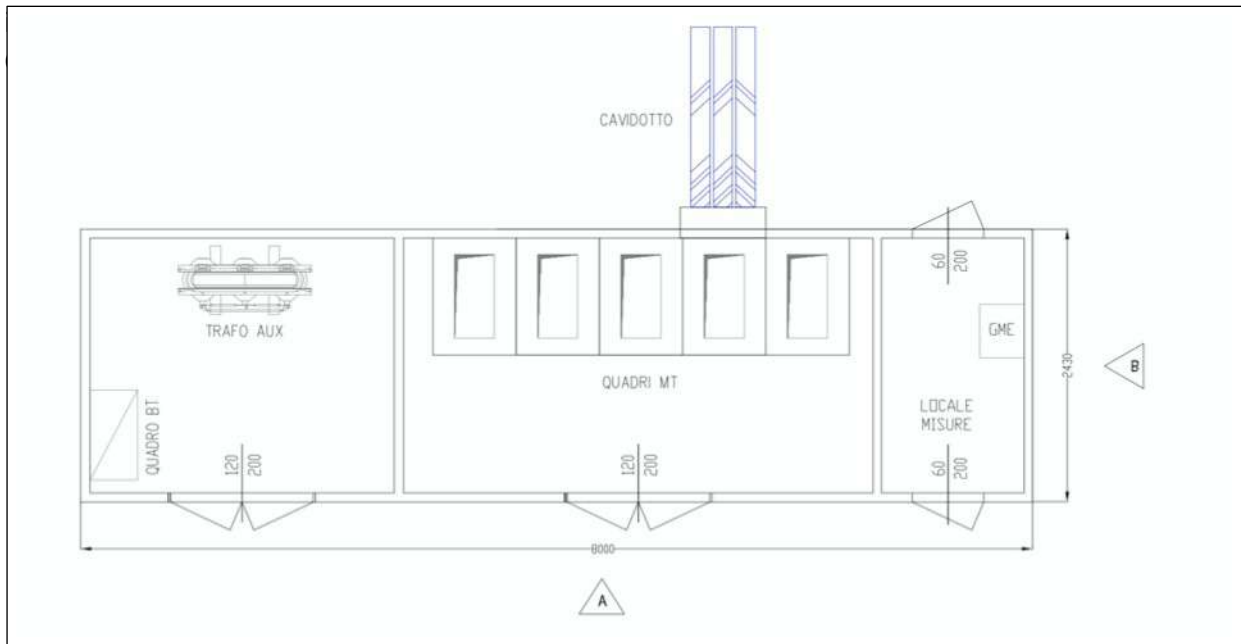


Figura 4-15 Locale cabina di Parallelo Mt-pianta

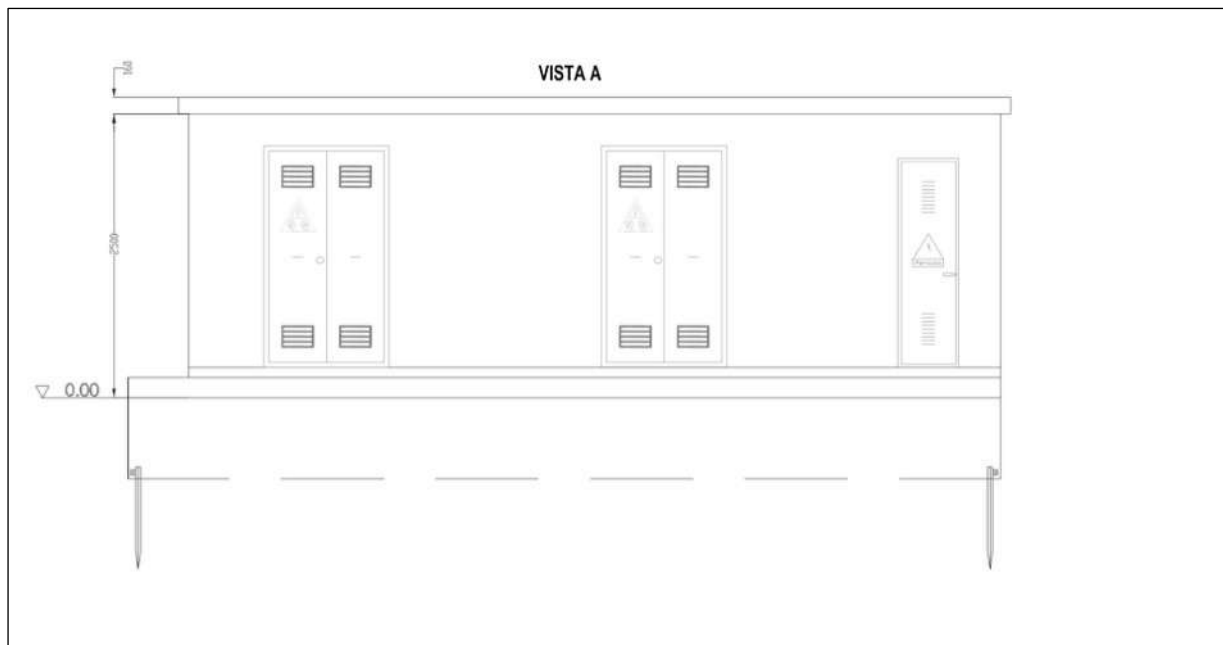


Figura 4-16 Locale cabina di Parallelo Mt-Prospetto

L'impianto fotovoltaico inoltre prevede :

N° 1 Stazione di trasformazione dell'utente MT/AT, 30kV/150 kV

N° 1 Cabina di controllo, protezione e misure elettriche

-Vie cavi e cavi elettrici di BT,MT,AT

-Impianto di terra

-Impianto di illuminazione

-Impianto di videosorveglianza

4.4. Generatore Fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da N° 59.332 moduli da 505 Wp cad. ed avrà una potenza complessiva in DC di 29.962,66 kWp mentre in AC di 22.860 kW.

Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in n° 2 campi che presentano le seguenti caratteristiche tecniche:

Campo	Potenza DNC LIMIT-kW	Potenza DC kW	DC/AC	Nr. Stringhe	Nr. inverter	Potenza in kVA singolo inverter
1	24.369,28	24.369,28	1.25466	1.856	6	Nr. 6 da 3.125

2	5.593,38	5.593,38	1.6274	426	1	Nr.1 da 3.437
TOTALE	22.860	29.962,66		2.282	7	

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un sistema denominato **INAccess Power Plant Controller** che è un sistema intelligente indipendente dal fornitore per il controllo dinamico e accurato dell'impianto fotovoltaico e la conformità del codice di rete, personalizzabile per soddisfare qualsiasi esigenza di rete garantendo l'interoperabilità con i sistemi SCADA dell'impianto. Inaccess PPC controlla l'uscita dell'impianto fotovoltaico nel punto di accoppiamento comune, utilizzando gli inverter, i misuratori, i statcom, i condensatori e i controller periferici dell'impianto, fornendo funzionalità quasi in tempo reale per la disconnessione dell'impianto o l'arresto della generazione, il controllo della potenza attiva e reattiva, nonché il controllo della velocità della rampa di potenza. Inaccess PPC offre funzionalità di controllo e monitoraggio alla rete e all'operatore dell'impianto, controllo intelligente ad anello chiuso della potenza attiva e reattiva, controllo degli interruttori di circuito, nonché monitoraggio di quantità elettriche, meteorologiche, interruttori e modalità e stati di controllo dell'alimentazione. L'interoperabilità è garantita per un'ampia gamma di inverter e misuratori. In tal modo sarà garantito che la potenza nominale AC in immissione alla rete sia pari 22.860 kW così come previsto nella STMG rilasciata al Committente.

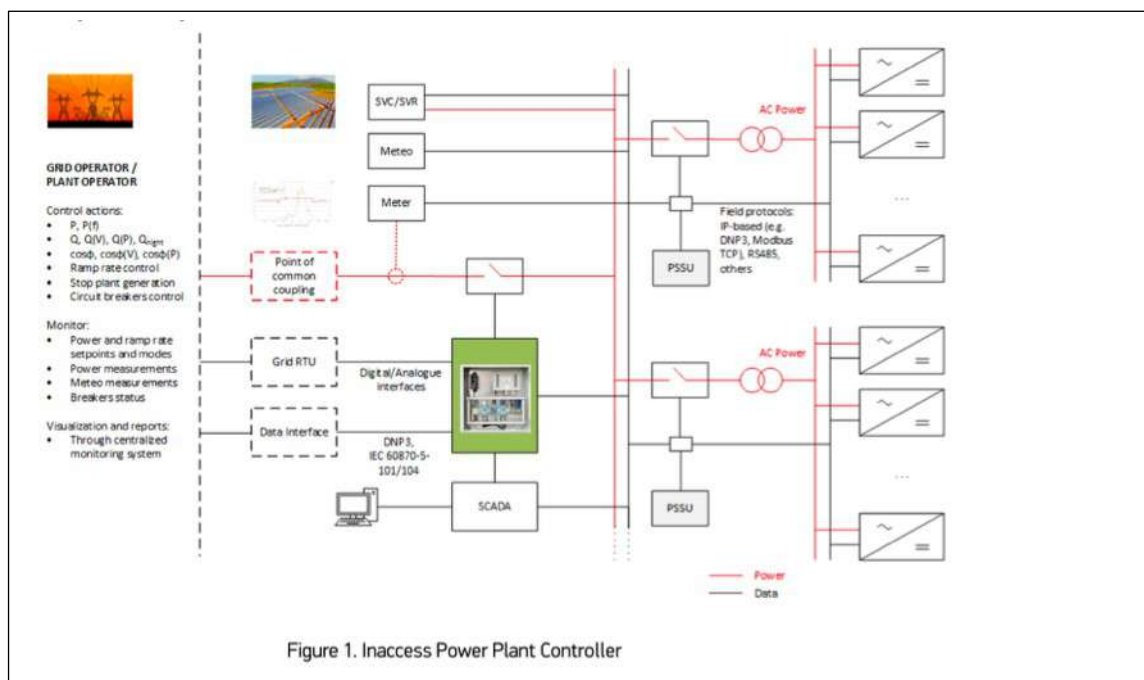


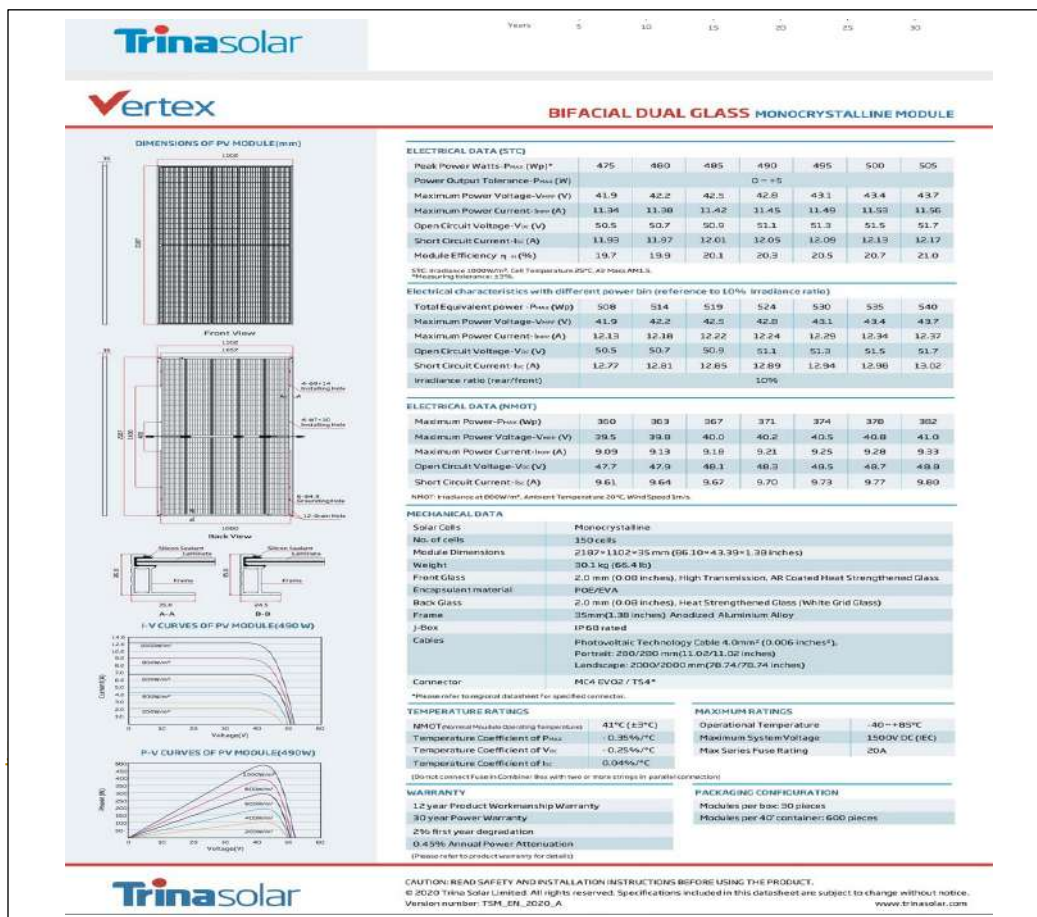
Figura 4-17 Sistema InAccess Power Plant Controller

I moduli, riuniti a gruppi di 26, saranno collegati elettricamente in serie tra di loro e costituiranno una stringa della potenza unitaria di 13.130 Wp. Ai capi della stringa sarà presente una tensione a circuito aperto di circa 831,6 Vcc. L'insieme di N° 238 stringhe per

un totale di N° 6.188 moduli saranno collegate in parallelo tra di loro attraverso N° 15/17 quadri di parallelo stringhe che convoglieranno l'energia verso ciascuno inverter, situato nella cabina di conversione. Ogni stringa sarà provvista di fusibile e diodo di blocco e sarà protetta (in parallelo con le altre) contro le sovratensioni, per mezzo di scaricatori (uno per ogni polo) collegati a terra. Fusibili, diodi di blocco e scaricatori sono dimensionati per le relative correnti e tensioni. Il generatore FV (lato CC) è gestito come sistema IT, ovvero nessun polo è connesso a terra. Per razionalizzare il montaggio e per minimizzare il percorso dei cavi elettrici di collegamento, i moduli saranno montati, con l'asse disposto in orizzontale, su telai metallici (pannelli) che potranno contenere 2 3 e 4 stringhe. (I pannelli saranno posizionati sul terreno con un angolo di Azimut di 0° SUD e con un'inclinazione max di +- 55° sul piano orizzontale sia verso est che ovest essendo ad inseguimento; essi saranno disposti su file parallele, in base agli spazi disponibili. Per evitare l'ombreggiamento dei moduli nei periodi dell'anno in cui il sole è basso l'interasse dei moduli sarà di circa 9 m e la distanza tra le file dei moduli misurata tra le verticali della fine della prima fila e l'inizio della successiva sarà di circa 5 m. Con tale distanza anche il 21 dicembre (solstizio d'inverno) non vi sarà ombra nelle ore centrali del giorno (dalle 10.30 alle 13,30) mentre nel periodo degli equinozi (21 marzo -22 settembre) l'ombra sarà assente dalle ore 7,50 fino alle 17,40. La superficie netta del totale dei moduli è di ca 15 Ha ed essa è l'occupazione al suolo maggiore quando i moduli sono disposti orizzontalmente al suolo.

4.5. Caratteristiche generali dei moduli FV

Potenza nominale: 505 Wp certificata a 1000 W/m², 25°C, AM 1,5, il decadimento delle prestazioni è non superiore al 10% nell'arco di 12 anni e non superiore al 15% in 30 anni.



Trina Solar Vertex BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)

ELECTRICAL DATA (STC)

Power (Wp)	475	480	485	490	495	500	505
Power Output Tolerance-Pow [W]	D = ±5						
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	11.94	11.36	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	11.93	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Module Efficiency η (%)	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

Electrical characteristics with different power bin (reference to 100% irradiance ratio)

Power (Wp)	508	514	519	524	530	535	540
Total Equivalent power - P _{max} (Wp)	508	514	519	524	530	535	540
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	12.13	12.18	12.22	12.24	12.28	12.34	12.37
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	12.77	12.81	12.85	12.89	12.94	12.98	13.02
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Power (Wp)	350	363	367	371	374	378	382
Maximum Power-P _{max} (Wp)	350	363	367	371	374	378	382
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	39.5	39.8	40.0	40.2	40.5	40.8	41.0
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	9.09	9.13	9.18	9.21	9.25	9.29	9.33
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	47.7	47.9	48.1	48.3	48.5	48.7	48.9
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	9.61	9.64	9.67	9.70	9.73	9.77	9.80

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	150 cells
Module Dimensions	2102*1102*35 mm (82.79*43.39*1.39 inches)
Weight	30.3 kg (66.8 lbs)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Rear Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 200/200 mm(7.87/7.87 inches) Landscape: 200/200 mm(7.87/7.87 inches)
Connector	MCA EVG2 / TS4*

TEMPERATURE RATINGS

NMOT normal module operating temperature	41°C (105°F)	Operational Temperature	-40~+85°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.35%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C	Max Series Fuse Rating	20A
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C		

WARRANTY


12 year Product Workmanship Warranty		PACKAGING CONFIGURATION	Modules per box: 30 pieces
30 year Power Warranty			Modules per 40' container: 600 pieces
2% first year degradation			
0.45% Annual Power Attenuation			

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
© 2020 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2020_A

Figura 4-18 Caratteristiche tecniche modulo fotovoltaico di progetto

I Dati tecnici caratteristici dei moduli fotovoltaici sono i seguenti:

- 150 celle in silicio monocristallino collegate in serie;
- Tensione alla massima potenza , $V_m = 43.7$
- Tensione massima di circuito aperto, $V_{oc} = 51.7$ V
- Corrente alla massima potenza , $I_m = 11.56$ A
- Corrente massima di Corto circuito, $I_{sc} = 12.17$ A
- Superficie anteriore: vetro temperato in grado di resistere alla grandine (Norma CEI/EN 161215);
- Incapsulamento delle celle : EVA
- Cornice di alluminio anodizzato
- Terminali di uscita: cavi pre-cablati a connessione rapida impermeabile resistenti ai raggi UV da 4 mmq, 1200 mm
- Presenza di diodi di bypass per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali danneggiamenti di qualche modulo fotovoltaico



The image shows a product page for the Trina Solar Vertex Bifacial Dual Glass Monocrystalline Module. The page features a large image of the solar panel on the right. On the left, there are key performance indicators: 500W+ Maximum Power Output, 21.0% Maximum Efficiency, and 0~+5W Positive Power Tolerance. Below these are sections for 'High customer value', 'High power up to 505W', 'High reliability', and 'High energy yield'. At the bottom, there is a 'Trina Solar's Duomax Performance Warranty' graph showing a power output of 85.0% over 30 years. The page also includes a list of comprehensive products and system certificates, and the Trina Solar logo.

Figura 4-19 tabella prestazionale in funzione del tempo del pannello di progetto

4.6. Casette di parallelo stringhe Quadri CC di parallelo

Ogni stringa confluisce su cassetta di parallelo, situata nei pressi dei moduli, equipaggiata per accettare un max di 18 stringhe. Complessivamente sono previsti N° 173 cassette da 18 stringhe per ogni cabina inverter. Le cassette stringa saranno collegate ai rispettivi quadri di parallelo situati internamente alle cabine inverter e successivamente agli inverter, per la conversione dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico da continua in alternata. Tutte le cassette ed i quadri e saranno certificati e marcati dal costruttore secondo quanto previsto dalle Norme CEI e saranno costituiti da un involucro con grado di protezione non inferiore a IP41, con struttura in metallo verniciato, completo di porta, pannello posteriore, montanti, telaio, base e pannelli laterali. Casette e quadri sono completi di accessori quali: morsetti passanti, guide DIN, dissipatori o barra di rame per montaggio diodi di blocco, isolatori, cavi di collegamento, capicorda, numeri segna-cavo, cartelli monitori e quant'altro necessario per dare l'opera finita e a perfetta regola d'arte. Le cassette stringa sono realizzate in appositi contenitori in resina, grado di protezione IP 65, idonei per l'installazione all'aperto.

4.7. Cabine di conversione CC/CA

Gli inverters saranno ubicati in cabinati prefabbricati dalle dimensioni in pianta di 6057x 2438 mm, pari a 14,76 mq in grado di garantire condizioni ambientali ottimali ed adeguato potere di scambio termico grazie all'impiego di condizionatori ad avviamento automatico nei periodi estivi. Le cabine di conversione saranno installate nei pressi dei moduli per ridurre le perdite di potenza dovute al trasporto dell'energia. Le fondazioni su cui vengono sistemate le cabine sono del tipo a vasca in modo da consentire il passaggio dei cavi elettrici sotto il pavimento. Le cabine così composte poggiano su una platea di calcestruzzo dello spessore di 10-15 cm, gettata a circa 60 cm di profondità, previo scavo. In ogni cabina di conversione saranno sistemati N° 1 inverter trifase composto da 1 trasformatore da 3125 / 3437 kVA 875/915 V cadauno, i quali vengono poi collegati in parallelo su di un unico condotto sbarre trifase. Dal condotto sbarre verrà alimentato il trasformatore BT/MT. E' stata scelta la taglia dell'inverter di 3125/3437 kVA modulare in quanto si tratta di standard, disponibile sul mercato e con buone prestazioni. Ogni "inverter" sarà costituito da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. La potenza max in uscita di ogni inverter AC sarà di 3.593 kVA. Gli inverters sono progettati per inseguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico, sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT), costruendo l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, che permette di contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori accettabili. Nella cabina di conversione sono contenuti gli interruttori

di manovra e le apparecchiature di protezione. Dalle cabine di conversione, che in totale saranno N° 7, l'energia verrà trasportata, attraverso n°2 cabine di parallelo MT, con cavi interrati a 30 kV, verso la stazione elettrica dell'utente.

4.8. Inverter (Convertitori CC/CA)

Le caratteristiche generali degli inverter sono riassunte di seguito:

- Inverter a commutazione forzata dalla rete con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo nominale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)

- Sezione di arrivo dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misura;
- Ingresso cc da generatore fotovoltaico con poli non connessi a terra, ovvero sistema IT
- Inverter dotato di ponte a IGBT a commutazione forzata
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto, in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Ogni inverter è dotato di un proprio dispositivo di interfaccia.
- Progetto e costruzione conformi ai requisiti della «Direttiva Bassa Tensione» e della «Direttiva EMC».
- Conversione cc/ac realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT ad elevata efficienza (rendimento >96÷97%).
- Filtri per la soppressione dei disturbi indotti e/o emessi
- Controllo della corrente fornita in uscita (grid connected) tramite microprocessore a 16 bit che ne garantisce la forma sinusoidale con distorsione estremamente bassa.
- Funzionamento in parallelo alla rete a $\cos\phi=1$ (regolabile nel campo 0.9 induttivo ÷ 0.9 capacitivo)
- Programmazione e monitoraggio tramite tastiera alfanumerica.
- Monitoraggio a distanza.
- Dispositivo per la verifica della resistenza di isolamento tra l'ingresso e la terra.
- Datalogger per l'acquisizione delle principali grandezze e stati di funzionamento dell'impianto.
- Interruttore automatico magnetotermico in uscita

- Protezione IP24
- Conformità marchio CE.
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Le caratteristiche specifiche degli inverter sono riportate nel documento n° 3746-FV-013 specifiche dei componenti (Allegato 20).

4.9. Trasformatori BT/MT

Il trasformatore BT/MT sarà unico per ogni cabina ed avrà la potenza di 3125/3437 kVA con rapporto di trasformazione di 600/30.000V. Il trasformatore di uscita sarà ad elevato rendimento, capace di garantire un totale isolamento tra la rete e la centrale fotovoltaica, lato cc dell'inverter. Il trasformatore sarà del tipo a secco con isolamento in resina 35 KV.

4.10. Quadri corrente alternata (QCA)

I quadri elettrici QCA provvedono al parallelo degli inverter lato AC ed alla connessione con i trasformatori BT/MT. Il quadro costituito da un armadio metallico di dimensioni circa 600 x 2270 x 600 mm, dotato di pannelli posteriore e laterali, vani porta interruttori, vani porta sbarre, morsettiere.

Il quadro sarà equipaggiato con i seguenti dispositivi:

- n° 1 interruttore magnetotermico per l'inverter CCA1
- n° 1 interruttore magnetotermico per l'inverter CCA2
- n° 1 interfaccia di rete tipo Thytronic o similare (certificato DK5940)
- n° 1 dispositivo di interfaccia di rete, contattore tetrapolare da 3125 kW, riduttori di tensione e corrente bobina di sgancio tipo ABB o similare.
- n° 1 interruttore magnetotermico per il sezionamento del parallelo
- n° 1 interruttore magnetotermico per il sezionamento del trasformatore BT/MT
- n° 1 interruttore magnetotermico/differenziale per il sezionamento del lato utenze BT.

Il quadro è completo di accessori quali: morsetti passanti, guide DIN, cavi di collegamento, capicorda, numeri segna-cavo, cartelli monitori.

I Quadri QCA saranno ubicati nella cabine di conversione.

4.11. Cabine di parallelo MT

Le cabine di parallelo avranno la funzione di ricevere attraverso un quadro sbarre l'energia elettrica MT (30 kV) proveniente da un gruppo di N°2,3 fino a 6 cabine di conversione di ciascun campo e di smistarla con unico cavo verso la Stazione Utente. Le cabine di parallelo, in cabinati prefabbricati dalle dimensioni 8000x3000x2400 mm, saranno ubicate nei pressi dei cavidotti MT; la loro funzione è di ridurre la lunghezza complessiva dei cavi ed il numero

degli stessi in entrata alla Stazione Utente (totale linee entranti N° 2), con conseguente riduzione della superficie d'ingombro della Stazione utente. In totale sono previste 2 cabine di parallelo MT, ognuna posizionata all'ingresso di ciascun campo fotovoltaico.

4.12. Stazione elettrica utente

La stazione sarà del tipo all'aperto. La stazione elettrica (SE) di utenza 30/150 kV sarà ubicata nel Comune di Rotello (Cb) al Foglio 45 p. 185. La configurazione della singola stazione di trasformazione prevede un montante trasformatore di potenza 30/150 kV con n.1 trasformatore da 25/30 MVA. All'interno della stazione è previsto un edificio, suddiviso in vari locali: controllo e protezioni, quadri MT, misure (con accesso anche dall'esterno), servizi igienici, servizi ausiliari e gruppo elettrogeno.

Trasformatore trifase di potenza 30/150 kV, 25/30 MVA, ONAN/ONAF, gruppo vettoriale YNd11, provvisto di commutatore sotto carico lato AT (150 ±10x1,25%/30 kV) e cassetto di contenimento cavi MT. Con scaricatori incorporati dimensionato per alloggiare n.3 terne di cavi MT da 400mm² Cu.

• Tipo	immerso in olio
• Tipo di servizio	continuo
• Temperatura ambiente	40°C
• Classe di isolamento	A
• Metodo di raffreddamento	ONAN/ONOF
• Tipo d'olio:	minerale conforme CEI-EN 60296
• Altezza d'installazione	<=100 m
• Frequenza nominale	50 Hz
• Potenza nominale: ONAN/ONAF	25/30 MVA
• Tensioni nominali (a vuoto):	
- AT	150 kV
- MT	30 kV
• Regolazione tensione AT:	± 10x1,25 %
• Tipo di commutatore (CSC):	sotto carico (CEI EN 60214- 1)
• Collegamento fasi:	
- avvolgimento AT	Y stella (con neutro accessibile)
- avvolgimento MT	Δ triangolo
• Gruppo di collegamento	YNd11
• Classe d'isolamento:	

-Lato AT	
-Lato MT	
Tensione di Tenuta a Frequenza Industriale	
-Lato AT	
-Lato MT	
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico:	
-Lato AT	
-Lato MT	
Sovratemperature ammesse:	
- massima temperatura ambiente	40°C
- media avvolgimenti	65°C
- nucleo magnetico	75°C
PERDITE DI GARANZIE IEC	
PERDITE A VUOTO A Un	<= 30 kV
CORRENTE A VUOTO A Un	0,2%
Perdite Cu a 75°C	<= 165 kV
Tensione di corto circuito Vcc:	13%
Massimo livello presione sonora:	70 dB a 0,3 m

Sezionatore di linea, per la derivazione dalle sbarre condivise 150 kV, tripolare rotativo orizzontale a tre colonne/fase, con terna di lame di messa a terra, completo di comando motorizzato per le lame principali e manuale per le lame di terra:

Norme di riferimento:	CEI EN 62271
Tensione nominale:	170 kV
Corrente nominale:	1250 A
Corrente nominale di breve durata:	
o - valore efficace	31,5 kVA
o - valore di cresta	80,0 kA
Durata ammissibile della corrente di breve durata	1s
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
Verso massa	750 kV

Sulla distanza disezionamento	860 kV
Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1m)	
Contatti ausiliari disponibili	
- verso terra	325 kV
- sulla distanza di sezionamento	375 kV 4NA+4NC
Alimentazione circuiti ausiliari:	325 kV
- motore:	110 Vcc +10% -15%
- circuiti di comando:	110 Vcc +10% -15%
- resistenza di riscaldamento:	230 Vca
Isolatori tipo:	C6-750
linea di fuga:	25 mm/KV

Per ulteriori dettagli sui parametri tecnici della SE di Utenza si può far riferimento all'elaborato **BS248-EU01_Relazione tecnica illustrativa opere Utente per la connessione alla RTN.**

4.12.2 Servizi Ausiliari

Quadro dei servizi ausiliari in corrente alternata

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente alternata (400-230 V) il trasformatore deve alimentare tutte le utenze della sottostazione sia quelle necessarie a garantire il funzionamento normale sia quelle accessorie. Deve essere prevista una seconda alimentazione, detta alimentazione di emergenza, tramite un gruppo elettrogeno per l'alimentazione delle utenze principali compresa l'illuminazione.

Il Quadro S.A. deve essere composto essenzialmente dalle seguenti apparecchiature:

- Una protezione di minima tensione c.a.;
- Un voltmetro digitale con commutatore e fusibili 500 V f.s.;
- Un amperometro digitale con commutatore e TA 200/5A f.s.;
- Un relè crepuscolare per comando luce esterna con contattore da 4x25A;
- Un interruttore automatico scatolato tetrapolare da 160A 25KA A generale SA;
- Un interruttore automatico miniaturizzato tetrapolare da 40 A per asservire GE;
- Un telerettore, provvisto degli opportuni interblocchi, per lo scambio automatico delle alimentazioni di emergenza;

Un selettore per la scelta della priorità dell'alimentazione di emergenza; Interruttori automatici miniaturizzati tetrapolari da 10 μ 32 A per asservire: prese F.M. (con differenziale 0,3A)

alimentazione motore VSC del TR 40/50 MVA

illuminazione sala quadri (con differenziale 0,3A)

illuminazione esterna (con differenziale 0,3A)

riserve

Interruttori automatici miniaturizzati (MCB) bipolari da 10 μ 25 A per asservire:

alimentazione prese luce

alimentazione scaldiglie lato A.T.

alimentazione ausiliari quadro protezione e controllo riserve.

- N. 3 TA 200/5A10VA cl. 0,5 con certificati UTF
- N. 1 Morsettiera Cabur
- N. 1 contatore trifase con omologazione MID completo di certificazione per uso UTF.

4.12.3 Quadro dei servizi ausiliari in corrente continua

L'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente continua (110 V) deve avere un campo di variazione compreso tra +10% -15%. Lo schema di alimentazione dei servizi ausiliari in c.c. deve essere essenzialmente composto da:

un complesso raddrizzatore/batteria in tampone, dimensionato in modo tale da poter alimentare l'intero carico dell'impianto. Il raddrizzatore deve essere, quindi, dimensionato per erogare complessivamente la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente di carica della batteria (sia di mantenimento che di carica); la batteria deve essere in grado di assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza dell'alimentazione in c.a., con un'autonomia di 12 ore. Le batterie saranno del tipo ermetico e conformi alle vigenti normative.

Per ulteriori dettagli sui parametri tecnici della SE di Utenza si può far riferimento all'elaborato **BS248-EU01_Relazione tecnica illustrativa opere Utente per la connessione alla RTN.**

4.12.4 Gruppo elettrogeno di emergenza

Deve essere installato un Gruppo Elettrogeno (GE) per l'alimentazione di emergenza inserito sulla sbarra principale del quadro BT in c.a. in caso di mancanza dell'alimentazione principale, il GE sarà inserito in modo automatico tramite l'automatismo alloggiato all'interno dell'apposito quadro a seguito dello stesso GE.

Per ulteriori dettagli sui parametri tecnici della SE di Utenza si può far riferimento all'elaborato **BS248-EU01_Relazione tecnica illustrativa opere Utente per la connessione alla RTN.**

4.12.5 Quadro contatore energia

All'interno del locale misure, deve essere installato, in un apposito pannello a parete in poliestere, un Apparato di Misura per la misura Fiscale/Commerciale dell'energia elettrica prodotta/assorbita dall'impianto di produzione nel punto di scambio AT, che sarà così costituito:

- Un contatore bidirezionale di energia attiva (classe 0,2s) e reattiva (classe 0,5s);
- Un modem GSM con antenna dual band per l'installazione all'esterno;
- Software per l'interfacciamento e la tele lettura del contatore da remoto;
- Morsettiere di prova per i circuiti voltmetrici e amperometrici in esecuzione sigillabile.

Il complesso misura (contatore, TA e TV) saranno provvisti di relativa certificazione di verifica e taratura per uso Terna/UTF.

4.12.6 Impianto di illuminazione esterno

L'illuminazione esterna del quadro all'aperto sarà realizzata con n. 5 proiettori montati su pali in fibra di vetro di 9 metri. I proiettori sono del tipo con corpo in alluminio, grado protezione IP65, con lampade a ioduri metallici 400 W. I pali saranno collocati lungo la recinzione in modo da mantenere le distanze imposte dalla norma CEI 11- 1 verso le parti in tensione. Il valore medio di illuminamento in prossimità delle apparecchiature di manovra sarà di 30 Lux, che sarà verificato in fase esecutiva dal calcolo illuminotecnico, diversamente da quanto previsto nella presente specifica in fase di progettazione esecutiva dovranno essere apportate eventuali modifiche correttive.

L'accensione dell'impianto di illuminazione deve essere prevista da una fotocellula esterna in esecuzione stagna IP65 per l'accensione automatica del 50% delle lampade al mancare della luce diurna (illuminazione notturna). Le altre lampade saranno accese manualmente in caso di controlli e manutenzione sulle apparecchiature AT.

Un tipico proiettore è quello della DISANO mod.1721 Flusso luminoso: 35.000 lm Potenza: 414 W.

4.12.7 Impianto antincendio

Nella stazione di trasformazione utente 30/150kV è prevista la realizzazione di un sistema per lo spegnimento di incendi del trasformatore, conforme alle norme UNI EN 12845, UNI 10779 e UNI 11292, comprensivo di: serbatoio di accumulo dell'acqua, con capacità proporzionata ai volumi di liquidi infiammabili presenti in stazione, vano servizi-locale tecnico, gruppo di pompaggio o pressurizzazione. Tale sistema sarà realizzato in prossimità dell'ingresso della stazione di trasformazione e sarà collegato a un sistema di pompe che, all'occasione, convoglieranno l'acqua in pressione a un'apposita manichetta allocata in prossimità del trasformatore dimensionata per una portata di circa 100 lt/min. L'impianto, di tipo interrato, è composto da una riserva idrica (vasca) prefabbricata in cemento armato vibrato, a pianta regolare, e un locale tecnico, progettato in conformità a quanto stabilito dalla norma UNI 11292:2019 a uso esclusivo, destinato a ospitare l'unità di pompaggio per l'alimentazione idrica dell'impianto e relativi accessori.

4.12.8 Impianti tecnologici edificio di stazione

Gli impianti tecnologici devono essere realizzati conformemente a quanto è prescritto dalle norme CEI e UNI di riferimento. Le apparecchiature e i materiali saranno provvisti di certificazione IMQ o di marchio Europeo internazionale equivalente. Tutti gli impianti saranno conformi agli adempimenti del D.M. 37/08.

Gli impianti elettrici saranno realizzati "a vista", cioè con apparecchiature, corpi illuminanti, tubazioni e canaline per i conduttori e scatole di derivazione del tipo "non incassato" nelle strutture murarie.

Devono essere previsti i seguenti impianti tecnologici per l'edificio della stazione Elettrica di trasformazione:

Impianto di illuminazione:

L'impianto di illuminazione normale sarà realizzato con armature fluorescenti stagne AD-FT, con lampade 36 W, reattore basse perdite, montate a soffitto.

Il livello di illuminamento previsto sarà di 200 Lux.

Lungo le pareti esterne dell'edificio, saranno installate alcune armature fluorescenti stagne. La loro accensione deriverà dalla fotocellula prevista per l'illuminazione esterna.

Prese forza motrice:

L'impianto di distribuzione forza motrice sarà realizzato in tutti i locali con prese stagne a parete 2x10/16 A, con fori allineati e prese stagne a parete 2x10/16 A con terra laterale.

Nel locale quadro MT e nel locale quadri BT sarà installato un gruppo prese composto da una presa CEE 32 A 3p+t e da una presa CEE 16 A 2p+t.

Illuminazione di emergenza:

L'impianto di illuminazione di emergenza sarà realizzato installando in ogni locale

dell'edificio della sottostazione delle armature fluorescenti stagne previste per l'illuminazione normale, un gruppo autonomo con batteria e inverter avente autonomia di 3 ore.

Impianto di climatizzazione:

L'impianto di climatizzazione è previsto con climatizzatori, del tipo a pompa di calore con unità esterna e unità interna e deve essere tale da mantenere nei locali, ove sono installati, le seguenti condizioni termoigrometriche:

- estate: da 26°C a 28°C – u.r. 50% ± 5%;
 - inverno: da 18°C a 20°C - u.r. 50% ± 5%;
- La regolazione della temperatura è automatica comandata mediante termostati.

I climatizzatori, se non diversamente necessario, saranno installati nei seguenti locali:

- locale quadri BT: n°2 climatizzatore (9000 btu)
- locale quadro MT: n°3 climatizzatori (ognuno da 9000 btu) Impianto di rivelazione incendio, temperature e gas

L'impianto di rilevamento e segnalazione incendi per l'edificio si comporrà di:

- una centrale convenzionale a zone comprensiva di accumulatori da 12 V 7Ah;
- tastiera a membrana con tasti funzione;
- relè di uscita per invio segnale al sistema di controllo;
- rivelatori ottici di fumo analogici completi di base di fissaggio;
- rivelatori termovelocimetri analogici completi di base di fissaggio;
- rilevatore di idrogeno;
- pulsanti manuali a rottura di vetro completi di modulo di indirizzo;
- pannello ottico acustico completo di scritta intercambiabile, in versione IP54;
- cavi antifiamma twistati schermati 2x1,5 mmq per i rivelatori e n.1 set di cavi 2x1,5 antifiamma per i pannelli.

Saranno restituiti in locale e remoto le segnalazioni di:

- incendio e/o eccessiva temperatura
- anomalia impianto
- Impianto antintrusione e video sorveglianza:
- L'impianto antintrusione è costituito essenzialmente da:
- contatti elettromagnetici o equivalenti su tutte le porte di accesso degli edifici e sul cancello d'ingresso pedonale e carraio, per segnalare l'avvenuta apertura da parte di persone estranee.
- La centralina, oltre ad avere tutte le segnalazioni sul pannello di controllo e comando, permetterà l'invio in uscita (al sistema di controllo e supervisione) dei seguenti segnali:
- segnale di allarme per intrusione in atto

- segnale di presenza personale
L'impianto antintrusione deve prevedere dei tastierini numerici installati, uno all'esterno nelle vicinanze del cancello pedonale e l'altro nei pressi della porta d'ingresso del locale BT, per l'inserzione/disinserzione volontaria dell'impianto.

4.12.9 Smaltimento acque meteoriche e fognario

Per i servizi igienici è previsto uno scarico in vasca a tenuta da spurgare periodicamente. L'approvvigionamento idrico per i servizi igienici sarà realizzato tramite riserva idrica di acqua potabile. Per la raccolta e lo smaltimento delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà le acque raccolte a un sistema di trattamento per consentire lo smaltimento delle stesse negli strati superficiali del sottosuolo. Il sistema di tipo prefabbricato sarà dimensionato per smaltire le acque dilavanti le strade interne e i piazzali di manovra.

In via generale si prevede il seguente ciclo di trattamento delle acque di dilavamento:

- convogliamento delle acque meteoriche ricadenti sul piazzale in una apposita rete di drenaggio;
- un pozzetto scolmatore che divide le acque di prima pioggia dalle acque di seconda pioggia;
- Le acque di prima pioggia raggiungono l'impianto di trattamento che comprende: grigliatura, dissabbiatura e disoleazione con sistema di filtri a coalescenza, invio in pozzetto fiscale prima di essere immesse nel recapito finale;
- Le acque di seconda pioggia, attraverso un sistema di by-pass, arrivano direttamente al pozzetto fiscale prima di essere scaricate all'esterno.

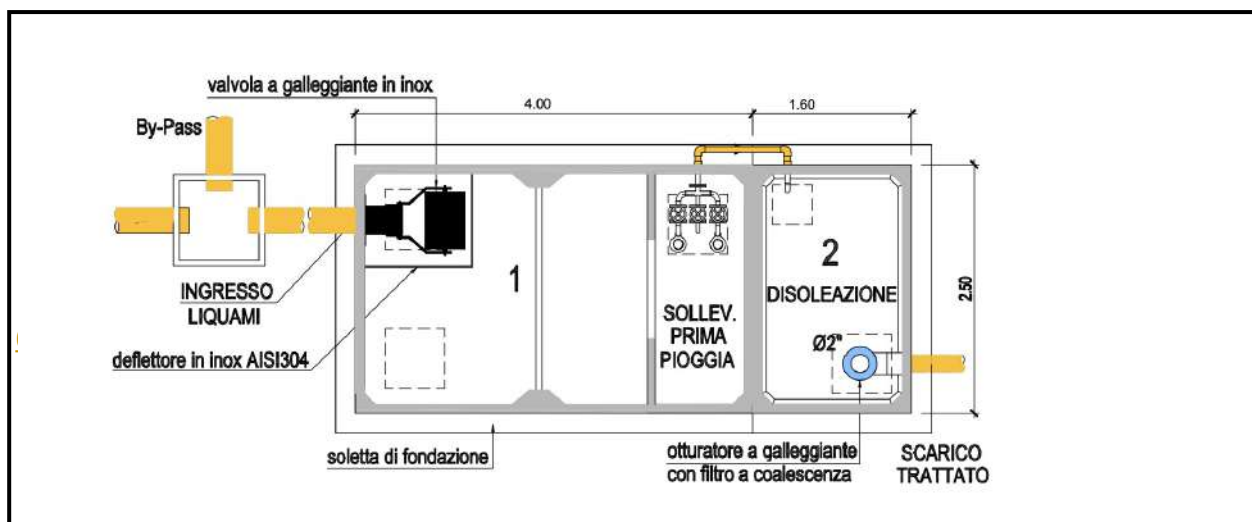
processo idraulico-depurativo

Le acque di prima pioggia saranno raccolte in una vasca opportunamente dimensionata. A riempimento avvenuto, le prime piogge saranno escluse dalle successive acque meteoriche di dilavamento della superficie scolante in oggetto (2.a pioggia) tramite la chiusura idraulica con valvola posta sulla tubazione di ingresso acque, comandata da un galleggiante tarato a un adeguato livello. Le successive acque meteoriche precipitate defluiranno alla tubazione di by-pass presente nel pozzetto scolmatore installato a monte del sistema di accumulo. Lo stato di calma così determinato consente di ottenere, per gravità, la separazione degli inquinanti di peso specifico differente da quello dell'acqua per ottenere un effluente chiarificato. In conseguenza di questo principio il materiale sedimentabile (sabbie, morchie, etc.), contenuto nelle acque di prima pioggia, tenderà a sedimentare sul fondo delle vasche, mentre le sostanze più leggere (grassi e oli minerali, idrocarburi non emulsionati, etc.) tenderanno a galleggiare aggregandosi in superficie. Le acque accumulate defluiranno nel comparto di rilancio-sollevamento e per mezzo di una pompa sommersa verranno scaricate

nel disoleatore statico. Al termine dello svuotamento della zona di accumulo (entro 48 dalla fine della precipitazione) si ripristineranno automaticamente le impostazioni iniziali dell'impianto in modo da renderlo disponibile per un altro ciclo depurativo. Nel comparto finale di disoleatura statica-filtrazione avverrà la separazione di oli non emulsionati e idrocarburi mediante flottazione. Per una sicura ritenzione delle sostanze oleose sulla tubazione di uscita è inserito un dispositivo di chiusura automatica che, attivato da un determinato livello di liquido leggero accumulato, chiude lo scarico impedendo la fuoriuscita dell'olio. L'otturatore a galleggiante è fornito di filtro a coalescenza completo di cestello in acciaio Inox per l'estrazione.

Gestione delle acque di dilavamento

Nell'ambito della viabilità interna e relativi piazzali pavimentanti viene prevista una specifica rete di raccolta delle acque meteoriche. Gli elementi di captazione della rete sono costituiti da pozzetti con caditoia grigliati, sifonati (50x50). I collettori interrati per l'allontanamento delle acque meteoriche saranno in HDPE corrugato strutturato per traffico carrabile pesante (SN 4 kN/m²) a diametro differenziato lungo lo sviluppo della rete (Dn 200,315,400). La geometria delle sagome trasversali dei piazzali sarà realizzata con cordoli in cemento in modo da escludere i contributi di ruscellamento delle aree esterne e aree sterrate/inghiaiate alla formazione delle portate di piena dalla suddetta rete di raccolta. Purtroppo, si prevedono, in prossimità dell'area elettromeccanica (trasformatore, scaricatori, sbarre, etc.), una serie di tubi drenanti di diametro D=200, tali da impedire l'imbibizione dei terreni in prossimità delle fondazioni. Questi tubi drenanti scoleranno nei pozzetti grigliati già posti lungo i piazzali di manovra. A vantaggio di sicurezza, i contributi delle aree permeabili inghiaiate non verranno escluse dal calcolo della portata di piena per il dimensionamento della vasca di prima pioggia. La vasca di accumulo delle acque di prima pioggia è dimensionata tenendo conto di una altezza di pioggia di 5 mm distribuita su un bacino complessivo di circa 1500 m² e sarà dotata di uno specifico sistema di deviazione passiva tramite valvola di chiusura a galleggiante. I volumi in essa invasati raggiungeranno infine il disoleatore con filtri a coalescenza. Ai fini della disoleazione si prevede l'istallazione di una unità di trattamento di Classe I dotata di filtri a coalescenza secondo le UNI 858 1-2 2005. Le portate eccedenti quelle di prima pioggia vengono, quindi, inviate al recapito finale. La superficie necessaria, ai fini del processo di sedimentazione, è pari a circa 10 m² (4mx2,5m). Un volume complessivo previsto di circa 25 m³ assicura adeguati tempi di detenzione idraulica rispetto al processo di sedimentazione primaria dei solidi sospesi.



Scelta dei materiali

I materiali scelti per la realizzazione del sistema di drenaggio sono i seguenti:

- Tubazioni di polietilene alta densità (HDPE) ≥ 930 kg/m³ classe di rigidità SN 4 kN/m², capace di sopportare un ricoprimento massimo pari a 6 m (misurato a partire dalla generatrice superiore del tubo) e un traffico pesante fino a un massimo di 18 t/asse.
- Pozzetto prefabbricato in calcestruzzo vibro compresso per scarichi di acque reflue e piovane, costituito da un elemento di base sifonato, eventuale elemento di prolunga e coperchio pedonabile o carrabile in cemento armato. Dimensioni 500x500 - 800x800 e 1000x1000
- Chiusino di ispezione per carreggiata stradale in Ghisa lamellare UNI ISO 185, costruito secondo le norme UNI EN 124 classe D 400 (carico di rottura 40 tonnellate), marchiato a rilievo con: norme di riferimento (UNI EN 124), classe di resistenza (D 400), marchio fabbricante e sigla dell'ente di certificazione D 500-600.

Il dimensionamento della vasca di prima pioggia sarà effettuato in fase di progettazione esecutiva secondo quanto previsto dal Regolamento Regionale in vigore.

Pertanto, sarà valutato il volume di acque di prima pioggia da trattenere e avviare a specifica depurazione.

Tale volume, una volta invasato in vasca, sarà sollevato a specifico trattamento con disoleatore capace di trattare una portata costante, tramite impianto di pompaggio previsto in vasca, dimensionato rispetto a un tempo di svuotamento non superiore a 24h, coerentemente con quanto previsto dal predetto Regolamento.

La vasca sarà dotata di un sistema di deviazione passiva e chiusura, costituito da una valvola di chiusura meccanica con galleggiante (o in alternativa a ghigliottina elettro-attuata con sensore di livello). La restante parte delle acque di pioggia e dilavamento rappresentano le acque di seconda pioggia, che saranno quindi scolmate. Queste verranno incanalate nella tubazione di alimentazione della cisterna di accumulo delle acque per l'antincendio. In alternativa saranno scaricate nel sistema di smaltimento a recapito finale.

Recapito finale

Le acque di seconda pioggia e le acque trattate dall'impianto di prima pioggia saranno convogliate in una trincea drenante per uno smaltimento per subirrigazione su strati superficiali del sottosuolo. In assenza di una rete fognaria e di un bacino naturale, in

prossimità dell'area di stazione, si sceglie l'ipotesi di smaltire le acque di pioggia attraverso l'infiltrazione delle stesse in trincea drenante.

Riferimenti normativi

Decreto Legislativo 03/04/2006 n° 152 - "Norme in materia di difesa ambientale"

- Circolare Ministero LL.PP. n°11633 del 07/01/1974 "Istruzioni per la progettazione delle fognature e degli impianti di trattamento delle acque di rifiuto
- Decreto Presidente del Consiglio dei Ministri 04/03/1996 "Disposizioni in materia di risorse idriche"

4.12.10 Unità periferica sistema difesa e monitoraggio

In ottemperanza a quanto previsto dal Codice di Rete – Piano di difesa del sistema elettrico sarà installata l'Unità Periferica del sistema di Distacco e Monitoraggio (UPDM) destinata ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure, così come richiesti dal Centro Remoto di Telecontrollo (CRT) di Terna.

Documenti e riferimenti

- Doc. Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche [Prescrizioni tecniche per la connessione]
- Allegato A9, Rev. 00 al codice di rete TERNA;
- Doc. Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio, specifiche funzionali e di comunicazione

L'UPDM deve essere completo di moduli elettronici e licenze Software per la realizzazione delle funzioni di Telescatto di aree di generazione in zone sensibili.

L'apparato deve essere in grado di gestire, come di seguito descritto e previsto dal documento Terna sopra citato, fino a: 4 aree di generazione, come segue:

- - N° 1 Area generale di stazione
- - N° 3 Sub Aree (sottocampi di generazione)

4.12.11 Oscillopertubografo

È prevista l'installazione di un apparato dedicato alla funzione di oscilloperturbografia e, quindi, rilievo dei parametri di tensione, corrente e frequenza in condizioni di guasto e alla registrazione degli stessi per la consultazione in remoto da parte dei centri di telecontrollo di Terna.

4.12.12 Sistema di telecontrollo di sottostazione

È previsto un sistema di automazione, telecontrollo e teleconduzione della stazione 30/150kV per la gestione in remoto secondo i requisiti minimi di seguito elencati:

- - visualizzazione in locale e in remoto dello stato degli interruttori con possibilità di comando;

- - visualizzazione in locale e in remoto di tutte le misure istantanee rilevanti (tensioni, correnti, fattori di potenza, potenze, contatori di energia, velocità e direzione del vento);
- - visualizzazione in locale e in remoto di grafici storici delle misure di maggiore rilevanza;
- - visualizzazione in locale e in remoto delle oscillografie;
- - visualizzazione in locale e in remoto degli allarmi e degli eventi di sottostazione;
- - telesegnalazione degli allarmi e degli eventi di sottostazione a mezzo e-mail e/o SMS;
- - telesegnalazione periodica dei principali dati di produzione a mezzo e-mail e/o SMS;
- - interfacciamento con il sistema di monitoraggio del gestore della rete (TERNA) tramite protocollo IEC 60870-5-104.

4.12.13 Dimensionamento della rete di terra

Sulla base delle correnti di guasto a terra e durata del guasto a terra, nonché da misure della resistività del terreno, sarà possibile verificare la rispondenza dell'impianto di terra alla normativa vigente.

Pertanto, la progettazione esecutiva dell'impianto di terra sarà eseguita secondo i dati delle correnti di guasto che Terna metterà a disposizione e da misure della resistività del terreno.

In questa fase di progettazione definitiva per autorizzazione, non avendo a disposizione tali dati, ma avendo conoscenza del sito e di dati sperimentali, sono stati effettuati calcoli per una scelta opportuna della sezione dei conduttori della rete di terra ai fini di:

- - Avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- - Essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- - Evitare danni a componenti elettrici e ai beni;
- - Garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti per effetto delle correnti di guasto a terra.

Dai calcoli effettuati e riportati di seguito è risultato che l'impianto di terra sarà costituita da una rete magliata di conduttori di rame nudi, di diametro 10,5 mm (sezione 63 mm²), posti a una profondità media di 90÷100 cm dal piano piazzale e dimensionato in base alla norma CEI EN 50522, considerando le correnti di guasto a terra definite da Gestore di rete.

Le strutture metalliche delle apparecchiature e dei portali saranno collegate alla maglia di terra per mezzo di conduttori in rame di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²).

Tutte le armature e le parti metalliche delle fondazioni, dei cunicoli e delle opere in genere, saranno collegate alla rete di terra per mezzo di conduttori di rame nudo di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²). Il collegamento alle armature sarà assicurato da saldatura alluminiotermica o "Castolin".

Per la messa a terra dell'edificio sarà predisposto un anello perimetrale di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²) collegato alla maglia di terra. A tale collettore verranno collegati i

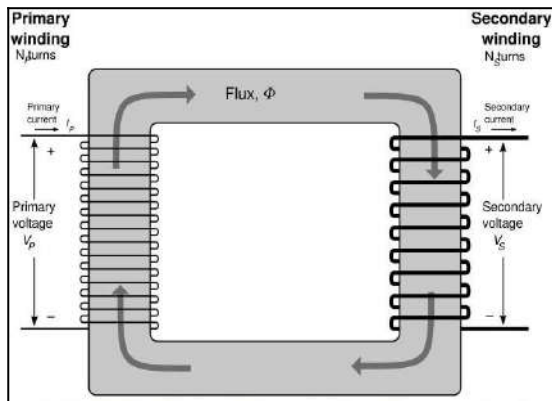
conduttori di messa a terra provenienti dalla struttura dei fabbricati. Al medesimo anello verranno, inoltre, collegati i conduttori di rame provenienti dai cunicoli dei fabbricati.

Sezione minima per garantire la resistenza meccanica e alla corrosione

La sezione utilizzata per i dispersori di terra è stata direttamente scelta in base a quanto indicato dalla norma CEI 11-1 Allegato A, considerando le dimensioni minime ammissibili.

- Dispersore verticale tondo di rame $\phi 25\text{mm}$
- Dispersore orizzontale in corda di rame nudo 63mm^2

Per la protezione contro la corrosione è necessario utilizzare materiali tali che il loro contatto non generi coppie elettrolitiche (Norma CEI 11-37 par. 9.5).



4.12 Stazione Condivisione 150 kV

La nuova stazione di utenza è progettata per consentire la condivisione dello stallo 150 kV, che Terna ha indicato con la STMG, con gli altri proponenti. Pertanto, come si può rilevare dalla planimetria elettromeccanica Doc. BS248-EU03-D la configurazione della stazione di condivisione prevede una sezione per l'arrivo del cavo 150 kV di collegamento con la SE di Terna ed un sistema di sbarre con isolamento in aria a 150 kV alle quali si conletteranno le cinque stazioni di elevazione 30/150 kV. All'interno della stazione è previsto un edificio,

servizi

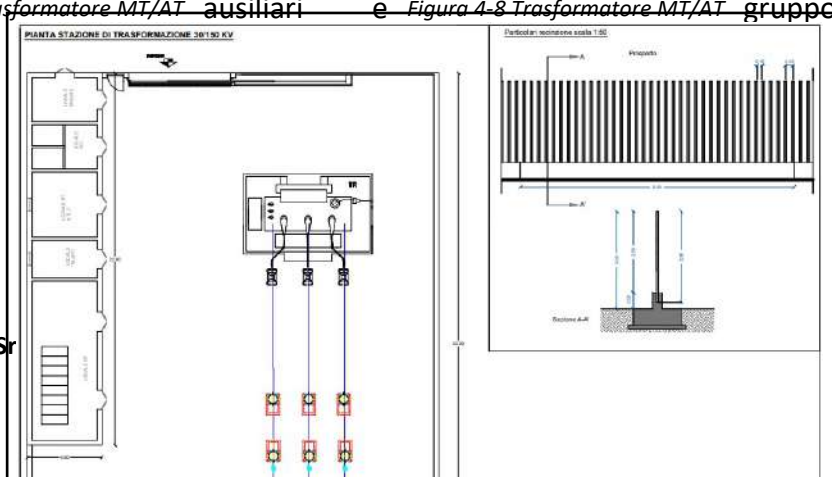
igiениci,

servizi

Figura 4-7 Schema trasformatore MT/AT ausiliari

e Figura 4-8 Trasformatore MT/AT gruppo

elettrogeno.



Componenti Principali della Stazione di Condivisione

SEZIONE AT		
<p>➤ Sezionatore di linea arrivo cavo 150 kV tripolare rotativo, orizzontale a tre colonne/fase, con terra di lame di messa a terra, completo di comando motorizzato per le lame principali e manuale per le lame di terra:</p>		
• Norme di riferimento:	CEI EN 62271	
• Tensione nominale:	170 kV	
• Corrente nominale:	1250 A	
• Corrente nominale di breve durata:		
- valore efficace	31,5 kA	
- valore di cresta	80,0 kA	
• Durata ammissibile della corrente di breve durata	1s	
• Tensione di prova ad impulso atmosferico:		
- verso massa	750 kV	
- sulla distanza di sezionamento	860 kV	
• Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1 min.):		
- verso terra	325 kV	
- sulla distanza di sezionamento	375 kV	
• Contatti ausiliari disponibili	4NA+4NC	
• Alimentazione circuiti ausiliari:		
- motore:	110 Vcc +10% -15%	
- circuiti di comando:	110 Vcc +10% -15%	
- resistenza di riscaldamento:	230 Vca	
• Isolatori tipo:	C6-750	
• linea di fuga:	25mm/kV	
<p>➤ Sezionatore tripolare verticale a tre colonne/fase, completo di comando motorizzato:</p>		
• Norme di riferimento:	CEI EN 62271	
• Tensione nominale:	170 kV	
• Corrente nominale:	1250 A	
• Corrente nominale di breve durata:		
- valore efficace	31,5 kA	
- valore di cresta	80,0 kA	
• Durata ammissibile della corrente di breve durata	1 s	
• Tensione di prova ad impulso atmosferico:		
- verso massa	750 kV	
- sulla distanza di sezionamento	860 kV	
• Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1 min.):		
- verso terra	325 kV	
- sulla distanza di sezionamento	375 kV	
• Contatti ausiliari disponibili	4NA+4NC	
• Alimentazione circuiti ausiliari:		
- motore:	110 Vcc +10% -15%	
- circuiti di comando:	110 Vcc +10% -15%	
- resistenza di riscaldamento:	230 Vca	
• Isolatori tipo:	C6-750	
• linea di fuga:	25mm/kV	
<p>➤ Interruttore tripolare per esterno in SF6 170 kV - 1250 A - 31,5 kA equipaggiato con un comando tripolare a molla. I circuiti di apertura saranno n. 3 di cui uno a mancanza;</p>		
• Norme applicabili:	CEI EN 62271-100	
• Numero dei poli:	3	
• Mezzo di estinzione dell'arco:	SF6	
• Tensione nominale:	150 kV	
• Livello di isolamento nominale:	170 kV	
• Tensione di tenuta a freq. industriale per 1 min:	325 kV	
• Tensione di tenuta ad impulso con onda 1/50 microsec:	750 kV	
• Corrente nominale:	1250 A	
• Corrente di breve durata ammissibile per 1 s:	31,5 kA	
• Corrente limite dinamica:	80 kA	
• Durata di corto circuito nominale:	1"	
• Tipo di comando:	meccanico a molla	
• Comando manovra:	tripolare	
- n° circuiti di apertura a lancio di tensione:	2	
- n° circuiti di apertura a mancanza di tensione:	1	

- n° circuiti di chiusura:	1	
• Tensioni di alimentazione ausiliaria:		
• motore:	110 Vcc +10% -15%	
• bobine di apertura / chiusura:	110 Vcc +10% -15%	
• relè ausiliari:	110 Vcc +10% -15%	
• resistenza di riscaldamento/anticondensa	230V Vca	
• Linea di fuga isolatori:	25 mm/kV	
<p>➤ Trasformatori di corrente, isolati in gas SF6 200-400-800/5-5-5-5A 10VA cl.02 - 15VA cl. 5P20 - 15VA cl. 5P30 - 10VA cl.02</p>		
• Norme di riferimento	CEI EN 60044-1	
• Isolamento	SF6	
• Montaggio	esterno	
• Norme applicabili	CEI EN 60044-1	
• Tensione nominale	150 kV	
• Tensione massima di riferimento per l'isolamento	170 kV	
• Tensione di tenuta a impulso atmosferico	325 kV	
• Tensione di tenuta ad impulso	750 kV	
• Tensione nominale	150 kV	
• Tensione massima di riferimento per l'isolamento:	170 kV	
• Isolamento	carta-olio	
• Capacità	4000 µF	
• Fattore di tensione nominale (funzionamento x 30 s):	1.5	
• Tensione di tenuta a frequenza industriale:	325 kV	
<p>➤ Trasformatori di tensione capacitivi per misure e protezione:</p>		
• Norme di riferimento	CEI EN 60044-2	
• Tensione nominale	150 kV	
• Tensione massima di riferimento per l'isolamento:	170 kV	
• Isolamento	carta-olio	
• Capacità	4000 µF	
• Fattore di tensione nominale (funzionamento x 30 s):	1.5	
• Tensione di tenuta a frequenza industriale:	325 kV	

	20 kA	373 kV
• Tensione residua con onda 30/60 I/s a corrente di scarica di:	0,5 kA	277 kV
	1 kA	286 kV
	2 kA	297 kV
• Classe di scarica secondo IEC:	2	
• Corrente nominale di scarica:	10 kA	
• Valore di cresta della corrente per la prova di tenuta a impulso di forte corrente:	100 kA	
• Valore efficace della corrente elevata per la prova di sicurezza contro le esplosioni:	65 65 kA	
• Capacità d'assorbimento dell'energia:	7.8 kJ/kV	
• Linea di fuga isolatori:	25 mm/kV	
• Accessori:	Contascariche	
SEZIONE BT		
Per l'alimentazione in corrente alternata e in corrente continua dei servizi ausiliari della stazione di trasformazione 30/150 kV è previsto un sistema di distribuzione in corrente alternata e continua.		
SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CORRENTE ALTERNATA		
• Il sistema di distribuzione in corrente alternata sarà costituito da:		
o n. 1 gruppo elettrogeno	15 kW, 0,4 kV	
o n. 1 quadro di distribuzione	400 / 230 V c.a.	
• I carichi alimentati in corrente alternata saranno i seguenti:		
o impianti tecnologici di edificio (illuminazione e prese F.M., climatizzazione, rilevazione incendio, antintrusione)		
o impianto di illuminazione e prese F.M. area esterna		
o resistenze anticondensa quadri e cassette manovre di comando		
o Raddrizzatore e carica batteria		
o Motoriduttore C.S.C. TR AT/MT		
o Motori delle ventole di raffreddamento TR AT/MT.		
SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CORRENTE CONTINUA		
• Il sistema di distribuzione in corrente continua è costituito da:		
Una stazione di energia composta da:		

o n. 1 raddrizzatore carica batteria a due rami 110 V cc	
o n. 1 inverter con by pass completo di interruttori di distribuzione 230 V ac	
o n. 1 batteria di accumulatori al piombo, tipo ermetico, 110 V cc	
• Un quadro di distribuzione in corrente continua i cui carichi alimentati saranno i seguenti:	
o motori sezionatori AT, 110 V cc	
o motori interruttori AT e MT, 110 V cc	
o bobine apertura e chiusura, 110 V cc	
o segnalazione, comandi, allarmi dei quadri protezione, comando e controllo, 110 V cc.	
o i carichi in corrente alternata 230 V ac che non sopportano buchi di tensione, quali Scada e modem.	
2.2 SISTEMA PROTEZIONE, CONTROLLO, MISURE E TELECONTROLLO	
Quadro comando, protezioni e controllo costituito come di seguito descritti.	
SEZIONE PROTEZIONI AT	
Protezione a microprocessore avente le seguenti funzioni:	
• 50 protezione di massima corrente ad azione rapida;	
• 51 protezione di massima corrente ad azione ritardata;	
• 51N protezione di massima corrente omopolare ritardata	
• 27 protezione di minima tensione;	
• 59 protezione di massima tensione;	
• 59VD protezione di massima tensione omopolare;	
• 81 > protezione di massima frequenza;	
• 81 < protezione di minima frequenza;	
• 87C protezione differenziale Cavo	
• 21 protezione ad impedenza con telescatto	

Cavo FG7OH2M1 0,6/1kV

Cavi per energia e segnalazioni isolati in HEPR di qualità G7, non propaganti l'incendio senza alogeni e a basso sviluppo di fumi opachi. Cavi flessibili per posa fissa schermati a treccia di fili di rame.

(Conforme alla direttiva BT 2006/95/CE - Direttiva RoHS: 2002/95/CE)



Conduttore flessibile di rame rosso ricotto classe 5. Isolamento in HEPR di qualità G7. Guainetta in M1. Riempitivo in materiale non fibroso e non igroscopico compatibile. Schermo costituito da treccia di fili di rame rosso Guaina termoplastica qualità M1.

Tensione nominale U0	600 V
Tensione nominale U	1000 V
Tensione di prova	4000 V
Tensione massima Um	1200 V
Temperatura massima di esercizio	90°C
Temp. massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm ²	+250°C
Temp. massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm ²	+220°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C
Temp. minima di installazione e maneggio	0°C

Norme di riferimento

CEI 20-13, CEI 20-38	CEI EN 60332-1-2 CEI EN 50267-2-1
CEI UNEL 35382 - 35384	CEI EN 61034-2 CEI 20-37/4-0
CEI EN 50266-2-4 (CEI 20-22 III)	

Condizioni di impiego

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Per posa fissa in aria libera, in tubo o canaletta, su muratura e strutture metalliche o sospesa. Nei luoghi nei quali, in caso d'incendio, le persone presenti siano esposte a gravi rischi per le emissioni di fumi, gas tossici e corrosivi e nelle quali si vogliono evitare danni alle strutture, alle apparecchiature e ai beni presenti o esposti, adatti per alimentazione di uscite di sicurezza, segnalatori di fumi o gas, scale mobili, adatti anche per posa interrata diretta o indiretta.

Colori anime

Bipolare: blu • marrone
Tripolare: marrone • nero-grigio o GV • blu • marrone
Quadrupolare: blu • marrone • nero • grigio (o GV al posto del blu)
Pentapolare: GV • blu • marrone • nero • grigio (senza GV 2 neri)
Multipoli per segnalazione: neri numerati + GV

Colori guaina

Verde

Figura 5-20 Caratteristiche tecniche Cavo Solare

5.2. Cavi BT di potenza, segnalazione, misura e controllo

I collegamenti in Bt saranno realizzati con cavi non propaganti l'incendio a bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi in caso di incendio (CEI 20-45) e presenteranno le seguenti caratteristiche tecniche:

FG21M21

Cavi unipolari per impianti fotovoltaici e solari, isolati con miscela elastomerica di qualità G21, sotto guaina elastomerica di qualità M21, esenti da cloruri. Cavi conduttori flessibili per posa fissa, non propaganti la fiamma ed a basso sviluppo di fumo, con prova di durata 20.000 h/120°C.

Single core cables, for photovoltaic and solar system use, insulated in type G21 elastomeric compound and M21 elastomeric compound sheathed. Flame retardant, halogen free and low smoke flexible cables for fixed laying. Lifetime testing 20,000 h/120°C.

NORME / STANDARDS	APPROVAZIONI / APPROVALS	CONFEZIONAMENTO / PACKAGING
CEI 20-91/02/2010 BSI IEC 60505-1 BSI IEC 60216-1 BSI IEC 60216-2	1 - Rame strazato flessibile Classe 5 CEI EN 60228 2 - Miscela elastomerica G21 LSCH 3 - Miscela elastomerica M21 LSCH	1 - Flessibile filo plattato rame classe 5 CEI EN 60228 2 - LSCH Rubber compound type G21 3 - LSCH Rubber compound type M21

CARATTERISTICHE

Colore guaina:	Nero, rosso, blu
Temperatura di esercizio:	-40°C + +90°C sul conduttore
Temperatura di sovraccarico:	120°C sul conduttore
Durata:	>25 anni
Tensione nominale:	U₀/U AC 0,6/1 kV U₀/U DC 0,9/1,5 kV
Temp. max di corto circuito:	250°C sul conduttore (durata max. 5 secondi)
Raggio min di curvatura:	4 x diametro esterno del cavo
Temp. min di installazione:	-25°C
Max sforzo di tiro durante la posa:	50 N/mm²

Figura 5-21 Caratteristiche tecniche Cavo BT per Cablaggi

5.3. I cavi MT

I cavi di energia in corrente alternata MT (30 kV) saranno trifasi del tipo unipolare con conduttore a corda rotonda compatta in alluminio da 18/30 kV del tipo ARE4H5EX idonei per tale tipo di applicazione. I cavi di energia saranno posati nel terreno protetti da appositi copri cavi con pozzetti di ispezione intervallati ogni 40-50 m. ed in corrispondenza di ogni cambio di direzione. All'interno delle cabine i cavi saranno posati in cunicoli e/o su canaline. I cavi in MT all'interno di ciascun campo che escono dalle cabine inverter/trasformazione e giungono alle cabine di parallelo saranno in alluminio del tipo ARE4H5EX 18/30 kV e avranno sezioni 1x(3x1)x240 mmq. I cavi che dalle 3 cabine di parallelo MT andranno verso la SE di Utenza saranno del tipo ARE4H5EX 18/30 kV e avranno sezioni 1x(3x1)x400 mmq. I cavi MT avranno le seguenti caratteristiche:

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5EX COMPACT

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV


Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo
Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno
Mescola estrusa
Isolante
Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
Semiconduttivo esterno
Mescola estrusa
Rivestimento protettivo
Nastro semiconduttore igrospandente
Schermatura
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)
Guaina
Polietilene; colore rosso (qualità DMP 2)
Marcatura
PRYSMIAN (**) ARE4H5EX <tensione> <sezione>
<fase 1/2/3> <anno>

(**) sigla sito produttivo
Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni
Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei
Terminali
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Giunti
ECOSPEED™ (pag. 140)



Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design
Core
Compact stranded aluminium conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded compound
Insulation
Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)
Outer semi-conducting layer
Extruded compound
Protective layer
Semiconductive watertight tape
Screen
Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)
Sheath
Polyethylene; red colour (DMP 2 type)
Marking
PRYSMIAN (**) ARE4H5EX <rated voltage> <cross-section>
<phase 1/2/3> <year>

(**) production site label
Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications
According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories
Terminations
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Joints
ECOSPEED™ (pag. 140)

Figura 5-22 Caratteristiche tecniche Cavo MT per trasporto energia

Di seguito si riporta il report delle tratti di cavi in MT:

5.3.1. CAMPO 1 e CAMPO 2

CAMPO	COLLEGAMENTO CAVIDOTTO	LUNGHEZZA (m)	PORTATA NOMINALE Iz (A)	Corrente Nominale In (A)	POTENZA APPARENTE (kVA)	CADUTA DI TENSIONE (%)	SEZIONE CAVO (mmq)
1	da PS1 a Cab//1	114	426	66,82	3472,22	0,01	3x(1x240)
1	da PS2 a Cab//1	282	426	66,82	3472,22	0,02	3x(1x240)
1	da PS3 a Cab//1	401	426	66,82	3472,22	0,03	3x(1x240)
1	da PS4 a Cab//1	605	426	66,82	3472,22	0,04	3x(1x240)
1	da PS5 a Cab//1	456	426	66,82	3472,22	0,03	3x(1x240)
1	da PS6 a Cab//1	277	426	66,82	3472,22	0,02	3x(1x240)
2	da PS1 a Cab//2	72	426	73,49	3818,89	0,01	3x(1x240)
1	Da Cab //1 a SE di UTENZA	7300	680	395,59	20555,56	3,4	1X(3X1)x400
2	Da Cab //2 a SE di UTENZA	1000	426	73,49	3818,89	0,25	1X(3X1)x185

5.4. CAVIDOTTO AT 150 KV

5.4.1. Descrizione dell'opera.

Al fine di connettere l'impianto fotovoltaico di progetto alla Rete Elettrica Nazionale RTN come da preventivo di connessione rilasciato da Terna SPA – STMG cod. id. 201900981 – regolarmente accettata dal proponente dell'iniziativa, sarà necessario realizzare un cavidotto in AT a 150 kV , singola terna che colleghi Stazione di condivisione/trasformazione 30/150 kV alla sezione 150kV della stazione di trasformazione di Terna "Rotello" è stato previsto un collegamento in cavo 150kV che segue prevalentemente la strada esistente per circa 1150 m. Il cavidotto in AT a 150 kV in singola terna sarà ubicato nel Comune di Rotello (Cb). Esso si dipartirà dalla barra 150 kV della stazione di condivisione/trasformazione 150 kV che verrà ubicata in località Piano Palazzo del comune di Rotello al F. 45 p. 185 e raggiungerà lo stallo di connessione assegnato da Terna. Esso avrà una lunghezza media di circa 1200 metri e sarà posato quasi per intero lungo la strada comunale che dalla sottostazione elettrica di trasformazione di Utenza porta sino foglio F. 30 p. 58 del Comune di Rotello ove sarà previsto la realizzazione del potenziamento della SE Rotello mediante inserimento di un nuovo ATR 250MVA 380/150kV e relativi stalli di collegamento alle sezioni 380kV e 150kV della stazione SE Rotello come da STMG cod. prat. 201900981 rilasciata al produttore. Solo l'ultimo tratto del cavidotto in AT prima dell'arrivo allo stallo di connessione assegnato da Terna Spa percorrerà per circa 270 metri le particelle 58 del Foglio 30 di Rotello. Tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente locale, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. Non vengono attraversati canali e corsi d'acqua. Una parte del cavidotto in AT ricade nel vincolo idrogeologico, inevitabile in quanto tutta la sottostazione RTN 380/150 kV ricade in tale vincolo pertanto sarà necessario acquisire il parere da parte del Servizio Valorizzazione e Tutela Economia Montana e delle Foreste della Regione Molise.

5.4.2. Caratteristiche tecniche del cavo in AT

Scopo del presente paragrafo è quello di fornire le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che verranno utilizzati per il collegamento in alta tensione.

Caratteristiche elettriche

Le caratteristiche elettriche principali del sistema elettrico in alta tensione sono:

- sistema elettrico 3 fasi
- frequenza c.a. 50 Hz
- tensione nominale 150 kV
- tensione massima 170 kV
- categoria sistema A

5.4.3. Tensione di isolamento del cavo

Dalla tab.2.1.06 della norma CEI 11-17 in base a tensione nominale e massima del sistema la tensione di isolamento U_0 corrispondente è 87 kV. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito massima temperatura di esercizio è di 90°C mentre quella di cortocircuito è di 250°C.

Caratteristiche funzionali e costruttive

I cavi in progetto, con isolamento in XLPE e conduttore in alluminio di sezione pari a 1600 mm², sono formati secondo il seguente schema costruttivo (tabella tecnica TERNA UX LK101):

- Conduttore a corda rigida rotonda, compatta e tamponata di alluminio;
- Schermo semiconduttore;
- Isolante costituito da uno strato di polietilene reticolato estruso insieme ai due strati semiconduttivi;
- Schermo semiconduttore;
- Dispositivo di tamponamento longitudinale dell'acqua;
- Schermo metallico, in piombo o alluminio, o a fili di rame ricotto o a fili di alluminio non stagnati opportunamente tamponati, o in una loro combinazione e deve contribuire ad assicurare la protezione meccanica del cavo, assicurare la tenuta ermetica radiale, consentire il passaggio delle correnti corto circuito;
- Rivestimento protettivo esterno costituito da una guaina di PE nera e grafitata.

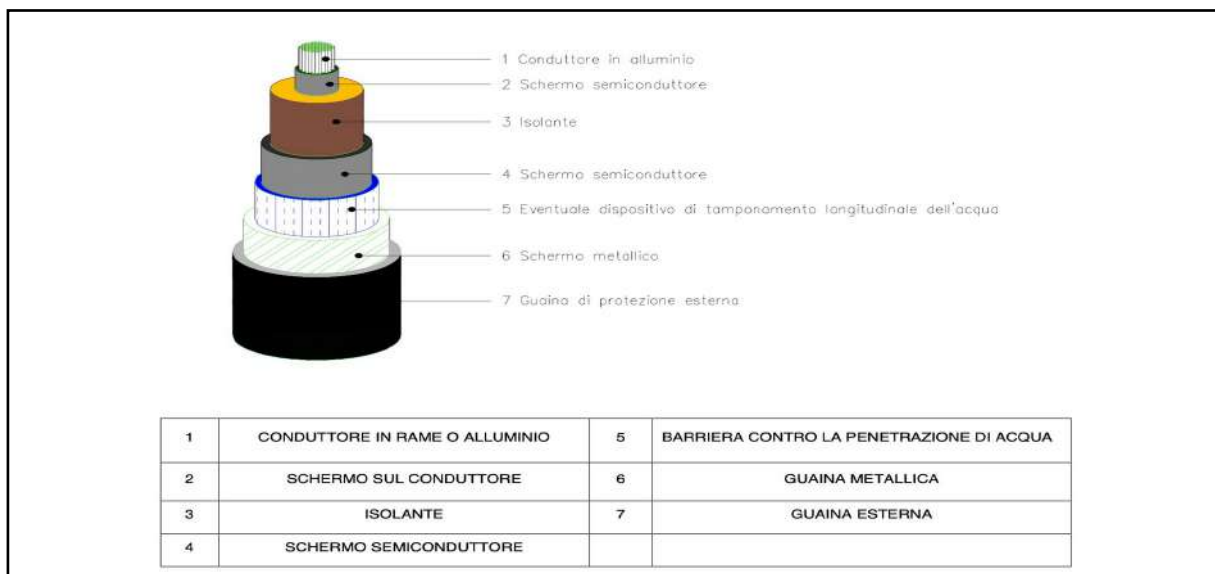


Figura 5-23 caratteristiche tecniche Cavo AT per trasporto energia

La tipologia di posa standard prevede la posa in trincea, con disposizione dei cavi a "Trifoglio" o in "Piano" (per l'elettrodotto in cavo interrato in esame è prevista la posa a "trifoglio"),

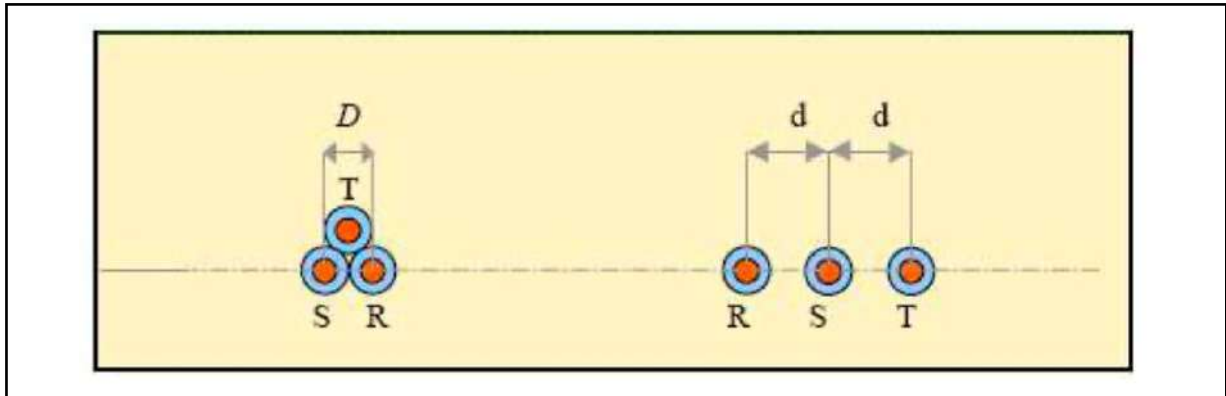


Figura 5-24 Modalità di posa cavo AT

secondo le modalità riportate nel tipico di posa contenuto nell'elaborato Particolari costruttivi di cui sintetizziamo gli aspetti caratteristici. I cavi saranno posati mediante uno scavo in trincea della larghezza di 0,7 m ad una profondità standard di -1,7 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca. cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40, sopra il quale la quale sarà posata una lastra di protezione in C.A. Ulteriori lastre saranno collocate sui lati dello scavo, allo scopo di creare una protezione meccanica supplementare. La restante parte della trincea sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto, di idonee caratteristiche.

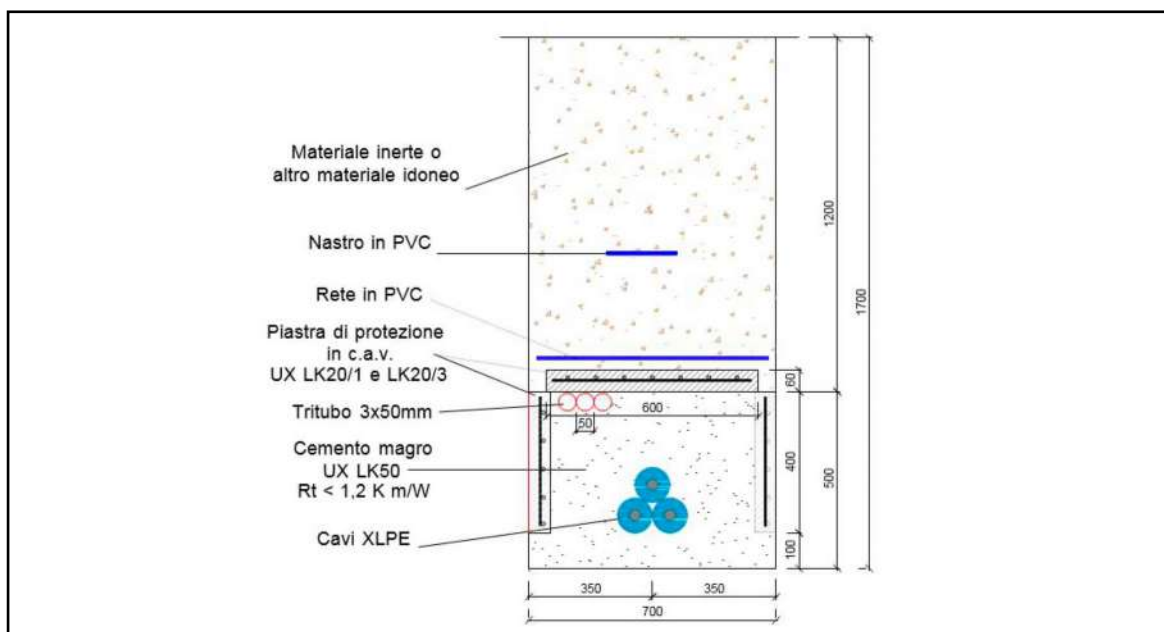


Figura 5-25 Particolare di Posa Cavidotto AT

6. Contatori di energia

Il sistema di misura ufficiale sarà composto da uno o più contatori statici collegati in inserzione indiretta. I cavi di collegamento saranno attestati su una o più morsettiere sigillabili, secondo prescrizioni del GSE. Il contatore/i contatori saranno installati in quadri dedicati. L'intero sistema di misura, conforme ai requisiti della Norma CEI 0-16, sarà completo di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF. Il contatore sarà predisposto per la telelettura da remoto ed il collegamento con il sistema centrale di acquisizione dell'energia sarà gestito secondo le procedure del Distributore di Rete. In ogni caso nella cabina di conversione sarà prevista una stazione di misura dell'energia che sarà utilizzata per il controllo della produzione di ogni singolo campo.

7. Interfaccia di rete

Per motivi di sicurezza, per il collegamento in parallelo alla rete pubblica l'impianto sarà provvisto di protezioni che realizzano la supervisione di rete e ne impediscono il funzionamento in isola elettrica, così come previsto dalla norma CEI 11-20 e dalle prescrizioni del distributore di rete

L'impianto FV sarà quindi dotato di un relè di protezione d'interfaccia che ne provocherà il distacco dalla rete pubblica e l'arresto degli inverters qualora uno dei parametri si discosti dai valori ammessi definiti di seguito:

- - minima tensione: $0,8 V_n$ (tempo di intervento 0,2 s);
- - massima tensione: $1,2 V_n$ (tempo di intervento 0,15 s);
- - minima frequenza 49,7 Hz (tempo di intervento 0,0 s) (senza ritardo intenzionale);
- - massima frequenza: 50,3 Hz (tempo di intervento 0,0 s) (senza ritardo intenzionale).

Il dispositivo di interfaccia sarà di tipo unico costituito da un interruttore che interrompe la linea trifase in uscita; all'interruttore sono asservite le protezioni sulle grandezze elettriche già menzionate secondo i valori di funzionamento indicati precedentemente.

L'utilizzo dell'apparecchiatura di protezione del dispositivo di interfaccia sono imposte dalle normative vigenti e dalle prescrizioni del gestore di rete; il loro utilizzo è pertanto indispensabile per la connessione in rete dell'impianto.

8. Protezioni d'impianto

L'impianto sarà dotato delle protezioni seguenti:

- - contro le sovratensioni indotte di origine atmosferica;
- - contro il primo guasto a terra;
- - contro i contatti diretti ed indiretti;
- - contro i sovraccarichi;

- - contro i cortocircuiti;
- - contro l'effetto isola elettrica.

Sarà inoltre realizzata la connessione con la maglia di terra dell'impianto, secondo norme CEI. La protezione di tutto l'impianto FV contro i fulmini verrà analizzata in fase di progetto esecutivo, in base ad una valutazione del numero dei fulmini che ogni anno interessa la zona per chilometro quadrato, nonché in base alle strutture presenti in zona.

9. Rete di terra

L'impianto sarà dotato di rete di terra estesa a tutte le aree in cui sono ubicate strutture metalliche. Le strutture di sostegno dei moduli FV saranno collegate a terra con conduttore di sezione non inferiore a 16 mmq con guaina di colore giallo-verde. La rete disperdente sarà realizzata con elementi di ferro zincato posti ad una profondità di circa 1 m la cui estensione sarà legata a prove in situ di resistività del terreno. L'impianto di terra sarà realizzato nel rispetto delle leggi vigenti, in particolare delle Norme CEI 11-1 e 11-37, ed alle prescrizioni del D.M. n° 37 del 22/01/08. L'impianto di terra dovrà essere verificato e collaudato con rilascio del Certificato di Conformità da parte dell'installatore. Il certificato di collaudo dovrà riportare in dettaglio le caratteristiche e la configurazione dell'impianto stesso. Copia del collaudo sarà inviata all'Autorità Ispettiva locale.

10. Sistemi di controllo e monitoraggio

L'impianto sarà dotato di una cabina di monitoraggio, misura e controllo sistemata nei pressi della stazione elettrica MT/AT. Alla cabina confluiranno i dati che verranno acquisiti da ciascuna cabina di sottocampo compreso eventuali allarmi. I principali parametri: potenza di campo, tensione, corrente, energia prodotta, ore di funzionamento, irraggiamento, temperatura ambiente, ecc, saranno visualizzati su monitor dedicati, uno per ogni campo, in modo da avere la visione completa dello stato di funzionamento dell'impianto. In caso di valori che si discostano dalla media ed in caso di fuori servizio saranno riportati sugli schermi i relativi allarmi. Poiché l'impianto non sarà presidiato, gli allarmi saranno trasmessi a distanza anche mediante sistemi GSM o rete internet. Il Sistema di Acquisizione Dati (SAD) avrà la funzione di misurare, visualizzare e memorizzare le principali grandezze elettriche, nonché gli eventi caratteristici dell'impianto fotovoltaico.

Il sistema di acquisizione è costituito da un circuito a microprocessore chiamato Data Logger, in grado di eseguire l'acquisizione delle grandezze meteorologiche ed operative dell'impianto fotovoltaico. Il Data Logger si interfaccia con un PC supervisore tramite linea seriale RS232 o linea LAN, per la visualizzazione on line dello stato dell'impianto e lo scarico dei dati storici. Il Data Logger monitorizza, tramite linea RS485 (Modbus) i tre inverter e le cassette di parallelo stringhe di ciascuna cabina di sottocampo.

Il sistema acquisisce tramite il data logger e rende disponibili, le seguenti grandezze e stati di funzionamento:

- tensione del campo fotovoltaico
- corrente del campo fotovoltaico

- potenza lato corrente continua
- corrente di uscita
- potenza attiva erogata dall'inverter
- energia attiva giornaliera
- energia attiva totale
- tempo totale di erogazione
- frequenza della rete locale
- funzionamento automatico dell'inverter
- allarme temperatura
- stand by inverter
- blocco inverter
- guasto a terra
- presenza tensione sulla rete locale
- intervento protezione interfaccia rete locale
- Temperatura ambiente
- Irraggiamento

11. Connessione alla rete elettrica nazionale

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e rete idrica con la delibera ARG/elt99/08 (TICA) e s.m.i. stabilisce le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Il campo di applicazione è relativo anche ad impianti di produzione e si prefigge di individuare il punto di inserimento e la relativa connessione, dove per inserimento s'intende l'attività d'individuazione del punto nel quale l'impianto può essere collegato, e per connessione s'intende l'attività di determinazione dei circuiti e dell'impiantistica necessaria al collegamento.

L'impianto fotovoltaico della società SR PROJECT 5 s.r.l. avrà una potenza installata in AC di 22,86 MW, ed il proponente ha ricevuto nella comunicazione Terna **TERNA/P2019 0076391** un preventivo di connessione (Codice Pratica **201900981**) per una potenza complessiva di 22,86 MW, da Terna S.p.A, che stabilisce come soluzione di connessione il collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Rotello. Si precisa che, la comunicazione citata è in capo alla società M.E. FREE srl e che è stata eseguita una voltura della pratica della connessione, in base alla quale

la società SR PROJECT 5 srl ha ricevuto la titolarità della pratica. Terna Spa ha comunicato a mezzo **pec prot. 72282 in data 17/09/2021 (Allegata alla presente relazione) alla società SR Project 5 Srl** oltre alla planimetria della Stazione Elettrica (SE) RTN a 380/150 kV dalla quale si evince l'ubicazione dello stallo assegnato, che: " **Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con le iniziative codice pratica 201901018 della Vs. società, codice pratica 201901558 della società EG Helios S.r.l., codice pratica 201901325 della società Sonnedix Santa Chiara S.r.l., codice pratica 202001830 della società Sorgenia Renewables S.r.l., con ulteriori utenti della RTN**". A seguito di tale comunicazione le società SR Project 5 Srl , EG Helios S.r.l., Sonnedix Santa Chiara S.r.l., Sorgenia Renewables S.r.l." hanno sottoscritto in data 29/09/2021 un accordo di condivisione "Accordo utilizzo sottostazione di collegamento a se RTN 380/150 kv di ROTELLO e condivisione stallo terna in se RTN 380/150 kv di Rotello " (Allegato alla presente relazione tecnica) e dato incarico alla società INSE Srl per la progettazione delle opere di rete richieste da Terna , della stazione di condivisione a 150 kV e delle relative stazioni utenti MT/AT di ciascun produttore. A seguito della progettazione il progetto delle opere di rete è stato inviato a Terna per essere benestariato con comunicazione del 26/10/2021 . (Allegato alla presente relazione tecnica).

11.1 Descrizione delle Opere RTN

La società Terna S.p.a. ha ricevuto la richiesta di connessione sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per l'energia elettrica prodotta da impianti di produzione di energia elettrica di tipo rinnovabile da ubicare nel Comune di Rotello. Gli impianti sono di proprietà delle società, di seguito indicate, a cui Terna ha rilasciato le seguenti STMG:

- -SR PROJECT 5 SRL : Progetto Ururi-Rotello STMG 201900981 - potenza in immissione in ac=22.86MW
- -SR PROJECT 5 SRL : Progetto San Martino in Pensilis-Rotello - STMG 201901018 potenza in immissione in ac = 63,24 MW
- - SONNEDIX SANTA CHIARA: Progetto Santa Croce di Magliana -Rotello STMG 2019001325 potenza in immissione in ac= 65,34 MW
- - ENFINITY SOLARE SRL: Progetto San Martino in Pensilis STMG 201901558 Potenza in immissione in ac= 47,5 MW
- - SORGENIA RENEWABLES: Progetto Rotello STMG 202001830 Potenza immissione in ac=23,1 MW

Terna ha indicato per le STMG la stessa modalità di connessione che prevede la immissione dell'energia prodotta dagli impianti sulla sezione a 150 kV della esistente stazione di trasformazione 380/150 kV di "Rotello" di Terna. Inoltre, ha richiesto l'inserimento di un nuovo autotrasformatore ATR 380/150 kV della potenza di 250 MVA e la realizzazione di un nuovo stallo dedicato a 150 kV per l'arrivo in cavo della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile dei suddetti produttori.

Pertanto, pur trattandosi di procedimenti autorizzativi distinti, Terna ha richiesto la condivisione di un unico collegamento a 150 kV da realizzare su uno degli stalli della stazione di trasformazione 380/150kV "Rotello", da condividere con le iniziative in fase di sviluppo delle società.

Inoltre, Terna ha trasmesso ai suddetti proponenti in formato digitale copia della documentazione progettuale, riferita alle STMG rilasciate, da inserire all'interno dell'iter autorizzativo degli impianti di produzione ai sensi del D.lgs 387/03; nonché ha indicato gli ulteriori documenti da produrre per il rilascio del benestare di sua competenza.

In particolare, la produzione di energia elettrica dai singoli impianti di produzione sarà trasportata, mediante cavi interrati a 30 kV, nelle stazioni di trasformazione 30/150 kV di ciascun produttore ed immessa su un sistema di sbarre a 150 kV condiviso da tutti i produttori sopraindicati.

Detto sistema di sbarre condiviso sarà collegato alle sbarre 150 kV della stazione di trasformazione di Terna di Rotello 380/150 kV mediante un cavo interrato 150 kV.

Il progetto prevede la realizzazione di sei stazioni elettriche indipendenti che sono:

- Stazione di condivisione costituito da un sistema di sbarre a 150 kV con isolamento in aria e da un montante per l'arrivo del cavo interrato a 150 kV Terna; alle sbarre 150 kV si conetteranno le stazioni di trasformazione dei singoli produttori di cui in premessa.
- N.5 stazioni di trasformazione 30/150 kV (n.2 per SR PROJECT 5 Srl, n.1 per ENFINITY SOLARE SRL, N.1 per SONNEDIX SANTA CHIARA); n.1 per SORGENIA RENEWABLES).

Le suddette stazioni sono indipendenti funzionalmente e, se pur confinanti, sono divise fisicamente mediante recinzioni, vedi elaborato BS248-EU03-D "Lay-out SE condivisa/trasformazione 30/150 kV". Il progetto del collegamento elettrico dei suddetti impianti di produzione alla RTN prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- a) Rete in cavo interrato in MT dagli impianti di produzione alle stazioni di trasformazione MT/150 kV;
- b) Stazioni elettriche di trasformazione/condivisione MT/150 kV dei produttori sopra indicati;
- c) n. 1 cavo interrato a 150 kV dalla stazione di trasformazione/condivisione alla stazione di trasformazione 380/150 kV "Rotello" di Terna;
- d) n.1 stallo di arrivo della linea RTN 150kV da realizzarsi all'interno della SE 380/150kV Rotello;
- e) Potenziamento della SE Rotello mediante inserimento di un nuovo ATR 250MVA 380/150kV e relativi stalli di collegamento alle sezioni 380kV e 150kV della stazione SE Rotello.

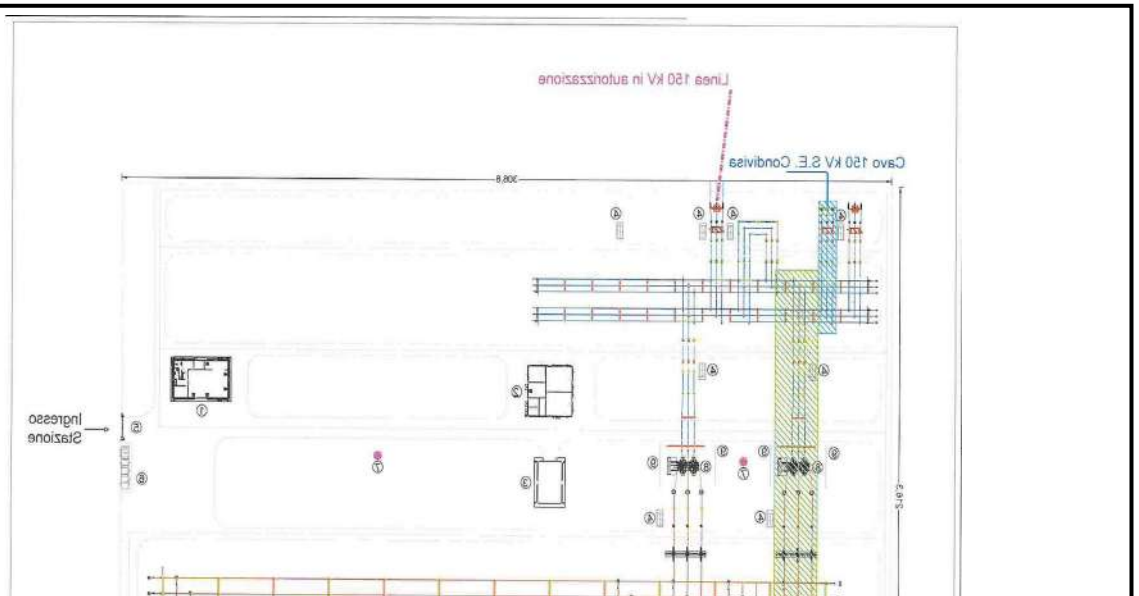
Dette opere dovranno essere progettate ed inserite nel Piano Tecnico delle Opere (PTO) da presentare alle amministrazioni competenti per le necessarie autorizzazioni alla realizzazione ed all'esercizio.

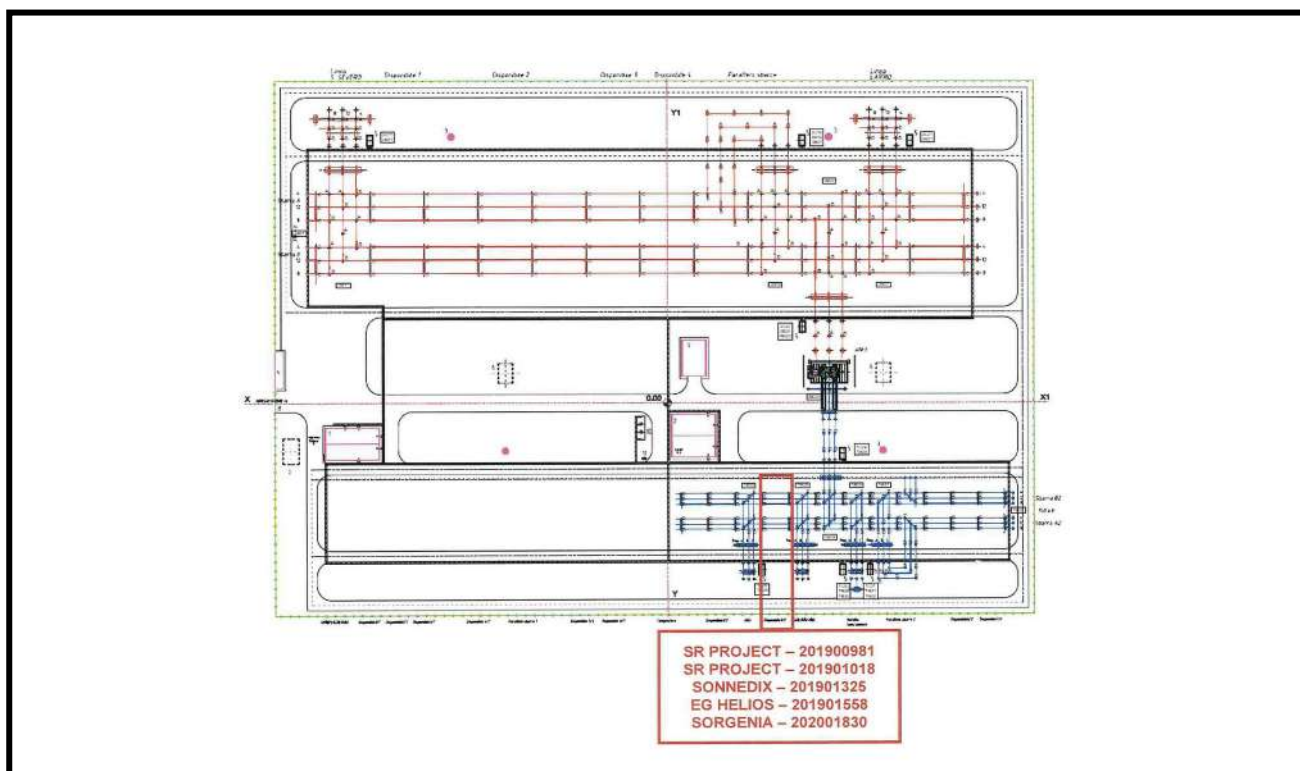
Le opere di cui ai punti a), b), c) costituiscono opere di utenza dei proponenti, mentre le opere di cui ai **punti d) e e)** costituiscono opere di rete (RTN), le cui autorizzazioni, che saranno rilasciate ai proponenti con Autorizzazione Unica (AU) ai sensi delle L.387, saranno in seguito volturate a Terna S.p.a.

Tutto quanto sinteticamente sopra indicato risulta dettagliatamente descritto negli elaborati facenti parte del progetto definitivo inviato per il benestare di Terna.



Nella figura disopra riportata è rappresentata in verde l'area destinata all'inserimento dell'ATR e il futuro stallo a 150 kV destinato ai produttori di cui sopra.





STALLO LINEA IN CAVO 150 kV – STATO DI PROGETTO

L’allacciamento della nuova stazione “condivisa” 150 kV di Rotello alla stazione elettrica esistente 380/150 kV di Rotello di TERNA sarà realizzato, come già esposto in premessa, con un nuovo tratto di linea in cavo interrato a 150 kV. Lo schema di tali collegamenti è **evidenziato lo stallo destinato ai produttori**, è rappresentata la disposizione delle apparecchiature, le cui caratteristiche sono le seguenti:

-il "montante linea" (o "stallo linea") sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure;

-i cavi afferenti si attesteranno su terminali per cavi in XLPE.

MONTANTE 380/150 KV – STATO DI PROGETTO

Il macchinario principale è costituito da n° 1 autotrasformatore 400/150 kV le cui caratteristiche principali sono:

Potenza nominale 250 MVA

Tensione nominale	400/150 KV
Vcc%	13%
Commutatore sotto carico gradini	Variazione del +- 10% Vn con + 5 e -5
Raffreddamento	ONAF
Gruppo	YnaO
Potenza sonora	95 db (A)

LE APPARECCHIATURE

Le principali apparecchiature, costituenti l'ampliamento dell'impianto esistente, sono: interruttori, sezionatori per connessione delle sbarre AT, sezionatori sulla partenza linee con lame di terra, scaricatori di sovratensione ad ossido metallico a protezione dell'autotrasformatore trasformatori di tensione e di corrente per misure e protezioni.

Le principali caratteristiche tecniche complessive della stazione saranno le seguenti:

Tensione massima sezione 380 kV Tensione massima sezione 150 kV Frequenza nominale

Correnti limite di funzionamento permanente:

Stallo	ATR 380 kV
Sbarre	150 kV
Stalli linea	150 kV
Stallo di parallelo sbarre	150 kV
Stallo ATR	150 kV

Potere di interruzione interruttore 380 kV

Potere di interruzione interruttori 150 kV

Corrente di breve durata	380 kV
Corrente di breve durata	150 kV

Condizioni ambientali limite -24°C/+ 40°C

Salinità di tenuta superficiale degli isolamenti:

Elementi. 380 kV	40g/l
------------------	-------

Elementi 150 kV	56 g/l
-----------------	--------

MOVIMENTI DI TERRA

Nella stazione elettrica esistente, già sono state previste le opere civili riguardanti le fondazioni delle apparecchiature nella massima configurazione della stazione, pertanto, non sono previste, per la realizzazione del nuovo stallo e dell'inserimento dell'ATR, attività riguardanti movimenti di terra, ovvero preparazione del terreno e degli scavi necessari alla realizzazione delle opere di fondazione (edifici, portali, fondazioni apparecchiature, torri faro, etc.).

RUMORE

Nella stazione elettrica saranno presenti macchinari statici, che costituiscono una modesta sorgente di rumore e apparecchiature elettriche che costituiscono fonte di rumore esclusivamente in fase di manovra.

Il rumore sarà, quindi, prodotto in pratica dalla unità di trasformazione 380/150kV e dal relativo impianto ausiliario (raffreddamento).

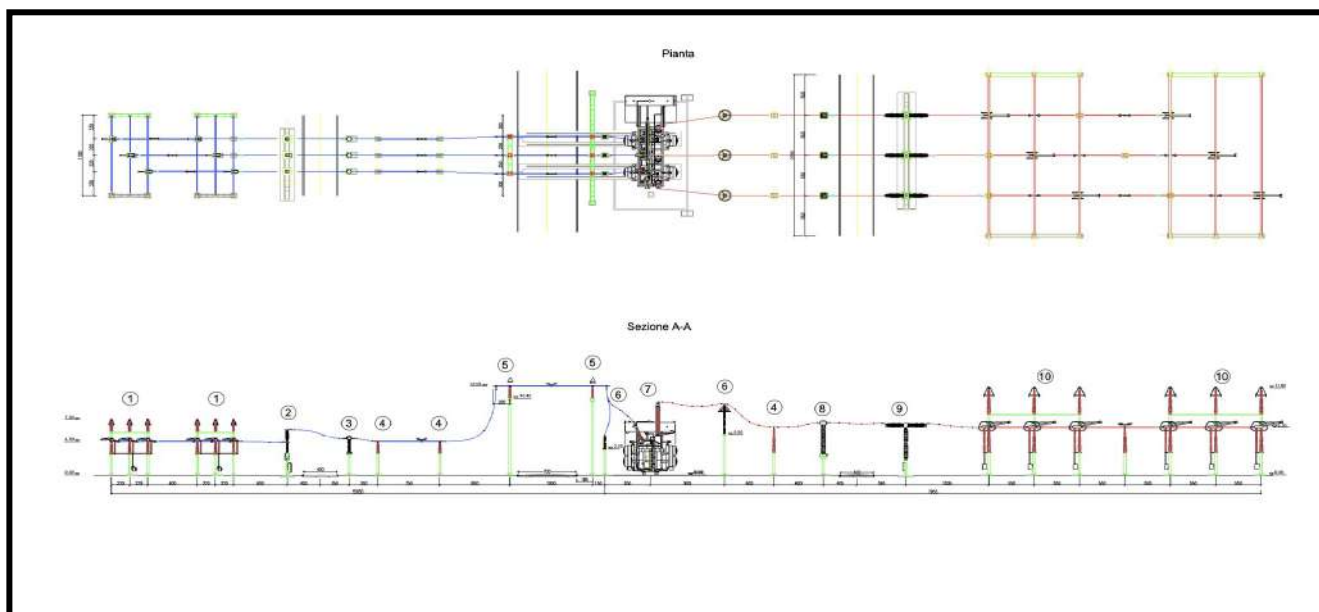
La macchina che verrà installata nella nuova stazione elettrica sarà un autotrasformatore 400/150 kV a bassa emissione acustica.

Il livello di emissione di rumore sarà, in ogni caso, in accordo ai limiti fissati dal D.P.C.M. 1 marzo 1991 e dal D.P.C.M. 14 novembre 1997 in corrispondenza dei recettori sensibili, secondo le indicazioni della legge quadro sull'inquinamento acustico (Legge n. 477 del 26/10/1995).

L'impianto sarà, inoltre, progettato e costruito secondo le raccomandazioni riportate nei par. 3.1.6 e 8.5 della Norma CEI 11 -1.

STIMA DEI TEMPI DI REALIZZAZIONE

La durata di realizzazione della stazione è stimata in 12 mesi (v. elaborato AS248-ET14-E "Programma cronologico dei lavori"). In ogni caso, in considerazione dell'urgenza e della importanza dell'opera, potranno essere intraprese tutte le azioni volte ad anticipare il più possibile il completamento dell'impianto e la conseguente messa in servizio.



Pianta e sezione opere da realizzare all'interno della stazione esistente RTN 380/150 kV di Rotello.

12. OPERE CIVILI

Per accedere al sito, per le operazioni di cantiere e per il funzionamento dell'impianto non sono necessarie opere sul sistema viario pubblico esistente, che è già ampiamente adeguato. Le principali opere civili consisteranno pertanto in:

- montaggio Strutture di Sostegno e fondazioni
- realizzazione della viabilità interna con strade sterrate
- realizzazione trincee per i cavi 30kV
- trincee per la raccolta acque piovane - vasca raccolta acque piovane
- realizzazione della recinzione
- movimentazione terra per piccoli scavi vari e per appianamenti
- opere civili sottostazione SE di Utenza

11.1. Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici sono caratterizzate dai seguenti elementi: Pilastrini montati – Profilo HEB con altezza totale di 140 mm.

Trave Principale – Profilo scatolare di sezione 150 mm x 150 mm, spessore 3 mm
 Trave secondaria – binari fissaggi moduli – profilo a C 215x80 mm spessore 4 mm.
 Il passo ed il numero di binari è funzione della tipologia di moduli impiegati.

Modello inseguitore	Nr. Moduli montati IN CONFIGURAZIONE 2P	Lunghezza inseguitore	Altezza dal Suolo dell'asse ruotante dell'inseguitore]	Altezza totale struttura dal suolo con 2 moduli in portrait -max inclinazione +/- 55°	Franco libero dal suolo con moduli inclinati di +/- 55°
HORIZON-NX GEMINI	52	29,5 m.	2,29 m.	3,55 m.	1 m.
HORIZON-NX GEMINI	78	44,1 m.	2,29 m.	3,55 m.	1 m.
HORIZON-NX GEMINI	104	58,7 m.	2,29 m.	3,55 m.	1 m.

Gli inseguitori mono-assiali utilizzati avranno in base al numero di moduli su di essi montati avranno le seguenti dimensioni:



Figura 12-26 Particolare Tracker Horizon-NX Gemini



Figura 12-27 Inseguitore Monoassiale NX Horizon Gemini-Rappresentazione struttura realizzata

Le fondazioni portanti di tali strutture saranno realizzate con pali a vite. Gli screw piles sono pali prefabbricati in acciaio dotati di una o più eleiche che vengono avvitati nel terreno per mezzo di semplici apparecchiature che possono essere montate sulle più comuni macchine operatrici. Questo fa sì che nel fase di realizzazione delle fondazioni degli inseguitori monoassiali (tracker) il cantiere è quasi assente e questo comporta un enorme vantaggio quando si opera in ambiente rurale come quello di Casalpiano nel comune di San Martino in Pensilis lontano dai punti di rifornimento delle materie prime. Inoltre l'operazione di avvitatura dei pali ad eleiche risulta molto rapida e quindi riduce i tempi di durata del cantiere notevolmente.



Figura 12-3 Macchina Operatrice per fissaggio supporti strutture

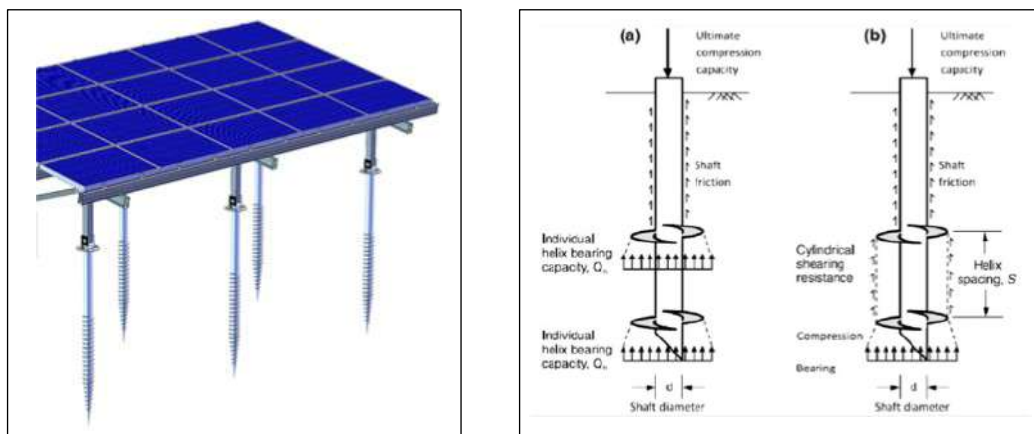


Figura 12-4 Sistema fissaggio strutture a viti

Le tipologie più comuni e maggiormente reperibili sul mercato presentano una lunghezza tra 1,5 metri e 3 metri con diametri da 77 a 130 millimetri ed eliche il cui diametro può attestarsi tra i 80 e i 250 millimetri. Tale tipologia di palo è adeguata per resistere sia a sforzi di compressione che di trazione e perciò consente alla fondazione di sopportare anche momenti ribaltanti. Data la possibilità inoltre di rimuovere e riutilizzare tali elementi, gli screw piles si ritengono convenienti per le fondazioni di impianti leggeri quali quelli di terra posti in opera in tempi brevi e dotati di una certa vita operativa medio lunga. Il meccanismo resistente di tali elementi si compone essenzialmente di tre contributi:

- Sotto l'elica di base si genera un meccanismo di portata alla punta, simile a quello che si genera nei normali pali trivellati in conglomerato cementizio armato;
- Lungo il fusto in acciaio del palo si genera per semplice attrito acciaio-terreno una componente di portata laterale, direttamente proporzionale alla superficie laterale del palo;
- Quando è presente più di una elica il terreno compresso tra di esse è vincolato a resistere alle azioni insieme al palo, che dunque riesce a sviluppare un cilindro di terreno compresso tra le due eliche in grado di accrescere il diametro del fusto fino a un valore pari al diametro dell'elica;

Insieme alla elevata portanza di punta (frutto dell'elevata superficie dell'elica), è proprio quest'ultima caratteristica la peculiarità di tale tipologia di palo. Meccanismi resistenti del genere si sviluppano anche quando il palo è soggetto a sforzi di trazione. Per sfruttare al massimo le potenzialità degli screw piles è opportuno comunque impiegare pali a sezione circolare con eliche sufficientemente ampie da sviluppare i meccanismi resistenti noti, con la favorevole opportunità di utilizzare pali muniti di eliche multiple.

11.2. Strade interne ai Campi Fotovoltaici

All'interno dell'area dell'impianto saranno realizzate delle strade in terra battuta per la viabilità indispensabile per le varie operazioni di cantiere e di manutenzione. Le strade vicinali esterne esistenti permettono già di per se di raggiungere agevolmente ciascun campo ed esse saranno utilizzate essenzialmente per l'accesso ad esso e per il passaggio dei cavidotti in MT che andranno verso la stazione elettrica SE di utenza. La disposizione dei campi è stata effettuata essenzialmente tenendo conto della infrastruttura esistente al fine di ridurre le opere da realizzare e quindi l'impatto sul territorio dell'opera. Le cabine di parallelo in MT sono state predisposte in vicinanza di tali strade vicinali e all'ingresso di ciascun campo al fine di minimizzare il tracciato dei cavidotti in MT. All'interno di ciascun campo sono previste delle viabilità di servizio in terra battuta lungo il perimetro di ciascuno di esso e delle viabilità per il raggiungimento delle cabine inverter più interne. Le viabilità di servizio e di accesso alle cabine inverter avranno una larghezza media di 3 metri. Tali viabilità verranno realizzate mediante asportazione di uno strato superficiale del terreno esistente di circa 30 cm, la copertura con geo tessuto e successiva copertura con terreno stabilizzato. I rilevati previsti saranno formati a strati successivi (dopo il costipamento), e saranno costituiti da materiali idonei provenienti da cave reperibili nella zona e da eventuale materiale idoneo proveniente dagli scavi. Tali materiali saranno non impermeabilizzanti in maniera tale da favorire il drenaggio delle acque. Lo spessore dei rilevati sarà pari a 40 cm e verrà data una pendenza dell' 1% da ambo i lato per favorire il normale deflusso delle acque piovane nei terreni. Il terreno vegetale di risulta proveniente dallo scavo a sezione obbligata delle viabilità interne al parco fotovoltaico sarà riutilizzato stesso in loco per le opere di appianamento del terreno ove necessarie.

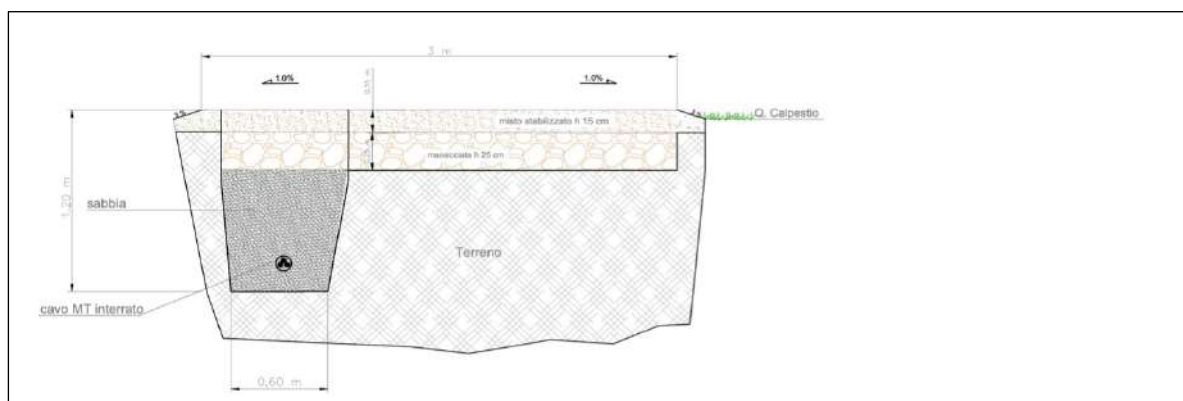


Figura 12-5 Sistema fissaggio strutture a viti

11.3. Cavidotti MT interne ai Campi fotovoltaici e di collegamento alla sottostazione SE di Utenza.

La posa dei cavidotti in MT a 30 KV di collegamento tra le cabine inverter e di trasformazione interne ai Campi Fotovoltaici fino alle cabine di parallelo e poi da queste verso la SE di Utenza verranno posati effettuando degli scavi in trincea su un lato delle viabilità interne a ciascun Campo fotovoltaico e sulle banchine di quelle esistenti esterne ai Campi fotovoltaici fino alla SE di Utenza. Gli scavi per le trincee per la posa dei cavi MT a 30 kV saranno

effettuati con uno scavo a sezione obbligata fino alla profondità di 1,2 metri a bordo strada, successivamente sarà depositato uno strato di sabbia dello spessore di circa 20 cm e poi posato il cavo tripolare. A protezione del cavo verrà posato un tegolino prefabbricato in cemento e successivamente ad una profondità dello scavo di circa 1 metro verrà posto un nastro segnalatore. Dopo la posa del cavo, lo scavo verrà riempito con lo stesso terreno di risulta. Verranno posti a distanza di 50 metri uno dall'altro lungo il percorso del cavidotto dei pozzetti di ispezione di larghezza 80x80 cm al fine di poter ispezionare il cavidotto e effettuare le eventuali manutenzioni durante la vita utile dell'impianto fotovoltaico. Il percorso del cavidotto sarà segnalato con dei cartelli appositi piantati lungo il tracciato. Il rinterro del cavidotto comporterà un residuo di terreno che mediamente sarà del 15% rispetto ai volumi scavati, tale residuo di terreno delle operazioni di cui sopra, assieme a quello ottenuto per realizzare le fondazioni delle cabine e della stazione utente, e ad altri eventuali surplus di materia legati a lavori come il fissaggio della recinzione e la realizzazione dei vari pozzetti d'ispezione delle trincee, sarà riutilizzato in loco per opere di appianamento del terreno.

11.4. Realizzazione platee per appoggio cabine inverter e di trasformazione, cabine di parallelo, ufficio prefabbricato O&M Building e Box di Campo per Deposito attrezzature.

Le cabine per gli inverter ed i trasformatori BT/MT, verranno poggiate su platee realizzate in calcestruzzo previo scavo a una profondità del piano di campagna di 60 cm e livellamento del terreno. Le platee in calcestruzzo avranno le dimensioni di 7 m x 3,4 m e uno spessore di 10/15 cm. Su di esse verranno poggiate le Cabine Inverter e di trasformazione. Anche le cabine di parallelo e dei Box di campo con la stessa procedura verranno poggiate su platee in calcestruzzo realizzate allo stesso modo di quelle delle cabine inverter e di trasformazioni, aventi le dimensioni di 9 x 3,4 m. All'ingresso del Campo 1 verrà realizzato l'O&M Building, un locale prefabbricato avente le dimensioni di 13,2 x 8,2 m di altezza max pari a 3,35 m. Al suo interno saranno realizzati gli uffici per il personale tecnico impiegato durante la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, esso fungerà da centro di coordinamento per tutte le attività di cantiere durante la fase realizzativa. Anche tale Box prefabbricato sarà poggiate su una platea in calcestruzzo di 15x10 m realizzata con le stesse modalità di quelle per i box cabine inverter e di trasformazione.

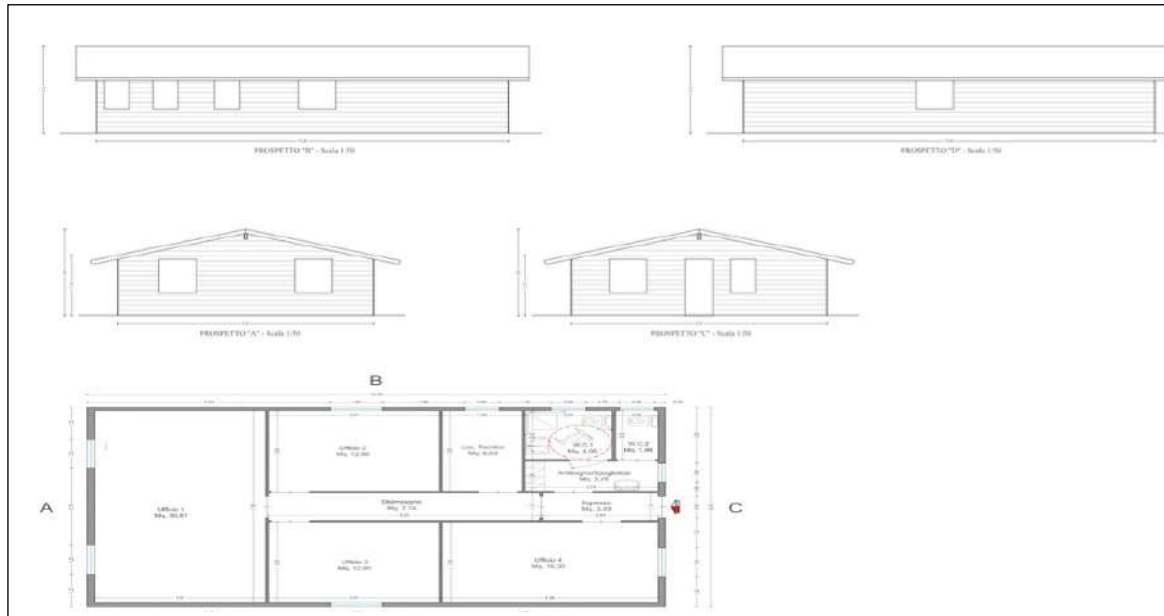


Figura 12-6 Pianta Prospetti O&M Building

11.5. Recinzione dei Campi e Cancellate

La recinzione di ciascun campo sarà realizzata con rete metallica a maglia quadrata alta circa 2,2 m ma con delle aperture cadenzate ogni 2-3 metri con altezza dal suolo di 15 cm per consentire il passaggio alla micro fauna locale. Essa sarà sostenuta da paletti zincati alti circa 3 m, che saranno infissi nel terreno per circa 50 cm. I pali saranno normalmente battuti nel terreno o sostenuti mediante la realizzazione di piccoli plinti ad hoc, prevedibilmente delle dimensioni 25x25x40 cm³, cioè pari a 0,025 m³. All'ingresso di ciascun campo verrà realizzato un cancello carraio delle dimensioni di circa 6 metri in acciaio verniciato con sistema anti-scavalcamiento e effrazione.

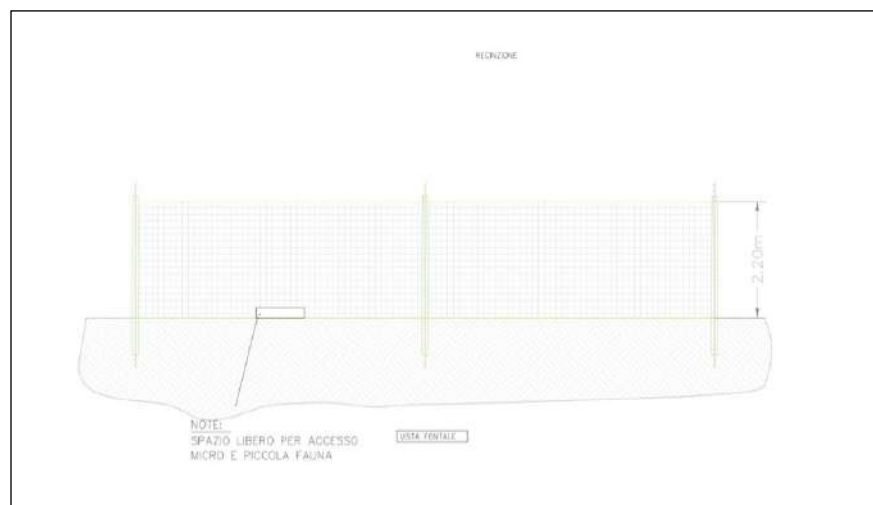


Figura 12-7 Particolare recinzione Campi Fotovoltaici

quadri di media tensione e armadio di comando.

All'interno della sottostazione dovranno essere realizzate le seguenti opere civili:

- Recinzione esterna ed interna;
- Strade di circolazione, accesso e piazzali carrabili;
- Costruzione edifici;
- Formazioni dei basamenti delle apparecchiature elettriche;
- Formazione delle vasche di fondazione per eventuali reattori;
- Formazione del basamento in c.a. e posa di un eventuale shelter.
- Realizzazione di fondazione per eventuale palo antenna.

Per la realizzazione della recinzione sarà necessario eseguire scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico ed il materiale di risulta, qualora non utilizzato in loco verrà portato alla pubblica discarica. I getti di calcestruzzo verranno eseguiti con cemento a presa lenta (R.325), ed il dosaggio previsto sarà di q.li 2,5 per le fondazioni, e q.li 3,00 per i plinti ed i pilastri di sostegno dei cancelli d'ingresso. Il getto dei calcestruzzi a vista viene armato con casseri piallati, mentre nel getto dei plinti e dei pilastri d'ingresso sarà posto in opera l'armatura in barre di ferro tondo. La recinzione sarà costituita ove necessario, da una parte della sua altezza, gettata in opera, e da una parte in lastre di cemento prefabbricato intercalate ogni ml. 2,00-2,50 dai pilastrini pure in getto prefabbricato. L'altezza fuori terra della recinzione, rispetto alla parte accessibile dall'esterno, deve essere almeno di metri 2. L'opera sarà completata inserendo n°1 cancello carrabile di tipo scorrevole con luce netta di 10.00 m.

L'edificio per contenere tutte le apparecchiature sarà di dimensioni 23 x 4.6 metri, ed è suddiviso in:

Le fondazioni dell'edificio saranno in c.a., le pareti esterne saranno in poroton o in c.a., mentre le pareti interne saranno realizzate in blocchi di forati; saranno previsti, tra i vari locali, dei cunicoli utilizzati per il percorso cavi tra le varie apparecchiature poste all'interno dell'edificio. Per tutti i locali è prevista un'altezza fuori terra 3.00 m come quota finita. Per la realizzazione degli edifici si eseguiranno degli scavi con mezzo meccanico, sia in sezione ristretta per le opere interrato, sia in sezione aperta per lo sbancamento di terreno coltivo per la formazione di massicciata. I getti di calcestruzzo verranno eseguiti con cemento a presa lenta (R.325), ed il dosaggio previsto sarà di q.li 2,5 per la formazione delle fondazioni e dei muri perimetrali in elevazione, fino a quota d'imposta della prima soletta e a q.li 3,00 per i plinti e le opere in cemento armato quali pilastri, travi, gronda e gradini. Le opere di getto in calcestruzzo vengono armate con barre di ferro tonde omogeneo di adeguato diametro risultante dai calcoli dell'ingegnere incaricato. Le murature esterne sono in foratoni semiportanti dello spessore di cm 25 e vengono poste in opera con malta cementizia dosata a q.li 2. Il solaio superiore è piano con pendenze minime per lo smaltimento delle acque meteoriche, mentre il solaio del piano rialzato ha i conici di altezza di cm.18 in quanto deve sopportare pesi maggiori per le apparecchiature elettriche che verranno posate. Gli intonaci, sia esterni che interni, vengono eseguiti con il rustico in malta di cemento e soprastante

stabilitura di cemento. La pavimentazione dell'intercapedine viene realizzata con sottofondo in ghiaia grossa e getto di calcestruzzo per formazione della caldana. La soletta di copertura dell'edificio viene isolata dalle intemperie con la posa di un massetto in calcestruzzo impastato con granulato di argilla espansa, di una membrana impermeabile armata in lamina di alluminio stesa a caldo, dello spessore di mm 3, di pannelli in poliuretano espanso rivestito con cartonfeltro bitumato dello spessore di cm 4 e soprastante membrana sintetica elastomerica applicata su vernice primer bituminosa. Tutti i serramenti esterni ed interni sono in alluminio con taglio termico completi di ogni accessorio (ferramenta di chiusura e manovra, maniglie, cerniere ecc); le aperture esterne sono munite di rete di protezione dalle maglie di 2x2 cm per evitare l'entrata di corpi estranei dall'esterno e verniciate ad una mano di minio antiruggine e due di vernice a smalto sintetico. Per la realizzazione dei basamenti e fondazioni locali si eseguiranno scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico per la formazione delle fondazioni, dei pozzetti e dei condotti, e qualora il materiale risultante non fosse riutilizzato verrà trasportato alla pubblica discarica.

I getti di calcestruzzo sono confezionati con cemento a lenta presa (R.325) e sono così distinti:

- Dosati a ql.1,5 per magrone di sottofondo ai basamenti;
- Dosati a ql.2,5 per murature di sostegno apparecchiature e per formazione dei vari pozzetti;
- Dosati a ql.3 per basamenti di sostegno per le apparecchiature e le opere di c.a., per la formazione della soletta di copertura del serbatoio di raccolta olio dei trasformatori. Per l'esecuzione dei getti vengono usati casseri in tavole di legno.

La vasca di raccolta olio del trasformatore è intonacata ad intonaco rustico con soprastante lisciatura a polvere di cemento per rendere le pareti impermeabili ed evitare la perdita di olio.

Nei condotti vengono posati dei tubi in pvc in numero adeguato secondo le loro funzionalità e vengono ricoperti con getto di calcestruzzo magro, dosato a ql. 1,5. Tutti i pozzetti sono completi di chiusini in cemento per ispezione. Vengono posati tubi in pvc del diametro opportuno per raccolta e scarico delle acque piovane del piazzale, e saranno ricoperti di calcestruzzo dosato a ql.1,5 di cemento. Si prevede di completare l'opera dei drenaggi con la posa di pozzetti stradali a caditoia, completi di sifone incorporato e di griglia in ghisa del tipo pesante carrabile. Il piazzale viene realizzato con massiciata in misto di cava o di fiume priva di sostanze organiche, di pezzatura varia e continua con elementi fino ad un diametro massimo di 12 cm. Viene posata a strati non superiori a 30 cm, costipata meccanicamente con rullo vibratore adatto e viene sagomata secondo le pendenze di progetto per un miglior scarico delle acque nei pozzetti a griglia. Sovrastante alla massiciata viene posata la pavimentazione bituminosa in bitumato a caldo per uno spessore compreso di cm. 10 e rullato con rullo vibratore. Superiormente viene steso il tappeto d'usura in conglomerato bituminoso, tipo bitulite, confezionato a caldo, steso per uno spessore con nesso di cm. 2,5 con rullo vibrante. L'area non costruita della sottostazione potrà essere destinata ad un eventuale futuro accumulo.

12. Interferenze con il cavidotto MT

Nella determinazione del tracciato dei cavidotti in MT sia all'interno dei campi fotovoltaici che all'esterno andando verso la SE di Utenza si determineranno in diversi punti degli attraversamenti longitudinali e trasversali con l'idrografia superficiale, fiumi, canali, fossi e le infrastrutture interrato ed aeree esistenti. L'individuazione delle interferenze del cavidotto MT di progetto e la risoluzione tipo secondo la normativa vigente (rif. norma CEI 11-17) è indicata nelle tavola IT_SMR_37 dei particolari costruttivi del cavidotto MT. All'interno dei citati elaborati si riportano le informazioni relative alle interferenze, attraversamenti trasversali (incroci) e attraversamenti longitudinali (parallelismi) con le infrastrutture preesistenti, che interessano la realizzazione di opere elettriche quali le linee elettriche in cavo MT, cabine elettriche, aree elettriche di stazioni di trasformazione e smistamento, relative all'impianto di produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento dell'energia solare.

Al fine di poter eseguire i particolari costruttivi secondo la norma vigente del tracciato del cavidotto in MT è stato eseguito:

- un censimento delle interferenze;
- la verifica di eventuali interferenze con reti infrastrutturali preesistenti (aeree e sotterranee);
- eventuali interferenze con strutture ed infrastrutture esistenti;
- un progetto dell'intervento di risoluzione della singola interferenza.

Sono qui di seguito elencate e descritte le tipologie di interferenze individuate planimetricamente, la cui risoluzione progettuale con indicazioni delle sezioni tipo sono riportati negli elaborati specifici. Lungo il tracciato della linea elettrica MT, in cavo sotterraneo, che collega i campi tra di loro fino alla stazione elettrica di trasformazione di utenza si rilevano le seguenti interferenze:

- Attraversamenti con gasdotti;
- Attraversamenti con reticolo idrografico
- Attraversamenti trasversali e longitudinali con cavidotti interrati preesistenti/autorizzati di altro produttore;
- Possibili attraversamenti con sottoservizi urbani.

Negli attraversamenti di tubi (pozzetti e tombini, anche opere d'arte) per acque meteoriche e rete idrografica in generale esistono particolari prescrizioni che definiscono precise modalità di posa di linee elettriche in cavo che fanno riferimento alla norma CEI 11-17. Spesso in corrispondenza di attraversamenti di infrastrutture presenti nel sottosuolo si predilige il sottopasso, mentre nel caso in cui non fosse possibile sono ammesse in alcuni tratti profondità di pose inferiori, abbinate ad adeguate protezioni meccaniche del tipo tubazioni o manufatti di protezione aggiuntiva. In tali punti di interferenza, i componenti e i manufatti adottati per tale protezione sono progettati per sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo. Relativamente all'attraversamento di fossi, canali,

fiumi e torrenti come nel caso dell’attraversamento del Torrente “Saccione” con relativa fascia di 150 metri tutelato dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio e l’attraversamento del Torrente Mannara nell’area del Vallone Fontedonico al fine di evitare ogni impatto paesaggistico e ambientale gli attraversamenti del cavidotto potranno essere effettuati utilizzando la tecnologia T.O.C. (trivellazione orizzontale controllata) per non alterare lo stato attuale dei luoghi e le dinamiche idrauliche o dello spingitubo e microtunneling . Si precisa che in tali casi di utilizzo di queste tecnologie, sebbene la stessa guaina del cavo sia in materiale isolante PE, già adatta a proteggere lo schermo metallico e l’isolante del cavo contro il pericolo di infiltrazioni di umidità e di corrosione, verrà ulteriormente protetta (utilizzo di tubi in ferro, grès, manufatti in cemento, lamiere, ...) nei tratti di attraversamenti di opere sopra o sottosuolo.

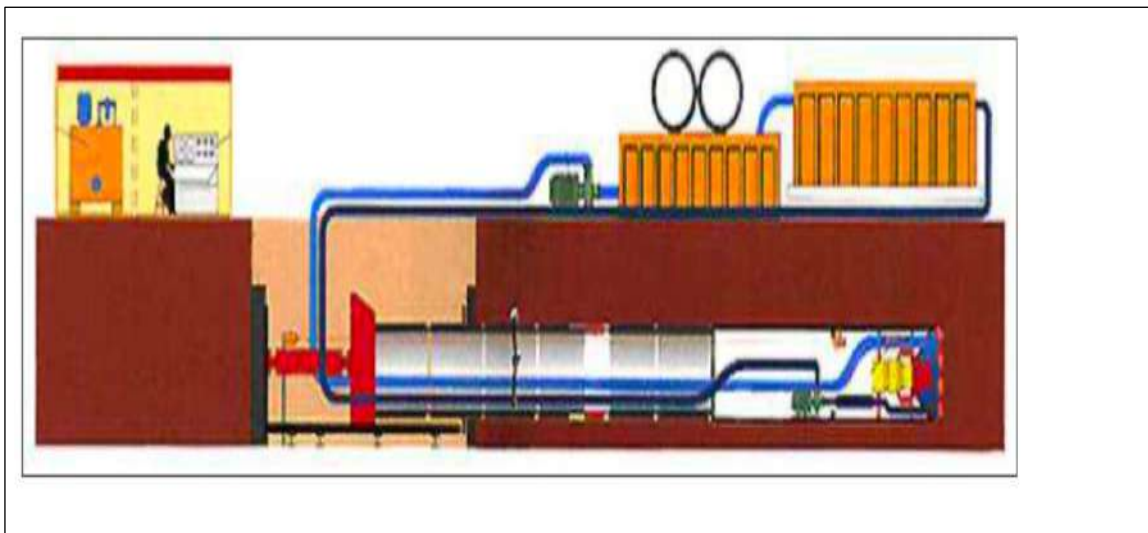


Figura 13-29 Attraversamento con tecnica microtunneling

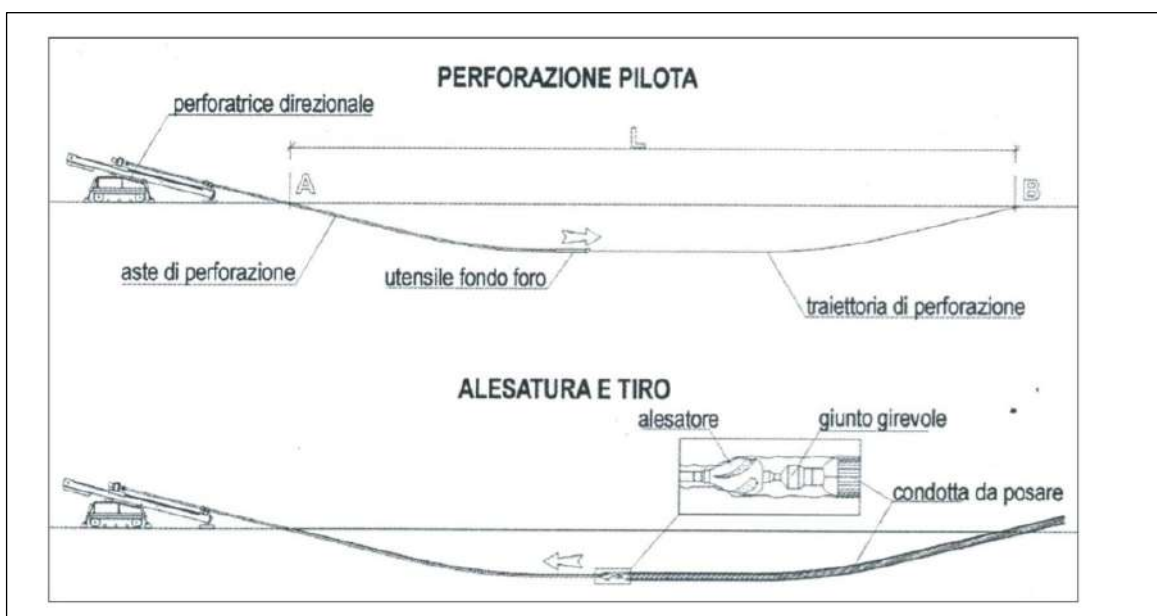


Figura 13-30 Particolare Perforazione Pilotata per Posa Cavo

I componenti e i manufatti adottati per tale protezione saranno progettati per sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali da scavo. Per gli attraversamenti in prossimità della sede stradale (banchina, zanella) verrà realizzato un bauletto in CLS con doppia rete elettrosaldata, all'interno del quale verrà predisposto un tubo in PEAD a doppia parete con resistenza allo schiacciamento 750N, in cui saranno infilati i cavi MT. Negli attraversamenti trasversali (incroci) e longitudinali (parallelismi) tra linee elettriche in cavo, le norme non definiscono una distanza precisa, ma vanno calcolati gli effetti termici reciproci allo scopo di determinare la distanza minima tra i cavi ed altre misure di sicurezza adeguate (per esempio la riduzione di portata).

Linee di telecomunicazione in cavo (Norma CEI 11-17 art. 6.1.1)

Negli attraversamenti trasversali di linee di telecomunicazione interrata (TLC), il cavo di energia deve essere disposto sotto il cavo di telecomunicazione ad una distanza non inferiore di 0.30 m. La linea TLC per una distanza minima di 1 m deve essere protetta da appositi dispositivi posti simmetricamente al cavo di energia. Quando i cavi (di energia o TLC) sono protetti da appositi manufatti (tubazioni, cunicoli ecc.) non vanno applicate le prescrizioni sopraelencate.

Per gli attraversamenti longitudinali, i cavi di energia devono essere posati alla maggiore distanza possibile dalla linea TLC, se ciò non è possibile deve essere rispettata una distanza minima di 0.30 m in proiezione su di un piano orizzontale. Per distanze inferiori sui cavi vanno applicati appositi dispositivi di protezione. Quando i cavi (di energia o TLC) sono protetti da appositi manufatti (tubazioni, cunicoli ecc.) non vanno applicate le prescrizioni sopraelencate.

Tubazioni metalliche interrate (Norma CEI 11-17 artt. 6.3.1-6.3.2).

Negli attraversamenti trasversali di acquedotti, fognature, l'incrocio fra cavi di energia e tubazioni non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni. Non si devono avere giunti sui cavi di energia a distanze inferiori di 1 m dal punto di incrocio. Non va applicata nessuna particolare prescrizione nel caso in cui la distanza tra le superfici esterne dei cavi e delle tubazioni è superiore di 0.50 m. La distanza può essere ridotta ad un minimo di 0.30 m nel caso in cui uno dei 2 condotti è protetto da manufatti non metallici.

Negli attraversamenti longitudinali di acquedotti, fognature, i cavi di energia e le tubazioni devono essere posati alla maggiore distanza possibile. In nessun caso la distanza tra le superfici esterne dei due condotti e loro eventuali manufatti di protezione deve essere inferiore a 0.30 m.

Coesistenza tra cavi di energia e gasdotti (Norma CEI 11-17 art. 6.3.3) .

La coesistenza tra gasdotti interrati e cavi di energia posati in cunicoli od altri manufatti, è regolamentata dal D.M. 24.11.1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8". Pertanto, nel caso di incroci e parallelismi tra cavi di energia e tubazioni convoglianti gas naturali, le modalità di posa ed i provvedimenti da adottare al fine di ottemperare a quanto disposto dal detto D.M. 24.11.1984, dovranno essere definiti con gli Enti proprietari o Concessionari del gasdotto.

13. IMPIANTI AUSILIARI

Tutta l'area occupata dal generatore fotovoltaico, ed in particolare gli accessi, la strada perimetrale interna e la recinzione, saranno illuminabili con corpi illuminanti posti ad altezza tale da non proiettare ombra sui moduli durante le ore di sole. Pertanto la loro altezza da terra sarà di circa 5 m, e saranno posti in zone immediatamente prossime alla recinzione, ad una distanza di circa 30 m l'uno dall'altro. Il comando di accensione sarà di tipo manuale o automatico settoriale in caso di allarme del sistema anti-intrusione. L'illuminazione esterna della stazione elettrica di consegna, deve essere effettuata mediante proiettori posti su sostegni in vetroresina, adeguatamente orientabili e comandati da un interruttore il cui comando sarà concordato con le Autorità. Gli accessi carrabili e la rete di recinzione di tutto il perimetro saranno sorvegliati con sistemi video; questi potranno essere estesi a tutta la recinzione. Saranno installati sistemi di allarme anti-intrusione, di tipo a raggi infrarossi su tutto il perimetro dell'impianto con eventuale aggiunta di ulteriori sensori di allarme.

14. FASE DI CANTIERE

Il progetto in esame di un parco fotovoltaico per la produzione di energia elettrica di potenza complessiva in DC pari a 29.962,66 kWp e quindi con una potenza di immissione in rete in corrente alternata massima di 22.860 kW è del tipo Grid -Connected, ossia l'energia verrà immessa nella rete di distribuzione e venduta senza ricorso ad incentivi. Al fine di abbreviare i tempi di realizzazione dell'opera e di messa in esercizio dell'impianto fotovoltaico il cantiere sarà suddiviso in tre macro aree che potranno operare in maniera indipendente uno dall'altro e senza interferire fino a portare a compimento le opere assegnate. I tre sotto cantieri saranno i seguenti:

- Cantiere per realizzazione campi fotovoltaici
- Cantiere per realizzazione cavidotti in MT esterni ai campi fotovoltaici fino alla SE di utenza
- Cantiere per realizzazione sottostazione elettrica di utenza ed opere di connessione alla RTN

Nella realizzazione dei 2 campi fotovoltaici costituenti il generatore fotovoltaico, dopo l'allestimento dei baraccamenti per il personale lavorativo e gli uffici della direzione lavori e sicurezza (O&M building) si procederà ad effettuare le seguenti operazioni e lavorazioni:

1) Approvvigionamenti di tutti i materiali necessari in cantiere

2) Rilievi e perimetrazioni di ciascun campo fotovoltaico

3) Preparazione terreno per il montaggio delle strutture portanti i moduli fotovoltaici.

Le aree ritenute idonee al posizionamento dei moduli fotovoltaici verranno ove necessario, visto che i terreni sono per la maggior parte pianeggianti, livellate con mezzi meccanici in base all'andamento del terreno. Questo intervento non comporterà nessun esubero di terreno il quale verrà cosparso nelle aree del sito che presentano cavità da colmare.

4) Posa strutture portanti i moduli fotovoltaici

Le strutture portanti come descritto precedentemente sono costituite da telai in acciaio inossidabile ancorate alle loro estremità a dei pali che saranno infissi nel terreno fino alla profondità di 1,5 m. Tali pali avranno la parte terminale a forma conica e saranno provviste di pale elicoidali per favorirne l'infissione nel terreno e aumentarne la resistenza laterale anche in caso di maggiori sollecitazioni alla struttura dalla forza del vento.

5) Realizzazione strade interne ai Campi fotovoltaici

6) Realizzazione platee di appoggio per cabine di trasformazione ed inverter, parallelo e box di campo

7) Scavo, posa e rinterro cavidotti MT interno ai Campi

8) Realizzazione delle recinzioni e dei cancelli di accesso

9) Montaggio dei moduli fotovoltaici sulle strutture

10) Posa Cabine prefabbricate per inverter-trasformatori, cabine di parallelo

11) Cablaggi dei cavi solari, BT, MT e assemblamento cabine inverter e trasformazione e di parallelo

12) Montaggio sistemi di videosorveglianza e controllo

13) Realizzazione opere di mitigazione ambientali

La seconda area di cantiere si occuperà della realizzazione dei cavidotti in MT di collegamento tra le cabine di parallelo dei Campi fotovoltaici e tra queste sino alla sottostazione elettrica di trasformazione di Utenza. La posa dei cavi elettrici viene realizzati utilizzando un macchinario Trencher, mediante il quale si realizza un'asola nel terreno di 80-90 cm e larga 20-30 cm in modo da movimentare il quantitativo indispensabile di terreno; il materiale di risulta viene utilizzato per ricoprire lo scavo immediatamente dopo la posa delle tubazioni.

La terza area di cantiere si occuperà della realizzazione della sottostazione elettrica di utenza e delle opere di connessione alla rete elettrica nazionale secondo quanto descritto nei paragrafi precedenti.

Di seguito si riportano le fasi di lavoro programmate con la relativa tempistica prevista per la loro esecuzione.

Cronoprogramma dei lavori

Ordine attività	Codice	Descrizione Attività	GG lavorativi	MESE 1	MESE 2	MESE 3	MESE 4	MESE 5	MESE 6	MESE 7	MESE 8	MESE 9	MESE 10	MESE 11
1	A	Approvvigionamento materiali in cantiere	30 GG	■										
2	B	Preparazione Cantiere	30 GG		■									
3	C	Preparazione Terreno	30 GG		■									
4	D	Posa strutture Portanti	90 GG		■	■	■	■	■	■				
5	E	Realizzazione Recinzioni Campi	30 GG			■	■	■	■					
6	F	Montaggio Moduli a terra su strutture prtanti	90 GG				■	■	■	■	■	■		
7	G	Fissaggio Vele moduli su Strutture Tracker	90 GG					■	■	■	■	■	■	

Figura 15-31 Cronoprogramma dei lavori

15. Verifica tecnico- funzionale

Alla fine dei lavori di realizzazione dell'impianto saranno effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete)
- condizione: $P_{CC} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{STC}$, ove:
- P_{CC} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione +/- 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento (in W/m²) misurato sul piano dei moduli, con precisione +/- 3%;
- I_{STC} , pari a 1000 W/m², è l'irraggiamento in condizioni standard;

2

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600$ W/m

Condizione: $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$, ove: P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione +/- 2%.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata. Inoltre l'installatore dell'impianto, in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia, emetterà una scheda di collaudo, firmata e siglata in ogni parte, che attesti l'esito delle verifiche e la data in cui le predette sono state effettuate.

16. Documentazione di corredo all'impianto

Fanno parte della presente progetto i disegni e le caratteristiche dei componenti già richiamati nel testo e riportati in allegato che dovranno essere aggiornati dopo l'ultimazione dei lavori: L'installatore alla fine dei lavori, rilascerà inoltre i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate.
- regolamento di esercizio dell'impianto contenente anche le norme relative alla sicurezza che dovranno essere severamente osservate da tutto il personale anche esterno.

17. Quadro Economico della Spesa

La stima dei costi di realizzazione dell'impianto fotovoltaico di progetto ammonta a **€ 16.500.000** oltre IVA, di seguito si riporta la suddivisione dei costi stimati.

QUADRO ECONOMICO GENERALE PROGETTO FOTOVOLTAICO - COMUNE DI:URURI E ROTELLO (CB) CONTRADA "MASS.a LIBERTUCCI" E "MASS.a BOLLELLA" Valore complessivo dell'opera privata			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) Interventi previsti	14.278.000,00 €	10,00%	15.705.800,00 €
A.2) Oneri di sicurezza	54.659,00 €	10,00%	60.124,90 €
A.3) Opere di mitigazione	162.500,00 €	10,00%	178.750,00 €
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale	120.614,00 €	22,00%	147.149,08 €
A.5) Opere connesse	1.078.554,00 €	10,00%	1.186.409,40 €
TOTALE A	15.694.327,00 €		17.278.233,38 €
B) SPESE GENERALI			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi incluso il 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,	421.500,00 €	22,00%	514.230,00 €
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	43.370,00 €	22,00%	52.911,40 €
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	100.000,00 €	22,00%	122.000,00 €
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	123.739,00 €	22,00%	150.961,58 €
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1),B.2)B.4) e collaudi B.3)	18.592,36 €	22,00%	22.682,68 €
B.6) Imprevisti			

Figura 17-32 Quadro economico della spesa.

18. Gestione e Manutenzione dell’ Impianto Fotovoltaico

18.1. La gestione dell’impianto fotovoltaico

La gestione dell’impianto e gli interventi di manutenzione saranno effettuati attraverso l’uso di software ‘appropriati che permetteranno il monitoraggio ed il controllo dei parametri elettrici e di quelli relativi alle strutture di sostegno. Le attività di manutenzione preventiva sono previste con cadenza annuale, e nella maggior parte dei casi saranno effettuate anche da personale non esperto in tecnologia fotovoltaica purché addestrato ad operare su circuiti elettrici, operando nelle norme di sicurezza dopo aver preso visione del “Manuale d’uso e manutenzione”.

Per facilitare il compito di ispezione dell’impianto da parte dell’operatore, si rispetterà apposita checklist, dove sono raccolte le operazioni di verifica da effettuare con cadenza annuale.

Moduli fotovoltaici La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l’impianto e consistenti in:

- **Ispezione visiva:** tesa all’identificazione di danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l’isolamento interno dei moduli, micro scariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- **Controllo cassetta di terminazione:** mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all’interno, lo stato dei contatti elettrici delle polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l’integrità dei passacavi.
- **Controllo pulizia pannelli:** il controllo prevede una cadenza mensile e, nel caso di pioggia contenente polveri, sarà effettuato dopo ogni precipitazione. La pulizia avverrà pompando acqua pulita, priva di detersivi, per mezzo di una lancia alimentata da autobotte.
- **Stringhe fotovoltaiche:** la manutenzione preventiva sulle stringhe, viene effettuata dal quadro elettrico in continua, non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l’impianto e consiste nel controllo delle grandezze elettriche con l’ausilio di un

normale multimetro e controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna stringa. Verificare che su tutte le stringhe che sono nelle stesse condizioni di esposizione, risultano accettabili scostamenti del 10%.

- **Strutture di Sostegno:** per le strutture di sostegno è sufficiente assicurarsi che le connessioni meccaniche bullonate più sollecitate risultino ben serrate, che l'azione degli agenti atmosferici non abbia piegato o modificato leggermente la geometria dei profili o ancora danneggiato la superficie.

18.2. Quadri Elettrici

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

Ispezione visiva : tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio dei componenti contenuti (riscaldamenti localizzati, danni dovuti a roditori ecc.) ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura presenti sul fronte quadro.

Controllo protezioni elettriche : per verificare l'integrità dei diodi di blocco l'efficienza degli scaricatori di sovratensione

Controllo cablaggi elettrici: per verificare l'efficienza degli organi di manovra (interruttori, sezionatori, morsetti sezionabili)

Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato e l'efficienza delle protezioni di interfaccia

Convertitori statici- trasformatori

Per qualsiasi intervento anche solo ispettivo sono limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio di contenimento, infiltrazioni di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni è bene che vengano eseguite con impianto fuori servizio.

18.3. Collegamenti elettrici

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

18.4. Pulizia degli interspazi tra le file di strutture

Con cadenza periodica si provvederà alla pulizia e al taglio delle erbe sotto le strutture portanti dei moduli fotovoltaici, per evitare che gli elementi rotanti dei tracker si blocchino e per garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico e la sua efficienza di

producibilità energetica. Con cadenza periodica in base al tipo di coltura che verrà fatta tra le strutture portanti dei moduli fotovoltaici, che in linea generale potrà prevedere delle colture foraggere o cerealicole si procederà al taglio e alla raccolta del prodotto. Questo garantirà la continuità dell'utilizzo agricolo dei terreni non direttamente occupati dalle strutture portanti dei moduli fotovoltaici e la conservazione delle biodiversità in sito.

18.5. Manutenzione viabilità interne ai Campi fotovoltaici

Periodicamente, soprattutto dopo la stagione invernale si provvederà a risistemare quei tratti della viabilità interna che con le piogge si sono potuti deteriorare. Pertanto si andranno ad appianare eventuali buche che si sono create al fine di mantenere lo strato superiore del manto stradale perfettamente livellato e compatto in grado da garantire il transito dei mezzi delle squadre di manutenzione. La conservazione delle giuste pendenze del manto stradale, garantirà il deflusso delle acque piovane nei punti di scolo senza creare crepe e pozzanghere che a lungo andare rendono impraticabili tali strade di accesso.

18.6. Viabilità di accesso e di cantiere

In merito al traffico veicolare durante la fase di cantiere sul suolo in questione insisterà un numero limitato di veicoli modesto prevalentemente relativo a:

- Trasporto moduli con camion (circa due camion a settimana)
- Trasporto strutture di sostegno (circa due camion a settimana)
- Escavatore per realizzazione trincee per posa cavidotti (circa 3 mesi)
- Trasporto operai privati (circa 4 squadre a giorno per 7 mesi)

Per l'accesso al cantiere verranno utilizzate le strade preesistenti in località Casalpiano e i mezzi verranno parcheggiati all'interno dell'area di cantiere nelle apposite zone di parcheggio create senza intralciare il traffico veicolare locale. Si avrà cura di ridurre al minimo la circolazione dei mezzi degli operatori in maniera tale da limitare il rischio di rilascio di idrocarburi, lubrificanti e oli. Quando l'impianto sarà realizzato ed entrato in esercizio a regime il traffico veicolare da parte di personale addetto all'impianto fotovoltaico sarà scarso in quanto l'impianto fotovoltaico non ha bisogno di personale per il funzionamento.

Durante la posa del cavidotto MT lungo le strade comunali, statali e provinciali si avrà cura di non ostacolare il traffico veicolare locale. La movimentazione dei materiali lungo la viabilità avverrà durante le ore diurne e in considerazione del fatto che si utilizzeranno dei mezzi di trasporto comune e non eccezionale non si creeranno problemi per la viabilità locale. Non verranno effettuati trasporti eccezionali in quanto i mezzi per il trasporto delle strutture, dei pannelli fotovoltaici, dei prefabbricati tecnici sono tipicamente degli autocarri con portata di 40 t che rispettano i limiti di peso, larghezza e altezza delle strade pubbliche.

18.7. Piano di Dismissione dell'Impianto Fotovoltaico

La produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso, limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo. La vita attesa dell'impianto (intesa quale periodo di tempo in cui l'ammontare di energia elettrica prodotta è significativamente superiore ai costi di gestione dell'impianto) è di circa 30 - 35 anni.

Al termine di detto periodo è previsto lo smantellamento delle strutture ed il ripristino del sito che potrà essere completamente recuperato alla iniziale destinazione d'uso.

Di seguito è descritto il piano di dismissione e ripristino dell'area destinata alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico della potenza di picco di 29.962,66 kWp denominato "Impianto fotovoltaico in località Mass.a Libertucci e Mass.a Bollella nei Comuni di Ururi (Cb) e Rotello (Cb)".

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

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

1. Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione),
2. Scollegamento serie moduli fotovoltaici,
3. Scollegamento cavi lato C.C. e lato c.a.,
4. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno,
5. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno,
6. Smontaggio sistema di illuminazione,
7. Rimozione cavi da canali interrati,
8. Rimozione pozzetti di ispezione,
9. Rimozioni parti elettriche dai fabbricati per alloggiamento inverter,
10. Smontaggio struttura metallica,
11. Rimozione dei basamenti di fissaggio al suolo delle cabine,
12. Rimozione parti elettriche dalla cabina di trasformazione,
- 13. Consegna materiale a ditte specializzate allo smaltimento**

Ogni singola parte dell'impianto fotovoltaico avrà dei componenti riciclabili e degli altri che saranno classificati come rifiuti.

L'impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dai seguenti materiali:

- Apparecchiature elettriche ed elettroniche: inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici, contatori, impianto di videosorveglianza e di illuminazione
- Materiali ferrosi: strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici quali viti di ancoraggio in acciaio, proli di alluminio, recinzione in fili zincati, porte/ finestre di aerazione della cabina elettrica,
- Cavi elettrici,
- Materiale plastico: tubazioni in PVC per il passaggio dei cavi elettrici, cassette dei quadri elettrici,
- Materiale inerte: pietrisco o ghiaia per la realizzazione della viabilità interna.

18.8. Pannelli Fotovoltaici

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra, qualora non fosse possibile rivenderli, l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Le operazioni consistiranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi a

idonea piattaforma predisposta dal costruttore dei moduli fotovoltaici che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- Recupero cornice di alluminio;
- Recupero vetro;
- Recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- Invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

18.9. Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, sia per la parte aerea che per quella vincolata al suolo.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio, il tutto a norma di legge.

18.10. Impianto elettrico

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione BT/MT saranno rimossi, conferendo i materiali di risulta agli impianti all'uso deputati dalla normativa di settore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

I pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative.

18.11. Normativa sui rifiuti

Il D.lgs 152/06 classifica i rifiuti secondo l'origine in rifiuti urbani e rifiuti speciali, e secondo le caratteristiche di pericolosità in rifiuti pericolosi e non pericolosi.

Tutti i rifiuti sono identificati da un codice a sei cifre.

L'elenco dei codici identificativi (denominato CER 2002 e allegato alla parte quarta del D.lgs 152/06) è articolato in 20 classi: ogni classe raggruppa rifiuti che derivano da uno stesso ciclo produttivo. All'interno dell'elenco, i rifiuti pericolosi sono contrassegnati da un asterisco.

In base alla classificazione secondo l'origine, i rifiuti derivanti dalla dismissione di un impianto

fotovoltaico rientrano tra quelli speciali:

- Rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione, nonché i rifiuti pericolosi che derivano dalle attività di scavo,
- I macchinari e le apparecchiature deteriorati ed obsoleti.

Per quanto riguarda la classificazione secondo la pericolosità, secondo il D.Lgs 152/06 (art.184, comma 5), sono rifiuti pericolosi quelli contrassegnati da apposito asterisco nell'elenco CER2002.

In tale elenco alcune tipologie di rifiuti sono classificate come pericolose o non pericolose in dall'origine, mentre per altre la pericolosità dipende dalla concentrazione di sostanze pericolose e/o metalli pesanti presenti nel rifiuto. Per "sostanza pericolosa" si intende qualsiasi sostanza classificata come pericolosa ai sensi della direttiva 67/548/CEE e successive modifiche: questa classificazione è soggetta ad aggiornamenti, in quanto la ricerca e le conoscenze in questo campo sono in continua evoluzione. I "metalli pesanti" sono: antimonio, arsenico, cadmio, cromo (VI), rame piombo, mercurio, nichel, selenio, tellurio, tallio e stagno. Essi possono essere presenti sia puri che, combinati con altri elementi, in composti chimici.

Il codice CER dei materiali costituenti un impianto fotovoltaico sono essenzialmente i seguenti:

Codice CER	Descrizione
20 01 36	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverters, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)
17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
17 0203	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)
17 0405	Ferro, acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici)
17 04 11	Cavi
17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)

In particolare, riguardo alla rottamazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), la Norma EN 5041Q indica l'appartenenza del prodotto alla categoria RAEE, per cui tutti i prodotti a fine vita che riportano tale simbolo non potranno essere conferiti nei rifiuti generici, ma seguire l'iter dello smaltimento. Il mancato recupero dei RAEE non permette lo sfruttamento delle risorse presenti all'interno del rifiuto stesso come plastiche e metalli riciclabili. Lo Stato Italiano dispone che si realizzi il trasporto dei RAEE presso gli impianti autorizzati indicati dai produttori di AEE professionali. All'art. 7 del decreto n. 65 del 2010 si rende noto che si applica il ritiro di RAEE professionali effettuato dai gestori dei centri di assistenza tecnica di AEE formalmente incaricati dai produttori di tali apparecchiature, provvedendo al ritiro nell'ambito dell'organizzazione di un sistema di raccolta di cui all'articolo 6, comma 3, del D.Lgs n. 151 del 2005. È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 25 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti). I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo. Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio e il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso. L'inverter, altro elemento composto da materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento).

18.12. Ripristino dello stato dei luoghi.

Gli obiettivi principali di questa forma riabilitativa sono i seguenti:

- ✓ riabilitare, mediante attenti criteri ambientali, le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse,
- ✓ consentire una migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

Per il compimento degli obiettivi sopra citati il programma dovrà contemplare i seguenti punti:

- ✓ si dovrà prestare particolare attenzione durante la fase di adagiamento della terra vegetale, facendo prima un'adeguata sistemazione del suolo che dovrà riceverla,
- ✓ effettuare un'attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni. Inoltre, particolare cura si dovrà porre

nella scelta delle tecniche di semina e di piantumazione, con riferimento alle condizioni edafiche ed ecologiche del suolo che si intende ripristinare;

- ✓ si dovrà procedere alla selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione

Le azioni necessarie per l'attuazione di tali obiettivi sono le seguenti:

- ✓ Trattamento dei suoli: le soluzioni da adottare riguardano la stesura della terra vegetale, la preparazione del suolo secondo le tecniche classiche. Il carico e la distribuzione della terra si realizza generalmente con una pala meccanica e con camion da basso carico, che la scaricheranno nelle zone d'uso. Quando le condizioni del terreno lo permettono si effettueranno passaggi con un rullo prima della semina. Queste operazioni si rendono necessarie per sgretolare eventuali ammassi di suolo e per prepararlo alle fasi successive.
- ✓ Opere di semina di specie erbacee: una volta terminati i lavori di trattamento del suolo si procede alla semina di specie erbacee con elevate capacità radicanti in maniera tale da poter fissare il suolo. In questa fase è consigliata, per la semina delle specie erbacee, la tecnica dell'idro-semina. In particolare, si consiglia di adottare un manto di sostanza organica triturrata (torba e paglia), spruzzata insieme ad un legante bituminoso ed ai semi, tale sistema consente un'immediata protezione dei terreni ancor prima della crescita delle specie seminate ed un rapido accrescimento delle stesse. Questa fase risulta di particolare importanza ai fini di mantenere una adeguata continuità della copertura vegetale circostante, proteggere le superfici rese particolarmente più sensibili dai lavori di cantiere e dall'erosione, consentire una continuità dei processi pedogenetici, in maniera tale che si venga a ricostituire un orizzonte organico superficiale che permetta successivamente la ricolonizzazione naturale senza l'intervento dell'uomo. L'evoluzione naturale verso forme più evolute di vegetazione (arbustive e successivamente arboree) può avvenire in tempi medio-lunghi a beneficio della flora autoctona. Per questo motivo le specie erbacee selezionate dovranno essere caratterizzate da una crescita rapida, una capacità di rigenerazione elevata, "rusticità" elevata e adattabilità a suoli poco profondi e di scarsa evoluzione pedogenetica, sistema radicale potente e profondo ad alta proliferazione. Per realizzare un'altra percentuale di attecchimento delle specie, dovranno essere adottate misure particolarmente rigorose quali la delimitazione delle aree di semina ed il divieto di accesso e/o controllo di automezzi e personale. La scelta delle specie da adottare per la semina dovrà comunque essere indirizzata verso le essenze autoctone e già presenti nell'area di studio.

Per la scelta delle tecniche e delle specie da adottare sono stati seguiti i seguenti tre criteri:

- obiettivo primario degli interventi,
- ecologia delle specie presenti,
- ecologia delle specie da inserire e provenienza (biogeografia) delle stesse.

L'ecologia delle specie presenti è stata dedotta dallo studio delle associazioni vegetali presenti nell'area. È infatti chiaro come l'ecologia delle specie presenti sia espressione delle

condizioni stazionali. Poiché, nelle opere di sistemazione previste, dovranno essere impiegate unicamente specie vegetali che si trovano su stazioni analoghe, la successiva scelta sulle specie da adottare è possibile mediante l'analisi sulla vegetazione. Le associazioni individuate nell'area soggetta ad indagine mostrano una certa variabilità nei gradienti ecologici, che pone la progettazione del verde di fronte a scelte che mirino a obiettivi polifunzionali. L'ecologia delle specie da inserire dovrà essere molto simile a quella delle specie già presenti.

Non saranno dunque ammissibili scelte di specie con le seguenti caratteristiche:

- ✓ specie invasive con forti capacità di espansione in aree degradate,
- ✓ specie alloctone con forte capacità di modifica dei gradienti ecologici,
- ✓ specie autoctone ma non proprie dell'ambiente indagato.

Inoltre, poiché si lavorerà su aree prodotte artificialmente e/o su aree fortemente modificate dall'uomo, sprovviste spesso di uno strato umifero superficiale e dunque povero di sostanze nutritive, è chiaro che in tali condizioni estreme sia consigliabile utilizzare solo associazioni pioniere, compatibili dal punto di vista ecologico. Tali associazioni dovranno rispondere inoltre alle seguenti caratteristiche:

- ✓ larga amplitudine ecologica,
- ✓ facoltà di colonizzare terreni grezzi di origine antropogenica e capacità edificatrici,
- ✓ resistenza alla sollecitazione meccanica,
- ✓ azione consolidante del terreno.

Nella scelta delle metodiche da adoperare si è dunque dovuto far fronte a tutte le esigenze soprariportate. Per tale motivo, e seguendo la sistematica introdotta da Schiechl (1973) che prevede quattro differenti tecniche costruttive (interventi di rivestimento, stabilizzanti, combinati, complementari), sono stati scelti interventi di rivestimento in grado di proteggere rapidamente il terreno dall'erosione superficiale mediante la loro azione di copertura esercitata sulla intera superficie.

L'utilizzo di interventi di rivestimento permetterà un'azione coprente e protettiva del terreno. In questo caso, l'impiego di un gran numero di piante, di semi, o di parti vegetali per unità di superficie, permette la protezione della superficie del terreno dall'effetto dannoso delle forze meccaniche. Inoltre, tali interventi, permetteranno un miglioramento del bilancio dell'umidità e del calore favorendo dunque lo sviluppo delle specie vegetali. Tali interventi sono inoltre mirati ad una rapida protezione delle superfici spoglie. Per l'esecuzione di tali interventi è stata scelta la metodica dell'idro-semina. Infatti, nei terreni particolarmente poveri di sostanze nutritive e facilmente erodibili dalle acque meteoriche, l'idro-semina, adottata in periodi umidi (autunno), si rivela un'ottima metodica per la protezione di tali aree. Il materiale da adottare è un prodotto in miscuglio pronto composto da semente, concimi, sostanze di miglioramento del terreno, agglomerati e acqua. La miscela prevede differenti dosi per ettaro che verranno adeguatamente scelte in fase di realizzazione delle opere di rinverdimento. Qualora si osservi una crescita troppo lenta, rada o nulla si dovrà procedere ad un nuovo trattamento in modo da evitare una eccessiva presenza delle aree di

radura. Inoltre, almeno nei primi due-tre mesi verrà interdetto qualsiasi passaggio sulle aree trattate, che eventualmente dovranno essere recintate, e che andranno protette con frammenti di paglia sparsi da appositi macchinati.

18.13. Manutenzione

Le opere di manutenzione e conservazione dovranno perseguire prevalentemente l'obiettivo di funzionalità ed estetica. In particolare, si dovrà mantenere una copertura vegetale continua così da prevenire ogni forma di erosione, si dovrà limitare il rischio di incendi e la loro propagazione. Infine, sarà necessario evitare un'antropizzazione di forme di vegetazione per errata gestione nelle semine.

18.14. Costi dismissione

Di seguito si presenta una tabella riepilogativa con i costi presunti di dismissione per l'impianto stimati in funzione della specificità del progetto e dei componenti installati. Si stima un costo complessivo di **1.096.633 €** equivalenti a circa **36,6 €/kWp**.

ATTIVITA' DI DISMISSIONE						
ID	Voce	Descrizione	Unità	Tot	Importo Unitario	Importo Totale
1	Allestimento ed organizzazione delle aree di cantiere	Allestimento del cantiere tramite idonea recinzione (compresi varchi di accesso) ed individuazione di zone idonee allo stoccaggio temporaneo dei materiali di risulta	A corpo	1	€ 45.180	€ 45.180
2	Smontaggio dei pannelli fotovoltaici	Smontaggio dei pannelli fotovoltaici dalle strutture di sostegno con idonei mezzi meccanici	A corpo	1	€ 112.974	€ 112.974
3	Smontaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici	Smontaggio delle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici e rimozione dei montanti di	A corpo	1	€ 198.586	€ 198.586

Attività	1 ANNO												
	MESE1	MESE2	MESE3	MESE4	MESE5	MESE6	MESE7	MESE8	MESE9	MESE10	MESE11	MESE12	
Smontaggio e smaltimento pannelli	■												
Smontaggio e smaltimento strutture metalliche		■											
Rimozione pali di fondazione in acciaio			■										
Rimozione cavi e materiale elettrico				■									
Rimozione cabinati				■									
Rimozione strade e materiale riportato				■									
Rimozione recinzione								■					
Ripristino aree dismesse e pulizia									■				

Figura 19-33 Quadro economico della Spesa per dismissione impianto fotovoltaico

18.15. Cronoprogramma dismissione

Figura 19-34 Cronoprogramma Piano di Dismissione

19. Inserimento dell'impianto fotovoltaico nel paesaggio e opere di mitigazione

L'analisi di inserimento dell'impianto fotovoltaico nel paesaggio e la sua compatibilità è stata effettuata tenendo conto l'avanzamento culturale introdotto dalla Convenzione Europea del Paesaggio, sottoscritta dai Paesi Europei nel Luglio 2000 e ratificata a Firenze il 20 ottobre del medesimo anno e si sono osservati i criteri del D.P.C.M. del 12 dicembre 2005, che ha normato e specificato i contenuti della Relazione Paesaggistica. E' stata pertanto predisposta un'analisi coerente con il dettaglio richiesto dal DPCM 2005 al fine di valutare la compatibilità paesaggistica dell'intervento.

La relazione paesaggistica prende in considerazione gli aspetti riguardanti:

- analisi dei livelli di tutela;
- analisi delle caratteristiche del paesaggio nelle sue
- diverse componenti, naturali ed antropiche;
- analisi dell'evoluzione storica del territorio;
- analisi del rapporto percettivo dell'impianto con il paesaggio e verifica di eventuali impatti cumulativi.

La verifica di compatibilità dell'intervento è stata basata sulla disamina dei seguenti parametri di lettura:

Parametri di lettura di qualità e criticità paesaggistiche:

- *diversità*: riconoscimento di caratteri/elementi peculiari e distintivi, naturali e antropici, storici, culturali, simbolici, ecc.;
- *integrità*: permanenza dei caratteri distintivi di sistemi naturali e di sistemi antropici storici (relazioni funzionali, visive, spaziali, simboliche, ecc. tra gli elementi costitutivi);
- *qualità visiva*: presenza di particolari qualità sceniche, panoramiche, ecc.,
- *rarietà*: presenza di elementi caratteristici, esistenti in numero ridotto e/o concentrati in alcuni siti o aree particolari;
- *degrado*: perdita, deturpazione di risorse naturali e di caratteri culturali, storici, visivi, morfologici, testimoniali;

Parametri di lettura del rischio paesaggistico, antropico e ambientale:

- *sensibilità*: capacità dei luoghi di accogliere i cambiamenti, entro certi limiti, senza effetti di alterazione o diminuzione dei caratteri connotativi o degrado della qualità complessiva;
- *vulnerabilità/fragilità*: condizione di facile alterazione;
- distruzione dei caratteri connotativi;
- *capacità di assorbimento visuale*: attitudine ad assorbire visivamente le modificazioni, senza diminuzione sostanziale della qualità;

Lo studio effettuato ha considerato l'assetto paesaggistico attuale, che non evidenzia solo i valori identitari consolidati ma anche un nuovo assetto paesaggistico nel quale si integrano e si sovrappongono i vecchi ed i nuovi processi di antropizzazione. In queste aree di confine tra la Puglia e il Molise, a partire dalla fine degli anni '90 si è generato un vero e proprio paesaggio dell'energia, che connota fortemente il territorio, sia da un punto di vista fisico che concettuale. L'attenzione dello studio si concentra sul progetto, sulla definizione di criteri di scelta del sito, sui principi insediativi, gli accorgimenti progettuali intrapresi e l'insieme di azioni utili a garantire la compatibilità paesaggistica dell'intervento. Il contesto interessato dal progetto presenta caratteri di residua naturalità, ma non si rilevano colture agricole di pregio, così come purtroppo alla ricchezza "cartografica" del sistema insediativo storico non corrisponde un buono stato di conservazione dei principali beni architettonici e culturali che punteggiano il paesaggio rurale. Il Molise, così come la confinante Puglia e più nello specifico, il territorio d'interesse, è già caratterizzato da impianti per la produzione di energia pulita e da altri segni infrastrutturali. Tali elementi rappresentano l'espressione delle nuove attività che si aggiungono alle attività tradizionali, già consolidate e tipicamente legate alla produzione agricola. La diffusa infrastrutturazione delle aree agricole, la presenza di linee, tralicci, cabine, impianti fotovoltaici ed eolici, invasi artificiali e opere irrigue e di bonifica imponenti, impianti di estrazione e centrali di trattamento di idrocarburi, hanno determinato la costruzione di un nuovo paesaggio, che si confronta con quello tradizionale agricolo. Solo una progettazione attenta ai caratteri dei luoghi e alle relazioni tra esistente e nuove realizzazioni, può consentire di superare la contrapposizione tra produzione di energia da fonti pulite e rinnovabili e la difesa, tutela e valorizzazione del paesaggio. Non bisogna però tralasciare l'importanza di tali progetti come efficace azione a difesa dell'ambiente. Il progetto va confrontato con i caratteri strutturanti e con le dinamiche ed evoluzioni dei luoghi, tenendo presente che *"...ogni intervento deve essere finalizzato ad un miglioramento della qualità paesaggistica dei luoghi, o quanto meno, deve garantire che non vi sia una diminuzione delle sue qualità, pur nelle trasformazioni"*. Pertanto, a valle della disamina dei parametri di lettura indicati dal DPCM del 12/12/2005, declinati nelle diverse scale paesaggistiche di riferimento, si considera quanto segue, annotando quali potrebbero essere gli impatti del progetto sul paesaggio.

✓ *Diversità*

(riconoscimento di caratteri/elementi peculiari e distintivi, naturali e antropici, storici, culturali, simbolici).

Il paesaggio in cui si colloca l'impianto di progetto è caratterizzato da una grande complessità. Dai principali punti di osservazione posti in posizione elevata, con un solo

sguardo, si svela la natura idro-geo- morfologica del territorio, nonché i segni stratificati delle trame insediative che caratterizzano i luoghi. Tutti questi segni, diversi tra loro e le relazioni che tra essi si instaurano, costituiscono un’immagine perfettamente aderente all’attuale concezione di paesaggio. Tale paesaggio è scenario ed espressione dei valori storici, culturali, naturali, climatici, morfologici ed estetici del territorio ed è pertanto un organismo in evoluzione, che si trasforma. Quella che si percepisce è un’immagine in continua evoluzione, espressione di una storia ancora in sviluppo, interessata più recentemente dall’utilizzo delle fonti energetiche tradizionali e rinnovabili. Come si può notare sia dalle tavole proposte nel precedente capitolo, sia dalle foto scattate durante i sopralluoghi, il paesaggio dell’energia e quindi quello del fotovoltaico, sono già parte integrante del paesaggio. Gli impianti già presenti sul territorio si integrano con i tratti preesistenti e raccontano di luoghi in evoluzione, ma che non alterando la possibilità di riconoscimento dei caratteri identitari e di diversità sopra accennati. Insieme all’eolico, il fotovoltaico disegna il paesaggio di un territorio che utilizza le risorse naturali e rinnovabili disponibili, aderendo concretamente alle sfide ambientali della contemporaneità e contribuendo alla riduzione delle emissioni di CO₂ e alla lotta ai cambiamenti climatici. Occorre inoltre non dimenticare che rispetto alla scala temporale di consolidamento dei caratteri del paesaggio, tali installazioni risultano completamente reversibili e pertanto in relazione al medio periodo si ritiene il loro impatto potenziale decisamente sostenibile.

✓ *Integrità*

(permanenza dei caratteri distintivi di sistemi naturali e di sistemi antropici storici, relazioni funzionali, visive, spaziali, simboliche, tra gli elementi costitutivi)

Per ciò che riguarda la permanenza dei caratteri distintivi dei sistemi valgono tutte le considerazioni fatte per il precedente parametro “diversità”. Purtroppo bisogna annotare che gli elementi di interesse cartografati e relativi soprattutto alle componenti naturalistiche e storico culturali, versano troppo spesso in condizioni di abbandono. I tratturi sono stati per la maggior parte assorbiti dalla viabilità ordinaria. Nei punti in cui il progetto interessa direttamente elementi di interesse paesaggistico, si sono rispettate fasce tali da non alterarne in maniera rilevante la percezione. L’utilizzo della tecnica TOC, per quanto riguarda il cavidotto, riduce a zero l’impatto sul paesaggio. In termini di appropriatezza della localizzazione, il progetto è assolutamente coerente con gli strumenti di pianificazione in atto e ricade in aree potenzialmente idonee per la tipologia di impianto. I suoli interessati all’installazione dell’impianto fotovoltaico sono stati scelti in prossimità di viabilità già esistenti al fine di evitare la realizzazione di nuove viabilità, e quindi l’alterazione del paesaggio attuale. La localizzazione dell’impianto mira a conservare le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito. Essendo l’area di progetto prevalentemente pianeggiante e a pendenze moderate, è possibile evitare movimenti terra eccessivi, che comporterebbero un’alterazione della morfologia attuale del sito. Inoltre, si è dato gran peso alla salvaguardia degli elementi che compongono il paesaggio (vegetazione, acqua, uso del suolo, viabilità di cantiere, colorazioni degli elementi strutturali). Il layout di progetto consente, grazie alla spaziatura tra le file di moduli, di ridurre la copertura di suolo e le fasce di pannelli di larghezza contenuta (2 pannelli), si possono considerare meno invasive visivamente e più adatte a rispettare le

caratteristiche del terreno. **Per la natura dell'impianto, a conformazione bassa, l'intervisibilità tra i comuni che circondano l'area non viene modificata.**

✓ *Qualità visiva*

(presenza di particolari qualità sceniche, panoramiche)

Come diffusamente descritto nell'analisi percettiva dei luoghi, rispetto alle condizioni morfologiche e orografiche generali rientranti nell'ambito visuale di intervisibilità dell'impianto, sono molti i punti di vista privilegiati da cui poter godere di viste panoramiche di insieme, soprattutto dai centri abitati e dalle principali strade che attraversano il territorio in cui si inserisce l'impianto. Dai punti elevati è possibile ammirare il ricco mosaico che caratterizza il paesaggio, prevalentemente occupato da seminativi, a cui fanno da contrappunto lembi di bosco e di vegetazione riparia, uliveti e vigneti, segnato dall'attraversamento dei corsi d'acqua e dalla fitta rete di viabilità. Tutt'intorno sono localizzati gli impianti eolici e fotovoltaici. Lo studio della visibilità ha mostrato come l'intervento, laddove percepibile, venga assorbito senza alterare gli elementi visivi prevalenti, nonché le viste da e verso i centri abitati e dalla viabilità principale e secondaria. In una relazione di prossimità e dalla media distanza, nell'ambito di una visione di insieme e panoramica, si può notare come il disegno di progetto, a maglia regolare ed ortogonale la suddivisione in comparti in luogo di un'unica continua distesa di pannelli, assecondi le linee naturali di demarcazione dei campi agricoli e rispetti tessiture, struttura e assetti morfologici del paesaggio rurale. La distanza tra le file di moduli è stata scelta in modo da evitare fenomeni di ombreggiamento, creando inoltre un equilibrio tra spazi coperti e spazi liberi. La copertura dell'intera area da parte dei pannelli fotovoltaici è minore del 4%. Importante è anche la cura dei dettagli di strutture accessorie, recinzioni, viabilità di accesso e distribuzione e l'adeguata sistemazione degli spazi liberi e delle aree contermini, in modo da migliorare significativamente la qualità dell'impianto nel suo complesso e le relazioni con il paesaggio agrario in cui si colloca. Nel disegno dei bordi dell'impianto fotovoltaico sono state scelte recinzioni metalliche con predisposizione di appositi passaggi per la microfauna terrestre locale. Le recinzioni a loro volta, insieme all'impianto fotovoltaico, verranno mascherate esternamente con siepi vegetali di altezza contenuta entro i 2 metri fino ai 5-10 metri sulle tonde dei campi fotovoltaici, tale da mitigare l'impatto visivo-percettivo. Verranno utilizzati per la realizzazione delle siepi vegetali e delle aree libere interne, specie autoctone tali da favorire una connettività eco-sistemica con le colture presenti nelle aree circostanti all'impianto fotovoltaico e determinare un incremento della produzione agricola interna all'impianto e nel comprensorio (entro 3 km), associato alla maggiore presenza di entomofauna utile. Le vernici utilizzate, infine, non saranno riflettenti in modo da non inserire elementi luccicanti nel paesaggio che possano determinare fastidi percettivi o abbagliamenti dell'avifauna.

✓ *Rarietà*

(presenza di elementi caratteristici, esistenti in numero ridotto e/o concentrati in alcuni siti o aree particolari)

Quanto riportato nella lettura dei caratteri prevalenti dei luoghi, in termini di complessità e diversità, è sufficiente a spiegare che l'area di interesse vanta una notevole quantità di elementi distintivi concentrati in un solo ambito paesaggistico. La presenza contemporanea di più impianti, disomogenei per giaciture e materiali utilizzati, potrebbe amplificare la percezione di disordine paesaggistico, ma in questo caso, la scelta di utilizzo di materiali non riflettenti e la natura aperta delle viste sul paesaggio garantiscono, a grande distanza, un completo riassorbimento dell'opera nell'immagine complessiva. Pertanto in questo caso la rarità non si ritrova tanto nella presenza di singoli elementi che fungono da attrattori (un complesso monumentale, una singolarità geomorfologica, un'infrastruttura prevalente, un ambiente naturale unico) quanto nella compresenza di più elementi. Tra questi vanno compresi certamente anche quelli che definiscono il contemporaneo paesaggio dell'energia, che rappresenta senza dubbio uno degli aspetti caratterizzanti l'attuale contesto. Riguardo al tema, non vi è nulla che si possa dire di significativo circa le potenziali interferenze del progetto con elementi che conferiscono caratteri di rarità, se non che rientra a pieno titolo nell'ambito dei "Paesaggi dell'energia" che caratterizzano l'area vasta interessata dal progetto e in particolare i territori a confine tra Molise e Puglia.

✓ *Degrado*

(perdita, deturpazione di risorse naturali e di caratteri culturali, storici, visivi, morfologici, testimoniali)

Per la natura dell'impianto, a conformazione bassa, l'intervisibilità tra i comuni che circondano l'area non viene modificata. Rispetto ai caratteri prevalenti, si è già detto a riguardo delle condizioni di diffuso degrado e artificializzazione in cui versano i corsi d'acqua e le testimonianze della stratificazione insediativa. In relazione alle infrastrutture elettriche ed energetiche, disquisire su questo aspetto è estremamente difficile dal momento che manca la giusta distanza temporale per fare valutazioni circa gli impatti complessivi che i sistemi produttivi complessi, anche quelli temporanei e reversibili legati allo sviluppo di risorse rinnovabili, determinano sui caratteri naturali, paesaggistici e culturali storicamente consolidati. Lo sviluppo del fotovoltaico, è parte integrante del paesaggio circostante. Le implicazioni circa questo aspetto riguardano più le qualità ambientali che non quelle paesaggistiche in senso stretto e in tal senso in particolare, la disposizione a fasce di pannelli più strette (2 pannelli nell'impianto di progetto) genera di certo un minor impatto negativo sul terreno sottostante. La soluzione di progetto, che utilizza una composizione mono-palo con inseguitori solari, permette di mantenere una certa distanza tra gli impianti, con una conseguente minore occupazione di suolo. Ancora, l'utilizzo di fondazioni puntiformi riduce l'impermeabilizzazione dei suoli. La presenza contemporanea di più impianti, disomogenei per giaciture e materiali utilizzati, potrebbe amplificare la percezione di disordine paesaggistico, ma in questo caso, la scelta di utilizzo di materiali non riflettenti e la natura aperta delle viste sul paesaggio garantiscono, a grande distanza, un completo riassorbimento dell'opera nell'immagine complessiva. Infine, la tipologia di impianto, le modalità di realizzazione, la reversibilità pressoché totale, sicuramente non comportano rischi di aggravio delle condizioni generali di deterioramento delle componenti ambientali e paesaggistiche. Particolare attenzione è data inoltre nel progetto proprio a progetto di

dismissione. Per quando riguarda i valori scenici propri dell'area, il progetto non influisce negativamente sull'ampiezza e profondità visiva né sulla panoramicità. Nel complesso, l'intervento non risulta fuori scala, né concorrenziale rispetto al panorama.

VERIFICA DEL RISCHIO PAESAGGISTICO, ANTROPICO E AMBIENTALE

✓ *Sensibilità*

(capacità dei luoghi di accogliere i cambiamenti, entro certi limiti, senza effetti di alterazione o diminuzione dei caratteri connotativi o degrado della qualità complessiva)

Si è diffusamente descritta la caratteristica principale del contesto paesaggistico, in cui l'aspetto prevalente è certamente la complessità data dalla compresenza di sistemi diversi tra loro. La vocazione ai cambiamenti dell'area è storicamente consolidata. E' sufficiente un confronto con le cartografie storiche e con lo stesso IGM del 1954 per comprendere quante modifiche siano intervenute nel corso degli ultimi 150 anni, soprattutto per ciò che riguarda l'organizzazione del paesaggio rurale e le tipologie di colture agricole che hanno progressivamente eroso i pascoli e i boschi originari. Ciò nonostante, la chiarezza geografica dei luoghi e la straordinaria vastità degli spazi, pur essendo capace di riassorbire i cambiamenti almeno dal punto di vista percettivo, necessitano di letture attente e di proposte di modifica che tengano conto della fragilità degli equilibri in contesti come quello oggetto di studio. Ogni nuovo intervento va pertanto progettato tenendo in debita considerazione le relazioni complessive che stabilisce con i sistemi paesaggistici con cui si confronta. Valgono tutte le considerazioni fatte precedentemente sulle modalità insediative e progettuali rispetto alla qualità visiva.

✓ *Vulnerabilità/fragilità*

(condizione di facile alterazione o distruzione dei caratteri connotativi)

Rispetto a tale condizione valgono tutte le considerazioni fatte ai punti precedenti, in particolare per ciò che riguarda l'integrità e la diversità, da cui si evince come il livello di vulnerabilità e di fragilità dei luoghi sia molto elevato, soprattutto per ciò che riguarda le situazioni di degrado e abbandono in cui versano la maggior parte dei presidi rurali storici (masserie e annessi).

✓ *Capacità di assorbimento visuale*

(attitudine ad assorbire visivamente le modificazioni, senza diminuzione sostanziale della qualità)

Quello che si percepisce è un territorio "denso", che trova nella rispettosa compresenza di aspetti antichi e contemporanei, il suo grande valore estetico; un luogo che, data la sua configurazione, può assorbire senza traumi l'inserimento dei nuovi segni introdotti dalla nuova realizzazione. Valgono tutte le considerazioni di cui al punto dedicato alla "qualità visiva".

In particolare, per favorire l'assorbimento visuale dalla grande distanza, il progetto di mitigazione provvederà a introdurre schermature vegetali poste nell'immediato intorno dell'impianto, nel rispetto delle esigenze tecniche (di non ombreggiamento dei pannelli) e di sicurezza; a utilizzare tipologie vegetali scelte nel rispetto delle essenze già presenti sul territorio; a disporre gli elementi vegetali prestando attenzione all'assetto e alla trama dei paesaggi interessati;

VERIFICA DELL'IMPATTO CUMULATIVO (IMPIANTI FV IN PROGETTO, IMPIANTI FV ESISTENTI, IMPIANTI EOLICI ESISTENTI)

Come già accennato in riferimento al "nuovo paesaggio agricolo-tecnologico", sul territorio sono presenti entrambe le tipologie più diffuse di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: la fonte eolica e la fonte fotovoltaica.

Entrambe le tipologie hanno un impatto sul territorio, di tipo ed entità diversa. L'impianto eolico si sviluppa in verticale, occupando poco spazio in quanto a superficie occupata ma innalzandosi in altezza, anche, per le tipologie più moderne e a maggiore potenza, ad altezze considerevoli. Il rischio maggiore dal punto di vista paesaggistico è quello del cosiddetto "effetto selva", qualora la disposizione dell'impianto non preveda interdistanze considerevoli fra le singole torri. Essendo le torri esistenti collocate ad elevate interdistanze e con appropriate scelte localizzative l'impatto percettivo non entra in contraddizione con gli elementi caratteristici del paesaggio. L'impianto fotovoltaico si sviluppa orizzontalmente e l'impatto, come già affermato, si concretizza soprattutto in occupazione di suolo. La realizzazione degli impianti su suolo agricolo evita un ben più grave impatto nei confronti delle aree naturali. Rimane comunque la sottrazione del suolo agrario. Le mitigazioni e le compensazioni sono rivolte a tre elementi fondamentali: spazi alla base della recinzione per il transito della piccola fauna, siepi perimetrali, rinaturalizzazione degli spazi liberi all'interno dell'impianto, tutte previste dal progetto in esame. Le distanze fra i vari impianti (esistenti e in progetto) appare considerevole e non si verifica una eccessiva occupazione del suolo agrario. Mettendo in relazione agli impianti fotovoltaici anche quelli eolici esistenti si ottiene un quadro completo della situazione in quanto a produzione di energia da fonti rinnovabili. I vari campi fotovoltaici occupano spazi infinitesimali rispetto al territorio considerato e sono collocati ad adeguata distanza. La presenza contemporanea di più impianti, disomogenei per giaciture e materiali utilizzati, dunque, non amplifica la percezione di disordine paesaggistico.

Lo studio paesaggistico effettuato ha portato alle seguenti conclusioni:

In merito alla localizzazione:

l'area di progetto è esterna ai perimetri delle aree inidonee individuate dalla Regione Molise ai sensi del DM 09/2010, con la DGR 621/2011 e successivamente nel 2017 con l'aggiornamento del PEAR.

La localizzazione dell'impianto, come già ribadito, è coerente in riferimento alla viabilità esistente, alla vicinanza con altri impianti dello stesso tipo, alla prossimità con la Stazione Terna.

In merito alle norme paesaggistiche e urbanistiche che regolano le trasformazioni: il progetto risulta sostanzialmente coerente con gli strumenti programmatici e normativi vigenti e non vi sono forme di incompatibilità rispetto a norme specifiche che riguardano l'area e il sito di intervento.

Dall'analisi dei vari livelli di tutela, si evince che gli interventi non producono alcuna alterazione sostanziale di beni soggetti a tutela dal Codice di cui al D.lgs 42/2004 in quanto la natura delle opere, laddove interferenti, è limitata a attraversamenti dell'elettrodotto interrato (in TOC) in corrispondenza di due corsi d'acqua e relative fasce di rispetto.

In merito alla capacità di trasformazione del paesaggio, del contesto e del sito: in relazione al delicato tema del rapporto tra produzione di energia e paesaggio, si può affermare che in generale la realizzazione dell'impianto non incide in maniera critica sull'alterazione del carattere dei luoghi, in virtù delle condizioni percettive del contesto. Il progetto non pregiudica il riconoscimento e la nitida percezione delle emergenze orografiche, dei centri abitati e dei beni architettonici e culturali che punteggiano il paesaggio rurale. Per tali motivi e per il carattere di temporaneità e di reversibilità totale nel medio periodo, si ritiene che il progetto non produca una diminuzione della qualità paesaggistica dei luoghi, pur determinandone una trasformazione. In conclusione, considerando che opere finalizzate alla produzione di energia da fonti rinnovabili sono considerate di pubblica utilità, che tale attività impiantistica produce innegabili benefici ambientali e che comporta positive ricadute socio-economiche per il territorio; il progetto in esame può essere considerato compatibile con i caratteri paesaggistici, gli indirizzi e le norme che riguardano le aree di interesse.



Analisi e Interventi di Mitigazione di Impatto – Progetto Agro-Voltaico .

Occupazione del Suolo

L'impianto si estenderà su una superficie di circa 41 ha in su terreni attualmente destinati all'attività agricola e con una discreta rete viaria interna, costituita da strade interpoderali sterrate. Il modulo fotovoltaico utilizzato nel progetto ha una dimensione di 2.187 x 1.102 mm e quindi un'area di 2,41 m² che moltiplicata per il numero di moduli totali pari a 59.332 da una superficie captante totale di 142.990,12 m.

A tale superficie occorre aggiungere un ingombro totale di circa 17.005,49 m² per il posizionamento dei locali tecnici e la viabilità interna a ciascun CAMPO fotovoltaico per cui lo spazio occupato dagli apparati costituenti l'impianto e l'intera superficie, che resterà immutata rispetto all'attuale configurazione, è di **160.000 m²/414.100 m²= 0,386** che corrisponde al 38,6% dell'intera superficie interessata dall'impianto fotovoltaico **Da tale calcolo scaturisce l'area che resterà immutata rispetto all'attuale configurazione risulta essere pari al: 71,4% della superficie totale.**

La situazione geomorfologica attuale non subirà modifiche sostanziali e non verrà modificato il grado di permeabilità attuale, dal momento che non sono previsti interventi di pavimentazione e il terreno verrà lasciato allo stato naturale. La viabilità interna ai campi fotovoltaici sarà realizzata in terra battuta mediante asportazione di uno strato superficiale del terreno esistente di circa 30 cm, copertura con geo- tessuto e successiva copertura con terreno stabilizzato. I rilevati previsti saranno formati a strati successivi (dopo il costipamento) e saranno costituiti da materiali idonei, provenienti da cave reperibili nella zona e da eventuale materiale idoneo proveniente dagli scavi in loco.

Lo spessore dei rilevati sarà pari a 40 cm e verrà data una pendenza dell' 1% da ambo i lato per favorire il normale deflusso delle acque piovane nei terreni. Il terreno vegetale di risulta proveniente dallo scavo a sezione obbligata delle viabilità interne al parco fotovoltaico sarà riutilizzato stesso in loco per le opere di appianamento del terreno ove necessarie.

Le soluzioni descritte non implicano strati impermeabili e quindi non determinano effetti negativi sul deflusso delle acque meteoriche.

All'atto della dismissione dell'impianto potranno essere quindi ripristinate le condizioni attuali, essendo le strutture utilizzate completamente amovibili.

Interventi di mitigazione Visiva

Per quanto riguarda la visibilità dell'impianto, sia per la posizione dell'area, sia per le ridotte altezze dello stesso, risulta che l'impianto sarà visibile solo in prossimità dello stesso e in misura ridotta o marginale dai centri storici limitrofi e dalla viabilità analizzata:

- **Centri storici considerati:** Serracapriola (FG), Chieuti (FG), San Martino in Pensilis (CB), Ururi (CB) e Rotello (CB);
- **Viabilità analizzata:** Strada Provinciale 167, Strada Provinciale 78, Strada Provinciale 40, Strada Provinciale 376, Stradelli panoramici accessibili dalla viabilità precedente;

Gli interventi di mitigazione visiva progettati, riportati di seguito, tengono conto di tale visibilità e del contesto del paesaggio circostante. La recinzione che corre lungo il confine dell'impianto sarà a maglia metallica e fissata nel terreno mediante strutture completamente amovibili. E' stata infatti scelta, per l'installazione dei pannelli, una soluzione con pali infissi, che potranno essere facilmente estratti dal suolo in fase di dismissione dell'impianto. Considerando che i pannelli montati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale saranno alti da terra circa 2 m, si ritiene opportuno mitigare la vista dell'area dell'impianto mediante la messa a dimora di essenze caratteristiche della vegetazione naturale potenziale, tramite messa a dimora di idonee associazioni vegetale lungo il perimetro di ciascun campo fotovoltaico. Tale intervento assume particolare valore nelle viste dalla viabilità più prossima alla zona dell'impianto, con particolare riferimento. Gli interventi mirano non distogliere l'attenzione nelle viste analizzate, indirizzandola verso gli elementi caratterizzanti l'ambito di paesaggio in cui l'impianto è collocato, garantendo la permanenza dei caratteri distintivi di sistemi naturali e di sistemi antropici storici, relazioni funzionali, visive, spaziali, simboliche, tra gli elementi costitutivi. Tra questi è opportuno

ormai considerare anche la vista dei numerosi impianti eolici e fotovoltaici che hanno contribuito a creare un ambito di “**paesaggio agricolo-tecnologico**” che su un disegno del suolo di lievi variazioni e progressiva degradazione verso l’Adriatico è caratterizzato da impianti di produzione di energia sostenibile. Il territorio in oggetto, non è certo privo di trasformazioni avvenute nel corso dei secoli, che lo hanno consegnato all’attuale con una forte semplificazione in termini di biodiversità e una riduzione quasi drastica della componente naturale e semi-naturale. In merito all’elettrodotto di collegamento dell’impianto con la sottostazione Terna di conferimento, non risultano interventi di mitigazione necessari visto l’interramento lungo tutta la tratta, sia in corrispondenza di strade esistenti che in aree a destinazione agricola. Inoltre, la tecnologia di scavo TOC permetterà di evitare danneggiamenti in casi più delicati, rendendo non necessaria alcuna azione di mitigazione.

Mitigazione in fase di Esercizio Mitigazione di Impatto sulla Biodiversità.

Le aree interessate dall’installazione dei campi fotovoltaici sono, fatta eccezione per la rete viaria interpodereale esistente, aree agricole non irrigue destinate alla rotazione grano - grano - girasole. La coltivazione interessa tutta la superficie utilizzabile, determinando, come consuetudine nel territorio in oggetto, un depauperamento della biodiversità. Le azioni di mitigazione paesaggistico-percettiva prevedono l’inserimento di siepi perimetrali ai campi fotovoltaici, che determineranno un incremento di biodiversità e non un impatto sulla stessa. Le siepi dovranno raggiungere una larghezza in pieno sviluppo di circa 2 m e saranno contenute entro i 2 m di altezza. Complessivamente si tratterà di realizzare quasi 2 ettari di nuove siepi “*naturaliormi*”. Allo stesso modo, la destinazione a prato polifita debolmente arbustato delle aree interne libere da impianti incrementerà notevolmente l’entomofauna utile, che a sua volta costituirà fonte trofica per tante altre specie.

Mitigazione di impatto sulle superfici agricole.

L’impianto si estenderà su una superficie di circa 16 ha, superficie captante totale di 142.994,51 m² alla quale occorre sommare un ingombro totale di circa 17.005,49 m² per il posizionamento dei locali tecnici e la viabilità interna a ciascun campo agro-fotovoltaico, da

cui deriva che il rapporto fra lo spazio occupato dagli apparati costituenti l'impianto e l'intera superficie, che resterà immutata rispetto all'attuale configurazione, è di $160000 \text{ m}^2 / 414100 \text{ m}^2 = 0,386$, quindi il 38,6% dell'intera superficie interessata dall'impianto. Da tale calcolo scaturisce l'area che resterà immutata rispetto all'attuale configurazione che risulta essere pari al: 61,4% della superficie totale, quindi 254.257 m².

Il progetto, oltre a specifiche azioni di mitigazione e compensazione, prevede anche una gestione integrata delle strutture dell'impianto fotovoltaico con i suoli sottostanti, consentendo un consistente recupero delle superfici "a cielo libero", da destinare alla conduzione agricola.

I suoli interessati, sono allo stato attuale in gran parte non irrigui e in rotazione triennale grano - grano - rinnovo, gestito tra girasole e leguminose varie, da realtà economiche con esperienza consolidata sul territorio molisano nella gestione e commercializzazione di produzioni agricole, anche certificate, su circa 200 ha, per lo più con metodologia di lotta integrata.

La presenza di tale realtà, già direttamente coinvolta nella gestione di alcuni appezzamenti coinvolti nel progetto, il trend positivo in merito alle produzioni di qualità riconducibili al territorio molisano e la possibilità di chiudere contratti di filiera ridotta con significativi attori del mercato (Orogel, La Molisana, ecc.), configura una situazione ideale per predisporre un piano agro fotovoltaico, sostenibile dal punto di vista ambientale ed economico, con importanti ricadute sull'impiego di manodopera locale.

Gli interventi di mitigazione e compensazione integrati nel progetto agro-fotovoltaico e che sono il risultato di specifiche strategie mirate alla mitigazione degli impatti prodotti, sia di tipo visivo, che ambientale che sull'attività agricola e alla compensazione degli stessi, anche in ottica di comprensorio.

Le superfici interessate da tali azioni sono sinteticamente individuate come segue:

- A. Fascia perimetrale esterna alla recinzione del gruppo di impianti agro-fotovoltaici;**
- B. Superfici di proiezione dei moduli fotovoltaici;**
- C. Area libera tra le strutture a inseguimento solare;**
- D. Aree contermini già contrattualizzate con lo scopo di compensazione ambientale;**

Di seguito si forniscono dettagli tecnici ed economici sulle opere previste, sia in termini di realizzazione che di gestione e in particolare, ed in particolare, per quanto attiene alla conduzione agricola di alcune di esse, anche informazioni sulle colture scelte e sui costi e i ricavi conseguenti, stimati durante tutto il ciclo di vita degli impianti agro-fotovoltaici.

A. Fascia perimetrale ai campi fotovoltaici

Un fascia di circa 1,5 m di larghezza, con sviluppo perimetrale ai campi fotovoltaici in progetto, sarà costituita da una siepe con l'obiettivo di ottenere mitigazione di impatto sia di tipo visivo che un incremento della biodiversità del sito, in considerazione del fatto che le siepi campestri sono attualmente del tutto assenti nei campi interessati dal progetto. Le siepi presenteranno composizione variabile in funzione dell'esposizione e in particolare, le porzioni poste a nord dei campi fotovoltaici, avranno una componente arborea significativa, oltre quella arbustiva di base, in modo da ottenere una maggiore mitigazione visiva dell'impianto dalla viabilità a nord prossima all'area. Di seguito un dettaglio delle specie scelte sia per la componente arbustiva, che per quella arborea e dove in grigio sono evidenziate le integrazioni scelte per le porzioni di siepe a nord dei campi fotovoltaici.

La siepe sarà contenuta entro i 2 m di altezza, con la seguente strategie: per i primi 5-6 anni avrà sviluppo libero, mentre per i successivi 2-3 anni, si effettuerà un intervento di potatura all'anno. In tal senso, gli interventi risultano poco o nulla significativi.

B. Superfici di proiezione dei moduli fotovoltaici;

Le aree interne agli impianti agro-fotovoltaiche che non saranno interessate da coltivazioni agricole, saranno regolarmente sfalciate, per ottenere copertura a verde, al fine di preservare la capacità di assorbimento di acque piovane e ridurre l'erosione superficiale da ruscellamento. L'attività di sfalcio periodico consentirà di ottenere inerbimento in autunno, inverno e per buona parte della primavera, oltre che allungare l'intervallo di tempo di copertura verde anche all'inizio dell'estate. Lo sfalcio sarà meccanizzato. La gestione di tale attività, sarà effettuata da una società agricola locale al fine di conseguire un maggiore impiego di manodopera locale a carattere stabile.

C. Interfile tra le strutture ad inseguimento solare;

Le aree libere interne all'impianto agro-fotovoltaico saranno destinate a coltivazione agricola in rotazione mix di leguminose (piselli, ceci, cicerchie, lenticchie, fagioli, ecc.) - cipolla bianca di Isernia, per una fascia di circa 4 m di larghezza, posta in posizione centrale rispetto alle file dei moduli, sempre con metodo di lotta integrata.

La tipologia di coltura da adottare è il risultato di un'indagine di mercato volta all'individuazione dei soggetti potenzialmente interessati alla coltivazione di tali superfici disponibili, selezionate in funzione del numero di personale, mezzi e attrezzature disponibili, e capacità economica in grado di realizzare e mantenere il progetto agro-fotovoltaico.

I soggetti individuati forniscono rassicurazioni sulla fattibilità tecnico-economica della coltivazione, confermate dalle linee commerciali già attivate e di trend di crescita del mercato. Di seguito alcuni esempi di prodotti commercializzati, in linea con le coltivazioni che si prevede di attivare per il progetto agro-fotovoltaico.

Occorre evidenziare che a seguito delle analisi chimico-fisiche condotte sui terreni oggetto degli impianti in esame, la scelta delle coltivazioni è specificamente orientata anche alle caratteristiche pedoclimatiche del sito.

Le aree descritte, saranno in rotazione colturale. Per fornire un riscontro di carattere economico alla rotazione proposta, utilizzando prezzi di mercato ed indicazioni economiche fornite anche dall'azienda selezionata, si stima:

- per la coltivazione del mix di leguminose, in funzione del trend di mercato si è stabilito di utilizzare le seguenti percentuali di ripartizione: 50% ceci, cicerchie e piselli, 50% lenticchie;
- per la coltivazione della cipolla bianca di Isernia si ipotizza la raccolta manuale con l'intensione di vendere il prodotto fresco. Si considera inoltre l'irrigazione di soccorso con impianti semoventi;

D. Aree contermini

Disponendo di elevate superfici prossime alle aree dei campi fotovoltaici, si è ipotizzando nell'ambito degli interventi di compensazione dell'impatto ambientale relativo al progetto fotovoltaico, di destinare a tali superfici un oliveto superintensivo, nel quale testare anche cultivar adatte alla meccanizzazione ma di provenienza italiana, cercando di valorizzare le cv molisane. Il sesto di impianto di riferimento è 3,80 x 1,40 m, con circa 1.700 piante/ha. Tra le scelte possibili si riporta un breve elenco: Aurina, Gentile di Larino, Oliva Nera di Colletorto e/o Leccino, leccio del corno e peranzana, alle quali aggiungere cv da oliva nera per la commercializzazione sott'olio, come da riferimento fotografico seguente. Occorre inoltre evidenziare come siano tecnicamente possibili ed economicamente sostenibili anche coltivazioni quali il nocciolo o altra frutta secca, in vista di una sempre crescente domanda interna, finalizzata all'industria dolciaria e che tale soluzione può presentare una doppia attitudine produttiva se micorrizzata con tartufo *T. melanosporum* (Micosat F Latifoglie - noce, nocciolo, castagno). La presenza di endo e ectomicorrize faciliterà lo sviluppo delle piante, determinando al contempo la produzione di tartufi molisani, prodotto riconosciuto di ottima qualità e trend positivo di crescita. In tal senso, ci si riserva di valutare la destinazione di una parte della superficie delle aree contermini a coltivazione sperimentale.

In conclusione l'area destinata all'impianto fotovoltaico determinerà un'occupazione di suolo agricolo limitata rispetto alla superficie complessiva destinata. La sottrazione di suolo agricolo si configura come una nuova opportunità di conduzione dello stesso, in quanto oltre il 70% della superficie sarà potenzialmente disponibile alla coltivazione. Ampie zone libere all'interno dell'area di impianto potranno essere interessate da colture legnose a reddito elevato, per la produzione di frutta da consumare fresca o trasformata. Le aree interessate all'intervento non interessano colture legnose in atto. Il coinvolgimento di un partner affidabile nell'ambito del progetto dell'impianto agro-fotovoltaico ha come obiettivo quello di garantire la concretezza e corretta gestione dell'attività agricola sulle superfici descritte (Interfile tra le strutture ad inseguimento solare e aree contermini, già contrattualizzate). L'intento è di continuare la conduzione attuale dei fondi, progettando una rotazione compatibile con le caratteristiche del sito post-installazione. Le specie scelte sono idonee e coerenti con le caratteristiche pedo-climatiche del sito. L'intenzione di affidare la gestione delle superfici di proiezione dei moduli fotovoltaici a società che possano occuparsi anche

dell'attività agricola permette inoltre una stabilizzazione di ulteriori unità lavorative, prelevate dal territorio interessato. Al fine di fornire un'indicazione di massima delle unità coinvolte nella gestione dei suoli, alle quali poi aggiungere il personale destinato alla trasformazione e l'indotto legato alla lavorazione di alcuni prodotti, prima della commercializzazione, si può fare riferimento alle tabelle della Regione Molise rispetto alle quali si è sviluppato un calcolo orientativo per fornire un'idea delle ricadute positive del progetto agro fotovoltaico sulla manodopera locale:

Coltura	Stima gg/ha	manodopera	Superfici interessate	Range manodopera	Impiego
Oliveto	30-50		10,59	318-530	
Mix leguminose	7-9		18	126-162	
Cipolla bianca di Isernia	10-20		18	498-890	

In base a tale quadro sintetico, si comprende come il progetto agro-fotovoltaico, possa essere considerato un'azione che oltre a restituire all'uso agricolo gran parte dei suoli contrattualizzati, possa svolgere anche un'azione sinergica in termini di impiego della forza lavoro locale, variabile tra le 444 – 692 (rotazione con cipolla bianca di Isernia) e le 1227 - 1949 giornate totali (rotazione con mix leguminose), oltre a garantire la conservazione dall'erosione superficiale, sei suoli non interessati da coltivazione.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico incrementerà l'ormai consolidato trend della zona, nella produzione di energie rinnovabili, fornendo un impatto agricolo bilanciato dalla coltivazione tra i moduli post-impianto di seminativi meccanizzabili e l'impianto di frutteti specializzati, compatibili con gli obiettivi di qualità del paesaggio interessato e la vocazione agricola dei suoi suoli.

L'impianto fotovoltaico, non determina una semplificazione dell'ecosistema, né interessa aree semi- naturali o naturali, ma andrà a svilupparsi in aree ad attività agricola intensiva, purtroppo già caratterizzate da una consistente riduzione della complessità e dell'ecosistema, per le quali, in previsione di interventi di mitigazione visiva dei campi fotovoltaici, tale occasione possa rappresentare addirittura un miglioramento della

biodiversità in loco. L'area interessata non rientra nei siti o negli habitat soggetti a norme di salvaguardia (SIC, ZPS).

Il suolo verrà interessato marginalmente da scavi e rinterri di modesta entità che saranno eseguiti nella fase di cantiere e risolti con il medesimo terreno, accantonato per strati in loco. La permeabilità del suolo non sarà modificata e comunque la conduzione agricola ipotizzata anche nelle aree interfila, ne garantirà il corretto mantenimento.

Interventi di Mitigazione Visiva

Gli interventi di mitigazione visiva progettati, produrranno effetti differenziati rispetto ai punti di vista di cui si è parlato nel paragrafo precedente. L'inserimento di siepi che svolgono non solo funzione di mitigazione visiva, permetterà, a seconda del cono visivo, di annullare la percezione dell'impianto di progetto, consentendone una percezione molto ridotta, e riducendone la percezione a piccole porzioni non mitigate dalle siepe alberate a nord dei campi.

Le azioni di mitigazione paesaggistico-percettiva saranno le seguenti:

Per quanto riguarda la visibilità dell'impianto, sia per la posizione dell'area, sia per le ridotte altezze dello stesso, risulta che l'impianto sarà visibile solo in prossimità dello stesso e in misura ridotta o marginale dai centri storici limitrofi e da parte della viabilità analizzata. Di seguito elencati i siti interessati da vista apprezzabile dell'impianto:

- **Centri storici considerati:** Serracapriola (FG), Chieuti (FG), San Martino in Pensilis (CB), Ururi (CB) e Rotello (CB);
- **Viabilità analizzata:** Strada Statale 480, Strada Provinciale 167, Strada Provinciale 78, Strada Provinciale 40, Strada Provinciale 376, Contrada Bosco Pontone, Stradelli panoramici accessibili dalla viabilità precedente;



Figura 20-35 Coni visivi per la percezione paesaggistica

Come riportato nella Relazione paesaggistica, sono indicati i punti di percezione sviluppati e evidenziati gli impatti visivi tipo, con cerchio arancione e lettera. Si fa notare come le viste da sud- ovest abbiano una percezione praticamente nulla dell'impianto, per cui nulle sarebbero le azioni di mitigazione. Sulla base delle tipologie di impatto valutate, si descrivono gli esiti attesi delle azioni di mitigazione. A completamento della categorizzazione degli impatti di tipo visivo, si riportano le viste panoramiche di riferimento, individuate nella figura 1, con individuazione dell'area dell'impianto e foto inserimento privo di azioni di mitigazione, per far comprendere l'impatto *post- operam* e i risultati attesi. Gli interventi di mitigazione visiva progettati, produrranno effetti differenziati rispetto alle viste tipo riportate nelle figure 1-6. L'inserimento di siepi che svolgono non solo funzione di mitigazione visiva, permetterà di annullare la percezione dell'impianto di progetto (viste A), consentirne una percezione molto ridotta, limitata alle porzioni dei campi fotovoltaici di dimensione più estesa rispetto al punto di vista (viste B) e ridurre la percezione a piccole porzioni non mitigate dalle siepi alberate a nord dei campi (viste C).

Le azioni di mitigazione saranno le seguenti:

1. La recinzione che corre lungo il confine dell'impianto sarà a maglia metallica, fissata nel terreno mediante strutture completamente amovibili. Essa sarà in alcuni punti,

Classificazione botanica	Nome Volgare
Componente arborea (solo sul lato ovest dei campi fotovoltaici)	
<i>Mespilus germanica</i>	nespolo
<i>Pyrus paraste</i>	perastro
Componente arbustiva	
<i>Rosmarinus officinalis</i>	rosmarino
<i>Cornus sanguinea</i>	sanguinello
<i>Lonicera xylosteum</i>	caprifoglio rosso
<i>Spartium junceum</i>	ginestra odorosa
<i>Prunus spinosa</i>	prugnolo
<i>Rubus fruticosus</i>	rovo
<i>Rosa canina</i>	rosa canina

sollevata dal terreno di 15 cm al fine di consentire la penetrazione e l’attraversamento dell’area da parte della piccola fauna, evitando quindi di costituire una barriera ecologica;

2. A tal recinzione sarà associata una siepe “*naturaliforme*” sui lati, est, sud e ovest, composta da specie caratteristiche della vegetazione naturale potenziale del sito. Tale siepe fornisce mitigazione visiva completa nelle vista tipo A e B, descritte in precedenza. Ad eccezione del fronte nord dell’area di impianto o dei singoli campi fotovoltaici (nel caso in cui tale lato non coincida o sia prossimo ad altro campo fotovoltaico posto ancora più a nord), la siepe integrerà alcune specie che producono frutti eduli, che costituiranno un’integrazione delle riserve trofiche del luogo per specie di uccelli, mammiferi e entomofauna (polline e nettare), un rifugio temporaneo o un luogo di nidificazione. Si tratterà di una siepe con altezza contenuta in 2 m, costituita unicamente da arbusti adatti per ambiti spazialmente limitati, da realizzare con sesto di impianto libero e associazione per gruppi di n. 2-3 piante a specie.

La messa a dimora dovrà essere effettuata senza l’impiego di teli pacciamanti e per limitare lo sviluppo di specie infestanti potrà essere utilizzato del cippato vario, reperito in loco. In alternativa si potrà fare ricorso a dischi pacciamanti e a shelter di protezione degli impianti vegetali.

3. **Sul lato nord**, dei campi fotovoltaici alle specie già definite in precedenza, saranno aggiunte alcune altre arboree, in modo da ottenere un’azione di mitigazione maggiore, proprio in corrispondenza dei con i visivi riportati dalla viabilità prossima ai futuri impianti fotovoltaici. Anche in questo caso, saranno preferite specie arboree che producono frutti in modo da incrementare le potenzialità trofiche del sito. In questo caso si tratterà di una **siepe media, con altezza tra 5 e 10 metri**, composta come detto sia da arbusti, ma anche da alberi entro la 3^a classe di grandezza. **Tale siepe fornire mitigazione visiva completa nelle vista tipo A e B** e riduce la percezione dell’impianto a piccole porzioni, non permettendone una visione completa o continua. **Le specie arboree inserire**, svolgono anche una discreta funzione frangivento.

Specie	Nome Volgare
Componente arborea	
<i>Corylus avellana</i>	nocciolo
<i>Quercus ilex</i>	leccio
<i>Quercus pubescens</i>	roverella
<i>Celtis australis</i>	bagolaro
<i>Morus alba</i>	gelso
<i>Ficus carica</i>	fico
<i>Laurus nobilis</i>	alloro
<i>Sorbus domestica</i>	sorbo domestico
<i>Mespilus germanica</i>	nespolo

<i>Pyrus pyraeaster</i>	perastro
Componente arbustiva	
<i>Crataegus monogyna</i>	biancospino
<i>Pistacia terebinthus</i>	terebinto
<i>Arbutus unedo</i>	corbezzolo
<i>Rosmarinus officinalis</i>	rosmarino
<i>Cornus sanguinea</i>	sanguinello
<i>Lonicera xylosteum</i>	caprifoglio rosso
<i>Spartium junceum</i>	ginestra odorosa
<i>Prunus spinosa</i>	prugnolo
<i>Rubus fruticosus</i>	rova
<i>Rosa canina</i>	rosa canina



Figura 2-3: Vista di tipo A dell’impianto (Campo fotovoltaico 1) da San Martino in Pensilis: la morfologia dell’area di impianto e del territorio posto tra questa al punto di osservazione non consente di visualizzare l’area di intervento.



Figura 4-5: Vista di tipo B dell’impianto da Serracapriola: la morfologia dell’area di impianto ne rende visibile solo in parte i campi fotovoltaici e ad una distanza tale che le opere di mitigazione non ne consentono di apprezzare le dimensioni o i margini.



Figura 6-7: Vista di tipo C dell’impianto (Campo fotovoltaico 2) da strada interpodereale: la ridotta distanza dall’impianto consentirebbe di apprezzarne l’estensione complessiva, ma le siepi di mitigazione non ne consentono l’individuazione.

Compensazione Ambientale.

Risultano misure di compensazione ambientale le due azioni individuate ai punti C e D. In dettaglio, si tratta:

- Il prato polifita debolmente arbustato nelle aree interne non interessate da installazione, tramite le specie mellifere previste, determinerà, insieme alle stesse specie inserite nelle siepi di mitigazione visiva (che hanno una superficie complessiva di circa 0,8 ha) un incremento della produzione agricola del comprensorio (entro 3 km all'area dell'impianto);
- l'impianto progressivo di produzioni ad elevato valore aggiunto nelle aree contermini, determinerà un incremento dei redditi da produzione agricola del comprensorio, ben superiori ai seminativi non irrigui attualmente presenti;

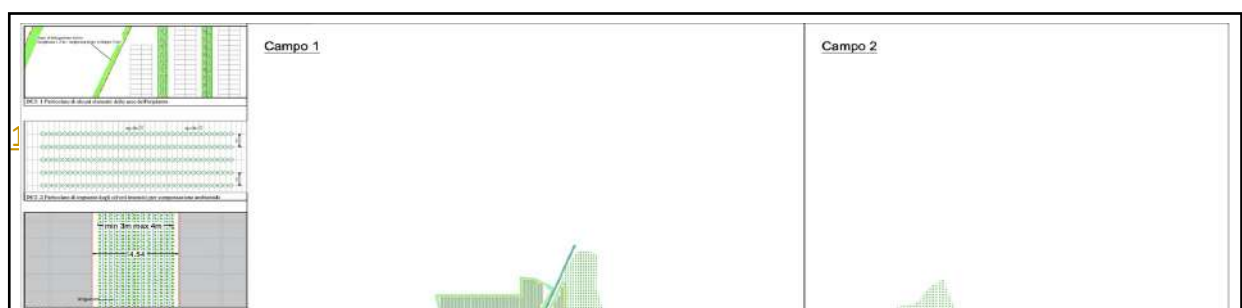
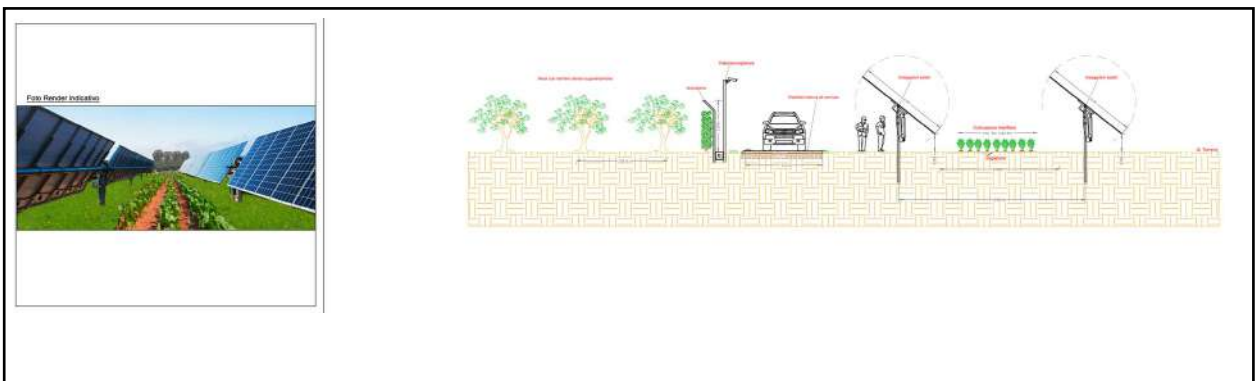


Figura 20-36 Tavola aree delle mitigazioni ambientali

20. Analisi degli Impatti ambientali e paesaggistici in fase di cantiere e di esercizio.

20.1. Fenomeno di abbagliamento

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad una intensa sorgente luminosa. L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera. Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi). In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).

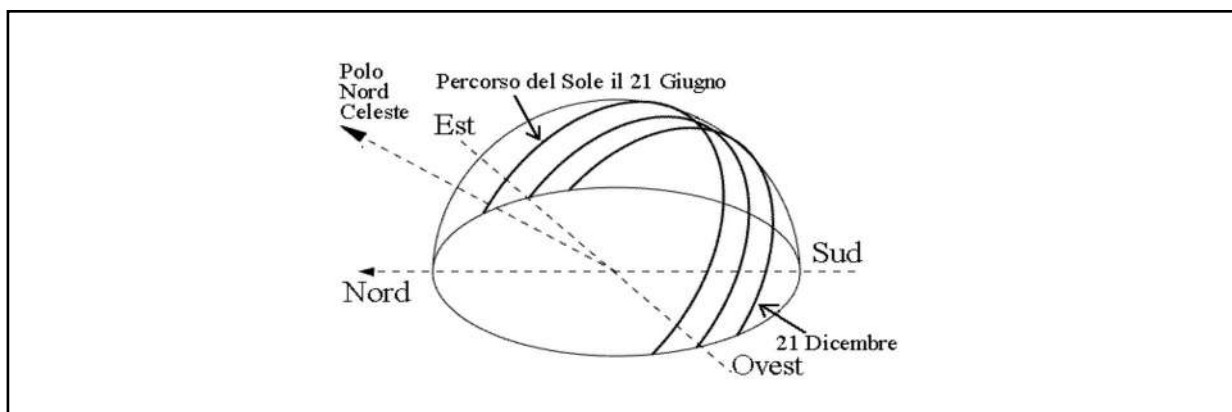


Figura 20-37 Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 45°. Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit.

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 1 e 3,5 m e del loro angolo di inclinazione verso sud rispetto al piano orizzontale, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche. In ogni caso, inoltre, la radiazione riflessa viene ridirezionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire né le abitazioni circostanti le quali constano di non più di tre piani, né, tantomeno, un eventuale osservatore posizionato ad altezza del suolo nelle immediate vicinanze della recinzione perimetrale dell'impianto.

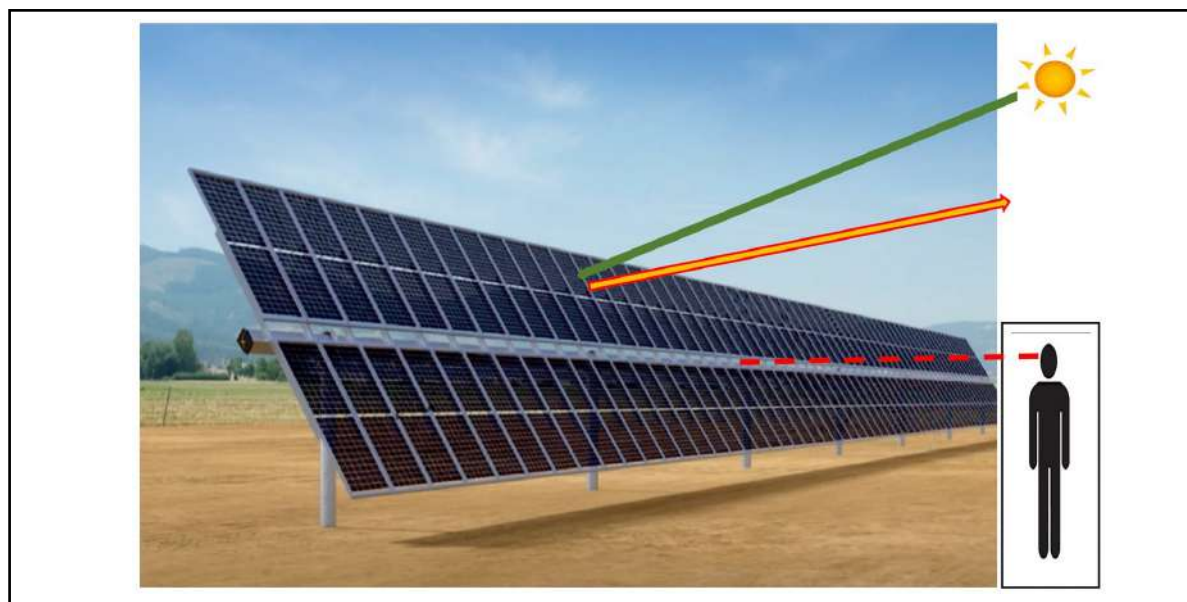


Figura 20-38 Riflessione dei raggi solari sui moduli fotovoltaici montati su tracker

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare un tale fenomeno. Con l'espressione “perdite di riflesso” si intende

l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di calore e/o di corrente elettrica. Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile un tale fenomeno è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari. L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza il quale da alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici finestate. **Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente antiriflesso grazie al quale penetra più luce nella cella, altrimenti la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.**

Le stesse molecole componenti l'aria al pari degli oggetti danno luogo a fenomeni di assorbimento, riflessione e scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti, pertanto la minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico, grazie alla densità ottica dell'aria è comunque destinata nel corto raggio ad essere ridirezionata, scomposta, ma soprattutto convertita in energia termica.

Ad oggi numerosi sono in Italia gli aeroporti che si stanno munendo o che hanno già da tempo sperimentato con successo estesi impianti fotovoltaici per soddisfare il loro fabbisogno energetico (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyla; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti ecc...). Indipendentemente dalle scelte progettuali, risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali.



Figura 20-39 Impianti fotovoltaici in prossimità di aeroporti

In mancanza di una normativa specifica che regoli una tale problematica, nonché alla luce di quanto esposto e delle positive esperienze di un numero crescente di aeroporti italiani, si può pertanto concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'abitato e della viabilità prossimali è da ritenersi ininfluenza nel computo degli impatti conseguenti un tale intervento non rappresentando

una fonte di disturbo. L'aeroporto più vicino all'impianto fotovoltaico di progetto è l'Aeroporto Gino Lisa di Foggia che dista in linea d'area 54 km. Alla luce di quanto esposto si può concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'abitato e della viabilità prossimali è da ritenersi ininfluenza nel computo degli impatti conseguenti un tale intervento, non rappresentando una fonte di disturbo. Si può quindi asserire che anche in tal caso l'effetto dovuto al fenomeno sul bene ambientale è di fatto trascurabile e non significativo.

20.2. Analisi del rumore generato dall'impianto fotovoltaico

Il Comune di Ururi (Cb) e Rotello (Cb) non hanno prodotto, al momento, uno strumento di zonizzazione acustica specifico per le zone agricole così come disposto dal DPCM 14.11.1997. In ogni caso si è ritenuto opportuno allegare al presente progetto una relazione di previsione di impatto acustico ai sensi della L. 447/95, D.P.C.M. 14711/1997 e D.M. 16/03/1998 (Vedi elaborato **IT_SMR_10 "RELAZIONE DI PREVISIONE DI IMPATTO ACUSTICO"**)

20.3. Impatti acustici previsti in fase di cantiere, esercizio, ripristino.

Attualmente l'area non è caratterizzata da sorgenti sonore rilevanti poiché si trova in area agricola con limitrofe strade secondarie non asfaltate e comunque poco trafficate. Gli impatti previsti da questa attività sono quelli riconducibili al rumore ed alle vibrazioni.

Fase di cantiere

In questa fase l'unica sorgente di emissioni sonore saranno i diversi mezzi che opereranno nel cantiere per preparare il suolo, la recinzione, le piazzole in cemento e le strutture di supporto dei moduli. L'impatto generato è circoscritto nel tempo e nello spazio. Si ritiene pertanto lo stesso non significativo. Lo stesso dicasi per le vibrazioni.

Fase di esercizio

Produrre energia elettrica mediante conversione fotovoltaica, non genera impatti negativi significativi sulla componente rumore e vibrazioni.

Gli inseguitori solari non emettono rumore né vibrazioni. L'inverter ha una rumorosità trascurabile, (<62 decibel riscontrato ad una distanza di 1mt con ventilatori accesi ed alla massima potenza) e saranno installati all'interno di apposite cabine.

Il trasformatore, anch'esso con una rumorosità trascurabile (<62 decibel), produce rumore acustico per magnetostriazione del suo nucleo, dovuto all'azione delle correnti sinusoidali circolanti all'interno degli avvolgimenti. Tuttavia livello di rumorosità è tale da rimanere nei limiti di legge in quanto la prima abitazione civile è situata a circa 300 mt dal confine catastale del sito.

Fase di ripristino

Questa fase non genera impatti negativi significativi sulla componente rumore e vibrazioni, tranne i diversi mezzi che opereranno nel cantiere per ripristinare suolo. L'eventuale impatto generato sarebbe comunque circoscritto nel tempo e nello spazio.

20.4. Impatto elettromagnetico

Ai fini della protezione della popolazione dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50Hz) generati da linee e cabine elettriche, il DPCM 8 luglio 2003 (artt. 3 e 4) fissa, in conformità alla Legge 36/2001 (art. 4, c. 2):

- i limiti di esposizione del campo elettrico (5 kV/m) e del campo magnetico (100 μ T) come valori efficaci, per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- il valore di attenzione (10 μ T) e l'obiettivo di qualità (3 μ T) del campo magnetico da intendersi come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio, per la protezione da possibili effetti a lungo termine connessi all'esposizione nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenza non inferiore a 4 ore giornaliere (luoghi tutelati).

Il valore di attenzione si riferisce ai luoghi tutelati esistenti nei pressi di elettrodotti esistenti; l'obiettivo di qualità si riferisce, invece, alla progettazione di nuovi elettrodotti in prossimità di luoghi tutelati esistenti o alla progettazione di nuovi luoghi tutelati nei pressi di elettrodotti esistenti. Il DPCM 8 luglio 2003, all'art. 6, in attuazione della Legge 36/01 (art. 4 c. 1 lettera h), introduce la metodologia di calcolo delle fasce di rispetto, definita nell'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti).

In un impianto fotovoltaico le emissioni elettromagnetiche possono essere generate dai cavidotti per il passaggio della corrente MT e BT, dal trasformatore (BT/MT), dalla sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT e dal cavidotto interrato e/o aereo di collegamento in AT. Per quanto riguarda le emissioni del campo elettromagnetico generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in BT, MT e AT esse saranno mitigate interrando il cavidotto stesso a una profondità di 1,2 metri per cavidotto in BT e Mt e 1,6 metri per cavidotto in AT. Tale distanza inoltre permette il rispetto del limite di qualità di 3 μ T da qualsivoglia recettore umano cui sopra nelle condizioni più restrittive.

Secondo quanto previsto dal Decreto 29 maggio 2008, la tutela in merito alle fasce di rispetto di cui all'art. 6 del DPCM 8 luglio 2003 si applica alle linee elettriche aeree ed interrate, esistenti ed in progetto ad esclusione di:

- linee esercite a frequenza diversa da quella di rete di 50 Hz (ad esempio linee di alimentazione dei mezzi di trasporto);
- linee di classe zero ai sensi del DM 21 marzo 1988, n. 449 (come le linee di telecomunicazione);
- linee di prima classe ai sensi del DM 21 marzo 1988, n. 449 (quali le linee di bassa tensione);
- linee di Media Tensione in cavo cordato ad elica interrate o aeree;

Nel caso specifico, il collegamento alla rete elettrica nazionale prevede un tratto di linea interrato che rientra nel punto 4 dell'elenco sopra riportato e non vengono quindi calcolate le fasce di rispetto.

Alcuni tratti di collegamento tra i campi fotovoltaici e tra le cabine di parallelo fino alla sottostazione di trasformazione di Utenza sono realizzati in cavo unipolare posato a trifoglio per i quali sono stati calcolati i valori del campo di induzione magnetica e le relative DPA. (Vedi elaborato IT_SMR_11 "**Relazione di compatibilità elettromagnetica impianto fotovoltaico**"). Lo stesso calcolo è stato fatto per i tratti di cavidotto in AT di collegamento tra la sottostazione di trasformazione MT/AT e la RTN 380/150 kV di Rotello. I trasformatori saranno invece installato dentro delle cabine. Questi accorgimenti fanno sì che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerato sotto i valori soglia della normativa vigente. Per le cabine inverter e di trasformazioni è stata calcolata una DPA pari a 6,4 m. Occorre sottolineare, inoltre, che l'impianto fotovoltaico non richiede la permanenza in loco di personale addetto alla custodia o alla manutenzione, si prevedono pertanto solamente interventi manutentivi molto limitati nel tempo stimabili mediamente in due ore alla settimana. Le apparecchiature previste e le geometrie dell'impianto di trasformazione MT/ AT da realizzare sono analoghe a quelle di altri impianti già in esercizio, dove sono state effettuate verifiche sperimentali dei campi elettromagnetici al suolo nelle diverse condizioni di esercizio, con particolare attenzione alle zone di transito del personale (strade interne e fabbricati). I valori di campo elettrico al suolo risultano massimi in corrispondenza delle apparecchiature AT a 150 kV con valori attorno a qualche kV/m, ma si riducono a meno di 1 kV/m a ca. 10 m. di distanza da queste ultime. I valori di campo magnetico al suolo sono massimi nelle stesse zone di cui sopra ed in corrispondenza delle via cavi, ma variano in funzione delle correnti in gioco: con correnti sulle linee pari al valore di portata massima in esercizio normale delle linee si hanno valori pari a qualche decina di microtesla, che si riducono a meno di 3 μ T a 4 m di distanza dalla proiezione dell'asse della linea. I valori in corrispondenza della recinzione della stazione sono notevolmente ridotti ed ampiamente sotto i limiti di legge.

20.4.1. Impatti elettromagnetici previsti in fase di cantiere, esercizio e ripristino

Fase di cantiere

Questa fase non genera impatti negativi significativi sulla componente elettromagnetismo.

Fase di esercizio

Vista la relazione di compatibilità elettromagnetica dalla quale sono state calcolate le seguenti distanze di Prima Approssimazione dalle parti di impianto che generano campi elettrici e di induzione magnetica sopra il valore di attenzione di 3 μ T :

Linea AT 150 kV **DPA = \pm 4 m.**

Cabine di Inverter e di trasformazione \Rightarrow **DPA = \pm 6,4 m.**

Sottostazione MT/AT da barre AT \Rightarrow **DPA= \pm 22 m.**

Vista l'ubicazione dell'opera in territori scarsissimamente antropizzati, e i cavidotti ubicati su strade esistenti poco trafficate si può certamente escludere la presenza di recettori sensibili entro le predette fasce, venendo quindi soddisfatto l'obiettivo di qualità da conseguire nella realizzazione di nuovi elettrodotti fissato dal DPCM 8 Luglio 2003. Per tanto nella fase di esercizio l'impatto elettromagnetico può pertanto essere considerato non significativo.

Fase di ripristino

Questa fase non genera impatti negativi significativi sulla componente elettromagnetismo.

20.5. Quadro riepilogativo degli impatti.

Nella seguente tabella si riportano accorpate i giudizi di significatività dei soli impatti negativi generati dall'attività svolta. Gli stessi impatti sono stati giudicati a monte delle opere di mitigazione e/o contenimento. Nella stessa tabella è riportata la reversibilità dell'impatto stesso e la stima della probabilità in fase di cantiere, di esercizio e di ripristino che l'impatto sia significativo. Sulla tabella sono stati evidenziati con riquadro rosso gli impatti ritenuti più significativi.

COMPONENTE O FATTORE AMBIENTALE		VALUTAZIONE IMPATTI NEGATIVI (a monte delle opere di mitigazione)					
		FASE DI CANTIERE		FASE DI ESERCIZIO		FASE DI DISMISSIONE	
		Significatività	Reversibilità	Significatività	Reversibilità	Significatività	Reversibilità
Aria	clima e microclima	NI	--	NI	--	NI	--
Acqua	acqua	NI	--	NI	--	NI	--
Suolo	suolo	PP	BT	PP	LT	NI	--
Paesaggio	paesaggio	NI	--	PP	LT	NI	--
	archeologia	PP	BT	NI	--	NI	--
	abbagliamento	NI	--	PP	BT	NI	--
Sistema Antropico	rumore	P	BT	NI	--	NI	--
	vibrazioni	NI	--	NI	--	NI	--
Elettromagnetismo	elettromagnetismo	NI	--	NI	--	NI	--
<i>Scala Significatività</i>		<i>Scala Reversibilità</i>					
NI	Nessun Impatto	BT	Breve Termine				
PP	Incerto o poco probabile	LT	Lungo termine				
P	Probabile	IRR	Irreversibile				
AP	Altamente probabile						

Figura 21-40 Quadro riepilogo impatti negativi

21. Analisi Costi Benefici - Ricadute sociali occupazionali ed economiche

21.1. Analisi dei costi

Il costo stimato per la realizzazione del progetto è pari a Euro 16.500.000 per un costo medio a MW installato di Euro 550.000. Tale costo tiene conto oltre che degli elementi impiantistici (moduli fotovoltaici, cabine elettriche di conversione, trasformazione, cavi, elementi di monitoraggio) anche delle opere edili e stradali, delle strutture di supporto dei moduli, dei costi di connessione, del costo del terreno, dei studi delle ricerche, progettazione e direzione dei lavori.

21.2. Benefici Economici

Un modulo fotovoltaico mediamente nel suo ciclo di vita produrrà 8-9 volte l'energia che è stata necessaria per produrlo, mentre nell'arco di 3 anni vengono compensate le emissioni di CO2 fatte per realizzarlo. Questo significa che restano mediamente altri 22-25 anni del suo ciclo di vita in cui questo produce energia elettrica senza emettere CO2 (carbon free).

Questo è un dato molto positivo se paragonato a quello delle centrali alimentate a carbone o petrolio che riescono a distribuire solo un terzo dell'energia che è stata usata per la loro costruzione e per il rifornimento del combustibile. Se si include nel calcolo il quantitativo di combustibile utilizzato per farle funzionare si giunge alla conclusione che queste non raggiungono mai un rimborso energetico. L'energia fotovoltaica non solo raggiunge un rimborso energetico in pochi anni dall'installazione in termini di emissioni di gas serra nell'atmosfera ma fa uso anche di una fonte di combustibile che è gratis ed inesauribile, producendo energia necessaria per far fronte ai consumi giornalieri nel mondo nelle attività dell'uomo.

L'impianto fotovoltaico riuscirà a essere una centrale di produzione di energia elettrica senza emissioni di CO2 nell'atmosfera vendendo l'energia emessa in rete. In base ai modelli finanziari analizzati e alle diverse variabili e fattori di rischio considerati, si è dimostrata una buona redditività economica dell'investimento.

L'impianto fotovoltaico di progetto una volta realizzato produrrà mediamente ogni anno **51.500** MWh/anno evitando di emettere in atmosfera ogni anno **20.239** tonnellate di CO2 e quindi nei 30 anni del suo ciclo di vita saranno evitate emissioni di CO2 in atmosfera per ben **607.170** tonnellate.

21.3. Analisi delle ricadute occupazionali dell'intervento in ambito locale.

La realizzazione di un' opera o piano infrastrutturale ha come finalità derivata l'opportunità di creare occasioni di lavoro e ricchezza nel territorio ove si prevede la sua realizzazione. L'effetto generazione e/o moltiplicatore e/o distributore di ricchezza, proveniente dalla realizzazione, diventa di fatto un aspetto significativo ed importate ai fini di una valutazione completa degli "impatti" indotti dall'opera. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, realizzato in collaborazione con Ministero dell'Ambiente e quello delle Infrastrutture e Trasporti, considerando le novità introdotte sia dal [Decreto Clima](#) che dalla [Legge di Bilancio](#), inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE), 2018/1999, fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO2. Stabilisce inoltre target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'[accordo di Parigi](#) e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050. Il **PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) prevede 5 linee di intervento – decarbonizzazione**, efficienza; sicurezza energetica; sviluppo del mercato interno dell'energia; ricerca, innovazione e competitività, che si svilupperanno in maniera integrata attraverso la pubblicazione nel corso del 2020 dei decreti legislativi di recepimento delle direttive europee e che dovrebbero garantire, secondo il Governo, una diminuzione del 56% di emissioni nel settore della grande industria, -35% nel terziario e trasporti, portando al 30% la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia. L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Nel testo si legge che "**La concretizzazione di tale transizione esige ed è subordinata alla programmazione e realizzazione degli impianti sostitutivi e delle necessarie infrastrutture**", il che fa pensare che senza la realizzazione di tali nuovi impianti il Piano non andrà avanti. L'Italia, come si vede dalla tabella qui sotto, punta a portare la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al **30%**, alla riduzione del **43%** dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, alla riduzione del 33% dei gas serra. In particolare il contributo previsto delle rinnovabili per il soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 è così differenziato tra i diversi settori: - 55,0% di rinnovabili nel settore elettrico; - 33,9% di rinnovabili nel settore termico; - 22,0% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	



Figura 22-41 Obiettivo Unione Europea e Italia 2020-2030

Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

Tabella 11 - Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	110,5	113,1	142,9	186,8
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	334	339,5
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42,6%	55,0%

* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 22-42 Obiettivo di Crescita della potenza in MW da fonte rinnovabile 2030.

La - **Phase out dal carbone** al 2025 e promozione dell'ampio ricorso a **fonti energetiche rinnovabili**, a partire dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. Grazie in particolare alla significativa crescita di **fotovoltaico** la cui produzione dovrebbe triplicare ed **eolico**, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare, al 2030 il settore elettrico arriverà a coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia

rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Saranno inoltre favoriti interventi di revamping e repowering.

L'obiettivo finale del fotovoltaico è stato portato a 52GW nel 2030, con la tappa del 2025 di 28,5: si prevede dunque che negli ultimi 5 anni vengano installati più di 23 GW dei 30 GW.

Entro il 2030 il fotovoltaico produrrà 2.600 miliardi di kWh, pari al 14% circa della domanda globale di elettricità, oltre il doppio di quanto fornito oggi dal nucleare, grazie all'installazione di 1.800 GW di pannelli solari nel mondo. La crescita del fotovoltaico porterà energia pulita a due terzi della popolazione mondiale: 1,3 miliardi di persone in regioni urbanizzate, e oltre 3 miliardi in aree non ancora raggiunte dall'elettricità.

I benefici saranno anche occupazionali, con la creazione di circa 10 milioni di posti di lavoro.

Secondo alcune stime dell'industria del solare, si calcola che il fotovoltaico crei 10 posti di lavoro per ogni MW in fase di produzione e ben 33 per ogni MW in fase di installazione. Inoltre, la vendita e la fornitura di un MW occupano 6-8 persone, mentre la ricerca e lo sviluppo impegnano altre 1-2 persone per MW

EFFETTI OCCUPAZIONALI COMPLESSIVI NEL SETTORE FOTOVOLTAICO					
Anno	Installazione	Produzione	Ricerca	Fornitura e Vendita	Totale
Scenario Avanzato					
2007	77.688	22.968	2.986	15.503	119.145
2010	220.162	62.546	8.131	42.219	333.058
2015	559.282	147.373	19.159	566.553	825.292
2020	1.632.586	393.530	51.159	949.617	2.342.907
2025	3.877.742	839.338	109.114	314.752	5.392.747
2030	7.428.118	1.406.841	182.889	527.565	9.967.466

Si può osservare come lo Scenario Avanzato stimi, per il 2030, la creazione di quasi 10 milioni di posti di lavoro a tempo pieno su scala globale; di questi, più della metà è composto da installatori. In base a tale scenario in cui il progetto dell'impianto fotovoltaico in località "Mass.a Libertucci" e "Mass.a Bollella" nei Comuni di Ururi e Rotello in Regione Molise rientra pienamente in quelli che sono gli obiettivi nazionali e internazionali dello sviluppo delle energie da fonti rinnovabili per favorire il processo di decarbonizzazione dei Paesi nel Mondo entro il 2050 con importanti obiettivi da raggiungere già al 2030, si può affermare che sicuramente la sua realizzazione avrà degli importanti risvolti occupazionali sul territorio. L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere

suddivisi in due categorie: quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

✓ **Variazioni prevedibili del saggio di attività a breve termine della popolazione residente e l'influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo della professionalizzazione indotta:**

- Esperienze professionali generate;
- Specializzazione di mano d'opera locale;
- Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, in settori diversi;

✓ **Evoluzione dei principali settori produttivi coinvolti:**

- Fornitura di materiali locali;
- Noli di macchinari;
- Prestazioni imprenditoriali specialistiche in subappalto,
- Produzione di componenti e manufatti prefabbricati, ecc;

✓ **Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:**

- Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e dei loro familiari;
- Ristorazione;
- Ricreazione;
- Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici, non dovranno intendersi tutti legati al solo periodo di esecuzione dei lavori; né resteranno confinati nell'ambito dei territori dei comuni interessati. Ad esempio, le esperienze professionali e tecniche maturate saranno facilmente spendibili in altro luogo e/o tempo soprattutto in virtù del crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere. Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco fotovoltaico, svolte da ditte specializzate che spesso si servono a loro volta di personale locale. Inoltre, servirà altro personale che si occuperà della cessione dell'energia prodotta. Considerata la producibilità dell'impianto di progetto e tenendo conto delle esperienze maturate nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si assume che gli addetti distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame di potenza di picco pari a 29.962,66 kWp sono:

- **20 addetti** in fase di progettazione e sviluppo dell'impianto fotovoltaico;

- **990 addetti** in fase di realizzazione dell'impianto. Considerando che di questi mediamente il 10% è costituito da manovalanza e professionalità locali, significa che durante la fase di realizzazione dell'impianto fotovoltaico saranno impegnate almeno 273 unità dei Comuni di San Martino in Pensilis e Rotello (Cb);
- **20 addetti** durante la fase di esercizio e gestione dell'impianto fotovoltaico di cui almeno 10 unità sono locali, il che significa 10 famiglie dei Comuni di Ururi e Rotello che per 30 anni avranno un salario garantito.

Di certo la manutenzione e la gestione dell'impianto fotovoltaico considerate le sue dimensioni richiederà costante presenza di manodopera per cui i dati sulla ricaduta occupazionale a lungo termine sono attendibili. I dati occupazionali confrontati con il limitato impatto ambientale dell'impianto fotovoltaico di progetto e con l'incidenza contenuta sulle componenti ambientali, paesaggistiche e naturalistiche, confermano i vantaggi e la fattibilità dell'intervento.

21.4. Risvolti sulle realtà locali

L'impianto diverrà, inoltre, un polo di attrazione ed interesse per tutti coloro che vorranno visitarlo per cui si prevedranno continui flussi di visitatori che potranno determinare anche richiesta di alloggio e servizi contribuendo ad un ulteriore incremento di benefici in termini di entrata di ricchezza. La presenza dell'impianto fotovoltaico contribuirà ancor più a far familiarizzare le persone con l'uso di certe tecnologie determinando un maggior interesse nei confronti dell'uso delle fonti rinnovabili. Inoltre, tutti gli accorgimenti adottati nella definizione del layout d'impianto e nel suo corretto inserimento nel contesto paesaggistico aiuteranno a superare alcuni pregiudizi che classificano "gli impianti fotovoltaici" come elementi distruttivi del paesaggio. Tutti questi, sono aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto fotovoltaico proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termine ambientale (tipo riduzione delle emissioni in atmosfera), che in termini occupazionale-sociale perché sorgente di innumerevoli occasioni di lavoro nonché promotore dell'uso "razionale" delle fonti rinnovabili. Quanto discusso, assume maggior rilievo qualora si consideri la possibilità di adibire i suoli delle aree afferenti a quelle d'impianto, ad esempio, ad uso agricolo biologico. Gli aspetti economici e sociali dell'avvio di una filiera bio-energetica possono, se appositamente studiati e promossi, rappresentare infatti un fattore di interesse per imprenditori, agricoltori e Pubbliche Amministrazioni. Conciliare la presenza dell'impianto fotovoltaico con alcuni tipi di coltivazione biologica e apicoltura crea vantaggi per tutti gli attori coinvolti, dagli investitori alla popolazione locale. L'Agrovoltaico è vantaggioso dal punto di vista economico/funzionale e maggiormente sostenibile in modo da essere in perfetta linea con la filosofia della **green energy, del rispetto del 7° Programma di azione dell'Ue**. Lo scopo è promuovere la **biodiversità locale** e quindi degli antagonisti biologici e fornire un'agricoltura tesa al nutrimento e all'occupazione della popolazione, piuttosto che all'esportazione e al mercato, e alla conservazione delle tradizioni e tecniche colturali locali integrandole con le **tecnologie pulite** ma sempre con un occhio di riguardo per i piccoli produttori. Con l'agro fotovoltaico ci può essere sicuramente un **abbattimento dei costi di produzione e mantenimento degli impianti**. La preparazione di un sito ospitante pannelli fotovoltaici incide per circa il 20% del costo totale dell'opera, ciò dovuto al livellamento del

terreno ed alla posa di erba o ghiaia. Lasciare sul posto la vegetazione presente ridurrebbe questi notevoli costi apportando così un primo **beneficio agli investitori**. Grazie al fotovoltaico di nuova generazione (PV 2.0) come quello realizzato nel progetto fotovoltaico descritto in tale relazione che prevede inseguitori mono-assiali e moduli fotovoltaici bifacciali, si ha una maggiore irradiazione residua del terreno (rispetto alle vecchie soluzioni). Questo permette di poter considerare un maggior numero di coltivazioni locali idonee e compatibili con tali soluzioni. Inoltre la vegetazione adatta può migliorare la produttività dei pannelli. La presenza di prati polifita offre l'enorme vantaggio di abbassare la temperatura del terreno, che a sua volta riduce quella dei pannelli, i quali, a temperature più basse, aumentano la produzione di energia solare. Anche per i **piccoli produttori** i vantaggi sono notevoli. I produttori locali hanno una doppia redditività dai terreni. Oltre al reddito per il diritto di superficie agli impianti, con il piano di miglioramento della biodiversità dell'area interessata dal progetto vedrebbero i loro terreni avere una produttività migliore, fattore che si potrà estendere fino a un raggio di 3 km dall'area di progetto.

L'Agrovoltaico del futuro consente di produrre energia locale pulita e **permette ai residenti di soddisfare le proprie esigenze di energia elettrica** con un bilancio energetico più equilibrato, riducendo al contempo la produzione di Co2. Se a questo si aggiunge che all'interno del contesto politico europeo ci sono degli impegni e delle necessità e obiettivi da raggiungere, si capisce che esiste un mercato energetico che "chiede energia verde", ed il concetto di filiera agro biologica sposato con quella fotovoltaica può essere la risposta a tale esigenza.

Il D.Lgs n.228 del 2001 sancisce, inoltre, che "il fotovoltaico, l'eolico, il solare termico, il e le biomasse" possono diventare tutti elementi caratterizzanti il fondo agricolo. Infatti, tale decreto ha dato vita ad un concetto più moderno di impresa agricola aggiungendo tra le attività connesse con la sua conduzione, quella "di valorizzazione del territorio e del patrimonio rurale" e "quelle attività dirette alla fornitura di beni o servizi mediante l'utilizzazione prevalente di attrezzature o risorse dell'azienda".

22. ELENCO ENTI COINVOLTI NELL'ITER AUTORIZZATIVO DEL PROGETTO.

	Titolo abilitativo	Soggetto che rilascia il titolo abilitativo
<input type="checkbox"/>	Autorizzazione Unica ai sensi del comma 3 art. 12 del D.lgs. 387/2003 e della DGR n. 621 del 4/08/2011	Regione Molise -IV Dipartimento-servizio programmazione politiche energetiche Via Nazario Sauro,1 86100,Campobasso 0874-4291 regionemolise@cert.regione.molise.it
<input type="checkbox"/>	Parere Comune di Ururi	Comune di Ururi (Cb) Piazza Minucipia,50 86049 Ururi (CB) 0874-8301130 Pec: comune@comune.ururi.cb.it
<input type="checkbox"/>	Parere Comune di Rotello	Comune di Rotello Piazza Gramsci 9 86040 Rotello 0874-725221 Pec: comunerotello-cb@pec.leonet.it
<input type="checkbox"/>	Rappresentante unico dello Stato S.E. Prefetto di Campobasso	Rappresentante unico dello Stato S.E. Prefetto di Campobasso Telefono 0874/4061 Pec: Protocollo.prefcb@pec.interno.it
<input type="checkbox"/>	Parere Provincia di Campobasso <u>Servizio Ambiente e Territorio</u>	Provincia di Campobasso Via Roma 47 86100 Campobasso (CB) 0874-4011

		Pec: provoncia.campobasso@legmail.it
<input type="checkbox"/>	Servizio Tutela e Valutazioni Ambientali prot. regione	Servizio Tutela e Valutazioni Ambientali SEDE SERVIZIO: Via N. Sauro, 1 - 86100 Campobasso regionemolise@cert.regione.molise.it
<input type="checkbox"/>	Servizio Economia del Territorio, Attività integrativa, Infrastrutture rurali e Servizio alle Imprese-Sostegno reddito e condizionalità Ufficio Coltivazioni Arboree	Servizio Economia del Territorio, Attività integrativa, Infrastrutture rurali e Servizio alle Imprese-Sostegno reddito e condizionalità Ufficio Coltivazioni Arboree SEDE SERVIZIO: Via G.B. Vico 4 - 86100 Campobasso regionemolise@cert.regione.molise.it
<input type="checkbox"/>	Ministero della Cultura Soprintendenza archeologica, Belle Arti e Paesaggio per il Molise	Ministero della Cultura Soprintendenza archeologica, Belle Arti e Paesaggio per il Molise Palazzo Iapoce-Salita San Bartolomeo,10 86100 Campobasso Pec: mbac-sabap-mol@mailcert.beniculturali.it
<input type="checkbox"/>	Parere ARSAP – Agenzia Regionale per lo Sviluppo Agricolo, Rurale e della Pesca	ARSAP Via Giambattista Vico, 4 86100 Campobasso pec: Pec: arsap@legmail.it
<input type="checkbox"/>	Parere ufficio Difesa del Suolo, Demanio, Opere Idrauliche e Marittime – Idrico Integrato	Autorità di Bacino Ufficio Difesa del Suolo e Risorse Idriche Via Genova 11 86100 Campobasso. Pec: regionemolise@cert.regione.molise.it
<input type="checkbox"/>	Parere Servizio Tutela e Valorizzazione della Montagna delle Foreste Ufficio Tratturi e demanio Ufficio vincolo idrogeologico	Servizio Tutela e Valorizzazione della Montagna e delle Foreste, Biodiversità e Sviluppo Sostenibile, <u>Ufficio Vincolo Idrogeologico</u> 86100- Campobasso. Pec: regionemolise@cert.regione.molise.it
<input type="checkbox"/>	Arpa Molise	Arpa Molise Dipartimento Provinciale Campobasso C.da Selva Piana 86100 Campobasso Pec: arpamolise@legmail.it
<input type="checkbox"/>	PARERE ASREM Dipartimento di Prevenzione, Igiene Sanità Pubblica da ricontattare	ASREM Dipartimento di Prevenzione, Igiene Sanità Pubblica Piazza Vittoria 14, Campobasso 0874-4091

		Pec: asrem@pec.it
<input type="checkbox"/>	Parere Distretto Idrografico dell' Appennino Meridionale AdB Interregionale dei fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore	Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale - Sede centrale: V.le Lincoln – Ex Area Saint Gobain, 81100 Caserta Pec:protocollo@pec.distrettoappenninomeridionale.it
<input type="checkbox"/>	Consorzio di Bonifica Larinese	Consorzio di Bonifica Integrale Larinese Via Giulio Cesare N 62 86035 Larino 0874-822128 Pec:consorziobonificaintegra@pec.it
<input type="checkbox"/>	Comando Regione Carabinieri Forestali Molise -Gruppo Campobasso	Comando Regione Carabinieri Forestali Molise -Gruppo Campobasso Via Vincenzo Tiberio,95 86100 Campobasso(CB) 0874-421957 Pec: fc43304@pec.carabinieri.it
<input type="checkbox"/>	Ministero della Difesa – Comando Militare Esercito "Abruzzo-Molise" Ufficio Affari Territoriali e Presidiari Molise	Ministero della Difesa – Comando Militare Esercito Molise Via Verdone ,1 86100-Campobasso Pec: cme_molise@postacert.molise.it
<input type="checkbox"/>	Parere Ministero dello Sviluppo Economico- Divisione III-Ispettorato Territoriale Puglia, Basilicata e Molise	Ministero dello Sviluppo Economico Divisione III-Ispettorato Territoriale Puglia, Basilicata e Molise Pec: dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it
<input type="checkbox"/>	Nulla Osta SNAM Rete Gas SPA	SNAM Rete Gas SPA Centro di Vasto,Zona Industriale SNC Porto di VASTO,66054 Vasto (CH) Pec:distrettosor@pec.snamretegas.it
<input type="checkbox"/>	Parere TERNA Rete Italia SPA Area Progettazione e realizzazione Impianti Prat n 201900981	TERNA Rete Italia SPA Area Progettazione e realizzazione ImpiantiCentro Sud Via della Marcegaglia,911 00138-Roma Pec:ternareteitaliaspa@pec.terna.it

<input type="checkbox"/>	Nulla Osta Telecom Italia Spa	<p>Telecom Italia Spa Via Gaetano Negri,1 20123-Milano Pec: telecomitalia@pec.telecomitalia.it</p>
<input type="checkbox"/>	Parere ANAS S.P.A.	<p>ANAS S.P.A. Compartimento della Vabilità per il Molise Via genova, 64 86100 Campobasso Pec: anas.molise@postacert.stradeanas.it</p>
<input type="checkbox"/>	Parere ENI Spa e-mail : soluzioni.energetiche@enigasluce.com	<p>ENI SpA Piazzale Mattei, 1 0659-822141 Pec: eni@pec.eni.com</p>
<input type="checkbox"/>	Servizio Pianificazione e Gestione Territoriale e Paesaggistica Tecnico delle Costruzioni Ufficio Autorizzazioni Paesaggistiche Ufficio Autorizzazioni Sismiche- zona Termoli	<p>Regione Molise- Servizio Sismico Uffici di Campobasso -Viale Regina Elena – Pec: regionemolise@cert.regione.molise.it</p>

23. RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di norme citate.

Normativa Regionale in materia di Autorizzazione di Impianti di generazione elettrica da Fonte Rinnovabile

DGR n. 621 del 4/8/2011 – Allegato A “ *Linee guida per il procedimento di cui all’art. 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nella Regione Molise*”

L.R. 7/8/2009, n° 22 “*Nuova disciplina degli insediamenti degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Molise*”

D.G.R. n° 1074 del 16/11/2009 – *approvazione linee guida L.R. 22/2009*

L.R. 23 DICEMBRE 2010, N. 23 "Modifiche ed integrazioni alla Legge Regionale 7 agosto 2009 n. 22":

L.R.16 DICEMBRE 2014, N. 23 "Misure urgenti in materia di energie rinnovabili";

L.R. 4 MAGGIO 2016, N. 4 "Disposizioni collegate alla manovra di bilancio 2016 - 2018 in materia di entrate e spese. Modificazioni e integrazioni di Leggi Regionali" - art. 26;

D.G.R. N.133 DEL 11 LUGLIO 2017 - "Piano energetico ambientale della Regione Molise. Approvazione".

Normativa Ambientale e Paesaggistica Regionale

L.R. n.21 del 24 /03/2000 " *Disciplina della Procedura di Impatto Ambientale*"

L.R. n. 24 del 01.12.1989 "Disciplina dei piani territoriali paesistico ambientali"

L.R. n.1 del 8/1/2003 "Nuovo Regolamento di esecuzione della Legge Regionale 11 aprile 1997 n. 9, in materia di tutela, valorizzazione e gestione del suolo demaniale tratturale."

Normativa Nazionale e Internazionale

D.Lgs 387/2003 – art. 12 –"Attribuzione alle Regioni della competenza in merito al rilascio dell'autorizzazione unica regionale per la costruzione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a conclusione del procedimento svolto secondo le modalità di cui alla L. 241/90 e s..m.i."

D.M. 10/09/2010 , pubblicato sulla **Gazzetta Ufficiale del 18/09/2010 serie nr. 219** "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabili"

D.Lgs 3/4/2006 n. 152 s.m.i. " Testo Unico Ambientale"

D.Lgs. 16/06/2017 n. 104 (Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114), istituzione all'art. 16 il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale, finalizzato al rilascio di tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta ed assensi comunque denominati, necessari alla realizzazione ed esercizio del progetto proposto.

Dlgs 22/01/2004 n. 42 "Codice dei beni Culturali e del Paesaggio"

Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i "Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale "

D.P.C.M. n. 377 del 10 agosto 1988 e s.m.i. *“Regolamentazione delle pronunce di compatibilità ambientale di cui all'articolo 6 della legge 8 luglio 1986, n. 349, recante istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale “*

D.P.C.M. 27 dicembre 1988 *“Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6, L. 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del D.P.C.M. 10 agosto 1988, n. 377 “*

D.P.C.M. del 03.09.99 *“Atto di indirizzo e coordinamento che modifica ed integra il precedente atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22.02.94, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale” e dal D.P.C.M. 01.09.2000.*

Normativa Fotovoltaico

CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici

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

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

CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria

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

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

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

Norma CEI 0-14 *“Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione*

del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”

Norma CEI 11-4 *“Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”*

Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria"

Norma CEI 11-46 "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa"

Norma CEI 11-47 "Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa"

Norma CEI 11-61 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche"

Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria"

Norma CEI 11-63 "Cabine Primarie"

Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua"

Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto"

Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati"

Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"

D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"

Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche"

D.M. 12 Settembre 1959 "Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro"

Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);

Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);

"Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);

"Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);

Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);

"Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)" (D.P.C.M del 8/07/2003);

"Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8" (D.M. 24.11.1984 e s.m.i.);

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza) : misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

D.M. 37/2008 : Sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Capaccio Paestum, Li 21 ottobre 2021

IL TECNICO

Ing. Marsicano Giovanni

