



Comune di Santeramo in
Colle



Provincia di Bari



Regione Puglia



Regione Basilicata



Comune di Matera

COMUNE DI SANTERAMO IN COLLE

“Fattoria solare Fontana Rossa”

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO SITO NEL
COMUNE DI SANTERAMO IN COLLE (BA) IN LOCALITÀ “CONTRADA MATINE”, DI
POTENZA AC PARI A 25 MW E POTENZA DC PARI A 25,889 MWp, E RELATIVE OPERE
DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE (RTN) NEI COMUNI DI
SANTERAMO IN COLLE (BA) E MATERA

PROPONENTE:

REN 183 S.R.L.

Salita di Santa Caterina 2/1 – 16123 Genova
Tel: +390106422384; Pec: ren183@pec.it

TECNICI E SPECIALISTI:

- Dott.ssa Archeologa Paola D’Angela: studi ed indagini archeologiche;
- Arch. Sara Di Franco: studio d’impatto acustico;
- Dott. Geologo Antonello Fabiano: studi e indagini geologiche e idrogeologiche;
- Floema S.r.l.: progetto agricolo;
- Dott. Agronomo Donato De Carolis: studio pedoagronomico, piano di monitoraggio ambientale, rilievo essenze, paesaggio agrario;
- Ing. Gabriele Gemma: elaborati grafici, documentazione tecnica, studio ambientale e paesaggistico;

PROGETTISTA:

np enne. pi. studio s.r.l.

Lungomare IX Maggio, 38 - 70132 Bari
Tel/Fax +39 0805346068 - 0805346888
e-mail: pietro.novielli@ennepistudio.it

Timbro e firma



Descrizione Elaborato:

Relazione tecnica e descrittiva del progetto definitivo

	Data emissione	Redatto	Verificato	Approvato	Filename:
N. revisione	Marzo 2023	Ing. Gabriele Gemma	Enne Pi Studio S.r.l.	REN 183 S.r.l.	SAN_25 – Relazione tecnica descrittiva
					Scala:

INDICE

1. INTRODUZIONE	1
2. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	6
2.1. L'ENERGIA SOLARE IN PUGLIA	13
2.2. STIMA DELLA PRODUZIONE ANNUA DELL'IMPIANTO	19
2.3. CARBON FOOTPRINT E COSTO ENERGETICO DEL FOTOVOLTAICO	26
2.4. VANTAGGI AMBIENTALI	31
2.5. VANTAGGI SOCIO-ECONOMICI	32
2.6. QUADRO NORMATIVO NAZIONALE AUTORIZZATIVO	37
2.7. NORMATIVA REGIONALE DI RIFERIMENTO	37
2.8. NORMATIVA TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO E SICUREZZA	40
3. IL SITO	45
3.1. DESCRIZIONE DEL SITO	45
3.2. DESCRIZIONE DELL'ACCESSO AL SITO	52
3.3. ANALISI DEGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E TUTELA	55
3.4. ASPETTI GEOLOGICI, TOPOGRAFICI, IDROLOGICI E GEOTECNICI	57
3.5. LE INTERFERENZE	60
3.6. GLI ESPROPRI	62
3.7. APPROFONDIMENTI SUI CAMPI ELETTROMAGNETICI	63
3.8. APPROFONDIMENTI SULL'ACUSTICA	64
3.9. APPROFONDIMENTI SULL'ARCHEOLOGIA	67
4. IL PROGETTO	69
4.1. SCHEDE IDENTIFICATIVE DELL'IMPIANTO	69
4.2. AGROVOLTAICO	74
4.3. DESCRIZIONE GENERALE	78
4.4. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA	81
4.5. MODULI FOTOVOLTAICI	85
4.6. STRUTTURE DI FISSAGGIO	88
4.7. POWER STATION	91
4.8. CABINATI AREA 36 KV	92
4.9. QUADRO DI PARALLELO	93
4.10. QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	93
4.11. QUADRO MISURE FISCALI (QMF E QMG)	94

4.12. POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	94
4.13. COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	94
4.14. ELETTRODOTTO AT ESTERNO	106
4.15. RETE DI TERRA	114
4.16. SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO AGROPV	116
4.17. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	117
4.18. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	117
4.19. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	118
4.20. VIABILITÀ INTERNA	118
4.21. RECINZIONE	119
4.22. STAZIONE SATELLITE 36 KV	120
4.23. OPERAZIONI INERENTI IL SUOLO	121
4.24. MITIGAZIONE VISIVA – ULIVETO INTENSIVO	121
4.25. ILLUMINAZIONE DI EMERGENZA E VIDEOSORVEGLIANZA	123
4.25.1. INQUINAMENTO LUMINOSO	123
4.25.2. VIDEOSORVEGLIANZA	124
4.26. IL PROGETTO ESECUTIVO	124
4.27. CRONOPROGRAMMA	126
<u>5. FASE DI CANTIERE</u>	<u>127</u>
<u>6. FASE DI ESERCIZIO</u>	<u>128</u>
6.1. MANUTENZIONE	128
6.1.1. LAVAGGIO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	128
6.1.2. CONTROLLO DELLE PIANTE INFESTANTI	129
<u>7. FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI</u>	<u>130</u>
7.1. SMALTIMENTO STRINGHE FOTOVOLTAICHE	130
7.2. RECUPERO CABINE ELETTRICHE PREFABBRICATE	135
7.3. SMALTIMENTO CAVI ELETTRICI ED APPARECCHIATURE ELETTRONICHE, PALI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	136
7.4. RECUPERO VIABILITÀ INTERNA	138
7.5. RECUPERO RECINZIONE	138
<u>8. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI</u>	<u>139</u>
<u>9. QUANTIFICAZIONE DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO E TEMPISTICHE</u>	<u>140</u>

10. PRIME INDICAZIONI SULLA SICUREZZA **141**

11. COSTI INTERVENTO **144**

12. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI DA ACQUISIRE **145**

1. Introduzione

Il presente documento costituisce la “*Relazione tecnico descrittiva*” relativa al progetto di un impianto agrovoltaiico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite conversione fotovoltaica, della potenza nominale in DC di **25,889 MW**, denominato “**FONTANA ROSSA**” in agro del Comune di Santeramo in Colle, in località “Contrada Matine” (BA) e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell’energia elettrica Nazionale (RTN) necessarie per la cessione dell’energia prodotta.

L’impianto agrovoltaiico sarà collegato tramite cavidotto interrato AT a 36 kV all’area satellite a 36 kV che sarà realizzata in prossimità della stazione 380/150 kV sita nel comune di Matera, località Iesce (MT), che rappresenta il punto di connessione dell’impianto alla RTN.

Terna S.p.A., ha rilasciato alla Società proponente la “Soluzione Tecnica Minima Generale” n. 202100202 del 07.06.2022, indicando le modalità di connessione che, al fine di razionalizzare l’utilizzo delle opere di rete per la connessione, prevede la condivisione, con ulteriori utenti, dello stallo AT nella futura area satellite a 36 kV, che a sua volta sarà connessa mediante cavo AT alla RTN 380/150 kV di “Iesce”.

L’energia elettrica prodotta dall’impianto agrovoltaiico sarà elevata alla tensione di 36 kV internamente all’impianto, e arriverà ad una stazione satellite a 36 kV, dove sarà elevata alla tensione di 150 kV, e con un elettrodotto in antenna, si conetterà alla sezione 150 kV della SE Terna.

La Società proponente **REN 183 S.r.l.**, con sede legale alla Salita di Santa Caterina 2/1 – 16123 Genova, intende realizzare l’impianto agrovoltaiico su di un terreno con destinazione agricola, esteso per circa Ha 32,049, nel comune di Santeramo in Colle (BA), distinto in Catasto al Foglio 104 Particelle 36, 49, 52, 69, 88, 89, 90, 91, 124, 125, 126. La nuova Stazione satellite a 36kV verrà realizzata su di un terreno distinto nel comune di Matera(MT), in Catasto al Foglio 19 Particelle 76, 77, 103.

Dall’immagine di seguito riportata si evince l’ubicazione dell’impianto agrovoltaiico e le sue opere di connessione.



Figura 1: Vista ortofoto dell'area oggetto dell'intervento (in rosso il perimetro dell'area di intervento impianto agrovoltaiico; in magenta il percorso del cavidotto interrato; in giallo la futura Stazione satellite a 36kV; in arancione il cavo AT di connessione fra area satellite a 36kV e la stazione Terna "lesce"; in verde scuro la Stazione Terna "lesce")

Il progetto si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Il presente documento ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, i criteri adottati e la compatibilità ambientale del progetto.

Il progetto è rivolto all'utilizzo del sole come risorsa per la produzione di energia pulita e alla coesistenza con l'agricoltura, elemento imprescindibile del progetto oltre che vocazione del territorio.

Il termine fotovoltaico deriva infatti dall'unione di due parole: "Photo" dal greco phos (Luce) e "Volt" che prende le sue radici da Alessandro Volta, il primo a studiare il fenomeno elettrico.

Quindi, il termine fotovoltaico significa letteralmente: **"elettricità dalla luce"**.

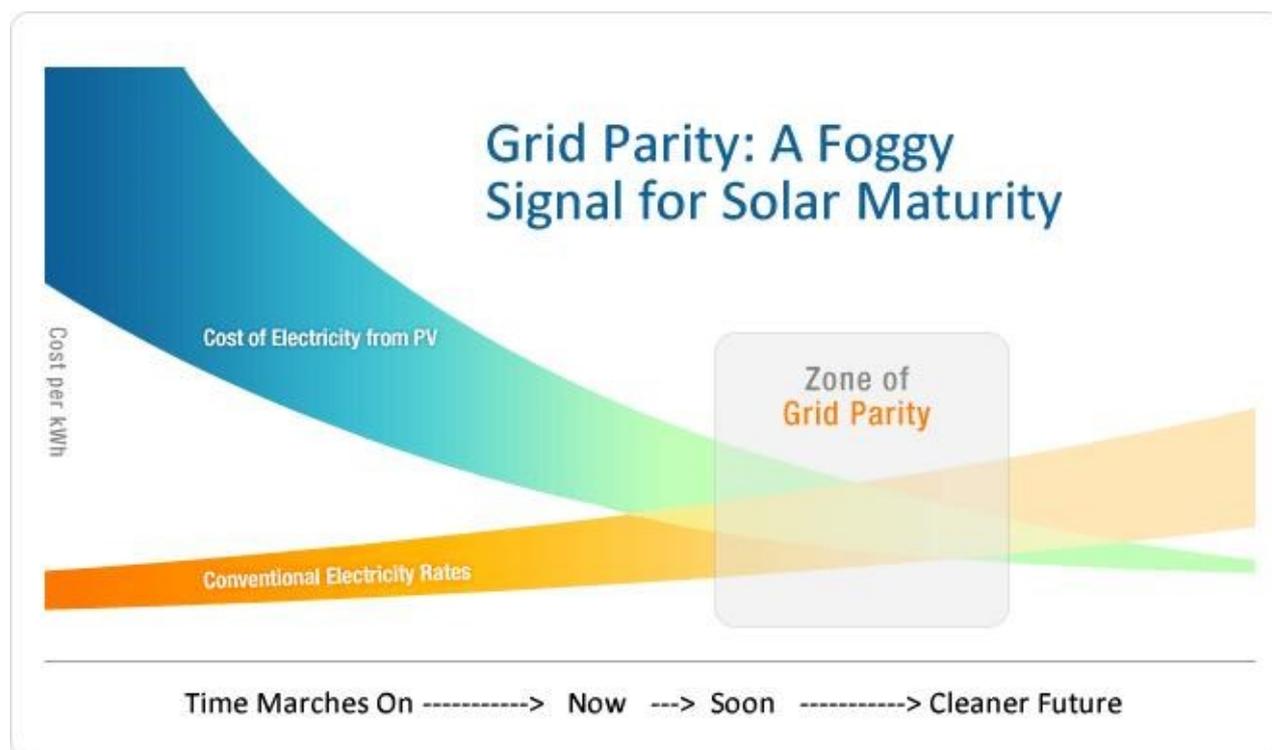
Il settore fotovoltaico italiano è in procinto di vivere una nuova fase molto importante del suo percorso di crescita, proiettato ormai verso uno stadio di completa maturazione. I target europei appena definiti per le fonti rinnovabili (32%) dal recente trilatero comunitario richiederanno molti sforzi su diversi fronti, e il fotovoltaico avrà sicuramente un ruolo da protagonista.



Figura 2: Impianto agrovoltaico analogo

L'impianto fotovoltaico in oggetto appartiene alla tipologia di impianti eserciti in **grid-parity**. Nella terminologia tecnica in uso (maggio 2018), sta a significare che la produzione di energia elettrica da fonte solare è realizzata senza incentivi, con remunerazione economica somma:

- i) della quota parte di energia elettrica scambiata con la rete e valorizzata economicamente in regime di Ritiro Dedicato o Scambio sul posto, e
- ii) del mancato costo di acquisto dell'energia elettrica per la quota auto consumata.



I due regimi commerciali gestiti dal GSE prevedono modalità di esercizio in autoconsumo totale o parziale, in ragione della classe di potenza impiantistica kWp, e del profilo energivoro del cliente produttore soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico. All'esercizio in grid-parity è associato un costo di generazione del kWh fotovoltaico (Levelised Energy Cost), ma anche un Tasso interno di rendimento dell'investimento nella realizzazione impiantistica che deve essere confrontato con valori benchmark del TIR, per valutare se rischiare l'investimento (Condizione di Raggiungibilità della Grid-Parity). Per far sì che venga raggiunta la "parità" è necessario sfruttare al massimo le **economie di scala** e quindi realizzare impianti di grossa taglia che concentrino le opere di impianto in un'unica area e le opere di connessione in unico percorso.

I criteri di progettazione che hanno fatto ricadere la scelta dell'area nei Comuni di Santeramo in Colle e Matera, sono di seguito sintetizzati:

- 1) l'area si presenta orograficamente adatta all'installazione di impianti agrovoltai in quanto ben esposta a sud oltre che fertile;
- 2) nel comune di Matera è già presente una stazione AT/AAT Terna e tutta l'area risulta ben servita dalla infrastrutturazione elettrica AT/AAT della RTN. Grazie a questo, al fine della connessione dell'impianto non risultano quindi necessari interventi di potenziamento della RTN; l'unica opera prevista, ossia la nuova stazione RTN a 36 kV, consentirà di soddisfare le richieste connessione di numerosi produttori nell'area razionalizzando le soluzioni tecniche e minimizzando il consumo di suolo altrimenti richiesto per la realizzazione di singole stazioni di elevazione utente a 150 kV;
- 3) l'area che ospiterà l'impianto agrovoltai in questione non presenta criticità ostative dal punto di vista paesaggistico ed ambientale tali da escludere la realizzazione di un impianto agrovoltai.

L'intervento proposto:

- Consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti nelle fasi di esercizio;
- Utilizza fonti rinnovabili ed eco-compatibili;
- Consente il risparmio di combustibile fossile;
- Produce limitati rifiuti e scarti di lavorazione;
- produce limitate emissioni acustiche;
- Non è fonte di inquinamento atmosferico;
- Utilizza viabilità di accesso già esistenti;
- Non provoca impermeabilizzazione del suolo né richiede l'utilizzo di fondazioni in cemento ad esclusione di alcuni interventi edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio.

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente nazionale, con particolare riferimento 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, dell'Art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006, la realizzazione in oggetto è soggetta a Valutazione di Impatto Ambientale Statale e Autorizzazione Unica Regionale. Alcuni contenuti, previsti nella normativa, come facenti parte del presente studio sono approfonditi in appositi elaborati ai quali si rimanderà

nel proseguo della trattazione. In questo contesto la normativa prevede un livello di progettazione definitiva.

2. Le fonti energetiche rinnovabili

Le iniziative volte alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili perseguono il soddisfacimento di un interesse che, lungi dall'essere solo privato, è, in primo luogo, un interesse pubblico e, in particolare, quell'interesse in considerazione del quale il legislatore del D.Lgs. 387/2003 ha attribuito ai medesimi fonti la qualifica di opere di pubblica utilità, urgenza ed indifferibilità (art. 12).

Le "fonti rinnovabili" di energia sono così definite perché, a differenza dei combustibili fossili e nucleari destinati ad esaurirsi in un tempo definito, possono essere considerate **inesauribili**.

Sono fonti rinnovabili l'energia solare e quelle che da essa derivano, l'energia eolica, idraulica, delle biomasse, delle onde e delle correnti, ma anche l'energia geotermica, l'energia dissipata sulle coste dalle maree ed i rifiuti industriali e urbani.

La transizione verso basse emissioni di carbonio intende creare un settore energetico sostenibile che stimoli la crescita, l'innovazione e l'occupazione, migliorando, allo stesso tempo, la qualità della vita, offrendo una scelta più ampia, rafforzando i diritti dei consumatori e, in ultima analisi, permettendo alle famiglie di risparmiare sulle bollette.

Un approccio razionalizzato e coordinato dell'UE garantisce un impatto per tutto il continente nella lotta contro i cambiamenti climatici. Per ridurre le emissioni di gas a effetto serra prodotte dall'Europa e soddisfare gli impegni assunti nell'ambito dell'accordo di Parigi sono essenziali iniziative volte a promuovere le energie rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica.

Il 30 novembre 2016 la Commissione europea ha presentato il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (cd. Winter package o Clean energy package), che comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica. Il 4 giugno 2019 il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha adottato le ultime proposte legislative previste dal pacchetto. I Regolamenti e le direttive del Clean Energy Package fissano il quadro regolatorio della governance dell'Unione per energia e clima funzionale al raggiungimento dei nuovi obiettivi europei al 2030 in materia.

	Direttive/Regolamenti	Pubblicazione nella G.U.U.E.
	Direttiva su Efficienza Energetica	Dir.(EU) 2018/2002 (21/12/2018)
	Direttiva su Prestazione energetica nell'edilizia	Dir.(EU) 2018/844 (19/06/2018)
	Direttiva su Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili	Dir.(EU) 2018/2001 (21/12/2018)
	Regolamento su Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima	Reg.(EU) 2018/1999 (21/12/2018)
	Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/943 (14/06/2019)
	Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	Dir. (EU) 2019/944 (14/06/2019)
	Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/941 (14/06/2019)
	Regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)	Reg. (EU) 2019/942 (14/06/2019)

Figura 3: Direttive e Regolamenti previsti dal Pacchetto Clean Energy for All Europeans- fonte Commissione Europea

Quanto all'energia rinnovabile, la nuova Direttiva (UE) 2018/2001 (articolo 3) dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 32%. Contestualmente, a decorrere dal

1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non deve essere inferiore a dati limiti. Per l'Italia tale quota è pari al 17%, valore già raggiunto dal nostro Paese (allegato I, parte A).

La messa a punto e l'attuazione dei Piani nazionali è realizzata attraverso un processo iterativo tra Commissione e Stati membri.

In particolare, gli Stati membri devono notificare alla Commissione europea, entro il 31 dicembre 2019, quindi entro il 1° gennaio 2029, e successivamente ogni dieci anni, il proprio Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Il primo Piano copre il periodo 2021-2030.

Il Piano deve comprendere una serie di contenuti (cfr. artt. 3-5, 8 e Allegato I del Regolamento), tra questi:

- una descrizione degli obiettivi e dei contributi nazionali per il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione 2030;
- la traiettoria indicativa di raggiungimento degli obiettivi per efficienza energetica, di fonti rinnovabili riduzione delle emissioni effetto serra e interconnessione elettrica;
- una descrizione delle politiche e misure funzionali agli obiettivi e una panoramica generale dell'investimento necessario per conseguirli;
- una descrizione delle vigenti barriere e ostacoli regolamentari, e non regolamentari, che eventualmente si frappongono alla realizzazione degli obiettivi;
- una valutazione degli impatti delle politiche e misure previste per conseguire gli obiettivi.

Nei PNIEC, gli Stati membri possono basarsi sulle strategie o sui piani nazionali esistenti, quali appunto, per l'Italia, la Strategia energetica nazionale - SEN 2017 (considerando n. 25 del Regolamento).

Quanto alla procedura di formazione del PNIEC, ai sensi dell'articolo 9 del Regolamento, entro il 31 dicembre 2018, quindi entro il 1° gennaio 2028 e successivamente ogni dieci anni, ogni Stato membro elabora e trasmette alla Commissione la proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. La Commissione valuta le proposte dei piani e può rivolgere raccomandazioni specifiche per ogni Stato membro al più tardi sei mesi prima della scadenza del termine per la presentazione di tali Piani. Se lo Stato membro decide di non dare seguito a una raccomandazione o a una parte considerevole della stessa, deve motivare la propria decisione e pubblicare la propria motivazione. E' prevista una consultazione pubblica, con la quale gli Stati membri mettono a disposizione la propria proposta di piano.

Sono previste relazioni intermedie sull'attuazione dei piani nazionali, funzionali alla presentazione di aggiornamenti ai piani stessi. La prima relazione intermedia biennale è prevista per il 15 marzo 2023

e successivamente ogni due anni (articolo 17). Entro il 30 giugno 2023 e quindi entro il 1° gennaio 2033 e successivamente ogni 10 anni, ciascuno Stato membro presenta alla Commissione una proposta di aggiornamento dell'ultimo piano nazionale notificato, oppure fornisce alla Commissione le ragioni che giustificano perché il piano non necessita aggiornamento. Entro il 30 giugno 2024 e quindi entro il 1° gennaio 2034 e successivamente ogni 10 anni ciascuno Stato membro presenta alla Commissione l'aggiornamento dell'ultimo piano notificato, salvo se abbia motivato alla Commissione che il piano non necessita aggiornamento (articolo 14).

In data 11 dicembre 2019, la Commissione europea ha pubblicato la comunicazione "Il Green Deal Europeo" (COM(2019) 640 final). Il Documento riformula su nuove basi l'impegno della Commissione ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente ed in tal senso è destinato ad incidere sui target della Strategia europea per l'energia ed il clima, già fissati a livello legislativo nel Clean Energy Package.

Le ambizioni del Green Deal europeo - tra le quali rientrano anche proposte per un'economia blu e per la riduzione di pesticidi chimici e di fertilizzanti antibiotici - comportano un ingente fabbisogno di investimenti. Secondo le stime della Commissione per conseguire gli obiettivi 2030 in materia di clima ed energia serviranno investimenti supplementari dell'ordine di 260 miliardi di euro l'anno, equivalenti a circa l'1,5 % del PIL 2018 a regime.

Secondo la Strategia Energetica Nazionale la fonte rinnovabile solare sarà uno dei pilastri su cui si reggerà la transizione energetica del nostro Paese, prevedendo il raggiungimento al 2030 di 70 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici (+180% rispetto al 2017), ovvero il 39% dell'intera produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (pari a 184 TWh). Questo ambizioso obiettivo, che sarà probabilmente rivisto al rialzo per effetto del nuovo target europeo del 32%, dovrebbe tradursi nella realizzazione di circa 35-40 GW di nuovi impianti e richiederà una crescita delle installazioni fotovoltaiche pari a oltre 3 GW/anno, un cambio di marcia totale rispetto ai ritmi ai quali si è assistito negli ultimi anni. In quest'ottica sarà fondamentale adottare quanto prima nuovi strumenti di policy che da un lato sostengano lo sviluppo di nuovi impianti e dall'altro mantengano in esercizio l'attuale parco impianti garantendone il mantenimento di elevati standard di performance, rivedendo l'attuale quadro normativo e regolatorio, che dovrà svilupparsi in modo tale da permettere il massimo sfruttamento del potenziale oggi disponibile.

Il 21 gennaio 2020, il Ministero dello sviluppo economico (MISE) ha dato notizia dell'invio alla Commissione europea del testo definitivo del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per gli anni 2021-2030. Il Piano è stato predisposto dal MISE, con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Nelle tabelle seguenti – tratte dal testo definitivo del PNIEC inviato alla Commissione - sono illustrati i principali obiettivi del PNIEC al 2030, su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano. Gli obiettivi risultano più ambiziosi di quelli delineati nella SEN 2017.

	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%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

A livello legislativo interno, è stato poi avviato il recepimento delle Direttive del cd. *Clean Energy package*.

Inoltre, il piano per la ripresa economica NextGenerationEU finalizzato a rendere l'Europa più verde, più digitale e più resiliente, insieme al PNRR - Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – mirano ad una rivoluzione verde e transizione ecologica (Missione 2).



Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica

È volta a realizzare la transizione verde ed ecologica della società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. Comprende interventi per l'agricoltura sostenibile e per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile. Prevede inoltre azioni per l'efficientamento del patrimonio immobiliare pubblico e privato; e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.

M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

OBIETTIVI GENERALI:



M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

- Incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione
- Potenziamento e digitalizzazione delle infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da FER e aumentarne la resilienza a fenomeni climatici estremi
- Promozione della produzione, distribuzione e degli usi finali dell'idrogeno, in linea con le strategie comunitarie e nazionali
- Sviluppo di un trasporto locale più sostenibile, non solo ai fini della decarbonizzazione ma anche come leva di miglioramento complessivo della qualità della vita (riduzione inquinamento dell'aria e acustico, diminuzione congestioni e integrazione di nuovi servizi)
- Sviluppo di una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione

La misura di investimento nello specifico prevede:

1. l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte;
2. il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il

risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

QUADRO DELLE MISURE E RISORSE (MILIARDI DI EURO):



M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITA' SOSTENIBILE

23,78

Mld

Totale

Ambiti di intervento/Misure	Totale
1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile	5,90
Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico	1,10
Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo	2,20
Investimento 1.3: Promozione impianti innovativi (incluso <i>off-shore</i>)	0,68
Investimento 1.4: Sviluppo biometano	1,92
Riforma 1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno	-
Riforma 1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile	-
2. Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete	4,11
Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61
Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti	0,50
3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno	3,19
Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse	0,50
Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2,00
Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	0,23
Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	0,30
Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno	-
4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile	8,58
Investimento 4.1: Rafforzamento mobilità ciclistica	0,60
Investimento 4.2: Sviluppo trasporto rapido di massa	3,60
Investimento 4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
Investimento 4.4: Rinnovo flotte bus e treni verdi	3,64
Riforma 4.1: Procedure più rapide per la valutazione dei progetti nel settore dei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa	-
5. Sviluppare una <i>leadership</i> internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione	2,00
Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie	1,00
Investimento 5.2: Idrogeno	0,45
Investimento 5.3: Bus elettrici	0,30
Investimento 5.4: Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica	0,25

Il progetto in fase di autorizzazione è in linea con il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza che considera prioritario il tema della transizione ecologica, attenzione al tema che deriva dall'Unione Europea. All'interno della Missione 2 del PNRR la Componente "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e transizione energetica e mobilità sostenibile", vede uno stanziamento di oltre 23 mld di euro finalizzati a contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione attraverso l'aumento della quota di produzione di energia da fonti rinnovabili, il potenziamento delle infrastrutture di rete e la promozione della produzione e dell'utilizzo dell'idrogeno.

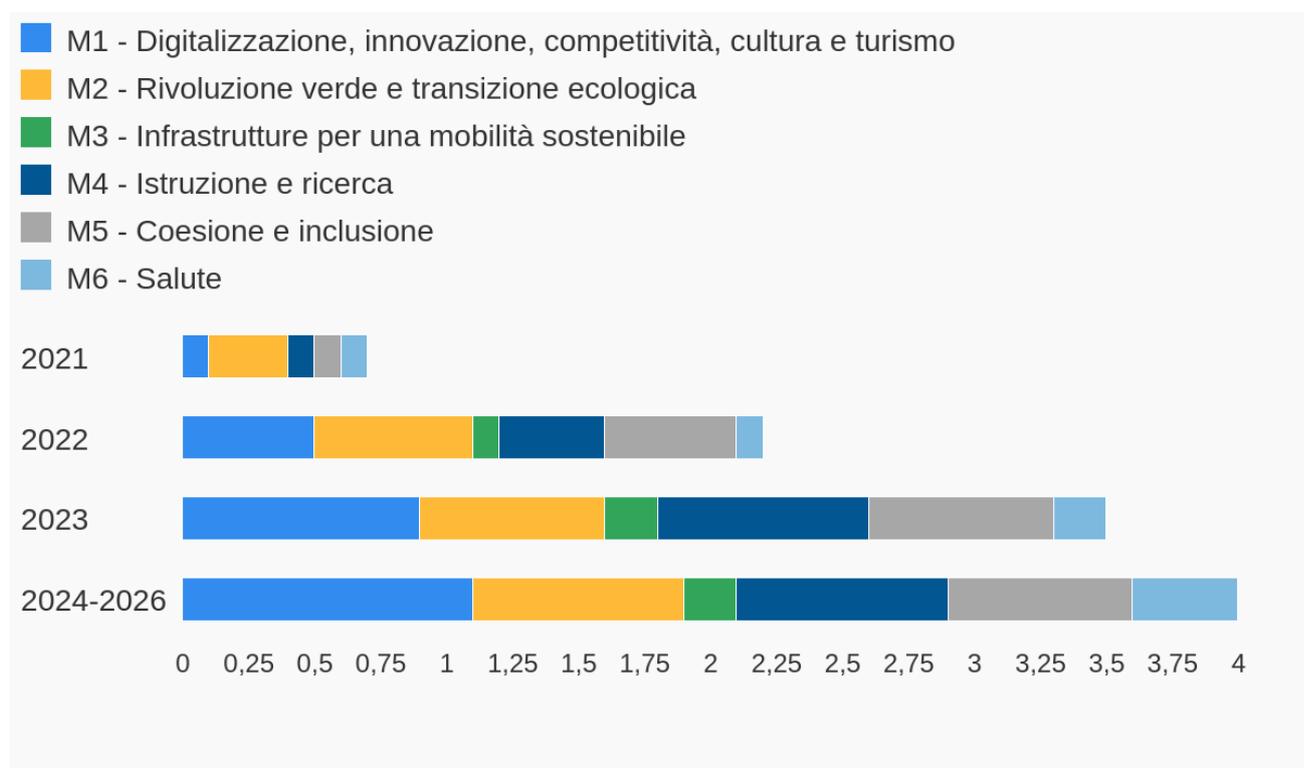


Figura 4: misure del PNRR

2.1. L'energia solare in Puglia

I dati riportati nell'ultimo Rapporto statistico del Giugno 2022, sono il risultato dell'integrazione delle informazioni presenti nel sistema informatico GAUDÌ (gestito da TERNA S.p.A.) e negli archivi GSE relativi alla gestione dei meccanismi di incentivazione (Conto Energia) e al ritiro dell'energia (Ritiro dedicato, Scambio sul Posto). La costante collaborazione tra GSE e TERNA nell'ambito del lavoro statistico TER-00001 del Programma Statistico Nazionale, di cui TERNA stessa è responsabile, garantisce la qualità, la robustezza statistica e il continuo aggiornamento delle informazioni fornite.

Numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane.

Al 31 dicembre 2021 risultano installati in Italia 1.016.083 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 22.594 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 93% circa del totale in termini di numerosità e il 23% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è pari a 22,2 kW.

Nel corso del 2021 sono stati installati sul territorio nazionale 80.491 impianti fotovoltaici - in grande maggioranza di taglia inferiore a 20 kW - per una potenza complessiva di 938 MW¹; il 10% della potenza installata nel 2021 è costituita da impianti di taglia superiore a 1 MW.

Numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane. A fine 2021, due sole regioni concentrano il 30,4% degli impianti installati sul territorio nazionale (Lombardia e Veneto, rispettivamente con 160.757 e 147.687 impianti). Il primato nazionale in termini di potenza installata è rilevato in Puglia, con quasi 3 GW, pari al 13% del totale nazionale; nella stessa regione si osserva anche la dimensione media degli impianti più elevata (50 kW). Le regioni con minore presenza di impianti sono Basilicata, Molise, Valle D'Aosta e la Provincia Autonoma di Bolzano.

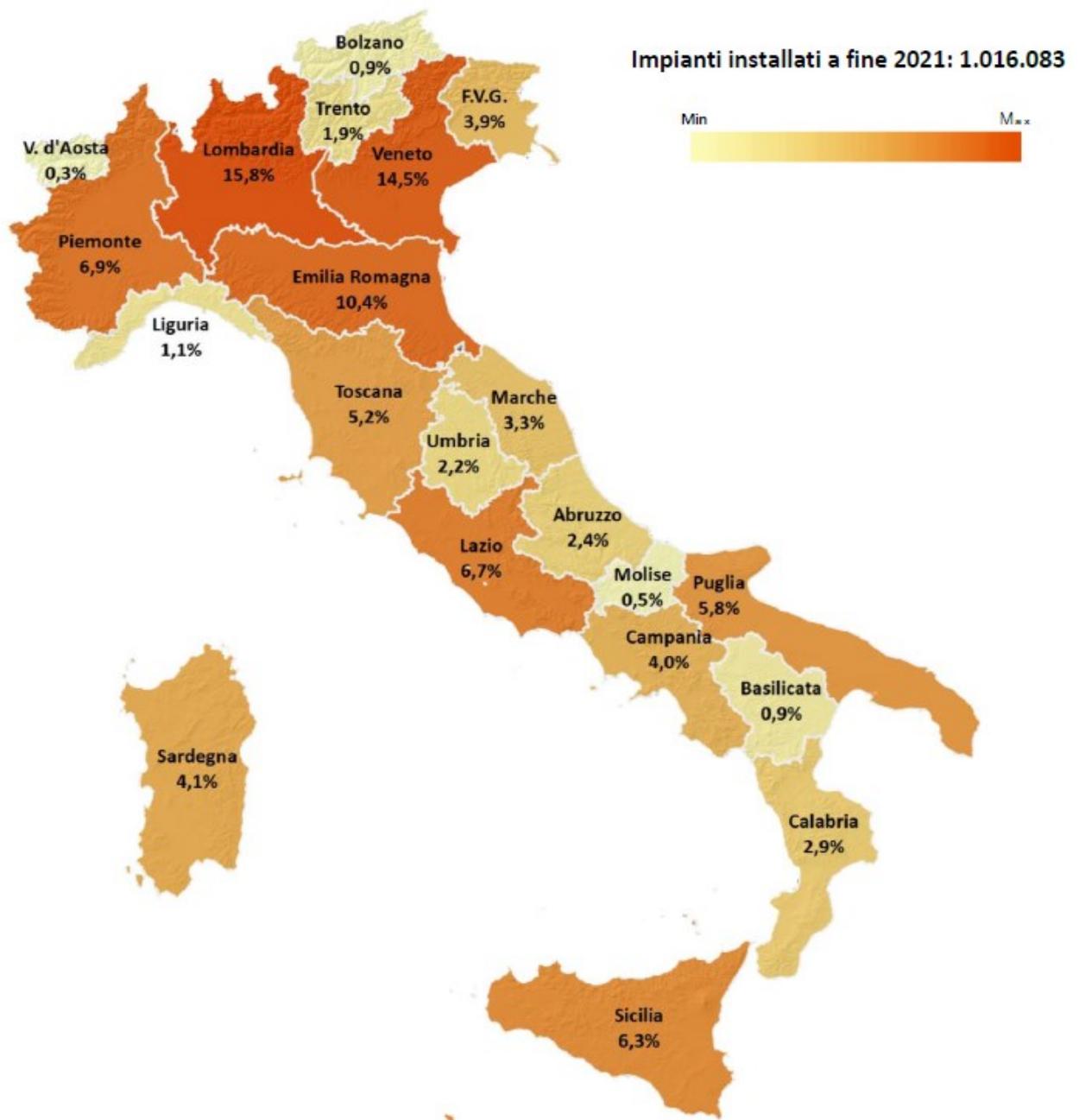


Figura 5: Distribuzione Regionale della potenza a fine 2021-fonte GSE

In linea con l'anno precedente, le installazioni realizzate nel corso del 2021 non hanno provocato variazioni significative nella distribuzione regionale degli impianti. A fine anno nelle regioni del Nord risultano installati il 55% degli impianti complessivamente in esercizio in Italia, al Centro il 17%, al Sud il restante 28%. Le regioni con il maggior numero di impianti sono Lombardia, Veneto, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio.

totale nazionale. Nel Nord il dato più rilevante si rileva nella provincia di Cuneo (2,7%), nel Centro a Roma (2,3%).

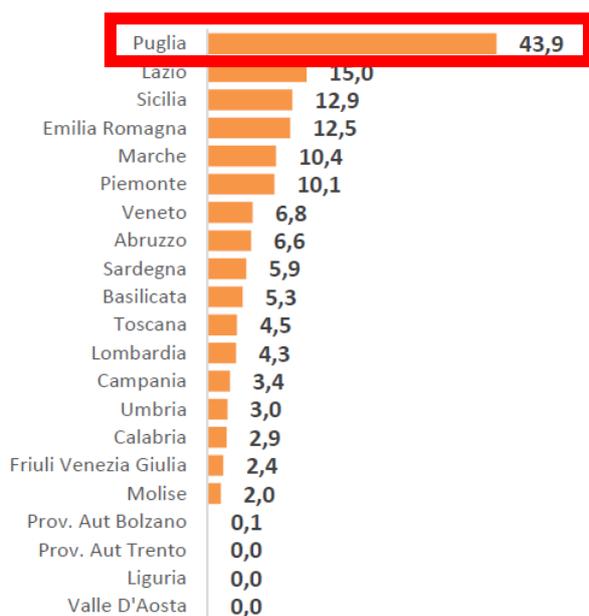
segue

	2020				2021				% 21 / 20	
	Numero	%	Potenza (MW)	%	Numero	%	Potenza (MW)	%	Numero	Potenza
Umbria	20.809	2,2	499,0	2,3	22.144	2,2	513,0	2,3	6,4	2,8
Perugia	16.744	1,8	362,8	1,7	17.810	1,8	374,1	1,7	6,4	3,1
Terni	4.065	0,4	136,3	0,6	4.334	0,4	138,9	0,6	6,6	2,0
Marche	30.953	3,3	1.117,7	5,2	33.262	3,3	1.149,9	5,1	7,5	2,9
Ancona	9.991	1,1	309,5	1,4	10.748	1,1	320,3	1,4	7,6	3,5
Ascoli Piceno	3.613	0,4	123,2	0,6	3.909	0,4	127,7	0,6	8,2	3,6
Fermo	3.133	0,3	110,9	0,5	3.369	0,3	112,6	0,5	7,5	1,6
Macerata	7.010	0,7	316,3	1,5	7.496	0,7	323,2	1,4	6,9	2,2
Pesaro e Urbino	7.206	0,8	257,8	1,2	7.740	0,8	266,0	1,2	7,4	3,2
Lazio	62.715	6,7	1.416,2	6,5	67.889	6,7	1.496,1	6,6	8,3	5,6
Frosinone	6.218	0,7	180,0	0,8	6.690	0,7	191,1	0,8	7,6	6,2
Latina	8.938	1,0	263,8	1,2	9.659	1,0	274,5	1,2	8,1	4,1
Rieti	3.111	0,3	28,0	0,1	3.307	0,3	30,2	0,1	6,3	8,2
Roma	37.349	4,0	483,1	2,2	40.559	4,0	514,0	2,3	8,6	6,4
Viterbo	7.099	0,8	461,4	2,1	7.674	0,8	486,3	2,2	8,1	5,4
Abruzzo	22.512	2,4	754,8	3,5	24.200	2,4	773,9	3,4	7,5	2,5
Chieti	7.027	0,8	237,9	1,1	7.454	0,7	243,0	1,1	6,1	2,1
L'Aquila	5.252	0,6	171,9	0,8	5.627	0,6	176,7	0,8	7,1	2,8
Pescara	4.134	0,4	93,6	0,4	4.503	0,4	96,6	0,4	8,9	3,1
Teramo	6.099	0,7	251,4	1,2	6.616	0,7	257,6	1,1	8,5	2,5
Molise	4.470	0,5	178,4	0,8	4.726	0,5	180,7	0,8	5,7	1,3
Campobasso	3.266	0,3	136,9	0,6	3.479	0,3	138,8	0,6	6,5	1,4
Isernia	1.204	0,1	41,5	0,2	1.247	0,1	41,9	0,2	3,6	1,2
Campania	37.208	4,0	877,5	4,1	40.293	4,0	923,9	4,1	8,3	5,3
Avellino	5.556	0,6	89,1	0,4	5.979	0,6	94,9	0,4	7,6	6,5
Benevento	4.348	0,5	69,1	0,3	4.582	0,5	71,5	0,3	5,4	3,4
Caserta	8.698	0,9	269,0	1,2	9.349	0,9	281,2	1,2	7,5	4,5
Napoli	9.353	1,0	185,7	0,9	10.320	1,0	197,8	0,9	10,3	6,5
Salerno	9.253	1,0	264,5	1,2	10.063	1,0	278,5	1,2	8,8	5,3
Puglia	54.271	5,8	2.899,9	13,4	58.914	5,8	2.948,1	13,0	8,6	1,7
Bari	15.227	1,6	512,1	2,4	16.905	1,7	533,8	2,4	11,0	4,2
Barietta-Andria-Trani	2.754	0,3	176,6	0,8	2.993	0,3	179,5	0,8	8,7	1,6
Brindisi	6.101	0,7	502,3	2,3	6.544	0,6	504,9	2,2	7,3	0,5
Foggia	5.780	0,6	623,0	2,9	6.156	0,6	628,1	2,8	6,5	0,8
Lecce	17.230	1,8	707,7	3,3	18.545	1,8	718,3	3,2	7,6	1,5
Taranto	7.179	0,8	378,2	1,7	7.771	0,8	383,6	1,7	8,2	1,4
Basilicata	8.094	1,0	376,2	1,7	8.456	0,9	388,4	1,7	6,3	2,7
Matera	2.936	0,3	186,3	0,9	3.148	0,3	189,8	0,8	7,2	1,9
Potenza	5.958	0,6	191,9	0,9	6.308	0,6	198,6	0,9	5,9	3,5
Calabria	27.386	2,9	551,9	2,5	29.476	2,9	573,0	2,5	7,6	3,8
Catanzaro	6.029	0,6	141,0	0,7	6.469	0,6	145,3	0,6	7,3	3,0
Cosenza	10.690	1,1	256,3	1,2	11.488	1,1	264,6	1,2	7,5	3,3
Crotone	2.021	0,2	37,4	0,2	2.227	0,2	40,4	0,2	10,2	8,1
Reggio di Calabria	5.982	0,6	74,7	0,3	6.471	0,6	78,9	0,3	8,2	5,5
Vibo Valentia	2.664	0,3	42,5	0,2	2.821	0,3	43,8	0,2	5,9	3,0
Sicilia	59.824	6,4	1.486,6	6,9	64.464	6,3	1.541,7	6,8	7,8	3,7
Agrigento	6.638	0,7	232,4	1,1	7.109	0,7	236,8	1,0	7,1	1,9
Caltanissetta	4.105	0,4	97,0	0,4	4.372	0,4	99,4	0,4	6,5	2,5
Catania	11.403	1,2	240,6	1,1	12.304	1,2	248,9	1,1	7,9	3,5
Enna	2.465	0,3	76,8	0,4	2.592	0,3	77,6	0,3	5,2	1,2
Messina	6.666	0,7	72,3	0,3	7.151	0,7	77,4	0,3	7,3	7,0
Palermo	8.350	0,9	185,7	0,9	9.074	0,9	194,5	0,9	8,7	4,7
Ragusa	6.522	0,7	219,0	1,0	7.164	0,7	226,3	1,0	9,8	3,4
Siracusa	7.060	0,8	208,0	1,0	7.615	0,7	214,0	0,9	7,9	2,9
Trapani	6.615	0,7	154,7	0,7	7.083	0,7	166,6	0,7	7,1	7,6
Sardegna	39.690	4,2	973,8	4,5	41.831	4,1	1.001,0	4,4	5,4	2,8
Cagliari	7.501	0,8	249,0	1,2	8.085	0,8	253,4	1,1	7,8	1,8
Nuoro	6.950	0,7	139,5	0,6	7.247	0,7	147,9	0,7	4,3	6,0
Oristano	4.431	0,5	142,5	0,7	4.628	0,5	144,5	0,6	4,4	1,4
Sassari	10.936	1,2	242,0	1,1	11.587	1,1	249,7	1,1	6,0	3,2
Sud Sardegna	9.872	1,1	200,7	0,9	10.284	1,0	205,6	0,9	4,2	2,4
Italia	935.838	100,0	21.650,0	100,0	1.016.083	100,0	22.594,3	100,0	8,6	4,4

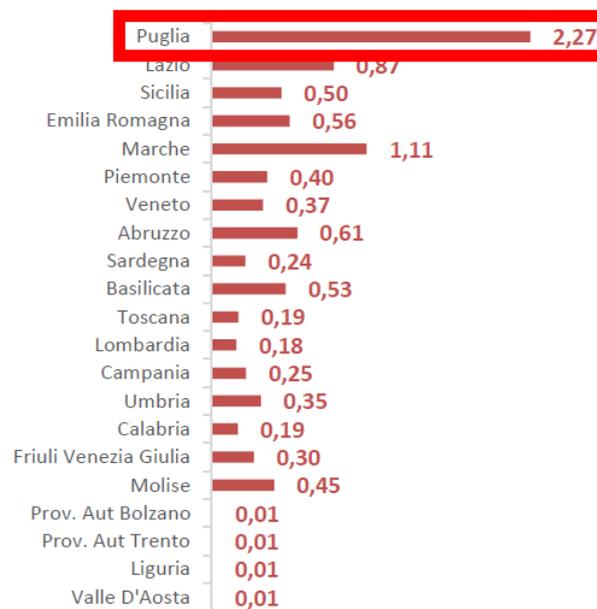
In Italia a fine 2021 la superficie occupata dagli impianti fotovoltaici collocati a terra è pari a 152,1 km², con un incremento assoluto rispetto all'anno precedente di 1,0 km².

Le regioni con la maggiore occupazione di superficie del suolo sono la Puglia (43,9 km²), il Lazio (15 km²) e la Sicilia (12,9 km²), che insieme rappresentano il 47,2% della superficie totale nazionale occupata da impianti collocati a terra.

Distribuzione della superficie degli impianti a terra nelle regioni a fine 2021



■ Superficie (kmq)



■ kmq ogni 1000 kmq

2.2. Stima della produzione annua dell'impianto

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.



Version 7.2.21

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Fontana Rossa

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system

System power: 25.89 MWp

Iesce - Italy

Figura 7: Calcolo producibilità impianto

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.

Il calcolo succitato è stato fatto con software specialistico PVSYST, dal quale, a seguire, si riporta l'estratto dei risultati ottenuti.



Project: Fontana Rossa

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
20/03/23 13:10
with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Trackers configuration	
Orientation		Irradiance optimization		Nb. of trackers 495 units	
Tracking plane, tilted axis				Sizes	
Avg axis tilt -0.5 °				Tracker Spacing 9.50 m	
Avg axis azim. 8.3 °				Collector width 4.71 m	
				Ground Cov. Ratio (GCR) 49.5 %	
				Phi min / max. +/- 55.0 °	
				Shading limit angles	
				Phi limits +/- 60.2 °	
Models used		Near Shadings		User's needs	
Transposition Perez		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Diffuse Perez, Meteororm					
Circumsolar separate					
Horizon					
Free Horizon					

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM575M-7RL4-V	Model	Sunny Central 4200 UP
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	575 Wp	Unit Nom. Power	4200 kWac
Number of PV modules	45024 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	25.89 MWp	Total power	25200 kWac
Modules	1876 Strings x 24 In series	Operating voltage	921-1325 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.03
Pmpp	23.62 MWp		
U mpp	962 V		
I mpp	24553 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	25889 kWp	Total power	25200 kWac
Total	45024 modules	Number of inverters	6 units
Module area	123099 m ²	Pnom ratio	1.03

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.65 mΩ	Loss Fraction -0.8 %				
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: Fontana Rossa

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
20/03/23 13:10
with v7.2.21

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	
Orientation		Irradiance optimization	
Tracking plane, tilted axis			
Avg axis tilt	-0.5 °		
Avg axis azim.	8.3 °		
		Trackers configuration	
		Nb. of trackers	495 units
		Sizes	
		Tracker Spacing	9.50 m
		Collector width	4.71 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	49.5 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		Shading limit angles	
		Phi limits	+/- 60.2 °
Models used			
Transposition	Perez		
Diffuse	Perez, Meteonorm		
Circumsolar	separate		
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM575M-7RL4-V	Model	Sunny Central 4200 UP
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	575 Wp	Unit Nom. Power	4200 kWac
Number of PV modules	45024 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	25.89 MWp	Total power	25200 kWac
Modules	1876 Strings x 24 In series	Operating voltage	921-1325 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.03
Pmpp	23.62 MWp		
U mpp	962 V		
I mpp	24553 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	25889 kWp	Total power	25200 kWac
Total	45024 modules	Number of inverters	6 units
Module area	123089 m ²	Pnom ratio	1.03

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.65 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

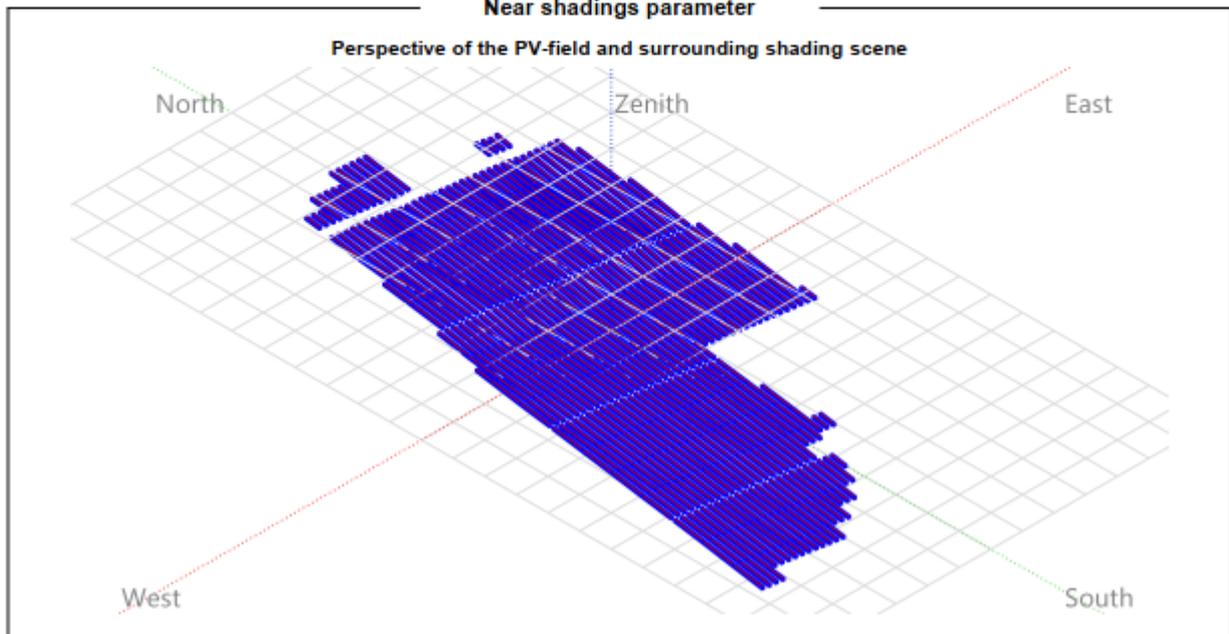


PVsyst V7.2.21
VC0, Simulation date:
20/03/23 13:10
with v7.2.21

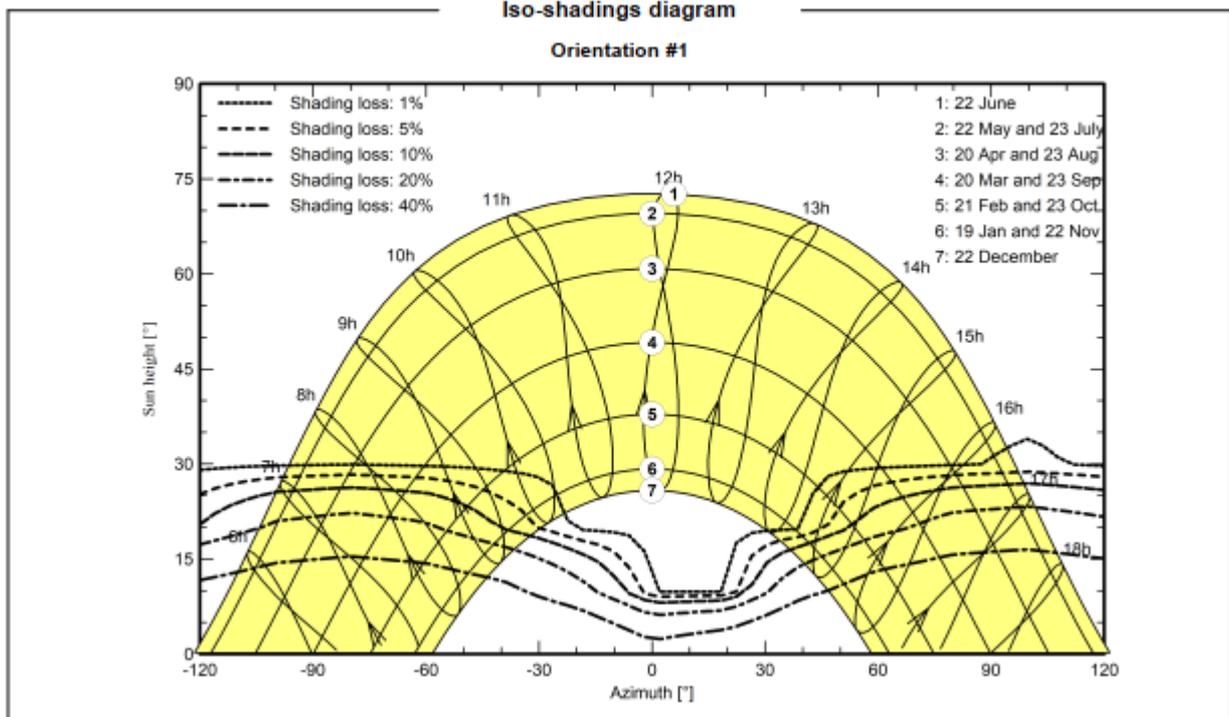
Project: Fontana Rossa

Variante: Nuova variante di simulazione

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





Project: Fontana Rossa

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
20/03/23 13:10
with v7.2.21

Main results

System Production

Produced Energy

42.20 GWh/year

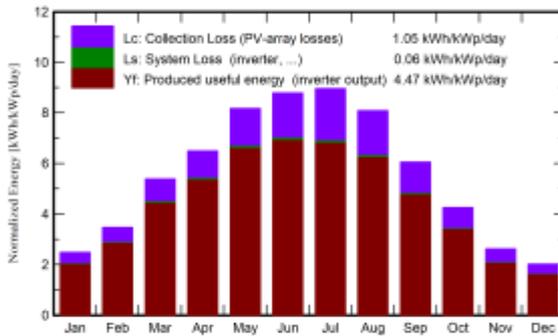
Specific production

1630 kWh/kWp/year

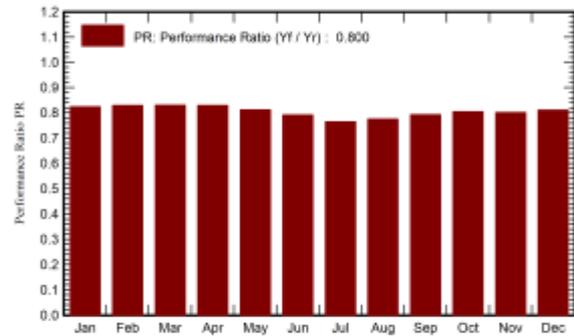
Performance Ratio PR

80.04 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	53.4	22.73	5.82	77.0	66.1	1.669	1.643	0.824
February	70.5	36.83	6.25	97.3	84.4	2.121	2.090	0.830
March	122.0	57.39	9.10	167.0	148.0	3.642	3.590	0.831
April	147.6	69.45	12.10	194.9	177.2	4.247	4.186	0.829
May	190.5	79.98	16.87	253.4	232.1	5.403	5.326	0.812
June	197.6	79.81	21.93	263.7	242.3	5.485	5.408	0.792
July	204.9	77.39	25.42	277.7	253.4	5.577	5.499	0.765
August	184.4	72.49	25.20	250.9	227.9	5.107	5.037	0.776
September	133.9	58.75	19.53	181.8	162.5	3.783	3.731	0.793
October	96.7	45.38	15.69	131.9	115.5	2.787	2.748	0.805
November	56.9	31.81	11.26	78.5	66.7	1.654	1.629	0.802
December	45.4	24.80	7.30	62.5	52.9	1.334	1.313	0.812
Year	1503.6	656.61	14.76	2036.6	1829.1	42.810	42.201	0.800

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

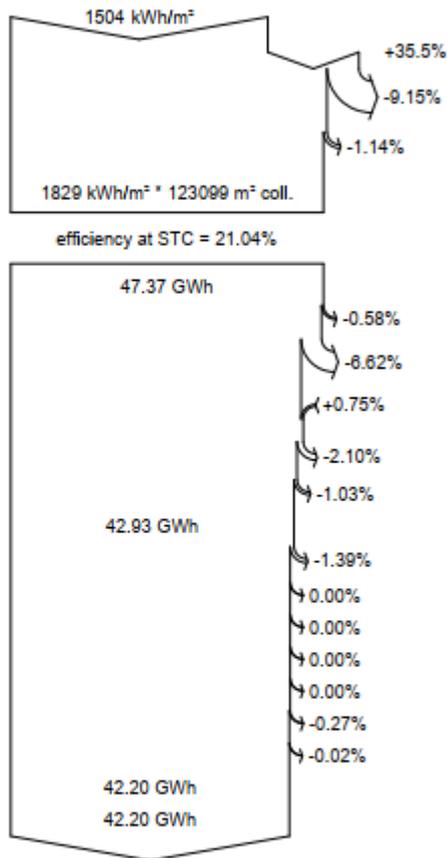


Project: Fontana Rossa

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.21
VC0, Simulation date:
20/03/23 13:10
with v7.2.21

Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid



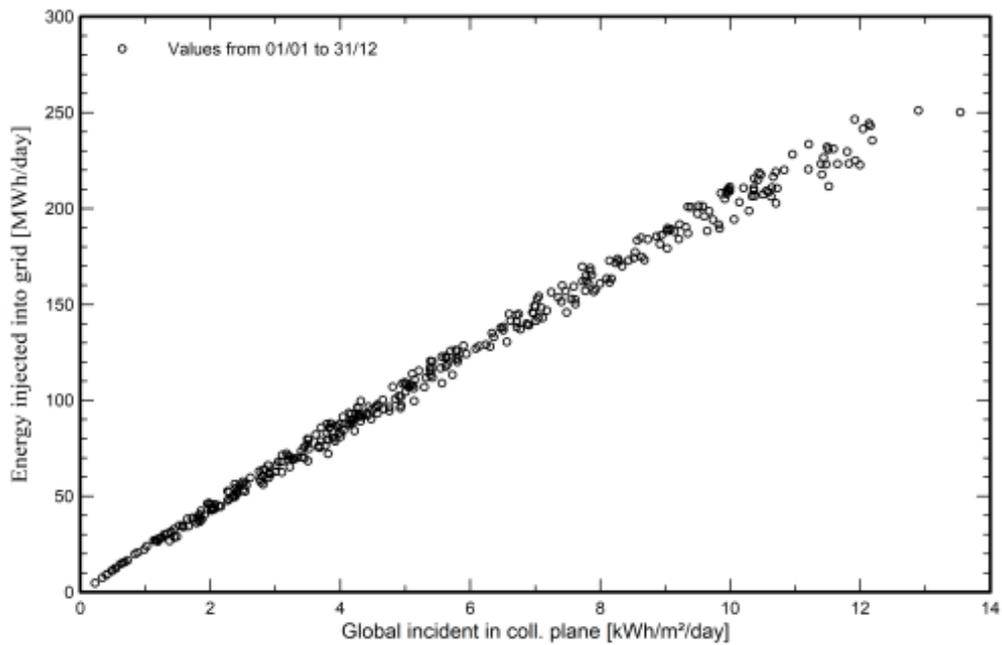
PVsyst V7.2.21
VC0, Simulation date:
20/03/23 13:10
with v7.2.21

Project: Fontana Rossa

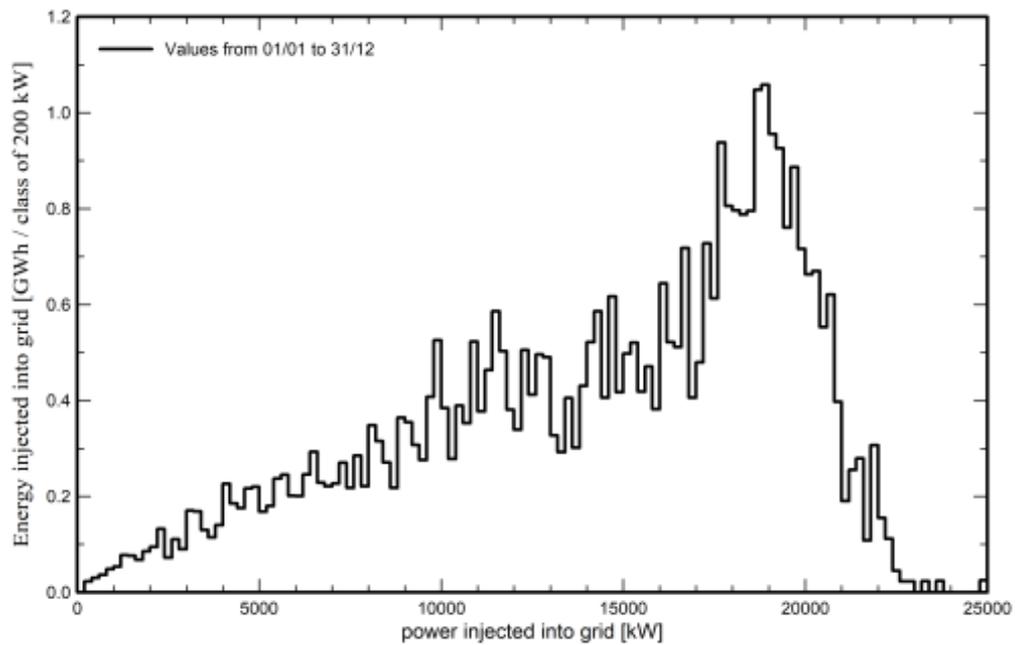
Variant: Nuova variante di simulazione

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



L'installazione dell'impianto agrovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana (fonte ISPRA) pari a circa 466 grammi di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (tecnologia anno 2016), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

42.200 MWh /anno x



Emissioni di CO₂ evitate in un anno: **19.665,20** tonn

2.3. Carbon footprint e costo energetico del fotovoltaico

È noto che la generazione di energia fotovoltaica è completamente esente da emissioni e che un impianto fotovoltaico ha una vita attesa anche di 30 anni.

Oltre a queste informazioni è importante conoscere anche le emissioni di CO₂ e il consumo di energia nel ciclo di vita completo, dalla produzione al riciclo, in particolare per i pannelli fotovoltaici.

La fabbricazione implica l'utilizzo di risorse energetiche ed un impatto ambientale, così come il trasporto ed il montaggio di un impianto. Va sottolineato che, grazie all'avanzamento tecnologico e con nuovi stabilimenti produttivi di capacità crescente, l'impatto ambientale si è via via ridotto nel tempo.

Grazie ai continui sforzi in ricerca e sviluppo dell'industria solare, il costo energetico per la produzione dei pannelli fotovoltaici si è ridotto di circa il 15% ad ogni raddoppio di capacità di produzione.

Oggi si stima che un impianto fotovoltaico ripaghi l'energia utilizzata per produrlo in circa 1 anno, ciò significa che **viene prodotta 30 volte l'energia necessaria per produrlo**.

Parlando di fonti energetiche rinnovabili e, quindi anche di fotovoltaico, è ormai diffusa e accettata l'idea che l'energia prodotta da queste fonti sia caratterizzata da un impatto nullo in termini di emissioni di CO₂: tale indicazione, tuttavia, si basa sul fatto che solitamente si fa riferimento ad una sola fase del ciclo di vita degli impianti (la fase di loro esercizio), in cui effettivamente la generazione elettrica avviene senza contestuali emissioni di gas ad effetto serra. Invece la costruzione ed il fine vita di queste installazioni, normalmente non prese in considerazione, comportano allo stesso modo di qualsiasi altra tipologia di impianti, una certa pressione sull'ambiente ("impronta ambientale"): tale pressione ambientale è associata all'utilizzo di materie prime e risorse (energetiche e naturali), ma

anche al rilascio di emissioni in aria e in altre matrici ambientali. Ragionando dunque in termini di ciclo di vita dell'impianto, anche un'installazione fotovoltaica del tipo di quella oggetto di analisi, è caratterizzata da una specifica impronta di carbonio (espressa in termini di emissioni di CO₂ ed altri gas serra) che, per quanto estremamente inferiore a quello di tecnologie che sfruttano le fonti fossili, non può essere considerata nulla.

Dati di letteratura tecnica indicano che le emissioni di gas ad effetto serra per impianti fotovoltaici, espresse in termini di unità di massa di CO₂ equivalente, sono variabili a seconda della taglia dell'impianto, della tipologia di installazione (su falda o a terra) e della tecnologia utilizzata (pannelli in silicio cristallino, silicio amorfo, CdTe, ecc.). Il range individuato dalla revisione della letteratura indica una variabilità delle emissioni, valutate lungo l'intero ciclo di vita con un approccio metodologico di Life Cycle Assessment (LCA), di un ordine di grandezza, con valori minimi di circa 10 gCO₂eq/kWh e valori massimi di 167 gCO₂eq/kWh. Risultati armonizzati in funzione dei valori caratteristici di alcuni parametri fondamentali per la produzione da impianti fotovoltaici (irradiazione solare, efficienza dei moduli, performance ratio), e quindi in un certo senso depurati dalle differenze e dalle inconsistenze metodologiche dei diversi studi LCA, indicano invece un valore della mediana pari a circa 30 gCO₂eq/kWh. Dati inclusi in database LCA ampiamente riconosciuti a livello internazionale (Ecoinvent) indicano valori compresi tra 71 e 83 gCO₂eq/kWh.

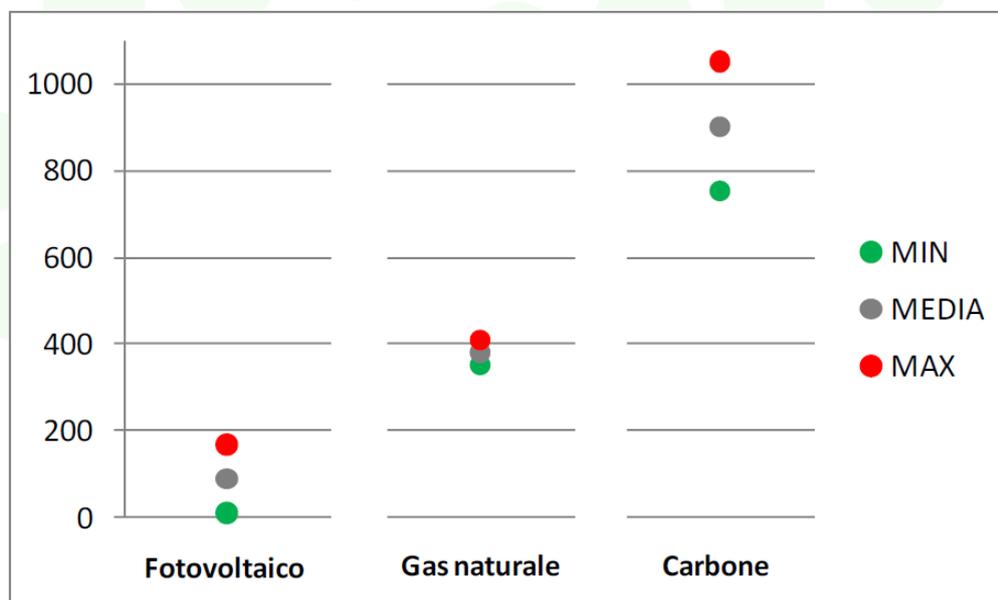


Figura 8: Valori minimi, medi e massimi per i diversi impianti di produzione dell'energia elettrica [gCO₂eq/kWh]

Come è possibile notare dalla sintesi grafica precedente, la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è caratterizzata da un **impatto di ciclo di vita significativamente inferiore sia alle tecnologie convenzionali “pulite” (gas naturale) che a quelle più “sporche” (carbone)**.

Nelle valutazioni successive si assume come riferimento per il fotovoltaico il valore massimo assoluto riscontrato dalla letteratura (167 gCO₂eq/kWh), una scelta sicuramente peggiorativa per l'impianto fotovoltaico ma cautelativa.

Il primo aspetto importante da sottolineare è che – con riferimento ai dati di letteratura – la superficie “coperta” da un impianto a terra del tipo di quello oggetto di analisi **è di norma solamente il 20-25% circa della superficie lorda in pianta occupata dall'impianto stesso**. Infatti, buona parte di tale superficie, essendo dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, nonché a viabilità di collegamento (non asfaltata), rimane praticamente scoperta. Anche le infrastrutture accessorie, quali le cabine di alloggiamento di inverter e trasformatori, cabine elettriche di ricezione, canalette e tombini prefabbricati per i cavi ed eventuali altri locali di servizio (ad es. locale ufficio), coprono una superficie estremamente limitata (circa un 1-2% dell'intera superficie del sito).

Il secondo aspetto rilevante è che, essendo i moduli fotovoltaici infissi nel terreno con pali in acciaio, su strutture ad inseguimento “tracker”, con una altezza libera rispetto al piano campagna che varia fra circa 0,64 e 4,25 metri, anche **il terreno al di sotto dei moduli rimane normalmente nelle sue condizioni “di uso” precedenti all'installazione dell'impianto**.

Ne consegue che la grandissima parte (98%) della superficie asservita all'impianto, non è interessata da alcun intervento che comporti impermeabilizzazione e/o modifica irreversibile del suolo e del suo del profilo.

Il terzo aspetto che occorre mettere in evidenza è lo **stoccaggio di carbonio nel suolo**. Di norma il suolo funge da serbatoio per lo stoccaggio del carbonio (“carbon sink”) dal momento che il terreno, attraverso le piante ed i vegetali, assorbe anidride carbonica e la stocca al suo interno in forma organica. Tale meccanismo è comunque abbastanza complesso e influenzato da una serie di fattori e, a seconda di come questi variano, è possibile che il suolo da deposito di carbonio si trasformi in fonte di emissione di CO₂. Senza entrare nei dettagli di questi argomenti, e dunque tralasciando ogni tipo di considerazione legata al fatto che un non corretto utilizzo agricolo del suolo potrebbe far sì che dallo stesso si generino emissioni di gas serra (trasformandosi così da “carbon sink” a “carbon

source”), ai fini della presente analisi è sufficiente sapere che un sistema suolo-coltivazione “sano” consente di assorbire CO₂ in maniera variabile a seconda del tipo di impianto praticato (si veda Tab. successiva per i valori generali).

Tipologia	Assorbimento ¹ (tCO ₂ /ha*anno)	NOTE
Impianti di arboricoltura tradizionale	5-14	
Impianti di arboricoltura a rapida rotazione (SRF)	18-25	
Quercio-carpineto planiziale	11	(per un popolamento maturo)
Pioppeto tradizionale	15-18	(su un turno di 10 anni)
Foreste di latifoglie in zone temperate (dati IPCC)	7	(considerando solo la biomassa epigea)
Prato stabile	max 5	

Figura 9: Valori di assorbimento di riferimento per tipologie di impianti realizzati

Ai fini della valutazione di una carbon footprint di sito (carbon footprint sito-specifica) e della stima dell’impatto associato alla realizzazione dell’impianto fotovoltaico, nonché quello associato alla sottrazione di suolo ad essa connessa, sono state adottate le ipotesi più cautelative (peggiorative per l’impianto): sono state infatti prese in considerazione le ipotesi che massimizzerebbero le emissioni di CO₂ relativamente all’impianto fotovoltaico, una logica che ha permesso di verificare la bontà della soluzione impiantistica fotovoltaica al di là di ogni ragionevole dubbio di sottostima dei suoi impatti. Per quanto riguarda le emissioni valutate con approccio di ciclo di vita, adottando dunque il valore peggiore riscontrato dall’analisi della letteratura e delle banche dati di riferimento, pari a 167 gCO₂eq/kWh, risulta evidente come -anche nella peggiore dell’ipotesi- **tali emissioni siano decisamente inferiori a quelle di ogni qualunque altra tipologia di centrali di produzione elettrica**. Una centrale a gas naturale a ciclo combinato, ad esempio, è infatti caratterizzata da un valore di 350-400 gCO₂eq/kWh, mentre una centrale a carbone ha di norma valori di emissione dell’ordine di 750-1.050 gCO₂eq/kWh.

L’impatto di ciclo di vita ipotizzato in via cautelativa (peggiorativa) per il kWh prodotto dall’impianto agrovoltivo oggetto di analisi risulta essere anche sensibilmente inferiore a quello associato ad un kWh prelevato dalla rete elettrica nazionale (pari a circa 400 gCO₂eq/kWh come valore medio nazionale associato alla sola generazione elettrica, quantificato peraltro senza considerare l’intero ciclo di vita delle centrali del parco nazionale come invece considerato in questo studio, in una logica peggiorativa).

Nella tabella seguente si riassumono i valori di emissioni delle fonti sopra descritte:

Emissioni in ottica LCA [gCO₂eq/kWh]	Fotovoltaico	Gas naturale	Carbone
Valore minimo da letteratura	9,4	350	750
Valore massimo da letteratura	167	410	1.050
Valore assunto in questa analisi	167	-	-

Figura 10: Valori di emissione di riferimento per i diversi impianti

Per quanto riguarda invece la quantità di **carbonio stoccato nel suolo, nelle condizioni in cui si trova il terreno attualmente (seminativo)** questo può essere considerato praticamente trascurabile.

Viceversa, in considerazione delle misure ambientali previste da progetto è stata considerata la condizione di “prato stabile” (assorbimento massimo pari a 5 tCO₂/ha*anno). Nonostante i dati di letteratura indichino **valori medi di suolo sottratto nel range 2-5%**, in via cautelativa è stato considerato nei nostri calcoli un valore di sottrazione effettiva di suolo pari al 10% della superficie totale asservita all’impianto (il valore della superficie non interessata da interventi collegata all’impianto agrovoltaiico sarebbe quindi dell’90%).

Considerata dunque la vita utile dell’impianto pari a 30 anni, la CO₂ stoccata nel terreno risulta essere pari a 4.326,58 tCO₂.

Considerando un ipotetico scenario di non installazione dell’impianto agrovoltaiico, in cui l’intera superficie del lotto fosse invece oggetto di una ipotetica messa a dimora di vegetativi con ipotetici finanziamenti da identificare (trovandosi poi quindi in condizioni di prato stabile), l’assorbimento totale risulterebbe pari a 4.807,32 tCO₂.

La riduzione teorica della CO₂ stoccata rispetto a tale ipotetico scenario pari solamente al 10% circa.

I risultati dell'analisi presentati nel precedente paragrafo forniscono una chiara evidenza: ragionando in termini di **ciclo di vita**, l'impatto associato all'impianto fotovoltaico "Fontana Rossa" non può essere considerato nullo, né in termini di emissioni di gas ad effetto serra né in termini di effetto di riduzione delle potenzialità di stoccaggio di carbonio al suolo.

Allo stesso modo però, le evidenze emerse dallo studio dimostrano che:

-le emissioni di CO₂eq (167 gCO₂eq/kWh come ipotesi cautelativa) sono evidentemente **molto inferiori a quelle associate ad altre tipologie di centrali di generazione elettrica** (indicativamente 350-400 gCO₂eq/kWh di una centrale a gas naturale a ciclo combinato e 750-1.050 gCO₂eq/kWh di una centrale a carbone), nonché a quelle derivanti dalla sola generazione di un kWh prelevato dalla rete elettrica nazionale (circa 400 gCO₂eq/kWh);

-anche nel caso di ipotesi marcatamente cautelative, cioè di una porzione di suolo effettivamente sottratta ad usi alternativi pari al 10% (pur a fronte di valori massimi riscontrati in letteratura del 5%), la riduzione della CO₂ stoccata nel terreno rispetto ad uno scenario di teorica semina di prato stabile (permanente) sarebbe **limitato**, solo del 10%. In tale condizione, infatti, l'assorbimento totale risulterebbe pari a 4.807,32 tCO₂, mentre con l'impianto realizzato il valore teorico di stoccaggio al suolo sarà pari a 4.326,58 tCO₂;

-considerato che il progetto agricolo interesserà il 96,91% dell'area acquisita, il delta di stoccaggio di carbonio nel suolo allo stato attuale è sostanzialmente trascurabile.

I dati sopra introdotti mostrano quindi **un risultato sicuramente ed ampiamente positivo in termini di minori emissioni di CO₂ e gas serra nel caso di realizzazione di un impianto agrovoltaiico** rispetto alla alternativa generazione della medesima energia da impianti convenzionali: il vantaggio ambientale di tale produzione pulita **andrebbe a superare ampiamente la perdita di stoccaggio di carbonio organico nel suolo anche nel caso di ipotetica ed alternativa coltivazione del medesimo suolo a prato stabile.**

In aggiunta è da considerare che il progetto agricolo prevede ulteriori interventi quali uliveti, etc che rivestono un ruolo importante a livello ambientale, sia a livello locale (favorendo la rinaturalizzazione del territorio) sia a livello globale (favorendo la mitigazione climatica grazie ad significativo stoccaggio di CO₂).

2.4. Vantaggi ambientali

Gli impianti fotovoltaici riducono la domanda di energia da altre fonti tradizionali contribuendo alla riduzione dell'inquinamento atmosferico (emissioni di anidride carbonica generate altrimenti dalle centrali termoelettriche). L'emissione di anidride carbonica "evitata" ogni anno è facilmente calcolabile. È sufficiente moltiplicare il valore di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per il fattore del mix elettrico italiano (0,466 Kg CO₂/kWhel).

Es. 1000 kWhel/kWp x 0,466 Kg = 466 Kg CO₂

Moltiplicando poi l'anidride carbonica "evitata" ogni anno per l'intera vita dell'impianto fotovoltaico, ovvero per 30 anni, si ottiene il vantaggio sociale complessivo. Nel precedente esempio, l'impianto fotovoltaico Fontana Rossa durante la sua vita "evita" la produzione di **19.665,20** tonnellate di CO₂. Si noti inoltre che oltre a tali emissioni saranno evitate anche quelle relative agli inquinanti atmosferici tipicamente prodotti dalla combustione di combustibili fossili (NOx, SOx, PTS, ecc).

Se la produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso e che è limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo, la fase di produzione dei pannelli fotovoltaici comporta un certo consumo energetico e l'uso di prodotti chimici. Va considerato però che la maggior parte delle aziende produttrici di componenti fotovoltaici è certificata ISO14000, quindi impegnata a recuperare e riciclare tutti i propri effluenti e residui industriali sotto un attento controllo. Nella fase di dismissione dell'impianto, i materiali di base quali l'alluminio, il silicio o il vetro, possono essere riciclati e riutilizzati sotto altre fonti.

Per quanto riguarda il consumo energetico necessario alla produzione di pannelli, quello che viene chiamato energy pay back time, ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre altrettanta energia di quanta ne sia necessaria durante le fasi della loro produzione industriale, è sceso drasticamente negli ultimi anni ed è pari attualmente a circa 3 anni. Per i moduli in film sottile, l'energy pay back time scende addirittura a un anno. Questo significa che, considerando una vita utile dei pannelli fotovoltaici di circa 30 anni, per i rimanenti 29 anni l'impianto produrrà energia pulita.

2.5. Vantaggi socio-economici

I vantaggi dell'agrovoltaioco sono evidenti: i moderni impianti offrono grosse possibilità tecnologiche ed industriali per l'Italia.

I vantaggi principali di questa tecnologia sono:

- il fotovoltaico è un business sicuro e senza rischi. Gli investimenti e le rese sono chiari e calcolabili a lungo termine;

- la facilità di installazione dei sistemi fotovoltaici e l'interdisciplinarietà delle competenze necessarie alla messa in opera di un impianto rendono questo campo di applicazione un mercato con interessanti prospettive di sviluppo. Il risultato è quello di ottenere il consolidamento del settore e la creazione di nuovi posti di lavoro, consociata ad una nuova gestione agricola dell'area ;
- la tecnologia solare è molto richiesta e beneficia di un vasto consenso sociale. Nessun'altra tecnologia dispone al momento di una tale popolarità;
- la tecnologia solare ha strutture con dimensioni ridotte che necessitano di fondazioni non molto profonde e pertanto tali impianti presentano elevata facilità di dismissione.

Tra i vantaggi legati allo sviluppo dell'agrovoltaico troviamo senza dubbio grandi ricadute positive in ambito occupazionale attraverso la definizione di una strategia trasversale per innovare il settore industriale, quello edilizio nonché il tessuto delle piccole e medie imprese italiane ed infine, ma non per ultimo quello agricolo. Guardando oltre i nostri confini è possibile trovare 240mila occupati in Germania nelle fonti rinnovabili; la prospettiva italiana è che ci siano almeno 65mila occupati nell'eolico (secondo le stime dell'Anev al 2020) e magari altrettanti nel solare termico, nel fotovoltaico, nelle biomasse.

In Italia dei circa 16 milioni di ettari agricoli, circa 4 milioni sono inutilizzati.

Ogni anno circa 125.000 ettari agricoli vengono abbandonati per una sempre più compromessa sostenibilità dell'attività agricola.

La realizzazione e messa in esercizio di un impianto agrovoltaico, oltre a benefiche ricadute di ambito globale dovute al minore inquinamento per produrre energia elettrica, introduce una serie di ricadute in ambito "locale" positive per il tessuto socio-economico-territoriale; tra queste si possono sicuramente annoverare:

1. Aumento degli introiti nelle casse comunali in quanto i Comuni, che ospitano impianti all'interno dei loro terreni demaniali, ottengono una compensazione ambientale una tantum (piano di sviluppo locale) e flussi derivanti dall'imposta comunale sugli immobili che il più delle volte consente un aumento considerevole del bilancio del Comune stesso;
2. Incremento delle possibilità occupazionali dovuto agli interventi manutentivi e di gestione del verde che dovessero risultare necessari;
3. Maggiore indotto, durante le fasi lavorative, per le attività presenti sul territorio (fornitori di materiale, attività alberghiere, ristoratori...)

4. Possibilità di avvicinare la gente alle fonti rinnovabili di energia per permettere la nascita di una maggiore consapevolezza nei problemi energetici e un maggiore rispetto per la natura;
5. Possibilità di generare, con metodologie eco-compatibili, energia elettrica in zone che sono generalmente in forte deficit energetico rispetto alla rete elettrica nazionale;
6. Per la coltivazione e gestione delle aree dedicate al progetto agricolo e alle opere di mitigazione e compensazione ambientale si potranno innescare meccanismi virtuosi come il coinvolgimento di cooperative locali, continuità con aziende agricole esistenti e con l'attuale proprietario terriero.

Si possono poi distinguere: Ricadute occupazionali dirette, Ricadute occupazionali indirette, occupazioni permanenti e occupazioni temporanee.

- Ricadute occupazionali dirette:

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

- Ricadute occupazionali indirette:

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

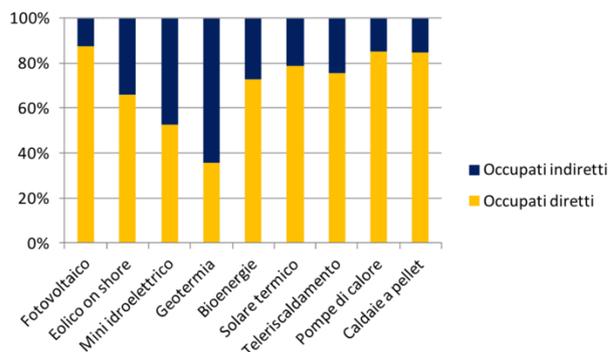
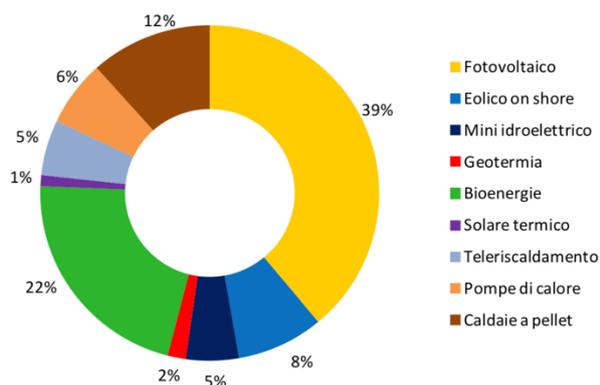
- Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

- Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Come si può desumere dai grafici sotto riportati (fonte GSE e Greenpeace) il fotovoltaico è la tecnologia con il valore più alto in termini occupazionali sia a livello storico che statistico.



Nel caso specifico del progetto FONTANA ROSSA, saranno valorizzate, ove possibile, maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di progettazione e sviluppo che nella costruzione oltre che nelle operazioni di gestione, manutenzione e infine dismissione.

FASE DI PROGETTAZIONE E SVILUPPO (Le risorse impegnate nella fase saranno circa 19):

- Mediazione immobiliare (1)
- Rilevazioni topografiche (4)
- Ingegneria e permitting (6)
- Consulenze specialistiche (acustica, archeologica, agronomica, avi faunistica) (5)
- Consulenza legale (2)
- Notarizzazione (1)

FASE DI CANTIERIZZAZIONE ED ESECUZIONE (Le risorse impegnate -intese come picco di presenza in cantiere-saranno circa 80 per la parte impianto agro e circa 40 per la parte Impianto di Utenza, Rete):

Le lavorazioni previste sono:

- Rilevazioni topografiche
- Movimentazione di terra
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera;
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti;
- Connessioni elettriche e cablaggi
- Realizzazione di edifici in cls prefabbricato e muratura
- Messa in opera di cabinati

- Realizzazioni di strade bianche tipo Mac Adam
- Sistemazione delle aree a verde e delle fasce di mitigazione
- Sistemazione e preparazione delle aree adibite a progetto agricolo

Le professionalità richieste ed impiegate saranno pertanto:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra, addetti manutenzione strade)
- Topografi
- Elettricisti generici e specializzati
- Geometri/Ingegneri/Architetti
- Agronomi/Geologi/Tecnici competenti in acustica
- Personale di sorveglianza
- Operai agricoli
- Piccoli trasportatori locali

E' indubbio che saranno coinvolte indirettamente anche realtà al contorno come ad esempio B&B, alberghi, ristoranti, bar.

Le risorse impegnate nella fase di costruzione (intese come picco di presenza in cantiere) saranno circa 80 per la parte impianto agro e circa 40 per la parte Impianto di Utenza, Rete.

FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE(Le risorse impegnate nella fase saranno circa 5):

Durante il periodo di esercizio dell'impianto, saranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e supervisione dell'impianto, oltre che per la sorveglianza dello stesso. Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza (O&M). Altre figure verranno impiegate occasionalmente al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

Nell'intervento è inoltre prevista la realizzazione di un importante progetto agricolo per il quale sono già in fase di definizione un accordo con realtà agricola locali e l'inserimento del progetto all'interno di una filiera.

Le risorse impegnate nella fase di controllo saranno circa 5 oltre alle realtà esterne che verranno necessariamente coinvolte

FASE DI DISMISSIONE (Le risorse impegnate nella fase saranno circa 100):

Per la dismissione saranno coinvolte le medesime figure tecniche e le manovalanze che erano state previste per la realizzazione.

2.6. Quadro normativo nazionale autorizzativo

- **D Lgs 8 novembre 2021, n. 199** – “Attuazione della direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”;
- **Legge 29 luglio 2021, n. 108** – “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.”
- **Decreto legislativo 152/06, art. 23**, Procedimento di VIA Statale
- **Decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50** Codice dei contratti pubblici - (G.U. n. 91 del 19 aprile 2016);
- **D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207** - Regolamento di esecuzione ed attuazione del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante «Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE» - (G.U. n. 288 del 10 dicembre 2010);
- **Ministero dello sviluppo economico - D.M. 10-9-2010** - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Pubblicato nella Gazz. Uff. 18 settembre 2010, n. 219.
- **Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387** – “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche nel mercato dell'elettricità”.

2.7. Normativa regionale di riferimento

- **1 LEGGE REGIONALE 23 LUGLIO 2019, N. 34**: Norme in materia di promozione dell'utilizzo di idrogeno e disposizioni concernenti il rinnovo degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica da fonte eolica e per conversione fotovoltaica della fonte solare e disposizioni urgenti in materia di edilizia.
- **13/08/2018** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 44 del 13 agosto 2018**: "Assestamento e variazione al bilancio di previsione per l'esercizio finanziario

2018 e pluriennale 2018-2020", con la quale, grazie agli artt. 18 e 19, vengono effettuate ulteriori modifiche ed integrazioni alla Legge regionale n. 25 del 2012 per quanto riguarda gli iter autorizzativi degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

- **19/07/2018** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 38 del 16 luglio 2018**: "Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 (Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)". La legge effettua modifiche e integrazioni alla L.R. 25/2012, per quanto riguarda la conferenza di servizi e per i procedimenti autorizzativi degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi. Come previsto dal Dlgs 222/2016 viene eliminata la procedura abilitativa semplificata (PAS) e sostituita dalla Segnalazione Certificata di Inizio Attività (SCIA), per gli impianti a fonti rinnovabili aventi potenza inferiore alle soglie oltre le quali è richiesta l'Autorizzazione Unica. Per gli impianti di taglia inferiore e con determinate caratteristiche, come previsto dalle Linee guida nazionali (Decreto 10/09/2010), continua ad applicarsi la semplice comunicazione al Comune. La legge, inoltre, disciplina nel dettaglio il procedimento Autorizzativo Unico anche per la costruzione e l'esercizio di impianti di cogenerazione di potenza termica inferiore ai 300 MW.
- **08/08/2017** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 34 del 7 agosto 2017**: "Modifiche all'articolo 5 della legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 (Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)".
- **10/11/2016** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Determinazione del Dirigente Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali 24 ottobre 2016, n. 49**: Autorizzazione Unica ai sensi del D.lgs. n. 387/2003 relativa alla costruzione ed all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili. Applicazione D.M. del 23.06.2016. Tale norma dispone che le Autorizzazioni Uniche debbano prevedere una durata pari a 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto, come previsto dal D.M. del 23.06.2016.
- **15/04/2014** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Delibera della Giunta Regionale n. 581 del 02/04/2014**: "Analisi di scenario della produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio regionale. Criticità di sistema e iniziative conseguenti".
- **30/11/2012** - Pubblicato sul BUR della Regione Puglia il **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29**: "Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la

individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."

- **25/09/2012** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012: "Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"**. La presente legge dà attuazione alla Direttiva Europea del 23 aprile 2009, n. 2009/28/CE. Prevede che entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge la Regione Puglia adegua e aggiorna il Piano energetico ambientale regionale (PEAR) e apporta al regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 (Regolamento attuativo del decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010 "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"), le modifiche e integrazioni eventualmente necessarie al fine di coniugare le previsioni di detto regolamento con i contenuti del PEAR. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge, vengono aumentati i limiti indicati nella tabella A allegata al d.lgs. 387/2003 per l'applicazione della PAS. La Regione approverà entro 31/12/2012 un piano straordinario per la promozione e lo sviluppo delle energie da fonti rinnovabili, anche ai fini dell'utilizzo delle risorse finanziarie dei fondi strutturali per il periodo di programmazione 2007/2013.
- **28/03/2012 - Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012 n. 602**: Individuazione delle modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) e avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).
- **30/12/2010 - DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 30 dicembre 2010, n. 3029**: Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica.
- **31/12/2010** - Pubblicato sul BUR della Regione Puglia il **Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010**, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".
- **DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE della Puglia 26 ottobre 2010, n. 2259**: Procedimento di autorizzazione unica alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Oneri istruttori. Integrazioni alla DGR n. 35/2007.
- **DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE della Puglia 23 gennaio 2007, n. 35**: "Procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione unica ai sensi del Decreto Legislativo

29 dicembre 2003, n. 387 e per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio."

- Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)
- Regolamento Regionale 24/2010
- Piano Energetico ad Ambientale della Regione Puglia (PEAR)
- Piano Territoriale Paesaggistico (PPR)- Basilicata
- Piano Energetico Ambientale Regione Basilicata (PIEAR)

Per maggiori riferimenti e approfondimenti al quadro normativo si rimanda al SIA.

2.8. Normativa tecnica impianto fotovoltaico e sicurezza

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- **DL 81/2008:** *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- **DM 37/08:** *Dichiarazioni di conformità impianti*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- **Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete ex art. 1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004**
- **Legge 186/68:** *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- **DM 14 gennaio 2008:** *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- **Circ. 4 luglio 1996:** *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- **CEI 0-2:** *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- **CEI 0-3:** *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- **CEI 0-16:** *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- **CEI EN 61936-1:** *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- **CEI EN 50522:** *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*

- **CEI 11-28:** *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- **CEI 13-4;Ab:** *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- **CEI EN 60076-11:** *Trasformatori di potenza Parte 11: Trasformatori di tipo a secco*
- **CEI-UNEL 3535;Ab3:** *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- **CEI-UNEL 357;Ab2:** *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- **CEI IEC 60287-1-1/A1:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- **CEI IEC 60287-3-1:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- **CEI IEC 60287-3-2:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- **CEI 64-8:** *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*
- **CEI 64-8/7 sezione 712:** *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- **CEI 81-3;Ab:** *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- **CEI 82-25; V1-V2:** *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- **CEI EN 50524:** *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- **CEI EN 50461:** *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- **CEI EN 60099-1;Ab:** *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- **CEI EN 61439-1:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- **CEI EN 61439-3:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*

- **CEI EN 61439-1:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- **CEI EN 61439-6:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
- **CEI EN 61439-3/EC:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- **CEI EN 60445:** *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- **CEI EN 60529/EC:** *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- **CEI EN 60555-1:** *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- **CEI EN 60904-1:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- **CEI EN 60904-2:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- **CEI EN 60904-3:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
- **CEI EN 60909-0:** *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- **CEI EN 61000-3-2:** *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
- **CEI EN 61215-1:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
- **CEI EN 61215-1-1:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- **CEI EN 61212-1-2:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*

- **CEI EN 61212-1-3:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- **CEI EN 61212-1-4:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
- **CEI EN 61215-2:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
- **CEI EN 61724:** *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- **CEI EN 61724-1:** *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- **IEC 61727:2004 :** *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
- **CEI EN IEC 61730-1:** *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- **CEI EN 61730-2/A1:** *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
- **CEI EN 61829:** *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*
- **CEI EN 62053-21/A1:** *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
- **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- **CEI EN 62108:** *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- **CEI IEC/TS 62271-210:** *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- **CEI EN 62305-1:** *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- **CEI EN 62305-2:** *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- **CEI EN 62305-3:** *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*

- **CEI EN 62305-4:** *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- **IEC 60364-7-712:2017:** *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- **UNI 10349:** *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- **Guida CEI 82-25:** *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

3. IL SITO

3.1. Descrizione del sito

L'impianto agrovoltaico che si intende realizzare prenderà vita in agro del Comune di Santeramo in Colle, in località "Contrada Matine", sui terreni individuati catastalmente al foglio n. 104, particelle n. 36 – 49 – 52 – 69 – 88 – 89 – 90 – 91 – 124 – 125 – 126, per i quali la società ha sottoscritto apposito contratto preliminare notariale di diritto di superficie.

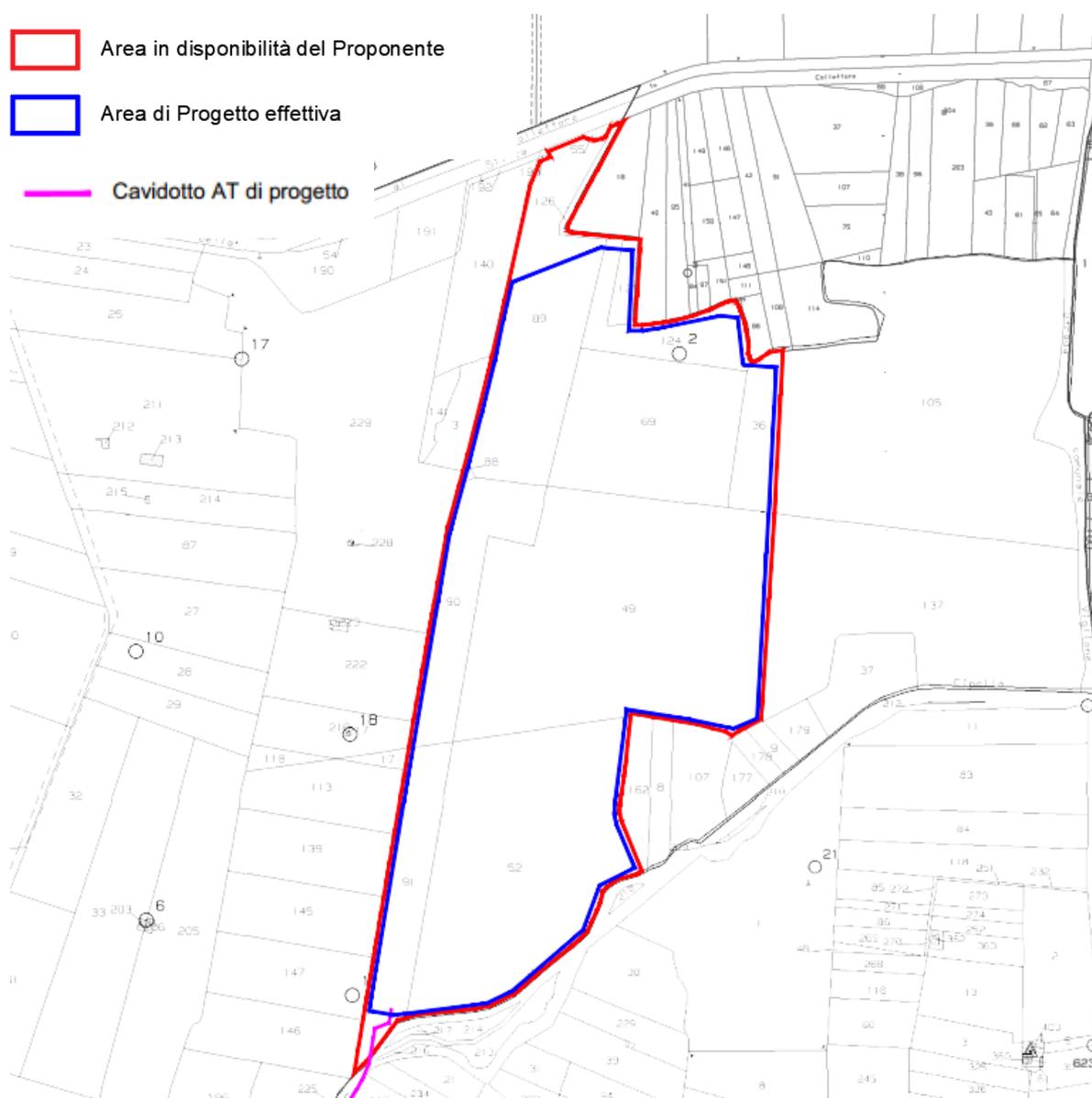


Figura 11: Sovrapposizione impianto agrovoltaico su estratto mappa catastale

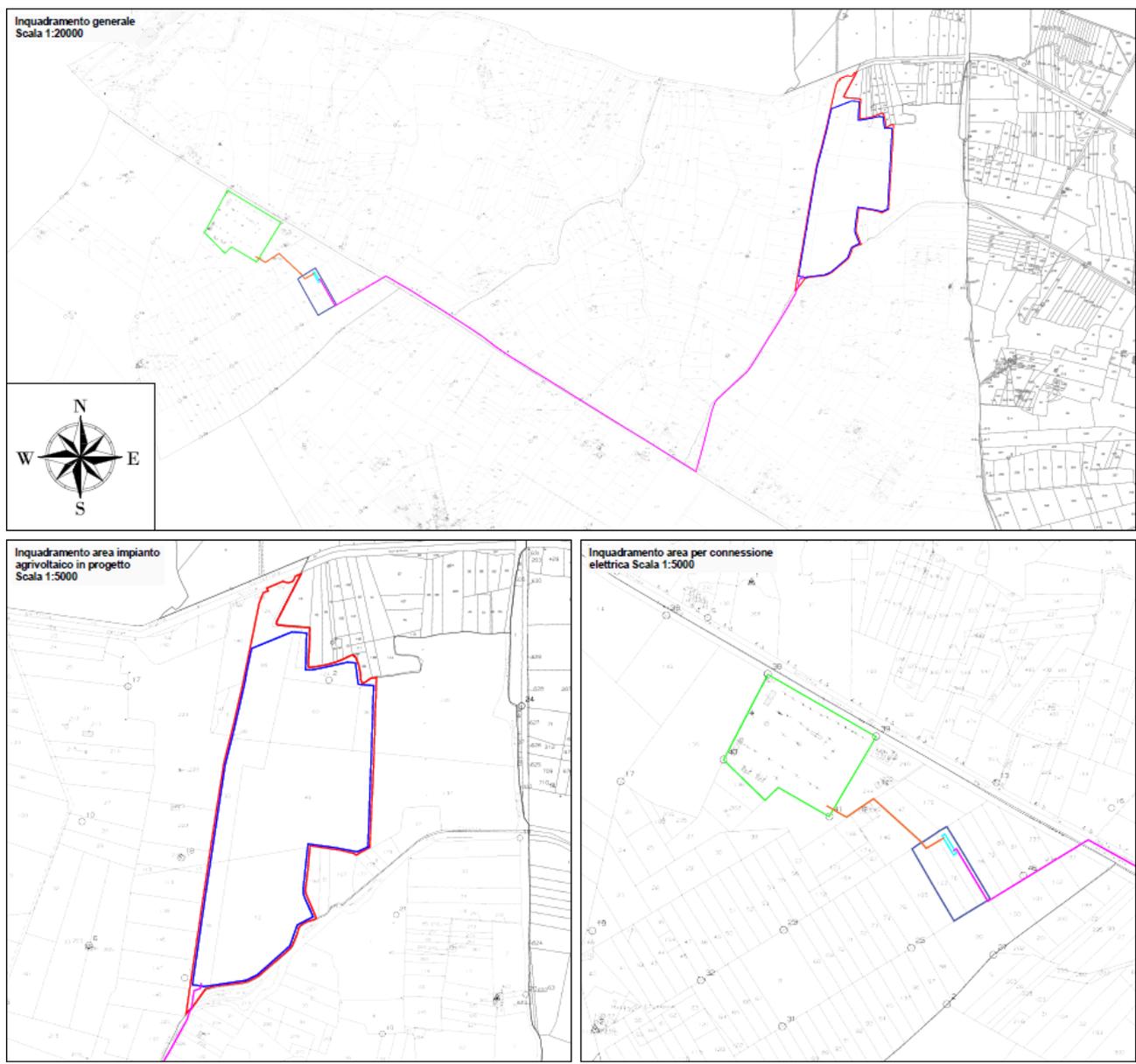


Figura 12: Sovrapposizione intero intervento su estratto mappa catastale



Figura 13: Sovrapposizione intero intervento su CTR e ortofoto

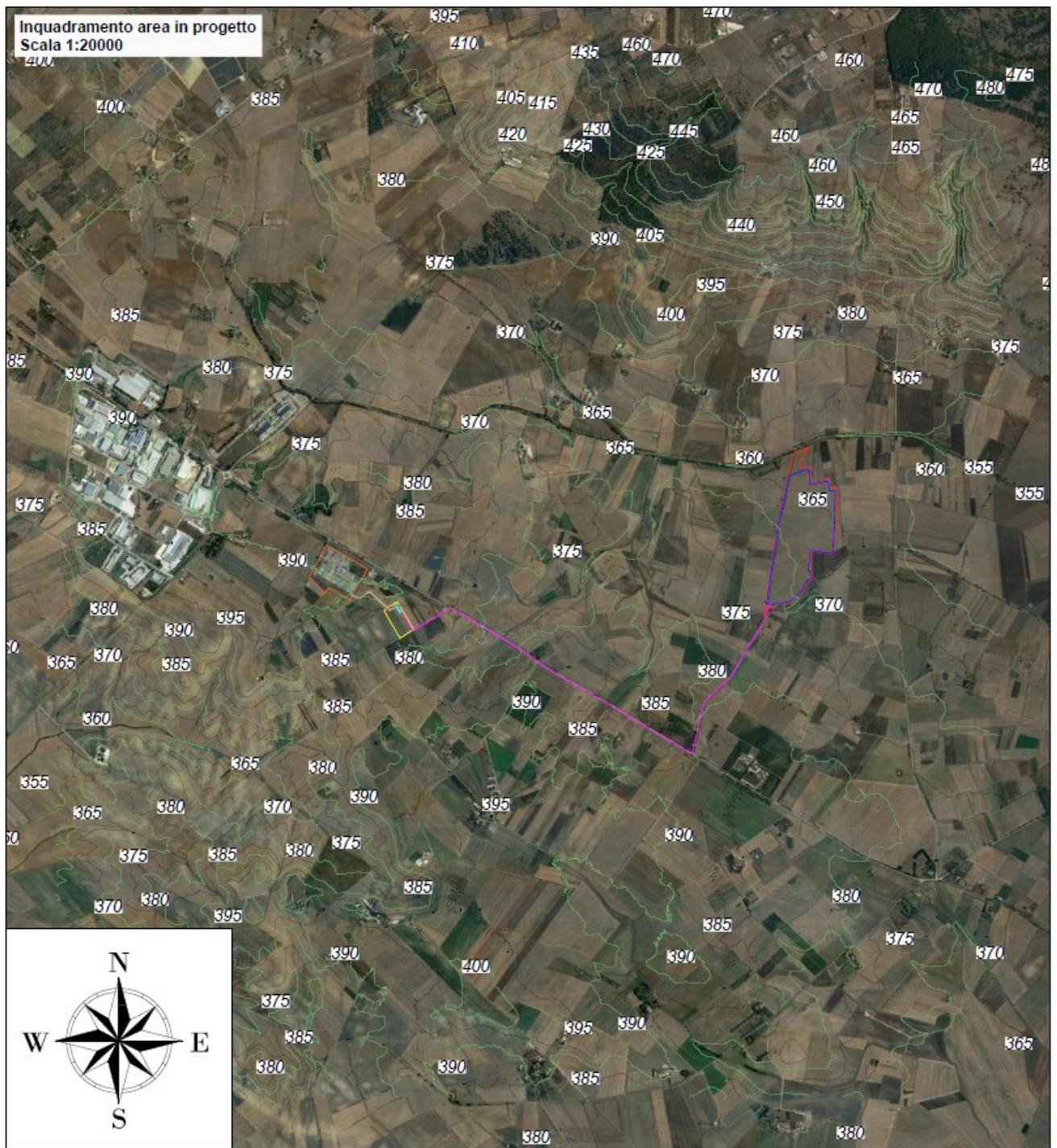


Figura 14: Inquadramento intervento su ortofoto con rilievo piano altimetrico

La destinazione d'uso del suolo è prettamente agricola, con terreni classificati a seminativo semplice.

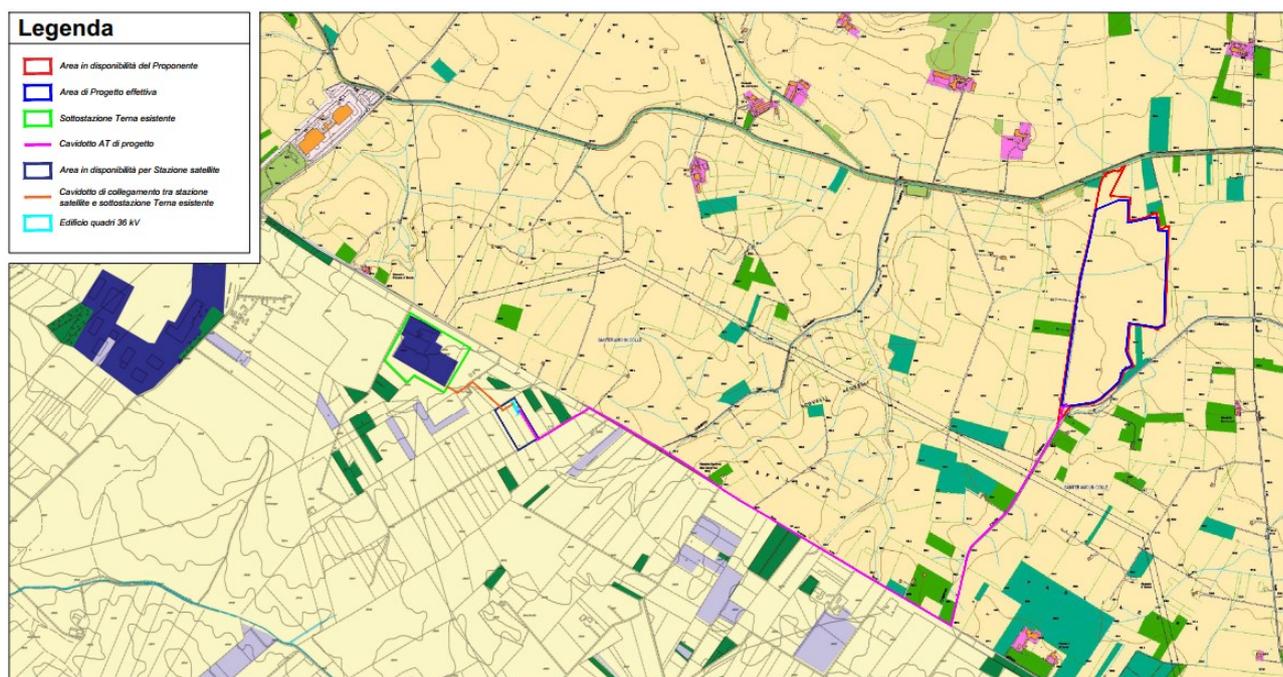


Figura 15: Sovrapposizione intervento su Carta uso del Suolo

Il progetto prevede anche la realizzazione della stazione satellite, catastalmente individuata al foglio 19 del comune di Matera (MT), particelle 76 – 77 – 103, per un'estensione di ettari 2,6080.

L'inquadratura geografica dell'area di progetto vede il campo agrovoltaiico posizionato in località "Contrada Matine" del comune di Santeramo in Colle (BA) alle coordinate geografiche così riportate:

- latitudine 40° 44' 07" N
- longitudine 16° 43' 27" E

L'area di progetto per la stazione satellite è posizionata nel comune di Matera (MT) alle coordinate geografiche così riportate:

- latitudine 40° 43' 41" N
- longitudine 16° 41' 21" E.

L'impianto agrovoltaiico sarà connesso alla stazione satellite in "località Iesce". La connessione consiste in un cavidotto interrato ad alta tensione della lunghezza di circa 3,80 Km che collegherà il campo alla stazione satellite e percorrerà in parte la Strada Comunale "Cipolla", in parte la Strada Provinciale n° 140 Melfi – Castellaneta e in parte strada privata, e in un cavidotto interrato ad alta tensione della lunghezza di circa 390 metri, che collegherà la stazione satellite con la sottostazione Terna "Matera" e percorrerà terreni privati.

L'area di progetto dell'impianto agrovoltaiico si trova a circa 5,50 Km direzione sud-ovest rispetto all'ambito urbano del comune di Santeramo in Colle (BA) e a circa 11,65 Km rispetto all'ambito urbano

del comune di Matera, ed è raggiungibile mediante la Strada Provinciale n. 140 Melfi – Castellaneta, oltre ad un tratto di Strada Comunale “Cipolla” di circa 1,30 Km.

A seguire l'inquadramento geografico su mappa ortofoto dell'intera area interessata dalle opere in progetto, opere quali campo agrovoltaico, tracciato linea di connessione in alta tensione e condominio di condivisione.

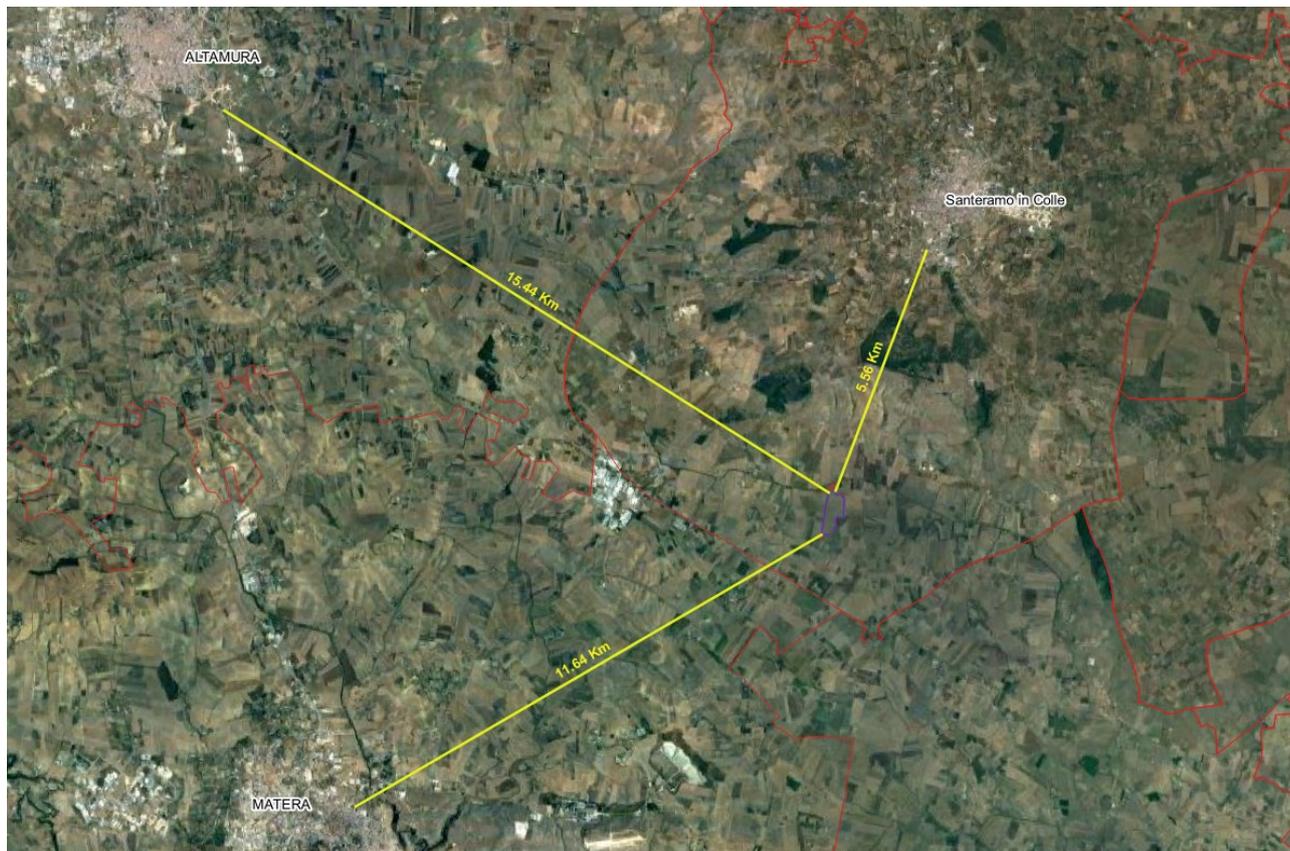


Figura 16: Sovrapposizione intervento su Ortofoto

La realizzazione dell'impianto agrovoltaico non richiederà l'esecuzione di interventi tali da comportare sostanziali modificazioni del terreno, in quanto sono state privilegiate soluzioni che minimizzano le operazioni di scavo e riporto, volte a rispettare l'attuale morfologia.

Per l'impianto agrovoltaico non sono previsti rilevanti movimenti terra, se non quelli dovuti allo scavo per la posa dei cavidotti interrati.

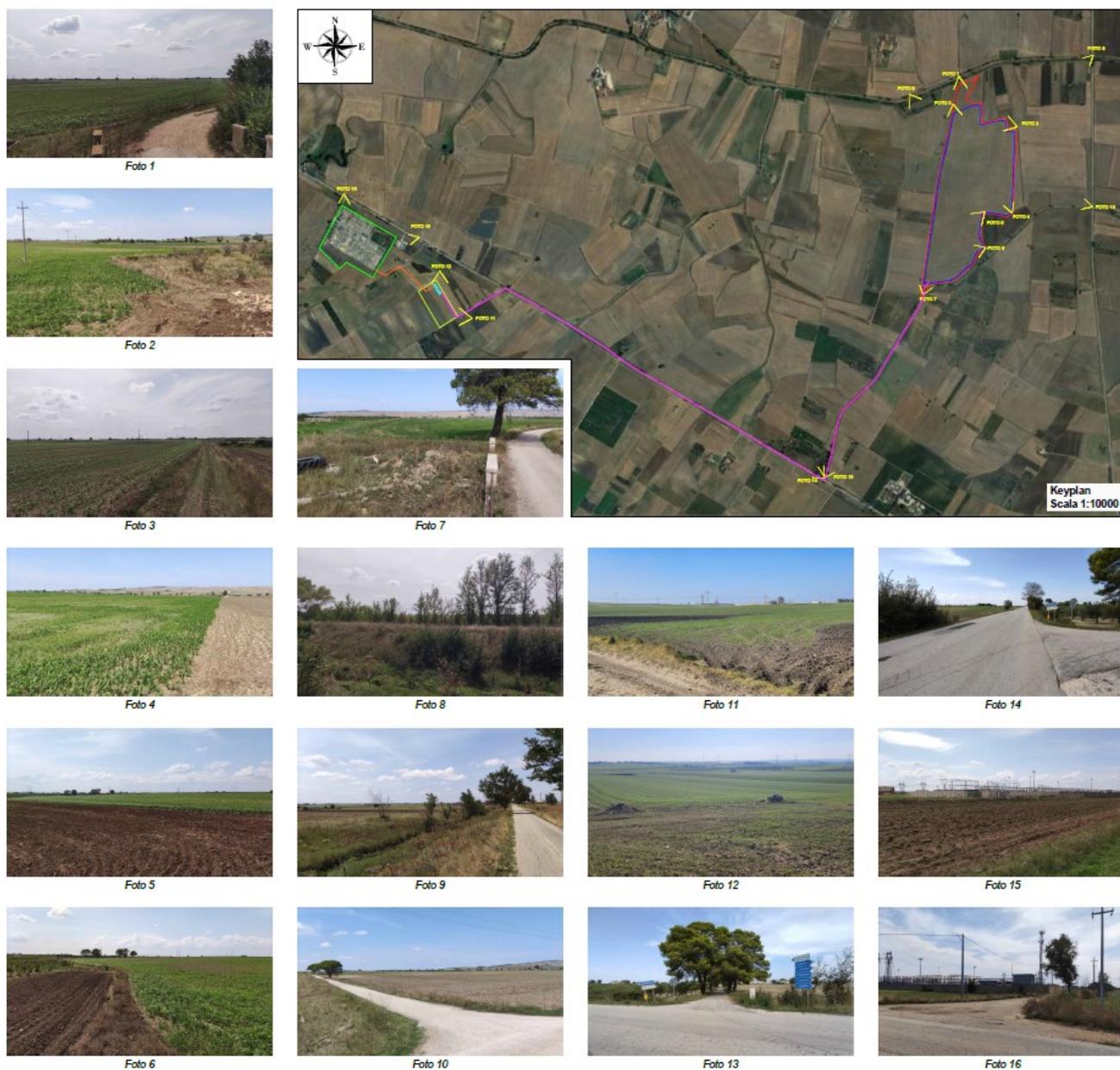


Figura 17: Rilievo fotografico aree

Il 24 febbraio 2023 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto Legge n. 13/2023 (cosiddetto “Decreto Semplificazioni PNRR”) recante disposizioni urgenti per l’attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC).

Le aree oggetto di intervento risultano IDONEE

3.2. Descrizione dell'accesso al sito

I tratti di viabilità considerati nel presente paragrafo sono quelli necessari al raggiungimento del sito in cui verrà realizzato l'impianto agrolvoltaico "Fontana Rossa"; il sito in questione si trova sul territorio del Comune di Santeramo in Colle in provincia di Bari; la connessione ricade in territorio lucano, nel Comune di Matera. L'obiettivo è quello di illustrare il percorso stradale necessario per raggiungere il sito oggetto di intervento.

L'area di impianto agrolvoltaico si trova a circa 8,2 km direzione sud rispetto all'ambito urbano del comune di Santeramo in Colle, a circa 20 km in direzione est rispetto al comune di Altamura (BA), a circa 23 km direzione sud-ovest dal comune di Gioia del Colle (BA), a circa 18,6 km in direzione nord-est rispetto al comune di Matera (MT) ed è raggiungibile mediante la Strada Provinciale n. 176, Strada Provinciale n. 140, oltre ad un tratto di strada comunale n. 43 "Menatoria di Cipolla" per circa 1,3 Km.

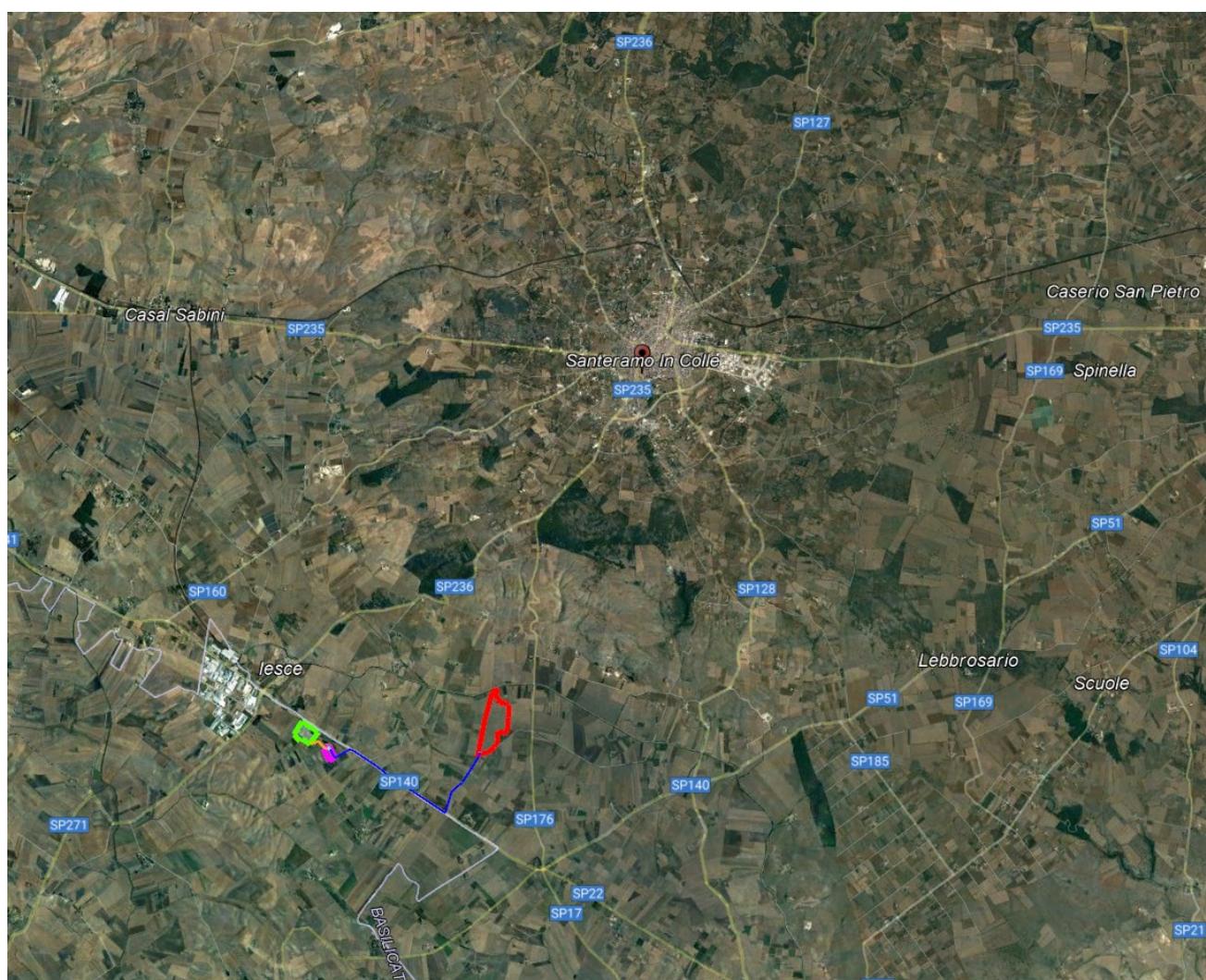


Figura 18: Inquadramento viabilistico aree intervento



Figura 19: Accesso da SP140



Figura 20: Accesso da SP176



Figura 21: Accesso area intervento da Sud e da strada Comunale n. 43 “Menatoria di Cipolla”



Figura 22: Accesso area intervento da Nord

3.3. Analisi degli strumenti di pianificazione e tutela

Per la scelta del sito da destinare alla realizzazione dell'impianto si è effettuata preliminarmente un'analisi vincolistica utilizzando come supporto le cartografie disponibili sul Portale Cartografico della Regione Puglia, nonché consultando il PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale) e il Piano Urbanistico Generale del Comune di Santeramo in Colle.

I Piani e le Perimetrazioni che sono stati esaminati sono i seguenti:

- PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale)
- Parchi Nazionali
- Aree Naturali Protette
- Riserve Naturali Statali
- Parchi e Riserve Naturali Regionali
- Rete Natura 2000 costituita, ai sensi della Direttiva "Habitat", dai Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) prevista dalla Direttiva "Uccelli"
- Important Bird Areas (IBA)
- Aree umide di RAMSAR
- Ulivi monumentali ai sensi dell'art. 5 della Legge Regionale 14/2007
- Aree a pericolosità idraulica (Autorità di Bacino)
- Aree a pericolosità da frana (Autorità di Bacino)
- Aree a rischio (Autorità di Bacino)
- Vincoli idrogeologici
- Vincoli e segnalazioni architettonico-archeologiche (VIR)
- Piano di tutela delle Acque.

Il Piano Urbanistico Generale (P.U.G.) del comune di Santeramo in Colle (BA) regola l'attività edificatoria all'interno del territorio comunale, definendo l'area extra-urbana come zona destinata prevalentemente all'attività agricola, alle foreste, alla caccia nella porzione sud-sud-ovest del territorio comunale.

L'area di impianto interferisce con contesti rurali da tutelare-rafforzare, e il percorso del cavidotto e una piccola parte dell'area impianto interferisce con "Contesti rurali a prevalente valore ambientale e paesaggistico", richiedendo uno studio più approfondito nell'area di impianto interessata. Inoltre il percorso del cavidotto interferisce con "Contesti rurali da tutelare-rafforzare 6".

Mentre, per l'area della stazione satellite, il P.R.G. del comune di Matera (MT), definisce l'area extra-urbana "Aree a destinazione agricola".

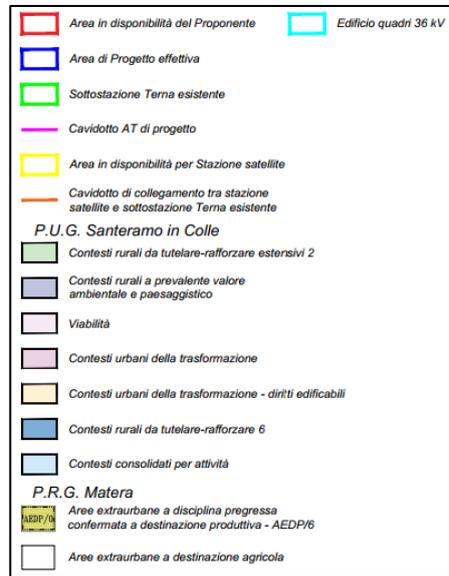
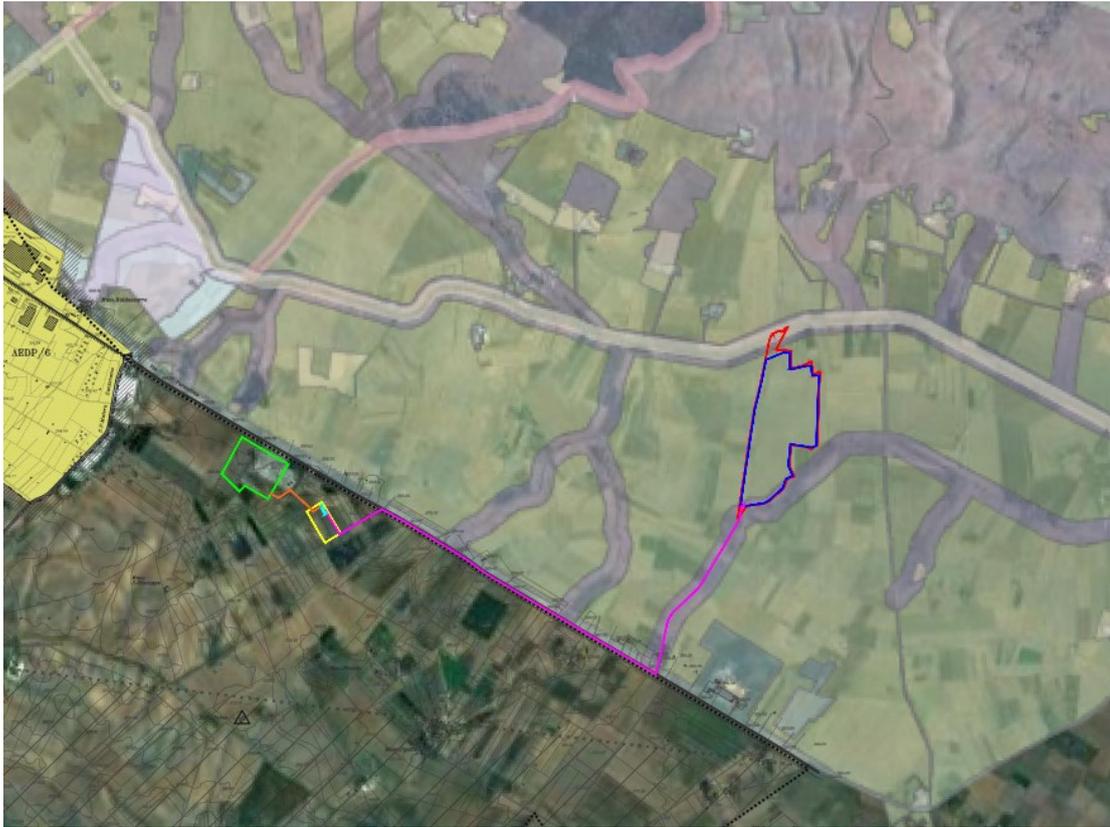


Figura 23: Sovrapposizione intervento di strumento pianificazione comunale Santeramo in Colle e Matera

3.4. Aspetti geologici, topografici, idrologici e geotecnici

Dal punto di vista geologico l'unità geostrutturale costituita dall' "Avanfossa Bradanica", lungo il margine della quale ricade l'area d'intervento, si contraddistingue per l'affioramento di terreni che, nell'insieme, costituiscono la successione regressiva di colmamento del bacino di sedimentazione attivo dal Pliocene sino al Pleistocene, tra la Catena Appenninica e l'Avampaese Murgiano.

Tale successione è costituita da un'unità argillosa di base, di età Plio-Pleistocenica, spesso alcune centinaia di metri nella parte centrale del bacino e più sottile nelle zone di margine. Sull'unità argillosa di base poggiano, in continuità di sedimentazione, terreni sabbiosi con frequenti intercalazioni conglomeratiche, di spessore variabile ma non superiore a cento m. Il ciclo regressivo è chiuso da un'unità conglomeratica di origine continentale, con spessore oscillante intorno ad alcune decine di metri.

Lungo l'alveo e sulle sponde dei principali corsi d'acqua presenti in zona si rinvengono depositi alluvionali terrazzati di origine fluvio-lacustre costituiti da conglomerati poligenici, limi e sabbie. Nell'immagine seguente si mostra l'ubicazione dell'area d'intervento in riferimento alla Carta Geologica d'Italia in scala 1:100.000.



Figura 24: Ubicazione intervento su Carta Geologica d'Italia foglio 189 "Altamura"

L'assetto stratigrafico dell'area è caratterizzato dalla presenza di un'unità geologica di base costituita da argille ed argille limose e marnose grigio azzurre, compatte e sovraconsolidate. Tale unità costituisce l'unità basale del ciclo regressivo di colmamento del bacino dell'Avanfossa. Su tale substrato poggiano, in continuità di sedimentazione, depositi sabbiosi con intercalazioni calcarenitiche. Sulle unità bradaniche si rinvengono terreni di origine alluvionale terrazzati, sabbioso-ghiaiosi e limosi. Lungo l'alveo dei principali corsi d'acqua esistenti in zona, affiorano alluvioni recenti ed attuali.

Dal punto di vista geologico, al di sotto della copertura di terreno vegetale (circa 2 m), localmente l'area in esame è caratterizzata dalla presenza di sabbie quarzose calcaree debolmente cementate (Qc s), di colore prevalentemente giallastro, con frequenti lenti conglomeratiche ed intercalazioni calcarenitiche (Qc cs). Nell'area in esame affiorano cospicuamente, costituendo la parte alta dei versanti e le superfici di cresta dei rilievi.

A letto poggiano sull'unità argillosa di base mentre a tetto passano, in continuità di sedimentazione e per alternanze, all'unità conglomeratica di chiusura del ciclo regressivo. Lo spessore dell'unità non supera i cento metri. L'età delle "Sabbie di Monte Marano" è ascrivibile al Pleistocene medio-inferiore, durante il quale si deposero in ambiente marino litorale. In particolare, sulla base del rilevamento geologico in situ, dalle conoscenze dello scrivente e dalle indagini eseguite, la stratigrafia del sito sottostante l'area oggetto di studio si caratterizza nella seguente maniera partendo dall'alto verso il basso:

- Terreno vegetale (spessore circa 2 m)
- Depositi sabbiosi e sabbioso-limosi: si rinvengono al di sotto della coltre di terreno vegetale con spessori variabili da un minimo di 5 m ad un massimo di 10 m. Sono costituiti da sabbie, sabbie debolmente limose con ciottoli calcarenitici e spesso sede, come nel caso in esame, di una falda sostenuta dalle sottostanti argille e che si attesta ad una profondità di circa 3-4 m dal p.c.
- limi argilloso-sabbiosi di colore giallastro, compatti. Si rinvengono per uno spessore medio di 7-8 m
- argille limose e marnose di colore grigio, compatte. Per uno spessore di circa 20 m.

La circolazione idrica di superficie dell'area in esame si sviluppa in alcune linee di deflusso a regime torrentizio.

Si tratta di corsi d'acqua caratterizzati da un regime idraulico segnato da prolungati periodi di magra o di secca, interrotti da improvvisi eventi di piena corrispondenti o immediatamente successivi agli eventi meteorici più cospicui.

L'area di studio, come si evince dall'esame della carta idrogeomorfologica (foglio 473) e con la cartografia IGM 1:25000, non interferisce con il reticolo idrografico rappresentato. Immediatamente a Nord ed a Sud dell'area di intervento, sia nella carta idrogeomorfologica che nella cartografia IGM 1:25000, sono cartografati due corsi d'acqua a carattere episodico. Pertanto, l'intervento in progetto, ricade all'interno delle aree fluviali in modellamento attivo ed aree golenali nonché nelle fasce di pertinenza fluviale così come definite dagli artt. 6 e 10 delle NTA del PAI.

Per ciò che attiene la circolazione idrica sotterranea, è necessario distinguere i terreni affioranti nella zona oggetto di studio in base al loro grado di permeabilità.

Terreni impermeabili

Sono costituiti dalla formazione delle "Argille subappennine". Tale unità costituisce la superficie di fondo definita e fissa delle acque circolanti nelle formazioni sovrastanti nella successione regressiva bradanica.

Terreni a permeabilità variabile

Sono costituiti dall'unità delle "Sabbie di Monte Marano" e "Calcareniti di M.te Castiglione", dotate nell'insieme di una permeabilità primaria per porosità di grado estremamente variabile da luogo a luogo, sia verticalmente che lateralmente, per la presenza di frequenti intercalazioni limo-sabbiose.

Nell'unità sabbiosa ha sede una falda idrica sotterranea, con superficie di fondo definita e fissa costituita dal tetto dell'unità argillosa di base. Le acque circolano nelle sabbie a pelo libero con la superficie piezometrica disposta a quote non uniformi per la presenza già indicata di intercalazioni più schiettamente limose che ne interrompono la continuità. La superficie di equilibrio della falda è interessata da importanti oscillazioni di quota stagionali, legate agli apporti meteorici.

Nell'area in esame le acque dell'acquifero descritto vengono intercettate con pozzi poco profondi. In corrispondenza del contatto stratigrafico tra le sabbie e le sottostanti argille si rinvennero scaturigini diffuse (sorgenti di strato) che localmente vengono intercettate e convogliate in un unico punto di sbocco.

Nell'insieme tale falda presente, sebbene non particolarmente ricca oltre che discontinua a causa delle variazioni litologiche dell'acquifero, costituisce una delle principali fonti di approvvigionamento idrico della zona, soprattutto per quanto riguarda l'attività agricola e che nell'area di progetto, si attesta ad una profondità di 4 m dal p.c.

Per quanto riguarda la circolazione idrica più profonda, la potente falda carsica è contenuta nei terreni del substrato calcareo a notevole profondità rispetto al piano campagna.

3.5. Le interferenze

Le interferenze per la realizzazione dell'impianto agrovoltaiico sono tecnicamente gestibili e risolvibili osservando le opportune fasce di rispetto, per la parte impianto. Per il cavidotto di collegamento alla S.E., l'infrastruttura elettrica, che verrà posata completamente in maniera interrata al di sotto della sede stradale, interferisce con infrastrutture e/o sottoservizi come meglio rappresentato nell'elaborato "SAN_53 - Particolari cavidotti e risoluzioni interferenze" al quale si rimanda per tutti i particolari grafici.

In tale elaborato, le interferenze sono state identificate, numerate e graficizzate mediante schemi esplicativi delle modalità di risoluzione delle interferenze.

In particolare, le interferenze che sono state riscontrate sono quelle di seguito evidenziate in forma tabellare:

TABELLA DESCRITTIVA DEL TRACCIATO CAVIDOTTO AT			
TRATTO	TIPOLOGIA	DENOMINAZIONE	LUNGH. (m)
Tratto A-B	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	25
Tratto B-C	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Terreno agricolo/str. com.le n. 43	60
Tratto C-D	Strada asfaltata	Strada comunale n. 43	105
Tratto D-E	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Strada comunale n. 43	60
Tratto E-F	Strada asfaltata	Strada comunale n. 43	625
Tratto F-G	Strada asfaltata	Strada comunale n. 43	210
Tratto G-H	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Strada comunale n. 43	60
Tratto H-I	Strada asfaltata	Str. com.le n. 43/Str. prov.le n. 140	120
Tratto I-L	Strada asfaltata - Attraversam. canale acqua con scavo opportunamente distanziato	Strada provinciale n. 140	40
Tratto L-M	Strada asfaltata	Strada provinciale n. 140	630
Tratto M-N	Strada asfaltata - Attraversam. canale acqua con scavo opportunamente distanziato	Strada provinciale n. 140	40
Tratto N-O	Strada asfaltata	Strada provinciale n. 140	780
Tratto O-P	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Strada provinciale n. 140	100
Tratto P-Q	Strada asfaltata	Str. prov.le n. 140 / Str. com.le	330
Tratto Q-S	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	400
Tratto S-T	Terreno agricolo	Terreno agric. in area satellite 36 kV	215
Lunghezza cavidotto AT interrato			3.800 m

TABELLA DESCRITTIVA DEL TRACCIATO CAVIDOTTO at DI COLLEGAMENTO FRA L'AREA SATELLITE A 36 KV E LA STAZIONE TERNA ESISTENTE "MATERA"			
TRATTO	TIPOLOGIA	DENOMINAZIONE	LUNGH. (m)
Tratto K-K'	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	390

In fase post autorizzativa, per definire l'esecutivo del cavidotto e per produrre la documentazione necessaria per le richieste di concessione attraversamenti, verranno condotte indagini georadar così da avere la reale situazione dei sottoservizi presenti lungo tutto il percorso dello stesso.

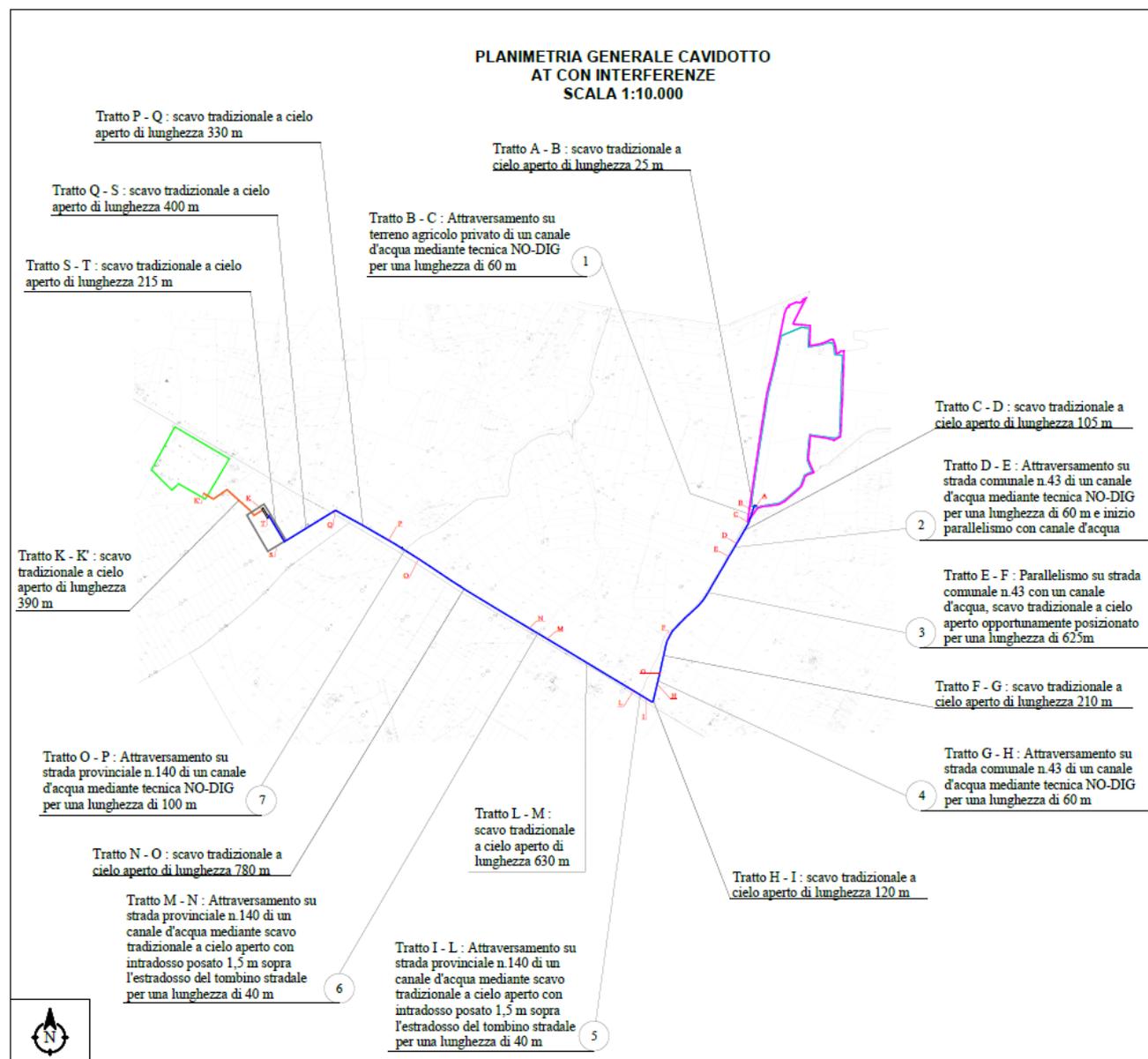


Figura 25: Dettaglio interferenze intervento

3.6. Gli espropri

Per l'individuazione delle ditte proprietarie dei terreni interessati sia dall'esproprio che dall'imposizione di servitù da elettrodotto necessari per la realizzazione, nei Comuni di Santeramo in Colle e Matera , sono stati condotti studi al fine di definire le indennità di esproprio e di servitù di elettrodotto. Tale documentazione sarà discretizzata in fase di Autorizzazione Unica.

Si precisa che le particelle su cui ricadrà l'impianto agrovoltaiico in oggetto sono nella disponibilità della società **REN 183 S.r.l.**, con contratti preliminari di diritto di superficie legalizzati.

Mentre, per quanto riguarda le opere di connessione avremo due procedure distinte, ovvero:

a) Stazione Satellite : l'area, anche se nella disponibilità della capofila, sarà inclusa nel piano particellare di esproprio così da assicurare e meglio garantire la realizzabilità del progetto.

b) Cavidotto interrato: il tracciato del cavidotto elettrico interrato, necessario per connettere il suddetto impianto alla suddetta stazione satellite e successivamente a quella elettrica di Terna, segue la viabilità pubblica per la quale si prevede la stipula di apposita convenzione. Mentre, per i tratti di cavidotto ricadenti in aree in proprietà privata si prevede il ricorso alla procedura di apposizione di servitù di elettrodotto coattivo.

In misura residuale, per attraversamenti di sedi stradali o di porzioni di terreno di pubblica proprietà e/o Enti pubblici, si prevede la stipula di apposita convenzione.

3.7. Approfondimenti sui campi elettromagnetici

Relativamente all'impatto da campi elettromagnetici sono state condotte indagini e misure finalizzate all'analisi dell'impatto ambientale e dei livelli di esposizione ai campi elettromagnetici generati dal realizzando impianto agrovoltaiico e delle relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie per la realizzazione dell'impianto stesso, ossia le cabine di utenza e le cabine di raccolta con relativi raccordi a mezzo di cavidotti alla RTN c/o la Stazione elettrica di Matera lesce.

Al fine di contestualizzare il nuovo insediamento impiantistico con relativi attraversamenti su suolo pubblico dei cavidotti, sono state effettuate misure di fondo per valutare l'eventuale presenza di sorgenti non note a priori che si aggiungerebbero come effetto a quelle previste da questa relazione per il progetto di impianto. Le stesse hanno interessato diversi punti posti in prossimità dei luoghi ove saranno realizzate le cabine e in punti di attraversamento dei cavidotti .

Le misure sono state eseguite con strumentazione certificata seguendo le modalità riportate nella Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana" e sue successive modifiche.

L'impatto prodotto dai campi elettrici e magnetici generati dalle cabine di trasformazione è limitato ad una ridotta superficie nell'intorno delle cabine stesse, che comunque rientra nella proprietà ove insistono gli impianti e non è accessibile al pubblico, mentre il campo magnetico prodotto dai cavi di consegna in MT si è abbattuto adottando come soluzione progettuale l'interramento dei principali cavidotti ed interrando i cavi di Media e Bassa Tensione a più di un metro. In particolare, per quanto riguarda i cavidotti interrati per l'allaccio dell'impianto alla rete elettrica nazionale che insistono prevalentemente su strada pubblica, i principali elementi che caratterizzano l'induzione magnetica sono la corrente di esercizio e la potenza trasportata che, così come dimostrato in relazione, non sono in grado di apportare effetti negativi all'ambiente circostante e alla salute pubblica.

Si può, quindi, concludere che, il costruendo impianto agrovoltaiico in oggetto e le opere annesse non producono effetti negativi sulle risorse ambientali e sulla salute pubblica nel rispetto degli standard di sicurezza e dei limiti prescritti dalle vigenti norme in materia di esposizione a campi elettromagnetici. Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **SAN_18 - Relazione inquinamento elettromagnetico impianto**.

3.8. Approfondimenti sull'acustica

L'opera in oggetto, relativa alla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico come sopra descritto, verrà caratterizzata dal punto di vista di sorgente di rumore, a quello prodotto dalle apparecchiature all'interno delle varie cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica presenti nell'area d'intervento.

Le sorgenti di rumore presenti all'interno di ciascuna cabina sono essenzialmente: il trasformatore e l'inverter.

Per quanto riguarda il livello di pressione sonora prodotto dal trasformatore, si è fatto riferimento a valori riportati sulle comuni schede tecniche, così come quello prodotto dall'inverter, per i calcoli si farà riferimento ai valori ricavati da misurazioni o attraverso schede tecniche.

Le sorgenti sonore che in fase Ante-Operam (prima dell'insediamento dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori indicati sono generate dal livello di rumore residuo della zona, del quale attraverso un'indagine fonometrica è stato rilevato il valore.

Le sorgenti sonore che in fase Cantierizzazione dell'Opera (durante la realizzazione dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori di seguito indicati sono:

- il livello di rumore residuo della zona;
- le apparecchiature e i macchinari da utilizzare in cantiere secondo la contemporaneità di utilizzo dichiarata dalla committenza.

Le sorgenti sonore che in fase Post-Operam (dopo dell'insediamento dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori di seguito indicati sono:

- il livello di rumore residuo della zona;
- il livello di rumore generato dalle apparecchiature su descritte ubicate all'interno di ciascuna cabina di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Nello studio preliminare mirato all'individuazione di possibili ricettori è stato eseguito uno screening considerando un'area di influenza rappresentata da cerchi di raggio di 500 m con centro fissato in corrispondenza di ciascuna sorgente (Power Station): al termine di tale indagine non sono stati individuati ricettori stabili di calcolo dell'immissione acustica. Difatti, tutte le restanti strutture individuate sono state ignorate ai fini del presente lavoro in quanto o palesemente inutilizzate (in stato di degrado e/o abbandono) o sufficientemente distanti dalla posizione delle sorgenti (tali da ritenere ininfluenti i contributi di emissione sonora della sorgente presso il ricettore). Inoltre, sia la cabina di consegna (che prevede la sola presenza di quadri a M.T. e dispositivi di sezionamento e protezione del distributore locale) che le cabine per servizi ausiliari e manutentivi costituiscono fonti di bassa emissione sonora. Il calcolo di propagazione della rumorosità degli impianti sarà pertanto effettuato

nell'intorno delle aree oggetto del presente studio sino a individuare la isolivello a 45 dBA che rappresenta il rumore di fondo dell'area stessa (quindi l'assenza di qualsiasi impatto al di fuori di tale linea isolivello e il rispetto dei Limiti applicabili).

A circa 120m a sud e 150m a sud-ovest rispettivamente dalla posizione della sorgente individuata nell'area a 36kV e della Power Station 1 (PS1) ed a circa 125m a nord dalla posizione della sorgente PS2 sono situati degli edifici adibiti a deposito di attrezzi e mezzi agricoli apparentemente frequentati (PRC_1 e PRC_2).

I ricettori individuati sono identificati in fig.27; oltre ad essi non sono stati individuati ricettori stabili di calcolo dell'immissione acustica.

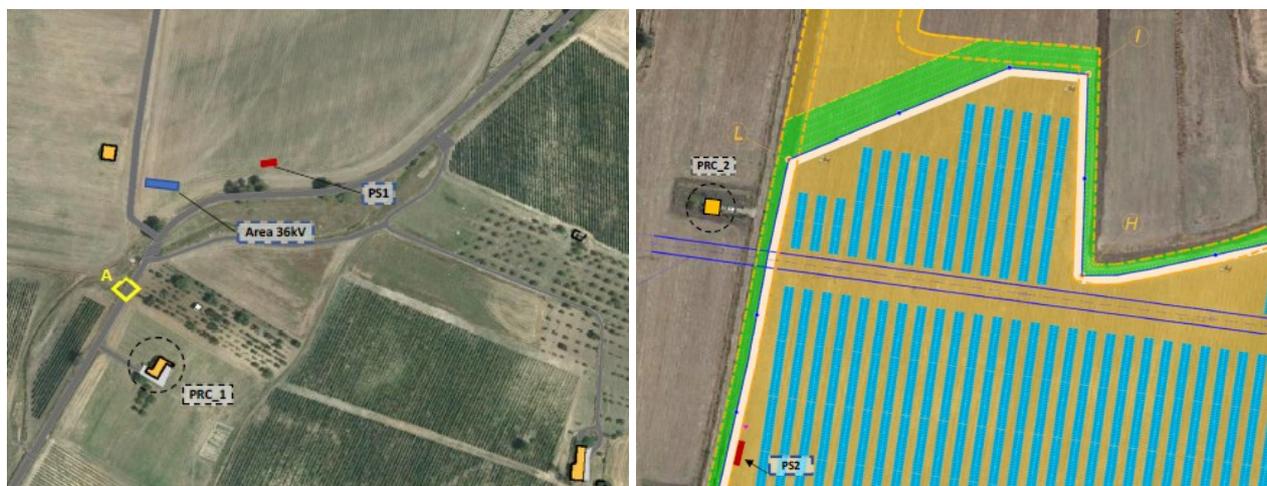


Figura 26: Ricettore PRC-1 e sorgenti (PS1 e area a 36 kV) su CTR e ortofoto (area sud impianto) e punto di misura A ante operam; Individuazione del ricettore PRC_2 e della sorgente (PS2) su CTR e ortofoto (area nord impianto)

Difatti, tutte le restanti strutture individuate non sono state tenute in considerazione ai fini del presente lavoro in quanto o palesemente inutilizzate (in stato di degrado e/o abbandono) o sufficientemente distanti dalla posizione delle sorgenti (tali da ritenere ininfluenti i contributi di emissione sonora della sorgente presso il ricettore). Il calcolo di propagazione della rumorosità degli impianti sarà pertanto effettuato nell'intorno delle aree oggetto del presente studio sino a individuare la isolivello a 45 dBA che rappresenta un valore di rumore di fondo tipico di aree rurali con pieno rispetto dei Limiti applicabili sia assoluti e sia differenziali e pertanto l'assenza di qualsiasi impatto al di fuori di tale linea isolivello.

L'area su cui insistono le sorgenti dell'impianto in progetto ed i ricettori individuati rientrano interamente nel Comune di Santeramo in Colle (BA) e sono tutte ricadenti, ai sensi del P.R.G vigente,

in zone E destinate ad uso agricolo “E1 – Zone Agricole Produttive Normali”, quindi ai sensi dell’art.6 del d.p.c.m. del 01/03/1991 ricadono in zona acustica “Tutto il territorio nazionale”.

Nella previsione d’impatto acustico sono importanti la definizione di tutte le sorgenti sonore connesse con l’attività e la previsione dei percorsi più critici di trasmissione del rumore verso ricettori (per via aerea o per via solida). Nel caso in esame i percorsi di trasmissione sono solo per via aerea verso i potenziali ricettori poiché essi sono esterni al lotto.

Riassumendo, nel dettaglio il progetto del collegamento elettrico dell’impianto in progetto alla RTN prevede il seguente schema di progetto elettrico:

- Fattoria Solare “Fontana Rossa”;
- Linea interrata A.T. dall’area a 36 kV posizionata nel confine dell’impianto agrovoltaiico alla stazione satellite;
- Linea A.T. di allaccio alla stazione elettrica “Jesce” sita in agro di Matera (MT).

Di tali opere, ovviamente, le linee interrate non hanno emissione sonora; ai fini del presente studio sono state considerate solo le emissioni sonore derivanti dalle apparecchiature di trasformazione relative all’impianto “Fontana Rossa” e dagli impianti a servizio dell’area a 36 kV.

Descrizione		Dati Acustici [dB(A)]	Orario previsto di funzionamento
n.6	Power station (Inverter + Trasformatore)	INV Lp10m = 65 dB(A) TRAFO Lw = 82 dB(A)	Secondo effemeridi solari -diurno- Continuo
n.1	Area AT 36 kV interna al perimetro dell’impianto Sorgenti sonore: sistema di ventilazione per il raffrescamento ambiente e gruppo elettrogeno di emergenza*	SPLIT Lw = 75 dB(A)	
n.4	Container manutenzione (nessuna sorgente sonora di rilievo)	Lp1m = 60 dB(A)	
	Tracker monoassiali (movimento di rotazione max 20cm/h)	Lp1m < 40 dB(A)	

*: non computato nella valutazione in quanto in esercizio solo in caso di emergenza per mancanza rete

Sulla scorta delle valutazioni di calcolo previsionale della presente, il livello di immissione sonora nei confronti dei possibili ricettori è inferiore al Limite assoluto di immissione sonora previsto per il periodo diurno per la Zona “Tutto il territorio nazionale” del Comune di Santeramo in Colle (BA).

Analogamente, i valori limite del Livello Differenziale si ritengono non applicabili in quanto i livelli andrebbero stimati come LA interni ad eventuali ambienti abitativi prossimi e sarebbero certamente inferiori ai limiti di controllo di 50 dBA interni. Per quanto sopra non si prevedono allo stato attuale opere di mitigazione. La rumorosità dovuta all’attività temporanea di cantiere per la realizzazione dell’impianto e del cavidotto di collegamento con la SE è anch’essa inferiore ai Limiti di zona e previsti dalla L.R. Puglia per le attività di cantiere (70 dB(A) nelle ore di lavorazione).

Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **SAN_17 - Relazione Previsionale di Impatto Acustico**.

3.9. Approfondimenti sull'archeologia

L'indagine archeologica preventiva finalizzata alla comprensione degli elementi storico archeologici propri del territorio in esame, è stata condotta dalla Dott.ssa Paola D'Angela.

Il lavoro in questione costituisce la sintesi delle attività condotte per lo studio di Valutazione di Impatto Archeologico conforme ai criteri richiesti dall'ICCD e della Soprintendenza competente e secondo la legislazione vigente in materia di Archeologia Preventiva (art. 28, comma 4, D.L. n.42, del 22/01/2004, art. 2 ter del D.L. n. 63 del 26/04/2005, convertito in L. n. 109 del 25/06/2005, art. 2 ter, comma 1 e art. 95 del D. Legs 163/2006, GU 15 giugno 2009 n° 36; MBAG-UDCM Legs 0016719 13/09/2010 in linea con le direttive della Circolare n. 1/2016 emanata dalla Direzione Generale Archeologia-Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo).

Il documento in oggetto è stato redatto al fine di valutare il grado di potenziale archeologico dell'area d'intervento e di rischio del progetto, al fine di suggerire eventuali interventi successivi (come specificato nel workflow inerente all'archeologia preventiva) preliminari alla realizzazione dei progetti stessi.

Come discriminare areale per la raccolta dei dati è stato individuato il comparto territoriale di insieme estendendo il buffer di indagine ai limiti comunali. Questo ha permesso di delineare un quadro sintetico ma completo dello sviluppo culturale dell'area in esame e di stabilire la sensibilità archeologica della stessa.

L'articolazione dello studio, che rispecchia la sequenza delle attività operative svolte, può essere così schematizzata:

- ricerca bibliografica e d'archivio che consiste nel reperimento dei dati relativi ai rinvenimenti archeologici editi e inediti nella letteratura specializzata, negli archivi delle Soprintendenze, presso i gruppi archeologici e le associazioni culturali locali;
- ricerca degli strumenti generali che consiste nella consultazione della documentazione relativa al terreno con riferimento agli aspetti geologici, pedologici, idrografici e nell'analisi aerofotografica, finalizzata ad individuare anomalie di tipo antropico o naturale significative per la ricostruzione geomorfologica e antropica del territorio;
- realizzazione di una sintesi storico-topografica relativa al territorio in esame, corredata dall'elencazione dei siti (dove esistenti) in cui sono presenti evidenze archeologiche note e già documentate;

- individuazione del potenziale di impatto archeologico che consiste nel definire la vocazione al popolamento dell'area, con l'obiettivo di delimitare le fasce a rischio archeologico che possono, anche solo in via indiretta, interferire con il progetto.

L'area oggetto d'indagine è compresa nel territorio contraddistinto dall'altopiano delle Murge. Va premesso che tutto il territorio di Taranto, nonostante la sua nota rilevanza nel mondo antico, non è stata oggetto di indagini sistematiche sia in epoca passata che in epoca recente. Per la ricostruzione della conoscenza del territorio ci si basa maggiormente su fenomeni culturali macroscopici (origine delle popolazioni locali in epoca pre-storica, influenza della cultura greca, la dominazione romana ecc.) mentre a livello locale sono presenti studi puntuali ascrivibili esclusivamente a indagini parziali che non permettono sintesi dettagliate e complete. La ricerca archeologica appare pertanto casuale e spesso fortuita, derivante dalla segnalazione di ritrovamenti senza una precisa azione di scavi.

L'analisi del territorio in questione è inevitabilmente riconducibile ai recenti studi per la ricostruzione del percorso della via Appia nel tratto tra Gravina e Taranto. Buoni risultati sono stati raggiunti nei decenni passati integrando le informazioni fornite dalle fonti geografiche antiche, dalle foto aeree del 1930 realizzate da G. Lugli e dall'analisi dei percorsi del tratturo Melfi-Castellaneta e del tratturello Tarantino, arterie che a partire dal Medioevo hanno ricalcato in gran parte, in quest'area, la strada romana e i cui itinerari, grazie anche al contributo di fonti documentarie di età medievale e moderna, sono ben noti e pubblicati nella Carta dei tratturi, tratturelli, bracci e riposi⁴.

Si tratta di un'analisi integrata della documentazione nota (studi editi, dati d'archivio, cartografia storica, fonti documentarie, itinerari, cosmografie) con quella ricavata dalle ricognizioni di superficie condotte su un'area-campione lungo il tratto della via Appia compreso tra Gravina e Taranto, attraverso i territori comunali di Altamura (BA), Santeramo in Colle (BA) e Laterza (TA).

Nelle fonti geografiche antiche, in relazione al tratto Gravina-Taranto, si registra una disomogeneità sia per quanto riguarda la sequenza delle località che in merito alla loro denominazione.

Nell'*Itinerarium Antonini* sono riportate complessivamente cinque località (Silvium, Blera, Sub Lupatia, Canales, Tarento), ed è indicata una distanza complessiva di 60 miglia, misura sostanzialmente compatibile con quella reale. Per nessuno di questi centri tuttavia si specifica, come invece avviene in altri itinerari dello stesso documento, lo status giuridico-amministrativo.

Nella *Tabula Peutingeriana* il percorso della via Appia non tocca Taranto ma, ben prima del capoluogo ionico, devia verso Norve, località ubicata presumibilmente nei pressi di Conversano (BA), per poi raggiungere la costa adriatica.

Una situazione analoga si riscontra anche nei testi dell'Anonimo Ravennate e del Guidone, nei quali non sono riportate le distanze tra le varie stazioni stradali ma, a differenza della *Tabula Peutingeriana*, viene citata Blera. Inoltre si nota che la stazione Canales è menzionata esclusivamente

nell'Itinerarium Antonini e che solo nelle cosmografie medievali si fa riferimento all'ipotetica stazione di Lupitia/Lupicia⁵.

Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **SAN_19 – VIPIA Relazione Archeologica**

4. IL PROGETTO

4.1. Schede identificative dell'impianto

Impianto Agrovoltaico FONTANA ROSSA	
Comune	SANTERAMO IN COLLE (BA)
Identificativi Catastali	Impianto: Santeramo in Colle – Foglio 104 ; Particelle 36, 49, 52, 69, 88, 89, 90, 91, 124, 125 e 126 Stazione Satellite: Matera:- Foglio 19 ;Particelle 76,77, 103
Coordinate geografiche impianto	latitudine 40° 44' 07" N longitudine 16° 43' 27" E
Potenza Modulo PV	575 W
n° moduli PV	45.024 moduli
Potenza in DC	25,889 MW
Potenza in AC	25 MW
Tipologia strutture	Inseguitori mono assiali "tracker" con strutture infisse al suolo
Lunghezza cavidotto di connessione	3.800 m
Punto di connessione	Stazione Satellite: Matera Stazione Terna: Matera lesce

SCHEDA SINTETICA - IMPIANTO

Superficie totale impianto agrovoltaico [ha]	32,04
Superficie captante [ha]	11,63
Grado di utilizzazione della superficie:	
<i>Sup. captante /Sup. totale dell'impianto</i>	36 %
Percorso del cavidotto - lunghezza e Cartografia del percorso [m]	3.800 metri Per le cartografie si faccia riferimento all'elaborato SAN_53 - Particolari cavidotti e risoluzioni interferenze
Numero e tipologia inverter e trasformatori e cabinati	n°6 cabine di campo trasformazione e conversione mediante inverter centralizzati n°1 area 36kV cabine consegna/raccolta /comando n°4 cabine deposito/attrezzi
Disponibilità punto di consegna Sì/No	Sì
<i>Inserire dettagli ed estremi domanda di connessione</i>	(Soluzione Tecnica Minima Generale" n. 202100202 del 07.06.2022)
Area recintata e tipologia di recinzione Sì/No	Sì
<i>Indicare la tipologia</i>	Recinzione in rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2,00 m. È previsto un distacco continuo di 20 cm da suolo per passaggio piccola e media fauna.
Tipologia del trattamento del terreno dell'area coperta dai pannelli	Progetto agricolo con legumi/ortaggi/cereali a rotazione, rapa e uliveto intensivo; fasce dedicate a strisce di impollinazione; superficie a sovescio sottostante tracker
<i>Indicare la tipologia</i>	
Tipologia delle fondazioni della struttura moduli a tracker	Tracker con pali battuti in acciaio direttamente infissi nel terreno
<i>Indicare la tipologia</i>	

Infissione diretta del supporto pannelli Si/No	Sì
Tipologia di supporto moduli <i>Indicare la tipologia</i>	Struttura a telaio in acciaio zincato
Altezza da terra dei moduli [cm]	Altezza minima: 69 cm Altezza massima: 429 cm
Sistema di lavaggio pannelli Si/No <i>Indicare la tipologia</i>	Sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici.
Tipologia di sorveglianza dell'impianto <i>Indicare la tipologia</i>	Sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva. Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini.
Conformità dell'impianto di illuminazione emergenza	Sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico. Si può quindi affermare che non vi sarà illuminazione dell'area se non in caso di emergenza.
Procedure gestionali di pulizia e manutenzione <i>Breve descrizione</i>	Le operazioni di pulizia dei moduli fotovoltaici avverranno tramite lavaggi periodici della superficie captante dei moduli stessi, senza l'uso di sostanze e prodotti chimici. Le procedure di manutenzione, invece, riguarderanno: - la componentistica elettrica attraverso manutenzioni periodiche effettuate da personale specializzato e competente

- la vegetazione per la compensazione ambientale e mitigazione visiva che sarà mantenuta attraverso l'utilizzo di tagliaerba e gestione delle coltivazioni come da piano agricolo. In nessun caso saranno utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.

Titolo che abiliti il proponente alla realizzazione dell'impianto: es. copia dell'atto di proprietà; del contratto d'affitto; della convenzione o benestare o parere preliminare o autorizzazione all'installazione rilasciata dal proprietario del sito stesso (Amministrazione Comunale, Consorzio d'Area di Sviluppo Industriale, privato)

Contratti di Diritto di Superficie

SCHEMA SINTETICA – MODULI PV

Potenza di picco o nominale [MWp]	25,889 MW (in DC)
Producibilità annua [MWh]	42.200 MWh
Tipologia impianto	Impianto agrovoltaico su tracker monoassiale
Materiale celle	144 celle in silicio monocristallino
Dimensioni moduli	2278 x 1134 x 35mm
Numero moduli	45.024

SCHEDA SINTETICA – SUOLO	
Dati catastali area di impianto	Impianto: Santeramo in Colle – Foglio 104 ; Particelle 36, 49, 52, 69, 88, 89, 90, 91, 124, 125 e 126 Stazione Satellite: Matera:- Foglio 19 ;Particelle 76,77, 103 Superficie catastale totale impianto agrovoltaico: 32,04 Ha
Tipizzazione urbanistica	Zona Agricola E
Rapporto MW/ettari installato	0,80 MW/ha
Presenza di Studio pedologico del sito	Cfr Relazione pedoagronomica
Grado di qualità agronomica (irriguo/non irriguo ecc.)	Seminativo non irriguo
Presenza di aree agricole di pregio (DOC, DOP ecc,)	Non presenti
Mantenimento attività agricola/pascolo Sì/No	Sì. Mantenimento attività agricola attraverso coltivazione di legumi/ortaggi/cereali a rotazione, rapa e uliveto intensivo; fasce dedicate a strisce di impollinazione; superficie a sovescio sottostante tracker

SCHEDA SINTETICA – VEGETAZIONE	
Uso attuale del suolo	La superficie interessata dal progetto attualmente è a seminativo
Espianto di frutteti, oliveti, vigneti tradizionali, ecc.	No
Sottrazione e perdita diretta di habitat	No, ma incremento grazie alla creazione di corridoi ecologici e con mitigazioni, area ad

	impollinazione, stalli per volatili e sassaie per protezione rettili ed anfibi.
Perdita di esemplari di specie di flora minacciata, contenuta in Liste Rosse	No, ma incremento grazie alla creazione di corridoi ecologici con mitigazioni.

4.2. Agrovoltaico

L'opera in esame, come già anticipato, è stata concepita non come un impianto fotovoltaico di vecchia generazione, ma come un impianto **agrovoltaico**, grazie alla consociazione tra la produzione di energia elettrica e la produzione agricola alimentare.

La proposta progettuale prevede l'associazione tra la tecnologia fotovoltaica e coltivazione del terreno agrario libero tra le file dei tracker, negli spazi liberi interni ed esterni all'area di progetto, e nell'area sottostante ai tracker.

Il layout del progetto prevede l'installazione di file di pannelli posizionati su tracker monoassiali disposti sull'asse Nord-Sud, orientabili sull'asse Est-Ovest. I tracker saranno installati in file parallele, e saranno posizionati con "pitch distance" (distanza dall'interasse dei tracker) pari a 9,50 metri.

I moduli ruotano sull'asse da Est a Ovest, seguendo i movimenti diurni del sole. L'angolo massimo di rotazione dei moduli di progetto è di +/- 50°. L'altezza dell'asse di rotazione dal suolo è pari a 2,31 m altezza che consente l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione, così come indicato dal "Requisito C" delle linee guida in materia di impianti agrovoltaici del MITE.

Lo spazio disponibile minimo tra una fila e l'altra di moduli si ha quando questi sono disposti parallelamente al suolo (ovvero nelle ore centrali della giornata), ed è pari a 4,79 m, mentre lo spazio massimo si ha quando il tracker ed i relativi moduli, sono posizionati alla massima inclinazione, distanza tra i pannelli pari a 6,45 metri.

Per gli spazi disponibili bisognerà porre maggiore attenzione nella scelta delle macchine operatrici trainate che esigono maggiori spazi di manovra ma il mercato delle macchine agricole offre alternative idonee alle esigenze del progetto.

Considerato che i trackers nell'arco della giornata si muoveranno inseguendo la traiettoria del sole in posizioni di massima intercettazione della luce (perpendicolare rispetto al sole), la superficie utilizzabile ai fini agricoli sarà costituita:

1. dall'interfila larghezza pari a 6,79 m (pari a circa 20,90 ettari);
2. La fascia agricola corrispondente alla zona sottesa dai tracker pari a circa 6,95 ettari;
3. Superficie agricola destinata ad impollinazione di circa 2.570 mq;

4. Superficie agricola esterna alla recinzione e fascia di mitigazione di circa 1,93 ettari destinati alla coltivazione di olivo var. Favolosa (FS17).

La maggiore disponibilità di irraggiamento per le colture da reddito poste sull'interfila corrisponde alle ore 12, momento in cui i trackers si trovano in posizione orizzontale rispetto al suolo.

A seguire la tabella di sintesi della suddivisione della superficie totale del progetto agricolo:

SUPERFICIE		ha. are. ca
a	Interna alla recinzione: interfila destinata cereali, leguminose,	20.91.45
b	Ulteriore area interna alla recinzione: sottostante ai tracker destinata a sovescio	06.95.57
c	Fascia impollinazione	00.25.70
d	Esterna alla recinzione destinata ad olivo	01.93.18
e	Esterna alla recinzione con le medesime coltivazione dell'area interna (parcella sperimentale)	01.00.00
TOTALE SUPERFICIE AGRICOLA PRODUTTIVA (a)		20.91.45
SUPERFICIE TOTALE (a+b+c+d+e)		31.05.90

La SAU (Superficie Agricola Utilizzata) per realizzare le coltivazioni di tipo agricolo, che include seminativi, prati permanenti e pascoli, colture permanenti e altri terreni agricoli utilizzati ed esclude quindi le coltivazioni per arboricoltura da legno e le superfici a bosco naturale, le superfici delle colture intercalari) sarà pari al 71,87% della superficie totale del sistema agrivoltaico (Stot), ovvero l'area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrovoltaico. Utilizzando inseguitori solari monoassiali, una fascia d'ombra si sposta con gradualità da ovest a est lungo l'intera superficie del terreno. Come conseguenza non ci sono zone sterili per la troppa ombra e nemmeno zone bruciate dall'eccessiva esposizione solare, generando condizioni microclimatiche favorevole alle coltivazioni agricole specialmente nei climi meridionali, al contrario di quanto accade nel fotovoltaico tradizionale (pannelli rivolti verso sud), dove l'ombra si concentra in corrispondenza all'area coperta dai pannelli.

TIPOLOGIE DI COLTURE PREVISTE	Ha
SUPERFICIE A SOVESCIO SOTTOSTANTE TRACKER (diminuita 100 cm per lato)	6,9557
FASCIE DEDICATE AD IMPOLLINAZIONE	0,2570
SUPERFICIE AGRICOLA A MITIGAZIONE (NON PRODUTTIVA)	7,2127
COLTIVAZIONE LEGUMI / ORTAGGI / CEREALI (interna area impianto)	20,9145
COLTIVAZIONE LEGUMI / ORTAGGI / CEREALI (Superficie "Sperimentale" esterna ad area impianto)	1,0000
ULIVETO INTENSIVO VARIETA' FAVOLOSA (mitigazione perimetrale)	1,9318
SUPERFICIE AGRICOLA COLTIVATA (PRODUTTIVA) *	23,8463
PROGETTO AGRICOLO	31,05

In questa maniera, fotovoltaico e agricoltura coesisteranno all'interno della superficie contrattualizzata dal proponente, con vantaggi reciproci in termini di efficienza complessiva per l'utilizzo di suolo: a questa conclusione è giunto anche il Fraunhofer ISE, l'istituto tedesco specializzato nelle ricerche per l'energia solare.



Figura 27: Impianto agrovoltaico – immagine repertorio

La situazione reale dell'area interessata dal progetto non presenta alcuna tipologia di produzioni di pregio.

Si rimanda al progetto agricolo redatto dalla società Floema e allegato alla documentazione progettuale.

Le scelte colturali sono state studiate sia per una reale sostenibilità e coesistenza di produzione energetica e produzione agricola, per una corretta gestione del fabbisogno idrico nonché per scongiurare il possibile rischio di eventuali incendi che un seminativo a grano potrebbe arrecare all'impianto.

A dimostrazione della coerenza del progetto agrovoltico con i requisiti e le caratteristiche indicate dalle "linee guida" in materia di impianti agrovoltici, vengono riportati e inseriti nel seguente quadro sinottico, gli aspetti ed i valori del progetto agrovoltico.

REQUISITO	DEFINIZIONE	PARAMETRO	DEFINIZIONE PARAMETRO	AZIONE PREVISTA DAL PROGETTO	ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO
A	Consentire attraverso un'opportuna configurazione spaziale e scelte tecnologiche l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica, valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.	A.1: $S_{\text{Agricola}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{Tot}}$	Si deve garantire sugli appezzamenti oggetto dell'intervento (superficie totale del sistema agrovoltico, Stot) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA)	$\frac{\text{Superficie Agricola produttiva}}{\text{Superficie totale di progetto}} \times 100 = \frac{209.145}{291.000} = 71,87\% > 70\%$	N.A.
		A.2: Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli LAOR $\leq 40\%$		$\text{LAOR} = \frac{\text{Superficie dei moduli}}{\text{Superficie totale di progetto}} \times 100 = \frac{118.308}{291.000} \times 100 = 39,97\% < 40\%$	N.A.
B	Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricole e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.	B1: Continuità dell'attività agricola	Dove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione (standard calcolato a livello complessivo aziendale; le modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono precisati nell'ambito della indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate).	Passaggio ad un indirizzo produttivo di valore economico più elevato: si passa infatti dalla coltivazione di mais ad orticole in pieno campo, prati avvicendati e altro.	Passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione (standard calcolato a livello complessivo aziendale; le modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono precisati nell'ambito dell'indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate).
		B.2: $FV_{\text{Agr}} \geq 0,6 \cdot FV_{\text{Standard}}$	In base alle caratteristiche degli impianti agrovoltici analizzati, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrovoltico (FV _{Agr} in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla produttività elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FV _{Standard} in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60% di quest'ultima.	Produttività FV Agri = 4950 MWh/anno • Produttività FV Standard = 45189 MWh/anno FV _{Agr} $\geq 0,6 \cdot FV_{\text{Standard}}$	N.A.
C	L'impianto agrovoltico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra. L'area destinata a coltura può coincidere con l'intera area del sistema agrovoltico oppure essere ridotta ad una parte di essa, per effetto delle scelte di configurazione spaziale dell'impianto.	Tipo 1) Impianto agrovoltico avanzato	L'altezza minima dei moduli è studiata in modo tale da consentire la continuità delle attività agricole anche sotto i moduli fotovoltaici	Altezza dei moduli pari a 2,31 m che consente l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione	N.A.
D	I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrovoltico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto. A tale scopo è opportuno installare un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrovoltico con particolare riferimento al risparmio idrico e alla continuità dell'attività agricola.	D.1: Risparmio idrico	I sistemi agrovoltici possono rappresentare importanti soluzioni per l'ottimizzazione dell'uso della risorsa idrica, in quanto il fabbisogno di acqua può essere talvolta ridotto per effetto del maggior ombreggiamento del suolo. Il monitoraggio di questo parametro nelle aziende con colture in asciutta riguarda solo l'analisi dell'efficienza d'uso dell'acqua piovana, il cui indice dovrebbe evidenziare un miglioramento conseguente la diminuzione dell'evapotraspirazione dovuta all'ombreggiamento causato dai sistemi agrovoltici.	N.A.	N.A.
		D.2: Continuità dell'attività agricola	Gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono: 1. l'esistenza e la resa della coltivazione; 2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo	Redazione di piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).	Relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita
E	Finalizzato a valutare gli effetti dell'agrovoltico	E1: Recupero della fertilità del suolo	Riguarda il recupero dei terreni non coltivati, che potrebbero essere restituiti all'attività agricola grazie alla incrementata redditività garantita dal sistema agrovoltico. È pertanto importante monitorare i casi in cui sia ripresa l'attività agricola su superfici agricole non utilizzate negli ultimi 5 anni	N.A.	N.A.
		E2: Microclima	Il microclima presente nella zona ove viene svolta l'attività agricola è importante al fine della sua conduzione efficace. L'impiego di un impianto tecnologico fisso o parzialmente in movimento sulle colture sottostanti e limitrofe è di natura fisica: la sua presenza diminuisce la superficie utile alla coltivazione in ragione della pofilazione, interotta la luce, le precipitazioni e crea variazioni alla circolazione dell'aria.	Installazione di stazioni meteo che possano monitorare il microclima dell'area assoggettata all'ombra dei moduli e dell'area libera dall'ombreggiamento (parametro di confronto). Le stazioni meteo saranno costituite ognuna da termometro (a minima e massima) per misurare la temperatura; igrometro per misurare l'umidità atmosferica; anemometro per misurare la velocità del vento; pluviometro per misurare la quantità di pioggia caduta; solimetro o piranometro per la misura dell'intensità della radiazione solare entrante; sensore di bagnatura fogliare; sensore di umidità del terreno a diverse profondità, tramite sonda; sensore di temperatura del terreno.	Saranno monitorati, registrati e confrontati i dati raccolti durante tutta la vita dell'impianto.
		E3: Resilienza ai cambiamenti climatici	Come stabilito nella circolare del 30 dicembre 2021, n. 32 recante "Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente" (DNCSF), dovrà essere prevista una valutazione del rischio ambientale e climatico attuale e futuro in relazione ad alluvioni, nevicate, innalzamento dei livelli dei mari, piogge intense, ecc.	-	-

4.3. Descrizione generale

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello di suddividere l'impianto in 6 sottocampi collegati rispettivamente a n. 6 inverter centralizzati e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore da 4.200 kVA previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, mediante l'inverter trifase collegato direttamente al trasformatore per ciascun sottocampo.

	stringhe	n.moduli	n.inverter centralizzati	n.linee BT	potenza DC installata	Capacità power station
sottocampo 1	306	7.344	1	20	4.222,80 kW	4.200 kVA
sottocampo 2	310	7.440	1	20	4.278,00 kW	4.200 kVA
sottocampo 3	318	7.632	1	20	4.338,40 kW	4.200 kVA
sottocampo 4	314	7.536	1	20	4.333,20 kW	4.200 kVA
sottocampo 5	314	7.536	1	21	4.333,20 kW	4.200 kVA
sottocampo 6	314	7.536	1	20	4.333,20 kW	4.200 kVA

Le strutture su cui saranno installati i moduli sono della tipologia tracker.

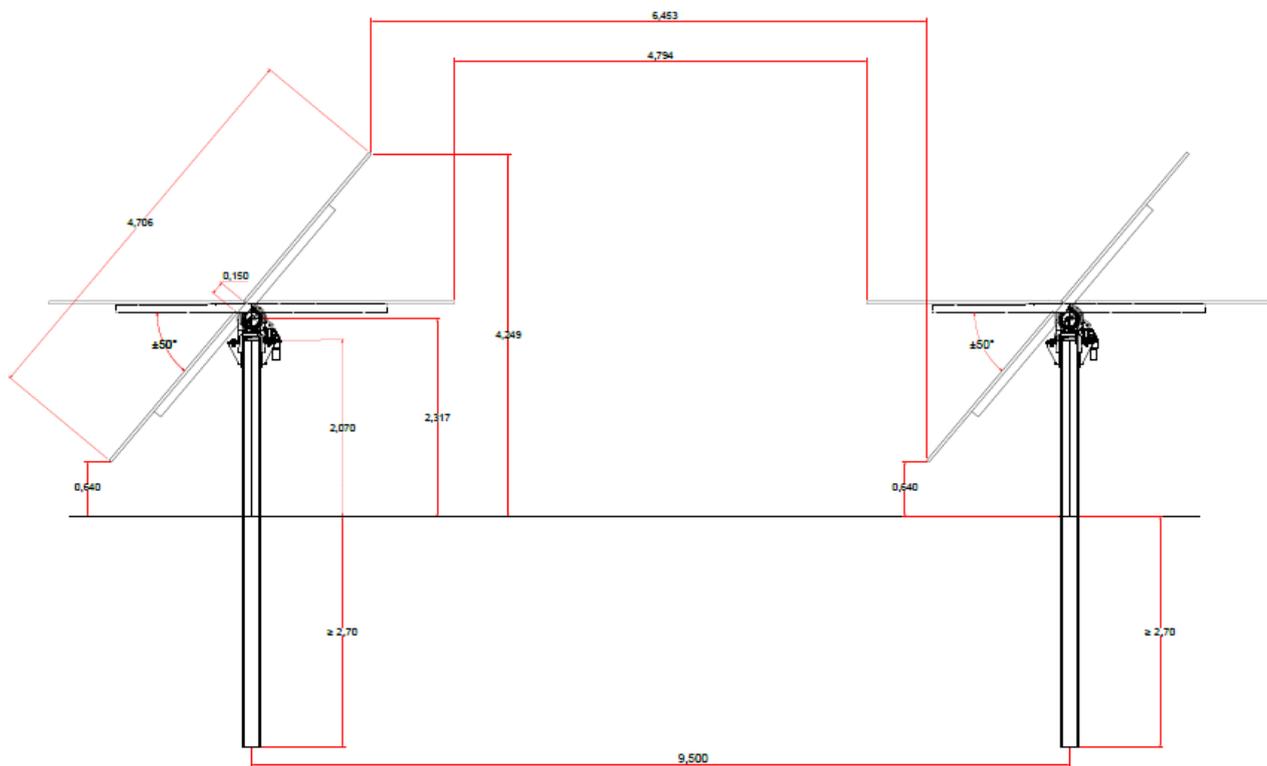


Figura 28: Dettaglio strutture di fissaggio tracker

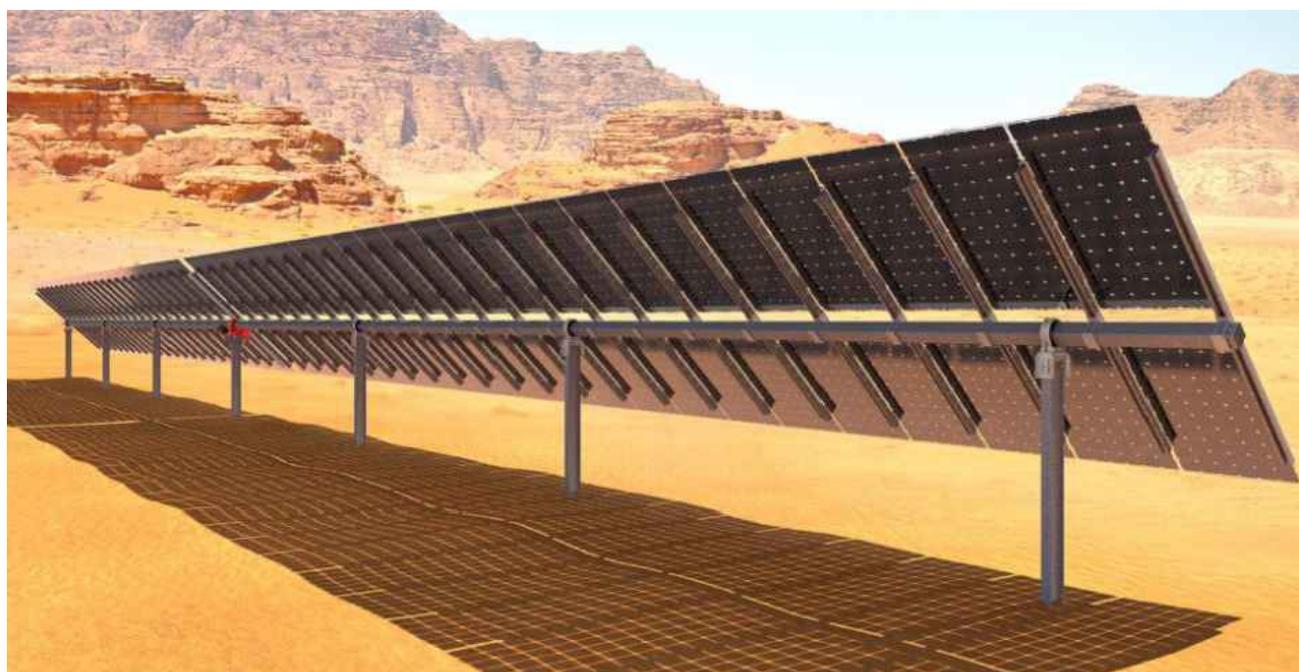


Figura 29: Immagine del produttore delle strutture tracker



Figura 30: layout sottocampi e cavidotti interni

Ciascun inverter è dotato di un sistema di comunicazione che è collegato ad un sistema di acquisizione dati e monitoraggio, in modo da tenere sempre sorvegliato l'impianto e controllare l'efficienza di produzione.

Ogni singolo campo è costituito da 1 inverter e da un trasformatore MT/bt il tutto installato in opportuni container-power station contenenti tutte le protezioni previste dalla normativa. Le cabine di campo "power station" avranno anche il compito di elevare la tensione dell'impianto portando la stessa a 36 kV, All'interno dell'area di progetto sarà inoltre realizzata un'apposita area di circa 160 mq nella quale sarà realizzata la "stazione a 36 kV". In tale stazione saranno posizionati locali tecnici, sala quadri,

sala di comando e controllo, i quali avranno il compito di raccogliere e smistare i cavi provenienti dalle power station dell'impianto. Dalla stazione a 36 kV, uscirà infine il cavo ad alta tensione, sempre a 36 kV, che servirà per la connessione dell'impianto agrovoltaico alla rete pubblica.

4.4. Connessione alla rete elettrica

La stazione satellite per la connessione alla RTN, sarà realizzata su un terreno catastalmente individuato al **Foglio 19 ; Particelle 76,77, 103**, in un'area limitrofa alla stazione Terna di Matera lesce. Tale area sarà oggetto di procedura di esproprio.

Il cavidotto avrà lunghezza di 3,8 Km.

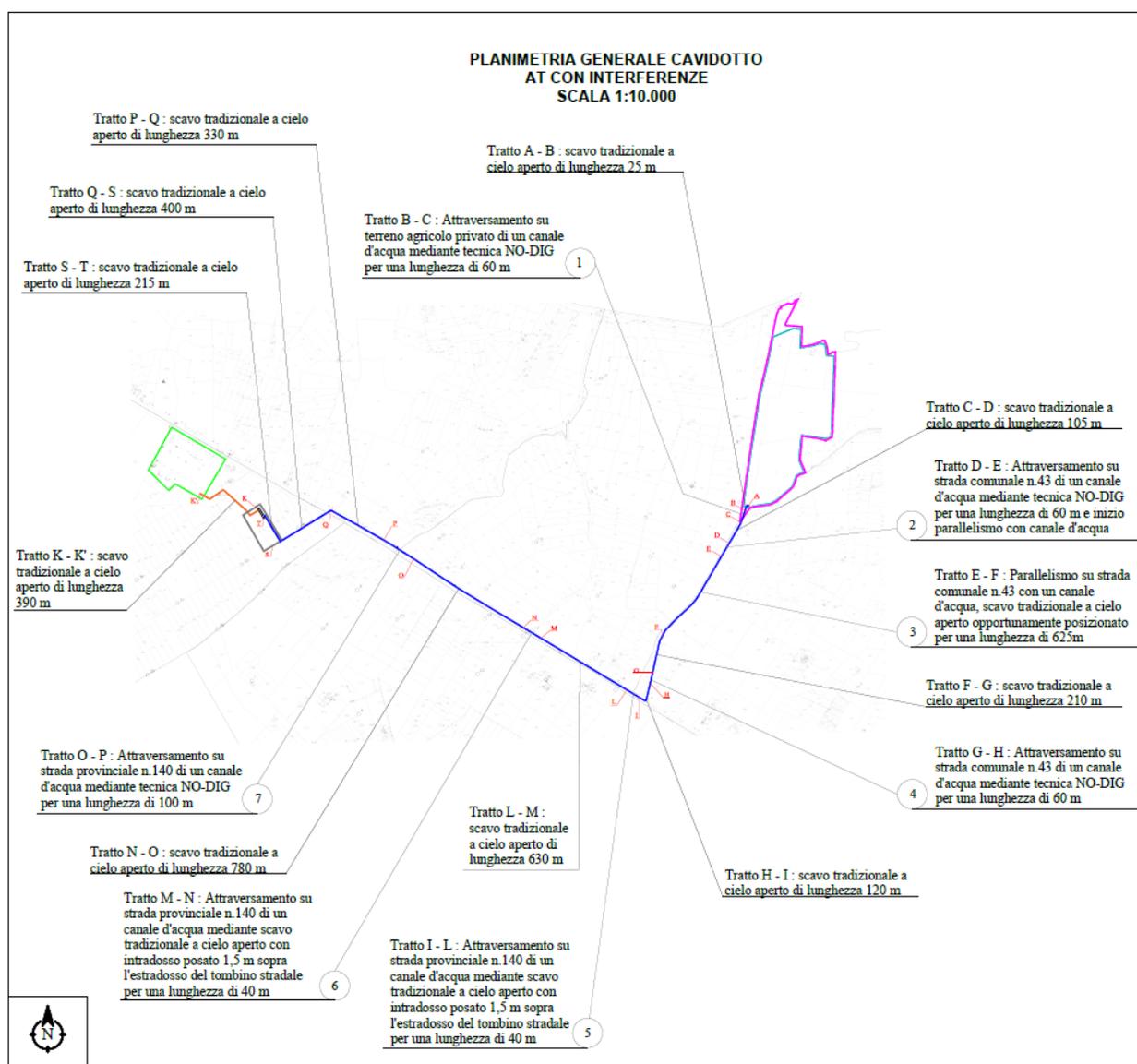


Figura 31: particolare cavidotto e risoluzione interferenze

Il percorso cavidotto prevede l'interramento di un cavo AT e sarà così organizzato per le No Dig:

TABELLA DESCRITTIVA DEL TRACCIATO CAVIDOTTO AT			
TRATTO	TIPOLOGIA	DENOMINAZIONE	LUNGH. (m)
Tratto A-B	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	25
Tratto B-C	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Terreno agricolo/str. com.le n. 43	60
Tratto C-D	Strada asfaltata	Strada comunale n. 43	105
Tratto D-E	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Strada comunale n. 43	60
Tratto E-F	Strada asfaltata	Strada comunale n. 43	625
Tratto F-G	Strada asfaltata	Strada comunale n. 43	210
Tratto G-H	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Strada comunale n. 43	60
Tratto H-I	Strada asfaltata	Str. com.le n. 43/Str. prov.le n. 140	120
Tratto I-L	Strada asfaltata - Attraversam. canale acqua con scavo opportunamente distanziato	Strada provinciale n. 140	40
Tratto L-M	Strada asfaltata	Strada provinciale n. 140	630
Tratto M-N	Strada asfaltata - Attraversam. canale acqua con scavo opportunamente distanziato	Strada provinciale n. 140	40
Tratto N-O	Strada asfaltata	Strada provinciale n. 140	780
Tratto O-P	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Strada provinciale n. 140	100
Tratto P-Q	Strada asfaltata	Str. prov.le n. 140 / Str. com.le	330
Tratto Q-S	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	400
Tratto S-T	Terreno agricolo	Terreno agric. in area satellite 36 kV	215
Lunghezza cavidotto AT interrato			3.800 m

Il criterio progettuale che è stato seguito per la determinazione del tracciato di connessione è stato quello di evitare la infrastrutturazione di porzioni naturali di terreno e limitare gli impatti su suolo, colture agricole di qualità e microfauna locale e quindi limitando gli impatti ambientali dell'opera.

In particolare, tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia e gli elementi che sono stati considerati, nella scelta del tracciato sono i seguenti:

- caratteristiche fisiche del terreno lungo il tracciato dei cavi;
- rilievo interferenze comprendenti: presenza di servizi o manufatti superficiali e sotterranei in vicinanza o lungo il tracciato dei cavi; presenza di piante in vicinanza o lungo il tracciato dei cavi;

- presenza di traffico lungo le strade interessate dal tracciato di posa, stimandone l'entità in funzione della tipologia di strade;
- distanza dai luoghi con permanenza prolungata delle persone ai fini del rispetto degli obiettivi di qualità come definiti dall'articolo 4 del DPCM del 08/07/03.

La scelta del tracciato di posa è stata, pertanto, effettuata selezionando fra i possibili percorsi quelli che risultano tecnicamente validi ed individuando tra questi quello che è risultato ottimale.

Analisi delle alternative

Le alternative individuate sono state le seguenti:

- **ALTERNATIVA 1 PERCORSO CAVIDOTTO: PERCORSO BLU**
- **ALTERNATIVA 2 PERCORSO CAVIDOTTO: PERCORSO GIALLO**
- **ALTERNATIVA 3 PERCORSO CAVIDOTTO: PERCORSO MAGENTA**



Figura 32: particolare cavidotto SOLUZIONE 1

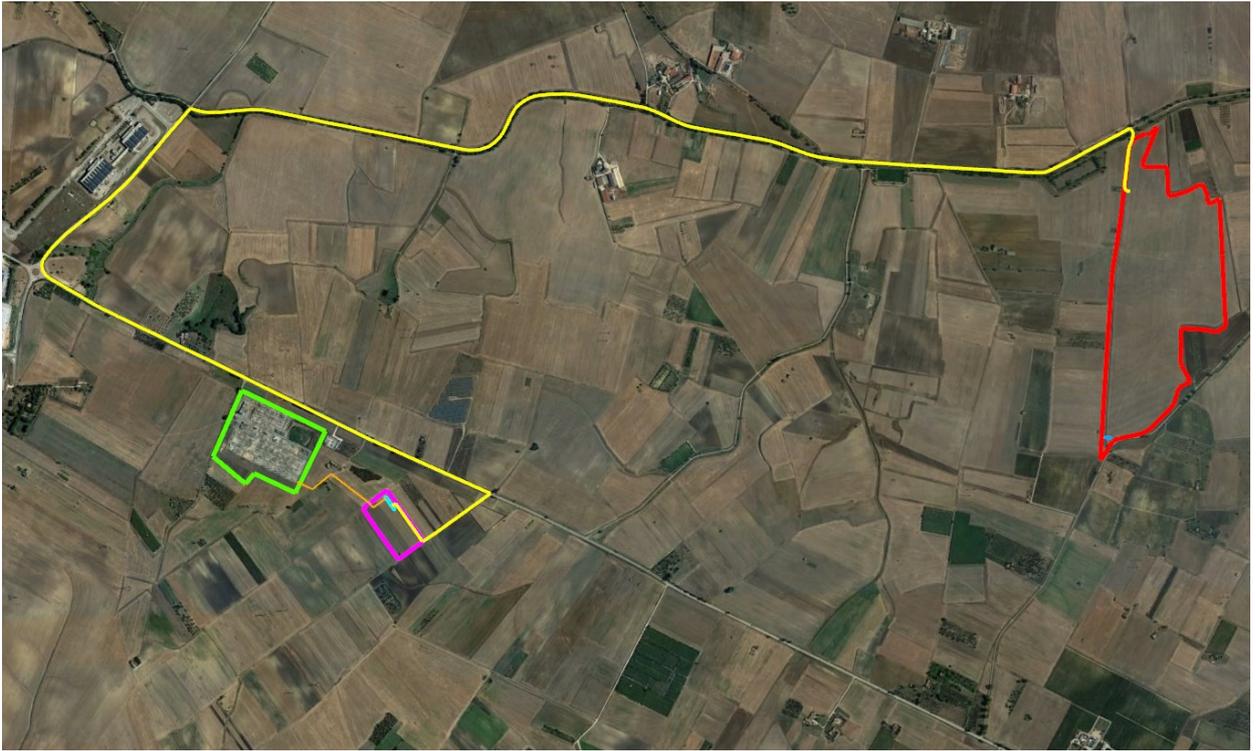


Figura 33: particolare cavidotto SOLUZIONE 2



Figura 34: particolare cavidotto SOLUZIONE 3

Per ognuna di queste alternative è stata valutata la lunghezza, i vincoli paesaggistici ed ambientali ed il livello di antropizzazione che potevano determinare sul territorio.

La soluzione prescelta è stata l'alternativa N.1 in quanto presentava minore lunghezza, un basso livello di antropizzazione, una minor criticità per le interferenze incontrate oltre ad un minore impatto economico.

Si ritiene opportuno evidenziare agli enti competenti - in merito all'iter autorizzativo in corso - che la soluzione di connessione ricevuta da TERNA S.p.a., si legga TSO Unico Nazionale, Gestore della Rete di Alta Tensione, è l'unica proposta dal medesimo ente e che il percorso di connessione nonché le soluzioni tecniche sono state dallo stesso benestriate.

4.5. Moduli fotovoltaici

Il MODULO JINKO Tiger Neo N-type 575W Bifacial della JINKO SOLAR, è composto da celle solari quadrate realizzate con silicio monocristallino.

I moduli sono realizzati con wafer da 182 millimetri, e sono dotati di tecnologia multi bus bar e celle half cut. Grazie ai minori rischi di fenomeni tra cui LID e LeTID che le tecnologie utilizzate possono assicurare, JinkoSolar offre una garanzia di 30 anni di potenza lineare. Il degrado del primo anno è stato dichiarato inferiore all'1% e la potenza erogata è garantita non inferiore all'87,40% della potenza nominale dopo 30 anni.

Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 560-580 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

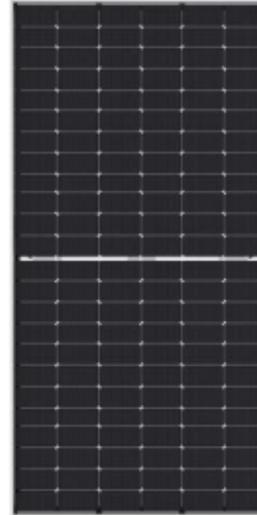
Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

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



Hot 2.0 Technology

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



PID Resistance

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



Enhanced Mechanical Load

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



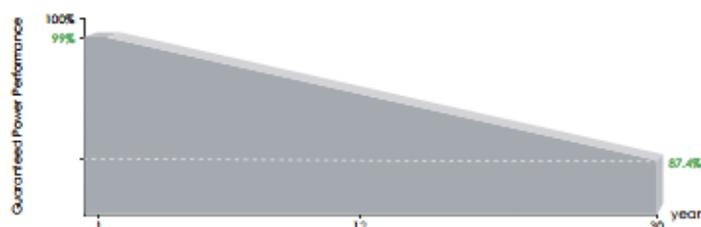
Higher Power Output

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



POSITIVE QUALITY™
Continuous Quality Improvement

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

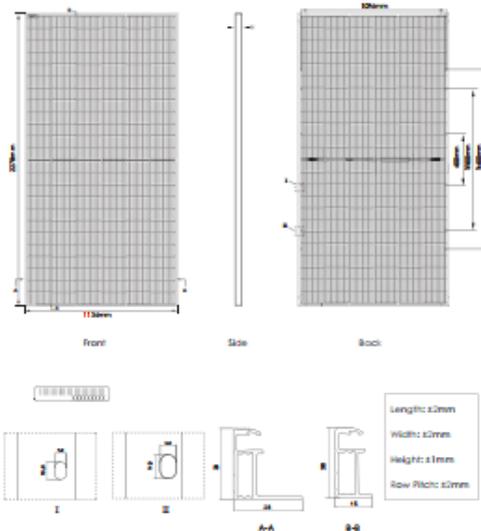


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings



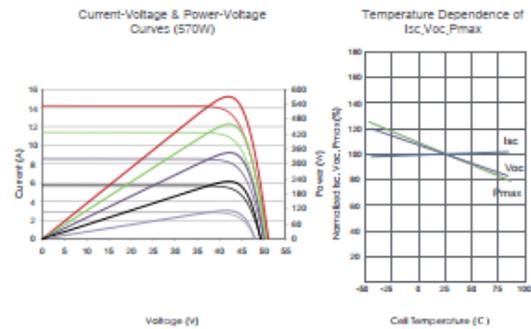
*This tolerance range applies only to the four-angle distance of the module as indicated above.

Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560N-72HL4-8DV		JKM565N-72HL4-8DV		JKM570N-72HL4-8DV		JKM575N-72HL4-8DV		JKM580N-72HL4-8DV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V	42.44V	39.78V	42.59V	39.87V
Maximum Power Current (Imp)	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V
Short-circuit Current (Isc)	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A
Module Efficiency STC (%)	21.68%		21.87%		22.07%		22.26%		22.45%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		JKM560N-72HL4-8DV		JKM565N-72HL4-8DV		JKM570N-72HL4-8DV		JKM575N-72HL4-8DV		JKM580N-72HL4-8DV	
		5%	15%	5%	15%	5%	15%	5%	15%	5%	15%
5%	Maximum Power (Pmax)	588Wp	644Wp	593Wp	650Wp	599Wp	656Wp	604Wp	661Wp	609Wp	667Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.76%	24.93%	22.97%	25.15%	23.17%	25.37%	23.37%	25.60%	23.57%	25.82%
15%	Maximum Power (Pmax)	644Wp	700Wp	650Wp	706Wp	656Wp	713Wp	661Wp	719Wp	667Wp	725Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.93%	27.10%	25.15%	27.34%	25.37%	27.58%	25.60%	27.82%	25.82%	28.07%

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AI.I=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AI.I=1.5 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKJ.1560-580N-72HL4-BDV-F3-EN

Figura 35: scheda tecnica modulo fotovoltaico Jinko Solar 575 W

4.6. Strutture di fissaggio

Dall'analisi della relazione geologica relativa al sito oggetto della realizzazione dell'impianto fotovoltaico "Fontana Rossa" è stato possibile eseguire calcoli strutturali più approfonditi per quanto concerne le fondazioni delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. L'ancoraggio della struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici al terreno sarà affidato ad un sistema di fondazione costituito da pali in acciaio zincato ed infissi nel terreno tramite battitura, laddove le condizioni del terreno non lo permettano si procederà tramite trivellazione.

Per i dettagli costruttivi delle strutture di fissaggio, si veda l'elaborato grafico SAN_46 - Particolari costruttivi strutture moduli.

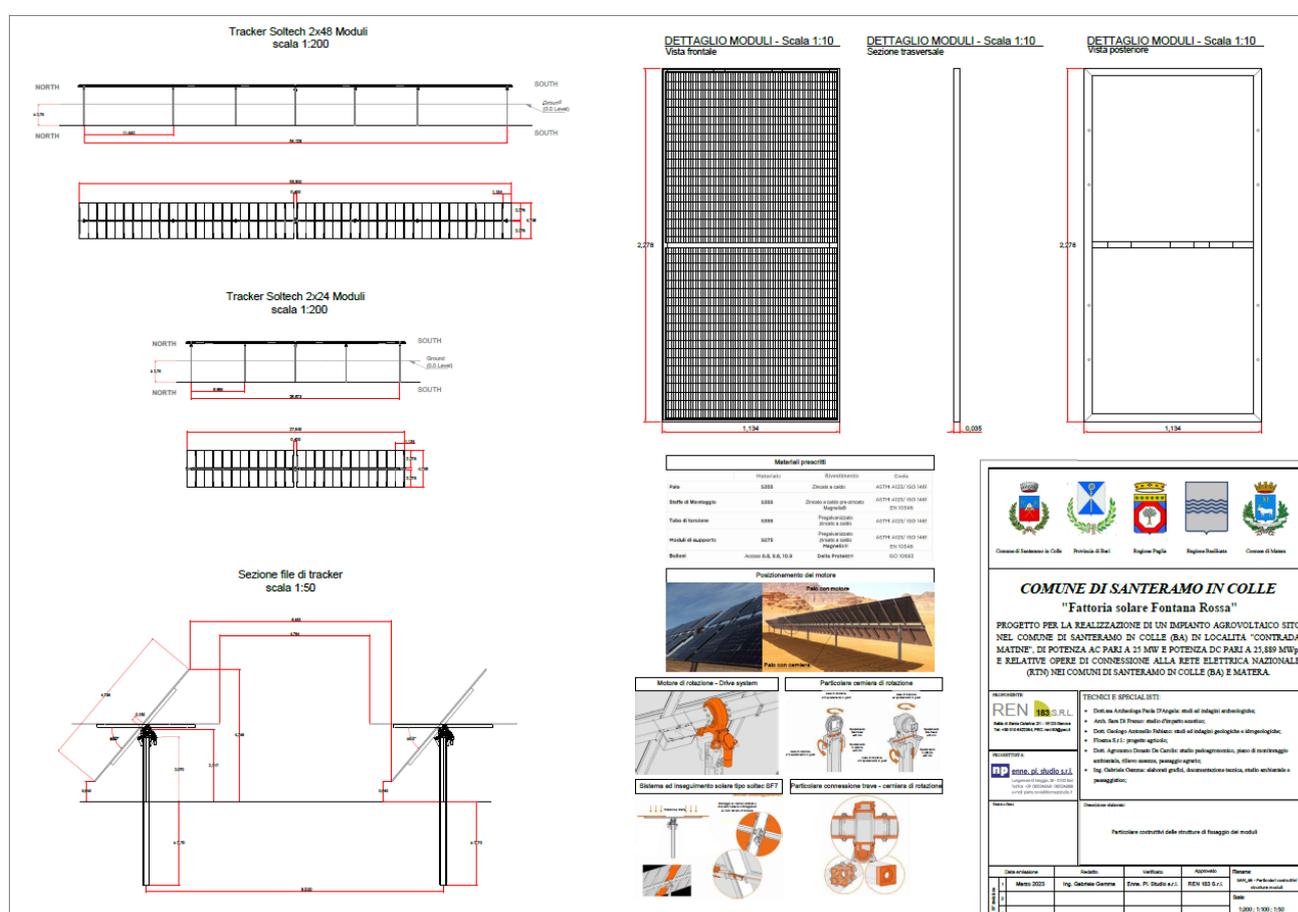


Figura 36: particolare elaborato grafico strutture di fissaggio

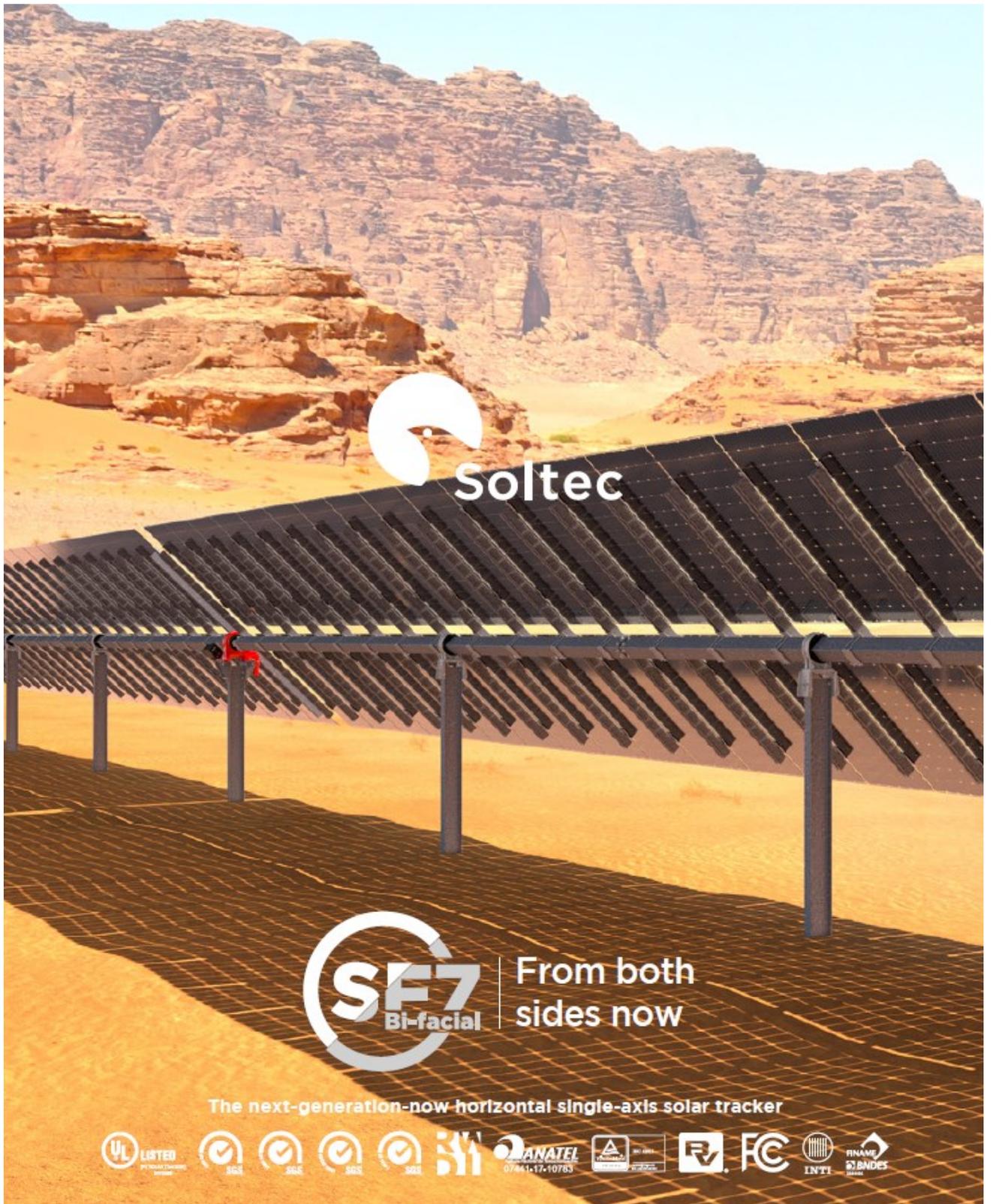
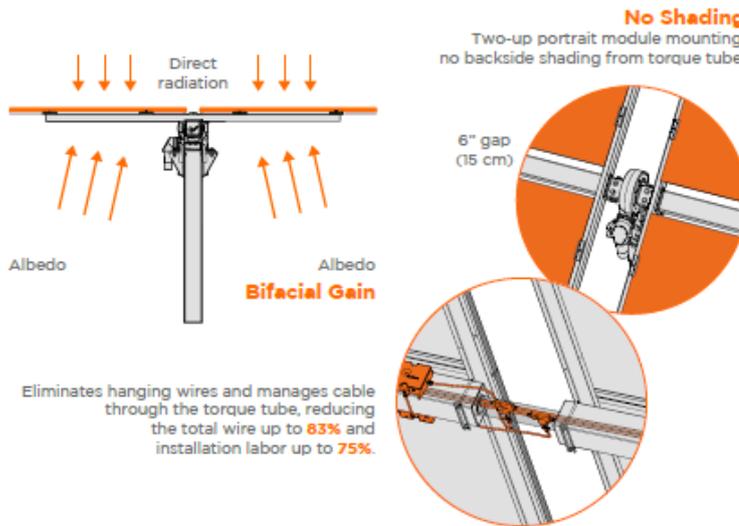


Figura 37: estratto scheda tecnica strutture di fissaggio

Bifacial Yield Boost

The SF7 standard configuration enables cost-effective installation, operation, and innovation such as the bifacial tracking solution.



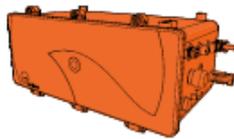
Only 7 piles per every 90 modules and no dampers, minimizing the number of objects shading the rear side of the modules. 46% fewer piles per MW.

Taller Tracker



Bifacial performance is increased by height of installation, reducing shadow intensity projection.

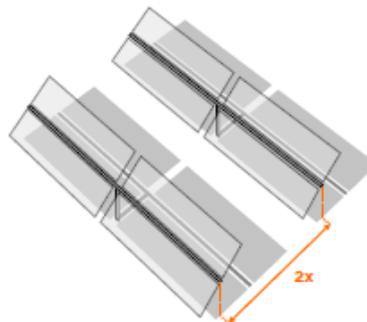
Highest Power Density



SF7 is **Self-Powered PV Series** and does not require an extra module. More PV active area per tracker for better land-use.

2x Wider Aisles

Maximize reflected solar energy (albedo) while improve O&M accessibility for modules washing and vegetation control.



Single-Axis Tracker

UNITED STATES
5800 Las Positas Road
Livermore, CA 94551
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

SPAIN
(Murcia)
info@soltec.com
+34 968 603 153
(Madrid)
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 8067 8811

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

2 year background
industrial operation



www.soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec America LLC • SF7.180509US

Figura 38: particolare da scheda tecnica strutture di fissaggio

4.7. Power station

Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche e di accumulo da 1500 VCC, la soluzione integrata SMA assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a prove di tipo. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi.

Le Power Station SMA ad oggi sono disponibili a catalogo solo nella versione fino a 30 kV ma si ritiene che, vista l'entrata in vigore dei nuovi standard TERNA, queste verranno aggiornate con caratteristiche tecniche adatte a lavorare fino a 36 kV di tensione nominale. Le Power Station SMA attualmente a catalogo sono state utilizzate in questo progetto come riferimento per le caratteristiche nominali e gli ingombri delle apparecchiature tipici per una soluzione di trasformazione e conversione basata su una soluzione con inverter centralizzati.



Figura 39: particolare power station SMA

Per una migliore lettura dei contenuti si rimanda all'elaborato grafico **SAN_48.1_Particolari costruttivi cabinati_PowerStation+Magazzino.**

4.8. Cabinati area 36 kV

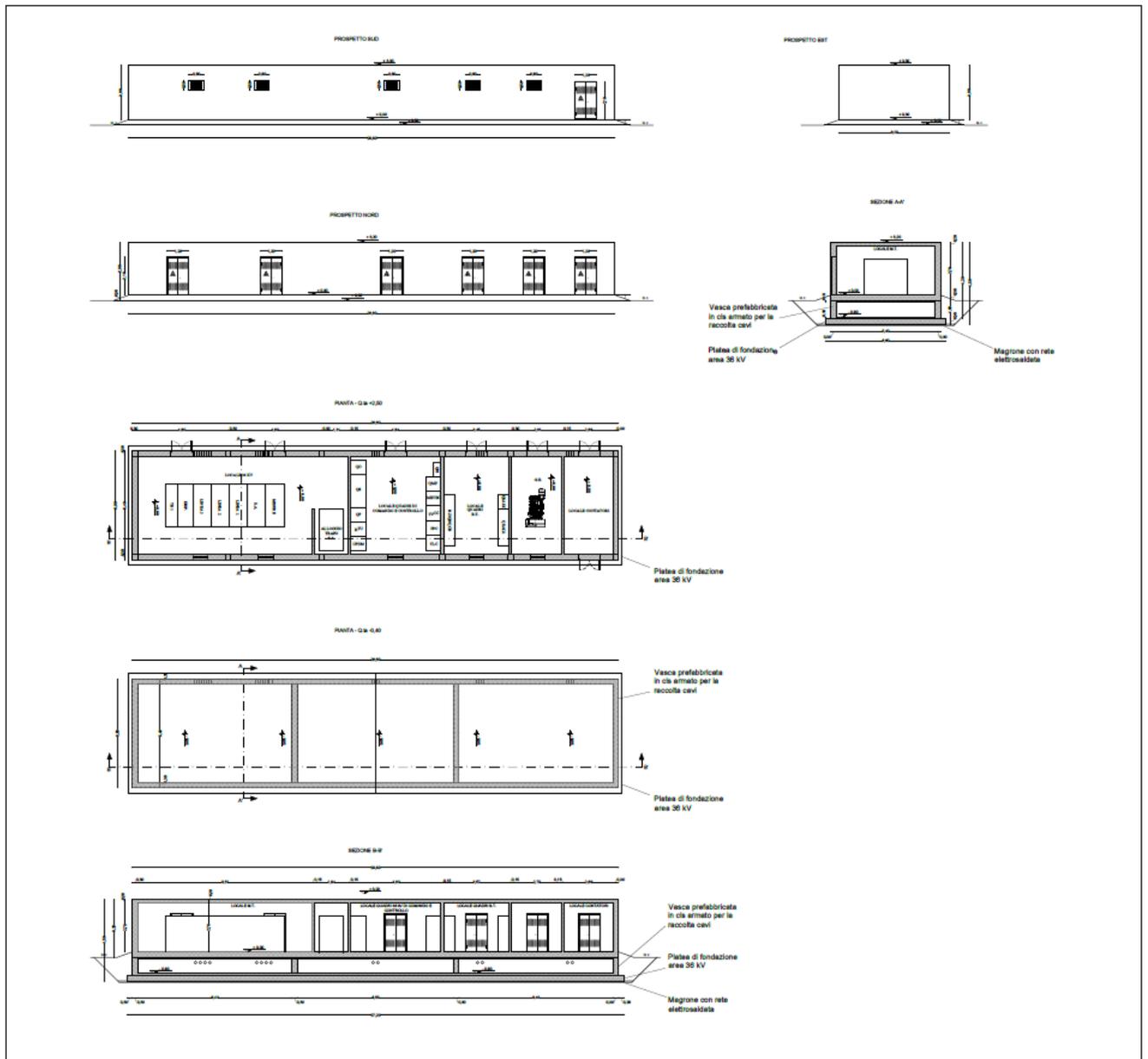


Figura 40: cabinati area 36kV interna ad impianto

Per una migliore lettura dei contenuti si rimanda all'elaborato grafico **SAN_48.2_Particolari costruttivi cabinati_Area 36 kV**

4.9. Quadro di parallelo

Il QP è costituito da un quadro elettrico in corrente continua, preposto ad effettuare il collegamento in parallelo almeno 10 stringhe sulla linea di alimentazione all'inverter.

Il Quadro, nella fattispecie quello composto da 10 stringhe, è realizzato in poliestere rinforzato con fibra di vetro, con porta cieca munita di serratura, grado di protezione IP 65, doppio isolamento di protezione contro i contatti indiretti, normativa: CEI EN 60439-1; CEI EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49, contenente:

-scaricatore di sovratensione

-n° 10 sezionatore con fusibile, $I_n=16A$

-n° 1 sezionatore, $I_n=250A$

-barra di terra e ogni accessorio per dare il lavoro realizzato a perfetta regola d'arte, compreso il certificato di collaudo.

I sottocampi con meno stringhe presenteranno un sezionatore per ciascuna stringa installata.

4.10. Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione Forma 2 ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 160A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio.

Dimensioni indicative (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno. Corrente di c.to-c.to = 10 kA
1 sec.

4.11. Quadro Misure Fiscali (QMF e QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

4.12. Power Plant Controller (PPC)

Il Power Plant Controller è un dispositivo utilizzato per gestire gli impianti fotovoltaici così da soddisfare i requisiti imposti dal gestore della rete (Allegato A.68, "Codice di rete", Terna spa).

Esso sarà necessario per la regolazione delle potenze reattiva e attiva richieste, in funzione della frequenza, garantendo il monitoraggio e lo scambio dati con il sistema di controllo Terna e fornendo una potenza in uscita che sarà, di fatto, sempre compatibile con la potenza richiesta sulla RTN.

4.13. Collegamenti elettrici in bassa tensione

Poiché ogni inverter centralizzato è connesso mediante cavi BT alle stringhe e ogni cavo è collegato al massimo a 16 stringhe da 24 moduli ciascuna, i cavi di connessione fra stringhe e inverter centralizzati dovranno garantire per ogni singola linea una portata max di corrente AC pari a:

$$P_{\max_linea_AC} = n.\text{stringhe} \cdot n.\text{moduli stringa} \cdot \frac{\text{Potenza DC modulo}}{DC/AC \text{ ratio}} = 16 \cdot 24 \cdot \frac{575}{1,18} = 187,12 \text{ kW}$$

Quindi la corrente massima che interessa la singola linea BT è data da:

$$I_{b_max_AC} = \frac{P_{\max_linea_AC}}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{187,12 \cdot 10^3}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 800} = 142,15 \text{ kW}$$

Dove si è considerato un valore di tensione nominale di 800 V per le reti BT.

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo unipolare ARE4E – 0,6/1 kV ad isolamento in XLPE qualità DIX3 di cui si riporta di seguito la scheda tecnica.



ARE4E(X) 0.6/1kV

CAVI UNIPOLARI O AD ELICA VISIBILE PER POSA INTERRATA OMOLOGATI
ENEL DC 4147



CAVO BT IN ALLUMINIO UNIPOLARI E TRIPOLARI AD ELICA VISIBILE PER POSA INTERRATA
LV CABLE ALUMINIUM SINGLE CORE AND TRIPLEX ASSEMBLY FOR LAYING UNDERGROUND

(Conforme alla direttiva BT 2014/35/UE - Direttiva 2011/65/EU (RoHS 2))

(Accordingly to the standards BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 2))

Norme di riferimento

Standards

ENEL DC 4147 HD 603 HD 605 EN 60228 EN 60811 EN 60332-2-1



Conduttore a corda rigida di ALLUMINIO, classe 2.

Isolamento in XLPE, qualità DIX3

Guaina in miscela termoplastica tipo DMO1

Aluminium rigid compact conductor, class 2.

XLPE Insulation quality DIX3

Thermoplastic sheath, DMO1

Tensione nominale U_0	600 V	Nominal voltage U_0
Tensione nominale U	1000 V	Nominal voltage U
Tensione di prova	4000 V	Test voltage
Tensione massima U_m	1200 V	Maximun voltage U_m
Temperatura massima di esercizio	85°C	Maximun operating temperature
Temperatura massima di corto circuito	250°C	Maximun short circuit temperature
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C	Minimum installation and use temperature

Condizioni di impiego piu comuni

Cavo per posa interrata, destinato alla distribuzione dell'energia elettrica con tensione $U_0/U=0,6/1$ kV

Condizioni di posa

Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm):

6D

Sforzo massimo di tiro:

50 N/mm²

Imballo

Bobine con metrature da definire in fase d'ordine

Colori anime

Unipolare: nero

Colori guaina

Grigio

Marcatura ad inchiostro

General Cavi

designazione completa del cavo

ultime due cifre dell'anno di produzione

Cavo unipolare

ENEL ARE4*E-0,6/1 kV 50 XXXXX B 01 2006 12 0000

Cavo multipolare ad elica visibile

Anima di FASE 1:

ENEL ARE4*EX-0,6/1 kV 95 XXXXX B 01 2008 12 0000 FASE 1

Anima di FASE 2 o 3:

ENEL ARE4*EX-0,6/1 kV 95 XXXXX B 01 2008 12 FASE x

Common features

Underground installation cable for distribution of electricity with a voltage $U_0 / U = 0.6 / 1$ kV

Employment

Minimum bending radius per D cable diameter (in mm):

6D

Maximum pulling stress:

50 N/mm²

Packing

Drums to agree

Core colours

Single core: black

Sheath colour

Grey

Ink marking

General Cavi

complete description of the cable

last two digits of the year of production

Single core

ENEL ARE4*E-0,6/1 kV 50 XXXXX B 01 2006 12 0000

Triplex Asseby

phase 1:

ENEL ARE4*EX-0,6/1 kV 95 XXXXX B 01 2008 12 0000 FASE 1 FASE

1

phase 2 o 3:

ENEL ARE4*EX-0,6/1 kV 95 XXXXX B 01 2008 12 FASE x FASE x

Figura 41: scheda tecnica cavi unipolari

Per il dimensionamento della sezione si è considerata per le linee BT una corrente massima teorica di 381 A, a cui corrisponde una sezione dei cavi da **240 mm²**, (vedi tabelle seguenti tipiche per cavi di bassa tensione isolati in gomma XLPE dove è riportata la corrente I₀).



ARE4E(X) 0.6/1kV
CAVI UNIPOLARI O AD ELICA VISIBILE PER POSA INTERRATA OMOLOGATI
ENEL DC 4147

ARE4E 0,6/1kV



Formazione	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portata di corrente				Corrente termica Corto Circuito
							In aria	in tubo in aria	Interrato direttamente	in tubo interrato	
Formation	Nominal Section	Approx conductor diameter	Insulation thickness	Approx external diameter	Approx cable weight	Electric Resistance 20°C	Current carrying capacities				Thermal Current Short Circuit
(N°)	(mmq)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	Flat in air	In pipe	directly buried	In pipe buried	(kA)
Unipolare / Single core											
1x	50	8.6	1.0	14.0	250	0.641	164	131	167	134	4.3
1x	95	12	1.1	17.5	440	0.320	261	209	245	196	8.9
1x	150	15	1.4	21.5	625	0.260	350	280	313	250	13
1x	240	19.2	1.7	27	977	0.125	490	392	413	331	23

Numero conduttori	Sezione nominale	Portata di corrente				Corrente termica Corto Circuito
		In aria	In tubo o in aria	Interrato direttamente	in tubo interrato	
Conductor Number	Nominal Section	Current carrying capacities				Thermal Current Short Circuit
(N°)	(mmq)	in air	in pipe air	Flat in ground	Pipe In ground	(kA)
Tripolare / Three cores						
3x	95+50N	239	210	245	195	4.6
3x	150+95N	318	280	305	245	8.4
3x	240+150N	425	375	405	325	13.8

Figura 42: Portata nominale di corrente dei cavi BT scelti in base alla tipologia di posa

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. IX);

K₁=0,89 (isolamento in EPR o XLPE, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. X);

K₂=1 (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

K₃=1,00 (fattore di correzione per profondità di interramento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 0,8 m, come da Tab. XI);

K₄=0,82 è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. XII, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo per i due cavi scelti:

$$I_{z_{240}} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 413 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,82 = 301,41 > I_{b_{max}} = 142,15 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IX

Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. X

Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno

Cavi unipolari

Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari

Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

Tab. XI

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 240 mm^2 la I_{b_max} è al di sotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

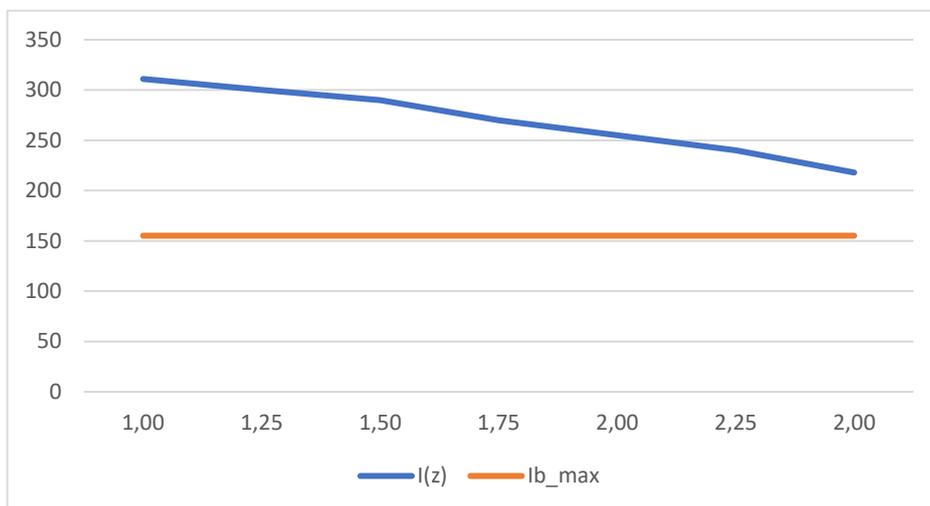


Figura 43: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Di seguito si effettua il dimensionamento di tutte le linee BT presenti nel campo, esplicitando il calcolo per le linee con lunghezza maggiore e pertanto considerate critiche in merito alle cadute di potenza e di tensione a cui sono soggette.

Per il calcolo dei fattori di dissipazione dei cavi si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo in base alla sezione adottata:

Formazione	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portata di corrente				Corrente termica Corto Circuito
							In aria	in tubo in aria	Interrato direttamente	in tubo interrato	
Formation	Nominal Section	Approx conductor diameter	Insulation thickness	Approx external diameter	Approx cable weight	Electric Resistace 20°C	Current carrying capacities				Thermal Current Short Circuit
(N°)	(mmq)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	Flat in air	In pipe	directly buried	In pipe buried	(kA)
Unipolare / Single core											
1x	50	8.6	1.0	14.0	250	0.641	164	131	167	134	4.3
1x	95	12	1.1	17.5	440	0.320	261	209	245	196	8.9
1x	150	15	1.4	21.5	625	0.260	350	280	313	250	13
1x	240	19.2	1.7	27	977	0.125	490	392	413	331	23

Numero conduttori	Sezione nominale	Portata di corrente				Corrente termica Corto Circuito
		In aria	In tubo o in aria	Interrato direttamente	in tubo interrato	
Conductor Number	Nominal Section	Current carrying capacities				Thermal Current Short Circuit
(N°)	(mmq)	in air	in pipe air	Flat in ground	Pipe In ground	(kA)
Tripolare / Three cores						
3x	95+50N	239	210	245	195	4.6
3x	150+95N	318	280	305	245	8.4
3x	240+150N	425	375	405	325	13.8

Tab. XII – valore della resistenza chilometrica dei cavi BT in base alla sezione scelta

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui la potenza dissipata dalla linea BT per km è pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1Km dalla linea [W/Km]} = 0,125 [\Omega/\text{km}] \cdot (142,15)^2 = 2.525,83 [\text{W/Km}]$$

La linea BT con sezione da 150 mm² più lunga ha una lunghezza di 0,350 m, quindi la potenza dissipata dalla linea BT critica risulta:

$$\text{Potenza tot. max. dissipata linea BT [W/Km]} = 2.525,83 [\text{W/Km}] \cdot 0,350 \text{ Km} = 884,04 \text{ W}$$

In base alla potenza massima in AC che interessa le due tipologie di linea si ricavano le seguenti cadute percentuali di potenza:

$$\Delta P_{\%_{150}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea}}{P_{\text{max_linea_AC}}} \cdot 100 = \frac{884,04 \text{ W}}{187.120 \text{ W}} \cdot 100 = \mathbf{0,472\%}$$

La linea con sezione da 240 mm² dissiperà in totale 884,04 W. Tale verifica mostra come la potenza dissipata dalle linee BT sia pari allo 0,472% e quindi inferiore al 2%, infine essendo la linea BT in esame quella di lunghezza massima dell'impianto, utilizzando la stessa tipologia di cavo e le stesse caratteristiche di posa per tutte le linee BT interne all'impianto, la verifica della potenza dissipata risulta certamente soddisfatta per tutte le linee della rete BT.

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata della linea BT critica (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto) per la tipologia di cavi scelti:

Tensione	800 V
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio)	142,15 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa	301,41 A
Corrente Massima teorica di una singola linea	413 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	220,800 KW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	187,119 KW
Tipologia di cavo	unipolari isolati in XLPE (1 x 150 mm ²)
Numero cavi presenti in scavo	1
Lunghezza massima cavidotto interrato BT	0,350 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata libera in terra inerte
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	0.8 m
Potenza dissipata per km per terna	2,526 KW
Potenza totale dissipata dalla terna	0,884 KW

Tab. II – caratteristiche di posa e parametri di funzionamento linea BT critica

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di “short circuit rating for 1 second duration” espresso in KA, riportato nella tabella seguente, pari a 23,0 KA:

Formazione	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portata di corrente				Corrente termica Corto Circuito
							In aria	in tubo in aria	Interrato direttamente	in tubo interrato	
Formation	Nominal Section	Approx conductor diameter	Insulation thickness	Approx external diameter	Approx cable weight	Electric Resistance 20°C	Current carrying capacities				Thermal Current Short Circuit
(N°)	(mmq)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	Flat in air	In pipe	directly buried	In pipe buried	(kA)
Unipolare / Single core											
1x	50	8.6	1.0	14.0	250	0.641	164	131	167	134	4.3
1x	95	12	1.1	17.5	440	0.320	261	209	245	196	8.9
1x	150	15	1.4	21.5	625	0.260	350	280	313	250	13
1x	240	19.2	1.7	27	977	0.125	490	392	413	331	23

Numero conduttori	Sezione nominale	Portata di corrente				Corrente termica Corto Circuito
		In aria	In tubo o in aria	Interrato direttamente	in tubo interrato	
Conductor Number	Nominal Section	Current carrying capacities				Thermal Current Short Circuit
(N°)	(mmq)	in air	in pipe air	Flat in ground	Pipe In ground	(kA)
Tripolare / Three cores						
3x	95+50N	239	210	245	195	4.6
3x	150+95N	318	280	305	245	8.4
3x	240+150N	425	375	405	325	13.8

Tab. XIII – Valore della corrente di corto circuito dei cavi BT in base alla sezione scelta

VERIFICA DELLE CADUTE DI TENSIONE

Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot r_{90^\circ} \cdot \cos \varphi$$

Dove:

- I_{b_max} = corrente massima teorica in condizioni di progetto [A]
- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo e 20° del terreno [Ω/Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $I_{b_max} = 142,15$ A
- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,125$ [Ω/Km] per la sezione da 240 mm² scelta

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V_{150} = \sqrt{3} \cdot 142,15 \cdot 0,350 \cdot 0,125 \cdot 0,95 \approx 10,23$$

Le cadute di tensione percentuali per la linea è data da:

$$\Delta V_{\%_{150}} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{10,23 V}{800 V} \cdot 100 \approx 1,28\%$$

Quindi le cadute di tensione percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

CALCOLO PERDITE DI POTENZA ATTIVA

In condizioni di pieno carico della linea, quindi con corrente massima, la perdita di potenza attiva per effetto Joule lungo su ciascuna delle linee oggetto di studio corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{90^\circ} [\Omega/Km] \cdot L [Km] \cdot (I_{b_max} \cdot \cos \varphi)^2$$

Quindi utilizzando per ogni linea i dati di corrispondenti al cavo per essa scelto, abbiamo:

$$P_{j_{150}} = 3 \cdot 0,125 \cdot 0,35 \cdot (142,15 \cdot 0,95)^2 = 2.393,54 W$$

Le perdite percentuali di Potenza attiva in condizioni di pieno carico delle linee sono pari a:

$$P_{j\%_{150}} = \frac{P_{j_{150}}}{P_{max_linea_AC}} \cdot 100 = \frac{2.393,54 W}{187.120 W} \cdot 100 \approx 1,28\%$$

Quindi le cadute di potenza attiva percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5s$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame con isolante in XLPE risulta $K = 143$;

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri BT (il trasformatore AT/BT a monte limita in realtà la corrente di c.to a valori più bassi): **$I_{cc} = 16 kA$**

Mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: **$t = 0,7 s$** , pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

La sezione scelta è pari a 240 mm², quindi il cavoscelto soddisfa ampiamente la verifica al corto circuito. Di seguito si riportano i valori ottenuti per tutte le linee BT interne all'impianto, per ogni sottocampo, si noti che nessuna delle linee eccede i valori relativi alla potenza dissipata e alla caduta di tensione poiché, come detto in precedenza, il cavo è stato scelto tenendo conto delle condizioni di progetto della linea critica, ossia interessata dalla corrente massima e che presenta lunghezza massima.

SOTTOCAMPO 1

LINEA BT	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [kW]	CORRENTE MAX L_b [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [kW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [kW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,108	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,273	0,146	3,158	0,395
2	0,114	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,288	0,154	3,333	0,417
3	0,04	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,101	0,054	1,170	0,146
4	0,036	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,091	0,049	1,053	0,132
5	0,045	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,114	0,061	1,316	0,164
6	0,076	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,192	0,103	2,222	0,278
7	0,076	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,192	0,103	2,222	0,278
8	0,131	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,331	0,177	3,830	0,479
9	0,131	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,331	0,177	3,830	0,479
10	0,17	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,429	0,229	4,970	0,621
11	0,208	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,525	0,281	6,081	0,760
12	0,219	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,553	0,296	6,403	0,800
13	0,246	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,621	0,332	7,192	0,899
14	0,193	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,487	0,261	5,643	0,705
15	0,193	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,487	0,261	5,643	0,705
16	0,231	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,583	0,312	6,754	0,844
17	0,231	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,583	0,312	6,754	0,844
18	0,285	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,720	0,385	8,333	1,042
19	0,246	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,621	0,332	7,192	0,899
20	0,246	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,621	0,332	7,192	0,899

SOTTOCAMPO 2

LINEA BT	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE MAX I _b [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,015	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,038	0,020	0,439	0,055
2	0,042	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,106	0,057	1,228	0,153
3	0,086	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,217	0,116	2,514	0,314
4	0,077	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,194	0,104	2,251	0,281
5	0,086	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,217	0,116	2,514	0,314
6	0,103	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,260	0,139	3,011	0,376
7	0,186	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,470	0,251	5,438	0,680
8	0,14	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,354	0,189	4,093	0,512
9	0,142	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,359	0,192	4,152	0,519
10	0,169	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,427	0,228	4,941	0,618
11	0,18	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,455	0,243	5,263	0,658
12	0,218	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,551	0,294	6,374	0,797
13	0,256	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,647	0,346	7,485	0,936
14	0,294	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,743	0,397	8,596	1,074
15	0,202	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,510	0,273	5,906	0,738
16	0,23	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,581	0,310	6,725	0,841
17	0,269	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,679	0,363	7,865	0,983
18	0,307	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,775	0,414	8,976	1,122
19	0,345	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,871	0,466	10,087	1,261

SOTTOCAMPO 3

LINEA BT	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE MAX I _b [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,008	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,020	0,011	0,234	0,029
2	0,103	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,260	0,139	3,011	0,376
3	0,14	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,354	0,189	4,093	0,512
4	0,179	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,452	0,242	5,234	0,654
5	0,217	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,548	0,293	6,345	0,793
6	0,064	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,162	0,086	1,871	0,234
7	0,064	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,162	0,086	1,871	0,234
8	0,093	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,235	0,126	2,719	0,340
9	0,102	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,258	0,138	2,982	0,373
10	0,131	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,331	0,177	3,830	0,479
11	0,14	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,354	0,189	4,093	0,512
12	0,17	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,429	0,229	4,970	0,621
13	0,179	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,452	0,242	5,234	0,654
14	0,208	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,525	0,281	6,081	0,760
15	0,217	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,548	0,293	6,345	0,793
16	0,12	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,303	0,162	3,509	0,439
17	0,208	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,525	0,281	6,081	0,760
18	0,246	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,621	0,332	7,192	0,899
19	0,285	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,720	0,385	8,333	1,042
20	0,323	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,816	0,436	9,444	1,180

SOTTOCAMPO 4

LINEA BT	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [kW]	CORRENTE MAX I _b [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [kW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [kW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,018	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,045	0,024	0,526	0,066
2	0,027	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,068	0,036	0,789	0,099
3	0,084	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,212	0,113	2,456	0,307
4	0,113	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,285	0,153	3,304	0,413
5	0,102	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,258	0,138	2,982	0,373
6	0,102	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,258	0,138	2,982	0,373
7	0,064	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,162	0,086	1,871	0,234
8	0,064	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,162	0,086	1,871	0,234
9	0,101	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,255	0,136	2,953	0,369
10	0,158	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,399	0,213	4,620	0,577
11	0,12	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,303	0,162	3,509	0,439
12	0,12	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,303	0,162	3,509	0,439
13	0,157	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,397	0,212	4,590	0,574
14	0,157	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,397	0,212	4,590	0,574
15	0,214	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,541	0,289	6,257	0,782
16	0,176	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,445	0,238	5,146	0,643
17	0,243	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,614	0,328	7,105	0,888
18	0,213	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,538	0,288	6,228	0,778
19	0,224	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,566	0,302	6,549	0,819
20	0,274	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,692	0,370	8,011	1,001

SOTTOCAMPO 5

LINEA BT	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [kW]	CORRENTE MAX I _b [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [kW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [kW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,024	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,061	0,032	0,702	0,088
2	0,108	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,273	0,146	3,158	0,395
3	0,137	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,346	0,185	4,006	0,501
4	0,175	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,442	0,236	5,117	0,640
5	0,213	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,538	0,288	6,228	0,778
6	0,044	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,111	0,059	1,286	0,161
7	0,063	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,159	0,085	1,842	0,230
8	0,082	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,207	0,111	2,397	0,300
9	0,102	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,258	0,138	2,982	0,373
10	0,12	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,303	0,162	3,509	0,439
11	0,14	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,354	0,189	4,093	0,512
12	0,159	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,402	0,215	4,649	0,581
13	0,178	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,450	0,240	5,204	0,651
14	0,198	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,500	0,267	5,789	0,724
15	0,081	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,205	0,109	2,368	0,296
16	0,11	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,278	0,148	3,216	0,402
17	0,17	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,429	0,229	4,970	0,621
18	0,199	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,503	0,269	5,818	0,727
19	0,237	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,599	0,320	6,929	0,866
20	0,275	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,695	0,371	8,040	1,005
21	0,208	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,525	0,281	6,081	0,760

SOTTOCAMPO 6

LINEA BT	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [kW]	CORRENTE MAX I _b [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [kW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [kW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,032	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,081	0,043	0,936	0,117
2	0,034	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,086	0,046	0,994	0,124
3	0,149	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,376	0,201	4,356	0,545
4	0,177	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,447	0,239	5,175	0,647
5	0,215	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,543	0,290	6,286	0,786
6	0,254	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,642	0,343	7,426	0,928
7	0,062	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,157	0,084	1,813	0,227
8	0,072	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,182	0,097	2,105	0,263
9	0,100	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,253	0,135	2,924	0,365
10	0,110	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,278	0,148	3,216	0,402
11	0,138	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,349	0,186	4,035	0,504
12	0,149	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,376	0,201	4,356	0,545
13	0,103	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,260	0,139	3,011	0,376
14	0,141	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,356	0,190	4,122	0,515
15	0,179	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,452	0,242	5,234	0,654
16	0,217	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,548	0,293	6,345	0,793
17	0,115	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,290	0,155	3,362	0,420
18	0,162	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,409	0,219	4,736	0,592
19	0,200	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,505	0,270	5,848	0,731
20	0,220	187,12	142,15	ARE4E 0,6-1 KV	413	301,41	0,556	0,297	6,432	0,804

4.14. Elettrodotta AT esterno

L'elettrodotta in oggetto costituisce l'elemento di collegamento dell'impianto fotovoltaico denominato "Fattoria Solare Fontana Rossa" con la stazione elettrica Terna "Matera" zona Iesce. Essendo le cabine di campo connesse mediante una connessione ad anello, l'elettrodotta costituisce anche l'elemento di connessione fra le cabine di campo e l'area di raccolta a 36 kV.

Poiché l'elettrodotta dovrà assicurare una portata di 21,940 MW in AC, e di 25,889 MW in DC, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto, la corrente massima di impiego può essere calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32. Per la realizzazione dell'elettrodotta saranno utilizzate due terne di cavi con posa interrata a trifoglio. La corrente massima che interessa ciascuna linea risulta pertanto la seguente:

$$I_{b_max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi} = \frac{21,940 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 36 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 370,38 \text{ A}$$

Dove si è considerato 36 KV come tensione nominale.

Ogni linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo **RG7H1R unipolare** ad isolamento HEPR di qualità G7, sotto guaina in PVC di cui si riporta di seguito la scheda tecnica.

CAVI MEDIA TENSIONE - ENERGIA
MEDIUM VOLTAGE CABLES - POWER

RG7H1R 1.8/3 kV - 26/45 kV

MEDIA TENSIONE - SENZA PIOMBO
MEDIUM VOLTAGE - LEAD-FREE

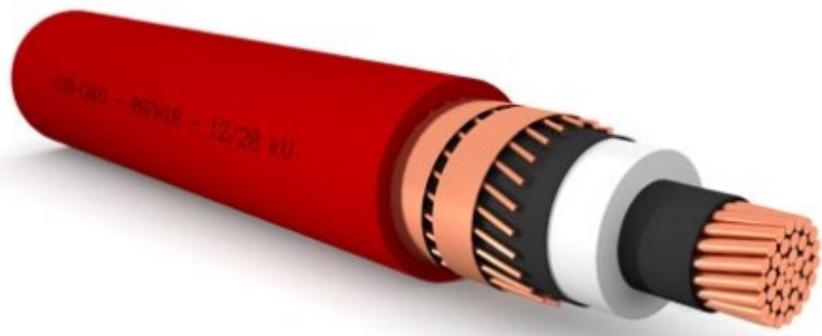


NON PROPAGANTE
LA FIAMMA
FLAME RETARDANT



SENZA PIOMBO
LEAD-FREE

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE	
Costruzione e requisiti/Construction and specifications	IEC 60502 CEI 20-13
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	CEI 20-16 IEC 60883-3
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2



Le immagini sono puramente illustrative e coperte da copyright ©

DESCRIZIONE:
Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U₀/U: 1,8/3 + 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo.
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

CONDIZIONI DI IMPIEGO:
Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:
Single-core cables, insulated with HEPR rubber of G7 quality, under PVC sheath.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U₀/U: 1,8/3 + 26/45 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 60 N/mm² of the cross-section of the copper

USE AND INSTALLATION
Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users. For laying on air, into tube or open pass. Can be laid underground, also if not protected, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.



Figura 44: Scheda tecnica cavo AT utilizzato

Per il dimensionamento della sezione della singola linea si è considerata una corrente massima teorica di 650A (vedi Tab. 1 tipica per cavi in media tensione isolati in gomma HEPR con posa a trifoglio), a cui corrisponde una sezione dei di cavi da **3x1x400 mm²**.

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics
U max: 52 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 x 70	9,7	10,3	41,9	2150,0	280,0	315,0	255,0	260,0
1 x 95	11,4	10,3	43,8	2490,0	340,0	380,0	300,0	310,0
1 x 120	12,9	10,0	44,8	2735,0	395,0	440,0	355,0	365,0
1 x 150	14,3	9,5	45,1	3020,0	445,0	495,0	385,0	395,0
1 x 185	16,0	9,3	47,1	3395,0	510,0	570,0	440,0	450,0
1 x 240	18,3	9,3	49,2	4025,0	600,0	665,0	510,0	520,0
1 x 300	21,0	9,0	52,2	4725,0	695,0	760,0	570,0	580,0
1 x 400	23,2	9,0	54,8	5635,0	800,0	875,0	650,0	655,0
1 x 500	26,1	9,0	58,6	6825,0	930,0	1010,0	735,0	740,0
1 x 630	30,3	9,0	62,7	8260,0	1070,0	1180,0	835,0	845,0

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

Tab. I – Portata nominale cavo AT in base alla tipologia di posa scelta

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁=0,89 (isolamento in EPR, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

K₂=1 (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

K₃=0,94 (fattore di correzione per profondità di interramento pari a 1,5m, come da Tab. III);

K₄=0,82 (fattore di correzione dovuto alla resistività del terreno, considerando il valore del caso più critico, come da Tab. IV).

Per cui abbiamo:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4 = 650 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 445,91 > I_{b,max} = 370,38 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. II

Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. III

Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno

Cavi unipolari

Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari

Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

Tab. IV

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a $3 \times 1 \times 400 \text{ mm}^2$ la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

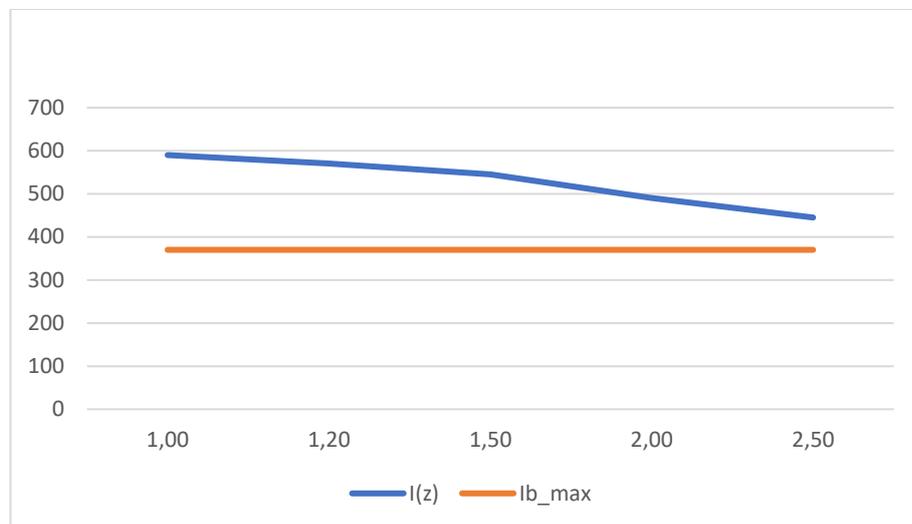


Figura 45: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

CALCOLO DELLA POTENZA DISSIPATA

Per il calcolo del fattore di dissipazione del cavo si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo:

Formazione Size n° x mm²	Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics					
	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

Tab. V – Valore della resistenza chilometrica del cavo AT in base alla sezione scelta

Il calcolo della potenza dissipata da ogni linea si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui le potenze dissipate dalla linea MT per km è pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = 0,0638 [\Omega/\text{km}] \cdot 650^2 = 26.955,5 \text{ W/km}$$

Quindi la potenza dissipata dalla linea risulta:

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea [W]} = 26.955,5 [\text{W/km}] \cdot 3,800 \text{ km} = \mathbf{102.430,9 \text{ W}}$$

La caduta di potenza percentuale è data da:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_n} \cdot 100 = \frac{102.430,9 \text{ W}}{21,940 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,467\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata AT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto):

Tensione	36 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio) per ciascuna terna	370,38 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa per ciascuna terna	445,91 A
Corrente Massima teorica di una singola terna	650 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC per la singola terna	21,940 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC per la singola terna	25,889 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G7 (una terna da 3 x 400 mm ²)

Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	3,800 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km dalla singola terna	26,956 kW/Km
Potenza dissipata per 4,025 km dalla singola terne	102,431 KW

Tab. VI – dati riassuntivi caratteristiche di posa cavo AT

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di “short circuit rating for 1 second duration” espresso in KA e riportato nell’estratto della tabella seguente (47.00 KA per conduttori in alluminio e 71.50 per conduttori in rame):

Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Kamps	Kamps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tab. VII – valori della corrente di corto circuito per i cavi scelti

VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_z \cdot L \cdot (r_{90^\circ} \cdot \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo [Ω/Km]
- x reattanza di fase chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos \varphi = 0,95$ fattore di potenza limite

Utilizzando i valori dei singoli termini:

- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,0638 [\Omega/Km]$
- $x = 0,11 [\Omega/Km]$

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 445,91 \cdot 3,8 \cdot (0,0638 \cdot 0,95 + 0,11 \cdot 0,31) = 277,96 V$$

Per la reattanza chilometrica x è stato utilizzato il valore riportato nelle specifiche tecniche in tabella, per una posa a trifoglio e per una sezione del cavo di 400 mm^2 , come fatto precedentemente per il valore della resistenza chilometrica:

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics						
Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

Tab. VIII – Valore della reattanza di fase chilometrica per il cavo AT in base alla sezione scelta

La caduta di tensione percentuale è data da:

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{277,96}{36000} \cdot 100 \approx 0,772\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

CALCOLO PERDITE DI POTENZA ATTIVA

In condizioni di pieno carico, quindi con corrente massima, su ciascuna linea la perdita di potenza attiva per effetto Joule corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{90^\circ} \cdot L \cdot (I_Z \cdot \cos \varphi)^2 = 3 \cdot 0,0638 \cdot 3,8 \cdot (445,91 \cdot 0,95)^2 = 130,517 \text{ kW}$$

$$P_{j\%} = \frac{P_j}{P_n} \cdot 100 = \frac{130,517 \cdot 10^3}{21,940 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,595\%$$

Quindi la caduta di potenza attiva percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5\text{s}$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame con isolante in EPR/XLPE risulta $K = 143$;

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito supportabile dai quadri AT è **$I_{cc} = 20 \text{ kA}$**

Mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: **$t = 0,7 \text{ s}$** , pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{20.000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 117 \text{ mm}^2$$

La sezione scelta è pari a 400 mm^2 , quindi soddisfa ampiamente la verifica al corto circuito.

4.15. Rete di Terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrate intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino ai quadri di parallelo (QP). Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a “regola d’arte” da personale qualificato.

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde

- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 1,5 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 35 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

QUADRO DI PARALLELO IN CORRENTE CONTINUA (QP)

Le parti metalliche non in tensione del quadro di parallelo in corrente alternata devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

4.16. Sistema di Supervisione dell'impianto AgroPV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

In fine tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

4.17. Misure di Protezione contro i Contatti Diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

4.18. Misure di Protezione contro i Contatti Indiretti

Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

4.19. Misure di Protezione contro gli Effetti delle Scariche Atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

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

I terminali di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

4.20. Viabilità interna

L'area su cui sarà realizzato l'impianto ha una superficie complessiva di circa 32 Ettari. Per muoversi agevolmente all'interno dell'area ai fini delle manutenzioni e per raggiungere le aree tecniche/cabinati verranno realizzate le strade interne strettamente necessarie a raggiungere in maniera agevole tutti i punti dell'impianto. La viabilità interna sarà del tipo drenante e verrà realizzata solo con materiali naturali (pietrisco di cava) che consentono l'infiltrazione e il drenaggio delle acque meteoriche nel sottosuolo, pertanto non sarà ridotta la permeabilità del suolo. Per quanto concerne l'andamento plano-altimetrico dei tratti costituenti la viabilità interna, si sottolinea che quest'ultima verrà realizzata seguendo, come criterio progettuale, quello di limitare le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante. Questo è possibile realizzarlo in quanto le livellette stradali seguiranno l'andamento naturale del terreno stesso.

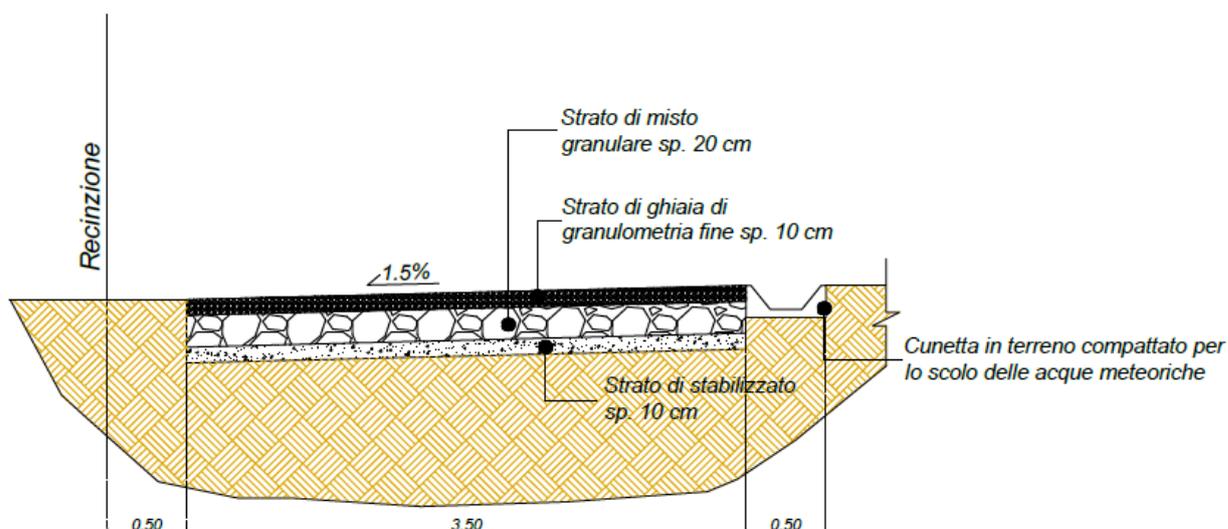


Figura 46: dettaglio viabilità interna

Laddove la viabilità di servizio interseca i reticoli idraulici, non si realizzerà il pacchetto stradale con pietrisco ma la viabilità sarà semplicemente realizzata in terra battuta.

Per minimizzare l'impatto sul terreno agricolo, tale viabilità è stata progettata per il solo collegamento fra gli accessi alle aree e i vari cabinati.

4.21. Recinzione

Per garantire la sicurezza dell'impianto, tutta l'area di intervento sarà recintata mediante rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2.00 m.

La presenza di una recinzione di apprezzabile lunghezza potrebbe avere ripercussioni negative in termini di deframmentazione degli habitat o di eliminazione di habitat essenziali per lo svolgimento di alcune fasi biologiche della piccola/media fauna selvatica presente in loco.

Per evitare il verificarsi di situazioni che potrebbero danneggiare l'ecosistema locale tutta la recinzione verrà posta ad un'altezza di 20 cm dal suolo, per consentire il libero transito della fauna di piccola e media taglia tipica del luogo. Tale altezza dal suolo si ritiene adeguata anche in base alla mappatura delle specie riscontrata in sito. Così facendo la recinzione non costituirà una barriera e non creerà frammentazione del territorio.

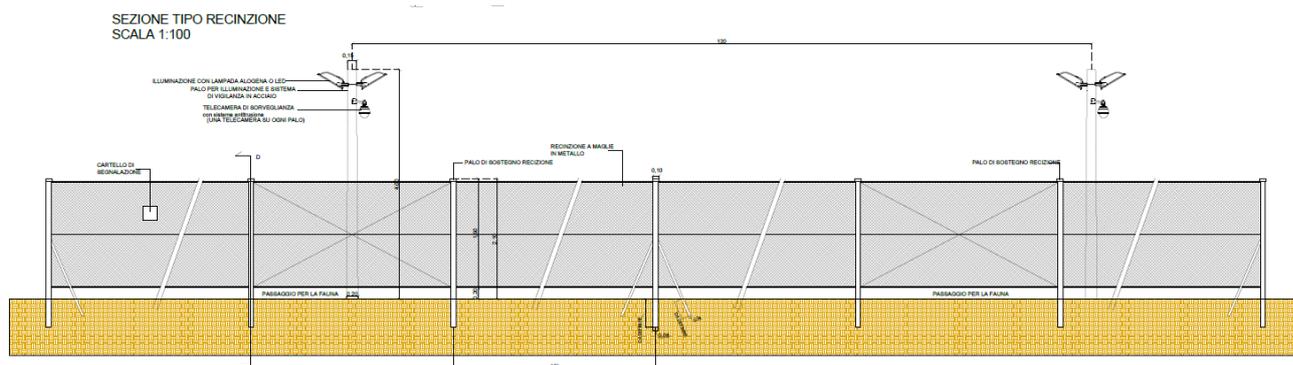


Figura 47: dettaglio recinzione perimetrale

I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'elaborato grafico aggiornato **SAN_47_Particolari recinzione, illuminazione, viabilità**.

4.22. Stazione satellite 36 kV

Il campo agrovoltaiico, per mezzo della stazione a 36 kV, sarà connesso alla rete elettrica nazionale mediante un cavidotto interrato che avrà una lunghezza di circa 3,8 Km. Esso insisterà quasi totalmente nel territorio del comune di Santeramo in Colle, e per il tratto di arrivo alla stazione satellite ed alla stazione elettrica di Terna, interesserà il comune di Matera. Il cavidotto percorrerà la viabilità pubblica (strade asfaltate), e più precisamente la strada comunale n. 43 "Menatoria di Cipolla" per un tratto di circa 1,2 Km, la strada Provinciale n. 140 per un tratto di circa 2,0 Km, e per quasi 600 metri su terreno privato, fino ad arrivare all'area della stazione satellite di futura realizzazione, dove il cavidotto sarà intestato all'interno dell'edificio quadri a 36 kV. La stazione satellite sarà realizzata su un terreno nella disponibilità del proponente nel comune di Matera, inquadrato catastalmente al foglio 19 particelle 76 – 77 – 103. Un ulteriore tratto di cavidotto in alta tensione, della lunghezza di quasi 400 metri, collegherà la stazione satellite alla stazione elettrica Terna esistente. La soluzione tecnica di connessione prevede che l'impianto di generazione FV sarà collegato in antenna sulla sezione a 36 kV della futura stazione satellite della stazione elettrica di trasformazione 380/150 kV della RTN Terna esistente nel comune di Matera.

4.23. Operazioni inerenti il suolo

Le operazioni che interesseranno direttamente il suolo agricolo sono quelle relative alla preparazione del terreno per il transito dei mezzi e per la realizzazione delle strutture dell'impianto fotovoltaico (stringhe, cabine, cavidotti...). Dopo aver recintato l'area di cantiere si prevede la sistemazione della viabilità tra i sottocampi, delle aree sulle quali verranno posizionate le strutture di fondazione dei moduli fotovoltaici e delle cabine prefabbricate. Le già menzionate operazioni verranno effettuate evitando le opere di sbancamento, poiché le livellette della viabilità interna verranno realizzate seguendo il naturale profilo



altimetrico dell'area interna all'impianto e l'asportazione di materiale al di sotto delle stringhe fotovoltaiche non è tale da causare una variazione dell'andamento naturale del terreno. In questo modo, non si andrà ad alterare l'equilibrio idrogeologico dell'area.

Il progetto agricolo propone una rotazione triennale con tre specie erbacee annuali diverse: cece, grano duro e cima di rapa che si alterneranno sull'area agricola interna al progetto e dunque su una superficie agricola di circa 21 ettari, mentre per la superficie sottesa ai tracker è prevista la semina alternata di facelia e trifoglio incarnato.

4.24. Mitigazione visiva – uliveto intensivo

Al fine di attenuare, se non del tutto eliminare, l'impatto visivo prodotto dall'impianto fotovoltaico "Fontana Rossa" sono previsti interventi di mitigazione visiva mediante messa a dimora di ulivi intensivi, che saranno posizionati sulla fascia perimetrale, creando quindi una barriera naturale visiva dell'impianto, oltre a creare una filiera produttiva con un prodotto agricolo di qualità.

Laddove gli spazi risultano più ampi, si procederà con la piantumazione di un uliveto di tipo intensivo dove gli arbusti verranno piantati con un sesto di impianto pari a 4,00 m x 2,00 metri le specie olivicole piantumate saranno del tipo Cultivar Favolosa FS-17 o Leccino.



La **Cultivar Favolosa FS-17** è un genotipo a bassa vigoria, portamento tendenzialmente pendulo, rametti fruttiferi lunghi, con infiorescenze e frutti a grappolo, costante nella produzione con una precoce entrata in produzione ed anticipo della maturazione. Produce un eccellente olio con buone rese produttive e soprattutto sono numerosi i dati scientifici sperimentali che attestano l'elevata resistenza. Il meccanismo di resistenza non è ancora ben spiegato ma, certamente, si ha nella Favolosa una densità batterica di due ordini di grandezza inferiori rispetto alle varietà suscettibili. Quindi un numero minore di vasi xilematici occlusi, il movimento molto lento come il rallentamento nella sistematicità entro i tessuti vascolari, fa sì che la pianta, seppur infetta, non muoia.



L'olivo **Leccino** si presenta come un albero esteticamente molto gradevole e può raggiungere grandi dimensioni. Una delle sue peculiarità è il fatto di avere rami di tipo cadente che ricordano, in qualche modo, quelli di un salice piangente. La chioma è fitta ed espansa. L'infiorescenza è piuttosto corta ed i fiori grandi. Il crescente contrasto tra il vigore del leccino e il progressivo aggravarsi delle cultivar autoctone sta ridimensionando il timore che l'apparente tolleranza fosse solo un fatto temporaneo, facendo invece accrescere la speranza di una vera e propria resistenza genetica.

Entrambe le specie sono adatte alla coltivazione intensiva che assicura una resa maggiore e una più innovativa meccanizzazione.



Figura 48: uliveto intensivo

4.25. Illuminazione di emergenza e videosorveglianza

4.25.1. Inquinamento Luminoso

Per prevenire l'inquinamento luminoso l'impianto previsto prevederà:

- ⚙️ Apparecchi che, nella loro posizione di installazione, devono avere una distribuzione dell'intensità luminosa massima per $g \geq 90^\circ$, compresa tra 0,00 e 0,49 candele per 1000 lumen di flusso luminoso totale emesso; a tal fine, in genere, le lampade devono essere recessate nel vano ottico superiore dell'apparecchio stesso;
- ⚙️ Lampade ad avanzata tecnologia ed elevata efficienza luminosa, quali al sodio ad alta o bassa pressione, in luogo di quelle con efficienza luminosa inferiore.

All'interno dell'impianto fotovoltaico "Fontana Rossa" sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico.

Si può quindi affermare che non vi sarà illuminazione dell'area se non in caso di emergenza.

4.25.2. Videosorveglianza

Gli impianti fotovoltaici vengono spesso realizzati in aree rurali isolate e su terreni più o meno irregolari, vincolando l'utente ad avere una giusta consapevolezza della messa in sicurezza degli impianti stessi.

Il complesso studio dei rischi inerenti alla fase di esercizio degli impianti fotovoltaici è strettamente legato ai danni più frequenti e più consistenti che possono colpire gli impianti fotovoltaici durante la fase di esercizio. Oltre agli eventi naturali quali terremoto, alluvione, frana, grandine e simili, un'importante preoccupazione, che gli amministratori degli impianti fotovoltaici devono mettere sulla bilancia, è quella dei danni diretti derivanti da atti di terzi come il furto, gli atti vandalici e/o dolosi, gli atti di terrorismo e di sabotaggio e il furto del rame presente.

Per tale ragione verrà installato un sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva, atta a diminuire e limitare il più possibile i rischi inerenti al furto dei pannelli solari, degli inverter e del rame presente sul sito, limitando così i danni con conseguente perdita di efficienza degli impianti fotovoltaici.

Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini e rilevando:

- La scomparsa o il movimento di oggetti presenti
- Persone che si aggirano in zona in maniera sospetta seguendone i movimenti automaticamente
- Rilevare targhe di mezzi che transitano vicino agli impianti
- Registrazione dei volti degli intrusi
- Invio automatico di allarmi.

L'impianto sarà tutelato da un sistema di allarme di videosorveglianza connesso ad un sistema di illuminazione che funzionerà **esclusivamente** in caso di allarme dovuto alla violazione del perimetro da parte di persone estranee.

4.26. Il progetto esecutivo

Il progetto esecutivo, redatto in conformità al progetto definitivo autorizzato, determina in ogni dettaglio i lavori da realizzare e il relativo costo previsto e deve essere sviluppato ad un livello di definizione tale da consentire che ogni elemento sia identificabile in forma, tipologia, qualità, dimensione e prezzo. In particolare il progetto e' costituito dall'insieme delle relazioni, dei calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti e degli elaborati grafici nelle scale adeguate, compresi gli

eventuali particolari costruttivi, dal capitolato speciale di appalto, prestazionale o descrittivo, dal computo metrico estimativo e dall'elenco dei prezzi unitari. Esso e' redatto sulla base degli studi e delle indagini compiuti nelle fasi precedenti e degli eventuali ulteriori studi e indagini, di dettaglio o di verifica delle ipotesi progettuali, che risultino necessari e sulla base di rilievi planoaltimetrici, di misurazioni e picchettazioni, di rilievi della rete dei servizi del sottosuolo. Il progetto esecutivo deve essere altresì corredato da apposito piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti da redigersi nei termini, con le modalità, i contenuti, i tempi e la gradualità.

Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisoriale. Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate in sede di rilascio della concessione edilizia o di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale ovvero il provvedimento di esclusione delle procedure, ove previsti. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti:

- a) relazione generale;
- b) relazioni specialistiche;
- c) elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;
- d) calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- e) piani di manutenzione dell'opera e delle sue parti;
- f) piani di sicurezza e di coordinamento;
- g) computo metrico estimativo definitivo e quadro economico;
- h) cronoprogramma;
- i) elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;
- l) quadro dell'incidenza percentuale della quantità di manodopera per le diverse categorie di cui si compone l'opera o il lavoro;
- m) schema di contratto e capitolato speciale di appalto.

Il progetto esecutivo verrà redatto in 4 settimane.

5. FASE DI CANTIERE

Considerata la tipologia dell'intervento da realizzare, si può affermare che le lavorazioni in fase di cantiere avverranno senza la produzione di particolari rifiuti da conferire alle pubbliche discariche.

Questo è dovuto all'esiguità degli scavi necessari alla realizzazione dei cavidotti interrati ed al fatto che la viabilità interna verrà realizzata seguendo come criterio progettuale quello di limitare il più possibile le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante e seguendo il più possibile l'andamento del terreno.

Tali operazioni, riguardando solo la parte più superficiale del terreno vegetale, produrranno come residuo delle lavorazioni solamente lo stesso terreno vegetale che verrà ridistribuito uniformemente all'interno delle aree di pertinenza dell'impianto.

Per quanto riguarda gli imballaggi dei moduli fotovoltaici e dei quadri elettrici questi saranno costituiti da cartone e plastica, materiali che verranno trasferiti ai circuiti classici di riciclo che sono stati analizzati nei paragrafi successivi.

A valle di quanto esposto non si esclude il fatto che, se in fase di cantiere si dovesse produrre materiale di rifiuto, tale materiale prodotto sarà differenziato e conferito nella più vicina discarica pubblica autorizzata.

A seguito delle lavorazioni di installazione degli impianti non verranno arrecati danni permanenti alla viabilità pubblica e privata, e qualora dovessero accidentalmente verificarsi tali episodi, vi verrà tempestivamente posto rimedio in quanto sia nelle convenzioni con gli Enti, sia nei contratti con i privati sono riportati gli obblighi e le modalità per il ripristino.

6. FASE DI ESERCIZIO

Analizzando i componenti e la tipologia di operazioni che avvengono per la produzione di energia fotovoltaica è ben evidente che l'impianto in questione, in fase di esercizio, non produce materiali di rifiuto.

6.1. Manutenzione

I pannelli fotovoltaici non hanno bisogno di molta manutenzione. Può capitare che le loro superfici si sporchino o si ricoprano di polvere, generalmente basta l'acqua e il vento per ripulirli ma è buona norma eseguire ispezioni periodiche dei moduli per verificare la presenza di danni a vetro, telaio, scatola di giunzione o connessioni elettriche esterne. La manutenzione va effettuata da personale specializzato e competente che effettui i controlli periodici.



Figura 49: dettaglio manutenzione strutture tracker

6.1.1. Lavaggio dei moduli fotovoltaici

Benché il vetro dei pannelli fotovoltaici tendenzialmente si dovrebbe sporcare poco, di fatto può succedere che i pannelli si sporchino a causa di polveri presenti nell'aria, inquinamento, terra portata da vento, pioggia, etc. Tutto questo accumulo di sporcizia influisce negativamente sulle prestazioni dei pannelli solari, diminuendone sensibilmente l'efficacia. Per ovviare a questo problema per tutta la vita utile dell'impianto sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici.



Figura 50: dettaglio lavaggio pannelli

6.1.2. Controllo delle piante infestanti

L'area sottostante i pannelli continuerà ad essere occupata da terreno vegetale allo stato naturale e pertanto soggetta al periodico accrescimento della vegetazione spontanea quali sovescio. Fanno eccezione ovviamente le aree utilizzate per la realizzazione di piazzali interni all'area dell'impianto. Allo scopo di mantenere un'adeguata "pulizia" dell'area, peraltro necessaria per evitare ombreggiamenti sui pannelli, saranno effettuate delle operazioni con tagliaerba al fine di eliminare eventuali piante infestanti. Tale attività avverrà con particolare cura, da parte di impresa specializzata, allo scopo di evitare il danneggiamento delle strutture e di altri componenti dell'impianto.

In particolare, lo sfalcio meccanico verrà utilizzato per eliminare la vegetazione spontanea infestante al fine di prevenire la proliferazione dei vettori di agenti patogeni infestanti, durante la stagione estiva, al fine di evitare la propagazione degli incendi di erbe disseccate sia agli impianti sia ai poderi confinanti.

In nessun caso saranno utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.

7. FASE DI DISMISSIONE - Riciclo componenti e rifiuti

L'impianto fotovoltaico è costituito da una serie di manufatti necessari all'espletamento di tutte le attività ad esso connesse ed in questa relazione descritti.

Le componenti dell'impianto che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

7.1. Smaltimento stringhe fotovoltaiche

Il riciclo dei moduli fotovoltaici nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è un fattore determinante e da non sottovalutare se si vuole che gli impianti fotovoltaici rappresentino totalmente un sistema di produzione dell'energia elettrica ecologico e sostenibile. Al termine della loro vita utile, i pannelli costituiscono un rifiuto elettronico e come tutti i rifiuti hanno una ricaduta ambientale. Fino ad oggi non esiste una direttiva europea per lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici, anche perché il numero delle installazioni fotovoltaiche giunte alla fine del loro ciclo di vita è ancora contenuto. Fortunatamente esistono già delle indicazioni ben precise riguardanti lo smaltimento di tali strutture. Il modulo fotovoltaico scelto per il progetto in questione fa parte del consorzio **PV Cycle**.

Con l'intento di rendere veramente "verde" l'energia fotovoltaica e con lo slogan "Energia fotovoltaica energia doppiamente verde", l'industria del fotovoltaico ha dato vita al consorzio europeo PV Cycle. PV Cycle è l'Associazione Europea per il ritiro volontario e il riciclaggio dei moduli fotovoltaici giunti alla fine del proprio ciclo di vita. È stata fondata a Bruxelles nel 2007 dalle principali imprese del settore, supportata anche dall'EPIA e dall'Associazione dell'Industria Solare tedesca (BSW). È diventata operativa dal giugno 2010, anche se già nel 2009 ha coordinato le operazioni per il riciclaggio dell'impianto di Chevetogne (uno dei primi 16 impianti pilota FV avviati e sostenuti dalla Commissione europea nel 1983).

Raccoglie al suo interno produttori ed importatori leader di moduli fotovoltaici e rappresenta più del 90% del mercato FV europeo. La sua mission è di mappare tutti i moduli FV a fine vita in Europa (e EFTA – Svizzera, Norvegia, Liechtenstein e Islanda), ovvero quelli scartati dall'utilizzatore finale o

danneggiati durante il trasporto o l'installazione, e come obiettivo si propone di organizzarne e stimolarne la raccolta e riciclaggio.

Il programma, **completamente gratuito per l'utente finale**, è finanziato interamente dai contributi versati dai membri dell'associazione attraverso, come già visto nel caso di First Solar, un fondo di riserva che garantisce i mezzi finanziari necessari a coprire i costi futuri di raccolta e riciclaggio anche nel caso in cui un produttore divenga insolvente o cessi di esistere. Lo schema disegnato da PV Cycle consiste nell'utilizzare dei centri di raccolta sparsi su tutto il territorio europeo, presso i quali possono essere conferiti i moduli da destinare a riciclaggio.

I materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (che costituisce le celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) e alluminio (per la cornice). La procedura di riciclo prevede in una prima fase l'eliminazione dell'EVA (Etilvinile acetato), le colle e le parti plastiche. Si prosegue con la separazione del vetro ed eventualmente delle parti di alluminio con il loro riciclo attraverso i canali tradizionali. Per quanto riguarda invece il sistema di imballaggio dei moduli fotovoltaici i materiali prevalenti sono cartone e plastica.

Inoltre, i pannelli fotovoltaici rientrano nell'ambito di applicazione dei RAEE (Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) la cui gestione è oggi disciplinata dalla Direttiva 2012/19/EU, recepita in Italia dal D.lgs. n. 49 del 14 marzo 2014.

Analizzeremo ora in dettaglio le fasi dello smaltimento dei materiali sin qui elencati:

CARTA

Il riciclaggio della carta è un settore specifico del riciclaggio dei rifiuti.

Gli impieghi fondamentali della carta sono:

- supporto fisico per la scrittura e la stampa;
- materiale da imballaggio.

Si tratta di prodotti di uso universale, con indici crescenti di produzione e di domanda e il cui utilizzo ha a valle una forte e diffusa produzione di rifiuti. Come tutti i rifiuti, la carta pone problemi di smaltimento. La carta è però un materiale riciclabile. Come il vetro, infatti, la carta recuperata può essere trattata e riutilizzata come materia seconda per la produzione di nuova carta. La trasformazione del rifiuto cartaceo (che si definisce carta da macero) in materia prima necessita di varie fasi:

- raccolta e stoccaggio (in questa fase è particolarmente rilevante che le amministrazioni locali richiedano e organizzino la raccolta differenziata dei rifiuti);

- selezione (per separare la fibra utilizzabile dai materiali spuri - spaghi, plastica, metalli - che normalmente sono incorporati nelle balle di carta da macero);
- sbiancamento (per eliminare gli inchiostri).

A questo punto del ciclo, la cellulosa contenuta nella carta-rifiuto è ritornata ad essere una materia prima, pronta a rientrare nel ciclo di produzione.

I vantaggi ambientali conseguenti a queste pratiche sono notevoli, infatti:

- nelle fabbriche che producono carta per giornali da carta da giornali riciclata non si usa più cellulosa proveniente da alberi;
- il costo della materia prima riciclata è notevolmente più basso di quello della pasta di legno, i relativi scarti possono essere utilizzati come combustibile cogeneratore del vapore necessario al processo di fabbricazione e la produzione è meno inquinante;
- il riciclaggio riduce la quantità di rifiuti da trattare, i relativi costi di stoccaggio, lo spreco di spazio da destinare allo stoccaggio medesimo, l'inquinamento da incenerimento, e ovviamente il consumo di alberi vivi (anche se gli alberi impiegati per la produzione della carta provengono da vivai a coltivazione programmata dove vengono periodicamente tagliati e ripiantati).

EVA e parti plastiche

L'EVA è un copolimero di polietilene ed acetato di vinile. E' flessibile, elastico, resistente agli urti e non contiene plastificanti, né altri additivi. L'EVA è usato laddove si richiedano flessibilità, elasticità, resistenza dielettrica, robustezza e compatibilità. L'EVA e le materie plastiche sono entrambi polimeri che possono essere riciclati attraverso due meccanismi di riciclo che consistono in una tipologia di tipo eterogeneo ed una tipologia di tipo omogeneo. **Il riciclo eterogeneo** viene effettuato attraverso la lavorazione di un materiale misto contenente PE, PP, PS, PVC (film in PE alta e bassa densità, film in PP, tuniche, vaschette, *big bags*, barattoli, reggette e retine). In questo materiale eterogeneo possono essere presenti, anche se in quantità minime, PET, inerti, altri materiali e metalli. In questo processo vi è una prima separazione morfologica e dimensionale seguita da una magnetica per separare eventuali frazioni estranee che potrebbero creare problemi in fase di lavorazione. Queste tre separazioni vengono eseguite in base alla lavorazione e al prodotto che si vuole realizzare.

Successivamente il riciclo procede secondo tre fasi:

- triturazione, frantumazione grossolana del materiale
- densificazione
- estrusione.

In base alla lavorazione e al prodotto che si vuole ottenere, si potranno eseguire tutte le fasi o solamente in parte: ad esempio si potrà tritare il materiale e successivamente densificarlo oppure,

una volta triturato il materiale può essere direttamente estruso. Le difficoltà presenti nel riciclo eterogeneo sono legate alle differenti temperature di lavorazione dei polimeri miscelati. Questo problema esclude la possibilità d'impiego di plastiche eterogenee per la realizzazione di prodotti di forma complessa e che presentano spessori minimi.

Con particolare riferimento al **riciclo omogeneo** di polimeri termoplastici il riciclatore dovrà accertarsi che nel polimero da trattare non siano presenti altri polimeri, materiali inerti, cariche o additivi in quantità tale da pregiudicare la processabilità.

Successivamente alla fase di raccolta, e separazione da altri materiali, la plastica viene accuratamente selezionata per tipologia di polimero.

Le metodologie di separazione che si possono effettuare sono diverse:

- Separazione magnetica
- Separazione per flottazione
- Separazione per densità
- Galleggiamento
- Separazione per proprietà aerodinamiche
- Setaccio tramite soffio d'aria
- Separazione elettrostatica

Una volta separati, i diversi polimeri vengono avviati alle fasi successive.

VETRO

Il vetro, sarà sottoposto a diversi trattamenti per allontanare le quantità, anche rilevanti, di impurità che contiene (plastica, materiali ceramici, materiali metallici ferrosi e non).

Ciò si può fare con sistemi diversi, in parte manuali, ma sempre più automatizzati. Nella prima fase vengono allontanati i corpi estranei di dimensioni relativamente grandi che verranno allontanati; successivamente un lavaggio con acqua provvederà ad eliminare sostanze diverse (sughero, plastica, terra, ecc.).

Mediante dispositivi magnetici vengono allontanati parte dei materiali metallici; quelli non metallici si eliminano, almeno in parte, manualmente.

Il prodotto vetroso viene quindi macinato e sottoposto a vagliatura (per trattenere le parti estranee non sminuzzate), ad aspirazione con aria (per allontanare le impurità leggere), ad ulteriore deferrizzazione (per trattenere su magneti i componenti ferrosi) e con *metal detector* (per separare quelli non magnetici).

Dopo questi trattamenti, che possono essere ripetuti più volte, avviene il processo di frantumazione; dopodiché viene mescolato al materiale grezzo, quindi inviato ai forni di fusione per ottenere pasta di

vetro che servirà per produrre nuovi oggetti in vetro. Non esistono limitazioni nel suo impiego, ma l'aumento dei quantitativi utilizzati nell'industria vetraria dipende strettamente dalla qualità del rottame.

ALLUMINIO

La produzione dell'alluminio primario è ad alta intensità energetica perché notevole è il consumo di energia legato al processo di separazione per elettrolisi; per questa ragione l'industria dell'alluminio ha compiuto nel tempo numerosi sforzi orientati, da una parte, alla prevenzione e al miglioramento dell'efficienza produttiva e delle performance ambientali dei propri processi di produzione e dall'altra, al recupero e al riciclo dei rottami.

Sono state progressivamente avviate attività di prevenzione finalizzate alla riduzione della quantità di materia prima impiegata, in particolare la riduzione degli spessori nel comparto degli imballaggi in alluminio ha portato ad un sensibile calo in peso della materia impiegata.

Per ragioni tecniche, economiche ed ambientali, l'opzione del riciclo è sempre stata, fin dalla prima commercializzazione dei prodotti in alluminio, parte integrante della strategia produttiva dell'industria dell'alluminio stesso. Il riciclo dell'alluminio contribuisce alla razionalizzazione del consumo di risorse come il silicio, il rame, il magnesio, il manganese e lo zinco.

La qualità dell'alluminio non è alterata dal processo di riciclo che può avvenire infinite volte con un risparmio di energia pari al 95% di quella impiegata per produrre alluminio a partire dalla materia prima. La produzione mediante rifusione dei rottami recuperati richiede, infatti, solo il 5% dell'energia che viene impiegata nella produzione primaria.

L'alluminio riciclato viene utilizzato per molteplici applicazioni, dai trasporti (auto, biciclette, treni, motoveicoli) ai casalinghi (caffettiere, tavoli, sedute, librerie), dall'edilizia (serramenti, rifiniture, porte) agli imballaggi (lattine, vaschette, bombolette, film).

CELLE FOTOVOLTAICHE

Le celle invece vengono trattate in modo chimico per renderle pulite dai metalli e dai trattamenti sia di antiriflesso che dopanti. Si riottengono così delle strutture denominate "wafer" che possono costituire nuovamente la materia prima per nuovi moduli previo debito trattamento. Le celle che accidentalmente dovessero rompersi invece vengono riciclate nei processi di produzione dei lingotti di silicio.

Al termine della vita utile dell'impianto, in definitiva, i pannelli potranno essere smaltiti con la tecnologia sin qui esposta; è presumibile però che detta tecnologia risulterà sicuramente migliorata e resa più efficace negli anni a venire.

7.2. Recupero cabine elettriche prefabbricate

Le cabine di raccolta dedicate all'alloggiamento delle apparecchiature elettriche saranno costituite da **monoblocchi prefabbricati** con struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo realizzato in calcestruzzo alleggerito con argilla espansa.

Le pareti del monoblocco hanno uno spessore di 8 cm. (NomEL n°5 del 5/89).

Il tetto del monoblocco è realizzato a parte, sempre con cls armato alleggerito. Dopo essere stato impermeabilizzato con uno strato di guaina bituminosa ardesiata dello spessore di 4 mm, viene appoggiato sulle pareti verticali consentendo pertanto lo scorrimento dello stesso per effetto delle escursioni termiche.

La conformazione del tetto è tale da assicurare un normale deflusso delle acque meteoriche, per tale motivo non sono previsti tubi di gronda all'esterno e/o all'interno del monoblocco.

Le cabine elettriche verranno portate in loco e verranno posizionate su di una vasca di fondazione della tipologia illustrata nella figura sottostante dell'altezza di circa 50 cm. Si precisa che per il posizionamento delle cabine non è necessaria la realizzazione di fondazioni in c.a. in quanto le stesse vengono alloggiare nel terreno, previo scavo di fondazione di circa 60-70 cm sul quale verrà steso un letto di misto granulometrico stabilizzato per uno spessore di circa cm 10 che assolve ad una funzione livellante.

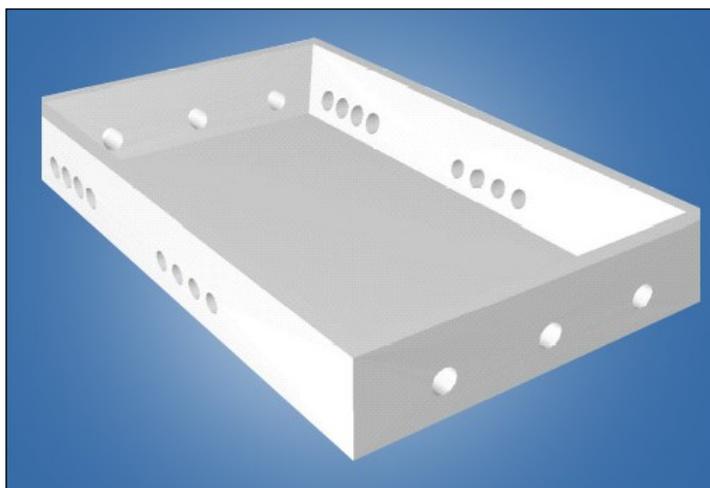


Figura 51: dettaglio vasca di fondazione

Le caratteristiche della cabina monoblocco consentono la recuperabilità integrale del manufatto con possibilità di poterla spostare e riutilizzare in altro luogo.

I container in cui sono alloggiati gli inverter ed i trasformatori, in quanto tali, sono progettati proprio per essere facilmente trasportati e riutilizzati, in pratica la possibilità di unirli ad altri container creando

strutture modulari e la facilità di assemblaggio donano a questo oggetto un forte stampo di ecosostenibilità.

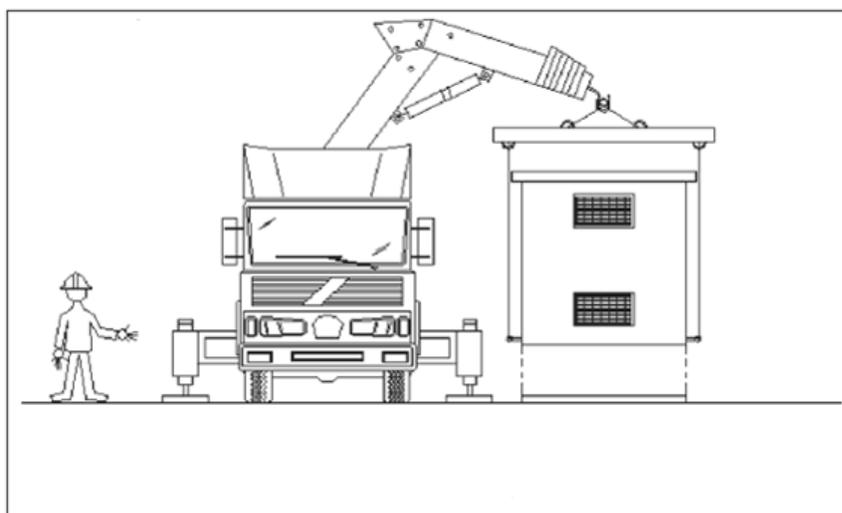


Figura 52: dettaglio sollevamento cabinati

7.3. Smaltimento cavi elettrici ed apparecchiature elettroniche, pali illuminazione e videosorveglianza

Con la denominazione di cavo elettrico si intende indicare un conduttore uniformemente isolato oppure un insieme di più conduttori isolati, ciascuno rispetto agli altri e verso l'esterno, e riuniti in un unico complesso provvisto di rivestimento protettivo. Il cavo risulta costituito quindi da più parti e precisamente:

- La parte metallica (il rame o altro conduttore) destinata a condurre corrente, costituita da un filo unico o da più fili intrecciati tra di loro e il conduttore vero e proprio.
- Il conduttore è circondato da uno strato di materiale isolante che è formato dalla mescola di materiali opportunamente, scelti, dosati e sottoposti a trattamenti termici e tecnologici vari.
- L'insieme del conduttore e del relativo isolamento costituisce l'anima del cavo.
- Un cavo può essere formato da più anime. L'involucro isolante applicato sull'insieme delle anime è denominato cintura.
- La guaina, che può essere rinforzata con elementi metallici, e il rivestimento tubolare continuo avente funzione protettiva delle anime del cavo. La guaina in generale è sempre di materiale isolante.

- Talvolta i cavi sono dotati anche di un rivestimento protettivo avente una funzione di protezione meccanica o chimica come ad esempio una fasciatura o una armatura flessibile di tipo metallico o non metallico.

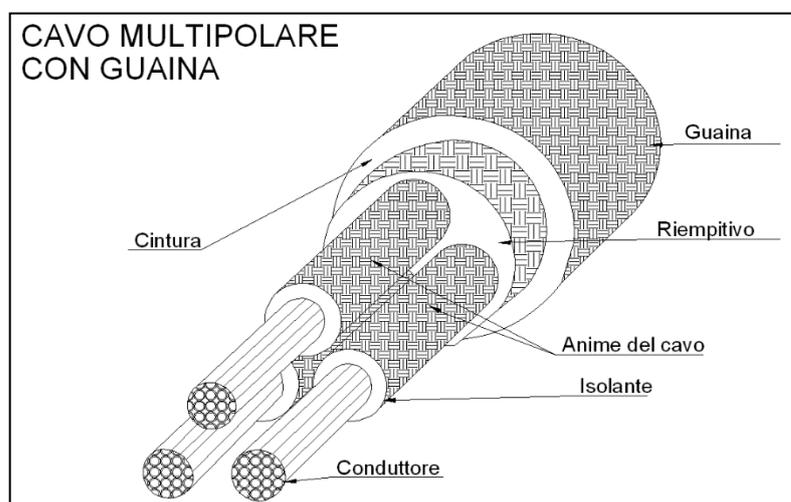


Figura 53: tipologico cavo

In tutti i loro componenti, i cavi elettrici sono composti in definitiva da plastica e rame. Il riciclaggio dei cavi elettrici viene dall'esigenza di smaltire e riutilizzare materiali che altrimenti sarebbero dannosi per l'ambiente e costosi nell'approvvigionamento. Il riciclaggio di questi componenti coinciderà con il riciclaggio della plastica e del metallo. Da un punto di vista pratico la separazione tra i diversi materiali avviene attraverso il loro passaggio in alcuni macchinari separatori. Tali macchinari separatori utilizzano la tecnologia della separazione ad aria e sono progettati appositamente per il recupero del rame dai cavi elettrici. Sfruttando la differenza di peso specifico dei diversi materiali costituenti la struttura del cavo si può separare la parte metallica dalla plastica e dagli altri materiali.



Figura 54: dettaglio processo disgregazione materiali

7.4. Recupero viabilità interna

Rimuovere la viabilità interna sarà un'operazione molto semplice. La struttura viaria, infatti, potrà essere rimossa con l'ausilio di un mezzo meccanico ed il materiale recuperato potrà essere riutilizzato in edilizia come materiale inerte.

7.5. Recupero recinzione

Lungo il perimetro dell'area d'intervento sarà realizzata una recinzione perimetrale; tale recinzione sarà costituita da maglia metallica. L'altezza complessiva della recinzione è pari a 200 cm e sarà collegata al terreno mediante pali infissi.

I materiali che costituiscono la recinzione sono acciaio per la parte in elevazione e per la parte in fondazione. Al termine della vita utile dell'impianto fotovoltaico, qualora la recinzione non debba più assolvere alla funzione di protezione dell'area che circonda, sarà smantellata e i suoi materiali costituenti seguiranno i processi classici di riciclo precedentemente esposti.

8. Ripristino dello stato dei luoghi

In questo paragrafo verrà esaminata in maniera più dettagliata la fase di ripristino dello stato dei luoghi.

Le componenti dell'impianto fotovoltaico che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

Una volta separati i diversi componenti sopra elencati in base alla composizione chimica ed in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, i rifiuti saranno consegnati ad apposite ditte per il riciclaggio e il riutilizzo degli stessi; la rimanente parte, costituita da rifiuti non riutilizzabili, sarà conferita a discarica autorizzata. In fase di dismissione dell'impianto fotovoltaico, sarà di fondamentale importanza il completo ripristino morfologico e vegetazionale dell'area. Ciò farà in modo che l'area sulla quale sorgeva l'impianto possa essere restituita agli originari usi agricoli.

Per garantire una maggiore attenzione progettuale al ripristino dello stato dei luoghi originario si utilizzeranno tecniche idonee alla rinaturalizzazione degli ambienti modificati dalla presenza dell'impianto fotovoltaico. Tale rinaturalizzazione verrà effettuata con l'ausilio di idonee specie vegetali autoctone.

I principali interventi di recupero ambientale che verranno effettuati sulle aree che hanno ospitato viabilità e cabine saranno costituiti prevalentemente da:

- semine (a spaglio, idrosemina o con coltre protettiva);
- semina di leguminose;
- scelta delle colture in successione;
- sovesci adeguati ;
- incorporazione al terreno di materiale organico, preferibilmente compostato, anche in superficie;
- piantumazione di specie arboree/arbustive autoctone;
- concimazione organica finalizzata all'incremento di humus ed all'attività biologica.
-

9. Quantificazione dei costi di dismissione e ripristino e tempistiche

E' stata prodotta una stima relativa ai costi di dismissione e ripristino dell'area interessata dal progetto dell'impianto. Detti costi sono di seguito riportati nella successiva tabella riepilogativa e sono stati valutati sulla scorta dei prezzi attuali, in quanto risulta difficilmente quantificabile, sia a livello di costi sia a livello tecnologico, la proiezione di tali attività al reale momento in cui verranno effettuate.

DESCRIZIONE ATTIVITA'	NORMALIZZAZIONE €/KW	COSTI DISMISSIONE
Apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche (RAEE)	14	362.446,00 €
Recinzioni, strutture di supporto, pali di videosorveglianza/illuminazione	9	233.001,00 €
Viabilità, cabinati, vasche prefabbricate	17	440.113,00 €
Economie	-6,5	-168.278,50 €
TOTALE	33,5	867.281,50 €

Costi dismissione e smaltimento

Per la determinazione dell'importo complessivo, oltre ai costi derivanti dalla dismissione dei singoli componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico, sono state anche considerate le "economie" derivanti sia dai mancati costi di conferimento per le apparecchiature elettriche sia dagli eventuali ricavi che possono rinvenire dal riciclo dei materiali.

DESCRIZIONE ATTIVITA'	NORMALIZZAZIONE €/KW	COSTI DISMISSIONE
Aratura	2,5	64.722,50 €
Prelievo campioni	0,1	2.588,90 €
Concimazione	0,7	18.122,30 €
TOTALE	3,3	85.433,70 €

Costi ripristino aree

I costi di dismissione e ripristino ammontano a circa € 36.800 per ciascun MW installato, per un totale di circa € **952.715,2**, che corrisponde approssimativamente a circa il 4% dell'investimento totale previsto di € 22.782.320,00+iva..

Ad ogni modo, dopo il trentesimo anno di attività dell'impianto fotovoltaico si valuterà lo stato di efficienza dei componenti e si stabilirà se procedere alla dismissione o meno.

10. Prime indicazioni sulla Sicurezza

Il presente paragrafo analizza preliminarmente i principali rischi, al fine di introdurre il futuro Piano di Sicurezza e Coordinamento, nel quale verranno analizzate nel dettaglio tutte le valutazioni in merito ai rischi ed alle precauzioni da valutare in campo di sicurezza.

Si valutano dunque le preliminari misure di prevenzione dei rischi e dei relativi D.P.I. (Dispositivi di Protezione Individuale) da adottare, come da T.U. Sicurezza 81/08.

Il PSC tratterà al suo interno i seguenti punti:

- Caratteristiche e generalità dell'area di cantiere, sia dell'area d'impianto agrovoltaiico che dell'area delle cabine di elevazione e smistamento e dell'area di realizzazione del cavidotto di vettoriamento.
- Analisi dei rischi e dei fattori esterni presenti sul territorio, facendo particolare attenzione a garantire la sicurezza dei lavoratori in fase di cantiere stradale e delle sue aree circostanti.

Nell'organizzazione del cantiere si terrà conto dei seguenti aspetti:

- Le modalità di esecuzione dell'area recintata di cantiere, con idonee disposizioni in materia di cartellonistica in presenza degli accessi all'area d'impianto;
- La realizzazione di servizi igienico-sanitari considerando la durata dei lavori di cantiere superiore ai 90 giorni;
- La realizzazione di idonea viabilità principale all'interno dell'area di cantiere;
- La verifica di tutte le attività di coordinamento da parte del CSE, come specificato all'art. 92 del T.U. 81/08;
- La consultazione dei rappresentanti per la sicurezza come da art. 102 del T.U. 81/08;
- La realizzazione di tutti gli impianti di alimentazione di risorse idriche ed elettriche necessarie per l'avanzamento dello stato di cantiere;
- Gli impianti di messa a terra e di protezione da scariche atmosferiche;

- Regolazione e modalità di accesso per la fornitura dei materiali per la realizzazione dell'area d'impianto, del cavidotto interrato e dei lavori per la realizzazione delle opere in alta tensione.
- La disposizione dell'area di deposito di cantiere;

Nei futuri piani di sicurezza si farà riferimento alle fasi lavorazione. Esse, se di particolari complessità, o di diversa dislocazione temporale, verranno suddivise in sotto-fasi.

Per tali fasi di lavoro verranno valutati i rischi connessi per i lavoratori, come ad esempio:

- Valutazione dei rischi di incidenti tra lavoratori e possibili mezzi di lavoro (autocarri, ruspe, gru, muletti, ragni ecc.);
- Valutazione del rischio di cadute dall'alto durante gli scavi in trincea per la realizzazione del cavidotto e/o altre opere;
- Valutazione del rischio di instabilità di possibili scavi e/o strutture mobili (strutture di supporto fotovoltaico);
- Valutazione dei rischi relativi a lavori di mutazione e/o demolizione;
- Valutazione dei rischi da incendio;
- Valutazione dei rischi da esplosione;
- Valutazione dei rischi da vibrazioni e rumore;
- Valutazione dei rischi da possibile utilizzo di sostanze chimiche.

Il PSC, dunque analizzerà nel dettaglio ogni singolo elemento elencato, cercando di indicare ogni possibile misura di prevenzione e di riduzione del rischio.

L'accessibilità al sito non presenta particolari problematiche essendo l'ingresso stesso dei singoli cantieri presente sulla in prossimità di strade comunali o vicinali. Gli interventi di progetto, per i quali si terranno conto tutte le misure di sicurezza appena indicate, saranno quelli di:

- Sistemazione del suolo agrario senza particolari movimenti di terra per garantire piena pulizia del suolo d'installazione della centrale fotovoltaica. Tali lavori verranno eseguiti con mezzi meccanici come escavatori ecc.
- Realizzazione della viabilità interna d'impianto per consentire un agevole spostamento successivo dei mezzi per l'installazione della superficie pannellata d'impianto. Tutte le strade interne verranno realizzate con granulato di dimensione variabile (Strada di tipologia MacAdam);
- Realizzazione della recinzione dell'area catastale d'impianto, fissando meccanicamente i pali di sostegno ogni 2,5 m.

- Realizzazione per infissione meccanica di tutte le strutture metalliche di sostegno, tracker, per i moduli fotovoltaici;
- Installazione manuale dei moduli fotovoltaici e realizzazione del cablaggio ad esso collegato;
- Realizzazione delle trincee e posa in opera dei cavi in M.T. all'interno dell'area d'impianto;
- Realizzazione dello strato di fondazione e successiva realizzazione dei cabinati presenti all'interno dell'area d'impianto (trasformatore, locali ausiliari e depositi, cabine di consegna);
- Realizzazione di tutte le opere di mitigazione previste con l'utilizzo di mezzi di movimentazione meccanica e definitiva sistemazione manuale;
- Realizzazione di tutte le opere del progetto agricolo previste con l'utilizzo di mezzi di movimentazione meccanica e definitiva sistemazione manuale;
- Realizzazione dell'impianto d'illuminazione e videosorveglianza dell'area d'impianto;
- Collaudo e verifica di tutti gli impianti e dispositivi elettrici;
- Collaudo e verifica di tutti gli impianti civili;

Durante le fasi di realizzazione del cavidotto di per la connessione dell'impianto alla RTN, verranno adottate particolari precauzioni, in quanto la realizzazione della trincea per la posa dei corrugati, in alcuni tratti richiederà l'utilizzo di tecnologie no-dig o trenchless per l'attraversamento di punti specifici.

In particolare, si terrà conto della:

- Realizzazione di scavi di trincee in fasi temporali diverse, in modo tale da non creare disagi alla circolazione stradale;
- Posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni di collegamento;
- Fase di chiusura delle trincee stradali;
- Idoneo ripristino del tappetino d'usura per garantire adeguata circolazione degli automezzi;

Tutte le aree di cantiere fisse e di lunga durata saranno dotate di idonei servizi igienico-sanitari (bagni chimici), dimensionati in funzione della forza lavoro media giornaliera e con caratteristiche facenti riferimento all'allegato XIII del T.U. Sicurezza Cantieri 81/08.

In funzione delle attività di lavorazione e di cantiere indicate in tale documento, verranno presi provvedimenti in materia di Dispositivi di Protezione Individuale per i lavoratori. Essi verranno

formati al fine di un corretto utilizzo degli stessi per prevenire ogni tipologia di rischio durante le fasi di cantiere.

Tutti i lavori di scavo stradale saranno realizzati sulla base di idonee informazioni cartografiche sulla presenza di eventuali sottoservizi, fornite dagli enti gestori dei servizi e dagli enti comunali e provinciali.

Tutti gli operatori delle imprese esecutrici saranno equipaggiati con idonei dispositivi di protezione individuale ('DPI') ai sensi della specifica lavorazione prevista in conformità con quanto indicato del Piano di Sicurezza e Coordinamento ('PSC') del progetto, nonché dello specifico Piano Operativo per la Sicurezza ('POS'). Per quanto riguarda il rischio antincendio, si precisa che in tutta l'area oggetto di intervento, non saranno presenti materiali di natura infiammabile e comunque tutti i componenti di natura elettrica utilizzati quali cavi ed apparati elettronici, sono particolarmente adatti a limitare la produzione e la diffusione di fuoco e del fumo, ai sensi di quanto previsto dal vigente Regolamento C.P.R.

Nella prassi l'entità degli ONERI DELLA SICUREZZA varia dal 3% al 5% delle spese generali conteggiate. In questo caso, gli oneri per la sicurezza sono stati stimati in **580.719,88 €** pari al 3 % dell'importo desumibile dal Computo Metrico Estimativo dell'opera e dal costo di dismissione.

In fase di redazione dei PSC tali oneri verranno definiti in maniera puntuale e in fase di appalto non saranno soggetti a ribasso, come disciplinato dal Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro D.Lgs n.81 del 2008.

11. Costi intervento

Per quanto riguarda il costo complessivo dell'intero investimento, esso si aggira intorno a **22.782.320,00 €** pari a circa **880 €/kWp**. Si precisa che tale stima è stata effettuata sia prendendo in considerazione il Prezzario Opere Pubbliche Puglia 2022 che sulla base di indagini di mercato, in conformità con gli attuali standard di mercato del settore.

La valutazione previsionale dei costi di realizzazione degli Impianti è riportata in dettaglio nel Computo metrico estimativo di realizzazione e ai quadri economici di dettaglio per un esploso delle voci di costo.

12. Elenco delle autorizzazioni da Acquisire

Nel presente paragrafo vengono riportati gli Enti coinvolti nel procedimento per il rilascio delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati ed il riferimento al parere acquisito.

ENTE	
Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica Direzione Generale Valutazioni Ambientali Divisione V – Procedure di valutazione VIA e VAS	DETERMINA DI V.I.A. E ACQUISIZIONE ENDOPROCEDURE
Ministero della cultura Soprintendenza Speciale per il PNRR	PARERE
Regione Puglia- Regione Basilicata	AUTORIZZAZIONE UNICA

Il Tecnico

