



INDICE

1. Generalità e contesto	3
2. Normativa di riferimento	5
3. Sito: inquadramento	7
4. Sito: inquadramento urbanistico, paesistico e vincoli	10
5. Descrizione generale della centrale fotovoltaica	23
6. Funzionamento ed esercizio commerciale della centrale fotovoltaica	28
7. Analisi di producibilità e calcoli prestazionali d’impianto	29
8. Mancato Impatto Ambientale	30
9. Ingegneria di sistema	31
10. Connessione dell’impianto fotovoltaico alla rete elettrica di trasmissione	32
11. Cavidotti e cablaggi	32
12. Sicurezza elettrica	33
13. Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica	35
14. Controllo e monitoraggio dell’impianto fotovoltaico	35
15. Recinzione perimetrale	36
16. Viabilità interna e accesso alla centrale fotovoltaica	37
17. Realizzazione e dismissione impianto	38
18. Gestione e manutenzione della centrale fotovoltaica	39
19. Gestione e manutenzione amministrativa	41
20. Quadro economico	43

---

## 1. Generalità e contesto

L'implementazione di politiche di contrasto al cambiamento climatico ha reso necessario ripensare completamente il sistema energetico a livello globale, europeo e nazionale. Negli anni sono stati assunti provvedimenti volti a fissare obiettivi sempre più ambiziosi in termini di riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra, di miglioramento dell'efficienza energetica e di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Con D.M. 10 del novembre 2017 del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN), il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN si riportano in particolare l'efficienza energetica, con target di riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030 e l'ampliamento delle fonti rinnovabili, con target del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015.

Puntando su una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015, oltre che una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

In seguito alla crisi mondiale di pandemia Covid19, si è definito il cosiddetto PNRR, Piano nazionale di Ripresa e Resilienza. Questo piano punta, tra le molte linee direttrici, anche di semplificare ed incentivare lo sviluppo di fonti rinnovabili tra cui il fotovoltaico.

Per tutti questi motivi, l'Italia ha da tempo deciso di puntare sul solare, con incentivi e detrazioni, anche in virtù di diverse eccellenze produttive nel nostro Paese e dell'ottimo soleggiamento del quale godiamo. Nel settembre 2017 il Ministero dello Sviluppo Economico ha presentato la nuova SEN (Strategia Energetica Nazionale), elaborata tenendo conto del contributo degli organismi pubblici operanti sull'energia, degli operatori delle reti di trasporto di elettricità e gas e di qualificati esperti del settore energetico. Il documento corrispondente accorda un ruolo di grande importanza, ancora una volta, al fotovoltaico.

L'obiettivo rimane quello di rendere il sistema energetico italiano sempre più sostenibile a lungo termine sotto il profilo ambientale, rispettando i parametri stabiliti a livello comunitario. La necessità di una nuova strategia è ancora più centrale visto che con la fine del Conto Energia, il meccanismo incentivante che ha reso per anni molto conveniente rivolgersi all'energia solare, le installazioni sono via via diminuite. Parlando di dati, nel 2018 l'Italia ha raggiunto con il fotovoltaico una produzione pari a 20 GW di potenza e 25 TWh di energia elettrica, e in tutto il 2017 le nuove installazioni hanno totalizzato soltanto 409 MW.

Ecco perché la Strategia Energetica Nazionale diventa centrale per ridare nuovo slancio al fotovoltaico: in particolare, l'obiettivo per il 2030 è arrivare a una produzione di energia elettrica da fotovoltaico pari a 70 TWh, ovvero il 39% dell'intera produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili, per un totale di 184 TWh.

Infatti, ipotizzando un parco totale impiantistico che lavora mediamente a 1.300 ore equivalenti - con servizi O&M digitalizzati in grado di garantire produzioni stabili al netto dei fattori di invecchiamento

e meteo, e con un revamping 100% sugli impianti che ne necessiteranno nel tempo (ipotesi ottimistica) - al 2030 occorrerebbero in esercizio tra i 55 e 57 GW fotovoltaici per il raggiungimento degli obiettivi suddetti. Sarà necessario dunque installare circa 35 GW aggiuntivi al blocco di potenza attuale.

I driver che guideranno il mercato primario in Italia potrebbero essere l'implementazione di storage nei sistemi fotovoltaici a generazione distribuita e non solo, le detrazioni fiscali per le persone fisiche già confermate al 2022, ed incentivi fiscali di varia natura per le persone giuridiche. Ma è chiaro che il paniere mostrato non è sufficiente al raggiungimento degli obiettivi SEN-2030.

Bisognerà realizzare impianti in market parity, scalandola sempre più su impianti di dimensione utility-scale. Per market-parity è da intendersi la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, realizzata in assenza di incentivi per mezzo di centrali fotovoltaiche multimegawatt (connesse alla rete elettrica di distribuzione in Media Tensione MT), o centrali fotovoltaiche utility scale (connesse alla rete elettrica di trasmissione nazionale in Alta Tensione AT).

Il caso del presente progetto, è un esempio di impianto utility-scale, esercito in market-parity, che dovrà essere connesso alla rete elettrica di trasmissione nazionale.

Il cliente produttore AGRIVOLT MUSIGNANO Srl, come soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 71,547 MWp da ubicarsi Comune di Canino (VT) [42°28'25.78"N - 11°39'11.99"E], rispettivamente al Foglio n.3 particelle n. 7, 8, 9, al Foglio 2 particella n. 80, Foglio 31 particella n.2 e Foglio 20 particella n.42 – intende proporre un intervento in linea con gli obiettivi ambiziosi della SEN – Strategia Energetica Nazionale\_2017, e in linea anche con quelli ancor più stringenti e vincolanti del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) che aggiorna la SEN-2017 confermandone gli obiettivi minimi.

Lo scopo del presente progetto è la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 71,547 MWp, destinato ad operare in parallelo alla rete elettrica di trasmissione TERNA tramite l'opera infrastrutturale di connessione descritta nella soluzione tecnica - costituito complessivamente da 118.260 moduli fotovoltaici in silicio cristallino e da un grippo di conversione con 70 inverter distribuiti sul campo.

In generale i macro-vantaggi che si potranno ottenere con la realizzazione di questo progetto fotovoltaico saranno:

- la produzione energetica con riduzione dell'impatto ambientale grazie al sequestro virtuale di gas clima-alteranti, con costi marginali nulli in quanto non saranno utilizzati nell'esercizio impiantistico combustibili fossili;
- soluzioni tecniche applicative che saranno compatibili con le esigenze di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- nessun contributo derivante da componenti tariffarie di bolletta elettrica sarà utilizzato nell'esercizio commerciale, oltre al fatto che la produzione energetica di suddetta centrale porterà benefici alla collettività in termini economici grazie alla natura della fonte solare.

## 2. Normativa di riferimento

Riguardo le norme di attuazione in aderenza allo strumento urbanistico vigente, la centrale fotovoltaica si trova nel territorio del Comune di Canino (VT) e con punto di connessione nel Comune di Manciano (GR).

Dall'analisi condotta in riferimento agli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale e ambientale, è possibile concludere che il progetto proposto risulta essere compatibile con i piani, tutele e vincoli che insistono allo stato dell'arte sulle aree oggetto di potenziale installazione.

I progetti elaborati in conformità alla vigente normativa e alle indicazioni delle guide e alle norme dell'UNI, del CEI o di altri Enti di normalizzazione appartenenti agli Stati membri dell'Unione Europea o che sono parti contraenti dell'accordo sullo spazio economico europeo, si considerano redatti secondo la regola dell'arte.

Le opere e le installazioni relative all'impianto in oggetto dovranno essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.

Le principali normative e leggi di riferimento per adottate per la progettazione dovranno essere le seguenti:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore ad 1kV in corrente alternata.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente.
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V.
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV.
- Norma CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili.
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V.
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini.
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine.
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase).
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti d'alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione.
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori.
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- UNI 8477 -1: Calcoli degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- D.M. 37/08 : Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.
- D.LGS 81/08 per la sicurezza e prevenzione infortuni sul lavoro.

Per quanto ai materiali saranno utilizzati componenti rispondenti alle relative Norme CEI e Norme UNI e dovranno comunque avere marchio CE e preferibilmente anche marchio IMQ.

In modo particolare la rispondenza alle Norme sopra specificate deve essere intesa nel modo più restrittivo, cioè che non solo l'installazione sarà adeguata a quanto stabilito dai suddetti criteri ma sarà richiesta una analoga rispondenza alle Norme da parte di tutti i materiali e di tutte le apparecchiature che saranno utilizzate nella costruzione degli impianti elettrici descritti nel presente progetto.

Se proverranno da primarie case estere dovranno rispondere alle Norme del Paese di provenienza e riportare il relativo Marchio e rispettare le direttive della Comunità Europea relative alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico.

### **3. Sito: inquadramento**

Il fondo ove sarà installato l'impianto è individuato al NCT del comune di Canino:

- al foglio di mappa n.3 particelle n. 7, 8, 9;
- al foglio di mappa n.31 particella n. 2;
- al foglio di mappa n.2 particella n. 80
- al foglio di mappa n.20 particella n.42

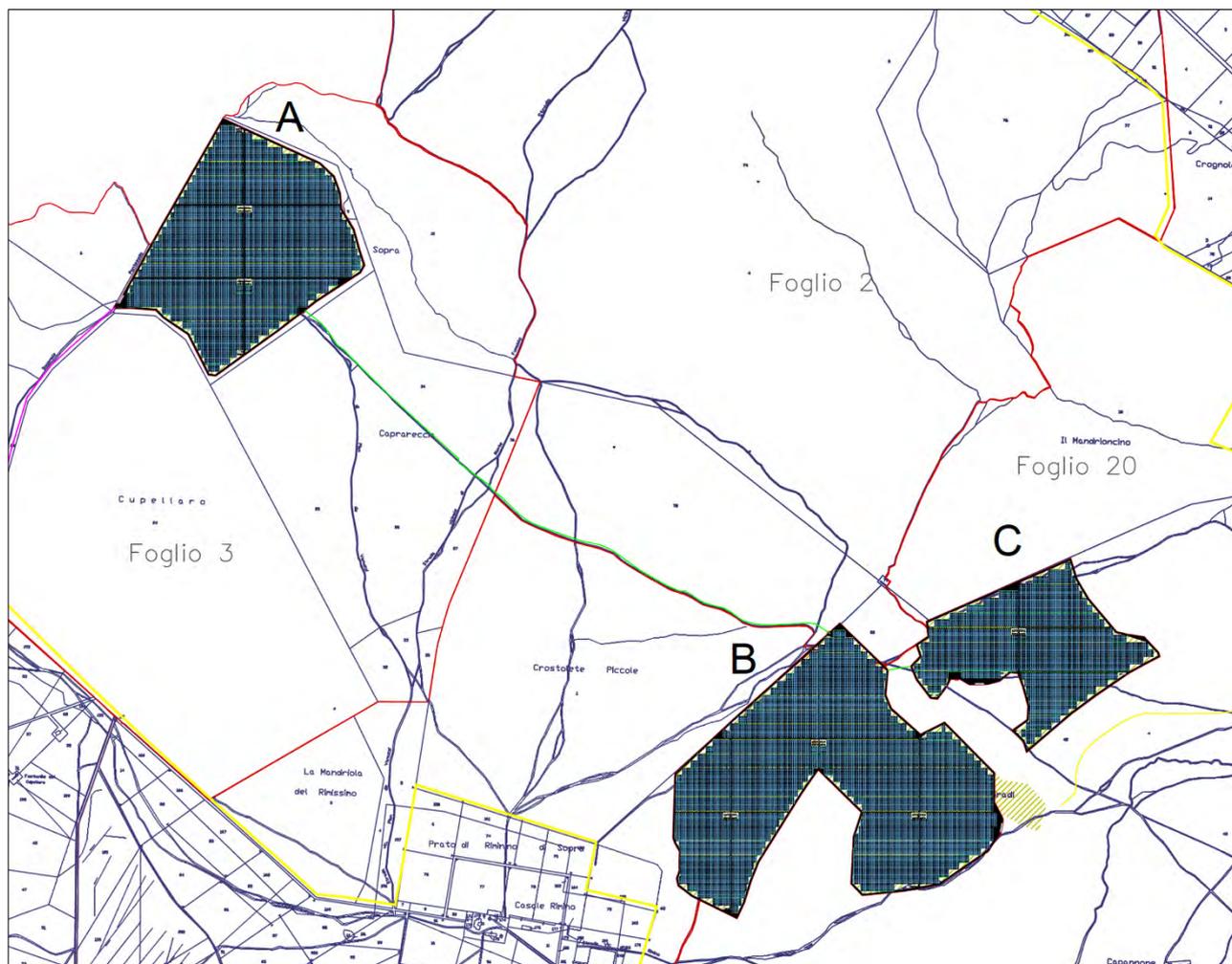
L'impianto è suddiviso in tre settori, connessi tra di loro attraverso cavidotti interrati in MT, in modo da costituire un'unica centrale fotovoltaica. Le tre porzioni di impianto, caratterizzate da un'estensione complessiva pari a 95,3 ha, sono identificate con i nomi:

- Settore A (30,8 ha)
- Settore B (45,1 ha)
- Settore C (19,4 ha)

In ogni Settore è presente almeno un locale tecnico (n.34 per il Settore A, n.50 per il Settore B e n.24 per il Settore C), necessari per effettuare la conversione DC/AC, i paralleli d'impianto, la trasformazione in media tensione, nonché per l'ubicazione dei servizi ausiliari.

Nel Settore A, in corrispondenza della particella n.7, foglio catastale n.3 del Comune di Canino, verrà effettuato l'ultimo parallelo ed avrà origine il cavidotto MT adibito al collegamento con la stazione elettrica utente (SEU), da ubicarsi in prossimità della SE di Manciano, in cui avverranno la trasformazione in AT e la consegna. Il tracciato del suddetto cavidotto MT interrato in progetto si svilupperà in direzione ovest e seguirà in massima parte la viabilità esistente, per maggiore dettaglio si rimanda ai relativi elaborati progettuali.

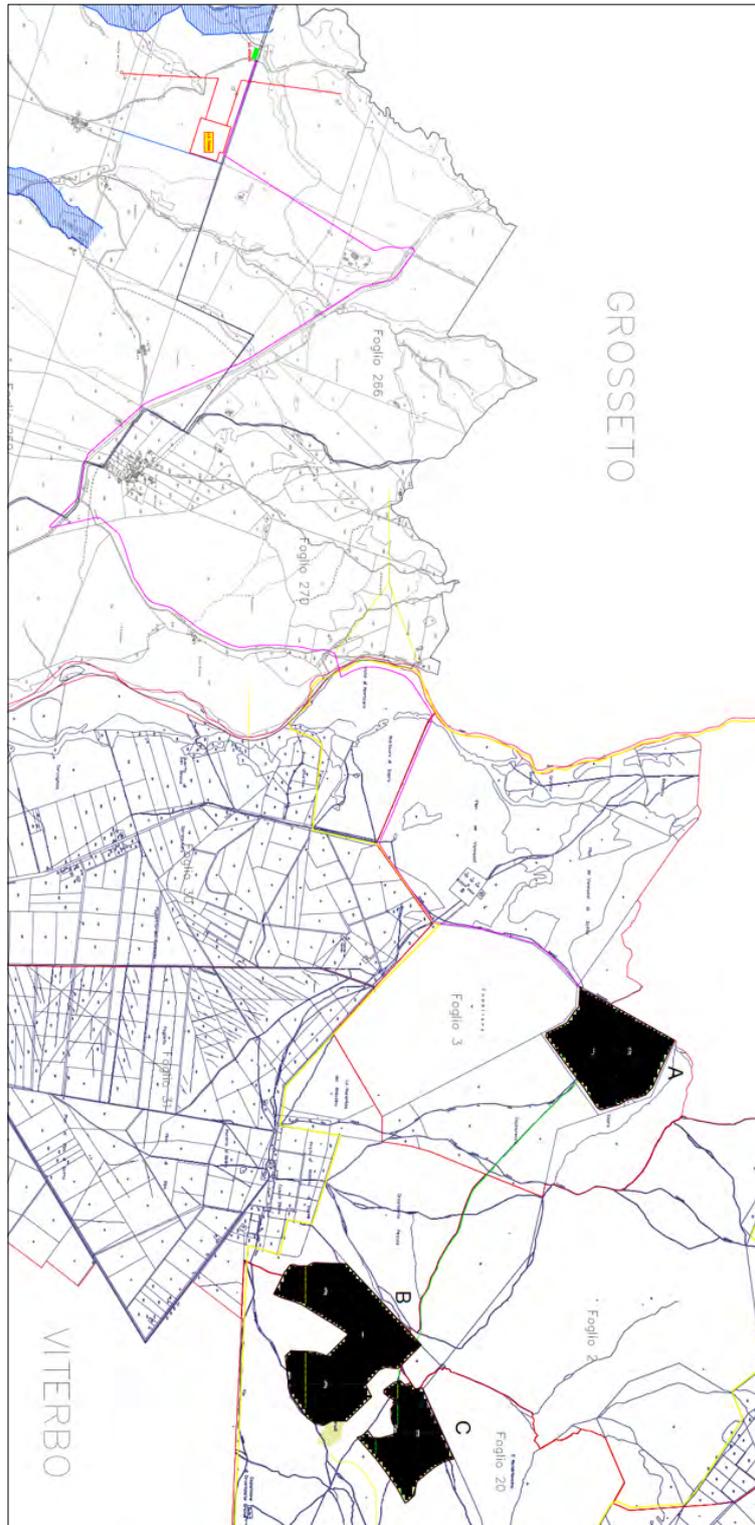
I cavidotti MT interni adibiti al collegamento tra settori si svilupperanno per una lunghezza complessiva pari a circa 2 km ed interesseranno unicamente mappe catastali afferenti al Comune di Canino. Il tratto che collega i settori A e B, partendo dal foglio n.3 particella n.8, si estenderà in direzione sud-est per terminare in corrispondenza del foglio n.2 particella n.80. Per il collegamento dei settori B e C è invece previsto un breve tratto MT interessante unicamente il foglio n.20 particella n.42.



*Fig.1.1 - Layout generatore fotovoltaico su catastale*

I cavidotti MT esterni adibiti al collegamento tra i n.3 settori fino alla stazione di trasformazione 30/132 kV si svilupperanno per una lunghezza complessiva pari a circa 10 km ed interesseranno mappe catastali afferenti al Comune di Canino (VT) e quello di Manciano (GR). Tale tratto che collega il settore A, partendo dal foglio n.3 particella n.7 del Comune di Canino (VT), si estenderà in direzione sud-ovest per terminare in corrispondenza del foglio n.269 particella n.7 del Comune di Manciano (GR).

Dalla Stazione di trasformazione MT/AT sita in comune di Manciano (GR) avrà poi origine il cavo AT 132 kV che collegherà quest'ultima con la futura Stazione Terna 380/132 kV.



*Fig.1.2 - Layout completo della centrale su catastale*

**4. Sito: inquadramento urbanistico, paesistico e vincoli**

La tavola della zonizzazione, di cui si riporta uno stralcio nella successiva Figura 2, mostra come le aree di impianto, il cavidotto di connessione fra le varie aree e il cavidotto alla RTN siano inserite in area agricola E1 e in aree sottoposte a vincolo di inedificabilità temporanea ai sensi degli artt. 1 ter e I quinquies della legge 431/1985. Il cavidotto verso la RTN inoltre, interseca fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi di cui al TU approvato con RD 1775/77 punto C) art. 11 431/1985.

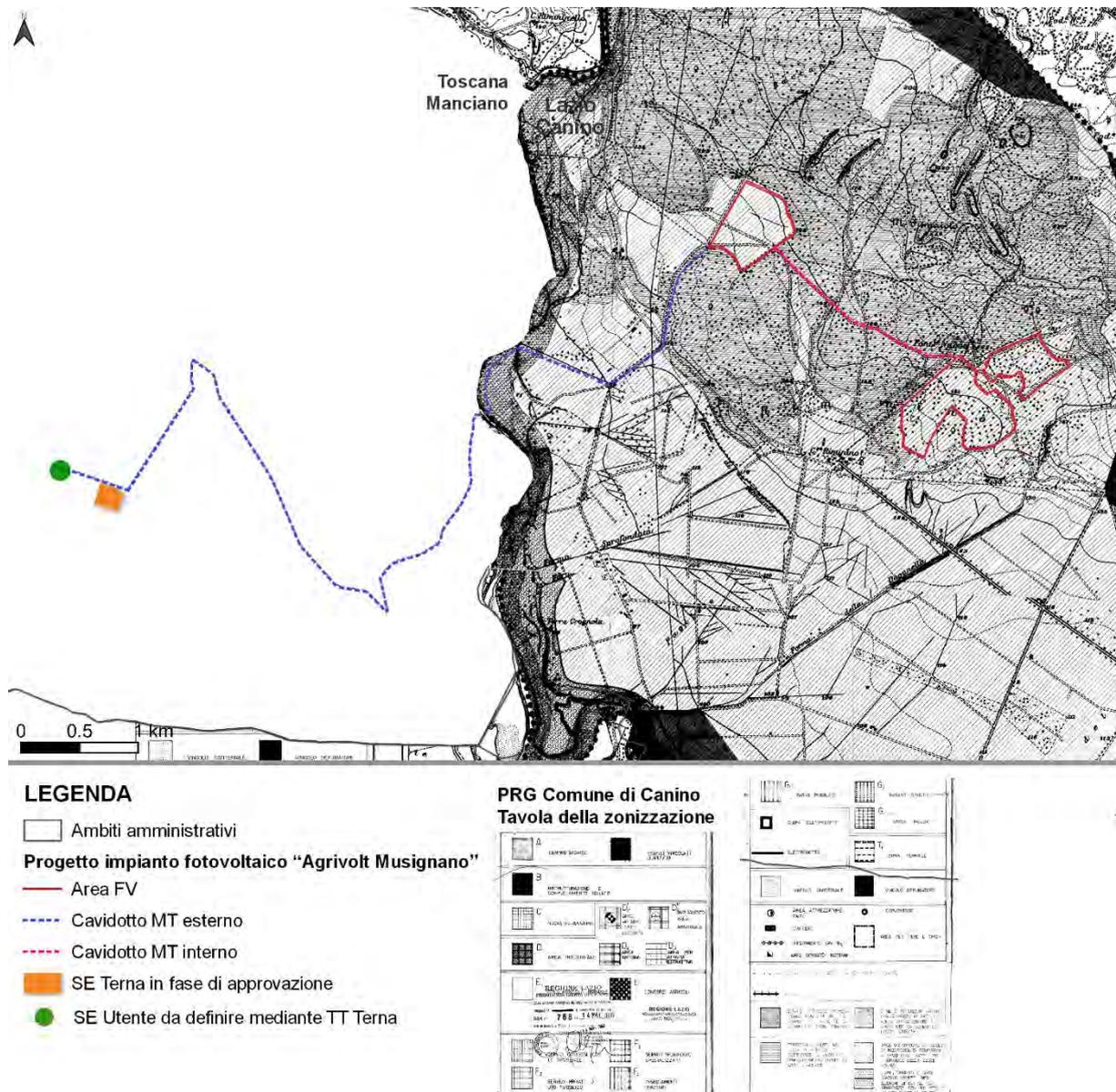


Fig.2 - Layout centrale e parte del cavidotto MT su PRG di Canino (VT)

Parte del cavidotto MT, la stazione di trasformazione MT/AT e il punto di connessione alla RTN ricadono invece in Toscana, nel territorio comunale di Manciano (GR).

Secondo il Piano Strutturale del Comune di Manciano, approvato in data 19 novembre 2008, ai sensi dell’art. 17 della L.R.T. 1/05, e modificato in contestuale adozione del PO, ai sensi dell’art. 232 della L.R.T 65/2014, in data 30 novembre 2017, l’area d’intervento viene definita come *area a prevalente funzione agricola*.

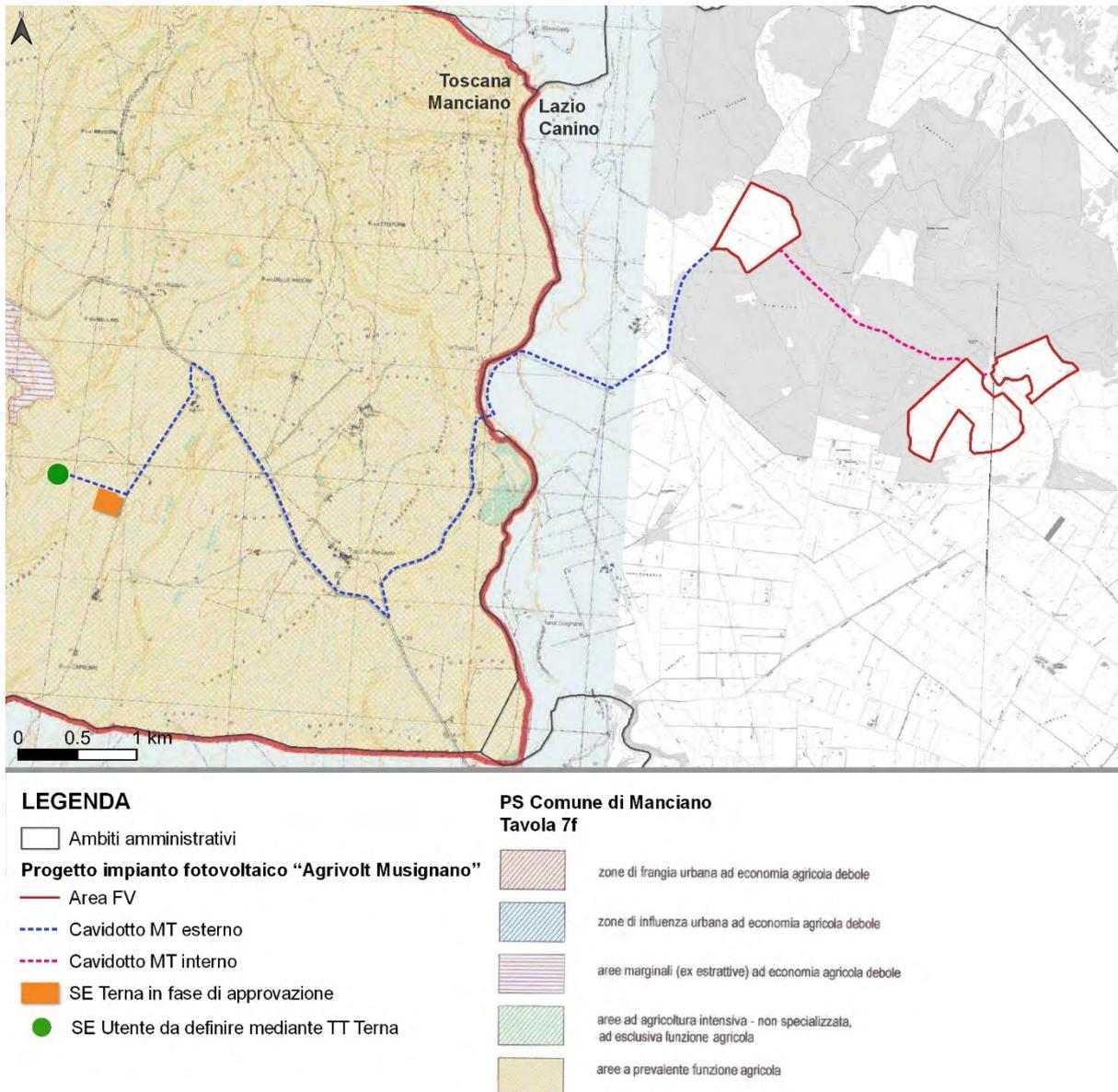


Fig.3 – Parte del cavidotto interrato MT e opere di rete su PS di Manciano (GR)

Per maggiori delucidazioni in merito all’assetto urbanistico dell’impianto si può fare riferimento ai CDU rilasciati dal competente Comune.

Per quanto riguarda l'assetto fornito dal Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR) e i vincoli paesaggistici connessi ai Sistemi e ambiti del Paesaggio (cfr. Figura 4), le aree sono classificate come:

- le aree di impianto ricadono nel paesaggio agrario di rilevante valore tutelato dall'art. 25 delle Norme PTPR, nel paesaggio naturale agrario (art. 23 Norme) e nel paesaggio naturale di continuità (art. 24 Norme).
- il cavidotto MT di collegamento fra le aree di impianto, completamente interrato, ricade nel paesaggio naturale, tutelato ai sensi dell'articolo 22 delle Norme PTPR.
- il cavidotto MT che collega l'impianto FV alla RTN, anch'esso completamente interrato, attraversa il paesaggio naturale, tutelato ai sensi dell'articolo 22 delle Norme PTPR, il paesaggio naturale agrario (art. 23 Norme) e il paesaggio naturale di continuità (art. 24 Norme).

Il cavidotto interferisce inoltre con il vincolo delle acque pubbliche (coincidente con la fascia dei 150m di protezione dei fiumi, torrenti e corsi d'acqua).

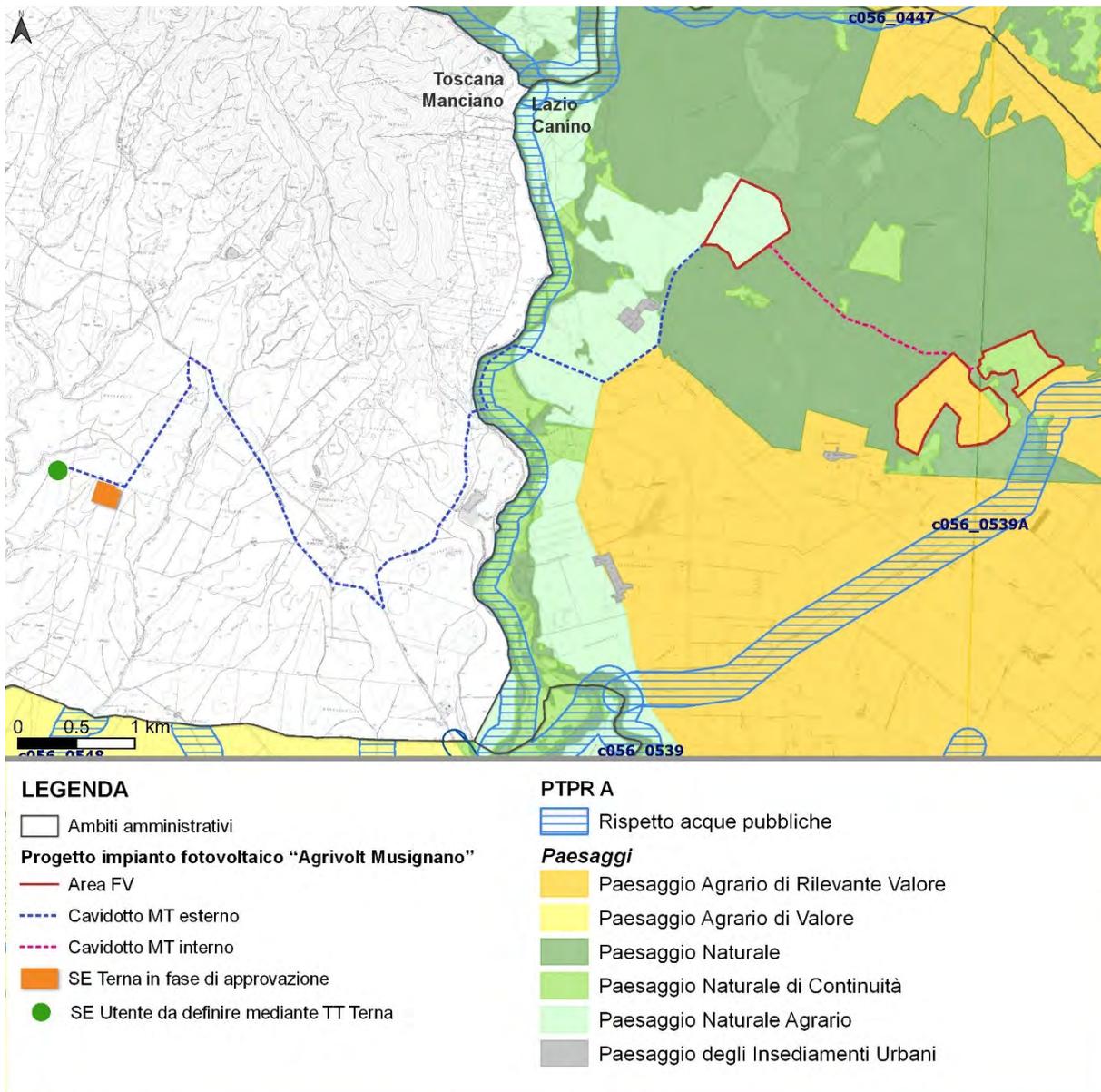


Fig.4 – Tavola A 'Sistemi ed ambiti di paesaggio' del PTPR

Riferendosi alla Tavola B (Beni paesaggistici) del PTPR, rappresentata dalla Figura 5, emerge chiaramente che:

- le aree di impianto non interferiscono con alcuno dei beni paesaggistici di cui all'art. 134 e 142 del D.lgs. n. 42/2004.
- il cavidotto MT di collegamento fra le aree di impianto, completamente interrato, interferisce con la protezione delle aree boscate (art. 39 delle Norme).
- il cavidotto MT che collega l'impianto FV alla RTN interrato, invece, interferisce con la fascia dei 150m di protezione dei fiumi, torrenti e corsi d'acqua (disciplinata dall'art. 36 delle Norme) e con la protezione delle aree boscate (art. 39 delle Norme).

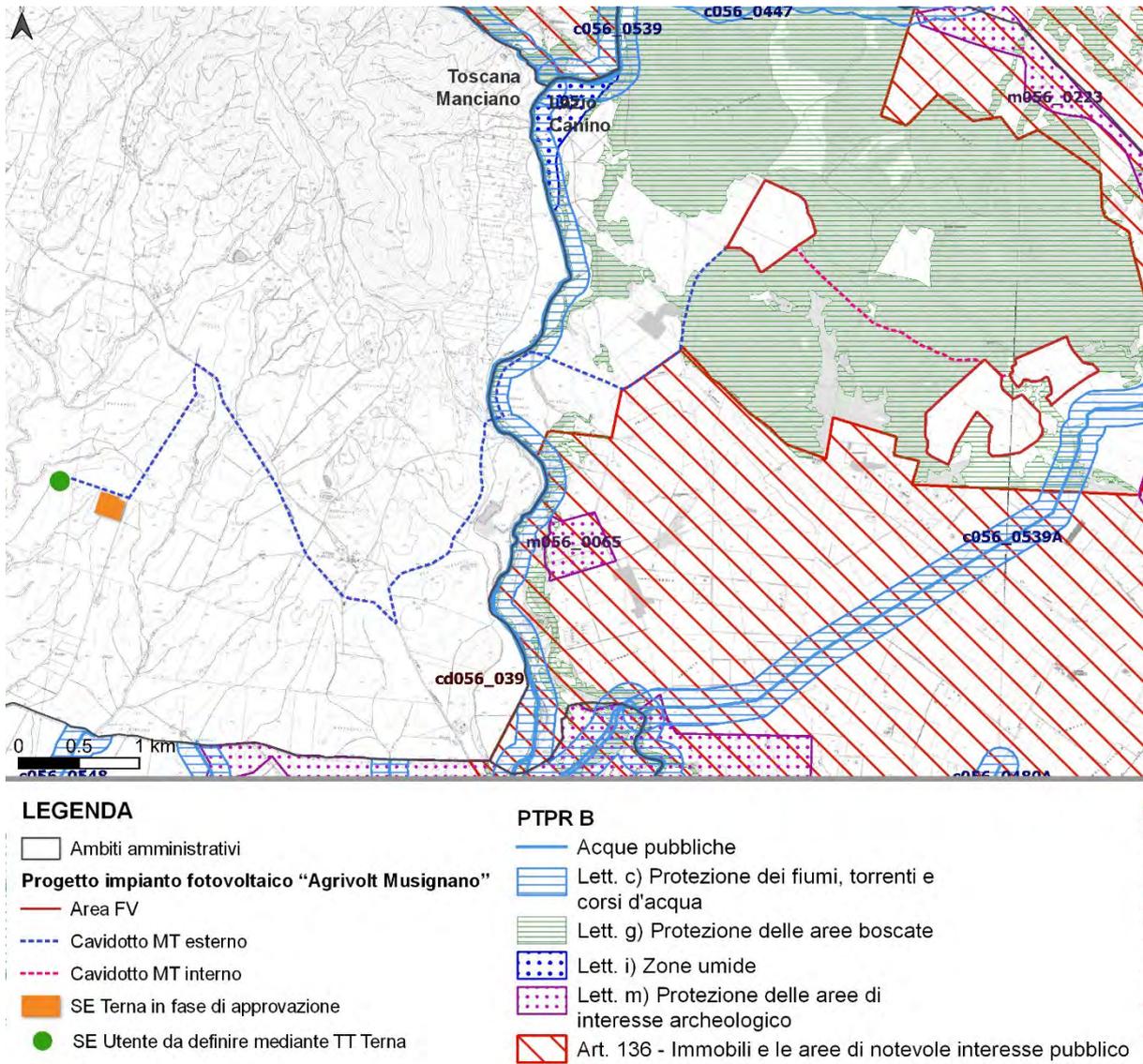


Fig.5 – Tavola B 'Beni paesaggistici' del PTPR

Infine, nella Tavola C (Beni del patrimonio Naturale e Culturale) del PTPR, rappresentata dalla Figura 6, emerge chiaramente che:

- le aree di impianto ricadono all'interno dello Schema del Piano Regionale dei Parchi, disciplinato secondo l'articolo 46 della L.R 29/1997 e secondo il DGR 11746/1993 e 1100/2002. Nel 1993 la Regione Lazio ha pubblicato lo Schema di Piano regionale. Il suddetto schema però, è rimasto un documento preliminare e il piano delle aree protette ad oggi non classifica l'area di studio come area protetta.
- il cavidotto MT di collegamento fra le aree di impianto, completamente interrato, ricade all'interno dello Schema del Piano Regionale dei Parchi, disciplinato secondo l'articolo 46 della L.R 29/1997 e secondo il DGR 11746/1993.
- il cavidotto MT interrato che collega l'impianto FV alla RTN, ugualmente interrato, ricade all'interno dello Schema del Piano Regionale dei Parchi, disciplinato secondo l'articolo 46 della L.R 29/1997 e secondo il DGR 11746/1993.

Inoltre il cavidotto interferisce per un breve tratto, circa 100m, con il SIC (oggi ZPS) Sistema Fluviale Fiora – Olpeta disciplinato dalla Direttiva Comunitaria 92/43/CEE (Habitat) Bioitaly DM 3/04/2000.

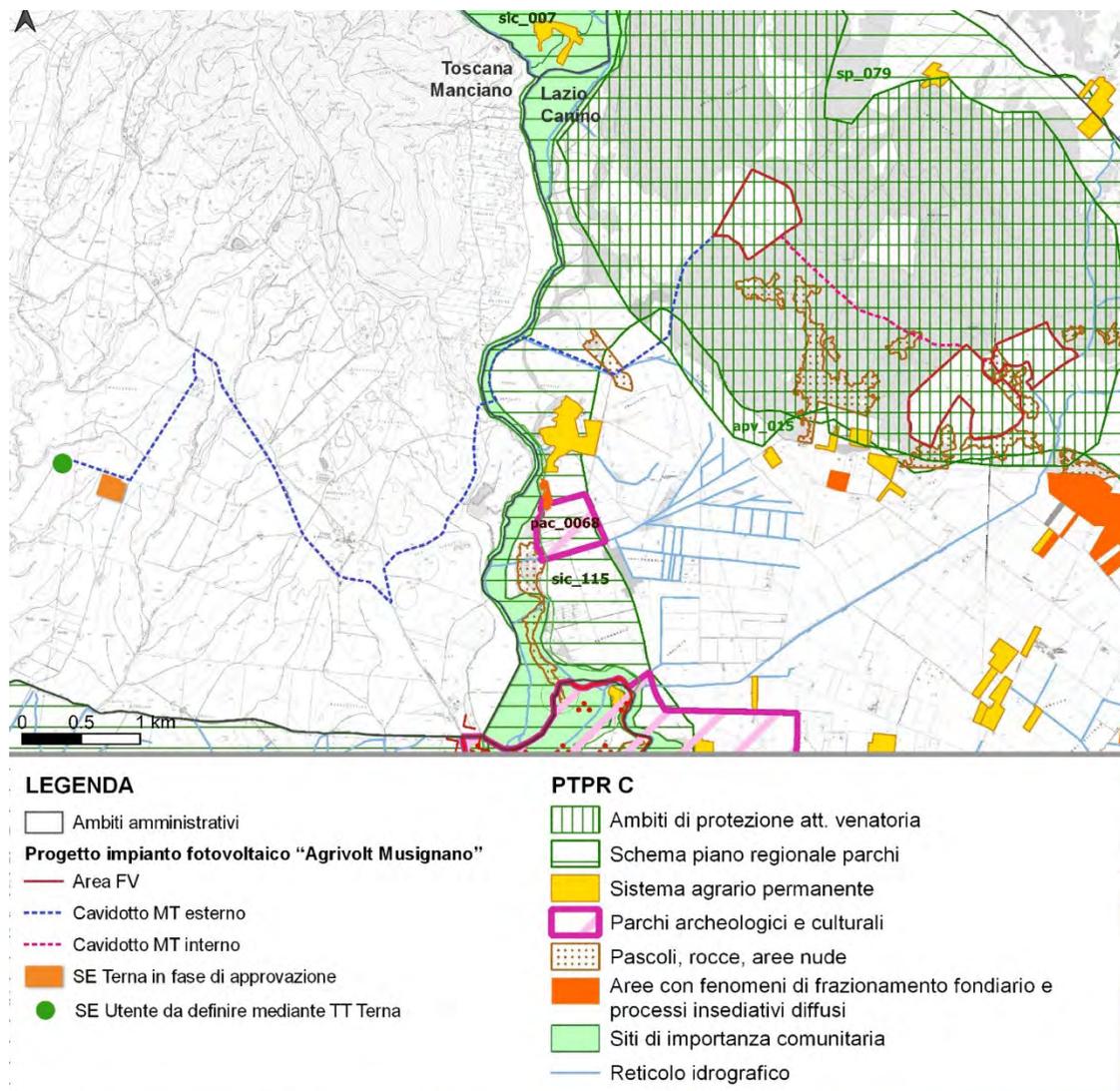
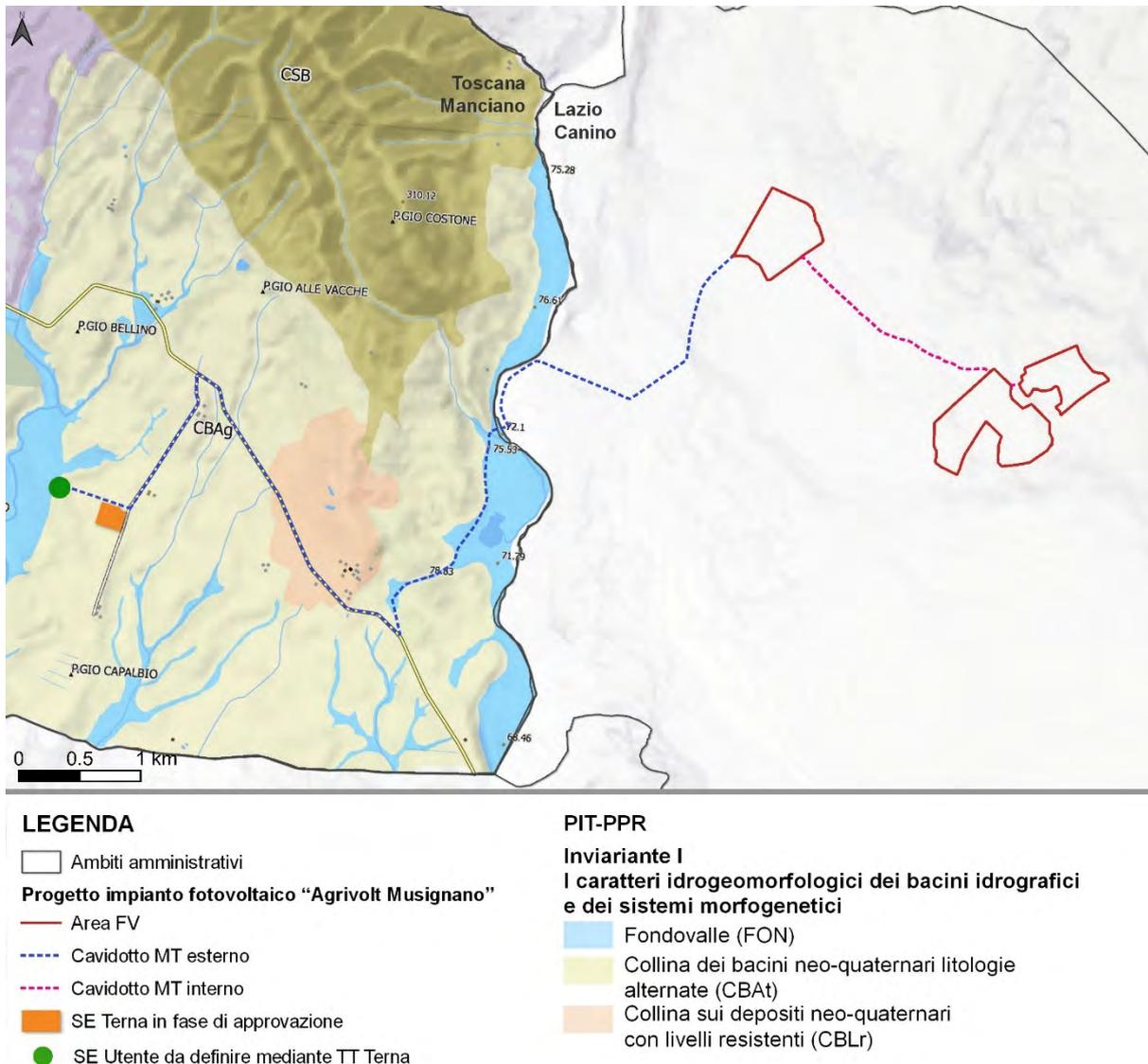


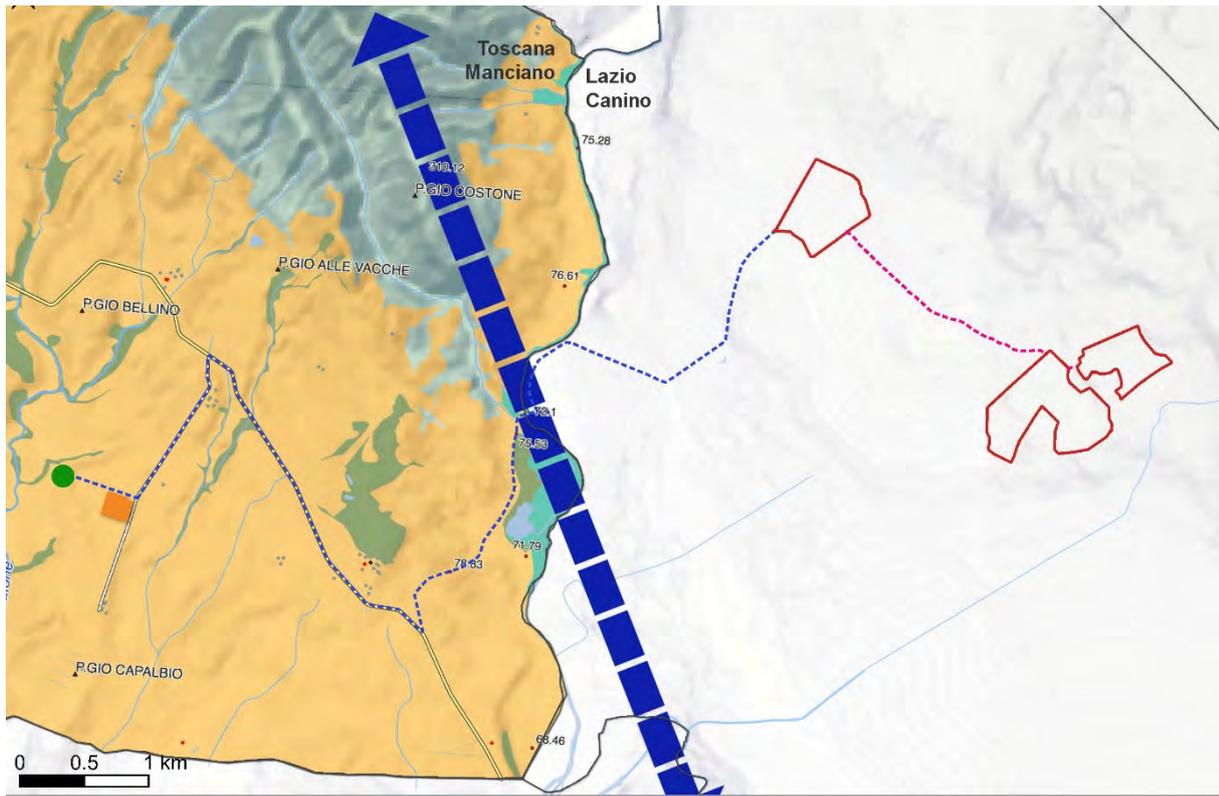
Fig.6 – Tavola C 'Beni del patrimonio naturale e culturale' del PTPR

In Regione Toscana è vigente il Piano di Indirizzo Territoriale (PIT) approvato mediante D.C.R. n. 72 del 24 luglio 2007, la cui disciplina è stata integrata dalla disciplina paesaggistica approvata con D.C.R. n. 37 del 27 marzo 2015.

Al fine di valutare i rapporti del progetto con il PIT-PPr si va, di seguito, a riportare uno stralcio degli elaborati grafici del Piano (Invariante I, II, III e IV) nelle aree interessate dal progetto in valutazione.



*Fig.7 – Invariante I (caratteri idro-geo-morfologici dei bacini idrografici e dei sistemi morfogenetici)*



**LEGENDA**

□ Ambiti amministrativi

**Progetto impianto fotovoltaico "Agrivolt Musignano"**

— Area FV

--- Cavidotto MT esterno

--- Cavidotto MT interno

■ SE Terna in fase di approvazione

● SE Utente da definire mediante TT Terna

**PIT-PPR**

**Invariante II**

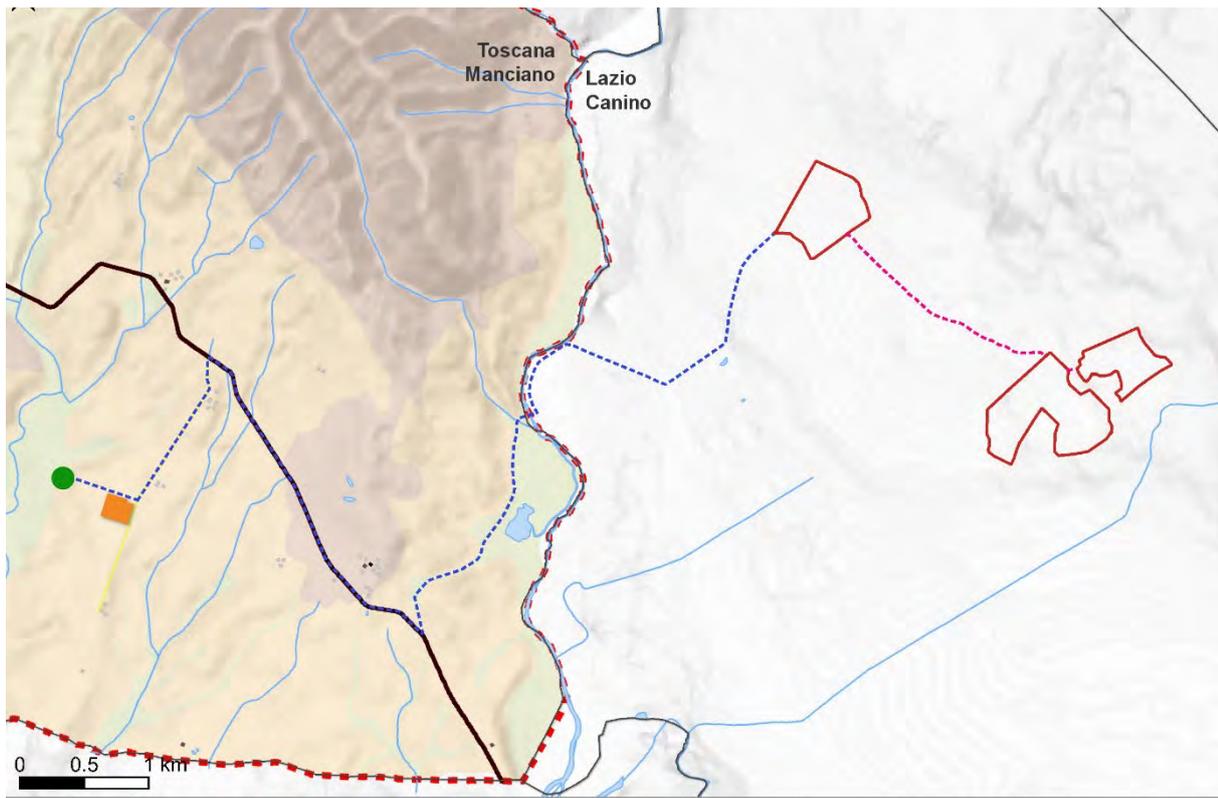
**I caratteri ecosistemici del paesaggio**

■ Nodo degli agroecosistemi

■ Nuclei di connessione ed elementi forestali isolati

➡ Direttrice di connettività extraregionale da mantenere

*Fig.7.1 – Invariante II (I caratteri ecosistemici del paesaggio)*



**LEGENDA**

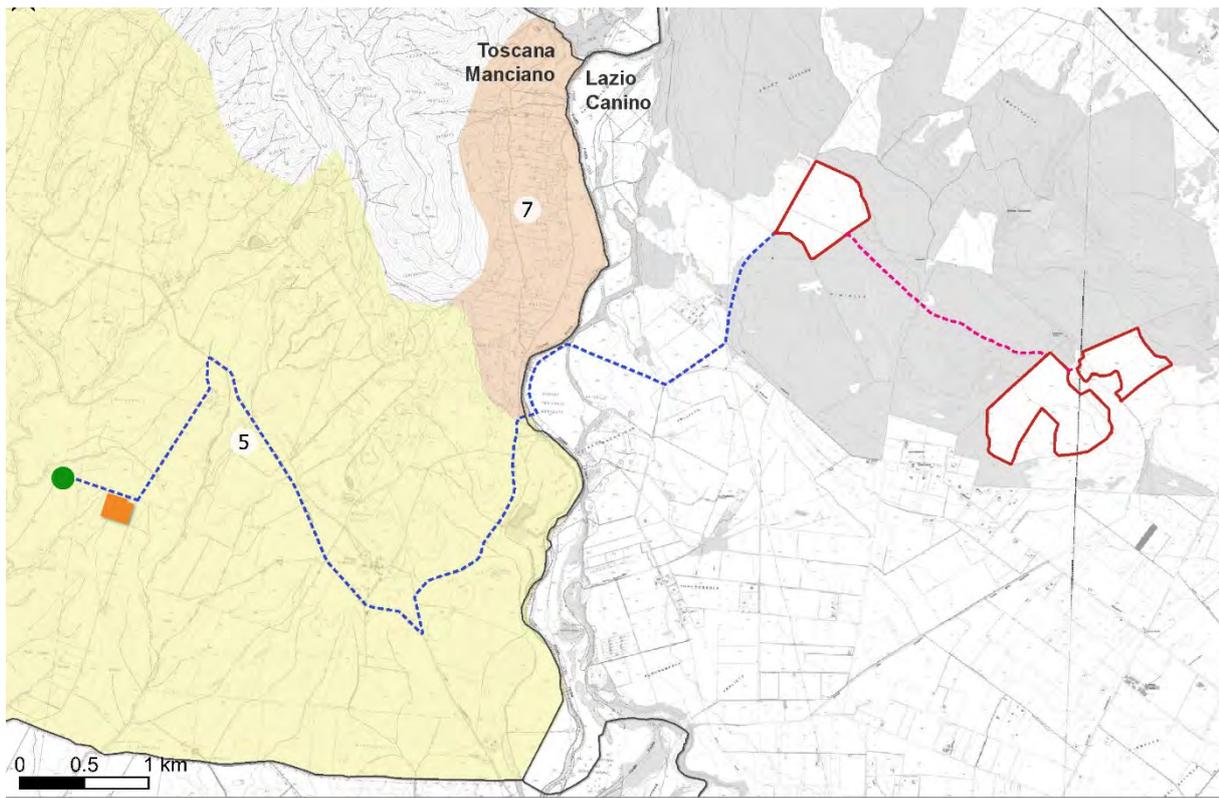
- Ambiti amministrativi
- Progetto impianto fotovoltaico "Agrivolt Musignano"**
- Area FV
- Cavidotto MT esterno
- Cavidotto MT interno
- SE Terna in fase di approvazione
- SE Utente da definire mediante TT Terna

**PIT-PPR**

**Invariante III  
Il carattere policentrico e reticolare dei sistemi insediativi, urbani e infrastrutturali**

- edifici**
- edificio presenti al 1930
- edificio presenti al 1954
- edificio presenti al 2012
- confini dell'urbanizzato**
- aree ad edificato continuo al 1930
- aree ad edificato continuo al 1954
- aree ad edificato continuo al 2012
- infrastrutture viarie**
- viabilità al 1954 di prima classe (> 8 m)
- viabilità al 1954 di seconda classe (> 8 m, > 6 m)
- viabilità al 1954 di terza classe (< 6 m)
- tracciati viari fondativi (sec. XIX)
- ferrovie

*Fig.8 – Invariante III (carattere policentrico e reticolare dei sistemi insediativi, urbani e infrastrutturali)*



**LEGENDA**

- Ambiti amministrativi
- Progetto impianto fotovoltaico "Agrivolt Musignano"
- Area FV
- - - Cavidotto MT esterno
- · - · Cavidotto MT interno
- SE Terna in fase di approvazione
- SE Utente da definire mediante TT Terna

**PIT-PPR**

**Invariante IV**

**I caratteri morfologici dei sistemi agro ambientali dei paesaggi rurali**

- 5 MORFOTIPO DEI SEMINATIVI SEMPLICI A MAGLIA MEDIO-AMPIA DI IMPRONTA TRADIZIONALE
- 7 MORFOTIPO DEI SEMINATIVI A MAGLIA FITTA DI PIANURA O FONDOVALLE

*Fig.9 – Invariante IV (I caratteri morfologici dei sistemi agro ambientali dei paesaggi rurali)*

Secondo il Piano Territoriale Provinciale Generale (PTPG) della Provincia di Viterbo, approvato con deliberazione del Consiglio Provinciale n.105 del 28/12/2007, l'area di impianto, il cavidotto di collegamento fra le aree di impianto e il cavidotto di collegamento alla RNT ricadono all'interno delle seguenti aree:

- sub-ambito (6, Viterbese interno)
- sistema paesaggistico
- fasce fluviali principali (solo il cavidotto interrato)

Nella Figura 10 viene riportato uno stralcio del PTPG.

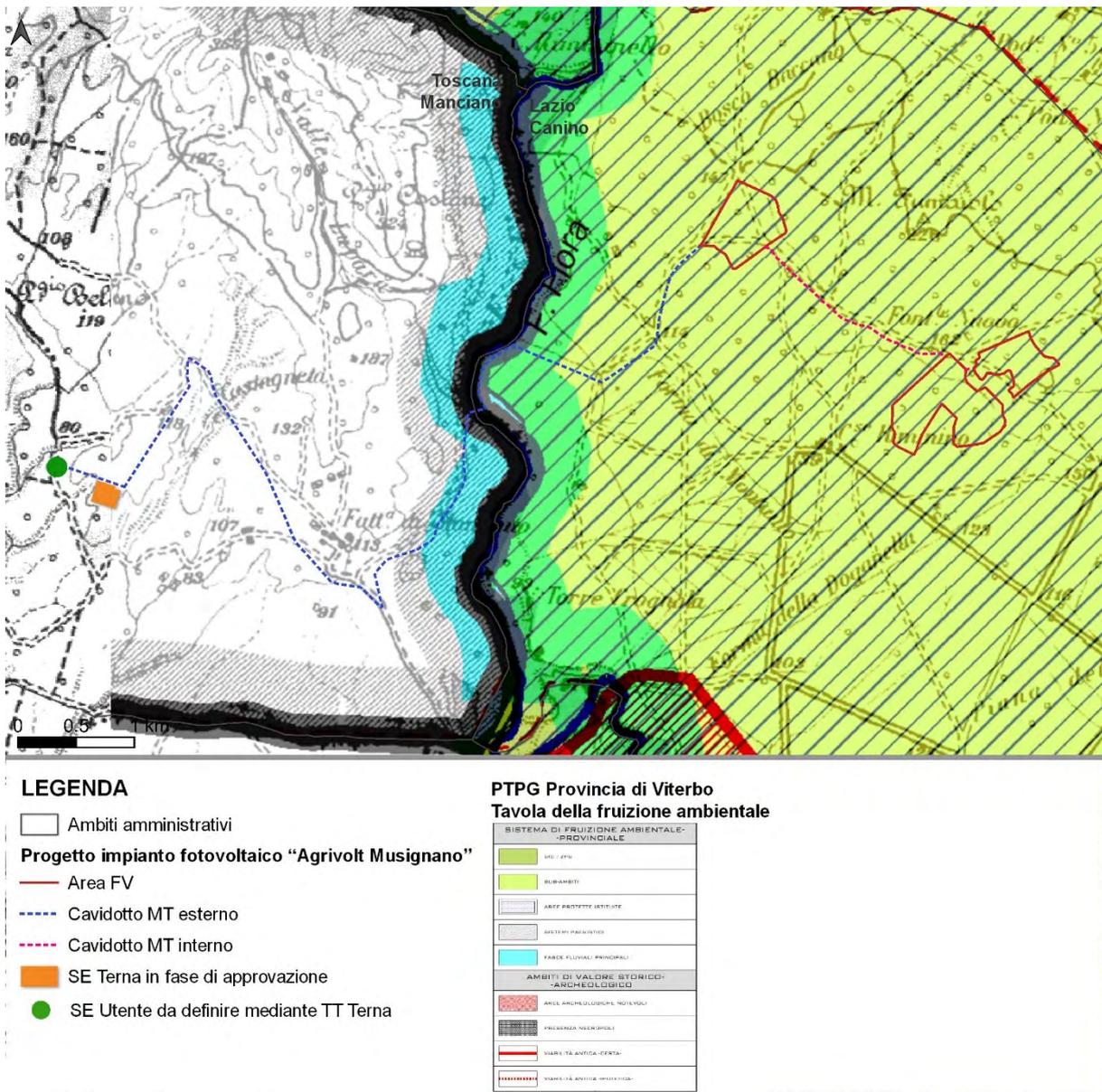


Fig.10 – Estratto del Piano Territoriale Provinciale Generale (PTPG) – Provincia di Viterbo

Di seguito di riportano gli stralci di inquadramento da Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) di Grosseto, approvato con D.C.P. n. 20 del 11/06/2010.

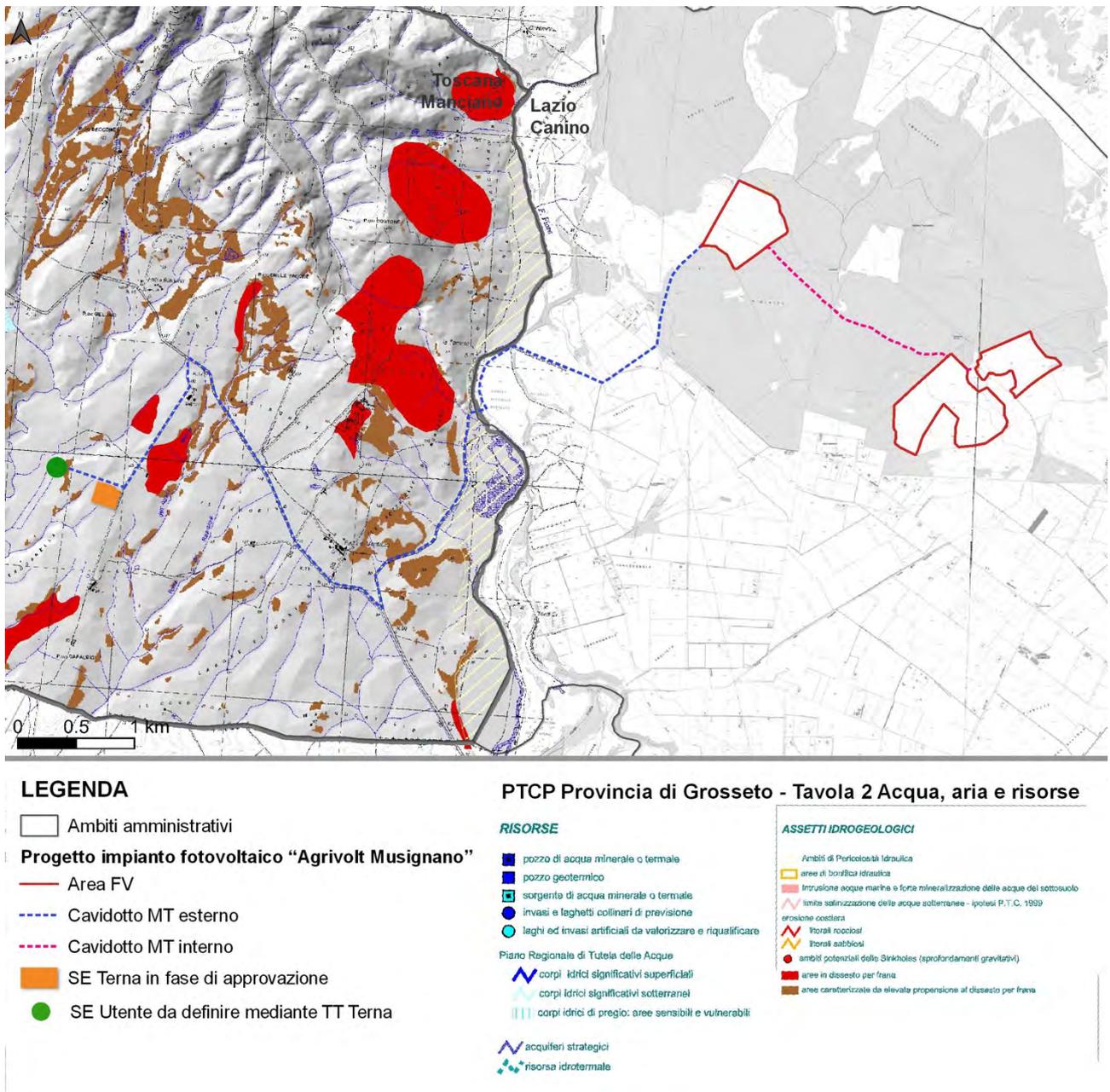
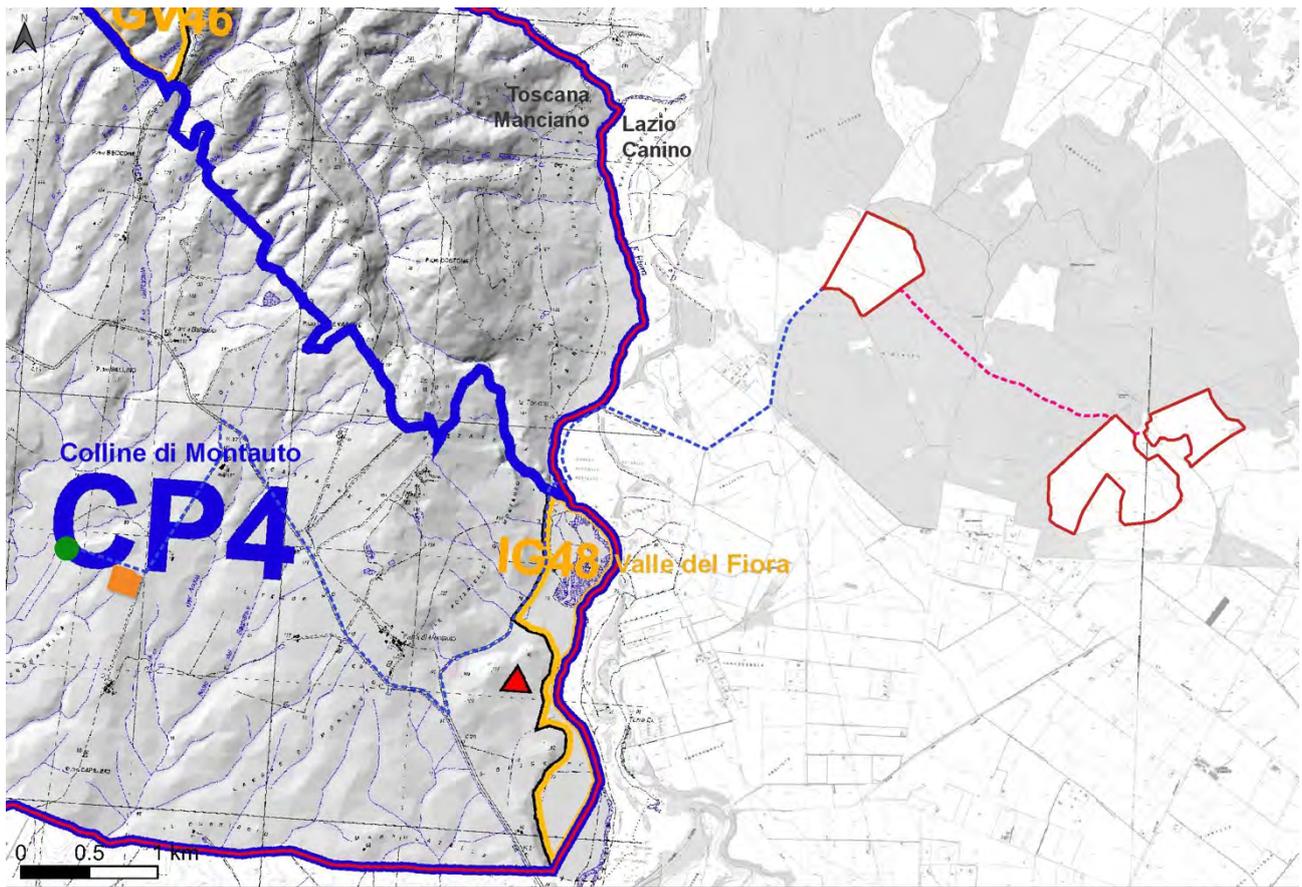


Fig.11 – Estratto del PTCP – Provincia di Grosseto – Acqua, aria e risorse



**LEGENDA**

- Ambiti amministrativi
- Progetto impianto fotovoltaico "Agrivolt Musignano"**
- Area FV
- - - Cavidotto MT esterno
- · - · Cavidotto MT interno
- SE Terna in fase di approvazione
- SE Utente da definire mediante TT Terna

**PTCP Provincia di Grosseto - Tavola 3 Morfologia territoriale**

- | IDENTITÀ MORFOLOGICHE TERRITORIALI   | EMERGENZE MORFO-AMBIENTALI   |
|--|--|
| <p><b>R</b> Ambito (A.M.T.):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>I - Isole</li> <li>Pr - Promontori</li> <li>C - Coste</li> <li>Pi - Pianure</li> <li>Cp - Colline plioceniche</li> <li>R - Rilievi antiappenninici</li> <li>Rt - Riptani tufacei</li> </ul> <p><b>R3</b> Sistema (Si.M.T.)</p> <p><b>R3.3</b> Unità (U.M.T.)</p> | <p>Are a Gestione Speciale (A.G.S.):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>★ Parchi e Riserve Nazionali</li> <li>▲ Parco Regionale, Riserve e Parchi Provinciali</li> </ul> <p>Are a Tutela Specifica (A.T.S.):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ SIR - SIC - ZPS</li> <li>■ SIR - ZPS</li> <li>■ SIR - SIC</li> <li>■ SIR</li> <li>■ Aree Contigue</li> <li>■ Aree a Ridotto Potenziale Antropico (A.R.P.A.)</li> </ul> |

Fig.12 – Estratto del PTCP – Provincia di Grosseto - Morfologia

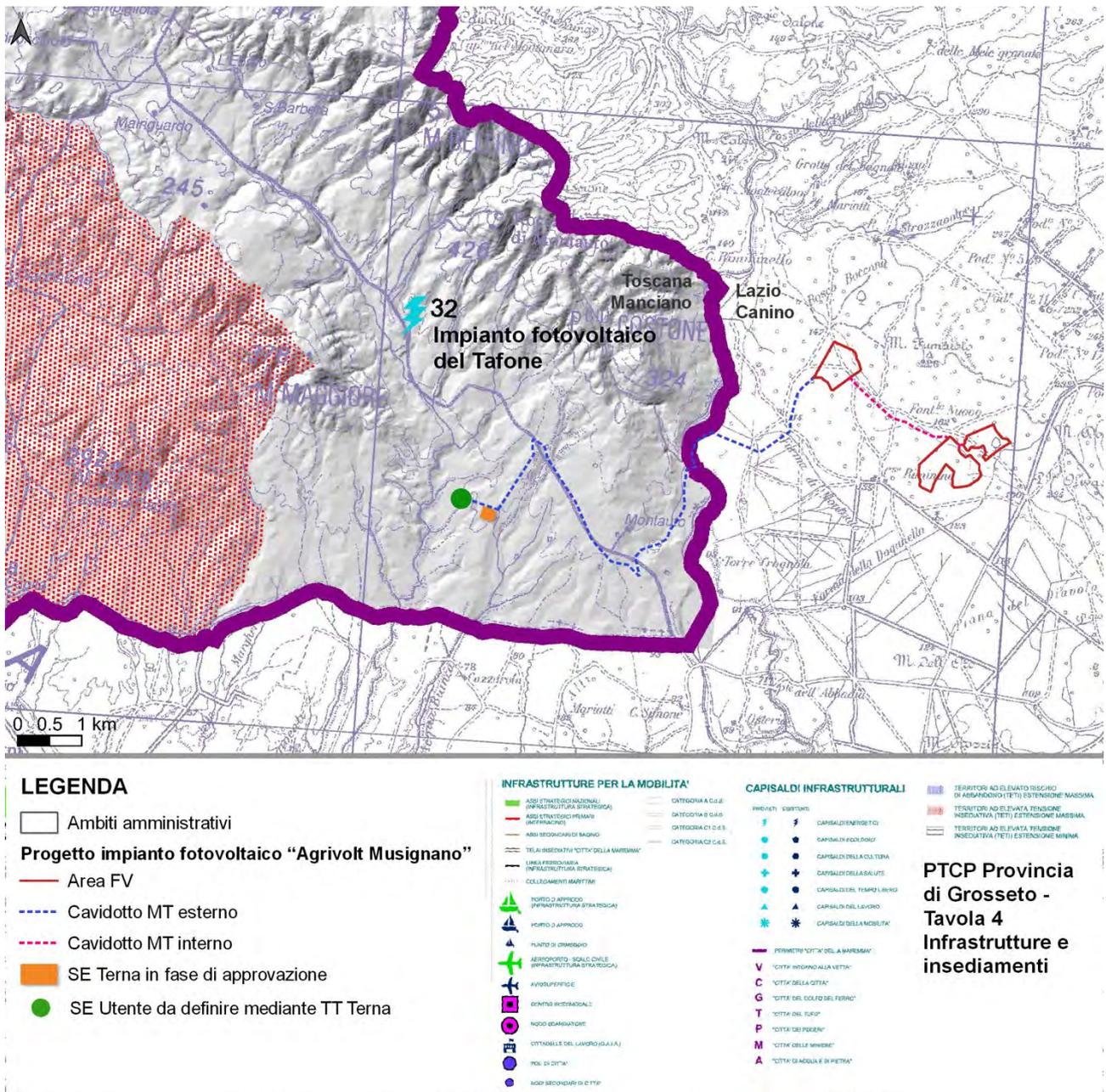


Fig.13 – Estratto del PTCP – Provincia di Grosseto – Infrastrutture e insediamenti

Quindi, concludendo, sulle aree d’impianto non sussistono vincoli né di natura paesaggistica né storico culturale.

I settori B e C in esame sono soggetti a vincolo idrogeologico.

Tutto l’impianto come le opere di connessione non risultano compresi entro i limiti di aree parco, SIC e ZPS.

Per maggiori delucidazioni e approfondimenti si può far riferimento alla cartografia allegata e allo studio d’impatto ambientale.

## 5. Descrizione generale della centrale fotovoltaica

La centrale fotovoltaica suddetta sarà posizionata interamente all'interno dell'azienda agricola Musignano ubicata rispettivamente, per il settore "A" in località "Pian dei Vannuzzi di sopra" e i settori "B" e "C" in località "Le Crostolete grandi", nel territorio del Comune di Canino (VT) [42°28'12.12"N - 11°39'10.91"E].

La centrale fotovoltaica, di potenza nominale DC pari a 71,54 MWp, sarà realizzata con strutture a pali infissi nel terreno e sarà connessa alla rete elettrica di trasmissione nazionale RTN-TERNA tramite connessione in cavo interrato 132kV sulla SE Terna 380/132 kV nel Comune di Manciano (GR). Per inquadrare al meglio l'ubicazione delle due aree di interesse si riporta di seguito la loro posizione sullo stralcio dell'ortofoto (Figura 14).

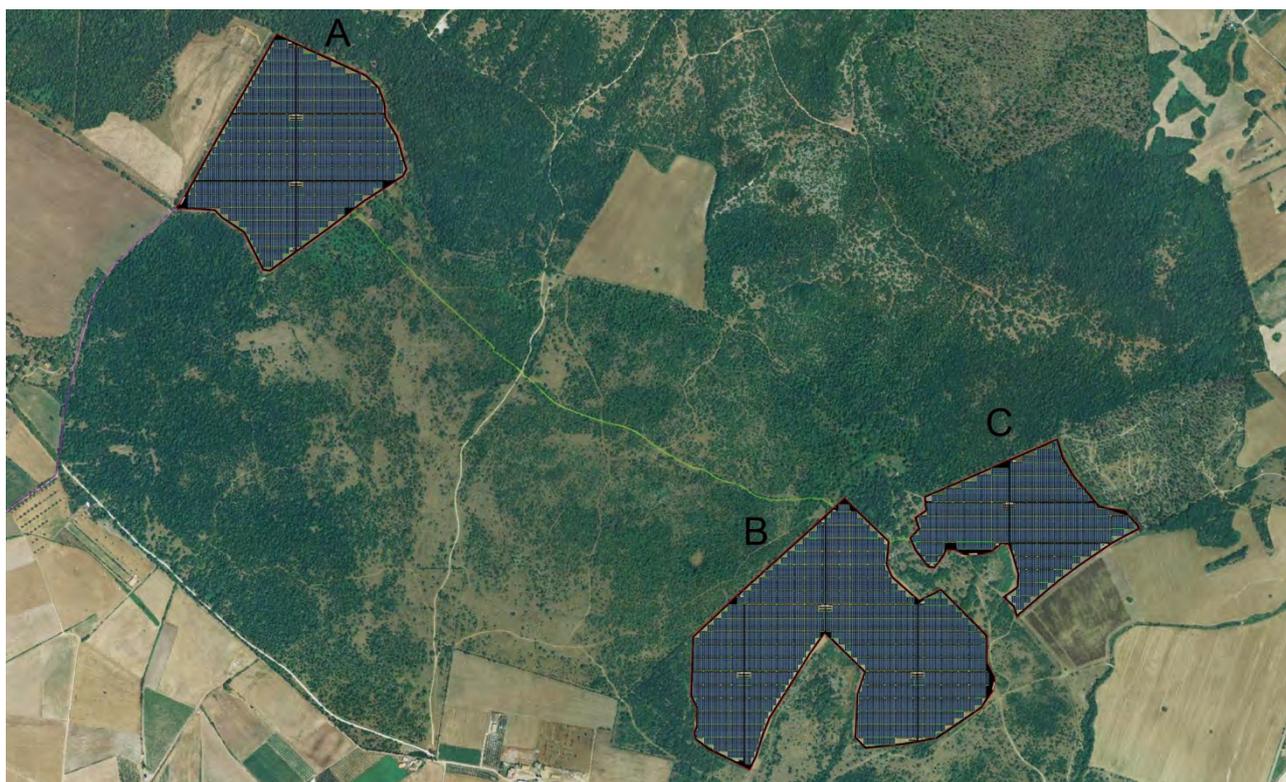
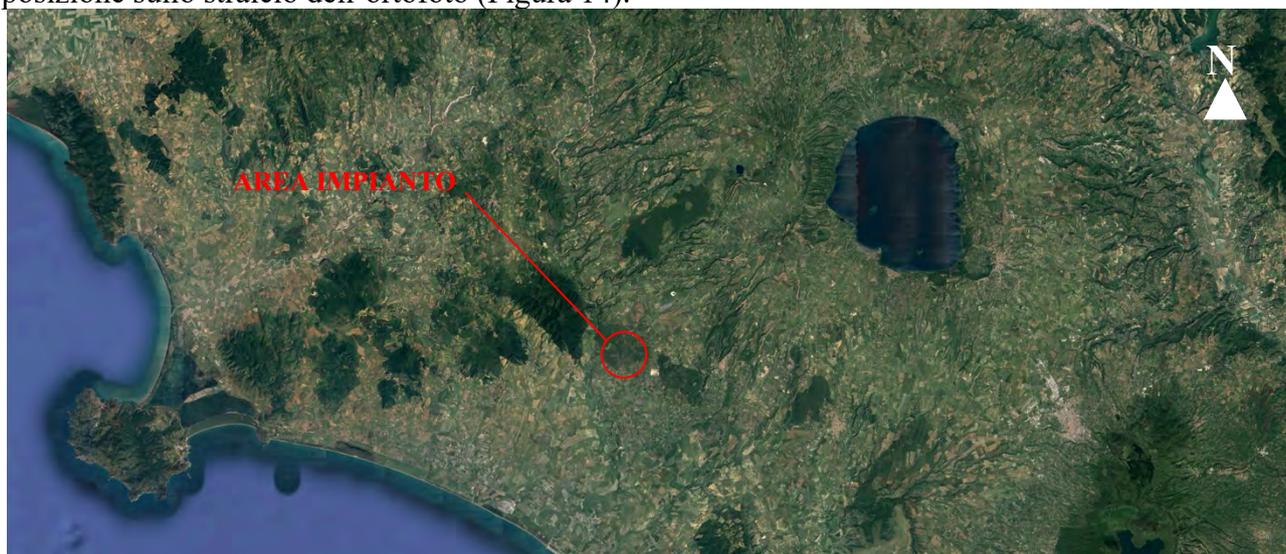


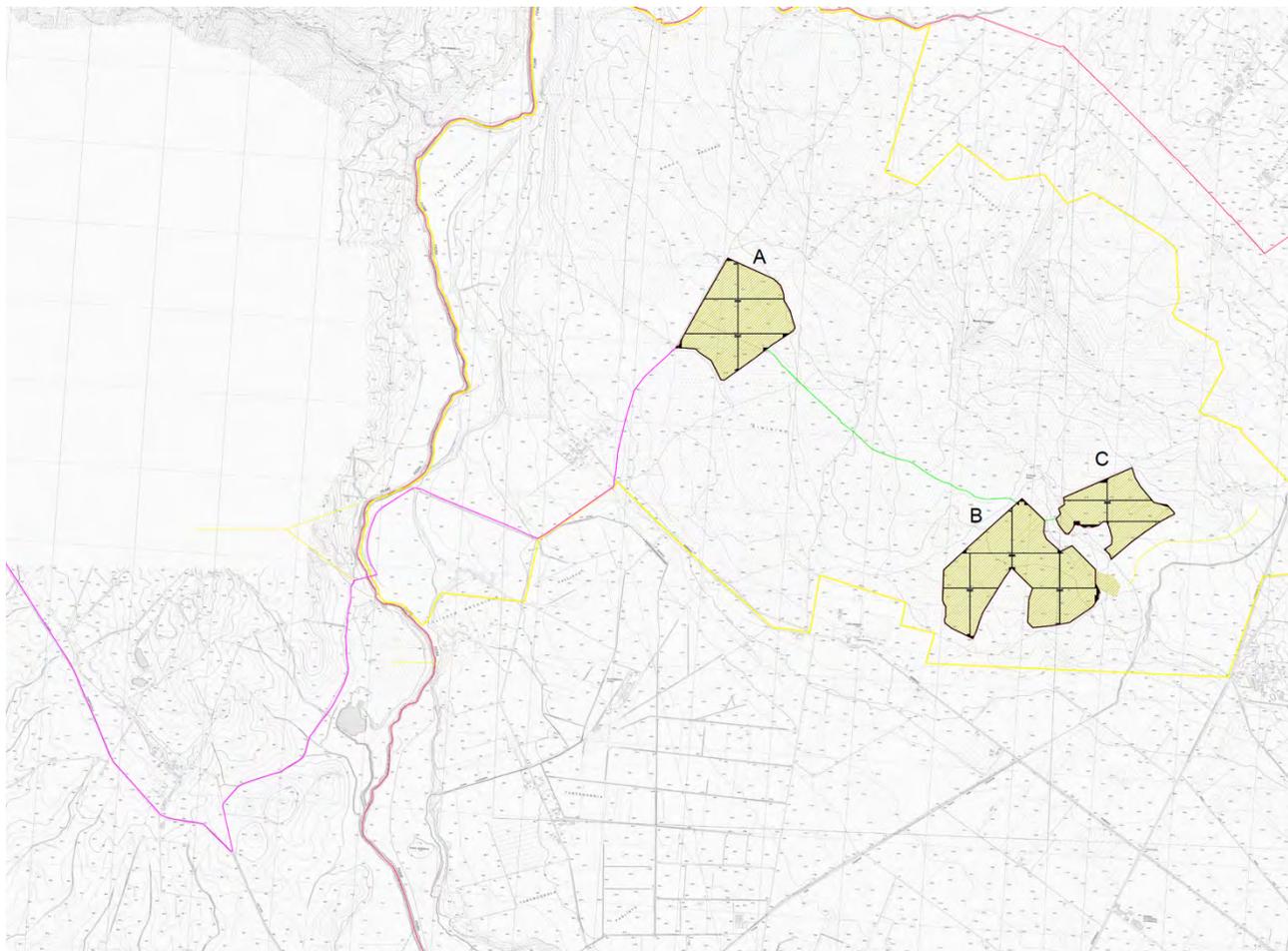
Fig.14 - Layout generatore fotovoltaico

Le tre zone di impianto sono state distinte e denominate rispettivamente Settori: A-B-C. Le aree oggetto della presente relazione, sono ubicate a ovest del centro abitato del comune di Canino (VT).

I riferimenti cartografici CTR sono rappresentati da:

- Sezioni CTR - 343121, 343122, 344093;

Nella seguente Figura 15 sono riportate le aree di intervento sulla base cartografica degli elementi della Carta Tecnica Regionale della Regione Lazio.



*Fig.15 – Ubicazione dei lotti su stralcio degli elementi della Carta Tecnica Regionale del Lazio*

Il generatore fotovoltaico svilupperà una superficie totale dei moduli pari a circa 33,46 Ha. Dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico della potenza nominale di 71.547 kWp sarà costituito da 118.260 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino. Nella figura 16 è possibile osservare la parzializzazione elettrica del generatore fotovoltaico in 70 campi fotovoltaici, e la parzializzazione fisica dell'impianto fotovoltaico in tre settori, A, B e C.

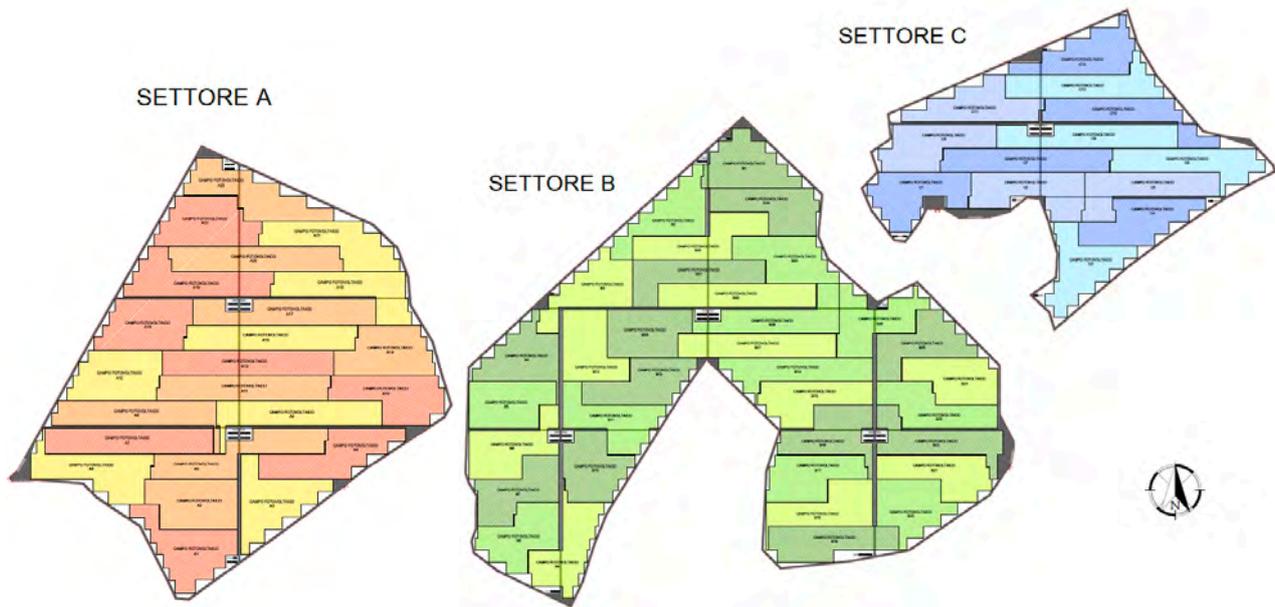


Fig.16 – Rappresentazione dei 70 campi fotovoltaici costituenti il generatore fotovoltaico

I moduli fotovoltaici in silicio monocristallino della potenza di picco di 605 Wp, di cui si riporta la scheda tecnica di dettaglio negli allegati relativi alla fornitura, saranno installati a bordo di tracker ad inseguimenti monoassiale.

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di n.118260 moduli (PDC=71547,30 kWp), di cui n.38820 nel Settore A (PDC,A=23486,10 kWp), n.56520 nel Settore B (PDC,B=34194,60 kWp), e n.22920 nel Settore C (PDC,C=13866,60 kWp), distribuiti elettricamente su stringhe costituite da n.30 moduli fotovoltaici in serie, connesse a n.70 inverter centralizzati di potenza nominale pari a 951 kW ciascuno (PAC=66570,00 kW), di cui n.23 nel Settore A (PAC,A=21873,00 kW), n.34 nel Settore B (PAC,B=32334,00 kW) e n.13 nel Settore C (PAC,C=12363,00 kW).

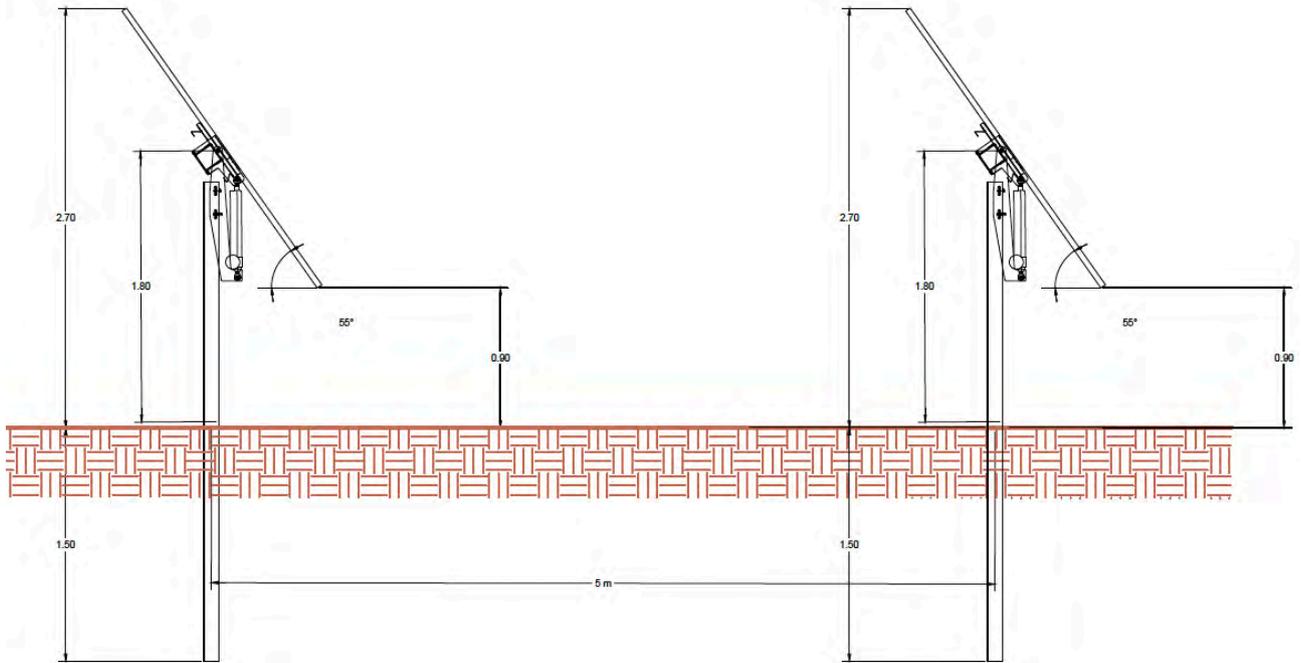
Il generatore fotovoltaico verrà ancorato su n.3688 tracker ad inseguimento monoassiale da 30 moduli e su n.508 inseguitori da 15 moduli, con passo est-ovest pari a 5 m e passo nord-sud pari a 1,5 m.

I moduli fotovoltaici verranno opportunamente ancorati ai telai metallici dei tracker, mentre i sostegni degli stessi verranno fissati al terreno con tecnologia a battipalo, con modalità tale da garantire l'adattamento alle eventuali irregolarità del terreno, nonché il rispetto dei vincoli geometrici imposti dal costruttore degli inseguitori. Non sarà modificata la morfologia del terreno né sarà alterato il normale decorso delle acque meteoriche.

In alternativa si potranno prevedere, in sede esecutiva, forniture e configurazioni elettriche differenti.

Le strutture ad inseguimento monoassiale per l'alloggiamento dei moduli fotovoltaici saranno in configurazione "portrait-1", caratterizzate da un asse di rotazione disposto in direzione N-S, con angolo di tilt pari a 0°.

L'altezza massima delle strutture sarà pari a circa 2,7 m dal suolo.



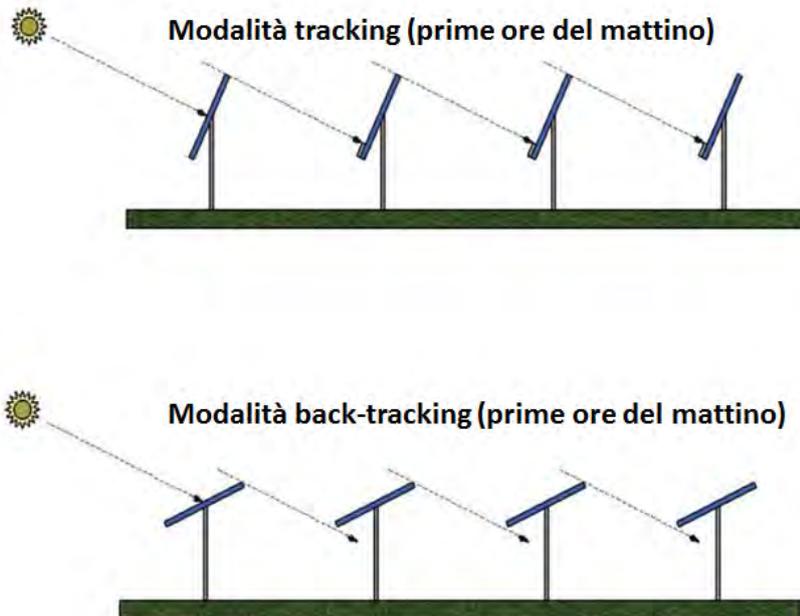
*Fig.17 – Particolare strutture di supporto*

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico non prevede l'esecuzione di sbancamenti, di riporti e di eventuali interventi e/o opere previste per la sistemazione complessiva dell'area interessata dall'impianto stesso.

Gli inseguitori disporranno di un asse di rotazione N-S disposto orizzontalmente e, ottimizzando complessivamente l'angolo di incidenza della radiazione sul piano dei moduli in considerazione della traiettoria apparente del sole, permetteranno di incrementare la producibilità specifica dell'impianto.



Inoltre, facendo ricorso alla modalità di inseguimento "backtracking", che in alcune fasce orarie prevede una contro rotazione del modulo rispetto a quanto suggerirebbe il naturale tracciamento della posizione del sole, sarà possibile ridurre le perdite per mutuo ombreggiamento nelle prime ore del mattino ed in quelle del tardo pomeriggio.



Gli apparati di conversione saranno posizionati dietro le strutture di supporto dove alloggianno i moduli fotovoltaici. I locali tecnici previsti saranno pertanto adibiti all'alloggiamento dei quadri di parallelo, ausiliari, monitoring ed alla trasformazione MT/BT.

Le cabine totali saranno 108; (n.34 per il Settore A, n.50 per il Settore B e n.24 per il Settore C), necessari per effettuare la conversione DC/AC, i paralleli d'impianto, la trasformazione in media tensione, nonché per l'ubicazione dei servizi ausiliari. Nel Settore A verrà effettuato l'ultimo parallelo ed avrà origine il cavidotto MT adibito al collegamento con la SEU.

Ciascuna cabina prefabbricata sarà realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porta di accesso e griglie di aerazione.

Le linee BT svilupperanno una lunghezza totale 7.440 m (distribuzione bassa tensione), distribuita sui tre settori. Le linee MT, interne, svilupperanno una lunghezza totale 7.720 m (distribuzione media tensione interna) Le linee MT, esterne, svilupperanno una lunghezza totale di circa 10 km. Le linee AT esterne svilupperanno una lunghezza di 100 m.

Tutte le caratteristiche costruttive ed elettriche della centrale fotovoltaica, delle cabine e della sottostazione utente, oltreché dei relativi sistemi di collegamento sono rappresentate all'interno degli elaborati del progetto definitivo in allegato.

La centrale sarà recintata e dotata di sistemi per la viabilità interna e perimetrale al fine della gestione degli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Sono previsti n.1 accesso carrabile per ciascun settore, sistema di illuminazione e videosorveglianza lungo la recinzione perimetrale.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato verde alta 1,90 m, con i diversi pannelli della rete collegata a pali di sostegno alti 2 m, infissi per battitura nel terreno per una

profondità massima pari a 1 m. Per consentire il passaggio della fauna selvatica sono previsti dei passaggi di dimensioni 0,2 x 1 m, ogni 100 m di recinzione.

La viabilità sia interna che esterna varierà tra 5 e 7 metri di larghezza e sarà realizzata in battuto e ghiaia.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà costituito da pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinti di fondazione in calcestruzzo armato. L'altezza massima di ciascun palo sarà pari a 6 m fuori terra.

La centrale fotovoltaica in esercizio nominale non richiede la presenza di personale, ad eccezione delle normali operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria occorrenti nell'arco della vita impiantistica.

Le operazioni di manutenzione ordinaria da condurre in impianto, prevedono:

- il taglio dell'erba che potrà essere effettuato per mezzo del pascolo libero di greggi di pecore e solo di rado a valle di pianificazione di un taglio realizzato da ditte specializzate per la gestione della ricrescita e bonifica di specie;
- il lavaggio dei moduli fotovoltaici per mezzo dell'utilizzo di acqua in pressione demineralizzata, riducendo al minimo l'utilizzo di prodotti chimici;
- manutenzioni impiantistiche elettriche su componenti di impianto

Le operazioni di manutenzione straordinaria da condurre in impianto, prevedono:

- manutenzioni impiantistiche elettriche su componenti di impianto.

## **6. Funzionamento ed esercizio commerciale della centrale fotovoltaica**

L'energia prodotta dalla centrale fotovoltaica, con forma d'onda continua sarà convogliata per mezzo del parallelo di stringhe fotovoltaiche verso n. 70 inverter centralizzati con potenza nominale pari a 951 kW che provvederanno alla conversione DC/AC. Ciascun inverter, a cui verranno collegati gruppi di n.3 unità di quadri di campo sarà alloggiato in apposita cabina di conversione e trasformazione (bt/MT), opportunamente ubicata nell'area di impianto in considerazione del corrispondente campo fotovoltaico. Sarà realizzato il parallelo di gruppi di cabine MT andando a costituire sezioni di impianto che convoglieranno il flusso di potenza in ingresso ad una cabina di raccolta (cabina di parallelo MT). Dalla cabina di raccolta uscirà un elettrodotto in media tensione in direzione della sottostazione di trasformazione (MT/AT) per l'iniezione dell'energia prodotta, nella rete elettrica di trasmissione nazionale gestita da TERNA.

L'energia iniettata nella rete elettrica di trasmissione per mezzo di opportuna infrastruttura di connessione così come descritta all'interno della soluzione di connessione rilasciata da Terna, sarà gestita commercialmente per mezzo di contratto di cessione che verrà istituito con un trader operante sul mercato dell'energia elettrica gestito dal GME – Gestore del Mercato Elettrico.

La centrale fotovoltaica sarà dunque gestita commercialmente in regime di market-parity, sul mercato dell'energia elettrica GME, senza l'erogazione di nessuna tariffa incentivante.

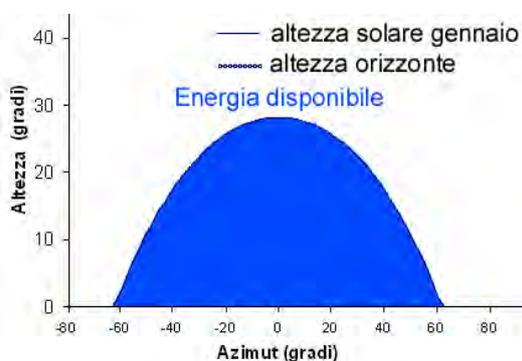
## 7. Analisi di producibilità e calcoli prestazionali d'impianto

Vengono di seguito riportati i calcoli relativi alla simulazione del funzionamento dell'impianto in un arco di tempo pari ad un anno.

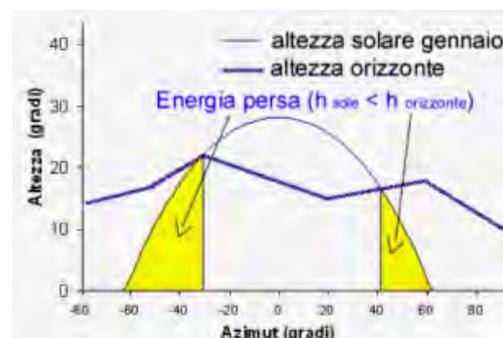
### Micrositing

Il layout elaborato nel merito della disposizione dei moduli al suolo deriva da un accurato studio di micrositing:

- a) L'analisi clinometrica globale, cioè la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione all'orizzonte osservato dall'impianto, è stata integralmente ricostruita con idoneo sopralluogo per rilievo clinometrico e verificata facendo uso di immagini satellitari tridimensionali, per mezzo delle quali si sono potute valutare le altezze angolari degli ostacoli posti all'orizzonte (profilo clinometrico) visti dal generatore fotovoltaico. Gli ombreggiamenti clinometrici sono dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può ritenere che i loro effetti siano i medesimi per ogni modulo ed ogni stringa che lo compongono. L'ombreggiamento clinometrico difficilmente può essere evitato o mitigato una volta che il sito di installazione è stato scelto. La stima di tali perdite può essere ottenuta riportando il profilo dell'orizzonte, in termini di altezza e di azimut, sul diagramma di altezza solare. In prima approssimazione il calcolo delle perdite può essere condotto mese per mese ipotizzando che la radiazione incidente sul piano dei moduli sia proporzionale all'area sottesa dalle curve di altezza solare. In tal caso la perdita percentuale di energia per il mese in esame risulta pari al rapporto fra l'energia persa (area gialla) e l'energia disponibile (area blu). Le altezze rilevate spazzando l'orizzonte da est a ovest per il sito in esame sono state di seguito adoperate ai fini della valutazione delle perdite per ombreggiamento clinometrico; va comunque evidenziato che il sito in esame non risulta particolarmente penalizzato in tal senso.



*Energia disponibile*



*Energia persa*

- l'analisi clinometrica locale rappresenta invece la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione al mutuo ombreggiamento tra moduli fotovoltaici collocati su strutture adiacenti, oltre all'eventuale contributo attribuibile ad ostacoli presenti all'interno dell'area di impianto.

**Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali effettuati per mezzo del software PVsyst**

Vengono di seguito riportati i calcoli relativi alla simulazione del funzionamento dell'impianto in un arco di tempo pari ad un anno.

I dati meteo, facendo riferimento agli archivi Meteonorm, si basano su reali rilevazioni ottenute dalle stazioni meteorologiche più prossime all'impianto, mentre la trasposizione dei dati dal piano orizzontale al piano dei moduli ed i calcoli relativi alle perdite sono effettuati per mezzo del software commerciale PVsyst.

La centrale fotovoltaica genererà a lordo delle perdite di ombreggiamento reciproco tra strutture, una produzione di 115 GWh/anno (1.611 kWh/kWp anno).

I calcoli di dettaglio realizzati con software PV-Syst sono riportati nella relazione tecnica di progetto. L'efficienza del sistema risulta pari al 82,93%.

**8. Mancato Impatto Ambientale**

Grazie alla realizzazione della centrale fotovoltaica, che prevede l'installazione moduli fotovoltaici ad alta efficienza con mitigazione della superficie captante installata, sarà possibile ottenere delle rilevanti performance ambientali nell'esercizio impiantistico, dal momento che saranno risparmiate tonnellate di gas clima-alteranti virtualmente sequestrate per l'equivalente quanto energetico da produrre con fonti convenzionali, come è possibile osservare nell'immagine a seguire.

Nello specifico, considerando una producibilità attesa al primo anno pari a 115.293,53 MWh/anno, e considerando una perdita di efficienza sistemica annuale pari allo 1,0% per anno, si ottiene una tendenza di producibilità attesa in 30 anni per un totale di 2.415 GWh.

In termini di emissioni sequestrate virtualmente, l'esercizio nominale impiantistico per 30 anni è pari a circa 1.214.053 tonnellate di CO2 evitata in atmosfera (Figura 18).

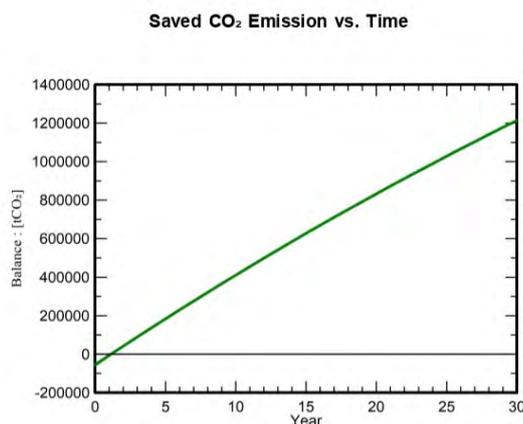


Fig.18 – Emissioni CO2 virtualmente sequestrate

---

## 9. Ingegneria di sistema

La tecnologia scelta per i moduli è di tipo monocristallino, e la potenza unitaria è pari a 605 Wp; il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 118.260 moduli ( $P=71,547$  MWp), distribuiti elettricamente su n. 3,942 stringhe da n.30 moduli in serie (n.1294 stringhe nel Settore A, n.1884 nel Settore B e n.764 nel Settore C), connesse dapprima a n.210 quadri di parallelo DC installati in campo (n.3 per ciascun inverter), a loro volta collegati a n.70 inverter di potenza nominale pari a 951 kW, installati all'interno delle relative cabine di conversione e trasformazione.

In sede esecutiva la configurazione elettrica dell'impianto, nonché la componentistica utilizzata, potranno subire modifiche nel rispetto delle norme tecniche vigenti e del limite relativo alla massima potenza che sarà possibile immettere in rete.

Il generatore fotovoltaico svilupperà un'area totale dei moduli pari a 33,46 Ha.

Così come illustrato all'interno dell'elaborato "FV\_MUS01\_B", risulta essere soddisfatta la verifica di compatibilità tra generatore fotovoltaico e gruppo di conversione.

Le cabine parallelo inverter/trasformatore convoglieranno in media tensione il flusso di potenza generato verso una cabina di raccolta (parallelo MT) della distribuzione in media tensione, da cui partirà un elettrodotto che dal settore A andrà verso la sottostazione di trasformazione MT/AT, fino al punto di connessione alla rete elettrica di trasmissione tramite consegna in cavo interrato AT sulla futura S.E. Terna 380/132 kV di Manciano.

I dati tecnici di impianto riguardante l'ingegneria di sistema tipica e i componenti "tipici" che saranno impiegati per la realizzazione della centrale fotovoltaica sono riportati all'interno degli elaborati in allegato.

Nella seguente Figura 19 vengono riportate le principali componenti d'impianto sul layout.

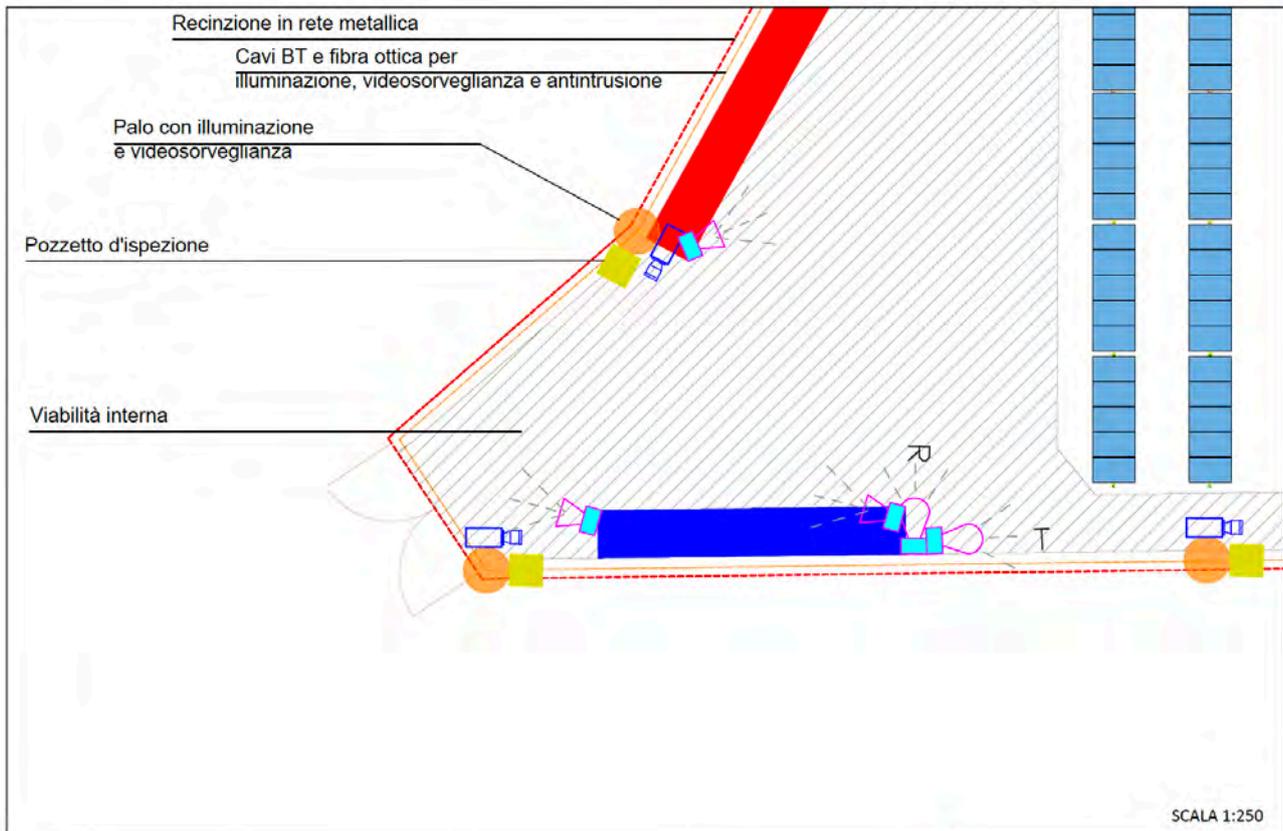


Fig.19 – Principali componenti d’impianto sul layout

## 10. Connessione dell’impianto fotovoltaico alla rete elettrica di trasmissione

L’impianto fotovoltaico è progettato per immettere energia nella rete elettrica di trasmissione nazionale gestita da Terna SpA. Il cavidotto esterno MT partirà dalla cabina di raccolta dei settori “B” e “C” verso il settore “A” e dalla cabina di raccolta di questo settore verso la Stazione utente MT/AT, dove è prevista l’elevazione della tensione da 30 kV a 132 kV per effettuare tramite cavo interrato AT 132 kV la connessione dell’impianto sulla S.E. Terna 380/132 kV di Manciano.

Il punto esatto di connessione sarà definito al rilascio del benestare tecnico al P.T.O. da parte di Terna S.p.A.

## 11. Cavidotti e cablaggi

Vengono richiamate all’interno della relazione tecnica elettrica “FV\_MUS01\_B”, le principali prescrizioni indicate nella norma C.E.I. 64-8/4 e successive varianti, che saranno seguite e applicate in ogni singola scelta progettuale del presente lavoro.

Sempre all'interno di suddetto elaborato, ed all'interno dello schema unifilare di impianto sono riportate le sezioni e le lunghezze dei cavi percorrenti i cavidotti interrati

I cavi di collegamento delle stringhe di moduli fotovoltaici saranno posati su canaline grigliate poste nella parte sottostante alle strutture.

I cavi di collegamento delle stringhe con gli inverter, di quest'ultimi con le cabine di parallelo inverter/trasformatore, e di quest'ultime con la cabina di raccolta, nonché della cabina di raccolta direzionata verso il punto di consegna, saranno posati all'interno di scavi interrati opportunamente dimensionati, come riportato negli elaborati di dettaglio.



*Fig.20 – Scavi-tipo per collegamenti dei componenti costituenti la centrale fotovoltaica*

## 12. Sicurezza elettrica

Il presente progetto propone soluzioni impiantistiche che garantiscono una sicura rispondenza degli impianti alle più esigenti condizioni di servizio e di sicurezza quali:

- continuità dell'alimentazione elettrica;

- minimizzazione dei disservizi ottenuta con la settorializzazione della distribuzione ed una rigida selettività delle protezioni;
- sicurezza antinfortunistica e antincendio ottenuta con l'impiego delle più moderne tecniche di protezione contro i contatti diretti ed indiretti e di materiali con idonei gradi di protezione in funzione delle varie classi di pericolosità degli ambienti.

I sistemi utilizzatori vengono classificati in relazione al collegamento di terra nei tre sistemi-base TN, TT e IT, e anche per gli impianti fotovoltaici può essere utilizzata la stessa tipologia descrittiva. Il generatore fotovoltaico di cui al presente progetto è gestito come Sistema IT: I- isolamento da terra delle parti attive / T- collegamento diretto a terra delle masse; in questo caso il neutro del trasformatore d'isolamento che realizza la separazione galvanica tra lato CC (sorgente) e lato CA (MT) non è connesso a terra. Tale separazione elettrica, ha lo scopo di impedire la richiusura delle correnti di guasto, e non prevede quindi il collegamento a terra del generatore fotovoltaico, che sarà quindi di tipo flottante. L'involucro dell'inverter e le altre masse sono portati a terra con il PE (componenti elettrici di classe I – apparecchiature provviste del solo isolamento principale e aventi un dispositivo per il collegamento delle masse a un conduttore di protezione).

I circuiti ausiliari di alimentazione sono gestiti come sistema TT e per questo motivo sono presenti dei dispositivi di protezione dai contatti indiretti, in grado di "leggere" una possibile dispersione verso terra in caso di guasto.

La protezione contro i contatti indiretti sarà assolta sia attraverso l'utilizzo di interruttori differenziali sul circuito TT che effettuando la connessione a terra di tutte le parti metalliche delle apparecchiature elettriche di classe I.

In considerazione del fatto che è presente una rete bt gestita come Sistema IT: I- isolamento da terra delle parti attive / T- collegamento diretto a terra delle masse a valle del trafo bt/MT, la norma CEI 64-8 impone per tali sistemi l'utilizzo di un sistema di monitoraggio continuo dell'isolamento in grado di segnalare un eventuale guasto e quindi un aumento del rischio elettrico.

L'impianto di terra è costituito dall'insieme dei dispersori, dei conduttori di terra, dei collettori (o nodi) di terra e dei conduttori di protezione ed equipotenziali destinati a realizzare la messa a terra di protezione e/o di funzionamento. All'interno della relazione tecnica elettrica "FV\_MUS01\_B", saranno descritti i componenti principali che lo comporranno e le metodologie di dimensionamento. L'impianto di terra in tutta la sua componentistica sarà del tipo mostrato in figura a seguire.

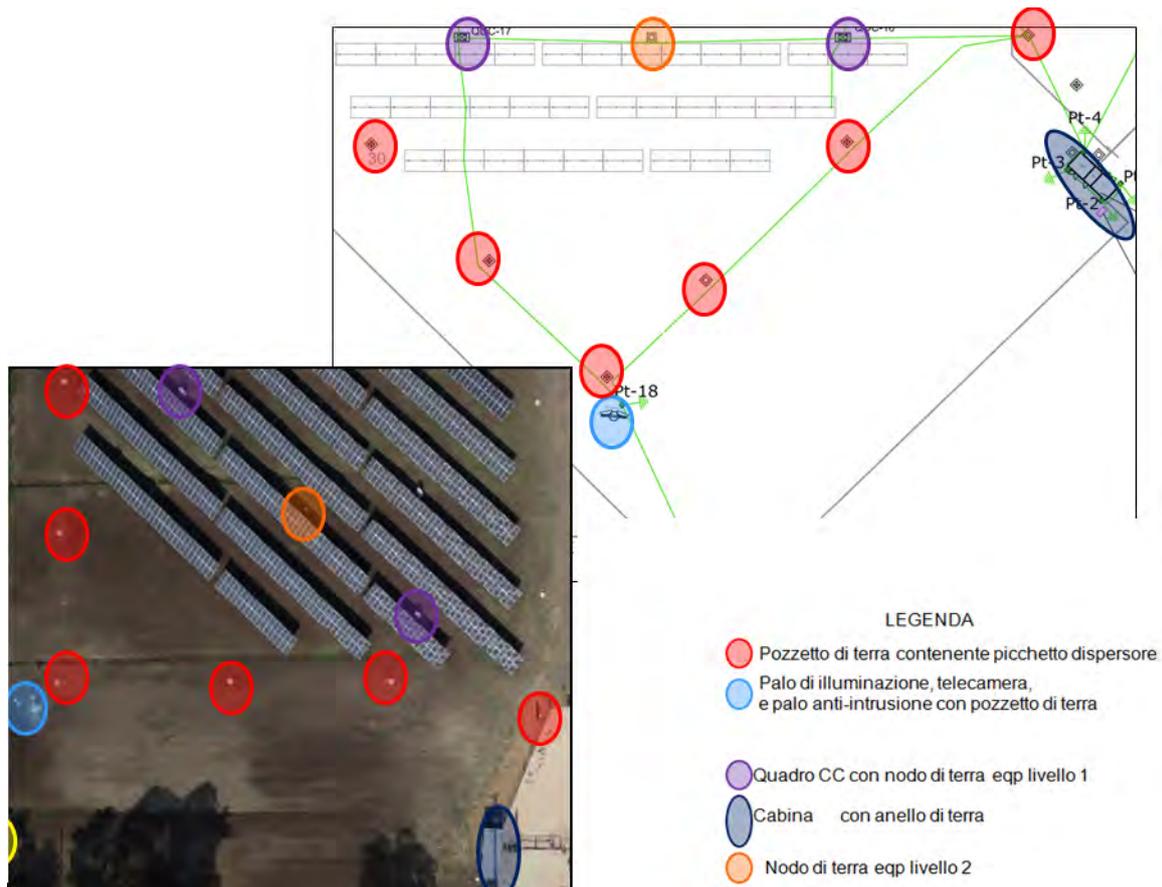


Fig.21 – Principali componenti impianto di terra

### 13. Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete del produttore che della rete pubblica sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalla Norma CEI 11-20 e dalla norma CEI 0-16 con successive varianti, come descritto nell’elaborato “FV\_MUS01\_B”.

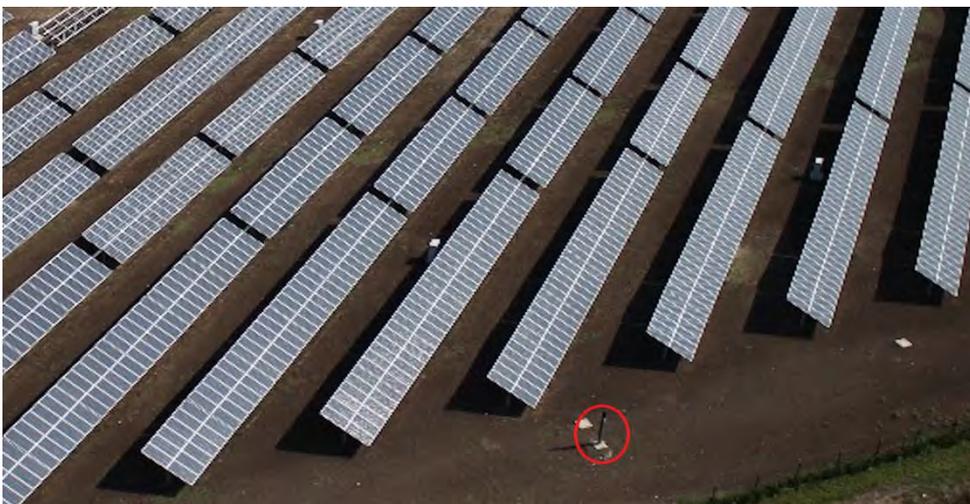
### 14. Controllo e monitoraggio dell’impianto fotovoltaico

Sarà installato un sistema di controllo remoto per mezzo di portale accessibile via internet per i dati di funzionamento dell’impianto. L’impianto sarà poi dotato di sistema a circuito chiuso e controllo remoto, completo di barriere anti intrusione.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà costituito da pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinti di fondazione in calcestruzzo armato. L’altezza massima di ciascun palo sarà pari a 6 m fuori terra, e saranno posti ad una distanza reciproca media di circa 50-70 metri.



*Fig.22 – Vista sistema di videosorveglianza ed illuminazione*



*Fig.23 – Barriere anti-intrusione*

### **15. Recinzione perimetrale**

Le opere di recinzione, mitigazione visiva, e punti di accesso sono descritte nelle tavole di dettaglio. La recinzione del tipo mostrato nella foto a seguire, sarà posta lungo il perimetro di impianto, e per la sua posa in opera sono previsti paletti di sostegno metallici infissi nel terreno. I cancelli di ingresso a due ante saranno sostenuti con dei pilastri, e saranno del tipo di quelli mostrati a seguire.



*Fig.24 – Vista recinzione-tipo che sarà utilizzato per la centrale fotovoltaica in oggetto*



*Fig.25 – Vista cancello di ingresso-tipo che sarà utilizzato per la centrale fotovoltaica*

## **16. Viabilità interna e accesso alla centrale fotovoltaica**

Per accedere al sito si utilizzeranno alcuni ingressi lungo i confini perimetrali del terreno oggetto di installazione fotovoltaica come riportato nelle diverse tavole di layout, per ambedue i lotti interconnessi tra loro. Sempre per i due lotti d’impianto verrà realizzato un sistema di viabilità interna che raccorderà i diversi sottocampi fotovoltaici, in modo da poter intervenire all’occorrenza per la realizzazione di interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Le strade potranno essere percorribili da furgoni per il trasporto di materiali.

In ragione della ridotta intensità di traffico a frequenza saltuaria, e in ragione della velocità moderata dei vettori percorrenti le strade – saranno realizzate vie ad un'unica carreggiata con larghezza variabile tra 5 e 7 metri.

## 17. Realizzazione e dismissione impianto

A valle del completamento del permitting con l'ottenimento di tutte le autorizzazioni propedeutiche alla costruzione ed esercizio impiantistico, è possibile stimare una tempistica per la realizzazione delle opere elettriche riservate al gruppo di generazione/conversione e trasformazione fino alla cabina di raccolta e di tutte le opere civili ed accessorie localizzate nell'intorno del layout di impianto mostrato, nell'ordine di un range temporale pari a [446 ; 524] gg lavorativi.

Per la logistica connessa al posizionamento del materiale in sito prima del montaggio, saranno utilizzate porzioni di aree individuate all'interno del layout di impianto; per la logistica relativa agli spostamenti della componentistica che dovrà essere utilizzata per il montaggio dell'impianto fotovoltaico, saranno utilizzate i 2 accessi previsti, e le viabilità interna come da progetto definitivo in allegato. L'obiettivo è di mitigare l'impatto ambientale nell'esercizio di cantiere.

Le attività lavorative previste nella realizzazione della centrale fotovoltaica, sono tali da non produrre scarti rilevanti a meno i) di scarti limitati agli imballaggi dei moduli fotovoltaici e dei quadri (le cabine inverter/trasformatore/accumulo saranno del tipo preinstallate plug&play), ii) di materiali di risulta dei cablaggi e provenienti dalle attività di scavo per il passaggio dei cavidotti.

Il calcestruzzo utilizzato per l'ancoraggio al suolo dei pali su cui verranno installati i sistemi di illuminamento e video sorveglianza, per i pilastri dei cancelli di ingresso per le fondazioni delle cabine inverter/trasformatore e per le cabine di accumulo, sarà approvvigionato dall'esterno e trasportato all'interno dell'area di cantiere prima di essere distribuito per l'utilizzo sopra descritto; di conseguenza non risulteranno quantitativi di calcestruzzo in eccesso di scarto.

Come rappresentato all'interno della relazione di dismissione e ripristino "FV\_MUS01\_M", ai sensi dell'articolo 12 del d.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 vige "l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto". La vita attesa di impianti fotovoltaici è stimata in circa 35 anni senza necessità di rifacimento. E' evidente, in ragione della prevedibile evoluzione delle tecnologie fotovoltaiche in termini di efficienza dei moduli e della "parity grid" in termini di costi unitari del chilowattora prodotto, potrà esservi la possibilità di un rifacimento e non una dismissione dell'impianto; in questo caso si renderà necessario rimuovere le componenti tecnologiche dell'impianto stesso con la sostituzione, in particolare, dei moduli fotovoltaici e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, del trasformatore, nonché degli altri apparati elettrici ed

*elettronici dell'impianto e, se presenti, l'impianto di illuminazione, i sistemi elettronici di allarme e telecontrollo e, forse, per deperimento, la recinzione ed il cancello.*

*E' noto che le linee di connessione elettrica alla rete ed interne all'impianto, nonché ai componenti in materiale cementizio o inerte (cabine, pozzetti, piste, ecc.) hanno una vita stimata in cinquant'anni. Quindi, è, verosimile, che non ci sarà un fine vita definito per l'impianto, potendo essere rifatto per intero per continuare nel tempo, più efficiente, la sua vita, ad eccezione che le cabine prefabbricate e pozzetti interni di tiro e di derivazione cavi di durata maggiore nel tempo.*

*Comunque ove si decida di smantellarlo per intero e ripristinare lo stato dei luoghi o farne oggetto di rifacimento totale o comunque, durante l'esercizio, per la sostituzione di alcuni componenti tecnologici non più efficienti, si pone sempre il problema della dismissione e della gestione, totale o parziale, dei rifiuti.*

Riguardo, dunque, la fase di smantellamento della centrale fotovoltaica, oltre la componentistica elettrica ed elettronica, anche i moduli fotovoltaici rientrano nell'ambito di applicazione dei RAEE (Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) la cui gestione è disciplinata dalla Direttiva 2012/19/EU. Tale fase di smantellamento sarà dunque gestita come dettagliato all'interno della relazione di dismissione e ripristino "FV\_MUS01\_M".

Oltre alla gestione dei componenti elettrici ed elettronici nella fase di smantellamento, si provvederà a disinstallare le cabine inverter/trasformatore/accumulo trasferendole in blocco senza materiali di scarto. Si provvederà ad eliminare dal sito il calcestruzzo utilizzato per i pali di illuminamento, per i pilastri dei cancelli di ingresso, e per le fondazioni delle cabine. Le strutture di ancoraggio, ovverosia i pali infissi al suolo, saranno semplicemente rimossi.

## **18. Gestione e manutenzione della centrale fotovoltaica**

Il sistema Fotovoltaico ha funzionamento completamente automatico e non richiede ausilio per il regolare esercizio. Durante le prime ore della giornata, quando è raggiunta una soglia minima di irraggiamento sul piano dei moduli, il sistema inizia automaticamente a convertire l'energia solare in energia elettrica. L'intero sistema è monitorabile in remoto.

Durante l'intera giornata l'impianto fotovoltaico è in grado produrre energia elettrica secondo la disponibilità di irraggiamento solare. Il gruppo di conversione è in grado di operare sempre alla massima efficienza, inseguendo il punto di massima potenza del campo fotovoltaico.

Prima di intervenire sull'impianto, il personale addetto alla gestione e manutenzione degli impianti prima di operare su di essi dovrà aver preso conoscenza delle informazioni tecniche relative all'impianto ed ai suoi componenti fondamentali, inoltre deve trattarsi di personale addestrato ed abilitato ad operare su impianti elettrici.

La manutenzione dell'impianto consiste nell'effettuare un'ispezione visiva del sistema, per verificare:

- Che i moduli fotovoltaici non siano sporchi;
- Che non ci siano state manomissioni;

- Che tutti i quadri siano chiusi;
- Che non ci siano danni evidenti;
- Che la struttura non sia stata colpita da scariche atmosferiche;
- Che il sistema sia regolarmente in funzione e non vi siano spie di errore accese;
- Che lo stato di tutti i contatti elettrici e dei conduttori sia buono

Una sottile patina di pulviscolo è ammissibile e non comporta eccessive perdite di efficienza.

Nel caso che i moduli fossero eccessivamente sporchi di polvere, escrementi di uccelli o vi si siano depositate foglie, è necessario pulirli con abbondante acqua utilizzando attrezzi classici per la pulizia delle automobili.

Occorre verificare lo stato di pulizia dei quadri e degli inverter, utilizzando la stessa attenzione che si ha per le apparecchiature elettroniche come i PC, ponendo particolare attenzione alla pulizia di eventuali filtri, anche quelli a servizio delle griglie di aereazione.

E' infine necessario controllare almeno una volta ogni tre mesi che la produzione dell'impianto sia pari a quella dichiarata nel piano di produzione dell'impianto. Eventuali scostamenti entro il  $\pm 15\%$  su base mensile sono imputabili ad eventi atmosferici e non devono destare preoccupazione.

La sicurezza di un impianto elettrico è subordinata all'esecuzione periodica di controlli che accertino l'integrità dei componenti e delle protezioni; tra le principali verifiche periodiche ricordiamo quelle più comuni negli ambienti di tipo ordinario:

- esame a vista della integrità di tutti i componenti: in particolare delle tubazioni, dei quadri, delle prese;
- verifica della eventuale presenza di agenti esterni quali ad esempio infiltrazioni di acqua o polveri, eventuali roditori;
- verifica periodica delle protezioni differenziali; in particolare l'esercente dell'impianto, almeno una volta al mese, deve testare l'efficienza dei differenziali premendo l'apposito tasto di prova;
- verifica della continuità dei conduttori di protezione, dell'integrità dei collegamenti equipotenziali e dei conduttori di protezione;

Al fine di garantire l'efficienza dell'illuminazione di sicurezza, si dovrà provvedere alla scarica periodica, e nell'immediata ricarica, delle batterie tampone presenti in ogni apparecchio predisposto per il servizio di emergenza; si consiglia di effettuare questa operazione con cadenza trimestrale.

Occorre sempre tener presente che i valori derivanti dal campo fotovoltaico dipendono in modo determinante dalle condizioni atmosferiche, in particolar modo dal soleggiamento dei moduli fotovoltaici. Nel caso in cui si riscontrasse un basso livello di potenza attiva e di corrente immessa in rete o addirittura una loro assenza, nonostante le buone condizioni atmosferiche, si rende necessaria una verifica sull'inverter e sul quadro di parallelo/interfaccia.

Occorre inoltre munirsi di un multimetro digitale che consenta di effettuare misure di tensione e corrente in continua. Le prove devono essere effettuate da personale esperto.

Per quanto riguarda le verifiche sullo stato dell'inverter rilevabili dai LED e dal display si rimanda al manuale uso e manutenzione dell'inverter.

Nel caso lo stato del LED rilevasse una assenza della rete all'ingresso dell'inverter verificare lo stato degli interruttori presenti nel quadro di parallelo/interfaccia.

Nel caso le grandezze visualizzate dal display degli inverter evidenziassero una potenza non adeguata del campo fotovoltaico verificare lo stato delle relative stringhe. Misurare il livello di tensione delle stringhe in arrivo al quadro di campo corrispondente (fare attenzione che la misura del multimetro utilizzato sia predisposta per una tensione in continua). Le prove devono essere effettuate da personale esperto, si ricorda che i livelli di tensione a circuito aperto possono raggiungere valori fino a 1500 V in continua.

Verificata un'assenza di tensione controllare lo stato delle connessioni verso la stringa e successivamente lo stato delle connessioni tra i singoli moduli.

Nel caso si verificasse la continuità del circuito di connessione delle stringhe, il problema risiede probabilmente in qualche modulo. Occorre quindi verificare i valori di tensione presenti ai morsetti dei diversi moduli fotovoltaici.

Le riparazioni devono essere effettuate da personale esperto, si ricorda che i livelli di tensione a circuito aperto possono raggiungere valori prossimi a 1500 V in continua. Pertanto è opportuno lavorare nelle ore di bassa insolazione (mattina presto o sera).

In presenza di soleggiamento le parti in corrente continua dell'impianto possono risultare in tensione anche con l'impianto disattivato.

I sistemi fotovoltaici non avendo organi meccanici in movimento (a parte gli spostamenti rotazionali programmati dei tracker) hanno un grado di affidabilità elevato e pertanto il rischio di avaria è minimo.

Le eventuali riparazioni vanno effettuate dopo aver ben individuato la causa della avaria o del malfunzionamento.

## **19. Gestione e manutenzione amministrativa**

Si riportano a seguire gli adempimenti annuali burocratici a cui occorre ottemperare nei confronti di (GSE, ARERA, AdD), nel caso di esercizio in market-parity (caso di entrata in esercizio anno 2023)

a. GSE Entro il 31/03 dell'anno di entrata in esercizio, tutti i soggetti responsabili di impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 20 kWp, che operano in regime di Ritiro Dedicato "RiD" (o che operano con Tariffa Onnicomprensiva con  $P > 1.000$  kWp), dovranno comunicare al GSE la quantità di energia elettrica prodotta nell'anno precedente, ripartita tra fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, biomasse, etc) e non, mediante l'apposita applicazione informatica denominata "fuel mix".

- b. DOGANE Entro il 31/03 dell'anno di entrata in esercizio, Invio dichiarazione di consumo per mezzo del portale telematico Agenzia delle Dogane. Sono tenuti all'invio della dichiarazione tutti i soggetti responsabili di impianti fotovoltaici con potenza nominale > 20 kWp
- c. ARERA Generalmente Entro il 09/04 dell'anno di entrata in esercizio, tutti i proprietari di impianti di potenza nominale complessiva, pari o superiore ai 100 kWp, sono obbligati all'espletamento della pratica ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) per "Indagine Annuale Dati Tecnici su Produttori di Elettricità ed Autoproduttori", ai sensi delle delibere GOP 35/08 e 347/2012/R/idr.
- d. ARERA Generalmente entro il 31/07 dell'anno di entrata in esercizio e completamento pratica entro il 15/09/2019, tutti i soggetti produttori di energia elettrica sono tenuti al versamento di un contributo a favore di ARERA a copertura dei propri costi di funzionamento nell'ambito dell'attività di regolazione e controllo nei settori di propria competenza secondo quanto stabilito per i settori energetici dalla Legge del 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i. e per il settore idrico dal decreto legge 24 gennaio 2012 n.1, convertito con la Legge 24 marzo 2012, n. 27.
- e. ARERA Entro 90 giorni dall'approvazione del bilancio societario, invio comunicazione Unbundling e adempimenti inerenti materia di separazione contabile sul portale ARERA. Adempimento a cui sono soggetti i proprietari di impianti che insistono su di una PIVA specifica con potenza nominale superiore ai 100 kW.
- f. DOGANE\_A partire dal 01/12 dell'anno di entrata in esercizio ed entro il 16/12 pagamento del diritto di licenza officina elettrica all'Agenzia delle Dogane, per i soggetti responsabili di impianti fotovoltaici che autoconsumano l'energia prodotta. Entro il 31/12 vidimazione dei registri di produzione.
- Si riportano a seguire gli adempimenti pluriennali burocratici a cui occorre ottemperare nei confronti dei gestori di rete ed Agenzia delle Dogane:
- a. GESTORI DI RETE ogni 5 anni verifica delle tarature delle protezioni di interfaccia. In ragione della delibera 786/2016/R/EEL, occorre provvedere alle verifiche periodiche dei sistemi di protezione di interfaccia per gli impianti di potenza superiore a 11,08 kWp.
- b. DOGANE ogni 3/5 anni verifica delle tarature dei gruppi di misura di energia elettrica, aventi rilevanza fiscale, che dovrà essere eseguita da un Ente Autorizzato dall'UTF, ogni 5 anni per i contatori ad induzione ed ogni 3 anni per i contatori statici in riferimento alla circolare del Ministero delle Finanze nr 28/D del 26 gennaio 1998.
- c. GESTORI DI RETE ogni 5 anni, verifica periodica dell'impianto elettrico di messa a terra, ai sensi del DPR 462/01.
- d. DOGANE ogni tre anni rinnovo della firma digitale rilasciata dall'Agenzia delle Dogane.

20. Quadro economico

<b>QUADRO ECONOMICO</b>				
<b>COMPUTO METRICO ESTIMATIVO</b>				
ITEM	DESCRIZIONE	%	Subtotale [€]	Subtotale [€/kWp]
A	A- MODULI FV e STRUTTURE DI ANCORAGGIO AL SUOLO	39,62%	€ 25.050.834,50	€ 350,13
B	B - CAVI e CAVIDOTTI	31,05%	€ 19.630.063,00	€ 274,36
C	C - COMPONENTI ELETTRICHE	18,48%	€ 11.684.100,00	€ 163,31
D	D - PREPARAZIONE SITO, RECINZIONE, VIABILITÀ, OPERE DI MITIGAZIONE	1,93%	€ 1.221.675,00	€ 17,08
E	E - ATTIVITÀ PER LA COSTRUZIONE	1,44%	€ 911.071,84	€ 12,73
F	F - ATTIVITÀ PER LA DISMISSIONE IMPIANTO	5,03%	€ 3.180.477,64	€ 44,45
		Somma	Somma	Somma
		97,55%	€ 61.678.221,98	€ 862,06

<b>SPESE PER ATTIVITA' GENERALI</b>				
ITEM	DESCRIZIONE	%	Subtotale [€]	Subtotale [€/kWp]
G	G - ATTIVITÀ INTELLETO PER LA COSTRUZIONE	1,83%	€ 1.159.545,98	€ 16,21
H	H - ATTIVITÀ INTELLETO PER LA DISMISSIONE IMPIANTO	0,18%	€ 115.954,60	€ 1,62
I	I - SPESE GENERICHE	0,13%	€ 82.824,71	€ 1,16
		Somma	Somma	Somma
		2,15%	€ 1.358.325,29	€ 18,98

<b>ONERI PER LA SICUREZZA</b>				
ITEM	DESCRIZIONE	%	Subtotale [€]	Subtotale [€/kWp]
L	L - ONERI PER SICUREZZA	0,30%	€ 189.382,92	€ 2,65
		Somma	Somma	Somma
		0,30%	€ 189.382,92	€ 2,65

Totale [€]	Totale [€/kWp]
€ 63.225.930,19	€ 883,69

Il costo per la realizzazione della centrale fotovoltaica è pari a 883,69 euro/kWp, come riportato nel quadro economico suddetto.