



X-Elio Alviano S.r.l.
 Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA
 Tel.+39 06.8412640 - Fax +39 06.8551726
 Partita IVA n° 17129241000



Progettista



Viale Jonio 95 - 00141 Roma - info@architetturasostenibile.com

PROGETTO AGRIVOLTAICO SPERIMENTALE "ALVIANO"

*Realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza pari a 40 MWp potenza nominale
 50 MWn con sistema di accumulo 25MW e relative opere di connessione alla RTN*

Località

REGIONE UMBRIA - COMUNE DI ALVIANO (TR)

REGIONE LAZIO - COMUNI DI GRAFFIGNANO (VT), VITERBO, VITORCHIANO (VT)

Titolo

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE (SIA)

Data di produzione: 17/07/2024

Revisione del

Codice Elaborato: AS_ALV_SIA

Firma dell'autore

Firma per AS. S.r.l.

Arch. Giuseppe Todisco



Sommario

1.	Premessa	7
2.	Sintesi del progetto	8
2.1.	Descrizione sintetica dell'impianto fotovoltaico	8
2.2.	Descrizione sintetica dell'impianto agricolo.....	16
3.	Analisi di compatibilità con le normative comunitarie, nazionali, regionali e locali.....	21
3.1.	Piani di carattere Comunitario e Nazionale.....	27
3.1.1.	Next Generation EU & PNRR.....	28
3.1.2.	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC).....	32
3.1.3.	Strategia Europa 2020.....	33
3.1.4.	Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package)	37
3.1.5.	Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile	37
3.1.6.	Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017	38
3.1.7.	Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN)	40
3.1.8.	Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE)	41
3.1.9.	Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra	42
3.1.10.	Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio	42
3.1.11.	DNSH "Do No Significant Harm"	43
3.1.12.	Adattamento ai cambiamenti climatici.....	47
3.1.13.	Aree non idonee all'installazione di impianti FER.....	48
3.1.14.	Aree idonee all'installazione di impianti FER.....	49
3.1.15.	Obiettivi nazionali 2030 relativi alla installazione di impianti FER: DM 236/24	53
3.2.	Piani di carattere Regionale e sovra-regionale.....	55
3.2.1.	Piano di Assetto Idrogeologico (PAI).....	55
3.2.2.	Vincolo idrogeologico	60
3.2.3.	Piano di Tutela delle Acque.....	62
3.2.4.	Rischio Geomorfologico	64
3.2.5.	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)	66
3.2.6.	Struttura ecosistemico-ambientale	71
3.2.7.	Rete natura 2000 e IBA (Important Bird Area)	72
3.2.8.	Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE).....	78

3.2.9.	Sismicità dell'area	79
3.3.	Piani di carattere locale (Provinciale e Comunale)	80
3.3.1.	Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Terni	80
3.3.2.	Strumenti urbanistici vigenti.....	81
3.4.	Sintesi dell'analisi di compatibilità e coerenza.....	82
4.	Descrizione dettagliata dell'opera	84
4.1.	Architettura impianto di produzione energia elettrica	84
	Pannelli fotovoltaici	85
	Strutture portamoduli ad inseguimento (Tracker)	85
	Power station – Inverter - Trasformatori	87
	Storage (accumulo elettrochimico).....	91
	Linea di connessione (a 36 kV)	92
	Sottostazione Utente	93
	Ampliamento delle opere di Rete Terna (RTN).....	93
	Impianto di terra	94
	Schema a blocchi.....	95
	Stima della produzione dell'impianto fotovoltaico.....	95
4.2.	Fase di costruzione	98
4.2.1.	Allestimento del cantiere.....	99
4.2.2.	Percorsi interni.....	99
4.2.3.	Realizzazione manufatti	99
4.2.4.	Scavi per la posa dei cavi interrati	100
4.2.5.	Infissione pali metallici.....	101
4.2.6.	Realizzazione recinzione	102
4.2.7.	Dismissione del cantiere	102
4.3.	Fase di esercizio	102
4.4.	Fase di dismissione	103
4.5.	Progetto agrivoltaico	103
	Superficie minima destinata all'attività Agricola	104
	Producibilità elettrica minima.....	106
	Altezza dei moduli.....	107

Producibilità elettrica minima.....	107
Monitoraggio della continuità dell'attività agricola/pastorale.....	108
Monitoraggio del risparmio idrico	109
Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo	110
Monitoraggio del microclima.....	110
Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici	110
Requisiti dei principali component dell'impianto FV+BESS	110
5. Alternative di progetto.....	112
5.2. Alternativa zero	112
5.3. Alternative di localizzazione	115
5.4. Alternative progettuali	116
6. Analisi della qualità ambientale ante-operam.....	117
6.2. Suolo e sottosuolo	117
6.3. Acqua	120
6.4. Rumore	124
6.5. Paesaggio.....	126
6.6. Struttura antropica, storico culturale e insediativa.....	128
6.7. Flora	130
6.8. Fauna	131
6.9. Clima	132
6.10. Riflettanza luminosa e visiva – Fenomeno di abbagliamento.....	134
6.13 Vulnerabilità per rischio di gravi incidenti o calamità	136
7. Analisi dell'impatto ambientale post-operam	136
7.1. Fase di realizzazione	136
Emissioni in atmosfera	137
Suolo e sottosuolo.....	138
Emissioni acustiche	0
Ambiente idrico.....	1
Paesaggio	2
Radiazioni	2
7.2. Fase di esercizio.....	2

Emissioni in atmosfera	2
Suolo e sottosuolo.....	3
Emissioni acustiche	4
Ambiente idrico.....	4
Radiazioni	5
7.3. Fase di dismissione	5
7.4. Campi Elettromagnetici	7
7.5. Benefici socio-economici	8
8. Interventi di mitigazione e prevenzione	9
8.2. Mitigazione dell'uso del suolo	9
8.3. Mitigazione dell'impatto visivo	11
8.4. Mitigazioni in fase di costruzione	13
8.5. Mitigazioni in fase di esercizio.....	14
8.6. Mitigazioni in fase di dismissione	15
9. Sintesi non tecnica degli impatti ambientali.....	15
10. Studio degli impatti cumulativi	15
11. Conclusioni.....	16
12. Elenco allegati	18

1. Premessa

Lo Studio di Impatto Ambientale (di seguito indicato anche come SIA), riportato nel presente documento, si riferisce al progetto per la costruzione di un impianto agrivoltaico sperimentale di potenza pari a 40 MWp integrato con un sistema di accumulo a batterie (di seguito BESS) di potenza pari a 25 MW, che la società X-ELIO ALVIANO S.r.l. intende realizzare nel Comune di Alviano (TR) nella Regione Umbria, con opere di connessione alla rete Terna Spa ricadenti nella Regione Lazio e precisamente nei Comuni di Viterbo, Graffignano (VT) e Vitorchiano (VT); la centrale AgrovFV denominata "ALVIANO".

Il soggetto proponente della pratica è la società X-ELIO ALVIANO S.r.l. (di seguito X-ELIO), con sede legale a Roma, in Corso Vittorio Emanuele II, n. 349, iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Roma con Partita IVA e Codice Fiscale n. 17129241000.

La società è soggetta alla direzione e al coordinamento del socio unico X-ELIO ENERGY SL, società fondata nel 2005 con sede a Madrid a sua volta appartenente attualmente alla società canadese Brookfield Renewable Energy Partners. Il gruppo X-ELIO, specializzato nello sviluppo, progettazione, costruzione, manutenzione e conduzione di impianti fotovoltaici, ha realizzato dal 2005 a oggi più di 1.100 MW di impianti in tutto il Mondo, di cui 100 MW in Italia negli anni 2010-2011, impianti tutt'oggi operativi e perfettamente funzionanti. La società conta circa 200 impiegati e un indotto tra professionisti e società fornitrici di oltre 1.000 addetti. X-ELIO è certificata secondo i principi standard di riferimento ISO 9001, ISO 14001, compresa la certificazione secondo la norma OHSAS 18001 per le attività di "Ingegneria, Costruzione e Messa in servizio".

Il progetto in esame è configurabile come intervento rientrante tra le categorie elencate nell'Allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ed è pertanto soggetto alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) in sede statale in quanto:

- impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 25 MW (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021).

Ai sensi del comma 2-bis dell'art. 7-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. il presente progetto rientra tra "Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti."

Il presente documento è stato redatto in conformità alla legge in materia di Valutazione di Impatto Ambientale seguendo i criteri definiti dal D. Lgs. 152/06 e rientrando nelle categorie soggette a Procedura di VIA di competenza statale; in particolare il progetto viene catalogato come:

1. Industria energetica ed estrattiva

2. Impianti industriali non termici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 10 MW.

Il presente SIA è stato elaborato sulla base delle informazioni, del progetto e delle relazioni fornite da X-ELIO e redatte dai singoli tecnici incaricati delle seguenti relazioni specialistiche riportate in allegato alla presente.

Il presente documento è suddiviso in diversi capitoli:

- Sintesi del progetto
- Analisi di compatibilità con le normative comunitarie, nazionali, regionali e locali
- Descrizione dettagliata del progetto
- Alternative di progetto
- Analisi della qualità ambientale ante-operam
- Analisi dell'impatto ambientale post-operam
- Interventi di mitigazione e prevenzione
- Sintesi non tecnica degli impatti ambientali
- Studio degli impatti cumulativi
- Conclusioni

Per la valutazione di impatto bisogna quindi definire gli stati di qualità delle componenti e dei sistemi ambientali influenzati dalle interazioni residue, così da dare indicazioni per lo sviluppo delle valutazioni dei potenziali impatti, sia che siano positivi, sia che siano negativi.

La valutazione di impatto deve prevedere determinati indicatori di qualità ambientale che permettono di stimare i potenziali impatti del progetto sulle componenti e i fattori analizzati, sia nella fase ante-operam che in quella post-operam.

Nella realizzazione di questo documento si sono presi in considerazione gli effetti attesi generati sulle componenti e sui fattori ambientali dell'area in esame durante la fase di realizzazione del progetto, quella di esercizio e quella di dismissione.

2. Sintesi del progetto

Come detto, l'opera in oggetto sarà costituita da due macro anime: l'impianto di produzione di energia integrato con un sistema di accumulo elettrochimico e il progetto agronomico che tra loro formeranno un sistema integrato e sperimentale.

2.1. Descrizione sintetica dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico di produzione di energia elettrica di cui al presente procedimento proposto dalla società X-Elio Alviano S.r.l. (di seguito indicata brevemente con X-Elio), verrà realizzato con tracker ad inseguimento monoassiale est-ovest, con rotazione assiale ed azimuth fisso, montati su struttura elevata a 3,5m da terra per consentire le attività colturali intensive e che alloggeranno n. 58.548 moduli fotovoltaici di

potenza pari a 685 W, per una potenza complessiva di **40,1 MWp**, collegati a 12 Ingeteam Ingecon Sun 3825TL, in ciascuno dei quali sarà alloggiato n. 1 inverter Ingeteam C690 con potenza nominale AC di 3824 kW. La potenza nominale dei 12 inverter sarà di $3824 \times 12 = 45,888$ MW L'energia prodotta nelle dodici Power Station sarà trasformata da 690 V AC a 36 kV da n. 12 trasformatori da 3800 kVA. In ciascuno dei 12 skid sarà previsto un trasformatore da 40 kVA 690/400 V, Dyn11, per la gestione dei servizi elettrici dell'area. L'intera area sarà suddivisa in otto campi fotovoltaici, denominati: Campo A, Campo B, Campo c, Campo D, Campo E, Campo F, Campo G, Campo H. In ognuno degli otto campi FV saranno realizzati due locali per il deposito (asserviti anche alla attività agronomica) e per i Servizi Ausiliari (LSA), dove saranno alloggiati anche i sistemi di controllo, monitoraggio e acquisizione dati (sia dell'impianto di produzione che per il monitoraggio dell'attività agricola). L'energia prodotta e trasformata a 36 kV negli skid sarà convogliata alla Stazione di Smistamento e da questa alla Stazione Elettrica di TERNA come indicato nel relativo preventivo di connessione.

Il progetto prevede altresì l'installazione di un **sistema di accumulo** bidirezionale a batterie agli ioni di litio, di potenza e capacità rispettivamente pari a **25 MWn e 100 MWh**.

L'impianto, situato nella **Regione Umbria** nel Comune di **Alviano (TR)** e, solo per quanto riguarda le opere di connessione alla RTN, nella **Regione Lazio** nei Comuni di **Graffignano (VT), Viterbo (VT) e Vitorchiano (VT)**, verrà collegato mediante cavidotto interrato in a 36 kV ad uno stallo a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 150/36 kV da ricollegare mediante due nuovi elettrodotti in cavo a 150 kV della RTN ad una nuova Stazione Elettrica di trasformazione a 380/150 kV della RTN, da realizzare in soluzione GIS isolata in SF6, da inserire in entra – esce alla linea a 380 kV della RTN "Roma Nord - Pian della Speranza", così come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale ("STMG") fornita da Terna S.p.A. ed accettata da X-Elio. Le suddette opere di connessione alla RTN, in parte già benestariate da Terna ed autorizzate da altri produttori nel corso dei propri iter autorizzativi, costituiscono parte integrante del presente progetto "Alviano".



Per maggiore chiarezza, si riassumono di seguito (in grassetto) le opere del progetto in esame che sono da autorizzare nell'ambito della presente procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (evidenziate in colore blu) e quelle già benestariate da Terna e/o autorizzate nel corso di procedure autorizzative differenti da quella in esame (evidenziate in colore verde):

1. **Impianto agrivoltaico sperimentale denominato "Alviano"**, di potenza pari a 40,1 MWp, i cui terreni ricadono interamente nel Comune di Alviano (TR);
2. **Cavidotto in AT a 36 kV, interrato**, che avrà una lunghezza di oltre 15 km e il cui percorso interesserà quasi interamente strade pubbliche dei Comuni di Graffignano (VT) e Viterbo (VT), per il collegamento dell'impianto alla sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica Terna di trasformazione della RTN a 150/36 kV;
3. **Nuova Stazione Elettrica (SE) Terna di trasformazione della RTN a 150/36 kV**, la cui **sezione a 150 kV** è già stata benestariata da Terna ed autorizzata con provvedimento di P.A.U.R. con determinazione della Regione Lazio consultabile al seguente link: [AMB-DD- G00727-23-01-2023.pdf](https://www.regione.lazio.it/AMB-DD-G00727-23-01-2023.pdf) ([regione.lazio.it](https://www.regione.lazio.it)), mentre per la progettazione della **sezione di ampliamento a 36 kV** è ancora aperto ed in corso il Tavolo Tecnico di Terna. Tale opera sarà interamente localizzata nel Comune di Viterbo (VT);

4. **Due nuovi elettrodotti in cavo a 150 kV della RTN**, colleganti la nuova SE 150 kV di cui al punto 3 con una nuova SE di trasformazione a 380/150 kV della RTN, da realizzare in soluzione GIS isolata in SF₆, da inserire in entra - esce alla linea a 380 kV della RTN "Roma Nord – Pian della Speranza". Si fa presente che tali elettrodotti sono già stati benestariati da Terna e autorizzati in altre procedure. Tale opera sarà localizzata quasi interamente nel Comune di Viterbo (VT) ed in minima parte nel Comune di Vitorchiano (VT);
5. **Nuova Stazione Elettrica di trasformazione a 380/150 kV della RTN, da realizzare in soluzione GIS isolata in SF₆, da inserire in entra – esce alla linea a 380 kV della RTN "Roma Nord – Pian della Speranza"**. Si fa presente che tale SE è già stata benestariata da Terna, autorizzata nel corso di 3 procedimenti regionali rispettivamente in capo alle seguenti società: E-Solar 2 (rif. <https://regionelazio.app.box.com/v/VIA-098-2019>), Martello srl (rif. <https://regionelazio.app.box.com/v/VIA-064-2020>), Aton 19 (rif. <https://regionelazio.app.box.com/v/VIA-022-2021>), e la costruzione è già iniziata. Tale opera sarà interamente localizzata nel Comune di Vitorchiano (VT).

Si precisa che le opere di rete di cui ai punti 4 e 5 di cui sopra sono opere comuni anche a tutti gli altri produttori che abbiano ricevuto da Terna il medesimo preventivo di connessione

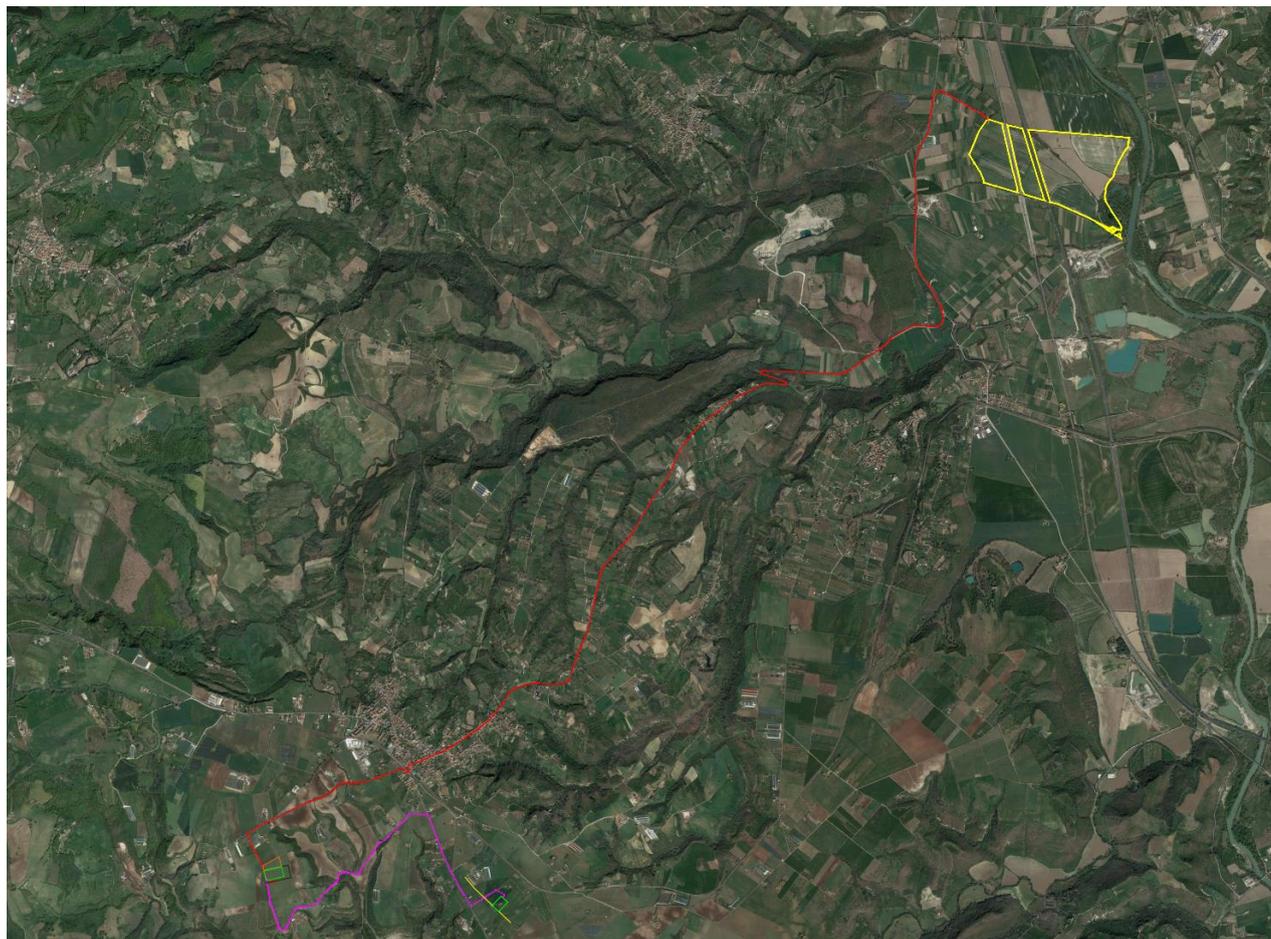


FIGURA 1 – INQUADRAMENTO GENERALE DELL'IMPIANTO "ALVIANO"

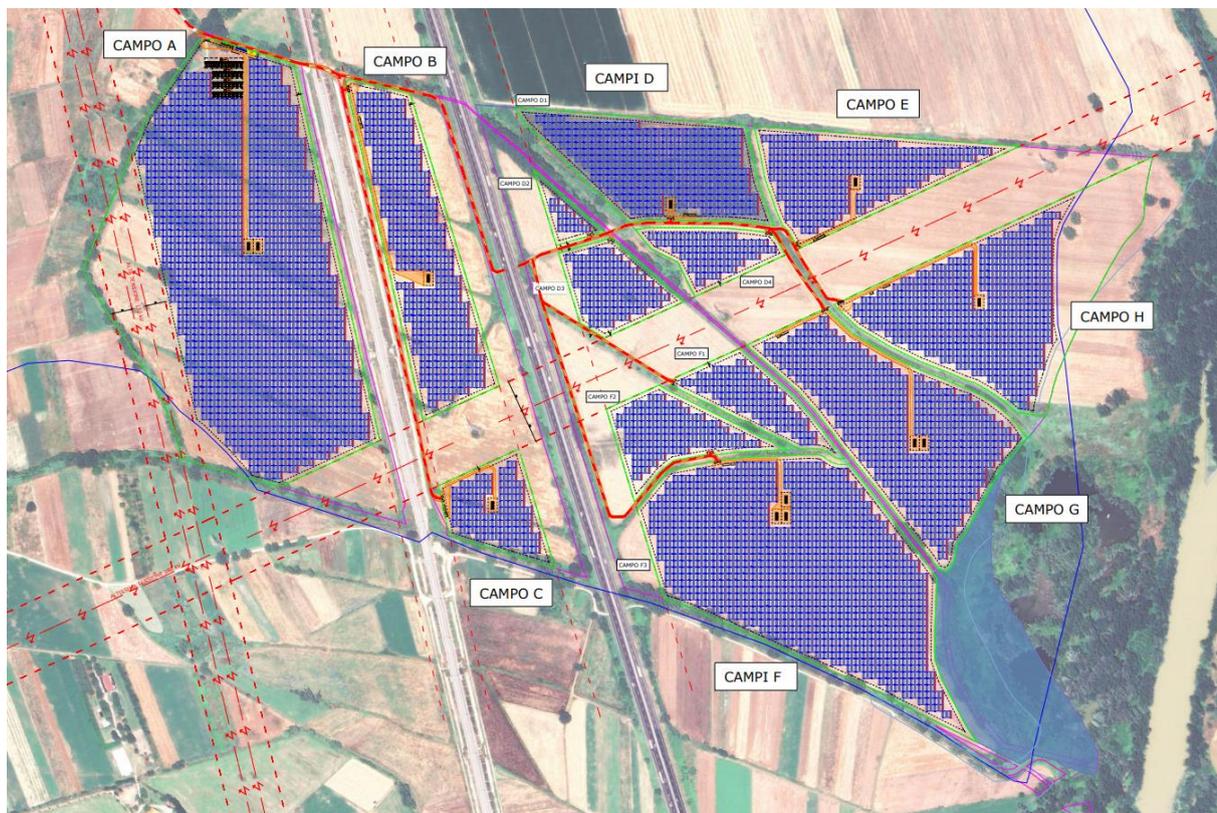


FIGURA 2 - UBICAZIONE DI DESTINAZIONE DELL'IMPIANTO "ALVIANO" SU ORTOFOTO

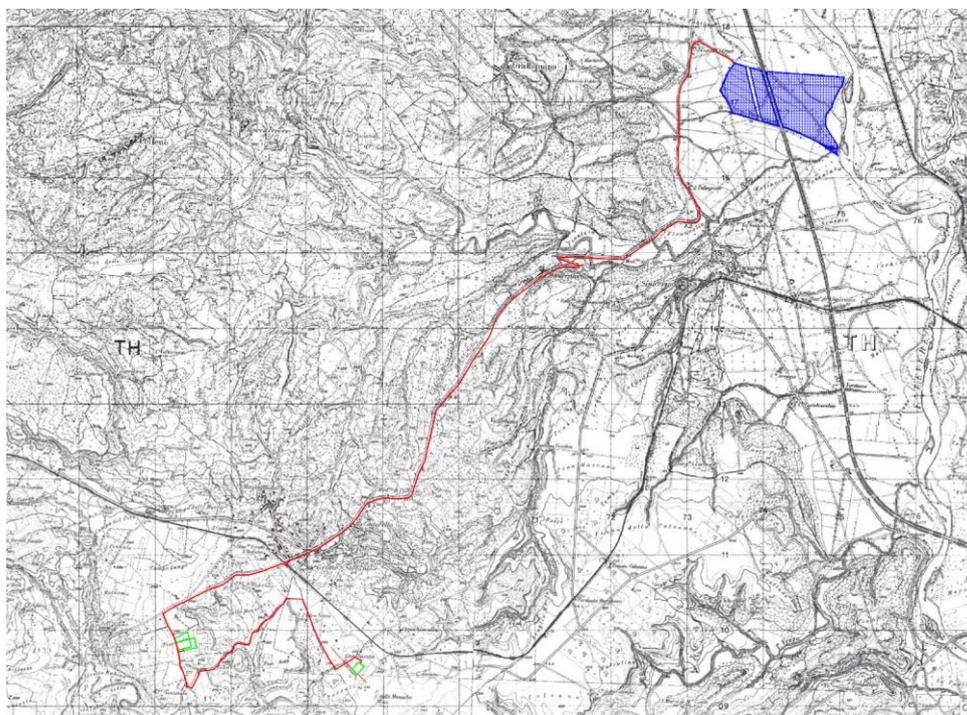


FIGURA 3 – INQUADRAMENTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO “ALVIANO” SU IGM

Il tracciato del cavidotto di collegamento dell’impianto agrivoltaico con la SSU è stato scelto con particolare attenzione per minimizzare interferenze e punti di intersezione con reticoli idrografici o ulteriori vincoli: il cavidotto interrato si sviluppa complessivamente per circa 15,5 km in asse con la viabilità stradale o strade interpoderali, per collegare l’impianto alla sezione a 36kV della nuova SE Terna.

Tutte le aree individuate per la realizzazione dell’impianto sono destinate ad uso agricolo come da certificato di destinazione urbanistica. La scelta della localizzazione dell’impianto in aree distinte e separate è basata sulla disponibilità reale, da parte del Proponente, delle particelle catastali. Infatti, il progetto si sviluppa su particelle catastali per le quale il Proponente ha ottenuto la disponibilità sottoscrivendo con i proprietari dei terreni contratto preliminare notarile per costituzione di diritto di superficie.

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell’impianto saranno del tipo silicio monocristallino bifacciali, indicativamente della potenza di 685Wp e in numero pari a circa 58.548 e saranno installati su apposite strutture metalliche di sostegno tipo tracker fondate su pali infissi nel terreno e in grado di esporre il piano di tilt ad un angolo pari a +55°, -55°. Le strutture a tracker saranno poste a una quota media di circa 4 metri da terra dal centro di rotazione con una proiezione sul terreno dei moduli (posizione orizzontale) complessivamente pari a circa 17,6 ha. La distanza tra due tracker (da palo di fondazione a palo di fondazione) sarà pari a 7 m e il tipo di fissaggio sarà eseguito previa battitura

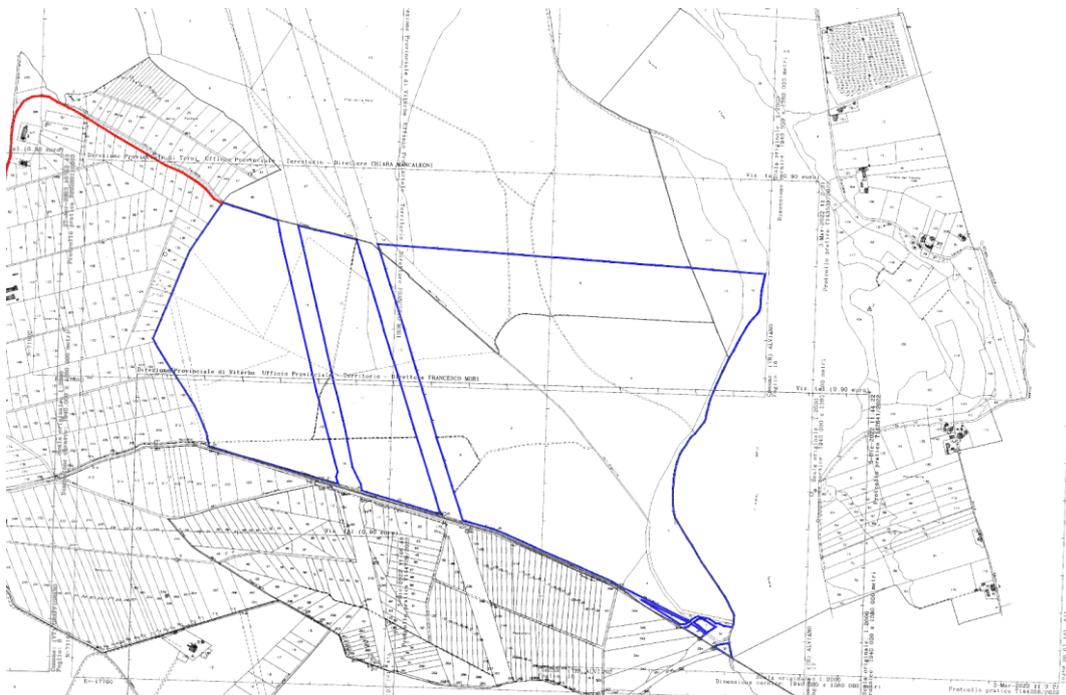
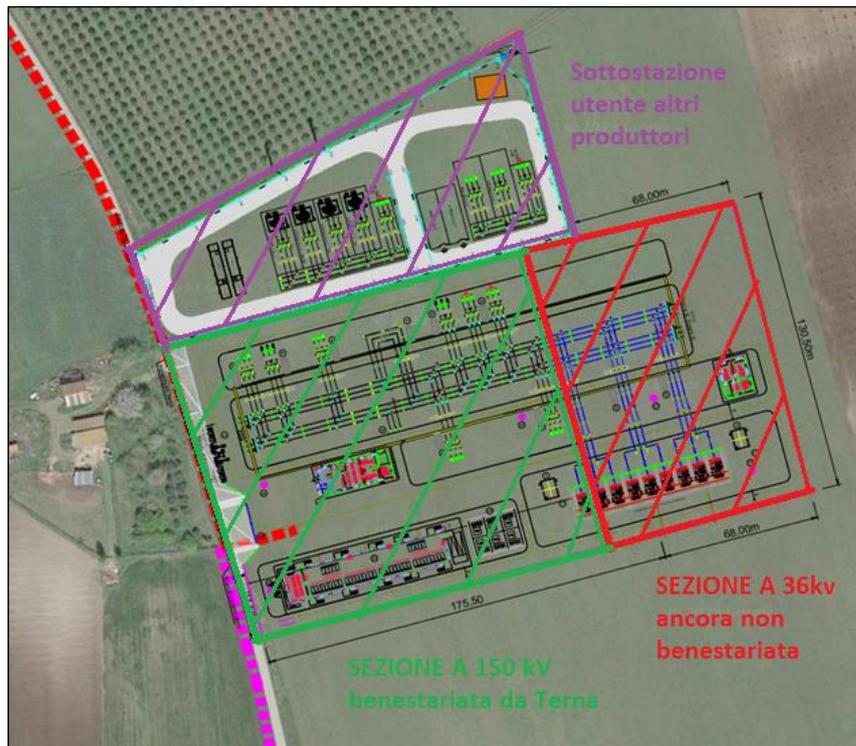


FIGURA 4 – INQUADRAMENTO IMPIANTO AGROVOLTAICO “ALVIANO” E SOTTOSTAZIONE SU CATASTALE



FIGURA– NUOVA STAZIONE ELETTRICA (SE) TERNA DI TRASFORMAZIONE A 150/36 kV (SEZIONE A 150 kV E RACCORDI ALLA SE 380/150 kV GIÀ BENESTARIATA DA TERNA ED AUTORIZZATA DALLA REGIONE LAZIO)



FIGURA– NUOVA STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE A 380/150 kV DELLA RTN E RACCORDI PER L'INSERIMENTO IN ENTRA/ESCE ALLA LINEA A 380 kV DELLA RTN "ROMA NORD – PIAN DELLA SPERANZA" (GIÀ BENESTARIATA DA TERNA ED AUTORIZZATA DALLA REGIONE LAZIO)

2.2. Descrizione sintetica dell'impianto agricolo

Da alcuni anni in molte parti del Mondo, nonché qualche raro esempio in Italia, viene praticato il cosiddetto agrivoltaico. Grazie alle particolari strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici si riesce a mantenere il terreno tra le file e sotto le file libero e quindi utilizzabile a fini agricoli. Questo garantisce una continuità del terreno in termini di utilizzo agricolo e al contempo permette di realizzare un impianto fotovoltaico che genera energia elettrica senza produrre gas serra. Inoltre, come dimostrato in seguito, si generano anche degli effetti di cooperazione tra impianto fotovoltaico e impresa agricola che favoriscono entrambi. Nel caso dell'impianto in esame si darà continuità alla gestione agricola mantenendo inalterata l'attuale vocazione dei terreni (seminativi, uva da tavola, olivi e ortive) con un occhio all'evoluzione dinamica degli indirizzi colturali secondo logiche di mercato.

La normativa italiana (art. 31 del DL 77/2021 coordinato con la legge di conversione 108 del 29 luglio 2021) ha definito come impianti AGROVOLTAICI gli impianti fotovoltaici *“che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione”*. Inoltre la suddetta legge permette la incentivazione pubblica di questo tipo di impianti andando a modificare l'art. 65 della Legge 24 marzo 2012, n. 27 che invece sanciva la impossibilità di accedere ad incentivi per tutti gli impianti fotovoltaici a terra realizzati su terreni agricoli. L'accesso agli incentivi per gli impianti agrivoltaici è comunque subordinato *“alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.”*.

Come meglio indicato nel par. 3.1.1 gli impianti agrivoltaici sono stati indicati come intervento numero 1 dell'ambito di intervento MC2.1 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) italiano, pertanto il presente impianto rientra di fatto e di diritto negli interventi del PNRR.

Nello specifico, i vantaggi che l'agrivoltaico porta sono molteplici:

- I pannelli fotovoltaici proteggono le colture dagli eventi atmosferici permettendo all'azienda agricola di ridurre i costi assicurativi sui raccolti;
- Contribuisce a diminuire il fabbisogno idrico in agricoltura;
- Stimola investimenti che accrescono la competitività dell'azienda agricola tramite la digitalizzazione;
- Crea nelle comunità rurali nuove opportunità di lavoro (nelle zone rurali dell'EU la disoccupazione giovanile è in aumento con un tasso medio del 18% nel 2015-2017. Il solare è la fonte energetica che crea più posti di lavoro per TWh installato);

- Consente un duplice uso del suolo, beneficiando inoltre di un introito economico derivante dal ricavo agricolo in aggiunta a quello proveniente dal fotovoltaico;
- Contrasta l'abbandono dei terreni agricoli;
- Ottimizza i costi operativi dell'impianto fotovoltaico;
- Aumenta l'efficienza dei moduli fotovoltaici.

Come riportato nella relazione AS_ALV_AFV, il progetto che si configura come impianto agrivoltaico di natura sperimentale (nel seguito anche: impianto agrivoltaico avanzato o impianto agrivoltaico): impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto previsto dal PNRR e quanto stabilito dall'articolo 65, commi 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, adotta congiuntamente: 1. soluzioni integrate innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione; 2. sistemi di monitoraggio, sulla base di linee guida adottate dal Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria-CREA in collaborazione con il GSE (nel seguito: Linee guida CREA-GSE), che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate. Gli indicatori sul recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici, sono individuati dal GSE, sentito il CREA, nell'ambito delle regole applicative di cui all'articolo 12, comma 2.

Nel corso dell'annata 2023, l'indirizzo colturale è stato di colture nell'ambito dei seminativi, ossia erbaio, medica, frumento duro, orzo, girasole (per approfondimenti si rimanda alla relazione pedo agronomica AS_ALV_PED).

I pannelli fotovoltaici saranno installati su cosiddetti tracker ad inseguimento monoassiale est-ovest, con rotazione assiale ed azimut fisso, montati su struttura elevata a 3,5 mt, intelaiata tra palo e palo 12,00 x 10 metri. La superficie totale contrattata è pari a 96,7745 Ha di cui 69,42 Ha ospiteranno l'area recintata dell'impianto agro-voltaico di natura sperimentale con le strutture fotovoltaiche e terreno all'uso agricolo per Ha 48,75 di area agricola asservita ad agrivoltaico sperimentale. Nell'area agricola sotto e tra i pannelli (48,75 Ha) sarà realizzato un oliveto caratterizzato da un sistema intensivo (750 piante/ettaro) con piante allevate in parete (altezza 2-2,5 metri), distanziate 4 x 3,30 metri, e cioè con file distanti l'una dall'altra 4 metri (nell'interfila dei pannelli), e con piante allineate lungo la fila 3,30 metri. Ulteriori 15,51 Ha saranno destinate a superfici fiorite. Inoltre è prevista anche una bordura di siepe perimetrale pari a circa 3,572 Ha.

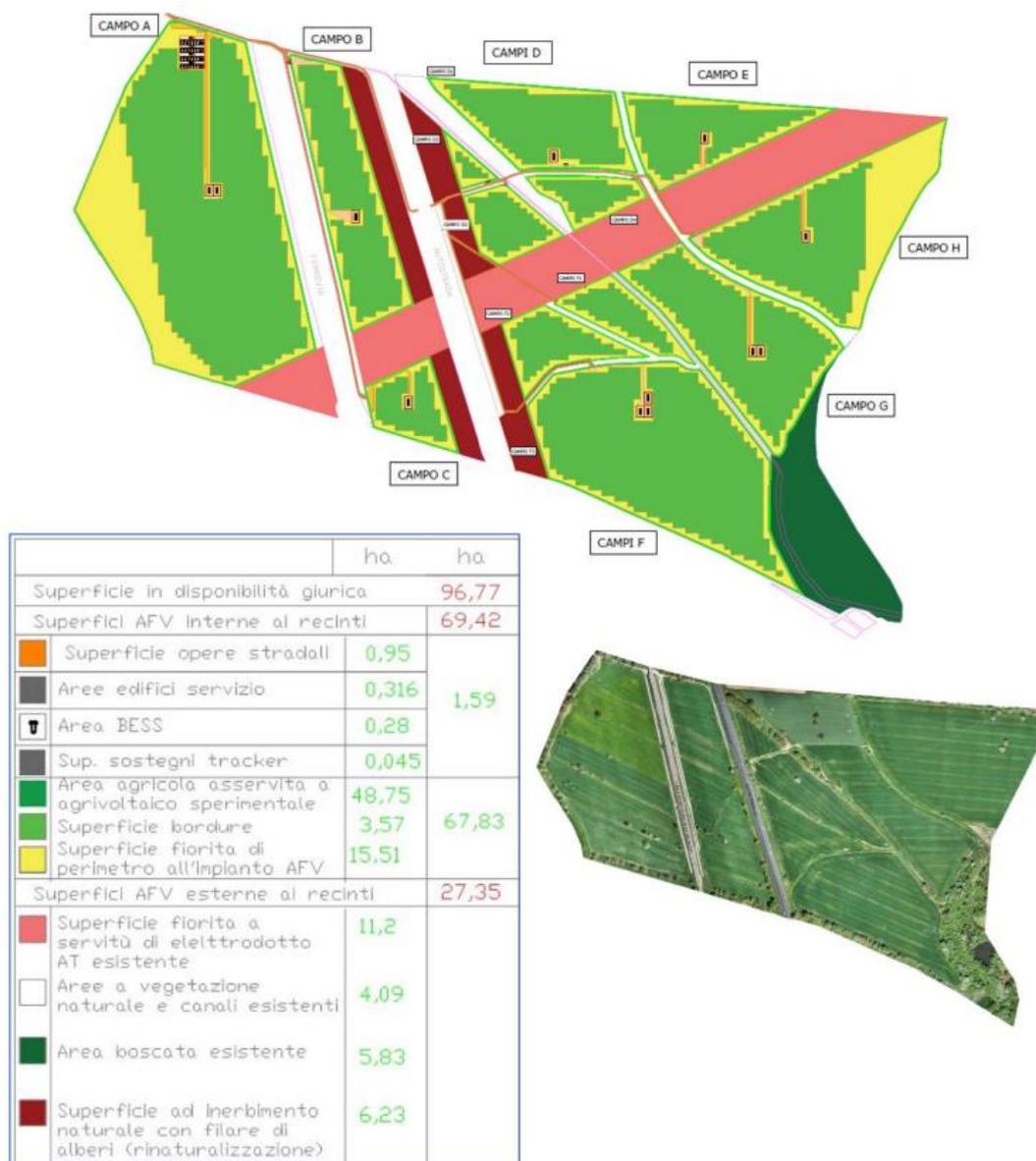


Figura – Uso del suolo a livello agricolo (da Tav. AS_ALV_V.18)

In ognuno degli 8 Campi (A-H) in cui è suddiviso l'impianto agrivoltaico sono previsti dei locali prefabbricati ad uso magazzino che saranno usati principalmente per l'attività agronomica.



Figura - Vista Planimetrica dell'impianto agrivoltaico



Figura - Vista Assonometrica (simulazione) dell'impianto agrivoltaico

L'impianto agrivoltaico in oggetto rispetterà tutti i requisiti (denominati come A, B, C, D, E) dei sistemi agrivoltaici denominati nelle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici redatto da CREA, GSE, ENEA e RSE datate giugno 2022 (di seguito Linee Guida CREA) e ripresi sostanzialmente (ad esclusione del requisito A.2 LAOR) anche dal DM pubblicato il 13/02/2024 in G.U. relativo alla promozione della realizzazione di questi sistemi ibridi agricoltura-energia, grazie all'erogazione di un incentivo composto da un contributo in conto capitale, pari al massimo al 40% delle spese sostenute, e di una tariffa incentivante applicata alla produzione di energia elettrica netta immessa in rete. Per approfondimenti si rimanda al paragrafo 2.2 dello Studio di Impatto Ambientale e alla relazione agronomica AS_ALV_AFV.

CAMPO	A	B	C	D	E	F	G	H	TOTALE
Superficie totale appezzamenti	19,65	5,45	1,87	7,82	3,82	15,54	7,03	8,24	69,42
di cui:									
Superficie opere stradali	0,3	0,13	0,06	0,07	0,07	0,08	0,12	0,12	0,95
Aree edifici servizio impianto	0,04	0,012	0,012	0,012	0,012	0,2	0,016	0,012	0,316
Area agricola disponibile	18,5	4,93	1,66	7,1	3,47	14,36	6,55	7,69	64,26
Aree BESS	0,28	0	0	0	0	0	0	0	0,28
Superficie bordure perimetrali	0,52	0,372	0,14	0,63	0,26	0,9	0,34	0,41	3,572
Superficie sostegni tracker	0,011	0,006	0,002	0,007	0,003	0,003	0,005	0,008	0,045
Totale	19,65	5,45	1,87	7,82	3,82	15,54	7,03	8,24	69,42
Superficie minima coltivata ≥ 70 %	94,15	90,46	88,77	90,79	90,84	92,41	93,17	93,33	

Per l'analisi dei requisiti definitivi dal DM 436/2023 (di seguito DM Agrivoltaico) entrato in vigore il 14/02/2024, si rimanda alla lettura del paragrafo 4.5 del presente documento o della relazione agronomica.

3. Analisi di compatibilità con le normative comunitarie, nazionali, regionali e locali

All'interno del presente capitolo verrà effettuata un'analisi della compatibilità del progetto esposto con le normative vigenti a livello comunitario e nazionale, regionale e locale.

In Tabella 1 sono riportati i principali riferimenti normativi che si possono applicare ai singoli aspetti ambientali coinvolti.

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)	D. Lgs. 387/2003 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"
	D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. "Norme in materia ambientale", D.M. n.52 del 30/03/2015
	DM 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili"
	D.lgs n. 104/2017 "valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114"
Aspetti energetici	Leggi n. 9 e n. 10 del 9 gennaio 1991 "Attuazione del Piano Energetico Nazionale" e s.m.i.
	Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
	D. Lgs. N. 79 del 16 marzo 1999 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" e s.m.i.

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	<p>D. Lgs. N. 387 del 29 dicembre 2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricit�" e s.m.i</p> <p>Legge n. 239 del 23 agosto 2004 "Riordino del settore energetico, nonch� delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" e s.m.i.</p> <p>Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE</p> <p>D. Lgs. N. 28 3 marzo 2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"</p> <p>D.M. Sviluppo Economico 6 luglio 2012 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici – Attuazione art. 24 del D. Lgs. 28/2011"</p> <p>D.M. 236 del 21/06/2024 - ripartizione fra le Regioni e le Province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del pacchetto "Fit for 55", anche alla luce del pacchetto "Repower UE";</p> <p>D. Lgs. N. 30 del 13 marzo 2013 "Attuazione della direttiva 2009/29/CE che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra" e s.m.i.</p>
Rumore	<p>D.P.C.M. 01/03/1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno"</p> <p>Legge 447/1995 "Legge quadro sull'inquinamento acustico" e s.m.i.</p> <p>D.P.C.M. 14/11/1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"</p> <p>D.M. 16/03/1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico"</p> <p>Legge Regionale 12 febbraio 2002, n. 3 "Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico"</p> <p>D.P.R. 30/03/2004 n. 142 "Disposizioni per il contenimento e la prevenzione dell'inquinamento acustico derivante dal traffico veicolare, a norma dell'Art. 11 della L. 26 ottobre 1995, n. 447"</p> <p>D.G.R. 23/10/2012, n. 2122 "Indirizzi per l'integrazione procedimentale per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale"</p>
Impianti elettrici	<p>Legge 01/03/1968 n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione di impianti elettrici ed elettronici"</p> <p>Legge 08/10/1977 n. 791 "Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunit� Europee (n. 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato a essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione"</p> <p>D.M. 10/04/1984 "Eliminazione dei radiodisturbi"</p>

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	Direttiva 89/336/CEE, recepita con D. Lgs. 476/92 "Direttiva del Consiglio d'Europa sulla compatibilità elettromagnetica"
	Tabella CEI UNEL 35024/1(1997): cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate in corrente in regime permanente per posa in aria
	Decreto 4 maggio 1998 "Disposizioni relative alle modalità di presentazione e al contenuto delle domande per l'avvio dei procedimenti di prevenzione incendi, nonché all'uniformità dei connessi servizi resi dai Comandi dei Vigili del Fuoco"
	Norma CEI 20-40 (1998): Guida per l'uso di cavi a bassa tensione
	D.P.R. 06/06/2001 n. 228/01 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo A)"
	D.P.R. 22/10/2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"
	Norma CEI 20-67 (2001): Guida per l'uso di cavi 0,6/1 kV
	D.M. 37-2008 "Regolamento recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici"
	Decreto legislativo 9 aprile 2008 n. 81 "Attuazione dell'Art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
	D.P.R. 1 agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendio"
	Norma It. CEI EN 50522 – Class. CEI 99-3 Anno 2011 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a."
	Nota DCPREV prot n. 1324 del 7/2/2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici"
	Decreto 20 dicembre 2012 "Regola tecnica di prevenzione incendi per gli impianti di protezione attiva contro l'incendio installati nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi"
	Norma CEI 64-8 ed. 06-2012 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua"
	Norma CEI EN 62305-1 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 1) "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali"
	Norma CEI EN 62305-2 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 2) "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone"
	Norma CEI EN 62305-3 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 3) "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali"
	Norma CEI EN 62305-4 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 4) "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture"
	Norma CEI EN 61936-1 – Class. CEI 99-2 Anno 2014 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni"

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	Guida CEI 99-4, 2014-09 "Giuda per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale"
	Guida CEI 99-5, 2015-07 "guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a."
	Norma CEI 0-16 ed. aprile 2019 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
	Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo"
	Norma CEI 11-20 "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria"
	Norma CEI 11-27 ed. 2014-01 "Lavori su impianti elettrici"
	CEI 11-61 2000-11 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree e delle stazioni elettriche"
	CEI 11-62 "Stazioni del Cliente finale allacciate a reti di terza categoria"
	CEI 11-63 ed. 2001-03 "Cabine Primarie"
	Norma CEI 14-4/1 2015-03 "Trasformatori di potenza. Parte 1: Generalità"
	Norma CEI 14-4/10 ed. 2002-01 "Trasformatori di potenza. Parte 10: Determinazione dei livelli di rumore"
	Norma CEI 14-35 ed. 2008-02 "Valutazione dei campi elettromagnetici attorno ai trasformatori di potenza"
	Norma CEI 14-45 ed. 2012-02 "Trasformatori di potenza. Determinazione dei livelli di rumore. Guida di applicazione"
	Norma CEI EN 61439-1 2012-02 (Class.CEI:17-113) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali"
	Norma CEI EN 61439-2 2012-02 (Class.CEI:17-114) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza"
	Norma CEI EN 61439-3 2012-02 (Class.CEI:17-116) "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)"
Campi elettromagnetici	Legge 36/2001 "Legge quadro sulla protezione a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"
	D.P.C.M. 8 luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz generati dagli elettrodotti)"
	Decreto 29 maggio 2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti"

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
Suolo e sottosuolo	Art. 8 del D. Lgs. n. 334/1999 "Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose"
	PRG vigenti dei Comuni interessati
	"Programma di Fabbricazione Vigente e Regolamento Edilizio Comunale del comune di Alviano" approvato con deliberazione di Consiglio Comunale n. 10 del 31/07/2012
	Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/03 e s.m.i.
	"Piano di Assetto Idrogeologico REGIONALE" (PAI)
	Parte Terza, Sezione II del D. Lgs. 152/2006 "Piano di Tutela delle Acque della Regionale" (PTA)
	Parte IV D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.
	Legge Regionale n. 19 del 19 luglio 2013 "Norme in materia di riordino degli organismi collegiali operanti a livello tecnico-amministrativo e consultivo e di semplificazione dei procedimenti amministrativi"
	D.P.R. n. 120 del 13 giugno 2017 "Riordino e semplificazione della disciplina sulla gestione delle terre e rocce da scavo"
	Progetto IFFI
Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE)	
Flora, fauna ed ecosistemi	Direttiva 74/409/CEE del 02/04/1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici Direttiva 92/43/CEE del 21/05/1992, "Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche"
	L.R. n. 98 del 06/05/1981 e s.m.i. "Norme per l'istituzione nella Regione di parchi e riserve naturali"
	Legge 394 del 6 dicembre 1991 "legge quadro sulle aree protette"
	D.P.R. n. 357/1997, "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche" come modificato dal D.P.R. 120/2003
Paesaggio	D. Lgs. 42/2004, "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 06/07/2002, n. 137 e s.m.i."
	Art. 136-141-157 D. Lgs. N. 42/2004, "Provvedimento Ministeriale o Regionale di notevole interesse pubblico del vincolo per immobili o aree dichiarate di notevole interesse pubblico"
	Aree Tutelate per legge dall'Art. 142 del D. Lgs. N. 42/2004
	D.P.C.M.12 Dicembre 2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio di cui al decreto legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004"
	Piani Paesaggistico Territoriali Regionali (PPTR)
	L.R. n. 29 del 20/11/2015 "Norme in materia di tutela delle aree caratterizzate da vulnerabilità ambientali e paesaggistiche"
	Quadro assetto tratturi

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali

TABELLA 1 – ELENCO DEI PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI APPLICABILI AGLI ASPETTI AMBIENTALI COINVOLTI

In funzione dei tre livelli di pianificazione normativa che interessano il progetto (si veda Tabella 2), si verifica se con esso sussiste una delle seguenti relazioni:

- **Coerenza:** in questo caso il progetto deve rispondere in pieno ai principi e agli obiettivi del piano in esame e deve essere in totale accordo con le modalità di attuazione dello stesso;
- **Compatibilità:** il progetto deve risultare in linea con i principi e gli obiettivi del piano in esame, anche se non è specificatamente previsto dallo strumento di programmazione considerato;
- **Non coerenza:** il progetto è in accordo con i principi e gli obiettivi del piano in esame, ma risulta in contraddizione con le modalità di attuazione dello stesso;
- **Non compatibilità:** in questo caso il progetto risulta in contraddizione con i principi e gli obiettivi del piano in esame.

Livello normativo	Riferimento normativo
Piani di carattere Comunitario e Nazionale	Programma Next Generation EU (NGEU). Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR) Conferenza COP26 delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 2021 Strategia Europa 2020 Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package) Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) Programma Operativo Nazionale (PON) 2014-2020 Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN) Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE) Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra Disposizioni per il contenimento e la prevenzione dell'inquinamento acustico derivante dal traffico veicolare
Piani di carattere Regionale e sovra-regionale	Piano di Assetto Idrogeologico della Regione (PAI) Piano Paesaggistico Territoriale della Regione (PPTR) Piano di Tutela delle Acque della Regione (PTA) Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico

Livello normativo	Riferimento normativo
	<p>Norme in materia di riordino degli organismi collegiali operanti a livello tecnico-amministrativo e consultivo e di semplificazione dei procedimenti amministrativi</p> <p>Progetto IFFI</p> <p>Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali</p> <p>Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE)</p>
<p>Piani di carattere locale (Provinciale e Comunale)</p>	<p>Piano Territoriale di Coordinamento delle Province (PTCP)</p> <p>Piano Regolatore Generale comunali</p>

TABELLA 2 – ELENCO DEI PIANI DI CARATTERE COMUNITARIO E NAZIONALE, REGIONALE E LOCALE

3.1. Piani di carattere Comunitario e Nazionale

Gli atti più importanti emanati a livello comunitario a sostegno delle fonti rinnovabili sono il Libro Bianco del 1996, il Libro Bianco del 1997 e la Direttiva 2001/77/CE, abrogata successivamente dalla Direttiva 2009/28/CE a partire dal 01/01/2012, sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili; quest'ultima direttiva è quella vigente attualmente sulle Fonti Rinnovabili: crea un quadro comune per l'utilizzo di energie rinnovabili nell'Unione Europea (UE), così da ridurre le emissioni di gas serra e promuovere trasporti più puliti.

Tale direttiva fissa quindi gli obiettivi per i Paesi dell'UE per portare entro il 2020 la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili al 20% di tutta l'energia dell'UE e al 10% di energia specificatamente per il settore dei trasporti.

Al fine di raggiungere tali obiettivi, ogni Paese dell'UE deve approntare un piano d'azione nazionale per il 2020, nel quale viene stabilita una quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, del riscaldamento e della produzione di energia elettrica.

I Paesi dell'UE possono inoltre scambiare energia da fonti rinnovabili e possono quindi anche ricevere questo tipo di energia da Paesi non appartenenti all'Unione Europea, a condizione che l'energia venga consumata nell'UE e che sia prodotta da impianti moderni ed efficienti.

Ogni Paese dell'Unione Europea deve garantire l'origine prodotta da fonti rinnovabili dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento, e deve costruire infrastrutture atte all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti.

I biocarburanti e i bioliquidi devono essere realizzati in maniera sostenibile, senza l'uso di materie prime provenienti da terreni caratterizzati da un elevato valore di biodiversità.

Per quanto riguarda specificatamente l'Italia, la direttiva 2009/28 stabilisce l'obiettivo per il 2020, pari al 17%, relativo alla quota energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia.

Per la tutela dell'ambiente e gli obiettivi di riduzione dei gas serra bisogna prendere in considerazione la Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici di Rio de Janeiro del 1992: 150 Paesi nel mondo, compresa l'Italia, hanno stabilito di seguire l'Agenda 21, nella quale vengono indicate le azioni da intraprendere per ottenere uno sviluppo sostenibile.

Nel 1997 gli Stati membri hanno sottoscritto il Protocollo di Kyoto, nel quale si impegnano a ridurre nel complesso le proprie emissioni di gas serra dell'8% entro il 2008-2012 (Secondo periodo di scambio o Fase 2) e del 13% entro il 2013-2020 (Terzo periodo di scambio).

Il Protocollo di Kyoto è attuato a livello comunitario dalla Direttiva 2003/87/CE, modificata dalla Direttiva 2009/29, che stabilisce l'obbligo per gli impianti assoggettati di esercire l'attività con apposita autorizzazione all'emissione in atmosfera di gas serra e di rendere a fine anno un numero di quote di emissione pari alle stesse rilasciate durante l'anno; tale direttiva costituisce uno scambio di quote di emissioni di gas serra nella Comunità, in quanto, una volta rilasciate, possono essere vendute o acquistate da terzi e il trasferimento delle quote stesse viene registrato in un apposito registro nazionale.

Al livello nazionale il D. Lgs. 30/2013 e s.m.i. rappresenta lo strumento attuativo della direttiva europea.

3.1.1. Next Generation EU & PNRR

La pandemia, e la conseguente crisi economica, hanno spinto l'UE a formulare una risposta coordinata a livello sia congiunturale, con la sospensione del Patto di Stabilità e ingenti pacchetti di sostegno all'economia adottati dai singoli Stati membri, sia strutturale, in particolare con il lancio a luglio 2020 del programma Next Generation EU (NGEU).

Il NGEU segna un cambiamento epocale per l'UE. La quantità di risorse messe in campo per rilanciare la crescita, gli investimenti e le riforme ammonta a 750 miliardi di euro, dei quali oltre la metà, 390 miliardi, è costituita da sovvenzioni. Le risorse destinate al Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (RRF), la componente più rilevante del programma, sono reperite attraverso l'emissione di titoli obbligazionari dell'UE, facendo leva sull'innalzamento del tetto alle Risorse Proprie. Queste emissioni si uniscono a quelle già in corso da settembre 2020 per finanziare il programma di "sostegno temporaneo per attenuare i rischi di disoccupazione in un'emergenza" (Support to Mitigate Unemployment Risks in an Emergency - SURE).

Il PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) è il Piano italiano di attuazione del Next Generation EU (NGEU) individua tra i vari ambiti di intervento quello di **INCREMENTARE LA QUOTA DI ENERGIA PRODOTTA DA FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE (M2C2.1)**. L'obiettivo di questa componente è di contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione attraverso cinque linee di riforme e investimenti, concentrate nei primi tre settori (cft. Tabella 3).

La prima linea di investimento ha come obiettivo l'incremento della quota di energie rinnovabili. L'attuale target italiano per il 2030 è pari al 30 per cento dei consumi finali, rispetto al 20 per cento stimato preliminarmente per il 2020. Per raggiungere questo obiettivo l'Italia può fare leva sull'abbondanza di risorsa rinnovabile a disposizione e su tecnologie prevalentemente mature, e nell'ambito degli interventi di questa Componente del PNRR: i) sbloccando il potenziale di impianti utility-scale, in molti casi già competitivi in termini di costo rispetto alle fonti fossili ma che richiedono in primis riforme dei meccanismi autorizzativi e delle regole di mercato per raggiungere il pieno potenziale, e valorizzando lo sviluppo di opportunità agrovoltaiche; ii) accelerando lo sviluppo di comunità energetiche e sistemi distribuiti di piccola taglia, particolarmente rilevanti in un Paese che sconta molte limitazioni nella disponibilità e utilizzo di grandi terreni

ai fini energetici; iii) incoraggiando lo sviluppo di soluzioni innovative, incluse soluzioni integrate e offshore; iv) rafforzando lo sviluppo del biometano.

Nel PNRR inoltre si legge che per arrivare agli obiettivi europei con la attuale legislazione si tarderebbe troppo, infatti: *“da un’analisi della durata media delle procedure relative ai progetti di competenza del MIMS elaborata in base ai dati degli anni 2019, 2020 e 2021, si riscontrano tempi medi per la conclusione dei procedimenti di VIA di oltre due anni, con punte di quasi sei anni, mentre per la verifica di assoggettabilità a VIA sono necessari circa 11 mesi (da un minimo di 84 giorni a un massimo di 634). Tale dato risulta sostanzialmente identico a quello del 2017 riportato nella relazione illustrativa del decreto legislativo n. 104/2017 di recepimento della direttiva VIA n. 2014/52/UE. Secondo alcune stime, considerando l’attuale tasso di rilascio dei titoli autorizzativi per la costruzione ed esercizio di impianti rinnovabili, sarebbero necessari 24 anni per raggiungere i target Paese, con riferimento alla produzione di energia da fonte eolica e ben 100 anni per il raggiungimento dei target di fotovoltaico”*, pertanto una delle misure che il Piano prevede per ridurre queste tempistiche è quella di adattare una VIA Statale.

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

TABELLA 3 – QUADRO MISURE DEL M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

Come si vede dalla Tabella precedente tratta dal PNRR il primo investimento è proprio quello relativo allo sviluppo degli impianti agrivoltaici, infatti il settore agricolo è responsabile del 10% delle emissioni di gas serra in Europa. Con questa iniziativa le tematiche di produzione agricola sostenibile e produzione energetica

da fonti rinnovabili vengono affrontate in maniera coordinata con l'obiettivo di diffondere impianti agrovoltai di medie e grandi dimensioni.

La misura di investimento nello specifico prevede:

- 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, anche potenzialmente valorizzando i bacini idrici tramite soluzioni galleggianti;
- 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.

L'investimento si pone il fine di rendere più competitivo il settore agricolo, riducendo i costi di approvvigionamento energetico (ad oggi stimati pari a oltre il 20% dei costi variabili delle aziende e con punte ancora più elevate per alcuni settori erbivori e granivori), e migliorando al contempo le prestazioni climatiche-ambientali.

L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agrovoltai di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂.

Gli atti più importanti emanati a livello comunitario a sostegno delle fonti rinnovabili sono il Libro Bianco del 1996, il Libro Bianco del 1997 e la Direttiva 2001/77/CE, abrogata successivamente dalla Direttiva 2009/28/CE a partire dal 01/01/2012, sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili; quest'ultima direttiva è quella vigente attualmente sulle Fonti Rinnovabili: crea un quadro comune per l'utilizzo di energie rinnovabili nell'Unione Europea (UE), così da ridurre le emissioni di gas serra e promuovere trasporti più puliti.

Tale direttiva fissa quindi gli obiettivi per i Paesi dell'UE per portare entro il 2020 la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili al 20% di tutta l'energia dell'UE e al 10% di energia specificatamente per il settore dei trasporti.

Al fine di raggiungere tali obiettivi, ogni Paese dell'UE deve approntare un piano d'azione nazionale per il 2020, nel quale viene stabilita una quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, del riscaldamento e della produzione di energia elettrica.

I Paesi dell'UE possono inoltre scambiare energia da fonti rinnovabili e possono quindi anche ricevere questo tipo di energia da Paesi non appartenenti all'Unione Europea, a condizione che l'energia venga consumata nell'UE e che sia prodotta da impianti moderni ed efficienti.

Ogni Paese dell'Unione Europea deve garantire l'origine prodotta da fonti rinnovabili dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento, e deve costruire infrastrutture atte all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti.

I biocarburanti e i bioliquidi devono essere realizzati in maniera sostenibile, senza l'uso di materie prime provenienti da terreni caratterizzati da un elevato valore di biodiversità.

Per quanto riguarda specificatamente l'Italia, la direttiva 2009/28 stabilisce l'obiettivo per il 2020, pari al 17%, relativo alla quota energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia.

Per la tutela dell'ambiente e gli obiettivi di riduzione dei gas serra bisogna prendere in considerazione la Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici di Rio de Janeiro del 1992: 150 Paesi nel mondo, compresa l'Italia, hanno stabilito di seguire l'Agenda 21, nella quale vengono indicate le azioni da intraprendere per ottenere uno sviluppo sostenibile.

Nel 1997 gli Stati membri hanno sottoscritto il Protocollo di Kyoto, nel quale si impegnano a ridurre nel complesso le proprie emissioni di gas serra dell'8% entro il 2008-2012 (Secondo periodo di scambio o Fase 2) e del 13% entro il 2013-2020 (Terzo periodo di scambio).

Il Protocollo di Kyoto è attuato a livello comunitario dalla Direttiva 2003/87/CE, modificata dalla Direttiva 2009/29, che stabilisce l'obbligo per gli impianti assoggettati di esercire l'attività con apposita autorizzazione all'emissione in atmosfera di gas serra e di rendere a fine anno un numero di quote di emissione pari alle stesse rilasciate durante l'anno; tale direttiva costituisce uno scambio di quote di emissioni di gas serra nella Comunità, in quanto, una volta rilasciate, possono essere vendute o acquistate da terzi e il trasferimento delle quote stesse viene registrato in un apposito registro nazionale.

Al livello nazionale il D. Lgs. 30/2013 e s.m.i. rappresenta lo strumento attuativo della direttiva europea.

3.1.2. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC)

Il PNIEC è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione e di fatto supera la SEN 2017. Il PNIEC si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività. L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione.

Il Piano è il risultato di un processo articolato. A dicembre 2018 è stata inviata alla Commissione Europea la bozza del Piano, predisposta sulla base di analisi tecniche e scenari evolutivi del settore energetico svolte con il contributo dei principali organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali (GSE, RSE, Enea, Ispra, Politecnico di Milano). A giugno 2019 la Commissione Europea ha formulato le proprie valutazioni e raccomandazioni sulle proposte di Piano presentate dagli Stati membri dell'Unione, compresa la proposta italiana, valutata, nel complesso, positivamente. Nel corso del 2019, inoltre, è stata svolta un'ampia consultazione pubblica ed è stata eseguita la Valutazione ambientale strategica del Piano. A novembre 2019,

il Ministro Patuanelli ha illustrato le linee generali del Piano alla Commissione attività produttive della Camera dei Deputati. Infine, il Piano è stato oggetto di proficuo confronto con le Regioni e le Associazioni degli Enti Locali, le quali, il 18 dicembre 2019, hanno infine espresso un parere positivo a seguito del recepimento di diversi e significativi suggerimenti. Per il raggiungimento del target relativo alle FER elettriche al 2030 ovvero il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi coperto da energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017 - il fotovoltaico e l'eolico ricopriranno, secondo il PNIEC, un ruolo cruciale, attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici.

Secondo la Proposta del PNIEC gli impianti fotovoltaici saranno uno dei principali pilastri della transizione energetica nazionale, il raggiungimento al 2030 di 74,5 TWh di energia elettrica si traduce in ulteriori 40.000 MW di impianti fotovoltaici da costruire entro il 2030 (si dovrebbero quindi costruire in media 4.000 MW di impianti ogni anno. Questo obiettivo non è assolutamente raggiungibile installando gli impianti fotovoltaici sopra e coperture degli edifici, pensili, tettoie o in zone industriali. Si dovranno utilizzare pertanto anche le aree agricole se l'Italia vorrà raggiungere gli obiettivi prefissati al 2030. Come sarà meglio illustrato di seguito, gli impianti fotovoltaici non sottraggono lavoro alla agricoltura, infatti, essendo realizzati su terreni agricoli, abbisognano di una manutenzione specialistica di cura del verde. Infatti sarà necessario utilizzare anche maggiore manodopera a parità di superficie di terreno, in quanto in molte zone (per esempio quelle sotto i pannelli) l'erba dovrà essere tagliata a mano, senza l'ausilio di trattori con trince, senza contare i benefici ambientali apportati dalla produzione di energia solare (analizzati meglio nei paragrafi successivi).

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla SEN, in quanto trattasi di impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal PNIEC, che opera infatti a un livello decisamente superiore di programmazione.

3.1.3. Strategia Europa 2020

La Strategia Europa 2020 è stata elaborata dalla Comunità Europea per promuovere, sia a livello comunitario che nazionale, un tipo di crescita

- **intelligente**, che vuol dire sviluppare un'economia basata sulla conoscenza e sull'innovazione;
- **sostenibile**, cioè promuovere un'economia più efficiente per le risorse, più verde e più competitiva;
- **inclusiva**, atta a promuovere un'economia con un alto tasso di occupazione che favorisca la coesione sociale e territoriale.

Entro il 2020 bisogna quindi ottenere:

- occupazione per il 75% della popolazione che abbia un'età compresa tra i 20 e 64 anni;
- investimento del 3% del PIL dell'UE in ricerca e sviluppo;
- riduzione delle emissioni di gas serra almeno del 20% rispetto al 1990, portando al 20% la quota delle fonti di energia rinnovabile nel consumo finale di energia e migliorando del 20% l'efficienza energetica (i cosiddetti traguardi "20/20/20");
- tasso di abbandono scolastico inferiore al 10% e almeno il 40% dei giovani deve essere laureato;
- su un totale di circa 500 milioni, 20 milioni di persone in meno devono essere a rischio di povertà.

Affinché ogni Stato membro adatti la Strategia Europa 2020 alla propria situazione, questi obiettivi UE (ovviamente connessi tra loro) sono riportati in obiettivi nazionali, ognuno con il proprio percorso, caratterizzato da particolari azioni da attuare a livello nazionale, europeo e mondiale.

La Commissione ha quindi previsto un Programma Europa 2020, che comprende un insieme di iniziative da seguire come esempi, al fine di identificare i progressi di ogni priorità secondo lo schema riportato in Tabella 4.

Iniziative	Obiettivi
L'Unione dell'innovazione	Migliorare le condizioni generali e l'accesso ai finanziamenti per la ricerca e l'innovazione, in modo che le idee innovative si trasformino in nuovi prodotti e servizi che stimolino la crescita e l'occupazione
Youth on the move	Migliorare l'efficienza dei sistemi di insegnamento e agevolare l'ingresso dei giovani nel mondo del lavoro
Un'agenda europea del digitale	Accelerare la diffusione di internet ad alta velocità e sfruttare i vantaggi del mercato unico digitale per famiglie e imprese
Un'Europa efficiente sotto il profilo delle risorse	Contribuire a separare crescita economica e uso delle risorse, favorire il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio, incrementare l'uso delle fonti di energia rinnovabile, modernizzare il settore dei trasporti e promuovere l'efficienza energetica
Una politica industriale per l'era della globalizzazione	Migliorare il clima imprenditoriale e favorire lo sviluppo di una base industriale e sostenibile in grado di competere su scala mondiale
Un'agenda europea del digitale per nuove competenze e nuovi posti di lavoro	Modernizzare i mercati occupazionali e consentire un miglioramento delle competenze dei lavoratori in tutto l'arco della vita, per aumentare la partecipazione al mercato del lavoro e conciliare meglio l'offerta e la domanda di manodopera, anche tramite la mobilità dei lavoratori

Iniziativa	Obiettivi
L'Europa contro la povertà	Garantire coesione sociale e territoriale perché i benefici della crescita e dei posti di lavoro siano equamente distribuiti e le persone vittime di povertà ed esclusione sociale possano vivere in condizioni dignitose e partecipare attivamente alla società

TABELLA 4 – INIZIATIVE PREVISTE DALLA COMMISSIONE ALL'INTERNO DEL PROGRAMMA EUROPA 2020

Nell'ambito della crescita sostenibile gli obiettivi sono quindi favorire il passaggio verso un uso più efficiente delle risorse economiche e un'economia a basse emissioni di carbonio efficiente, ridurre le missioni di CO₂, migliorare la competitività e promuovere una maggiore sicurezza energetica.

Per l'incremento del consumo di energia derivante da fonti rinnovabili, la Strategia Europa 2020 prevede che la Commissione raggiunga principalmente i seguenti traguardi:

- mobilitare gli strumenti comunitari finanziari in modo che possano essere di aiuto a quelli nazionali;
- migliorare l'utilizzo di strumenti di mercato, quali ad esempio lo scambio di quote di emissione, la revisione della tassazione dei prodotti energetici, un quadro per gli aiuti di Stato, o la promozione di un uso maggiore degli appalti verdi pubblici;
- proporre l'ammodernamento e la decarbonizzazione del settore dei trasporti, per esempio tramite la distribuzione iniziale di infrastrutture di rete di mobilità elettrica, gestione intelligente del traffico, migliore logistica, riducendo così le emissioni di CO₂ per i veicoli stradali, per il trasporto aereo e i settori marittimi;
- accelerare la realizzazione di progetti strategici con un alto valore aggiunto europeo, al fine di eliminare le strozzature critiche, come le sezioni transfrontaliere e i nodi intermodali (città, porti, logistica, piattaforme, ...);
- adottare un piano d'azione dell'efficienza energetica e promuovere un programma sostenibile nell'efficienza delle risorse attraverso l'uso di fondi strutturali;
- stabilire cambiamenti strutturali e tecnologici, necessari per passare a un basso tenore di carbonio entro il 2050, che consentirà all'UE di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni e di biodiversità; ciò implica la prevenzione e la risposta alle catastrofi naturali, sfruttando il contributo di coesione, lo sviluppo rurale, agricolo e le politiche marittime per affrontare i cambiamenti climatici.

All'interno dello stesso obiettivo, ogni Stato membro deve, a livello nazionale:

- ridurre le sovvenzioni che hanno ripercussioni negative sull'ambiente e garantire una ripartizione equa dei relativi costi e benefici, limitando le eccezioni alle persone socialmente bisognose;
- incentivare l'uso dell'energia rinnovabile e di tecnologie pulite e resistenti al cambiamento climatico e promuovere il risparmio energetico e l'eco-innovazione;
- servirsi di strumenti normativi, non normativi e di bilancio, tra cui gli standard di rendimento energetico per i prodotti e gli edifici, le sovvenzioni, i prestiti preferenziali e gli *appalti verdi*, per incentivare un adattamento economicamente efficace dei modelli di produzione e di consumo, promuovere il riciclaggio, passare a un'economia efficiente sotto il profilo delle risorse e a basse emissioni di carbonio e progredire verso la decarbonizzazione dei trasporti e della produzione di energia;
- sviluppare infrastrutture intelligenti, potenziate e totalmente interconnesse nei settori dei trasporti e dell'energia, utilizzare le tecnologie dell'informazione e della comunicazione, per incrementare la produttività, coordinare i progetti infrastrutturali e favorire lo sviluppo di mercati di rete aperti, competitivi e integrati;
- coordinare i progetti infrastrutturali all'interno della rete europea, al fine di contribuire efficacemente al sistema di trasporto europeo;
- mobilitare integralmente i fondi UE per favorire il conseguimento di questi obiettivi.

Ciascuno Stato membro dovrà quindi fornire il proprio contributo alla realizzazione della Strategia Europa 2020, seguendo percorsi nazionali specifici che verranno controllati dalla Commissione; nel caso di *risposta inadeguata*, la Commissione formulerà una *raccomandazione*, che dovrà essere attuata in un determinato lasso di tempo; trascorso questo intervallo temporale senza una reazione adeguata, la Commissione emetterà quindi un *avvertimento politico*.

Dal report nazionale emesso dalla Commissione Europea il 26/02/2016 (SWD (2016) 81 final) si evince che il raggiungimento dell'obiettivo europeo del 20% del consumo di energia da fonti rinnovabili si traduce nell'obiettivo nazionale del 17% (già raggiunto nel 2013), grazie soprattutto alle tariffe fiscali agevolate e al meccanismo dei certificati verdi.

I report nazionali e le raccomandazioni annuali vengono emessi ogni sei mesi dalla Commissione Europea e pubblicati sul sito web <http://ec.europa.eu/europe2020/>.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla Strategia Europa 2020, poiché trattasi di impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dalla Strategia Europea 2020, che opera a un livello superiore di programmazione.

3.1.4. Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package)

Il 30 novembre 2016 la Commissione UE ha adottato il *Pacchetto legislativo* denominato "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy for all Europeans*), attraverso il quale si stabiliscono gli obiettivi per il 2030 per le emissioni di gas serra, fonti rinnovabili ed efficienza energetica, assicurandosi che l'energia sia economicamente accessibile, sia sicura e sia sostenibile.

Questo Pacchetto legislativo ha tre obiettivi principali:

- efficienza energetica
- leadership a livello mondiale nelle rinnovabili
- mercato energetico che dia più potere ai consumatori nelle scelte energetiche.

Per ottenere tutto ciò, la UE punta a raggiungere una produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 27% entro il 2030.

Con la revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle rinnovabili, la Commissione punta ad adattare il mercato elettrico, remunerare la flessibilità della generazione, della domanda e dello stoccaggio; il dispacciamento prioritario viene confermato per le installazioni già esistenti, per le piccole installazioni e nel caso in cui lo Stato membro abbia bisogno di raggiungere l'obiettivo sulle fonti rinnovabili, mentre la riduzione della produzione di energia da fonti rinnovabili dovrebbe essere minima.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal Pacchetto, poiché si tratta di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal Pacchetto che opera a un livello superiore di programmazione.

3.1.5. Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile

Il *Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile* (o indicato anche come *Strategia*) è stato presentato al Consiglio dei Ministri in 2 ottobre 2017 ed è stato approvato il 22 dicembre 2017, sulla stessa linea della *Strategia*

d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia 2002-2010; l'obiettivo primario è quello della sostenibilità.

La Strategia coinvolge cinque aree principali, quali le persone, il pianeta, la prosperità, la pace e la partnership.

Nel caso particolare della prosperità, uno degli obiettivi è quello di decarbonizzare l'economia, in modo da "incrementare l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali ed il paesaggio".

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi totalmente coerenti con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla Strategia, visto che si tratta di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dalla Strategia, poiché opera a un livello superiore di programmazione.

3.1.6. Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017

Grazie al Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 novembre 2017, è stato adottato il Piano denominato *Strategia Energetica Nazionale* (in seguito indicato anche con SEN) 2017, che è andato a sostituire il Piano del 2013, già successivo a quello del 1988.

All'interno della SEN l'Italia ha già raggiunto gli obiettivi europei, se si considera infatti che rispetto ai consumi previsti per il 2020 che erano pari al 17%, lo sviluppo delle rinnovabili sui consumi complessivi al 2015 era già del 17,5%; inoltre ci sono stati importanti sviluppi tecnologici al fine di conciliare prezzi contenuti dell'energia e sostenibilità.

La SEN si focalizza sul sistema energetico nazionale, provando a renderlo più

- competitivo, riducendo la differenza tra prezzo e costo dell'energia del Paese rispetto al resto dell'Europa, considerando anche che i prezzi internazionali sono in continuo aumento;
- sostenibile, raggiungendo gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti dalla UE;
- sicuro, migliorando la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, in modo da rendere l'Italia energeticamente indipendente.

Gli obiettivi della SEN sono quindi i seguenti:

- efficienza energetica, tramite la riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep, con un risparmio di circa 10 Mtep fino al 2030;
- fonti rinnovabili, ottenendo il 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5 del 2015;
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia, che possa contenere il divario tra il gas italiano e quello del nord Europa (circa 2€/MWh nel 2016) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media della UE (circa 35 €/MWh nel 2015 per una famiglia media e 25% circa per le imprese);
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone, con l'obiettivo di accelerazione al 2025 tramite interventi infrastrutturali;
- realizzazione del downstream petrolifero, che abbia un'evoluzione crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti derivati dal petrolio;
- decarbonizzazione al 2050, con una diminuzione delle emissioni, rispetto al 1990, del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- raddoppio degli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy, da 222 milioni nel 2013 a 444 milioni nel 2021;
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- investimenti sulle reti per ottenere una maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza, una maggiore integrazione con l'Europa, nonché una diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento gas, e una gestione più efficiente dei flussi e delle punte di domanda;
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030, considerando il rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria atta a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo.

Affinché tutti questi obiettivi siano raggiungibili, è necessario che sussistano le seguenti condizioni:

- infrastrutture e semplificazioni: la SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e

degli impianti necessari alla transizione energetica, senza indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio, né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;

- costi della transizione: grazie all'evoluzione tecnologica e a un'accurata regolazione, è possibile fare efficienza e produrre energia da fonti rinnovabili a costi sostenibili;
- compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio: quest'ultimo è un valore irrinunciabile, quindi le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile (eolico e fotovoltaico) avranno priorità sull'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che sui recuperi di efficienza degli impianti esistenti; le Regioni e le amministrazioni che tutelano il paesaggio dovranno quindi individuare le aree da destinare alla produzione energetica rinnovabile, che non siano altrimenti valorizzabili;
- effetti sociali e occupazioni della transizione: l'efficienza energetica e la sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili generano un bilancio positivo anche in termini occupazionali, che va però monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, al fine di generare opportunità di lavoro e crescita.

Considerato in particolare l'obiettivo di promuovere la diffusione di tecnologie rinnovabili, la SEN 2017 prevede il raggiungimento del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030, rispetto al 17,5% del 2015.

Facendo un'analisi settoriale, l'obiettivo si svilupperà in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015, una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015, e una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla SEN, in quanto trattasi di impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dalla SEN, che opera infatti a un livello decisamente superiore di programmazione.

3.1.7. Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN)

Nel luglio del 2020 è stato redatto il Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (anche detto PAN), in conformità alla Direttiva 2009/28/CE; tale Piano costituisce appunto una descrizione delle politiche riguardanti le fonti rinnovabili, delle misure già presenti e di quelle da adottare in futuro; fornisce inoltre una

descrizione di ciò che è stato eseguito in passato per la produzione dell'energia elettrica, del riscaldamento e dei trasporti.

Nello specifico, il PAN definisce il contributo totale fornito da ogni tecnologia rinnovabile, al fine di raggiungere gli obiettivi fissati per il 2020 per la produzione di energia.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali del PAN, in quanto impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal PAN, perché definito a un livello superiore di programmazione.

3.1.8. Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE)

Come previsto dalla Direttiva di efficienza energetica 2012/27/UE, recepita in Italia con il D. Lgs. 102/2014, e in accordo con la Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata con D.M. dell'8 marzo 2013 e attualmente sostituita dalla SEN 2017, nel luglio 2014 è stato emesso il Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (di seguito indicato anche come PAEE).

Questo Piano definisce gli obiettivi di efficienza energetica, quali la riduzione dei consumi e i risparmi negli usi finali per singolo settore, fissati per al 2020 per l'Italia e le misure che si dovranno adottare per conseguirli:

- Risparmio di 15.5 Mtep di energia finale su base annua e di 20 Mtep di energia primaria, per raggiungere nel 2020 un livello di consumi inferiore di circa il 24% rispetto allo scenario di riferimento europeo;
- Evitare l'emissione annua di circa 55 milioni di tonnellate di CO₂;
- Risparmiare circa 8 miliardi di euro all'anno di importazioni di combustibili fossili.

Le aree interessate da questi obiettivi sono l'edilizia, gli edifici degli enti pubblici, il settore di industrie e trasporti, regolamentazione della rete elettrica, riscaldamento e raffreddamento (compresa la cogenerazione), formazione e informazione dei consumatori, regimi obbligatori di efficienza energetica.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PAEE, poiché trattasi di impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal PAEE, in quanto opera a un livello decisamente superiore di programmazione.

3.1.9. Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra

Con delibera dell'8 marzo 2013, il Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) ha approvato il Piano Nazionale per la riduzione dei livelli di emissione di gas a effetto serra, che ha come obiettivo per l'Italia la riduzione delle emissioni entro il 2020 di gas serra del 13% rispetto ai livelli del 2015, così come stabilito dalla Decisione del Parlamento e del Consiglio Europeo n. 406/2009 del 23 aprile 2009 (anche detta *decisione effort-sharing*).

Attualmente il Piano non risulta ancora redatto, ma all'interno della delibera sono state definiti gli obiettivi e le modalità per raggiungerli, tra cui è presente la valutazione della fattibilità tecnico-economica dell'istituzione, presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del Catalogo delle tecnologie, dei sistemi e dei prodotti per la decarbonizzazione dell'economia del Paese, soprattutto per le risorse finanziarie, umane e strumentali.

Tra le misure da adottare sono presenti inoltre i certificati verdi, la tariffa omnicomprendiva e il Piano di azione Nazionale per le energie rinnovabili (rif. Paragrafo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal Piano per la riduzione di gas serra, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal Piano per la riduzione di gas serra, in quanto opera a un livello superiore di programmazione.

3.1.10. Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio

Il "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio" (D. Lgs. 42/2004) indica le procedure da seguire per gli interventi che riguardano i Beni Culturali e Paesaggistici.

Vengono definiti Beni Culturali quei beni, mobili e immobili, che presentano interesse artistico, storico, archeologico, antropologico, archivistico, bibliografico e quelli che hanno valore di civiltà.

I Beni Paesaggistici invece sono immobili e aree indicate dall'Art. 134 del suddetto D. Lgs., che costituiscono espressione del valore storico, culturale, naturale, morfologico ed estetico del territorio.

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_ALV_REP: Relazione paesaggistica".

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio", poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;

- **Compatibile:** nessun componente del progetto in esame interessa aree vincolate ai sensi del D. Lgs. N. 42/2004.

3.1.11. DNSH “Do No Significant Harm”

Il principio DNSH ha lo scopo di valutare se un investimento possa o meno arrecare un danno ai sei obiettivi ambientali individuati nell'accordo di Parigi (Green Deal europeo), ossia: 1) alla mitigazione dei cambiamenti climatici - un'attività economica non deve portare a significative emissioni di gas serra (GHG); 2) all'adattamento ai cambiamenti climatici - un'attività economica non deve determinare un maggiore impatto negativo al clima attuale e futuro, sull'attività stessa o sulle persone, sulla natura o sui beni; 3) all'uso sostenibile o alla protezione delle risorse idriche e marine - un'attività economica non deve essere dannosa per il buono stato dei corpi idrici (superficiali, sotterranei o marini) e determinare il deterioramento qualitativo o la riduzione del potenziale ecologico; 4) all'economia circolare, inclusa la prevenzione, il riutilizzo ed il riciclaggio dei rifiuti - un'attività economica non deve portare a significative inefficienze nell'utilizzo di materiali recuperati o riciclati, ad incrementi nell'uso diretto o indiretto di risorse naturali, all'incremento significativo di rifiuti, al loro incenerimento o smaltimento, causando danni ambientali significativi a lungo termine; 5) alla prevenzione e riduzione dell'inquinamento - un'attività economica non deve determinare un aumento delle emissioni di inquinanti nell'aria, nell'acqua o nel suolo; 6) alla protezione e al ripristino di biodiversità e degli ecosistemi - un'attività economica non deve essere dannosa per le buone condizioni e resilienza degli ecosistemi o per lo stato di conservazione degli habitat e delle specie, comprese quelle di interesse per l'Unione.

Il Dispositivo per la ripresa e la resilienza (Regolamento UE 2021/241) stabilisce che tutte le misure finanziate dai singoli Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza debbano soddisfare il principio di “non arrecare danno significativo agli obiettivi ambientali” (Do No Significant Harm - DNSH). Tale vincolo si è tradotto in una valutazione di conformità delle misure del PNRR al DNSH, con riferimento al sistema di tassonomia delle attività ecosostenibili (articolo 17 del Regolamento UE 2020/852).

Per dimostrare il rispetto dei requisiti associati al principio DNSH, è stata compilata la check-list relativa al rispetto del principio del “do no significant harm” (DNSH) di cui alla circolare MEF RGS N. 33/2022 - scheda 12 e scheda 5 – “fase ex ante”, qui di seguito riportata.

Tempo di svolgimento delle verifiche	n.	Elemento di controllo	Esito (Sì/No/Non applicabile)	Commento
Ex-ante	1	Il progetto di produzione di elettricità da pannelli solari segue le disposizioni del CEI (ovvero in generale rispetta le migliori tecniche disponibili per massimizzare la produzione di elettricità da pannelli solari, anche in relazione alle norme di connessione)?	Sì	Si veda Relazione Tecnica AS_ALV_R08
	2	E' stata condotta un'analisi dei rischi climatici fisici funzione del luogo di ubicazione così come definita nell'appendice 1 della Guida Operativa, per impianti di potenza superiore a 1 MW?	Sì	Si veda nel SIA al paragrafo relativo (riportato anche nel paragrafo seguente della presente)
	3	Sono stati rispettati gli obblighi previsti dal D.Lgs. 49/2014 e dal D.Lgs. 118/2020 da parte del produttore di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (nel seguito, AEE) anche attraverso l'iscrizione dello stesso nell'apposito Registro dei produttori AEE ?	Sì	Il rispetto di tali obblighi sarà garantito in fase di costruzione
	4	I pannelli fotovoltaici hanno la Marcatura CE, inclusa la certificazione di conformità alla direttiva Rohs, ove applicabile, o rispondono ai criteri previsti dal GSE?	Sì	In fase di costruzione saranno utilizzati esclusivamente componenti con marcatura CE e conformi alla direttiva Rohs ove applicabile.

Tempo di svolgimento delle verifiche	n.	Elemento di controllo	Esito (Sì/No/Non applicabile)	Commento
	5	Per le strutture situate in aree sensibili sotto il profilo della biodiversità o in prossimità di esse, è stata svolta una verifica preliminare, mediante censimento floro-faunistico, dell'assenza di habitat di specie (flora e fauna) in pericolo elencate nella lista rossa europea o nella lista rossa dell'IUCN?	No	Il progetto non interessa zone tutelate sotto questo aspetto, non ricadendo in Siti di Rete Natura 2000, né tantomeno risulta in contrasto con la Rete Ecologica Regionale Umbra (RERU). Si veda lo Studio di Impatto Ambientale, la relazione pedoagronomica e la relazione paesaggistica
	6	Per aree naturali protette (quali ad esempio parchi nazionali, parchi interregionali, parchi regionali, aree marine protette etc....) , è stato ottenuto il nulla osta degli enti competenti?	Non applicabile	Il progetto non interessa zone tutelate sotto questo aspetto. Si veda lo Studio di Impatto Ambientale e la relazione paesaggistica

Tempo di svolgimento delle verifiche	n.	Elemento di controllo	Esito (Sì/No/Non applicabile)	Commento
	7	Laddove sia ipotizzabile un'incidenza diretta o indiretta sui siti della Rete Natura 2000 l'intervento è stato sottoposto a Valutazione di Incidenza (DPR 357/97)?	No	Il progetto non interessa zone tutelate sotto questo aspetto, non ricadendo in Siti di Rete Natura 2000. Su area vasta, l'area di impianto AFV dista in linea d'aria dal punto più vicino circa Km 1,050 dal Siti di rete Natura 2000 ZSC "zona Umida di Alviano - IT 5220011" e ZPS "Valle del Tevere, Laghi di Corbara-Alviano – IT 5220024" . Tra l'impianto AFV e i già menzionati Siti di Rete Natura 2000 si frappongono importanti infrastrutture viarie, tra cui la SP 11, nonché ingombri vegetazionali a costituire vere e proprie "quinte" di verde, nonché terreni ad indirizzo agricolo. Si veda lo Studio di Impatto Ambientale, la relazione pedoagronomica e la relazione paesaggistica
Ex-post	8	Per gli impianti fino a 20kW è stata verificata la dichiarazione di conformità ai sensi del D.M. 37/2008?	Non applicabile	L'impianto fotovoltaico è maggiore di 20 kW

Tempo di svolgimento delle verifiche	n.	Elemento di controllo	Esito (Sì/No/Non applicabile)	Commento
	9	Per gli impianti oltre i 20kW è stata acquisita la documentazione prevista dalla Lettera Circolare M.I. Prot. n. P515/4101 sotto 72/E.6 del 24 aprile 2008 e successive modifiche ed integrazioni relativa all'Aggiornamento della modulistica di prevenzione incendi da allegare alla domanda di sopralluogo ai fini del rilascio del CPI?	Non applicabile	Impianto non sono attività soggette ai controlli VVF e che quindi non devono chiedere SCIA antincendio
	10	Sono state effettuate le eventuali soluzioni di adattamento climatico individuate ?	Sì	Saranno adottate tutte le soluzioni di adattamento climatico individuate nello Studio di Impatto Ambientale
	11	Se pertinente, le azioni mitigative previste dalla VIA sono state adottate?	Sì	Saranno adottate tutte le azioni mitigative previste dalla VIA.

3.1.12. Adattamento ai cambiamenti climatici

In merito all'adattamento ai cambiamenti climatici della presente opera, è stata redatta una scheda dove vengono presi in considerazione i principali rischi regionali identificati che sono: l'aumento della scarsità d'acqua (in particolare nel sud e nell'est) e siccità (al Nord), rischi costieri per inondazioni, erosione e intrusioni di acqua salata, incendi, perdita di suolo e dell'ecosistema marino, nonché i rischi per la produzione e la sicurezza alimentare, la salute umana, il benessere e il patrimonio culturale (2022 CCP4.1.1).

RISCHI FISICI ACUTI		
Tipologia di rischio	Livello di rischio	Tipologia di misure di adattamento
Siccità	MEDIO	Sistemi di monitoraggio della risorsa idrica, strumentazione di precisione e sistemi di automazione.
Eventi estremi (frane, bombe d'acqua, piogge intense, tempeste e nevicate)	MEDIO	Copertura assicurativa, sistema di monitoraggio e controllo dei parametri meteorologici e tecnici, rete di sensori e dispositivi SAPR. Protezione passiva dei pannelli, effetto microclima per presenza dei pannelli stessi.
Incendio	ALTO	Monitoraggio di impianto h24 con sistemi di sorveglianza e allarme. Formazione personale per gestire le emergenze e coordinamento con Protezione civile, Sistemi di soccorso e VV.FF.
Alluvioni	BASSO	Piani di emergenza ed evacuazione, mantenimento della distanza da corsi d'acqua e dalle zone a rischio alluvione, sistemazione idraulica dell'area e copertura assicurativa.
Ondate di caldo	ALTO	Copertura assicurativa, sistema di monitoraggio e controllo dei parametri meteorologici e tecnici, rete di sensori e dispositivi SAPR. Protezione passiva dei pannelli.
RISCHI FISICI CRONICI		
Innalzamento dei livelli dei mari	BASSO	Non sono previste misure di adattamento
Fusione dei ghiacciai	BASSO	Non sono previste misure di adattamento
Carenza d'acqua	MEDIO	Sistemi di monitoraggio della risorsa idrica, strumentazione di precisione e sistemi di automazione.
Riscaldamento globale	ALTO	Copertura assicurativa, sistema di monitoraggio e controllo dei parametri meteorologici e tecnici, rete di sensori e dispositivi SAPR. Protezione passiva dei pannelli.

3.1.13. Aree non idonee all'installazione di impianti FER

Con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10/09/2010, "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" sono state individuate le aree non idonee alla costruzione e all'esercizio di impianti a fonte rinnovabile, al fine di facilitarne e velocizzarne l'iter autorizzativo.

La Regione Umbria, in recepimento delle Linee guida nazionali, con regolamento regionale 29 luglio 2011, n. 7, modificato dal Dgr 40/2012 ha definito le aree non idonee per gli impianti a fonti rinnovabili, fonte per

fonte. Oltre ai veri e propri divieti, le linee guida regionali indicano inoltre alcune tipologie di siti dove la localizzazione degli impianti è vista con maggiore o minore sfavore dalla Regione rispetto all'esito della valutazione paesaggistica e territoriale. Inoltre, la Regione detta per le diverse fonti precisi criteri da seguire in fase di progettazione. Con successiva Deliberazione della Giunta Regionale del 23 gennaio 2011, n. 40 - Art. 12 R.R. 7/2011, avente per oggetto: Ulteriori aree non idonee, sono state apportate modifiche e integrazioni agli allegati della precedente DGR.

Dalle analisi effettuate le aree, oggetto di intervento, NON ricadono in aree non idonee ai sensi del DM 10/09/2010.

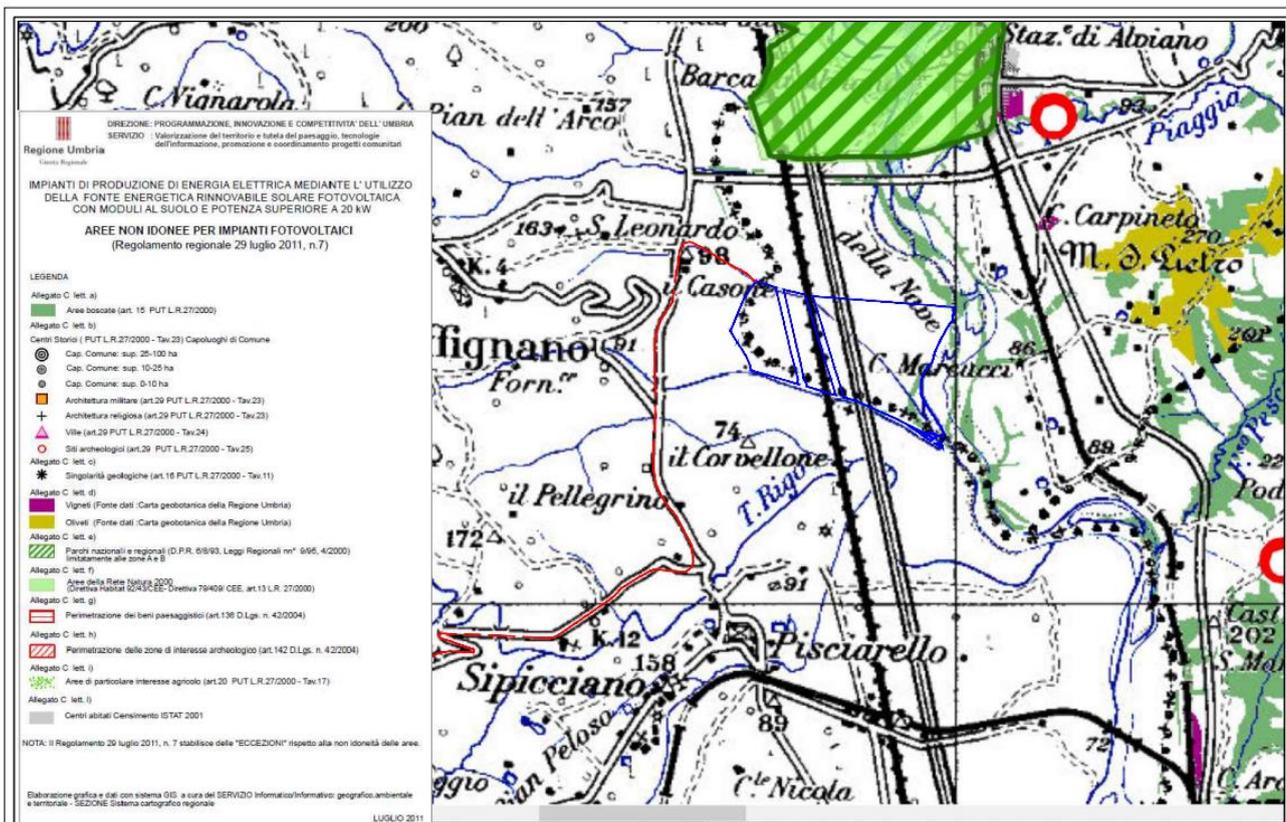


FIGURA 5 – STRALCIO MAPPA AREE NON IDONEE FER – REGIONE UMBRIA

3.1.14. Aree idonee all'installazione di impianti FER

Di seguito è riportata la sintesi dell'analisi del sito in oggetto ai sensi della Dlgs 199/21 art. 20 c.8 in cui vengono indicati i criteri per la individuazione delle aree idonee alla installazione degli impianti fotovoltaici. Per approfondimenti si rimanda alla relazione AS_ALV_R14.

Verifica delle condizioni art. 8 c. 20. c-ter, punto 2 del DLgs 199/21

14,6 ha dell'Area di intervento rientra "aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento", come rilevabile dall'immagine sotto riportata.

Insedimenti produttivi individuati:

- N. 1 Comune di Graffignano (VT) – Foglio 9 – p. 332: Categoria D10: struttura con funzioni produttive annesse all'attività agricola. SOCIETA' AGRICOLA BELPOGGIO.
- N. 2 Comune di Graffignano (VT) – Foglio 9 – p.225 Categoria D07: fabbricati costruiti o adattati per le speciali esigenze di un'attività industriale e non suscettibili di destinazione diversa senza radicali trasformazioni. Regione sociale: INERTI CENTRO ITALIA (I.C.I.) srl (produzione e vendita inerti)
- N. 3 Comune di Graffignano (VT) – Foglio 16 – p.144 Categoria D07: fabbricati costruiti o adattati per le speciali esigenze di un'attività industriale e non suscettibili di destinazione diversa senza radicali trasformazioni. Regione sociale: INERTI BOMARZO srl (produzione e vendita inerti)
-

Verifica delle condizioni art. 8 c. 20. c-ter, punto 3 del DLgs 199/21

39,61 ha dell'Area di intervento rientra nelle aree classificate agricole adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri come rilevabile dall'immagine sotto riportata.

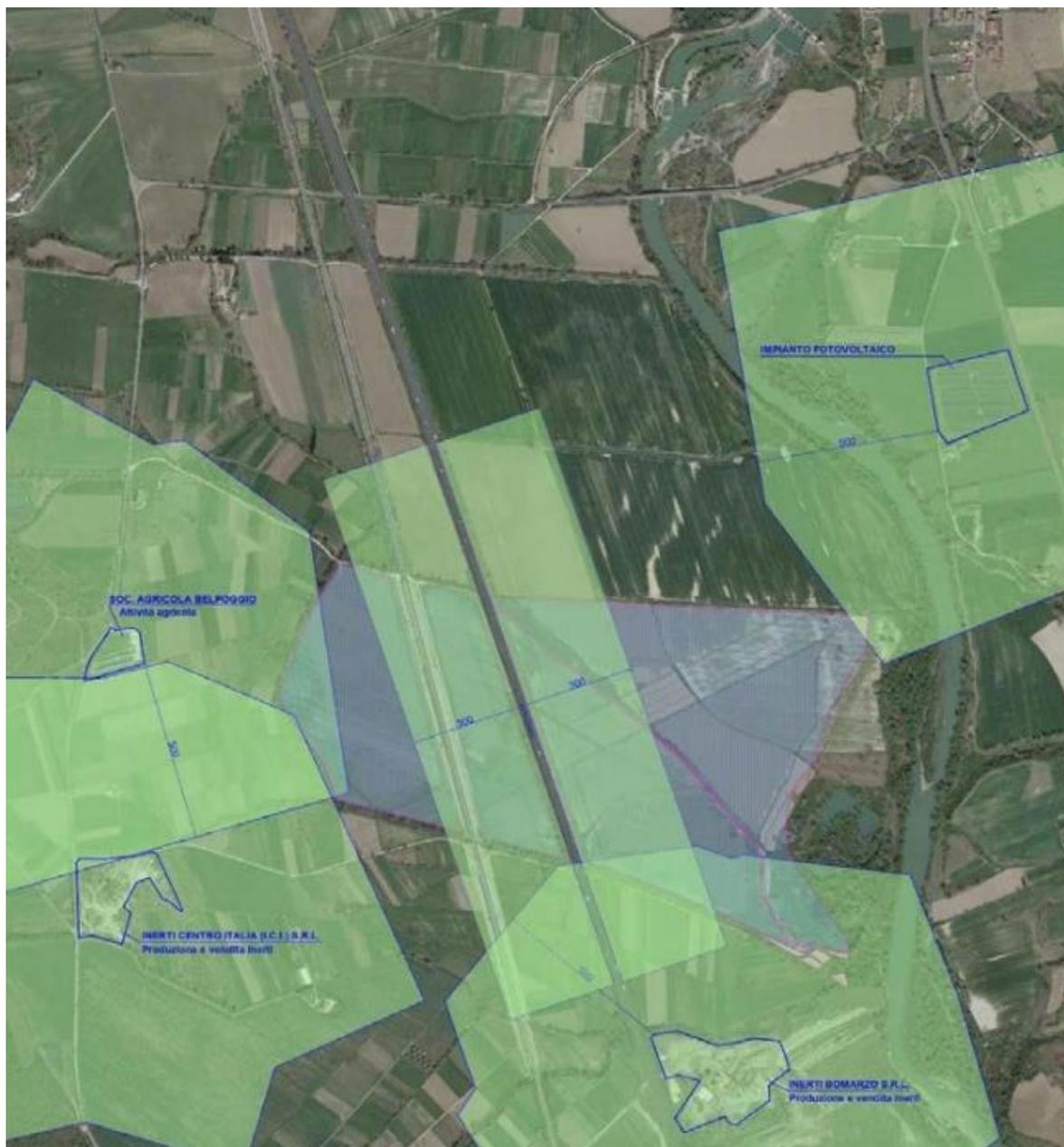


FIGURA 6 – IN VERDE LE AREE DI IMPIANTO CHE RICADONO NELLA DEFINIZIONE DI AREE IDONEE AI SENSI DEI PUNTI C-TER.2 E C-TER.3 DELL’ART. 20 C.8 DEL DLGS 199/21.

Verifica delle condizioni art. 8 c. 20. c-quater del DLgs 199/21

Le condizioni c-quater si ritengono soddisfatte, dato che:

1. le aree non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio

2004, n. 42 come rilevabile dalla tavola "AS_ALV_V.02" estrapolata dal Piano Paesaggistico della Regione Umbria per gli Ambiti della Provincia di Terni;

2. le aree **non ricadono nella fascia di rispetto (di 500 m per gli impianti fotovoltaici) dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo** come rilevabile dalle immagini sotto riportate. Non si evidenziano beni isolati censiti dal Ministero della cultura sul portale online "Vincoli in rete", posti entro il buffer di 500 metri dalle aree di impianto.

Ciò considerato, avendo riscontrato l'assenza di beni tutelati ai sensi della PARTE SECONDA - Beni culturali (artt. da 10 a 130) oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo 42/04, si ritiene che la condizione c-quater sia soddisfatta e si ritiene che l'impianto ricada al 100% in area idonea per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili come definita dall'art. 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e smi.

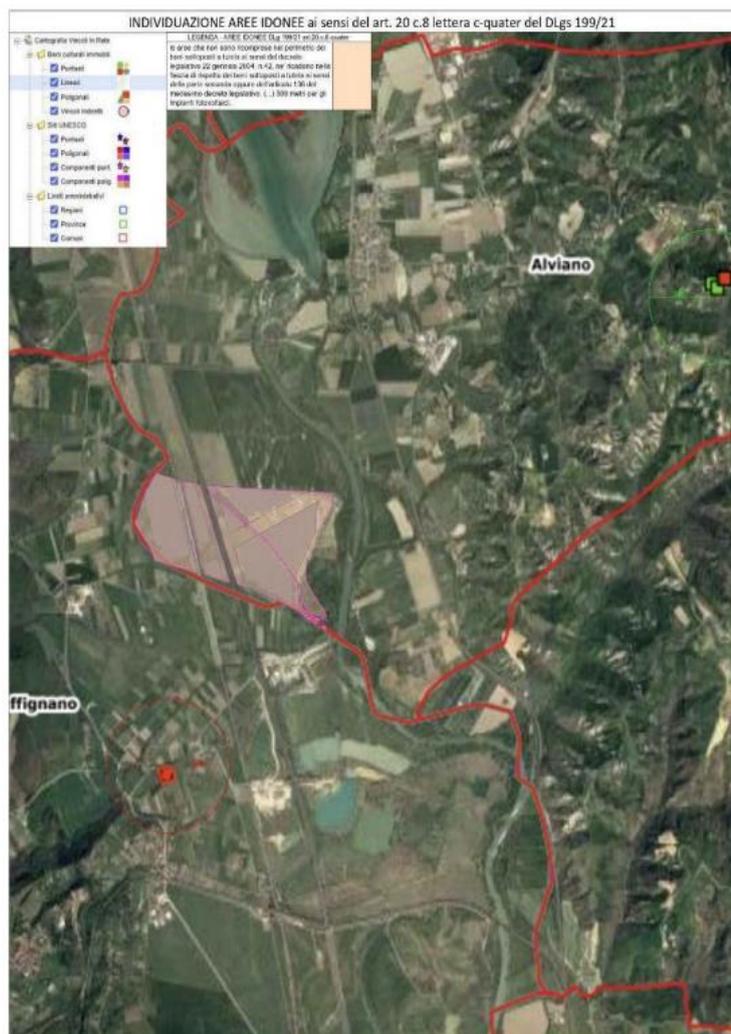


FIGURA 7 – I DISTANZA DAI BENI CULTURALI SOTTO TUTELA PARTE II DEL DLGS 42/04

Il recente D.L. 63 del 16/05/2024 e smi “Disposizioni urgenti per le imprese agricole, della pesca e dell’acquacoltura, nonché per le imprese di interesse strategico”, all’ art. 5 aggiunge all’art. 20 del D.Lgs. 199/2021 il comma 1-bis che vieta l’installazione di impianti fotovoltaici a terra ex novo nelle zone classificate come agricole dai piani urbanistici, rafforzando di fatto la configurazione spaziale degli impianti agrivoltaici. “All’articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, dopo il comma 1 è aggiunto il seguente: «1-bis. L’installazione degli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra di cui all’articolo 6-bis, lettera b), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, in zone classificate agricole dai piani urbanistici vigenti, è consentita esclusivamente nelle aree di cui alle lettere a), limitatamente agli interventi per modifica, rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione degli impianti già installati, a condizione che non comportino incremento dell’area occupata, c), c-bis), c-bis.1), e c-ter) n. 2) e n. 3) del comma 8. Il primo periodo non si applica nel caso di progetti che prevedano impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra finalizzati alla costituzione di una Comunità’ energetica rinnovabile ai sensi dell’articolo 31 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, nonché in caso di progetti attuativi delle altre misure di investimento del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato con decisione del Consiglio ECOFIN del 13 luglio 2021, come modificato con decisione del Consiglio ECOFIN dell’8 dicembre 2023, e dal Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC) di cui all’articolo 1 del decreto-legge 6 maggio 2021, n. 59, convertito, con modificazioni, dalla legge 1° luglio 2021, n. 101, ovvero di progetti necessari per il conseguimento degli obiettivi del PNRR»”.

Trattandosi di un impianto agrivoltaico sperimentale, la suddetta opera compatibile anche ai sensi del DL 63/24.

3.1.15. Obiettivi nazionali 2030 relativi alla installazione di impianti FER: DM 236/24

In attuazione dell’articolo 20, commi 1 e 2, del decreto legislativo n.199 del 2021, il DM 236/2024 ha la finalità di individuare la ripartizione fra le Regioni e le Province autonome dell’obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall’attuazione del pacchetto “Fit for 55”, anche alla luce del pacchetto “Repower UE”.

Nella Tabella seguente è riportata la ripartizione regionale della potenza minima per anno espressa in MW. In giallo gli obiettivi relativi alle Regione Lazio e Umbria.

Regione	Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030

Abruzzo	4	65	196	454	640	850	1.08 6	1.35 0	1.64 8	2.09 2
Basilicata	145	204	329	543	748	973	1.21 8	1.48 6	1.77 9	2.10 5
Calabria	45	95	210	549	857	1.20 6	1.60 3	2.05 5	2.56 8	3.17 3
Campania	74	237	569	909	1.29 7	1.72 8	2.20 6	2.73 6	3.32 5	3.97 6
Emilia-Romagna	100	343	860	1.28 8	1.85 1	2.50 4	3.26 3	4.14 3	5.16 4	6.33 0
Friuli-Venezia Giulia	30	96	321	404	573	772	1.00 6	1.28 0	1.60 3	1.96 0
Lazio	82	305	544	933	1.34 6	1.82 9	2.39 6	3.05 9	3.83 5	4.75 7
Liguria	29	80	122	198	281	382	504	653	834	1.05 9
Lombardia	184	622	1.52 1	1.96 3	2.71 4	3.59 2	4.61 6	5.81 2	7.20 8	8.76 6
Marche	32	110	241	457	679	930	1.21 7	1.54 4	1.91 6	2.34 6
Molise	2	38	59	175	273	383	509	651	812	1.00 3
Piemonte	78	285	851	1.09 8	1.54 1	2.05 3	2.64 5	3.33 0	4.12 1	4.99 1
Puglia	163	507	876	1.67 2	2.40 5	3.21 3	4.10 4	5.08 4	6.16 5	7.38 7
Sardegna	34	175	468	998	1.55 3	2.20 7	2.98 0	3.89 2	4.96 9	6.26 4
Sicilia	144	473	952	1.84 2	2.76 4	3.84 7	5.12 0	6.61 6	8.37 5	10.48 5
Toscana	42	150	359	667	1.01 9	1.44 4	1.95 8	2.58 0	3.33 2	4.25 0

TrAA - Bolzano	11	41	120	139	186	239	298	364	438	515
TrAA - Trento	11	41	108	140	195	258	333	419	520	631
Umbria	15	60	135	279	429	609	823	1.079	1.384	1.756
Valle d' Aosta	1	4	10	27	47	75	112	162	231	328
Veneto	125	413	1.088	1.373	1.889	2.483	3.164	3.947	4.847	5.828
Totale	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

TABELLA 5 - RIPARTIZIONE REGIONALE DELLA POTENZA MINIMA PER ANNO ESPRESSA IN MW (DM 236/2024)

3.2. Piani di carattere Regionale e sovra-regionale

Al livello regionale la normativa è governata principalmente da piani di sviluppo che puntano alla protezione e alla tutela del territorio e dell'ambiente.

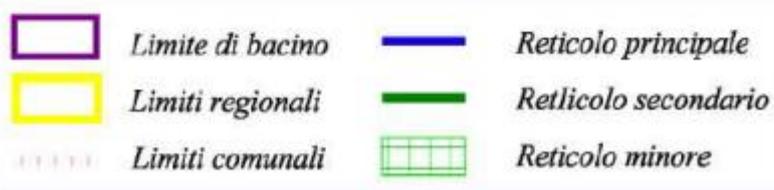
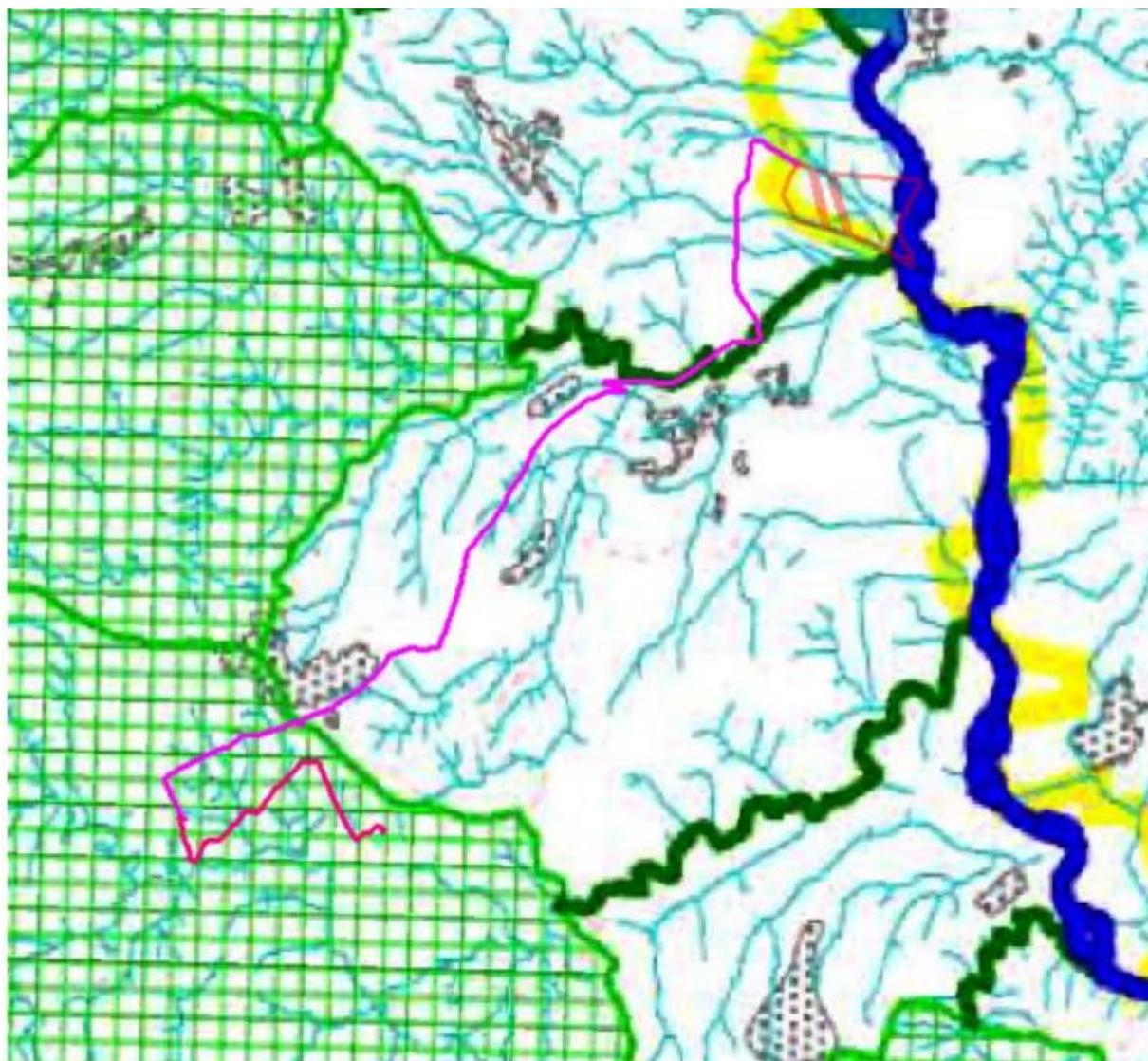
3.2.1. Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Il Piano stralcio di assetto idrogeologico del Fiume Tevere, Approvato con D.P.C.M. del 10 Novembre 2006 (aggiornamento di piano adottato Comitato Istituzionale il 18 luglio 2012 con Del. n. 125), ha come obiettivo l'assetto del bacino che tende a minimizzare i possibili danni connessi ai rischi idrogeologici, costituendo un quadro di conoscenze e di regole atte a dare sicurezza alle popolazioni, agli insediamenti, alle infrastrutture, alle attese di sviluppo economico ed in generale agli investimenti nei territori del bacino. Il P.A.I., in quanto premessa alle scelte di pianificazione territoriale, individua i meccanismi di azione, l'intensità, la localizzazione dei fenomeni estremi e la loro interazione con il territorio classificati in livelli di pericolosità e di rischio. Relativamente all'assetto idraulico il P.A.I. persegue, attraverso le norme d'uso del territorio e la programmazione delle relative azioni, l'obiettivo di conservare, difendere e valorizzare il suolo, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato, garantendo al territorio del bacino del fiume Tevere un livello di sicurezza idraulica adeguato rispetto agli eventi storici e probabili. L'art. 24 delle NTA del PAI del Fiume Tevere, al comma 3, riporta la suddivisione del reticolo idrografico secondo la zonizzazione prevista dal comma 2 e contenuta nell'elaborato "Carta della zonazione del reticolo idrografico" in:

- reticolo principale;
- reticolo secondario;
- reticolo minore;

- reticolo marginale

Secondo tale zonazione del reticolo idrografico (stralcio riportato in basso della “Carta della zonazione del reticolo idrografico”), l’area occupata dal campo in progetto è interessata dalla presenza di reticoli definiti marginali. Il cavidotto di collegamento interseca in un tratto il reticolo secondario, mentre tutte le altre interferenze sono individuate su reticoli minori e/o marginali. Inoltre il progetto non ricade né all’interno delle “fasce fluviali e zone di rischio del reticolo principale” individuate nel relativo elaborato cartografico del PAI, il quale individua 3 fasce fluviali (A, B e C) e 2 zone di rischio (R4 ed R3), né all’interno delle aree a rischio idraulico individuate nell’elaborato “Atlante delle situazioni di rischio idraulico”. Per questi motivi e per la tipologia dell’opera in progetto (strutture montate a 3.5 m di altezza al fine di consentire le attività colturali intensive), la quale non costituisce ostacolo al naturale deflusso delle acque né presenta rischi conseguenti all’eventuale allagamento delle aree, è possibile affermare che non si determina alcun peggioramento al naturale drenaggio e smaltimento delle acque meteoriche. Ad ogni modo, sono comunque consentiti “gli interventi di pubblico interesse, riferiti a servizi essenziali e non delocalizzabili, nonché di realizzazione di nuove infrastrutture lineari e/o a rete non altrimenti localizzabili, a condizione che tali interventi non costituiscano significativo ostacolo al libero deflusso e/o significativa riduzione dell’attuale capacità d’invaso....”, come nel caso in oggetto.



Per quanto riguarda l'assetto geomorfologico, si precisa che le aree in oggetto non ricadono all'interno delle aree a rischio frana individuate nell'"Atlante delle aree a rischio frane e valanghe" (aggiornato al 30.10.2023) del PAI e tantomeno nell'"Inventario dei fenomeni franosi" (aggiornato al 30.10.2023)

Per quel che riguarda il tracciato del cavidotto di collegamento dell'impianto agrivoltaico con la SE TERNA, lo stesso è stato scelto con particolare attenzione per minimizzare interferenze e punti di intersezione con reticoli idrografici o ulteriori vincoli: il cavidotto interrato si sviluppa in asse con la viabilità stradale, per collegare i campi alla futura SE.

L'identificazione delle interferenze sul tracciato di connessione si è basata sull'analisi del reticolo idrografico demaniale disponibile sulla cartografia catastale della provincia di Viterbo (come indicato dal demanio idrico della medesima provincia) e confermato dai sopralluoghi effettuati ad aprile 2024. Sulla base di queste analisi, sono stati individuati 5 punti di interferenza con l'idrografia, di cui di seguito si riportano i dettagli grafici. Per le interferenze con corsi d'acqua minori, le soluzioni adottate sono di tipo 'trenchless', ovvero una tipologia di interrimento del cavo che non prevede il tradizionale scavo a cielo aperto. Tra le tipologie di trenchless vi sono: TOC, microtunnel, spingitubo, ecc. Tuttavia, non è sempre necessario interrare i cavi con un metodo trenchless. Nei lunghi periodi di siccità, tipici delle stagioni estive, sono consentiti gli scavi tradizionali purché il cavo venga interrato almeno di 1.5 metri dal punto di impluvio, mentre nelle stagioni critiche più piovose, è opportuno affidarsi ai trenchless. Dove è specificato l'impiego di una TOC, è sempre necessario adoperare questa tecnica e si prevede una profondità minima di posa del cavo di 2 metri dal punto più depresso dell'alveo, mentre nelle altre interferenze minori, in piccoli alvei spesso asciutti è sufficiente un cavo interrato alla profondità specificata per le stagioni non piovose. Si tratta del caso n. 3 identificato in nella tabella riportata sotto, con risoluzione "cavo interrato". La tabella di seguito riporta un riepilogo per i punti analizzati nel layout di progetto, indicando la tecnologia prevista per la risoluzione dell'interferenza. Nelle pagine seguenti si riportano foto degli attraversamenti, planimetrie e relative sezioni.

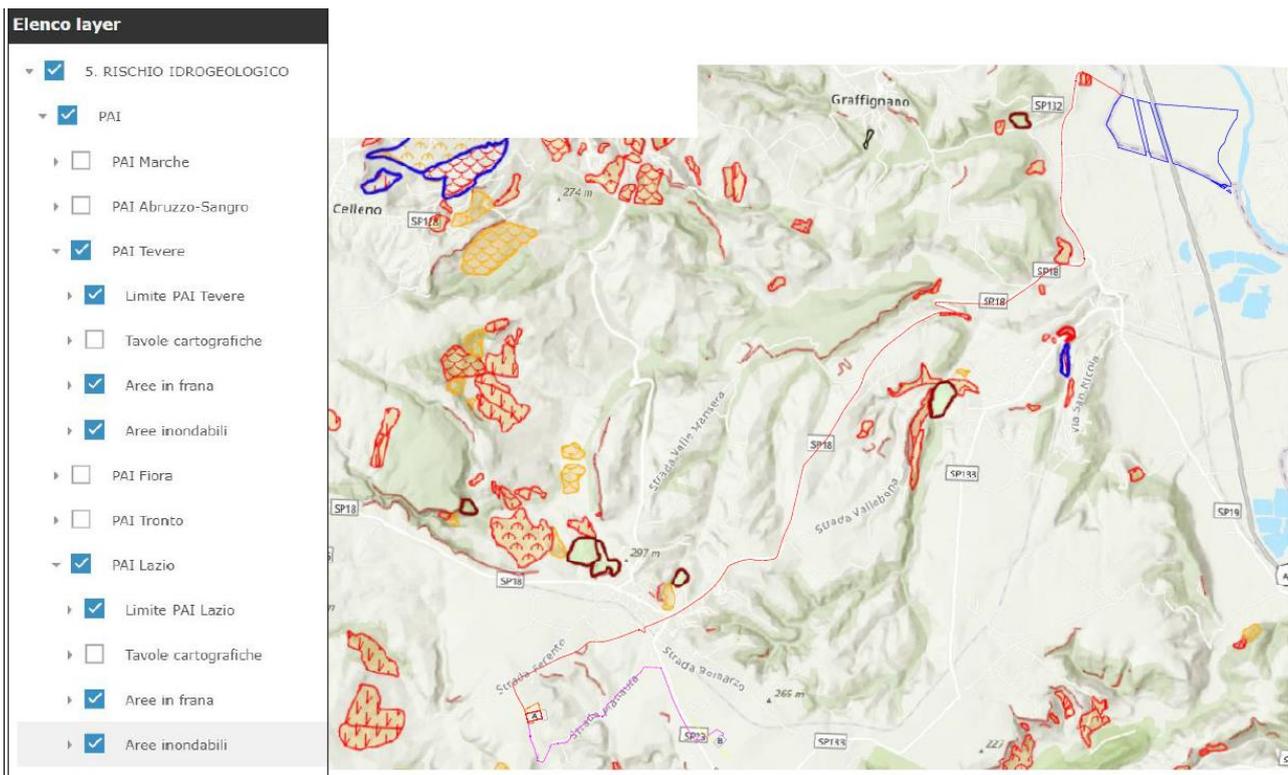


FIGURA 8 – PIANO DI BACINO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO

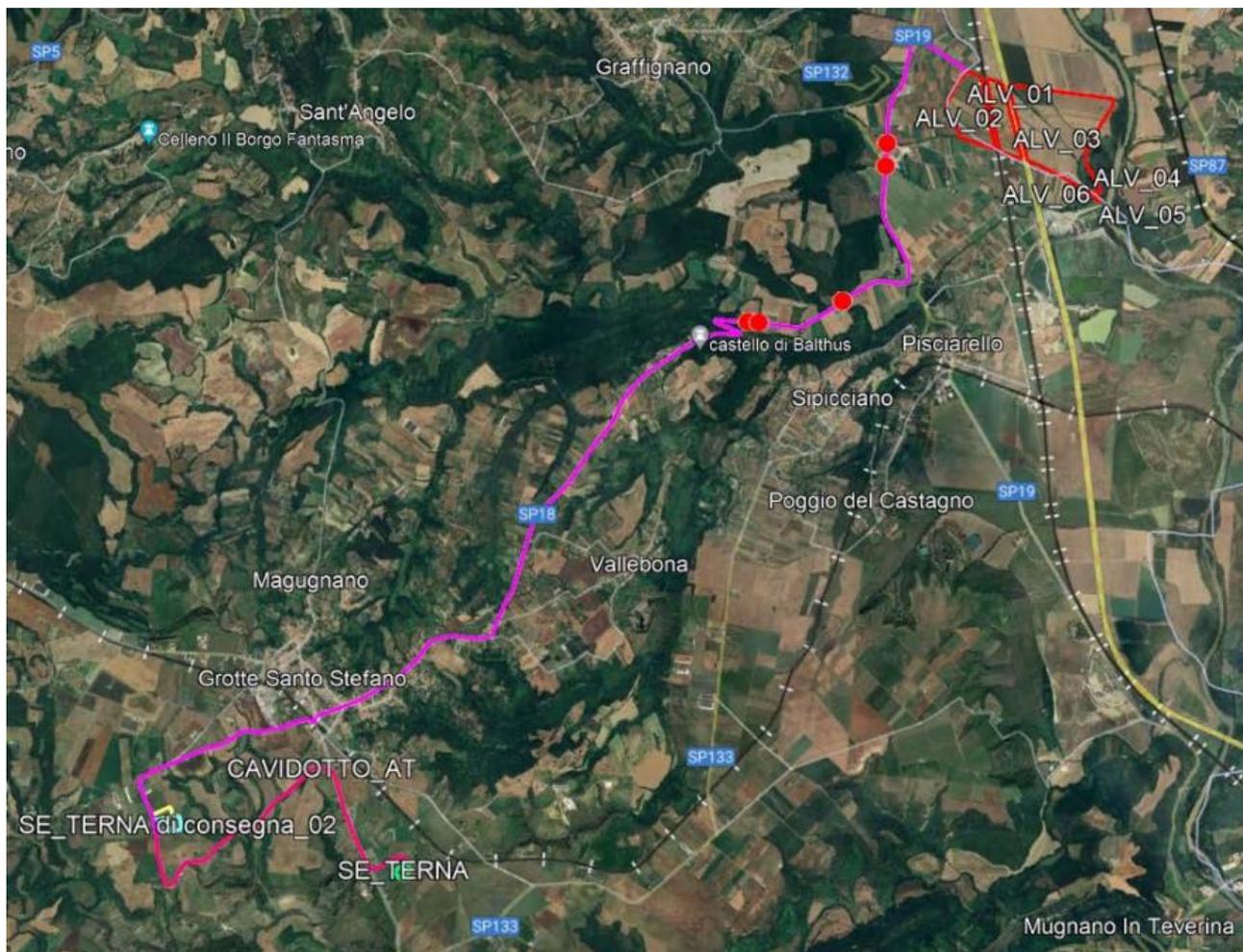


FIGURA 9 – INTERFERENZA DEL CAVIDOTTO MT INTERRATO CON IL RETICOLO IDRAULICO

ID	X	Y	TIPOLOGIA ALVEO (PAI Tevere)	NOTE	TIPO	RISOLUZIONE
1	272805.7	4716582.7	marginale	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	PONTE	TOC
2	272804.9	4716361.2	marginale	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	CANALETTA IN PIETRA	TOC
3	272458.5	4715016.6	marginale	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	CANALETTA IN PIETRA	SCAVO IN TRINCEA SU STRADA ESISTENTE
4	271666.7	4714760.9	secondario	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	PONTE	TOC
5	271559.1	4714766.2	marginale	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	CANALETTA IN PIETRA	TOC

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PAI, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** sull'area interessata sono assenti sia pericolosità idraulica, sia pericolosità geomorfologica, sia aree di rischio.

3.2.2. Vincolo idrogeologico

Il Vincolo Idrogeologico è stato istituito dal R.D. 3267/1923. In base alla cartografia riportata nel portale della Regione Umbria, l'area di progetto del Campo non rientra nelle zone vincolate. Per quanto riguarda il tracciato del cavidotto, interamente compreso nella regione Lazio, è in parte interessato da aree a vincolo.

Le aree di impianto sono tutte esterne al vincolo idrogeologico.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PAI, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** sull'area interessata sono assenti sia pericolosità idraulica, sia pericolosità geomorfologica, sia aree di rischio

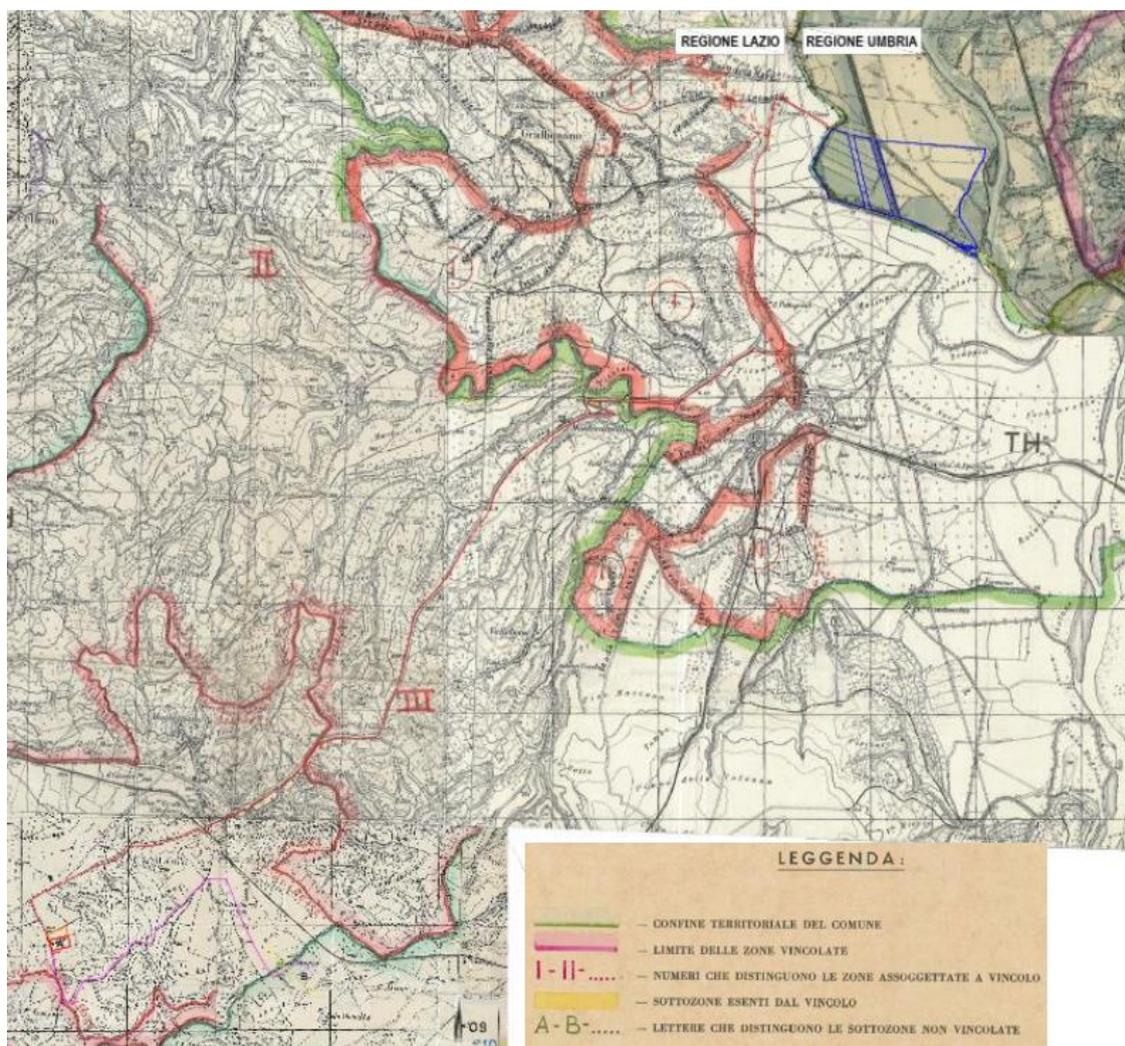


FIGURA 10 - VINCOLO IDROGEOLOGICO REGIONE LAZIO

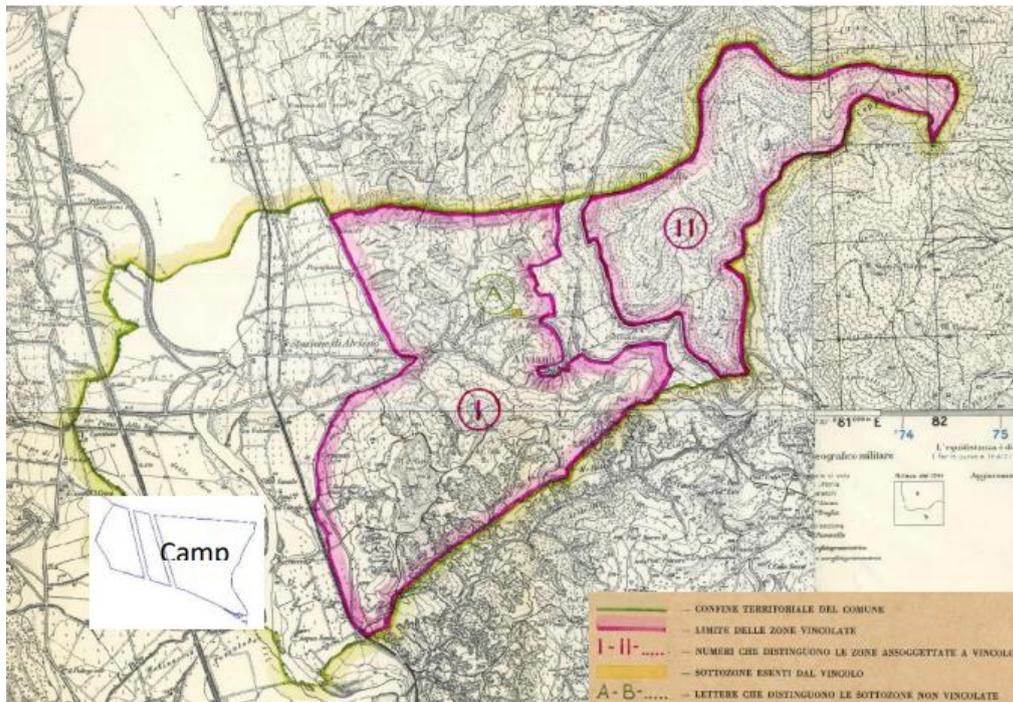


FIGURA 11 - VINCOLO IDROGEOLOGICO REGIONE UMBRIA

3.2.3. Piano di Tutela delle Acque

Nella Parte Terza, Sezione II, del D. Lgs. 152/2006, recante le norme in materia di tutela delle acque dall'inquinamento, viene individuato il Piano di Tutela delle Acque (di seguito anche PTA), che ha lo scopo di raggiungere e mantenere gli obiettivi di qualità ambientale per i corpi idrici significativi (superficiali e sotterranei), e di qualità ambientale per specifica destinazione; deve inoltre tutelare qualitativamente e quantitativamente il sistema idrico.

Il PTA va a sostituire a livello regionale i "Piani di risanamento" della Legge 319/76 e fa parte del Piano di Bacino, ai sensi dell'ex articolo 17 della L. 183/1989 "Norme per il riassetto organizzativo e funzionale della difesa del suolo" (abrogato e sostituito dall'Art. 65 della Parte Terza, Sezione I, "Norme in materia di difesa del suolo e lotta alla desertificazione", del D. Lgs. 152/06).

Pertanto, nella pianificazione regionale, il PTA è uno strumento sovraordinato di carattere regionale, le cui disposizioni hanno carattere immediatamente vincolante per le amministrazioni e gli enti pubblici, e per i soggetti privati nel caso si tratti di prescrizioni dichiarate di tale efficacia dal piano stesso.

Le caratteristiche del PTA (Parte terza, Sezione II, "Tutela delle acque dall'inquinamento", del D. Lgs. 152/06, Art. 121) sono le seguenti:

- risultati dell'attività conoscitiva;
- individuazione degli obiettivi di qualità ambientale per specifica destinazione;

- destinazione dei corpi idrici a specifica destinazione e delle aree richiedenti determinate misure di prevenzione dall'inquinamento e di risanamento;
- misure di tutela qualitative e quantitative, integrate e coordinate per bacino idrografico;
- indicazione della cadenza temporale degli interventi e delle relative priorità;
- programma di verifica dell'efficacia degli interventi;
- interventi di bonifica dei corpi idrici;
- analisi economica di cui all'Allegato 10 alla Parte Terza del suddetto decreto, e misure previste, al fine di attuare le disposizioni di cui all'Art. 119 per il recupero dei costi di servizi idrici;
- risorse finanziarie previste a legislazione vigente.

Il Campo Agrivoltaico rientra nell'Unità territoriale del "Basso Tevere" che comprende la porzione di bacino del Tevere che va dall'invaso di Corbara fino alla confluenza con il fiume Nera. Per gran parte di questo tratto il fiume segna il confine amministrativo tra la Regione Umbria e la Regione Lazio e pertanto un'ampia porzione del bacino idrografico in destra ricade in territorio laziale. Lungo il corso del fiume Tevere, in località Alviano è stato realizzato, intorno agli anni '60, un importante sbarramento per uso idroelettrico, la cui gestione condiziona le caratteristiche idrologiche dei due corpi idrici individuati lungo il fiume Tevere a monte e a valle della traversa. Come riportato nel PTA, il tratto del Fiume Tevere a valle della traversa di Alviano (TVR9), classificato in base ai soli elementi fisicochimici e chimici, presenta un giudizio di qualità sufficiente. Per quanto riguarda i complessi idrogeologici, di cui all'All. 3.3.1 del PTA, il Campo in progetto è compreso nel complesso "AV Alluvioni Vallive". Il Piano individua 7 corpi idrici ospitati nelle alluvioni dei fondovalle e delle pianure minori dove sono presenti attività agricole e industriali localmente significative e la vulnerabilità degli acquiferi è generalmente alta. Nella Valle del fiume Tevere sono stati individuati quattro corpi idrici: 2 in Alta Valle del Tevere, 1 nella Media Valle del Tevere a nord di Perugia e 1 nella bassa Valle del Tevere a valle della confluenza del fiume Paglia. Altri corpi idrici sono stati individuati nella Valle del Nestore, nella Valle del Chiani e in quella del Paglia. Tutti i corpi idrici del complesso idrogeologico sono stati individuati a rischio di mancato raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale. L'area in esame rientra nella zona denominate AV0601 "Valle del Tevere Meridionale".

Complesso Idrogeologico	Codice Corpo Idrico	Corpo idrico	Rischio
AV Alluvioni vallive	AV0100	Depositi della Valle del Nestore e di Perugia	A RISCHIO
	AV0200	Valle del Paglia	A RISCHIO
	AV0300	Valle del Chiani	A RISCHIO
	AV0401	Alta Valle del Tevere - Settore centrale	A RISCHIO
	AV0402	Alta Valle del Tevere - Settore orientale e meridionale	A RISCHIO
	AV0501	Media Valle del Tevere Nord e Valle del Tevere Città di Castello - Umbertide	A RISCHIO
	AV0601	Valle del Tevere Meridionale	A RISCHIO

Come si può vedere nella figura seguente le aree di impianto non sono incluse nelle “Zone di protezione speciale idrogeologica” e che le aree di protezione si trovano a notevole distanza.

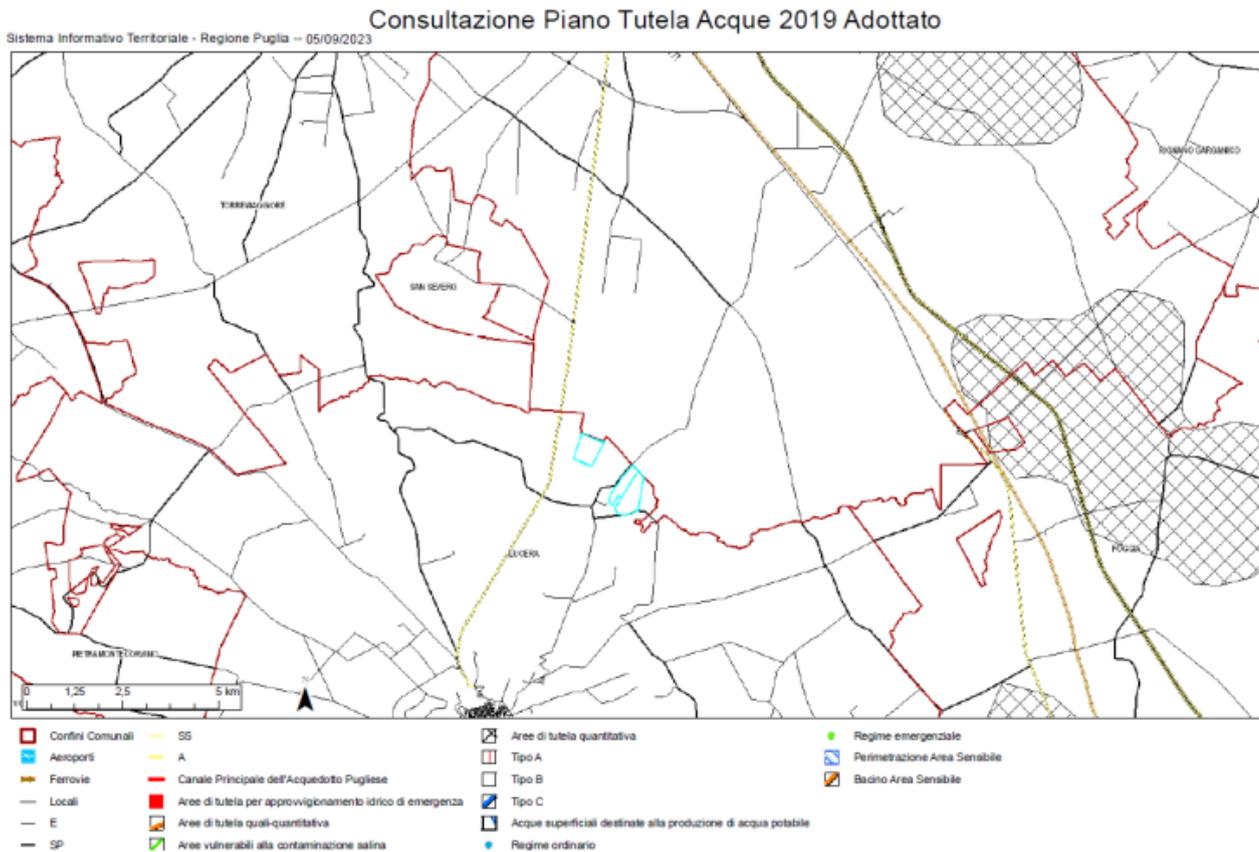


FIGURA 12 – PTA ADOTTATO

In relazione all’analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PTA, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** le aree di impianto non sono incluse nelle “Zone di protezione speciale idrogeologica” e le aree di protezione sono ubicate a notevole distanza.

3.2.4. Rischio Geomorfologico

Come riportato nella relazione specialistica “AS_ALV_R04 – Relazione Geologica” (a cui si rimanda per approfondimenti) dall’analisi delle cartografie regionali si esclude la presenza di grotte, inghiottitoi, cavità naturali o antropiche, doline e voragini nell’area oggetto dell’impianto.

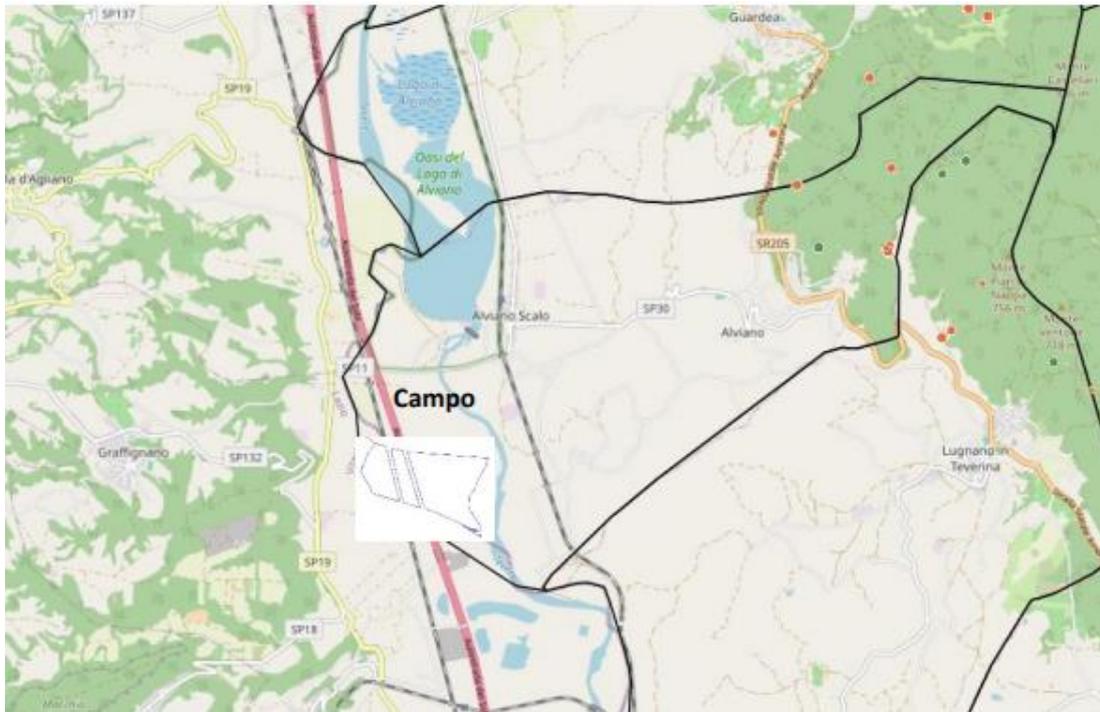


FIGURA 13 – STRALCIO CARTA CATASTO GROTTI E CAVITÀ ARTIFICIALI (CATASTO GROTTI)

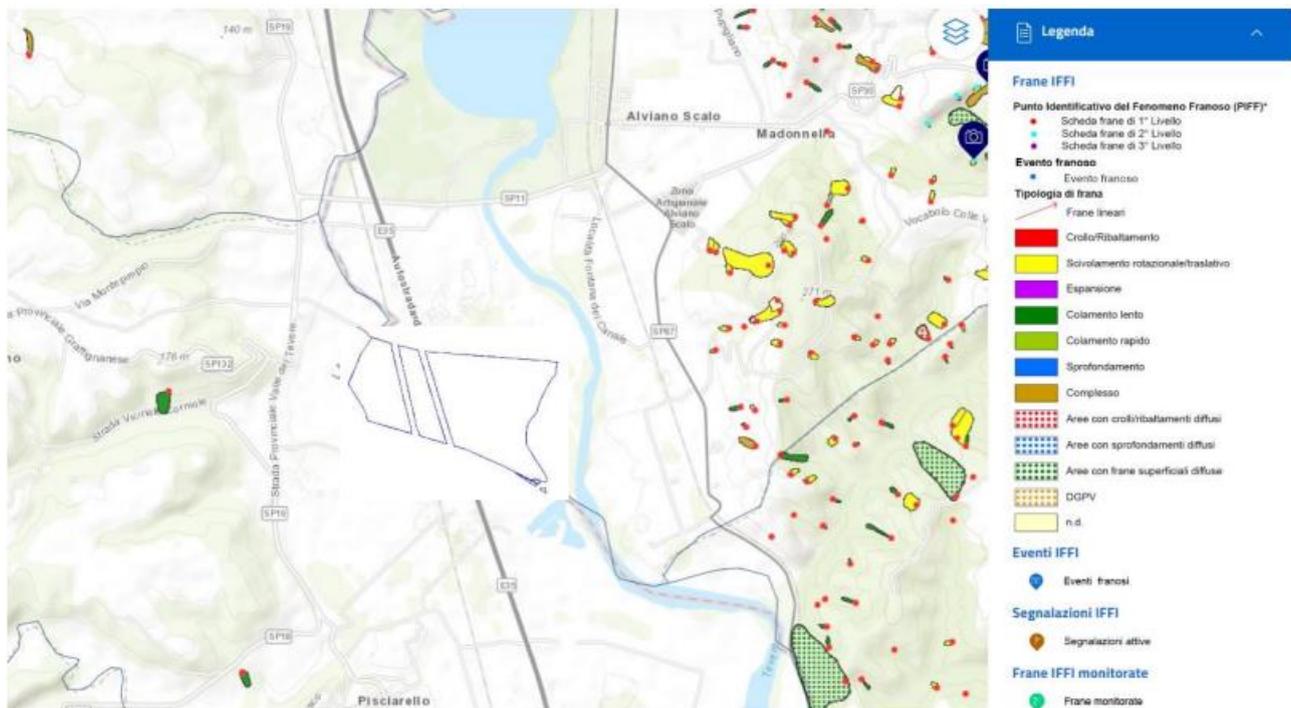


FIGURA 14 – INVENTARIO DEI FENOMENI FRANOSI

3.2.5. Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

PPR Regione Umbria

La Regione Umbria, dopo la Convenzione Europea del Paesaggio (Firenze 2000), ratificata con legge n. 14/2006, e l'emanazione del Codice per i Beni Culturali e il Paesaggio (D.Lgs. n. 42/2004), ha svolto un'attività di sperimentazione per l'applicazione dei contenuti di detti provvedimenti e la messa a punto di metodologie propedeutiche alla vera e propria stesura del Piano Paesaggistico Regionale. Le fonti regionali disponibili, con aggiornamento al 2013, forniscono un quadro del Piano ancora in lavorazione al 2021, precisamente non ancora compiutamente adottato, anche a seguito di un significativo contenzioso costituzionale. Il Piano paesaggistico individua 19 paesaggi identitari regionali (riportati nell'immagine nel seguito riportata). Il P.P.R. persegue i seguenti obiettivi: - identifica il paesaggio a valenza regionale, attribuendo gli specifici valori di insieme in relazione alla tipologia e rilevanza delle qualità identitarie riconosciute, nonché le aree tutelate per legge e quelle individuate con i procedimenti previsti dal D.Lgs. 42/2004 e successive modifiche, alle quali assicurare un'efficace azione di tutela; - prevede i rischi associati agli scenari di mutamento del territorio; - definisce le specifiche strategie, prescrizioni e previsioni ordinate alla tutela dei valori riconosciuti e alla riqualificazione dei paesaggi deteriorati. Nel Quadro Conoscitivo, del gennaio 2012, sono considerati per la provincia di Terni: - gli ambiti di interesse storico-archeologico - le emergenze archeologiche di tipo puntuale - le strade panoramiche ed i punti di vista - le aree agricole - gli indirizzi per la tutela di arbusteti e siepi - la tutela della tessitura fondiaria storica - il paesaggio agro-silvo pastorale - i centri e nuclei storici.

PTPR Regione Lazio

Il Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR) interessa l'intero ambito della Regione Lazio ed è un piano urbanistico-territoriale avente finalità di salvaguardia dei valori paesistici e ambientali sviluppato ai sensi dell'art. 135 del D.Lgs 42 del 22.02.2004, in attuazione comma 1 dell'art.22 della L.R. n. 24 del 6 luglio 1998 e succ. mod. Il PTPR si configura anche quale strumento di pianificazione territoriale di settore (in riferimento alla valenza paesaggistica) con specifica considerazione dei valori e dei beni del patrimonio paesaggistico naturale e culturale del Lazio; in tal senso costituisce integrazione, completamento e aggiornamento del Piano Territoriale Generale (PTGR) già adottato con DGRN n.2581 del 19 dicembre 2000. Il PTPR ottempera agli obblighi previsti dall'art.156 del D.Lgs n. 42/2004, in ordine alla verifica e adeguamento dei Piani Paesistici vigenti; applica i principi, i criteri e le modalità contenuti nell'art. 143 e in più generale della parte III del Codice dei Beni culturali e del paesaggio. Inoltre, accoglie e trasferisce in ambito regionale gli obiettivi e le opzioni politiche per il territorio europeo relative ai beni del patrimonio naturale e culturale contenuti nello "Schema di Sviluppo dello Spazio europeo" (SSSE), approvato dal Consiglio informale dei Ministri responsabili dell'assetto del territorio degli Stati membri dell'Unione europea, a Postdam il 10 e 11 maggio del 1999. Il PTPR applica i principi contenuti nella "Convenzione Europea del Paesaggio" adottata dal Comitato dei Ministri del Consiglio d'Europa il 19 luglio 2000, sottoscritta dallo Stato e ratificata con L. n. 14 del 9/1/2006. Il PTPR si configura quale piano urbanistico territoriale con finalità di salvaguardia dei valori paesistico-ambientali ai sensi dell'art. 135 del D.lgs 42/2004 e in tale valenza detta disposizioni riferite all'intero territorio regionale. Più in particolare, con riferimento settore, ai sensi degli articoli 12, 13 e 14 della L.R. 38/99, che costituisce integrazione, completamento e specificazione del Piano Territoriale Generale

Regionale (PTGR). Come espresso nelle Norme, art. 5, c.1, il PTPR ha efficacia prescrittiva solo nelle zone vincolate (beni paesaggistici) ai sensi degli articoli 134 del D.lvo 42/2002. In tali aree il piano detta disposizioni che incidono direttamente sul regime giuridico dei beni e che prevalgono sulle disposizioni incompatibili contenute nella strumentazione territoriale e urbanistica. Nelle aree che non risultano vincolate, il PTPR riveste efficacia programmatica e detta indirizzi che costituiscono orientamento degli enti locali. Ciò vuol dire che deve essere recepito, con eventuali modifiche, nella pianificazione paesistica provinciale.

L'area di impianto agrovoltaico ricade interamente in un contesto dell'Umbria non gravato da vincoli. Esso risulta prossimale, in territorio del Lazio, a "Torrenti e corsi d'acqua" -art. 142 D.lgs. 42/2004, sottoposti all'art. 36 "protezione dei fiumi, torrenti, corsi d'acqua" delle norme di attuazione del PTPR della Regione Lazio, in un contesto, sempre laziale, di "paesaggio naturale agrario", così come definito dall'art. 23 delle medesime norme di attuazione del PTPR. Il contesto di territorio laziale non risulta essere interessato da "aree di visuali", così come da interrogazione del PTPR – Tavola A "aree di visuale". Da evidenziare che l'impianto AFV in progetto risulta non avere nessuna relazione fisica con il confinante territorio laziale poiché separato da una "muraglia" di vegetazione a boscaglia a correre lungo il confine di provincia Laziale-Umbro, parallelo al lato di confine dell'impianto di AFV (cfr. immagine satellitare Google Earth 07/04/2023 sotto riportata, nonché foto dai punti di ripresa dall'autostrada del Sole).

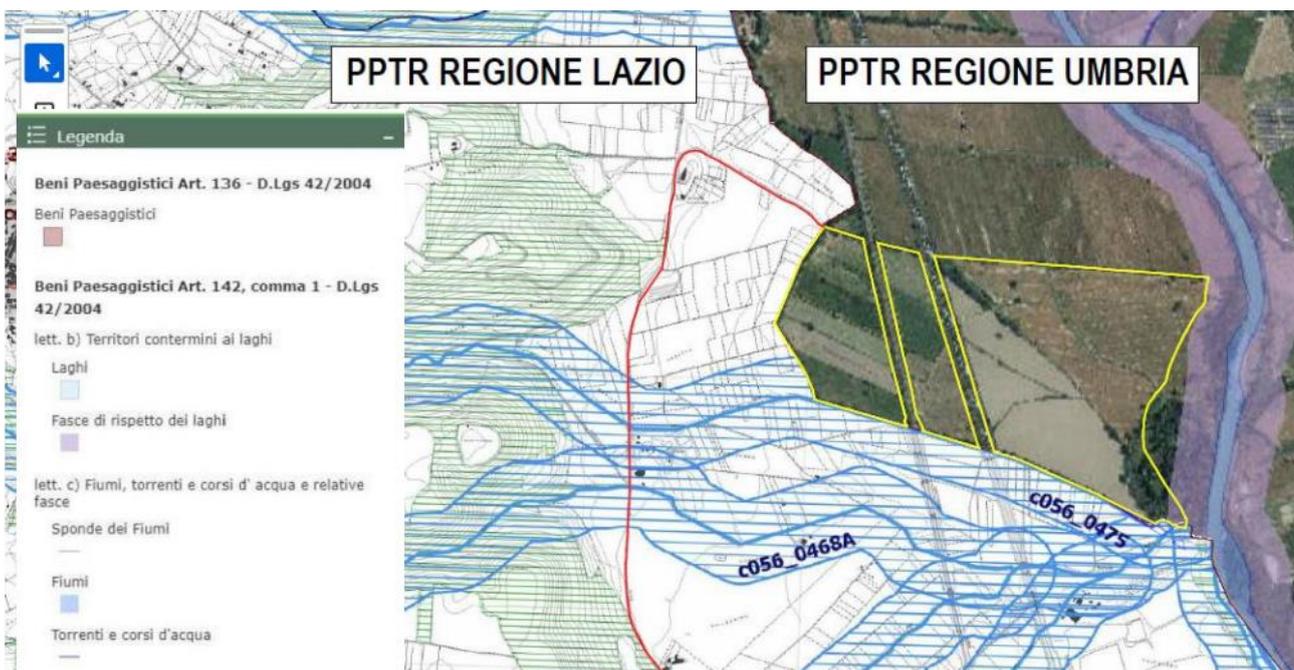


FIGURA 15 – AREA DI IMPIANTO SU MAPPA PTPR REGIONE UMBRIA-LAZIO

Il cavidotto di connessione, nel suo tracciato interrato sul sedime di strade, senza alcuna interferenza alcuna, intercetta vincoli del PTPR del Lazio, come da tabella e Tav. AS_ALV_G.5.1.1 sotto riportate:

Strada	Metri lineari	Vincolo PTPR Lazio	Articolo NTA
SP 19	171,87	Protezione delle aree boscate	Art. 39
SP 18	124,02		
SP 19	562,85	Protezione dei fiumi, torrenti, corsi d'acqua/canali delle bonifiche agrarie e relative fasce di rispetto	Art.36/47
SP 18	1.696,88		
SP 18	564,32		
Strada Ferento	368,94		

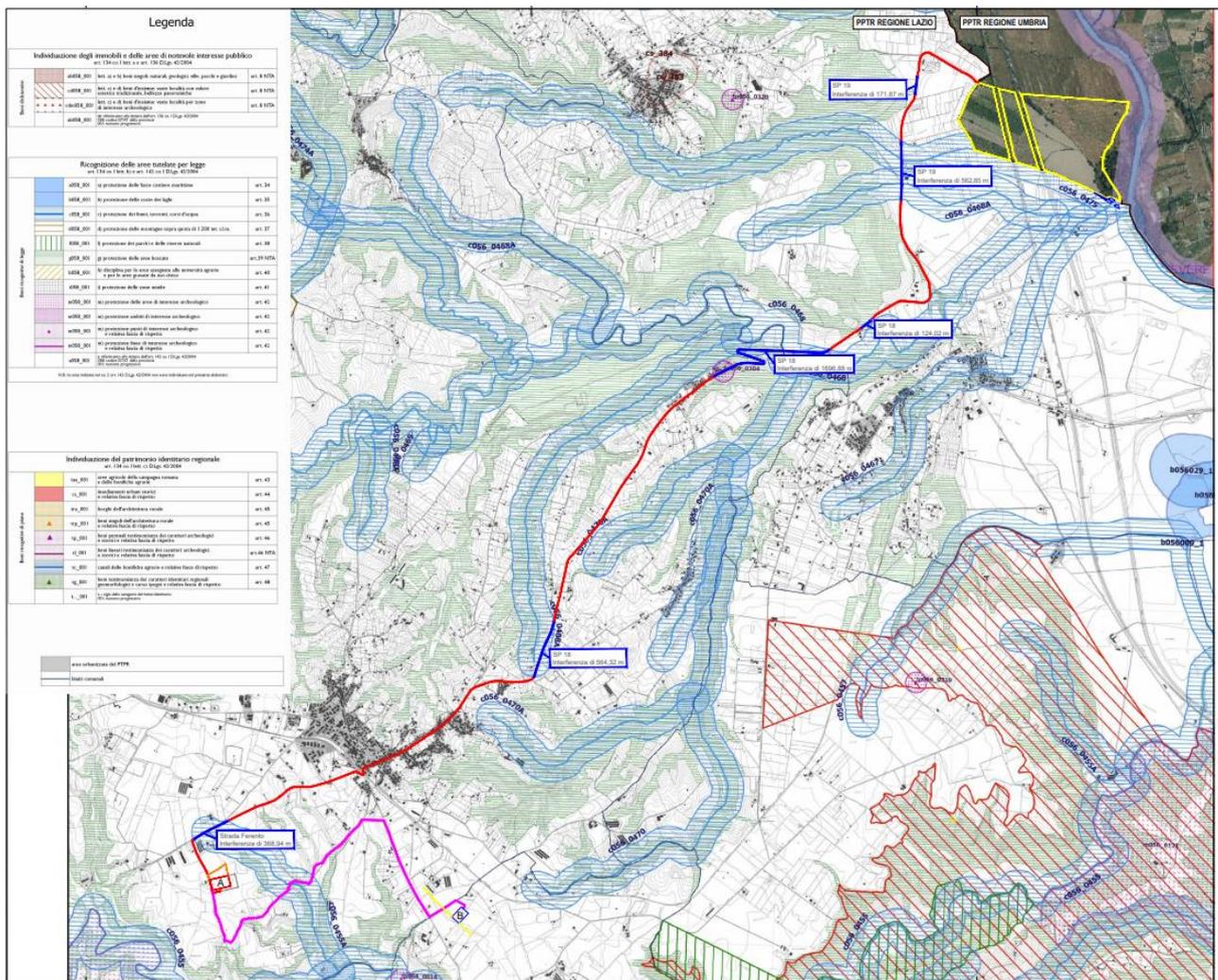


FIGURA 16 – STRALCIO ELABORATO AS_ALV_G.5.1.1 INTERFERENZE CAVIDOTTO INTERRATO CON PTPR

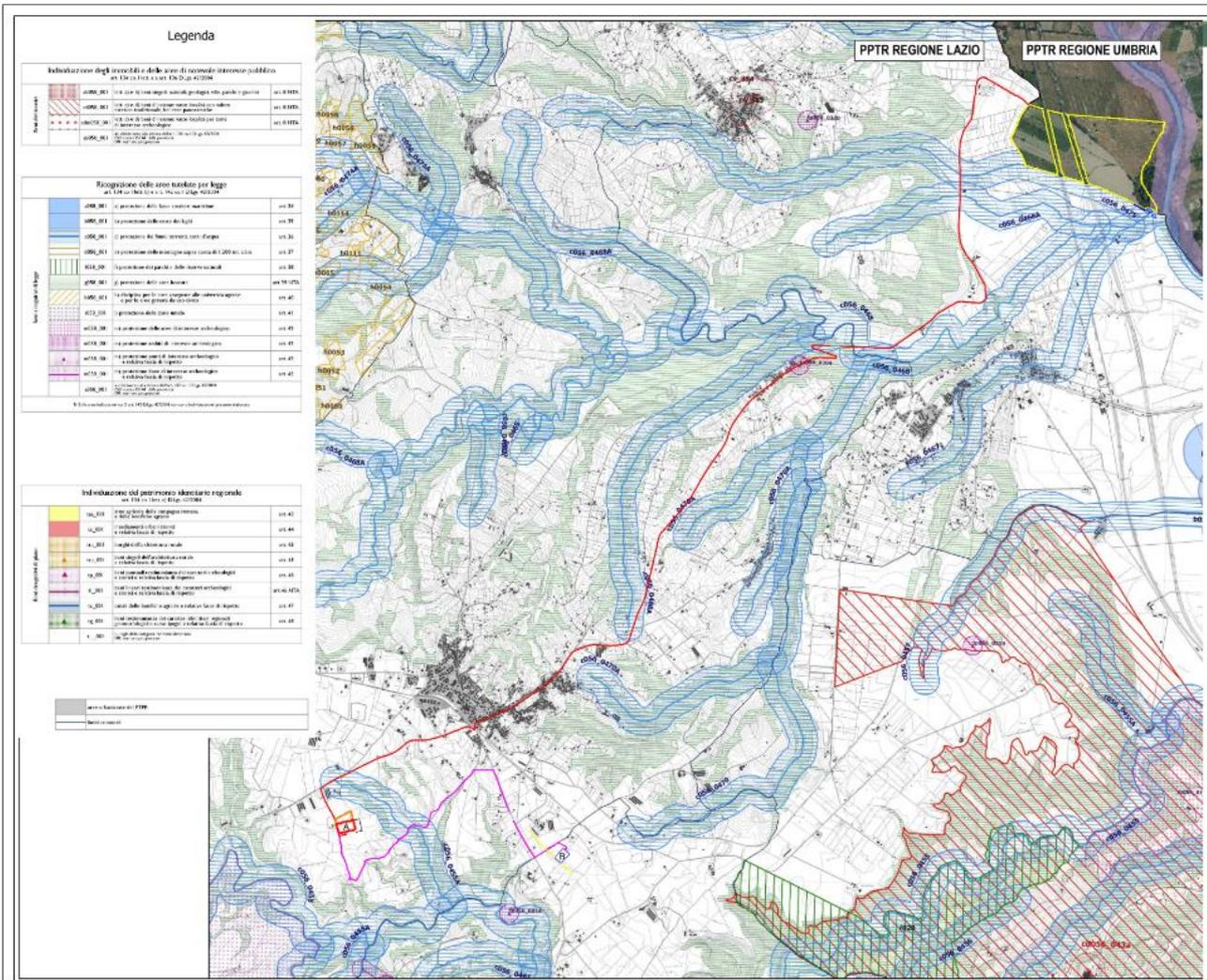
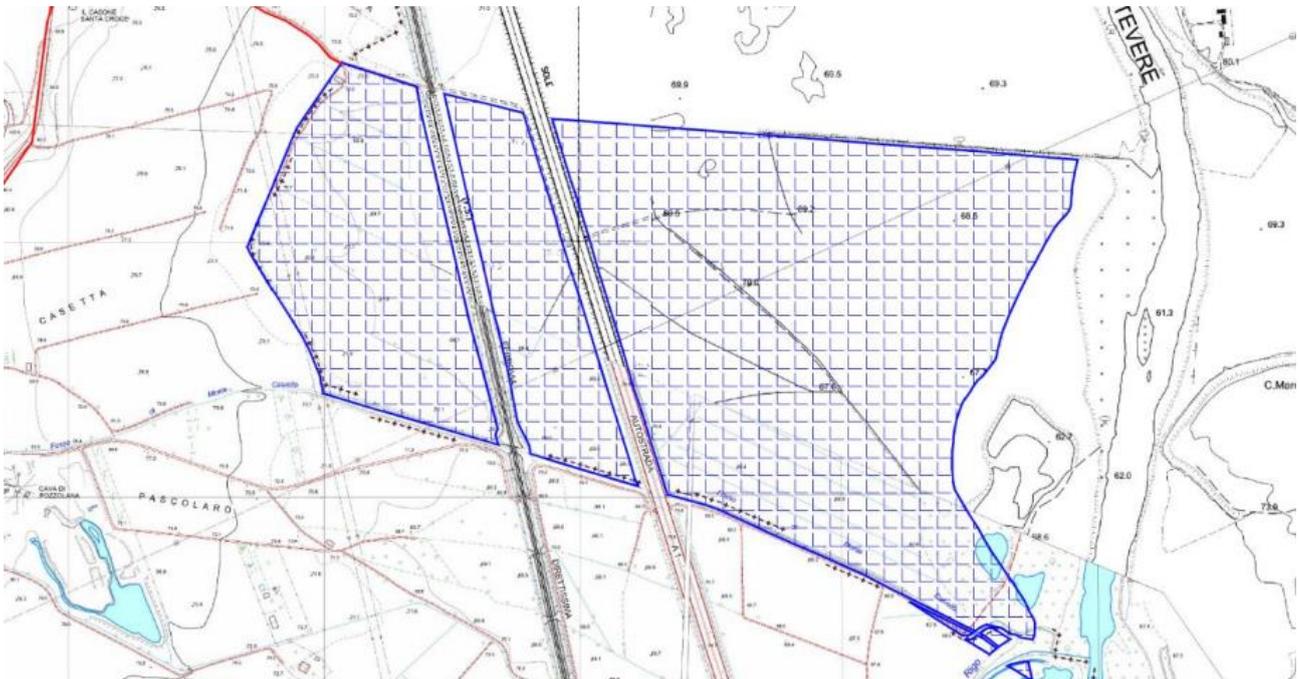


FIGURA 17 – CARTA DEI VINCOLI DEL PPTR (AS_ALV_V02)

Traguardabilità dell’impianto

L’apezzamento risulta attraversato dalla linea ferroviaria ad alta velocità Roma-Firenze e l’autostrada del Sole, che risultando sopra quota, chiudono le visuali di orizzonte, rendendo non traguardabile l’impianto AFV (cfr. CTR da stralcio della TAV AS_ALV_G.1.3, sotto riportata)



La fascia boschiva ripariale, già descritta in relazione, nonché la linea ferroviaria ad alta velocità, e l'autostrada del Sole, entrambe sopra quota, nonché la presenza di ingombri vegetazionali a scala locale e di area vasta, concorrono a far sì che l'impianto AFV in progetto risulti "incastonato", non traguardabile dai coni visuali di contesto. Peraltro, la siepe perimetrale prevista (alta circa 2,5-3,5 metri), costituita da specie vegetali autoctone (*Arbutus unedo*, *Crataegus laevigata*, *Mespilus germanica* e *Pyracanta coccinea*), nonché i filari di salice concorreranno a mascherare l'impianto AFV, oltre a rafforzare, unitamente alle ree fiorite, la distribuzione a random dei sistemi naturali e al mantenimento degli equilibri dell'ecosistema, (per approfondimenti sul tema della siepe, delle superfici fiorite e dei filari di salice si rimanda alla relazione "progetto agrivoltaico AS_ALV_AFV").

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PPTR, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** nessun componente dell'impianto interessa aree tutelate elencate nell'art. 38 delle NTA del PPTR. Il cavidotto MT interferente per un tratto al *BP – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche*, è da ritenere un'opera ammissibile/compatibile ai sensi dell'art. 46 delle NTA del PPTR, in quanto riconducibile alla fattispecie di cui al comma 2, lett. A10) del medesimo articolo.

3.2.6. Struttura ecosistemico-ambientale

I valori patrimoniali ecosistemico-ambientali sono rappresentati dalle zone umide costiere e dalle residue aree boschive.

L'area recintata di impianto AFV risulta esterna alla componente boschi. Ad Est, contigua all'impianto AFV vi è una fascia boschiva (cfr. tav. AS_ALV_V.03 sotto riportata). Trattasi di una fascia di "boschi ripariali temperate di salici" - Habitat 44.13, così come classificata nella Carta Natura dell'ISPRA, dalla quale l'impianto AFV risulta distante nel punto minimo 10 metri. Oltre detta fascia, vi è il fiume Tevere, distante dal punto più vicino circa 260 metri, non traguardabile. In definitiva, l'impianto AFV, poiché esterno e progettato nella continuità agricola, non pregiudicherà il mantenimento dell'integrità di detta fascia boschiva. Tra l'altro, la siepe perimetrale prevista (alta circa 2,5-3,5 metri), costituita da specie vegetali autoctone (*Arbutus unedo*, *Crataegus laevigata*, *Mespilus germanica* e *Pyracanta coccinea*), concorrerà, peraltro, a rafforzare la distribuzione a random dei sistemi naturali e al mantenimento degli equilibri dell'ecosistema, oltre che a creare separazione fisica (per approfondimenti sul tema della siepe si rimanda alla relazione "progetto agrivoltaico AS_ALV_AFV").

Il cavidotto interrato di connessione a 36kV attraversa alcune fasce boschive ma non produce alcun impatto in quanto passante interrato sotto strade pubbliche carrabili.

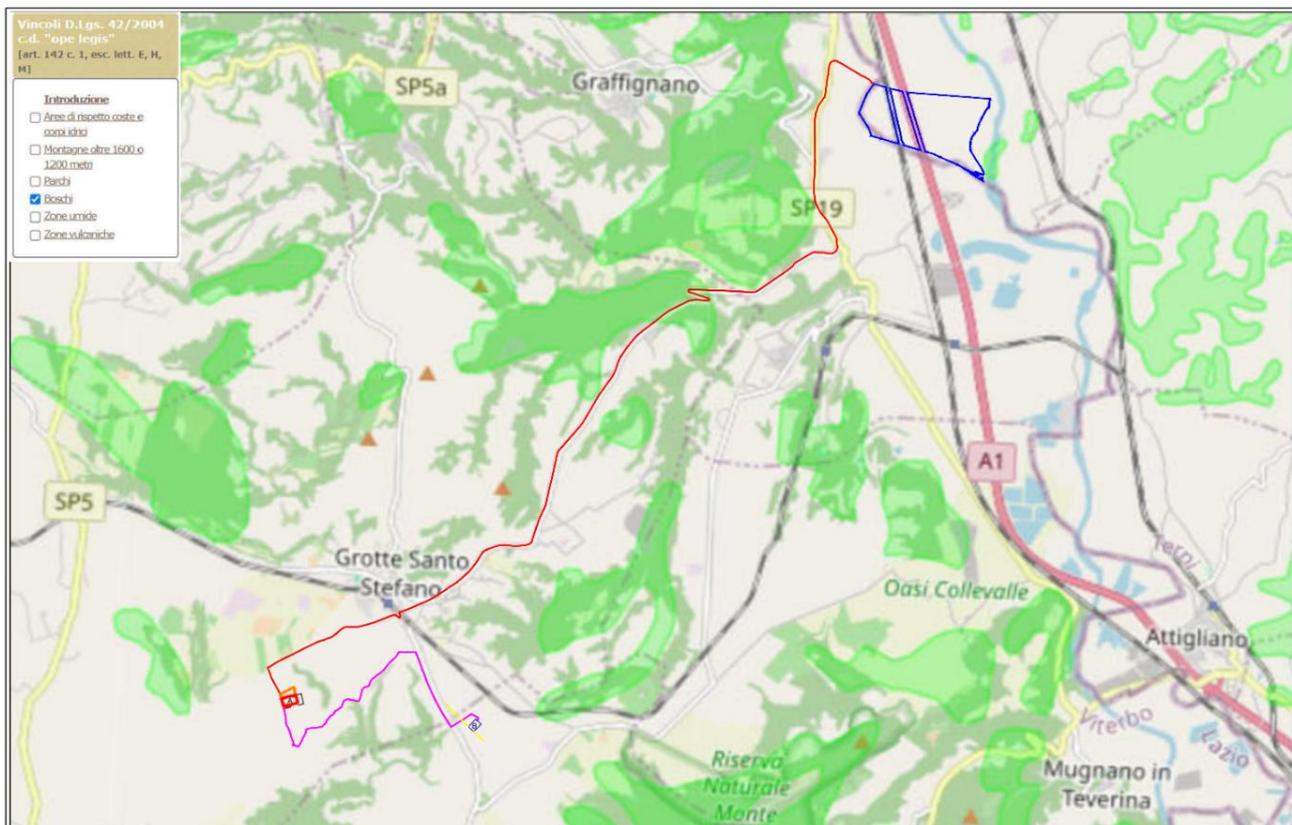


FIGURA 18 – CARTA DEI VINCOLI PAESAGGISTICI BOSCO

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_ALV_REP: Relazione paesaggistica" e l'Allegato "AS_ALV_V.03: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincoli Paesaggistici Bosco".

Sebbene i terreni non sono classificati come bosco o pascolo, si specifica che non rientrano nemmeno tra le aree percorse dal fuoco.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Compatibile:** le aree scelte per l'intervento risultano esterne dell'ambito del "Sistema di conservazione della Natura" e ubicate a distanza da esse; l'impianto fotovoltaico non ricadrà in un contesto significativamente critico e fragile nelle componenti di agrosistema.

3.2.7. Rete natura 2000 e IBA (Important Bird Area)

Rete Natura 2000 è un sistema di aree presenti nel territorio dell'Unione Europea, destinate alla salvaguardia della diversità biologica mediante la conservazione degli habitat naturali, seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche indicati negli allegati delle Direttive 92/43/CEE del 21 maggio 1992 "Direttiva Habitat" e 79/409/CEE del 2 aprile 1979 "Direttiva Uccelli".

Rete Natura 2000 è composta da due tipi di aree: i Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS), previste dalla Direttiva "Uccelli". Tali zone possono avere tra loro diverse relazioni spaziali, dalla totale sovrapposizione alla completa separazione.

Alle suddette aree si applicano le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino in uno stato di conservazione soddisfacente, degli habitat naturali e/o delle specie animali e vegetali.

Come mostrato nell'Allegato "AS_ALV_V.09: Stralcio Mappatura Parchi e Riserve e Siti di Rilevanza Naturalistica", le aree protette, quali parchi nazionali e regionali, si sviluppano all'esterno del sito interessato e ben lontane da esso in particolare:

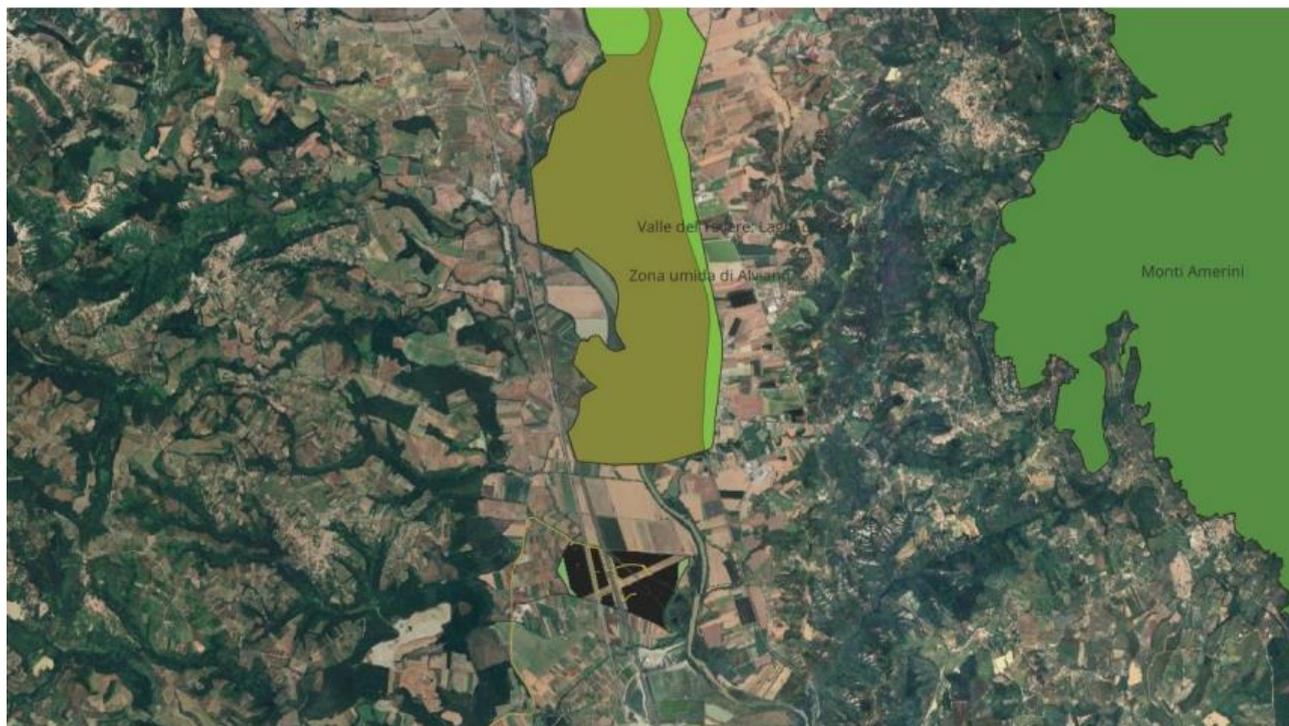


FIGURA 19 – DISTANZA DEL PROGETTO DALLE AREE NATURALI PROTETTE

Tra l'impianto AFV e i già menzionati Siti di Rete Natura 2000 si frappongono importanti infrastrutture viarie, tra cui la SP 11, nonché ingombri vegetazionali a costituire vere e proprie "quinte" di verde, nonché terreni ad indirizzo agricolo, come evincibile dalle immagini sotto riportate.





Per tutto quanto su esposto, si ritiene che l'impianto AFV non possa pregiudicare l'integrità dei Siti di Natura 2000, distanti nel punto più vicino circa Km 1,050 e a cui si frappongono importanti infrastrutture viarie e ingombri di contesto

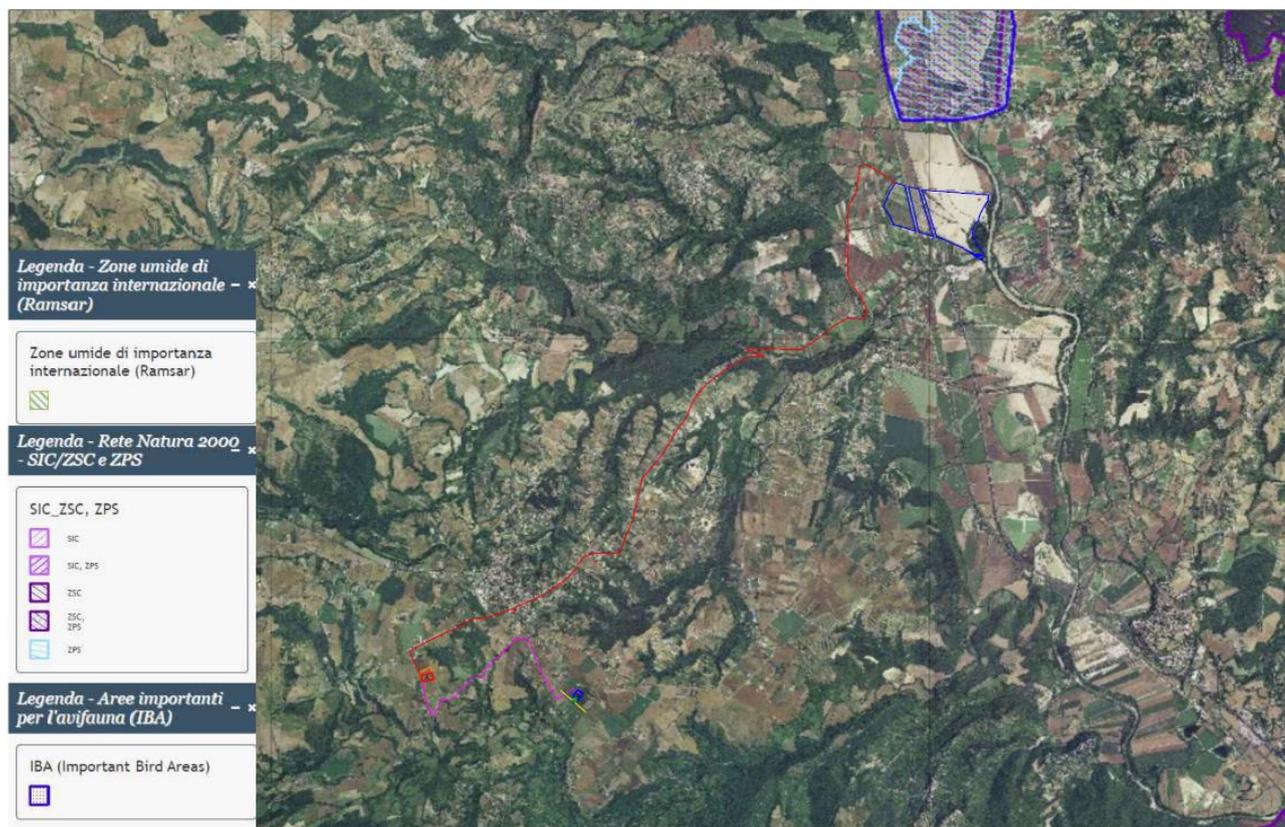
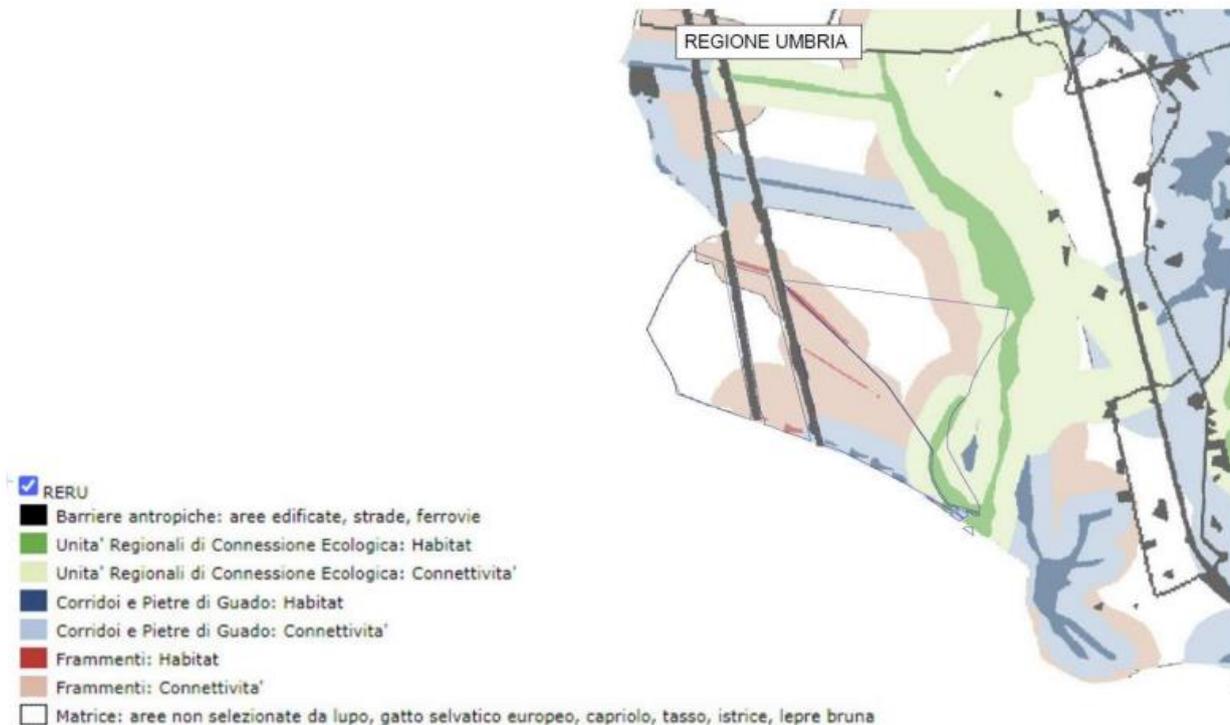


FIGURA 20 – STRALCIO MAPPATURA PARCHI E RISERVE E SITI DI RILEVANZA NATURALISTICA

E' stata analizzata anche la Rete Ecologica Regionale Umbria (RERU) di cui alla L.R. n. 1 del 31 gennaio 2015 ed è emerso che l'appezzamento recintato di impianto risulta parzialmente interessato da aree delle Rete Ecologica della Regione Umbria (RERU). Specificatamente risulta in parte interessato da: - "Barriere antropiche: aree edificate, strade, ferrovie (nel caso specifico: autostrada del Sole e ferrovia ad alta velocità Roma-Firenze; - "Unità Regionali di Connessione Ecologica: connettività"; - "Corridoi e Pietre di Guado: Habitat"; - "Corridoi e Pietre di Guado: connettività"; - "Frammenti di Habitat"; - "Frammenti di Connettività.



A proposito delle unità regionali di connessione ecologica, corridoi e frammenti la Legge Regionale n.1/2015 art. 82 della Regione Umbria stabilisce che:

- 1. Il PRG, parte strutturale, individua le componenti della rete ecologica di cui all' [articolo 81](#) stabilendone le specifiche dimensioni e le normative di salvaguardia e formula, altresì, le previsioni finalizzate alla protezione, alla ricostituzione e all'adeguamento delle componenti ecologiche prevedendo le modalità di attuazione degli interventi, sulla base delle misure di conservazione e gestione stabilite dalla Regione.*
- 2. Nei corridoi individuati dal PRG è consentita la realizzazione di opere infrastrutturali non costituenti barriera, nonché di opere relative ad infrastrutture ferroviarie e viarie, con le modalità previste all' [articolo 26, comma 2](#) delle norme regolamentari [Titolo I, Capo I](#), purché per le suddette opere siano previsti interventi di riambientazione.*
- 3. Nei corridoi è vietato alterare in maniera permanente la vegetazione legnosa spontanea preesistente a seguito di interventi agrosilvocolturali. È comunque consentita la coltivazione delle aree boscate, in base alle vigenti normative. In ogni caso in tali corridoi possono essere comprese aree urbanizzate o oggetto di previsione edificatoria che non ne interrompano la connettività prevedendo adeguati varchi per garantire la biopermeabilità, evitando fenomeni di linearizzazione urbana e prevedendo interventi di riambientazione.*
- 4. Nei frammenti di cui all' [articolo 81, comma 2, lettera c\)](#), il censimento delle aree di vegetazione legnosa da sottoporre a protezione totale o particolare e la loro definizione in termini fondiari, è effettuata dai comuni*

nel PRG, parte strutturale, tenuto conto degli indirizzi programmatici regionali. La Regione nei frammenti incentiva la ricostruzione di siepi e filari permanenti che ricolleghino tra di loro le aree di cui al precedente periodo, al fine di ristabilire la continuità con le unità regionali di connessione ecologica.

Alla luce di tale norma per l'impianto agrivoltaico, sia in fase di costruzione che esercizio:

- non è previsto l'alterazione (abbattimento) della vegetazione legnosa spontanea preesistente a seguito di interventi agrosilvocolturali;
- l'impianto AFV per la sua configurazione spaziale non costituisce barriera; inoltre, consente la continuità dell'indirizzo agricolo dei terreni, senza interruzione della connettività. La sottrazione di uso del suolo sarà limitata a soli ettari 0,641, ovvero circa lo 0,9 % dell'intera superficie recintata di impianto AFV pari ad ettari 69,42 (ettari 0,316 per aree edifici al servizio impianti, ettari 0,28 per aree BESS ed ettari 0,045 di superficie per sostegni dei tracker). La viabilità interna (di superficie complessiva 0,95 ha) sarà di tipologia drenante. Per la siepe di perimetro (complessivi metri lineari 12.267 e larghezza di due metri), per un totale di 12.267 arbusti, sono previsti varchi per la fauna selvatica ogni 30 metri per cui è assicurata la "biopermeabilità". Essa, alta circa 2,5-3,5 metri, sarà costituita da specie vegetali autoctone (Arbutus unedo, Crataegus laevigata, Mespilus germanica e Pyracanta coccinea), concorrerà a rafforzare la distribuzione a random dei sistemi naturali e al mantenimento degli equilibri dell'ecosistema. Inoltre, tutta la superficie ad uliveto del campo fotovoltaico sarà ad inerbimento naturale, con conseguenti vantaggi per l'ambiente.

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Compatibile:** le aree in esame non risultano essere sottoposte a vincoli ambientali, architettonici o paesaggistici.

3.2.8. Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE)

Nel territorio sono presenti principalmente attività estrattive di marna, calcare, argilla, basalto, nonché ghiaie e sabbie. Per lo svolgimento delle funzioni amministrative e di vigilanza in materia di salute e sicurezza sui posti di lavoro destinati all "ricerca e la coltivazione di sostanze minerali e delle energie del sottosuolo, industrialmente utilizzabili, sotto qualsiasi forma o condizione fisica", la Regione Umbria con D.G.R. 2/12/2016 n. 1507, ha approvato il Piano operativo dei controlli di cave e miniere. In attuazione del punto 1.2 del Piano, le attività di vigilanza su lavori di cava sono demandate alla Regione Umbria e svolte in maniera coordinata con ARPA Umbria. Come riportato nella cartografia specialistica della Regione Umbria, l'area in esame non è interessata da attività estrattive.

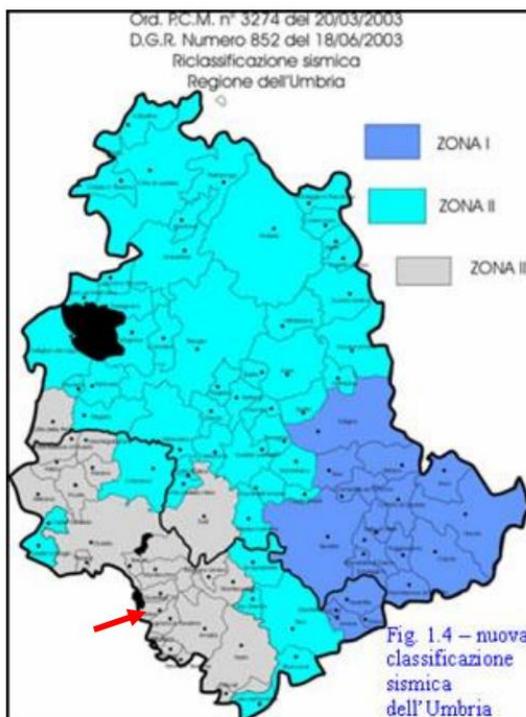
per maggiori dettagli si veda l'Allegato "AS_ALV_R04: Relazione geologica" e l'Allegato "AS_ALV_V.10: Stralcio Cartografico Piano Regionale Attività Estrattive".

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

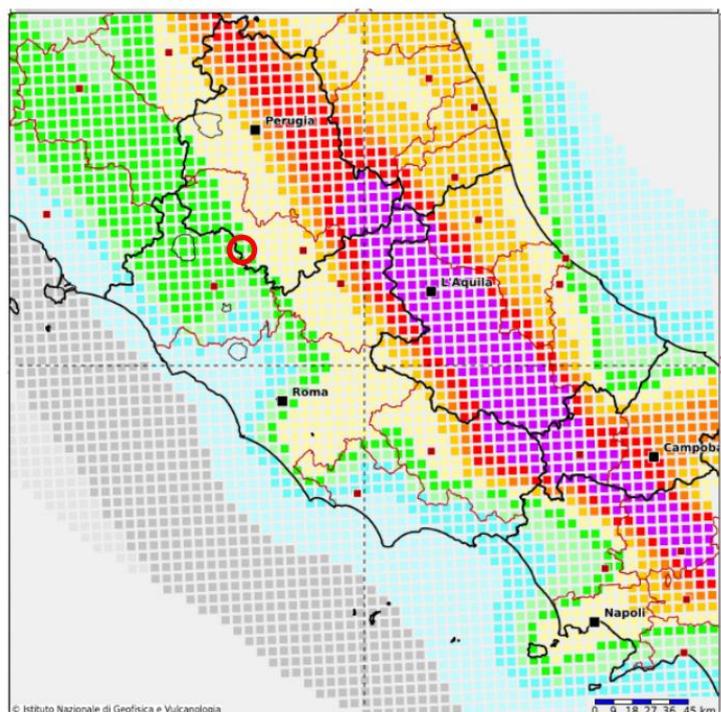
- **Compatibile:** le aree scelte per l'intervento risultano esterne dell'ambito del PRAE e ubicate a distanza da esse.

3.2.9. Sismicità dell'area

Al fine di avere un quadro esaustivo di dettaglio del territorio comunale di Alviano sotto l'aspetto sismico e quindi fornire una valutazione della compatibilità sismica dell'intervento, si è proceduto alla ricostruzione della storia sismica del Comune all'interno del quale è ubicato l'intervento attraverso i dati forniti dall'INGV (Istituto Nazionale Geofisica e Vulcanologia) ed i vari database progetti sviluppati in merito alla pericolosità sismica, alla registrazione degli eventi sismici ed alla Valutazione del potenziale sismogenetico e probabilità dei forti terremoti.



Zonazione sismica dell'Umbria



Carta pericolosità sismica

Il territorio in cui ricade il comune di Alviano ed il sito di progetto è classificato dal punto di vista sismico in zona sismica 3, "Zona con pericolosità sismica bassa dove possono verificarsi scuotimenti modesti", caratterizzata da accelerazione [ag] con probabilità di superamento del 10% in 50 anni compresa tra $0,05 < ag \leq 0,15$ g. La zona sismica è riportata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale dell'Umbria n. 1111 del 18 settembre 2012 (BUR n. 47 del 3/10/2012). I criteri per l'aggiornamento della mappa di pericolosità sismica sono stati definiti nell'Ordinanza

del PCM n. 3519/2006, che ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore dell'accelerazione orizzontale massima (ag) su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni.

La valutazione delle differenti situazioni di rischio sismico presenti sul territorio è stata ottenuta dallo studio sia dell'assetto geomorfologico che dell'assetto litostratigrafico dei territori comunali studiati. Ai sensi della Delib.G.R. Umbria 226 del 14 marzo 2001, è stata redatta la Carta della suscettibilità sismica dell'intero comprensorio dei territori comunali studiati

Dal punto di vista sismico sono state distinte diverse zone in base alla concomitanza di particolari caratteristiche litotecniche dei materiali affioranti e dell'assetto geomorfologico del territorio su cui affiorano. In particolare, per quanto riguarda le litologie affioranti nel territorio comunale di Alviano, sono state distinte: ● L1: Materiale lapideo costituito da un unico tipo stratificato; ● L2: Materiale lapideo stratificato o costituito da alternanze di diversi litotipi; ● L3: Materiali granulari cementati o molto addensati; ● L5a: Materiali granulari sciolti o poco addensati a prevalenza ciottolosa; ● L5b: Materiali granulari sciolti o poco addensati a prevalenza sabbiosa. In relazione alle litologie appena dette e considerando i corpi di frana presenti sul territorio studiato ed il loro grado di attività sono state individuate le seguenti tipologie di situazioni: ● ZONA E1: zone caratterizzate da movimenti franosi attivi; ● ZONA E2: zone caratterizzate da movimenti franosi quiescenti; ● ZONA E3: zone caratterizzate da deformazioni plastiche, alta acclività associata a giaciture o litologie sfavorevoli, influenza al pericolo di frana; ● ZONA E4: zone con terreni di fondazione particolarmente scadenti; ● ZONA E7: zone di fondovalle; ● ZONA E8: zone pedemontane; ● ZONA E9: zone di contatto tra litotipi con caratteristiche fisicomeccaniche molto diverse. L'area di progetto rientra tra le zone E4, con terreni di fondazione particolarmente scadenti.

3.3. Piani di carattere locale (Provinciale e Comunale)

3.3.1. Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Terni

Il PTCP della Provincia di Terni È stato approvato dal Consiglio Provinciale con la Delibera nr. 150 del 14 settembre 2000 ed È in vigore dal 23 ottobre 2000. Con Delibera di Consiglio Provinciale nr. 133 del 02 agosto 2004 sono state approvate le modifiche a PTCP. Con deliberazione del Consiglio Provinciale nr. 6 del 23/01/2012 È stato approvato il Documento Programmatico per la revisione del Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP). Tale processo di revisione risulta tuttora in corso e non ancora concluso. Per tale motivo nel presente documento non si è proceduto all'analisi dello strumento.

A conclusione di quanto appena riportato, **in relazione all'analisi effettuata riguardo il Piano Territoriale di Coordinamento delle Province, il progetto in esame risulta:**

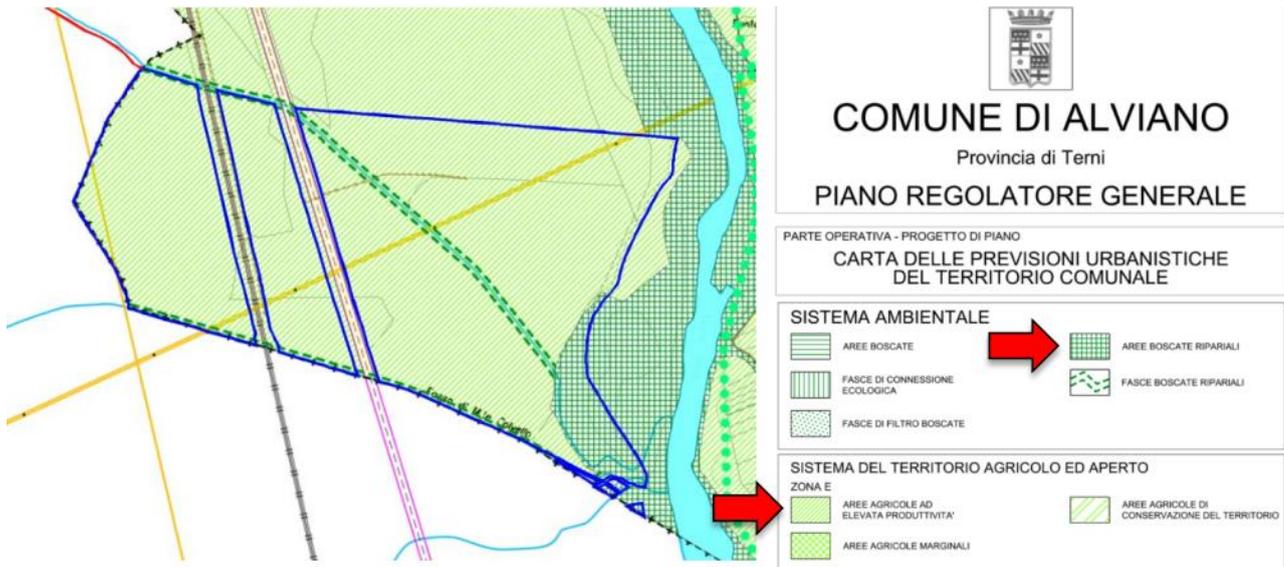
- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PTCP;

- **Compatibile:** le aree di impianto risultano preservare la tutela dell'integrità fisica, dell'identità culturale di matrice naturale e antropica del territorio.

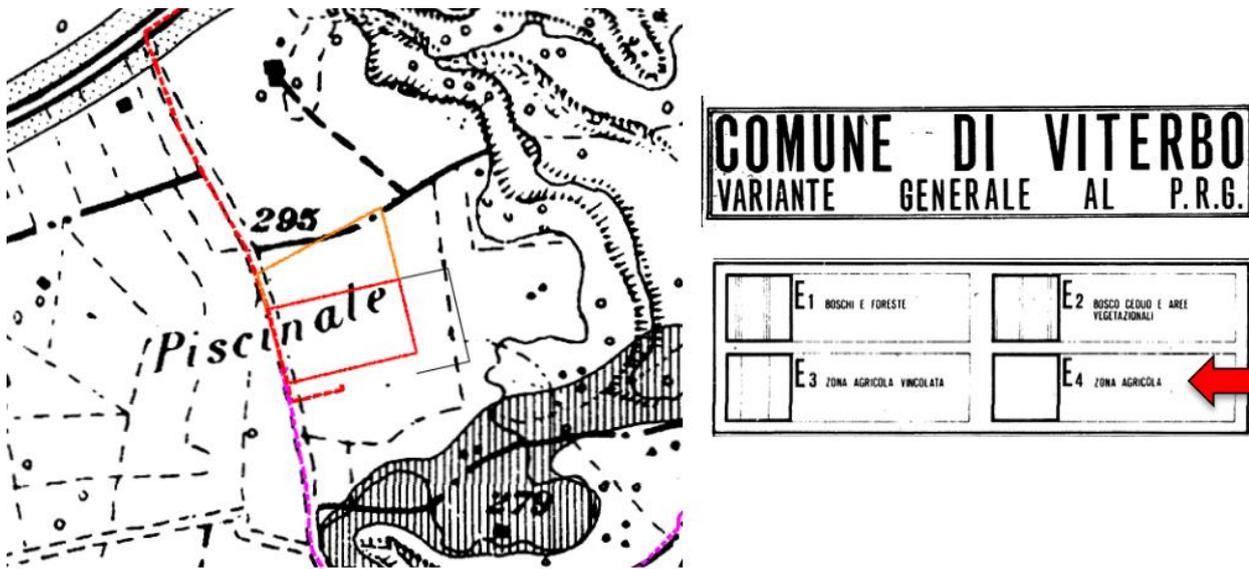
Per maggiori dettagli si faccia riferimento all'Allegato "AS_ALV_REP: Relazione paesaggistica".

3.3.2. Strumenti urbanistici vigenti

Al fine di disporre di un quadro completo della pianificazione urbanistica vigente dei Comuni di Alviano (TR), Viterbo e Vitorchiano (VT), si riportano di seguito l'elenco degli strumenti urbanistici generali e/o attuativi vigenti con l'indicazione delle aree di progetto:



Area impianto



SE Terna con ampliamento

L'impianto, le due Sottostazioni Terna, ricadenti in ZONA VERDE AGRICOLO al di fuori dei Vincoli Paesaggistici, Archeologici ed Ambientali, tengono conto delle prescrizioni come meglio riportato nelle relazioni specialistiche allegate al progetto

3.4. Sintesi dell'analisi di compatibilità e coerenza

Nella Tabella seguente viene riportata una sintesi dell'analisi di compatibilità e coerenza del progetto proposto con il contesto programmatico finora esposto

Le Aree di impianto non sono soggette a vincoli.

Il cavidotto di connessione a 36 kV interrato incontra in alcuni tratti (vedere tabella seguente) delle fasce di rispetto di aree boscate e fiumi/torrenti/canali, purtuttavia tale tipo di opera risulta ammessa dal PTPR Lazio (art. 39 e art. 36/47 delle Note Tecniche Attuative del Piano).

Il tracciato del cavidotto prevede n° 5 interferenze del reticolo idrografico come sopra descritto, tutte le interferenze saranno superate mediante tecnica della trivellazione orizzontale controllata T.O.C. ad esclusione della interferenza n.3 (Fosso della Malagappa) a causa della eccessiva profondità del canale che di fatto impedisce la realizzazione della TOC.

Si rileva inoltre che:

- ai sensi del D.lgs. 387/2003 (art. 12, comma 7), la realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile è possibile in aree classificate come agricole dagli strumenti urbanistici comunali vigenti;
- le aree interessate dalle opere di progetto ricadono tutte in aree classificate come zona E agricola come da Piano Regolatore Generale dei Comuni coinvolti;

Strumento normativo	Coerente	Compatibile
Livello di programmazione Comunitario e Nazionale		
Next Generation EU & PNRR	X	X
Strategia Europa 2020	X	X
Clean Energy Package	X	X
Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile	X	X
Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017	X	X
Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC)	X	X
Programma Operativo Nazionale (PON) 2014/2020	X	X
Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN)	X	X
Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE)	X	X
Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra	X	X
Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio	X	X
Rischio di incidenti per le sostanze e le tecnologie utilizzate	ASSENTE	
Programmi di Sviluppo Rurale (PSR)	X	X
Aree non idonee ai sensi del DM 10/09/2010	X	X
Aree idonee ai sensi della normativa nazionale	X	X
Obiettivi regionali 2030 installazione impianti FV	X	X
Livello di programmazione Regionale		
Piano di Assetto Idrogeologico della Regione (PAI)	X	X
Rischio Geomorfologico	ASSENTE	
Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)	X	X
Struttura idro-geomorfologica	X	X
Aree non idonee all'installazione di impianti FER	X	X
Rete Natura 2000 e IBA	X	X
Piano di Tutela delle Acque	X	X
Struttura ecosistemico-ambientale	X	X
Sismicità dell'area	ASSENTE	
Livello di programmazione Locale		
Piano Territoriale di Coordinamento delle Province (PTCP)	X	X
Piano Regolatore Generale del Comune di Alviano (TR)	X	X
Piano Regolatore Generale del Comune di Viterbo	X	X

TABELLA 6 – SINTESI DELL'ANALISI DI COMPATIBILITÀ E COERENZA DEL PROGETTO CON LA NORMATIVA VIGENTE

Come è possibile notare, l'analisi effettuata nel presente SIA evidenzia come **il progetto proposto risulti coerente e compatibile con gli strumenti di programmazione e di pianificazione** che attualmente regolamentano la produzione di energia da fonti rinnovabili.

4. Descrizione dettagliata dell'opera

Nel presente capitolo saranno descritte con maggiore dettagli le caratteristiche del progetto impiantistico descritto nel paragrafo 2.1.

4.1. Architettura impianto di produzione energia elettrica

L'impianto fotovoltaico sarà suddiviso in 8 sotto impianti nominati con le lettere dalla A alla H.

- CAMPO A:
 - N. 1 cabina di smistamento (che raggruppa tutti i sottocampi dell'impianto e da cui partono i cavi di connessione verso la SSE),
 - n.1 Control Room dove verranno alloggiati i sistemi di controllo, di videosorveglianza e monitoraggio elettrico ed agricolo e un reparto di stoccaggio di pezzi di ricambio.
 - N. 2 cabine di trasformazione con inverter e trasformatore dell'energia prodotta dai pannelli solari;
 - Tutto l'impianto BESS, costituito come meglio specificato in seguito da 4 cabine di trasformazione e 34 container di batterie
 - N.1 locale magazzino
 - N.1 Locale LSA
- CAMPI B-C-D-E-H:
 - N. 1 cabina di trasformazione con inverter e trasformatore dell'energia prodotta dai pannelli solari;
 - N.1 locale magazzino
 - N.1 Locale LSA
- CAMPO F
 - N. 3 cabine di trasformazione con inverter e trasformatore dell'energia prodotta dai pannelli solari;
 - N.1 locale magazzino
 - N.1 Locale LSA
- CAMPO G

- N. 2 cabine di trasformazione con inverter e trasformatore dell'energia prodotta dai pannelli solari;
- N.1 locale magazzino
- N.1 Locale LSA

Pannelli fotovoltaici

I pannelli saranno connessi all'impianto di terra secondo la normativa vigente (Sistema IT). Per questo progetto è stato selezionato il seguente pannello bifacciale: RISEN Energy RSM132- 8-685BNDG, di potenza nominale pari a 685 W, con massima tensione di funzionamento 1500 V DC, efficienza 22,1% .

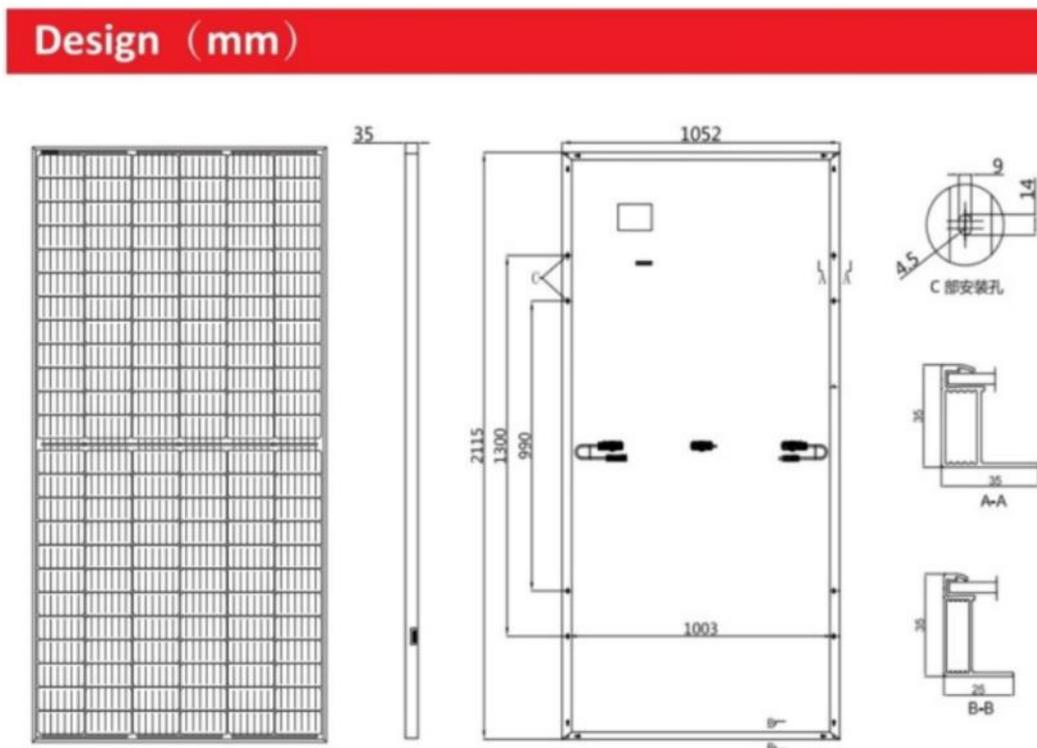


FIGURA 21 – DIMENSIONI DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI

Strutture portamoduli ad inseguimento (Tracker)

Come struttura porta moduli è stata selezionata la seguente opzione: Inseguitore mono-assiale orizzontale. La struttura verrà dimensionata secondo la normativa locale in termini di carichi di vento e neve e secondo la normativa sismica locale. Il sistema inseguitore realizza l'inseguimento del sole ruotando da est a ovest su un asse orizzontale nord-sud. In generale l'inseguitore è dotato di una barra centrale, mossa da un attuatore, che trasmette il movimento a diverse file (inseguitore multifila). In caso di inseguitore monofila ciascuna fila avrà il proprio attuatore. La rotazione massima permessa è di $\pm 60^\circ$. Nel caso in oggetto, è stato selezionato l'inseguitore monofila, che si adatta meglio all'andamento non omogeneo del terreno. Ciascun modulo di

inseguitore conterrà di norma 28 moduli. La distanza tra le file sarà di 5 m. Il sistema di controllo dell'inseguimento verrà programmato attraverso un algoritmo con orologio astronomico che tiene conto della traiettoria solare. La figura sotto mostra una vista prospettica dei trackers.

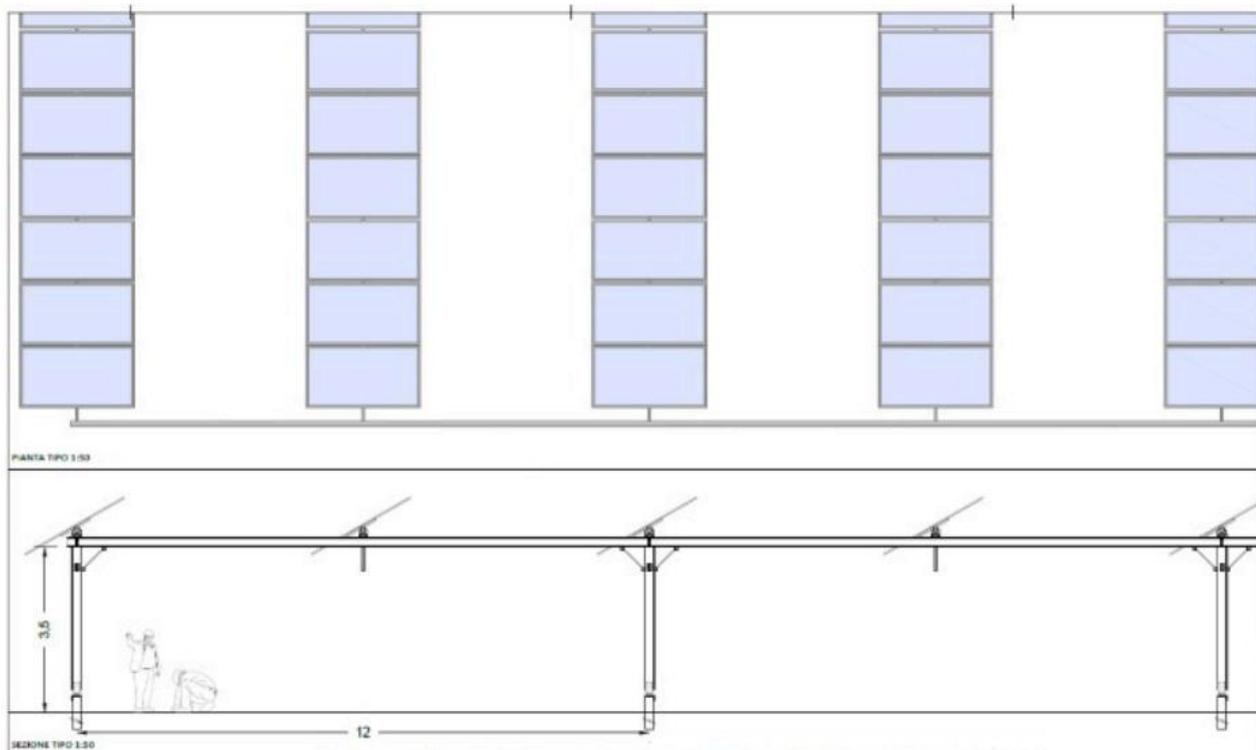


FIGURA 22 – PARTICOLARE IN PIANTA E PROSPETTO TRACKER



FIGURA 23 – QUADRO DI CAMPO PER IL PARALLELO DELLE STRINGHE (STRINGBOX)

	1,000 V			1,500 V		
	StringBox 160	StringBox 240	StringBox 320	StringBox 160	StringBox 240	StringBox 320
Input						
Maximum number of input strings	16	24	32	16	24	32
Rated current per string	10 A	10 A	10 A	10 A	10 A	10 A
Maximum current per string	12 A	12 A	12 A	12 A	12 A	12 A
Number of protection fuses	2 x 16	2 x 24	2 x 32	2 x 16	2 x 24	2 x 32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 38 mm, 30 kA			gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA		
Maximum DC voltage	1,000 V			1,500 V		
Inlet connections	M32 cable glands (n.4 cables entry diameter: 3.5 to 7 mm for each cable gland) with Direct connection on fuse holders			M32 cable glands (n.4 cables entry diameter: 3.5 to 7 mm for each cable gland) with Direct connection on fuse holders		
Output						
Rated total current	160 A	240 A	320 A	160 A	240 A	320 A
Maximum total current ⁽¹⁾	192 A	288 A	384 A	192 A	288 A	360 A
Outlet connections	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) with direct connection on copper plates			Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) with direct connection on copper plates		
DC switch disconnect rating	200 A	315 A	400 A	315 A	315 A	400 A

TABELLA 7 – SPECIFICHE ELETTRICHE DEL QUADRO DI CAMPO

Power station - Inverter - Trasformatori

Nel presente caso saranno previste delle power station (skid) la cui filosofia è quella di ridurre all'essenziale l'ingombro delle apparecchiature e al contempo permettere una migliore ventilazione delle componenti elettromeccaniche surriscaldanti. Le power station sono costituite da una cabina prefabbricata di arrivo dei cavi in bassa tensione provenienti dai campi solari e relativi sezionatori e protezioni, dagli inverter che convertono la energia prodotta dai pannelli in regime di corrente continua in corrente alternata, da un

trasformatore e da una cabina al cui interno sono posti gli organi di controllo (interruttori, sezionatori, protezioni, contatori, ecc.) lato corrente alternata.

Le principali apparecchiature a 36 kV saranno:

- Celle modulari con isolamento in gas tipo RMU, costituite da 2 celle di linea e una cella trasformatore, installate nei centri inverter trasformatore;
- Celle modulari con isolamento in aria o gas installate nel centro generale di distribuzione. Attraverso trasformatori MT/BT la tensione verrà elevata per poter connettere l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale. Caratteristiche dei trasformatori:
- N. 12 trafo Power Station con $P=3,824$ MVA – Dy11 Rapporto di trasformazione: 36/0,69 kV Vcc%= 8%
- N. 4 trafo Power Station con $P=7,856$ MVA – Dy11y11 (doppio secondario) Rapporto di trasformazione: 36/1,5 kV Vcc%= 8% L'energia uscente dalle Cabine di Trasformazione sarà convogliata nella Sotto Stazione Xelio Alviano e da questa alla SE TERNA, alla tensione di 36 kV.

In particolare, gli inverter selezionati saranno di tipo trifase da 3824 kVA nominali (30°C), di marca Ingeteam o similare.

Tutte le power station saranno tra loro comunicanti tramite un sofisticato sistema di comunicazione dati:

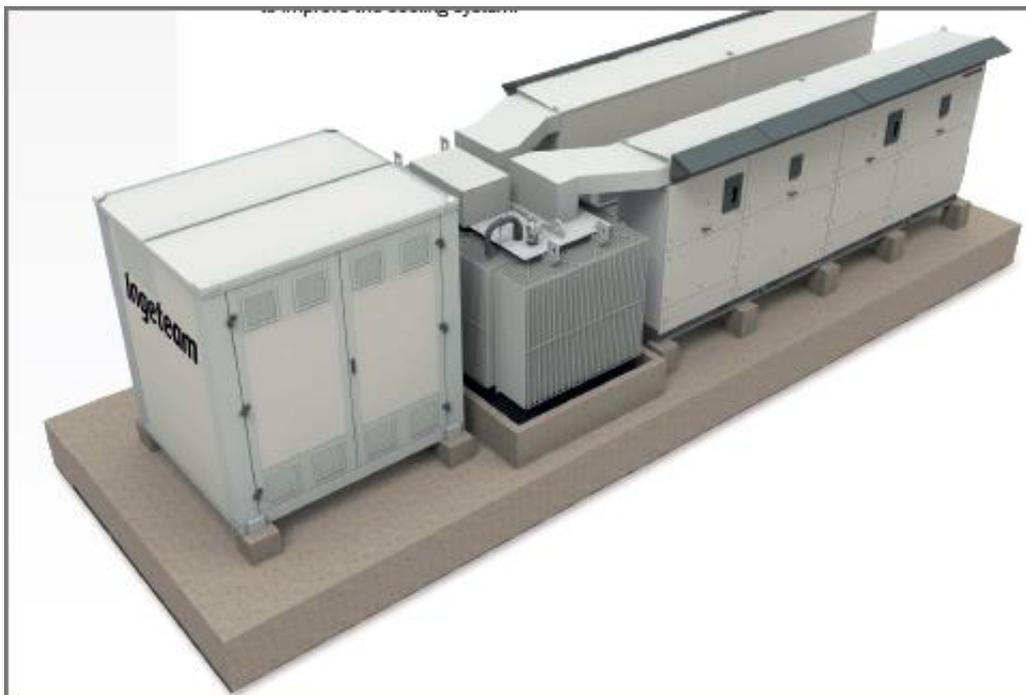


FIGURA 24 – POWER STATION

		INGECON® SUN 3825TL						
		C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
Input (DC)								
Recommended PV array power range ¹⁾		3,144 - 4,188 kWp	3,222 - 4,293 kWp	3,301 - 4,398 kWp	3,379 - 4,502 kWp	3,458 - 4,607 kWp	3,537 - 4,712 kWp	3,615 - 4,816 kWp
Voltage Range MPP ²⁾		853 - 1,300 V	874 - 1,300 V	895 - 1,300 V	916 - 1,300 V	937 - 1,300 V	958 - 1,300 V	979 - 1,300 V
Maximum voltage ³⁾		1,500 V						
Maximum current		3,965 A						
N° inputs with fuse-holders		Up to 24						
Fuse dimensions		630 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)						
Type of connection		Connection to copper bars						
Power blocks		1						
MPP1		1						
Input protections								
Overvoltage protections		Type II surge arresters (Type I+II optional)						
DC switch		Motorized DC load break disconnect						
Other protections		Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton						
Output (AC)								
Power @35 °C / @50 °C		3,326 kVA / 2,858 kVA	3,409 kVA / 2,929 kVA	3,492 kVA / 3,001 kVA	3,575 kVA / 3,072 kVA	3,658 kVA / 3,144 kVA	3,741 kVA / 3,215 kVA	3,824 kVA / 3,287 kVA
Current @35 °C / @50 °C		3,200 A / 2,750 A						
Rated voltage ⁴⁾		600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency		50 / 60 Hz						
Power Factor ⁵⁾		1						
Power Factor adjustable		Yes, 0 - 1 (loading / lagging)						
THD (Total Harmonic Distortion) ⁶⁾		<3%						
Output protections								
Overvoltage protections		Type II surge arresters (Type I+II optional)						
AC breaker		Motorized AC circuit breaker						
Anti-islanding protection		Yes, with automatic disconnection						
Other protections		AC short-circuits and overloads						
Features								
Operating efficiency		98.9%						
CEC		98.5%						
Max. consumption aux. services		9,000 W						
Stand-by or night consumption ⁷⁾		< 180 W						
Average power consumption per day		2,500 W						
General Information								
Ambient temperature		-20 °C to +60 °C						
Relative humidity (non-condensing)		0-100% (Outdoor)						
Protection class		IP65						
Corrosion protection		External corrosion protection						
Maximum altitude		4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)						
Cooling system		Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)						
Air flow range		0 - 18,000 m ³ /h						
Average air flow		12,000 m ³ /h						
Acoustic emission (100% / 50% load)		57 dB(A) at 10m / 49.7 dB(A) at 10m						
Marking		CE						
EMC and security standards		IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3000						
Grid connection standards		IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, PD 12-2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), C99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code						

TABELLA 8 – CARATTERISTICHE TECNICHE DELLA POWER STATION

Storage (accumulo elettrochimico)

Il sistema di accumulo o BESS (Battery Energy Storage System) sarà posizionato in prossimità della cabina di smistamento, nel Campo A. Il BESS avrà una potenza nominale, in scarica, di 25.368 kVA @50°C e sarà formato da 4 skid ciascuno provvisto di 2 inverter da 3171 kVA @50°C. Gli inverter 1 e 2, associati al primo skid, saranno collegati ciascuno a 5 shelter SAFT Intensium Shift; ogni shelter avrà capacità di accumulo di 3 MWh, 0,75 MW di potenza in scarica e tempo di ricarica in 4 h. Gli inverter 3-4 (skid 2), 5-6 (skid 3), 7-8 (skid 4) saranno associati ciascuno a 4 shelter SAFT Intensium Shift; ogni shelter avrà capacità di accumulo di 3 MWh, 0,75 MW di potenza in scarica e tempo di ricarica in 4 h. Il BESS avrà una capacità di accumulo complessiva pari a 102 MWh. Di seguito si riportano i data sheet degli skid dello Storage e degli shelter associati.

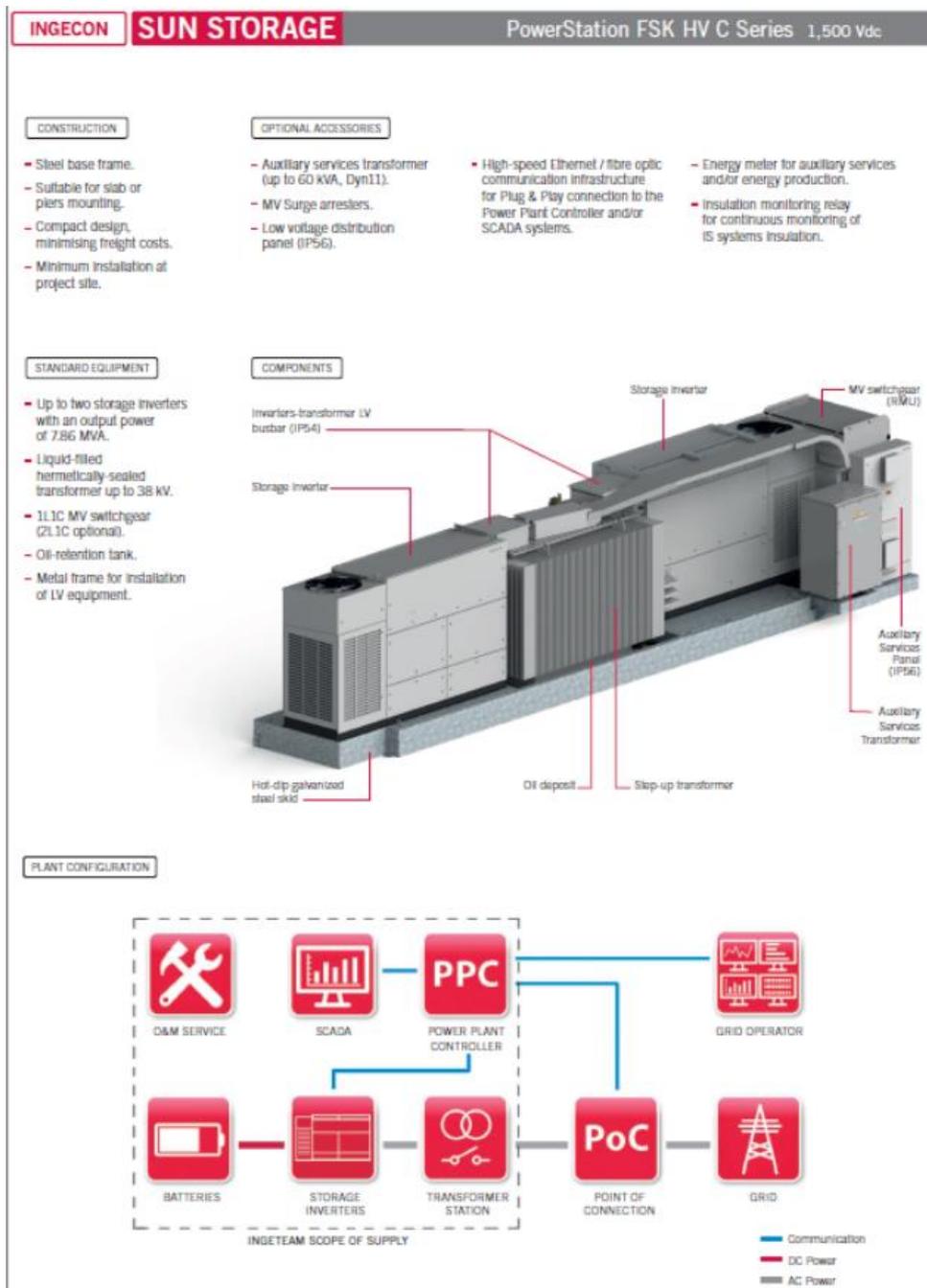


Figura – Cabina di trasformazione storage (bess)

Linea di connessione (a 36 kV)

La connessione dell'impianto avverrà attraverso un elettrodotto interrato a 36 kV di lunghezza pari a circa 15,5 km. Il percorso interesserà strade pubbliche e interpoderali, per il collegamento dell'impianto alla Stazione Elettrica a 36 kV di Terna. I cavi di collegamento in rame RG7H1R 2x(3x630) mmq.

Sottostazione Utente

Trattandosi di una connessione a 36kV non sarà necessario realizzare una stazione di trasformazione tradizionale nei pressi della Stazione Elettrica di Terna.

Ampliamento delle opere di Rete Terna (RTN)

Il preventivo di connessione (STMG) prevede che l'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 150/36 kV da ricollegare mediante due nuovi elettrodotti in cavo a 150 kV della RTN ad una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione a 380/150 kV della RTN, da realizzare in soluzione GIS isolata in SF6, da inserire in entra – esce alla linea a 380 kV della RTN "Roma Nord - Pian della Speranza". Come in precedenza detto, la nuova SE a 380/150 kV e relativi elettrodotti di collegamento a 150 kV sono stati benestariati da Terna e autorizzati all'interno di altre procedure autorizzative. Per quanto riguarda la ulteriore SE 150/36 kV (alla quale l'impianto in oggetto dovrà attualmente collegarsi sulla sezione a 36 kV) attualmente risulta benestariata solo la sezione a 150 kV (in realtà era stata approvata anche la sezione a 36 kV, poi però tale tavolo è stato riaperto in quanto si è successivamente appreso che sul sito individuato per la sezione a 36 kV e l'approvazione della sezione a 36 kV è tutt'ora in corso.



FIGURA – SE TERNA 150/36 kV (LA CUI SEZIONE A 36 kV [IN BLU] NON È STATA ANCORA BENESTARIATA DA TERNA)

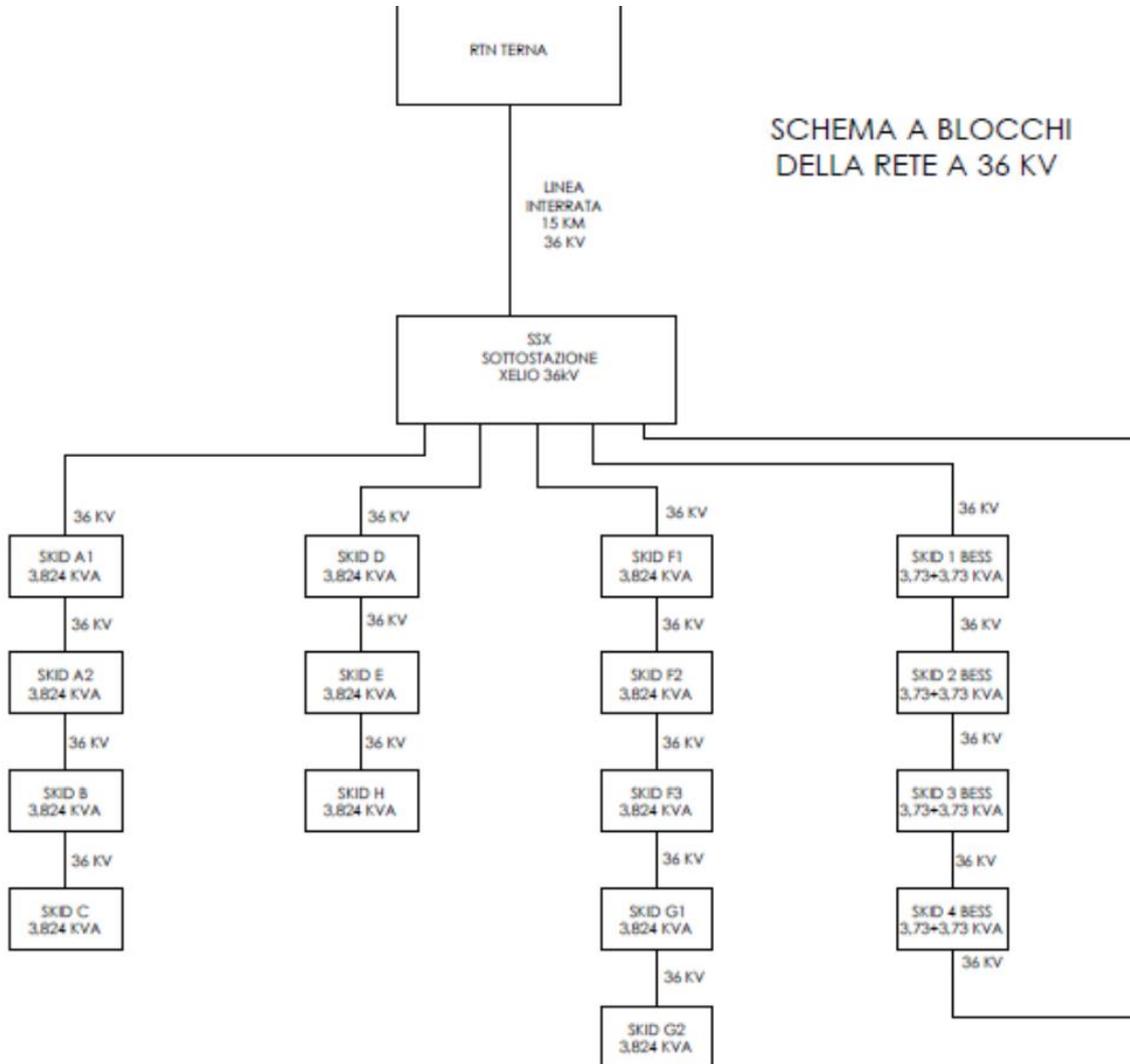
Impianto di terra

Nella Relazione Tecnica AS_ALV_R08 si possono avere informazioni di dettaglio sulle caratteristiche dimensionali dell'impianto di terra, sia nella Sottostazione Utente, sia nei due campi fotovoltaici.

Nella SSE l'impianto di terra dovrà essere realizzato con corda in rame nudo di $S = 70 \text{ mm}^2$, alloggiato a una quota di $-0,7 \text{ m}$ dal piano di calpestio, con configurazione a maglia con, di norma, lato $l = 10 \text{ m}$.

Ciascuna cabina di trasformazione dovrà essere provvista di impianto di terra realizzato ad anello, intorno alla platea che ospiterà la struttura della cabina MT/BT, collegando a esso sia i ferri delle fondazioni della platea stessa e della struttura della cabina, sia le fondazioni di tutti i tracker di supporto dei moduli fotovoltaici.

Schema a blocchi



Stima della produzione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è composto da 12 generatori distribuiti con tracker monoassiali ad inseguimento Est-Ovest.

L'esposizione Est-Ovest sarà realizzata con un sistema di inseguimento monoassiale per massimizzare l'irradiazione giornaliera e avrà un'inclinazione media di 29,00° (angolo di tilt) rispetto all'orizzontale; la produzione di energia dell'esposizione dipende inoltre da fattori di ombreggiamento, che determinano la riduzione della radiazione solare nella misura dello 0% (rif. Figura 25).

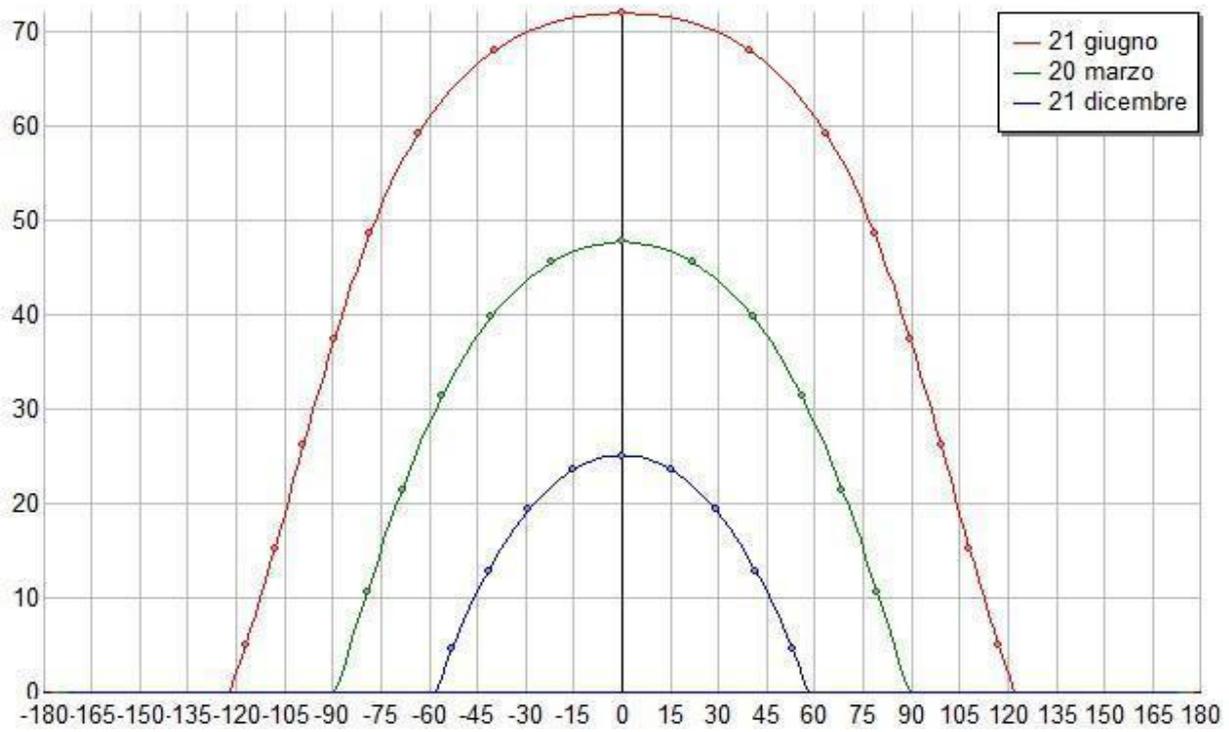


FIGURA 25 – DIAGRAMMA DI OMBREGGIAMENTO

In Tabella 9 e Figura 26 è riportata la radiazione solare mensile su base annua.

TABELLA 9 – RADIAZIONE SOLARE DIRETTA, DIFFUSA E RIFLESSA

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:

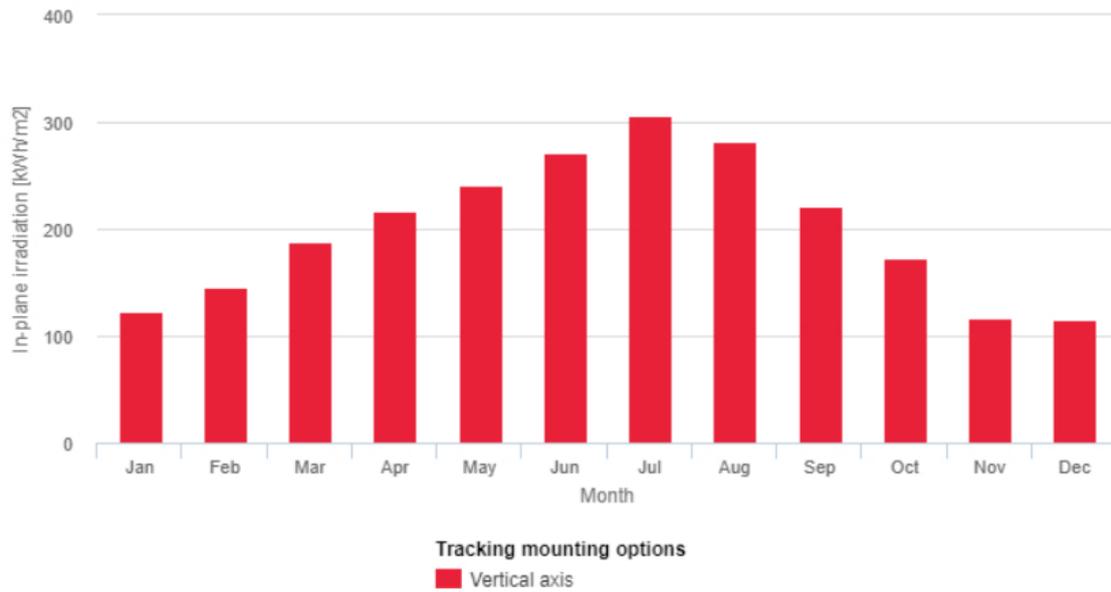


FIGURA 26 – DIAGRAMMA DI RADIAZIONE SOLARE SUL PIANO DEI MODULI COL SISTEMA AD INSEGUIMENTO

La produzione attesa è pari a circa 75.000 MWh annui. In base a tale produzione è possibile calcolare anche le emissioni evitate di inquinanti in atmosfera:

Monthly energy output from tracking PV system:

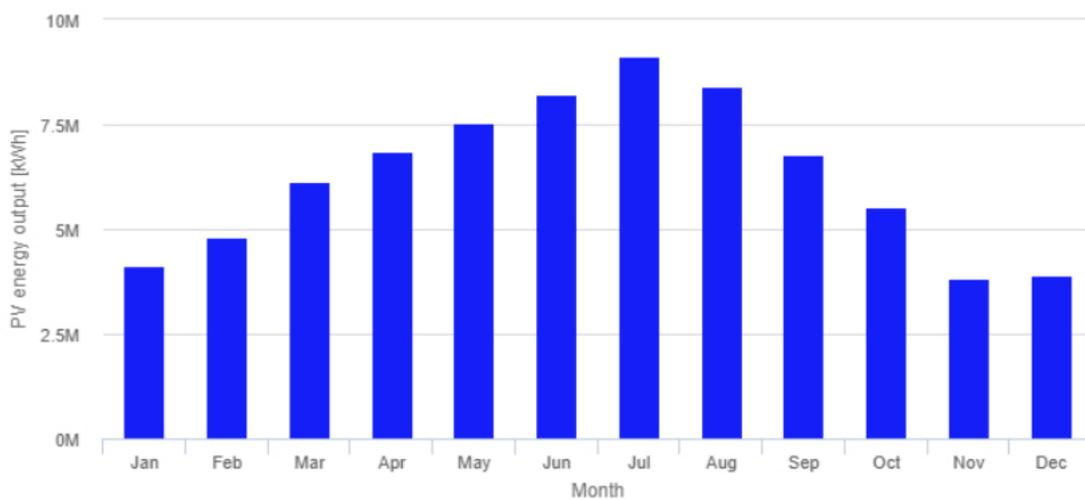


FIGURA 27 – DIAGRAMMA PRODUZIONE MENSILE ATTESA

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

Latitude/Longitude:	42.571,12.249
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	40100 kWp
System loss:	14 %

Simulation outputs

	VA*
Slope angle [°]:	55 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	75215668.98
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2397.37
Year-to-year variability [kWh]:	3752977.0
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.46
Spectral effects [%]:	1.06
Temp. and low irradiance [%]:	-8.64
Total loss [%]:	-21.76

* VA: Vertical axis

4.2. Fase di costruzione

Si distinguono tre principali attività di cantiere di diversa durata: la realizzazione dell'impianto (16 mesi) la realizzazione della stazione elettrica di connessione (8 mesi) e la realizzazione della linea elettrica di connessione (12 mesi). Queste ultime due attività si cercherà di portarle a conclusione parallelamente alla costruzione dell'impianto, pertanto la durata complessiva del cantiere prevista è di circa 16-18 mesi salvo imprevisti.

Per realizzare l'impianto fotovoltaico si dovrà procedere attraverso vari step operativi:

- Allestimento del cantiere: realizzazione della recinzione di cantiere, installazione degli apprestamenti, quali spogliatoi, baracche, bagni, ecc., realizzazione della viabilità temporanea interna al cantiere e sistemazione del terreno;
- Percorsi interni: realizzazione della viabilità interna prevista dal progetto;
- Realizzazione manufatti: realizzazione dei basamenti e delle strutture in calcestruzzo e installazione delle attrezzature;
- Scavi per la posa dei cavi interrati: realizzazione dello scavo e del reinterro di cavidotti e sottoservizi dell'impianto;
- Infissione di pali metallici per i tracker: infissione dei pali metallici di supporto agli inseguitori monoassiali;

- Realizzazione di recinzione metallica: realizzazione di scavi per la fondazione, getto di calcestruzzo e montaggio della recinzione metallica;
- Dismissione del cantiere: rimozione degli apprestamenti e della recinzione di cantiere e pulizia dell'area.

Analogamente, per la realizzazione del cavidotto interrato, che avverrà su sede stradale, si dovranno affrontare le seguenti fasi:

- Allestimento del cantiere: installazione della segnaletica, delle barriere e delle recinzioni;
- Scavi per la posa dei cavi interrati: realizzazione dello scavo e reinterro dei cavidotti e dei sottoservizi dell'impianto;
- Ripristino del manto stradale.

4.2.1. Allestimento del cantiere

L'area di realizzazione dell'impianto è sostanzialmente pianeggiante, quindi è previsto un intervento minimo di regolarizzazione del terreno, con movimenti di terra contenuti e un'eventuale rimozione degli arbusti e delle pietre superficiali per preparare l'area.

Gli scavi e i riporti previsti saranno eseguiti solo in corrispondenza delle aree nelle quali verranno installate le power station e le cabine per la realizzazione delle relative fondazioni; se necessario, si provvederà a realizzare sistemi drenanti ai fianchi degli edifici, al fine di convogliare le acque meteoriche in profondità.

Qualora si riscontri la presenza di alcune linee BT e MT lungo il perimetro dell'area dell'impianto, potranno essere eseguite opere per lo spostamento delle stesse, così come nel caso di condotte consortili utilizzate per l'irrigazione, in accordo con le disposizioni dell'ente gestore.

4.2.2. Percorsi interni

Per la viabilità interna alle aree di progetto si provvederà a spiccare il tracciato topografico, rilevato nella fase di studio conoscitiva, dell'area di sedime per l'area da insediare, provvedendo prima al raffronto misure reali rilevate e misure da progetto.

A seguire il tracciamento della viabilità interna al campo fotovoltaico in armonia con l'orografia lieve dei luoghi, il tracciato delle file interessate alla collocazione e dei "pali battuti" secondo lo spiccato di progetto. Il principio insediativo, è stato quello di servire con strade carrabili l'accesso alle cabine di campo dai cancelli agli skid.

4.2.3. Realizzazione manufatti

Si procede con la realizzazione del piano di posa degli elementi strutturali di fondazione per i gruppi di conversione e le cabine, forniti di sottovasca autoportante.

Una volta posate, si provvederà alla posa dei cavi nelle sottovasche e alla connessione dei cavi provenienti dall'esterno; dopo di che si sigilleranno esternamente tutti i fori e il rinfiacco con materiale idoneo.

4.2.4. Scavi per la posa dei cavi interrati

I cavidotti saranno di due tipi:

- a) cavi BT e cavi dati
- b) cavi MT e Fibra ottica.

Tutti i cavi saranno posati a una distanza appropriata nello stesso scavo, così come previsto dalla CEI 11-17; la profondità minima di posa sarà di 0,8 m per i cavi di tipo a) e di 1,2 m per i cavi di tipo b), secondo le norme vigenti al momento della presente proposta.

Tutti i cavi saranno dotati di isolamento aumentato, in modo da consentirne la posa direttamente nel terreno, mentre gli attraversamenti stradali saranno realizzati in tubo con protezione meccanica aggiuntiva.

La rete di terra sarà realizzata con corda di rame nuda, posata direttamente a contatto col terreno, poi i terminali saranno connessi alle strutture metalliche e alla rete di terra delle cabine; quest'ultima sarà in corda di rame nuda, posata lungo il perimetro delle cabine stesse e delle power station, all'interno di appositi scavi, posti a una profondità di 0,8 m e con l'integrazione di dispersori (puntazze).

Per le linee elettriche in MT si prevede la posa interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, a una profondità media di 1,20 m dal piano di calpestio per tutte le tratte esterne e interne al parco agrofotovoltaico.

In caso di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

I cavi posti sul fondo dello scavo opportunamente livellato saranno ricoperti da uno strato di materiale di classe A1, per uno spessore di 50 cm e, per garantire la stabilità del pacchetto, il materiale posato all'interno dello scavo, prima di procedere alla posa dello strato successivo, verrà rullato e compattato a strati di spessore non superiore a 25-30 cm.

Un nastro segnalatore o una rete, posti alle profondità indicate nelle sezioni, segnalerà la presenza del cavidotto.

Il volume dello scavo rimanente verrà riempito a seconda della tipologia del tratto attraversato:

1. su strade asfaltate al di sopra del nastro segnale sarà posto un ulteriore strato di rinterro di 30 cm con materiale classe A1, con sopra il pacchetto stradale (fondazione rullata e compattata, posa di strato di binder, posa di tappetino di usura);

2. su strade sterrate al di sopra del nastro monitore verrà realizzato il pacchetto stradale (fondazione stradale con tout venant di cava, rullato e compattato, strato di finitura con misto granulometrico, rullato e compattato);
3. su terreno naturale al di sopra del nastro monitore verrà posato uno strato di terreno vegetale facendo uso del terreno vegetale precedentemente accantonato durante l'esecuzione degli scavi, laddove ritenuto idoneo dalla DL.

In tutti i casi di interferenza, un cippo di segnalazione verrà posato a livello del pc in corrispondenza di emergenze e derivazioni. Nel caso di attraversamenti o particolari condizioni, si prevede l'utilizzo di tubazioni corrugate, opportunamente protette, per tutta la durata dell'interferenza oppure l'adozione di trivellazione con tecnologia di TOC.

Nell'area Sud del progetto l'analisi morfologica ha evidenziato una generale inclinazione della superficie topografica delle due aree da Sud verso Nord, con una pendenza non superiore all'1%; dal punto di vista idraulico, le acque meteoriche sono quindi caratterizzate da uno scorrimento continuo, senza possibilità di ristagno ma con velocità di scorrimento lenta; se ne deduce che la zona verrà interessata dalla presenza di acqua solo nel lasso di tempo della precipitazione e solo in caso di esondazione del reticolo idrografico.

Dal momento che i lavori di realizzazione delle trincee saranno limitati alla larghezza dello scavo stesso, non rappresenteranno un ostacolo al deflusso delle acque. Resta da sottolineare che la dimensione delle trincee su strade sterrate presenta una larghezza di 100 cm per una profondità di 120 cm con la seguente successione stratigrafica:

- cm 20 misto granulometrico;
- cm 40 strato di fondazione;
- cm 40 reinterro con materiale classe A1;
- cm 20 cavi annegati nel reinterro con materiale classe A1.

Inoltre, i cavi di media tensione, del tipo Prysmian ARP1H5(AR)E 18/30 kV, sono adatti alla posa interrata sia in cavidotto che direttamente interrati, pertanto possono trovarsi in ambiente saturo di acqua senza deteriorarsi.

4.2.5. Infissione pali metallici

Si procede quindi con il picchettamento della posizione dei montanti verticali della struttura portante dei pannelli e al montaggio di questi ultimi; terminata questa fase, si procede quindi al realizzare i collegamenti elettrici dei singoli moduli e dei cavi solari di stringa.

4.2.6. Realizzazione recinzione

Le aree interessate dal progetto saranno interamente recintate, dotate di dispositivi di sicurezza e antintrusione, nonché di cancelli carrai e pedonali, per consentire l'accesso dei mezzi di manutenzione e agricoli e del personale di servizio.

Preventivamente l'area di sedime del campo agrivoltaico in progetto sarà recintata con un'apposita rete metallica e relativa palizzata, segnando l'area di intervento, in un primo momento dando il limite fisico del cantiere in essere e successivamente andando a delimitare il campo fotovoltaico, evitando così l'intrusione ai non addetti.

La recinzione e i pali di sostegno saranno realizzati con rete zincata elettrosaldata h 2 metri a maglia 5 x 7,5 cm, sufficiente per permettere il passaggio della microfauna, e fissati nel terreno.

4.2.7. Dismissione del cantiere

Successivamente al completamento delle attività di realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si procederà con la dismissione del cantiere (della durata non superiore a 12 mesi), tramite la rimozione di tutti i materiali di costruzione in esubero, la pulizia delle aree, la rimozione degli apprestamenti di cantiere e il ripristino delle aree temporanee utilizzate in fase di cantiere.

4.3. Fase di esercizio

La Società Proponente prevede che la messa in esercizio dell'impianto fotovoltaico avverrà dopo circa 13-18 mesi dall'apertura del cantiere. Un collaudo in fabbrica è previsto per tutti i componenti elettrici principali dell'impianto, quali i moduli, gli inverter, i quadri e i trasformatori, così come previsto dalle norme, le prescrizioni di progetto e i piani di controllo qualità dei fornitori; quindi in questa fase si procede con un controllo preliminare, prima dell'installazione di tali componenti, in modo da accertare che non abbiano subito danni durante il trasporto e che il materiale sia conforme con quanto richiesto dalle specifiche di progetto.

Una volta installati e prima della messa in servizio, viene effettuata una verifica di corrispondenza dell'impianto con le normative e le specifiche di progetto in accordo alla guida CEI 82-25:

- Continuità elettrica e connessione dei moduli;
- Continuità dell'impianto di terra e corretta connessione delle masse;
- Isolamento dei circuiti elettrici e corretta connessione delle masse;
- Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni previste dal gruppo di conversione;
- Verifica della potenza prodotta dal generatore fotovoltaico e dal gruppo di conversione, secondo le relazioni indicate nella guida.

Tali verifiche vengono effettuate da un installatore certificato, che rilascerà una dichiarazione attestante i risultati dei controlli.

Analogamente, quando l'energizzazione della sottostazione elettrica sarà terminata, il sistema dovrà essere sottoposto a una fase di testing, al fine di valutarne le performance e ottenere l'accettazione provvisoria tramite le seguenti richieste:

- Verifica dei dati di monitoraggio, quali irraggiamento e temperatura;
- Calcolo del *Performance Ratio* dell'impianto;
- Verifica della disponibilità tecnica dell'impianto.

I risultati dei suddetti test saranno inoltre utilizzati come riferimento di confronto per le misure che si effettueranno durante il normale funzionamento dell'impianto, così da tracciarne la degradazione.

4.4. Fase di dismissione

Al termine della vita dell'impianto (in media circa 30-40 anni) si procederà ad un revamping (ristrutturazione totale o parziale) dell'impianto oppure allo smantellamento dello stesso e al conseguente ripristino del territorio.

In caso di smantellamento si procederà quindi alla rimozione delle opere fuori terra, cominciando con lo scollegamento delle connessioni elettriche, lo smontaggio dei moduli fotovoltaici e del sistema di videosorveglianza, la rimozione dei cavi, delle power station, delle cabine per i servizi ausiliari, dell'edificio magazzino e sala controllo, così come di quello per il ricovero degli attrezzi agricoli, e infine con lo smontaggio delle strutture metalliche e dei pali di sostegno.

Inseguito si potranno rimuovere le opere interrato e verranno dismesse le strade e i piazzali, così come la recinzione.

I materiali che deriveranno da tali attività di smaltimento saranno gestiti secondo le normative vigenti, privilegiando il recupero e il riutilizzo presso centri di recupero specializzati, rispetto allo smaltimento in discarica; sarà fatta particolare attenzione per la rivalutazione dei seguenti materiali:

- Strutture di supporto, costituite da acciaio zincato e alluminio;
- Moduli fotovoltaici; costituiti da vetro, alluminio e materiale plastico (facilmente scorparabili) e materiali nobili, quali silicio e argento;
- Cavi, fatti di rame o alluminio.

4.5. Progetto agrivoltaico

Il 14 febbraio 2024 è entrato in vigore il Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 22 dicembre 2023, n. 436, nel seguito DM Agrivoltaico o Decreto, recante disposizioni per l'incentivazione della realizzazione di sistemi agrivoltaici di natura sperimentale in attuazione dell'articolo 14, comma 1, lettera c) del Decreto Legislativo n. 199 del 2021, in coerenza con le misure di sostegno agli investimenti

previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, nel seguito PNRR. A seguito della emanazione del suddetto DM il GSE ha pubblicato le Regole Operative per l'accesso agli incentivi per gli impianti agrivoltaici nonché le linee guida per il monitoraggio della continuità agricola.

La presente opera mira a rispettare i requisiti progettuali previsti dal DM Agrivoltaico e meglio specificati dal GSE al fine di rientrare nella definizione di impianto agrivoltaico sperimentale che sono:

- Superficie minima destinata all'attività Agricola
- Altezza dei moduli
- Producibilità elettrica minima
- Monitoraggio della continuità dell'attività agricola/pastorale
- Monitoraggio del risparmio idrico
- Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo
- Monitoraggio del microclima
- Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatic
- Requisiti dei principali component dell'impianto FV+BESS

Superficie minima destinata all'attività Agricola

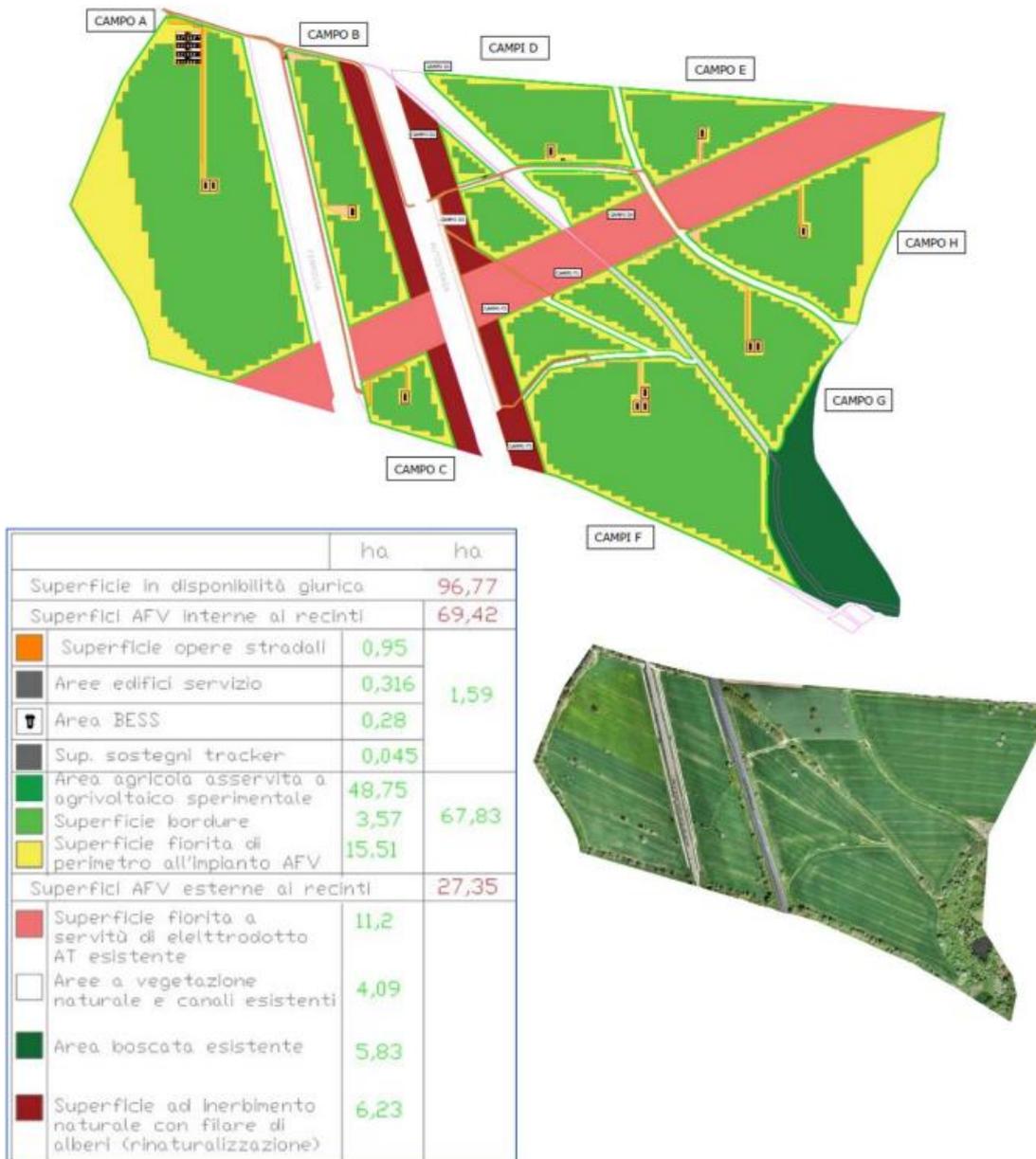
È necessario che la superficie minima destinata all'attività agricola/pastorale, nell'ambito del sistema agrivoltaico, risulti pari almeno al 70% della superficie totale del sistema agrivoltaico (Stot)

- Superficie minima coltivata: $\geq 0,7 \cdot S_{Stot}$

Come indicato dal DM Agrivoltaico, la superficie totale del sistema agrivoltaico, Stot, è l'area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico. Essa è quindi rappresentata dalla porzione di superficie destinata alla produzione agricola nella disponibilità del soggetto richiedente, prescelta per la realizzazione del sistema agrivoltaico.

Nel caso di cui trattasi, della superficie contrattata pari a 96,7745 ha, le superfici recintate per l'impianto e destinata alla coltivazione agricola è di ettari 64,26, di cui ettari 48,75 ad uliveto (aree di terreno ad uso agricolo sotto la struttura a telaio dei pannelli) ed ettari 15,51 coltivabili e destinate nel progetto a superfici fiorite, rispetto ad una superficie totale recintata di agrivoltaico di 69,42 ha; pertanto, la superficie coltivata nelle aree recintate di impianto è pari a circa il 92,57%, ben superiore al 70% richiesto. Da evidenziare che all'interno delle recinzioni di impianto vi è anche una bordura di siepe perimetrale con sottostante terreno a costituire fascia larga di due metri, pari ad ettari 3,572.

Di seguito rilievo piano altimetrico (Tav. AS_ALV_V.18) e uso del suolo dell'impianto AFV (Tav. AS_ALV_V.19bis).



Producibilità elettrica minima

È necessario che la produzione elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico avanzato, FV_{agri} , risulti non inferiore al 60% della producibilità elettrica di un impianto fotovoltaico di riferimento, $FV_{standard}$ ubicato nello stesso sito.

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$$

La producibilità dell'impianto di riferimento è da calcolare considerando un impianto fotovoltaico di riferimento, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico, caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi. Con l'obiettivo di rendere verificabili le informazioni fornite nell'ambito delle procedure di selezione, il GSE ha stabilito che è necessario fornire sia il dimensionamento dell'impianto agrivoltaico sia il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico di riferimento effettuati tramite lo strumento denominato PVGIS del Joint Research Centre – JRC della Commissione Europea, disponibile al link [Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission \(europa.eu\)](http://Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission (europa.eu)). I dati che devono essere inseriti nella procedura di calcolo della producibilità attesa sia per l'impianto agrivoltaico sia per l'impianto fotovoltaico di riferimento sono riportati nel seguito. Per tenere conto di opzioni di montaggio non previste dal PVGIS per il calcolo della producibilità dell'impianto agrivoltaico si applicano i fattori correttivi riportati alla pagina seguente. Per i dettagli tecnico operativi si rimanda alla documentazione tecnica disponibile sul sito del GSE nell'area riservata alla misura.

Altezza dei moduli

L'altezza minima dei moduli costituenti l'impianto rispetto al suolo deve essere determinata al fine di consentire la continuità delle attività agricole e/o zootecniche anche al di sotto dei moduli fotovoltaici e rispettare, in ogni caso, i valori minimi indicati di seguito:

- A. 1,3 metri nel caso di svolgimento di attività zootecnica nell'ambito del sistema agrivoltaico (tale valore di altezza minima è determinato per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- B. 1,3 metri nel caso di impianti agrivoltaici che prevedono l'installazione di moduli fotovoltaici in posizione verticale fissa;
- C. 2,1 metri nel caso di svolgimento di attività colturale nell'ambito del sistema agrivoltaico (tale valore di altezza minima è determinato per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione);
- D. 2,1 metri nel caso di svolgimento di attività mista, colturale e zootecnica, nell'ambito del medesimo sistema agrivoltaico.

L'altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di campagna è misurata dal bordo inferiore dei moduli posizionati sulle strutture di sostegno. In caso di moduli fotovoltaici installati su qualsiasi fattispecie di struttura di sostegno a inseguimento, l'altezza minima dei moduli rispetto al piano di campagna è misurata dal bordo inferiore del modulo fotovoltaico collocato alla massima inclinazione tecnicamente raggiungibile.

L'impianto rispondere alla casistica C del precedente elenco in quanto la altezza minima dei moduli da terra come sopra definita sarà maggiore di 2,1m..

Producibilità elettrica minima

È necessario che la produzione elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico avanzato, FV_{agri} , risulti non inferiore al 60% della producibilità elettrica di un impianto fotovoltaico di riferimento, $FV_{standard}$ ubicato nello stesso sito.

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$$

La producibilità dell'impianto di riferimento è da calcolare considerando un impianto fotovoltaico di riferimento, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico, caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi. Con l'obiettivo di rendere verificabili le informazioni fornite nell'ambito delle procedure di selezione, è necessario fornire sia il dimensionamento dell'impianto agrivoltaico sia il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico di riferimento effettuati tramite lo strumento denominato PVGIS del Joint Research Centre – JRC della Commissione

Europea, disponibile al link Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission (europa.eu)

Il ricorso allo strumento informatico indicato ha lo scopo di fornire criteri omogenei di individuazione del dato di produzione e di far sì che la documentazione prodotta sia verificabile. Altro è il dimensionamento progettuale dell'iniziativa, anche per stabilire criteri di bancabilità delle iniziative stesse, che viene definito ricorrendo agli strumenti informatici a disposizione dei progettisti delle iniziative.

Al fine di verificare il suddetto requisito, si confronterà la producibilità attesa del presente impianto fotovoltaico, con quella di un impianto a terra con strutture di sostegno fisse orientate a Sud che potrebbe essere installato nella stessa superficie. A titolo cautelativo si è stimato che la potenza di un impianto FV con strutture fisse installabile nella stessa area dell'impianto agrivoltaico è maggiore del 30% rispetto alla potenza di quest'ultimo (ovvero pari a 52,13 MWp).

Utilizzando gli stessi parametri generali, dal PVGIS si ottengono i seguenti risultati:

- FVagri: Producibilità stimata annua impianto agrivoltaico (40,1MWp) = 75.215.668,98 kWh
- FVstandard: Producibilità stimata annua impianto fisso (52,13 MWp) = 74.534.641,80 kWh

Come si vede, FVagri > 0,6 FVstandard, anche senza usare moduli bifacciali, che come indicato dal GSE, aumenterebbero la producibilità del FVagri del 15%.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:	Simulation outputs
Latitude/Longitude: 42.577,12.266	Slope angle: 35 °
Horizon: Calculated	Azimuth angle: 0 °
Database used: PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production: 74534641.8 kWh
PV technology: Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation: 1842.99 kWh/m ²
PV installed: 52130 kWp	Year-to-year variability: 3220015.32 kWh
System loss: 14 %	Changes in output due to:
	Angle of incidence: -2.65 %
	Spectral effects: 1.09 %
	Temperature and low irradiance: -8.33 %
	Total loss: -22.42 %

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:	Simulation outputs
Latitude/Longitude: 42.571,12.249	VA*
Horizon: Calculated	Slope angle [°]: 55 (opt)
Database used: PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production [kWh]: 75215668.98
PV technology: Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]: 2397.37
PV installed: 40100 kWp	Year-to-year variability [kWh]: 3752977.0
System loss: 14 %	Changes in output due to:
	Angle of incidence [%]: -1.46
	Spectral effects [%]: 1.06
	Temp. and low irradiance [%]: -8.64
	Total loss [%]: -21.76

* VA: Vertical axis

FIGURA 28 – CONFRONTO TRA PRODUZIONE ATTESA FVAGRI VS FSTANDARD FONTE PVGIS-5

Monitoraggio della continuità dell'attività agricola/pastorale

Fin dalle prime fase di attivazione dell'investimento devono essere attivate le attività che consentano il monitoraggio successivo. La base informativa, che costituisce un prerequisito obbligatorio del monitoraggio, è il fascicolo aziendale. Il fascicolo aziendale contiene in sé tutti gli elementi utili alle attività di monitoraggio. In allegato 1 viene riportato l'elenco dei campi attualmente presenti nel fascicolo aziendale. Si precisa inoltre che la "vocazione produttiva" è contenuta nella sezione Territorio e nel Piano culturale grafico del Fascicolo Aziendale.

Qualora il terreno su cui viene fatto l'investimento NON sia abbinato a un fascicolo aziendale, come ad esempio nel caso di terreni incolti che non siano destinatari di aiuti PAC e/o non godano di agevolazioni per l'acquisto del gasolio agricolo, occorre assicurarsi di includere il terreno in questione all'interno del fascicolo dell'azienda agricola coinvolta nell'investimento. Una volta acquisito il fascicolo aziendale nella sua completezza, il secondo passaggio è la messa a punto di una relazione agronomica elaborata e sottoscritta da un professionista iscritto ad un ordine avente competenze in materia o a un CAA (Centro di Assistenza Agricola).

Una volta realizzato l'impianto all'anno n+1 si si procederà con il monitoraggio relativo alla "continuità dell'attività agricola": si aggiorna il fascicolo aziendale e la relazione agronomica (annuale), con l'obiettivo di evidenziare le eventuali differenze rispetto alla situazione iniziale. Tale attività verrà integrata con i risultati dell'applicazione di rilevazione dei consumi idrici (mediante l'installazione di contatori, ove necessario) e dell'eventuale applicazione di strumenti di agricoltura di precisione. In particolare, per il monitoraggio delle acque irrigue potranno essere adottati sistemi di misura adeguati alle forme di derivazione sia superficiali sia sotterranee riconducibili alla forma di movimentazione disponibile in azienda. Nella relazione agronomica di progetto, pertanto, dovrà essere descritta la metodologia di rilevamento dei consumi di acqua.

L'aggiornamento del fascicolo aziendale e della relazione agronomica avverrà annualmente. Al terzo anno verrà effettuata una valutazione dell'impatto sulle colture e sulla produttività. Per tale valutazione vengono utilizzati, ove possibile, gli indicatori della RICA (Rete di Informazione Contabile Agricola), come riferimento per un benchmark con aziende simili in termini di dimensioni e tipologia, e gli indicatori specifici del sito di installazione dell'impianto così come raccolti negli anni successivi all'investimento.

Gli indicatori si distinguono in relazione agli obiettivi del monitoraggio:

- indicatori relativi al mantenimento della continuità dell'attività agricola;
- verifica dell'impatto sulle colture e verifica sulla produttività agricola;
- risparmio idrico.

Monitoraggio del risparmio idrico

Le aree di impianto allo stato attuale risultano coltivate in asciutta. Le Linee Guida del Mite del 2022 al paragrafo D.1 "Monitoraggio del risparmio idrico" riportano che "Nelle aziende con colture in asciutta, invece, il tema riguarderebbe 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 agro-voltaici. Nelle aziende non irrigue il monitoraggio di questo elemento dovrebbe essere escluso".

Si rimanda alla relazione agronomica AS_ALV_AFV per maggiori dettagli.

Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo

Il sistema di monitoraggio del recupero della fertilità del suolo è un aspetto che riguarda l'eventuale recupero dei terreni non coltivati che potrebbero essere restituiti all'attività agricola per la realizzazione di sistemi agrivoltaici. Il rispetto del requisito viene accertato nell'ambito della comunicazione di entrata in esercizio e, successivamente, nel corso del periodo di incentivazione. Con la comunicazione di entrata in esercizio delle iniziative è previsto che sia trasmessa una relazione agronomica asseverata, redatta da un professionista avente competenza in materia o da un CAA, che contenga informazioni relative all'eventuale ripresa dell'attività agricola su superfici agricole non utilizzate negli ultimi cinque anni. In fase di comunicazione di entrata in esercizio per le iniziative per cui non è avvenuto il recupero di superfici agricole non utilizzate e, in ogni caso, nel corso del periodo di incentivazione, il monitoraggio del parametro è integrato nell'ambito del sistema di monitoraggio principale.

NOTA: i successivi tre requisiti dovranno essere adottati qualora si intenda richiedere degli incentivi a fondo perduto previsti dal PNRR.

Monitoraggio del microclima

Il monitoraggio del microclima ha l'obiettivo di verificare gli effetti delle installazioni sul microclima locale che, in considerazione della realizzazione dell'impianto agrivoltaico, può variare. Il sistema di monitoraggio del microclima si basa su sensori per la rilevazione dei seguenti parametri: • temperatura; • umidità; • velocità dell'aria; • radiazione solare. Per ogni iniziativa, per ciascuno dei parametri sopra riportati, la rilevazione deve essere effettuata in campo aperto con l'installazione di un sensore (appunto in campo aperto, nelle immediate vicinanze dell'impianto ma non sotto di esso) e di un sensore installato retro-modulo per ogni ettaro di superficie Stot dell'iniziativa.

Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici

Come stabilito nella Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente (DNSH)⁶ 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. per individuare e implementare le necessarie misure di adattamento in linea con il Framework dell'Unione Europea.

La valutazione del rispetto di tale principio è stata effettuato nel presente Studio e precisamente al paragrafo 3.1.11. DNSH "Do No Significant Harm"

Requisiti dei principali component dell'impianto FV+BESS

Per la realizzazione degli impianti possono essere impiegati esclusivamente componenti di nuova costruzione, mai impiegati in altri impianti, realizzati secondo la regola dell'arte (Legge 186/1968). In particolare, i materiali, le apparecchiature, i macchinari, le installazioni e gli impianti elettrici ed elettronici realizzati secondo le norme CEI si considerano costruiti a regola d'arte (Legge 186/1968, art.2).

Tutti i componenti principali (pannelli, e sistemi di accumulo) rispetteranno le normative seguenti:

Pannelli: • CEI EN 61215-1- Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove; • CEI EN 61215-1-1- Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino; • CEI EN 61215-1-2- 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 61215-1-3 - 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 61215-1-4 - 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 - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova; • CEI EN 61730-1 - Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione; • CEI EN 61730-2 - Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove.

Sistemi di accumulo: disciplina di settore e alle configurazioni previste dalla regolazione di riferimento e contenute nel documento recante Regole Tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, pubblicate dal GSE ai sensi della Deliberazione dell'ARERA 574/2014/R/eel.

5. Alternative di progetto

In questo capitolo vengono prese in considerazione le alternative alla realizzazione del presente progetto da parte del soggetto proponente.

5.2. Alternativa zero

La cosiddetta alternativa *zero* rappresenta l'eventualità di non realizzare il progetto in esame.

A fronte delle normative vigenti a livello globale, nazionale e regionale, si è visto che gli obiettivi principali della pianificazione energetica sono le seguenti:

- sfruttamento delle fonti rinnovabili per la riduzione dei gas serra;
- riduzione delle emissioni in atmosfera di inquinanti da processi termici di produzione di energia elettrica;
- aumento della indipendenza energetica da altri Paesi;
- benefici ambientali;
- benefici socio-economici.

La realizzazione dell'impianto proposto nel presente documento apporterà importanti benefici socio-economici e ambientali. Per quantificare tali benefici nella Tabella 10 si riportano le emissioni prodotte da impianti a fonte fossile e impianti a fonte geotermica per produrre la stessa quantità di energia annuale (di circa 75.000 MWh/anno) che l'impianto fotovoltaico produce senza emissioni di alcun tipo.

Emissioni	Indicatore	tonnellate emissioni evitate all'anno		
CO2	410,4 gCO2/kwh"	30.780,00		t_CO2
Nox	227,4 mgNOx/KWh	17,06		t_NOx
Sox	63,6 mgSOx/KWh	4,77		t_SOx
PM10	5,40 mg PM10/kWh	0,41		t_PM10

TABELLA 10 – EMISSIONI INQUINANTI IN ATMOSFERA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Alcuni dei benefici ambientali derivanti dall'impianto:

- mancata emissione di oltre 30.000 tonnellate di CO₂ ogni anno (global warming, desertificazione);
- Saranno impiantati n. 3.503 alberi di ulivo;

- Saranno impiantati n. 250 alberi di salici (*Salix alba*);
- Saranno coltivati Ha 26,71 con piante mellifere, ad uso non economico;
- Saranno posti a dimora n. 12.267 arbusti a costituire bordura perimetrale alle recinzioni d'impianto.
- gli alberi impiantati aiutano nel processo di riduzione della CO₂, grazie al fenomeno detto "carbon sink" che consiste nel sequestro di CO₂ in atmosfera da parte dell'albero che viene intrappolata nel terreno (1 albero può sequestrare dai 30 ai 90 kg/ CO₂/anno);
- aiuta il processo di decarbonizzazione;
- gli elementi dell'impianto sono costituiti di materiale metallico prefabbricato, inossidabile, modulare e facilmente riciclabili o riutilizzabili e certificati LCA.

La riduzione dei Gas serra come la CO₂ ha pertanto effetti di contenimento dell'aumento della temperatura terrestre che, tra le varie conseguenze nefaste annovera anche quella della desertificazione. Tale fenomeno, come ci ricorda la Coldiretti (tra l'altro Associazione sempre molto critica nei confronti degli impianti fotovoltaici su terreni agricoli) durante la Giornata Mondiale contro la desertificazione del 19 giugno 2019¹, non è solo prerogativa dei territori sub equatoriali, ma nei prossimi 25 anni si prevede che colpisca un quinto (!) dei terreni italiani, soprattutto del sud Italia. Pertanto la realizzazione di un impianto fotovoltaico di grandi dimensioni come quello in oggetto, non solo non sottrae suolo agricolo utile (SUA), tanto più essendo agrivoltaico, ma contribuisce a ridurre il surriscaldamento terrestre e quindi indirettamente la desertificazione. Non è facile quantificare tali benefici, anche perché ci sono diversi fattori e soprattutto ogni Paese deve dare il suo contributo, però è certo che il PNIEC ha stabilito degli obiettivi di incremento importante al 2030 della presenza delle fonti rinnovabili anche e soprattutto per questo motivo. Pertanto definire gli impianti fotovoltaici su suoli agricoli eco-mostri divoratori di terreni sembra una accusa superficiale e oggettivamente non corretta.

Sempre la Coldiretti durante la giornata della desertificazione di cui sopra fa sapere che negli ultimi 25 anni un quarto dei terreni agricoli è stata abbandonata dalle nuove generazioni. La causa di questo fenomeno non può essere di certo attribuita al fotovoltaico.

La costruzione di un grande impianto fotovoltaico come quello proposto nel presente progetto richiederà l'occupazione di manodopera prettamente agricola; infatti, i terreni dove sorge l'impianto necessiteranno comunque di interventi colturali; infatti sarà necessario effettuare dai 3 ai 4 sfalci e molte aree, come quelle sottostanti ai pannelli, dovranno essere tagliate con tagliaerba a mano, poiché l'utilizzo di trattori con trincia in quelle zone sarà impossibile. Inoltre, le parti di terreno non occupate dall'impianto o non interferenti con esso potranno essere destinate a colture da reddito come ad esempio pomodoro, carciofo, ossia colture

¹<https://www.coldiretti.it/ambiente-e-sviluppo-sostenibile/giornata-desertificazione-a-rischio-15-dellitalia>

tipiche della zona. Il terreno potrà essere posto in rotazione anche con colture da sovescio per il mantenimento del livello di sostanza organica.

Oltre alla manodopera agricola (come riportato nella relazione agronomica AS_ALV_AJV dovranno essere impiegate non meno di 7 persone all'anno) sarà necessaria durante la fase di esercizio di manodopera tecnica, quali elettricisti, conduttori di impianto, meccanici che in pianta stabile presidieranno a turni almeno due persone/turno l'impianto, senza contare l'enorme indotto per la zona che si avrà durante la fase di costruzione e comunque anche nella fase di esercizio, sia per le aziende edili piccole e medie che per le strutture ricettive.

Conoscendo il tessuto produttivo della provincia di Terni che è prettamente agricolo, la presente iniziativa favorisce una differenziazione dell'economia locale che è fortemente dipendente dall'agricoltura e dai relativi andamenti del mercato che sono condizionati dalle stagioni e dalla variazione della domanda. Una centrale fotovoltaica sposta della manodopera in un settore industriale che è più sicuro e risente di meno delle variabili del mercato.

Inoltre c'è il tema della indipendenza economica: come noto l'Italia è un Paese che deve importare massicciamente petrolio, carbone e gas dai Paesi UE e soprattutto extra UE. Tale situazione ci rende vulnerabili in caso di crisi, sia dal punto di vista del costo di approvvigionamento delle materie prime (che si traduce in un rincaro delle bollette energetiche di famiglie e imprese) che delle quantità di approvvigionamento stesse. Una differente crisi di altra tipologia avrebbe potuto coinvolgere gli approvvigionamenti energetici dall'estero: instabilità politica, crisi locali, crisi diplomatica, blocco delle estrazioni.

La recente emergenza Pandemia Covid 19 da un lato ci insegna che in un mondo globalizzato nessun Paese si salva da solo, dall'altro ci spinge a riflettere sulla nostra dipendenza dalle importazioni che siano di materiale sanitario, farmaci, mascherine, cibo o energia. L'Italia ha bisogno di raggiungere una maggiore indipendenza energetica che si persegue puntando sull'efficienza che assicura una riduzione dei consumi e sulla produzione da fonti rinnovabili. La produzione infatti non può essere che da fonte rinnovabile, sia per la carenza di risorse di cui soffriamo sia per la necessità di limitare l'impatto ambientale. Questo obiettivo si persegue con la generazione diffusa su cui il nostro Paese sta puntando anche con le nuove comunità energetiche.

Queste iniziative che coinvolgono utenze civili e commerciali sono assolutamente fondamentali per raggiungere gli obiettivi prefissati ma da sole non bastano. È necessario puntare anche su impianti di dimensioni grandi che rispondono a logiche industriali della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Centrali fotovoltaiche come quella in oggetto garantiscono maggiore affidabilità e maggiori prestazioni rispetto alla generazione diffusa e sono pertanto necessarie per un nuovo sistema energetico e per il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi al 2030 previsti dal PNIEC 2030 che prevede la costruzione di altri 40.000 MW di impianti fotovoltaici da qui al 2030 contro i 20.000 MW attualmente realizzati in tutta Italia.

Per quanto sopra, esposto poche iniziative economiche come gli impianti agrivoltaici nelle zone agricole comportano dei benefici ambientali e socio-economici di tale portata, pertanto l'alternativa zero, sia a livello ambientale che sociale, è da ritenersi decisamente peggiorativa.

Oltre a quanto sopra esposto la X-ELIO in ambito di conferenza dei servizi proporrà ai Comuni interessati dal progetto di raggiungere un accordo per finanziare delle opere di mitigazione e/o compensazione ambientale, recupero paesaggistico, efficientamento energetico stanziando fondi pari fino al 3% degli introiti all'anno derivanti dall'impianto fotovoltaico, come previsto anche dal DM 10 settembre 2010 (Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti a Fonti Energetica Rinnovabile). Questi interventi compensativi e/o mitigativi, qualora ben utilizzati, possono creare un effetto d' domino virtuoso che può accrescere in maniera importante i suddetti benefici già apportati della opera in oggetto e contribuire a ridurre la impronta ecologica dei Comuni

5.3. Alternative di localizzazione

I terreni oggetto dell'impianto sono stati selezionati utilizzando come primo criterio la compatibilità con gli strumenti normativi riguardanti il paesaggio e l'ambiente. Come dimostrato nel Capitolo 3 del presente documento, i terreni non ricadono in zone con vincoli di natura paesaggistico, culturale o ambientale e si sono scelti terreni con culture non di pregio. La presente opera non solo apporterà degli indubbi benefici ambientali ed occupazionali, come dimostrato nel paragrafo precedente.

Le aree individuate per la realizzazione del progetto proposto sono risultate idonee all'installazione dell'impianto fotovoltaico così come è proposto nella presente analisi, per le specifiche caratteristiche fisiche e ambientali.

Gli altri fattori dei quali si è tenuto conto per la scelta della localizzazione dell'impianto sono i seguenti:

- buon irraggiamento, in modo da ottenere una buona produzione di energia;
- viabilità già esistente in buone condizioni e che consentono il transito di automezzi per il trasporto delle strutture, per minimizzare gli interventi di adeguamento della rete esistente;
- caratteristiche geomorfologiche idonee che consentono di realizzare l'impianto senza eventuali strutture di consolidamento di rilievo;
- conformazione orografica che consente di realizzare opere provvisorie, con interventi limitati qualitativamente e quantitativamente, e in ogni caso mai irreversibili, e inserimento paesaggistico dell'impianto di lieve entità, nonché armonioso con il territorio;
- assenza di vegetazione di pregio o di carattere rilevante;

- vocazione agricola dei terreni da poter implementare grazie alla tecnologia dell'agrovoltaico con cui convive e si integra perfettamente, con possibilità anche di finanziamenti/agevolazioni.

5.4. Alternative progettuali

La Società proponente del progetto ha effettuato una valutazione qualitativa delle varie tecnologie disponibili e delle soluzioni impiantistiche a disposizione, presenti sul mercato al momento della proposta per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra, in modo da identificare quella più idonea, tenendo conto di quanto segue:

- Impatto visivo;
- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici;
- Costo di investimento;
- Costo di Operation and Maintenance (O&M)
- Producibilità attesa dell'impianto.

Attribuendo quindi una scala di valori a ogni criterio di valutazione considerato, è stato possibile stabilire che **il progetto presentato nel presente studio rappresenta la migliore soluzione impiantistica per il Proponente**: tale soluzione infatti ha costi di investimento e gestione ottimali rispetto alla producibilità dell'impianto e permette comunque un significativo incremento della produzione rispetto alla soluzione classica con moduli fissi a parità di suolo interessato. Inoltre i tracker monoassiali che verranno utilizzati nella presente opera, permettono altezze massime contenute ed inoltre anche come impatto visivo da una certa distanza hanno le sembianze delle comuni serre molto utilizzate in tutta la zona.

Infine, anche a livello di affidabilità ed efficienza, la ormai ultra decennale esperienza derivante dalla messa in esercizio di numerosi impianti fotovoltaici negli anni 2010-2011 (tra cui gli impianti costruiti dalla X-ELIO stessa) ha dimostrato che i tracker monoassiali, del tipo di quelli utilizzati nell'impianto in oggetto, sono la soluzione che combina efficienza, affidabilità e costi. Inoltre, la loro continua mobilità riduce di molto l'impatto visivo (già di per sé minimo in quanto i terreni interessati dal progetto sono terreni poco esposti e con bassissima visibilità) rispetto alle tradizionali strutture fisse.

6. Analisi della qualità ambientale ante-operam

In questo capitolo sono stati analizzati i livelli di qualità delle principali componenti ambientali, in modo da valutare la compatibilità del progetto proposto con il contesto ambientale di riferimento.

I potenziali impatti del progetto sulle componenti e i fattori analizzati sono stati stimati in modo da definire specifici indicatori di qualità ambientale ante-operam tramite un'analisi della qualità ambientale stessa allo stato attuale (ante operam) dell'area in esame.

6.2. Suolo e sottosuolo

Al sopralluogo tenutosi a febbraio 2024, l'appezzamento d'impianto si presentava nello stato di incolto, ovvero senza coltura in atto, con alcuni terreni lavorati, pronti alla semina. Nel corso dell'annata 2023, l'indirizzo colturale è stato di colture nell'ambito dei seminativi, ossia erbaio, medica, frumento duro, orzo, girasole, così come rappresentato sull'ortofoto sotto riportate.

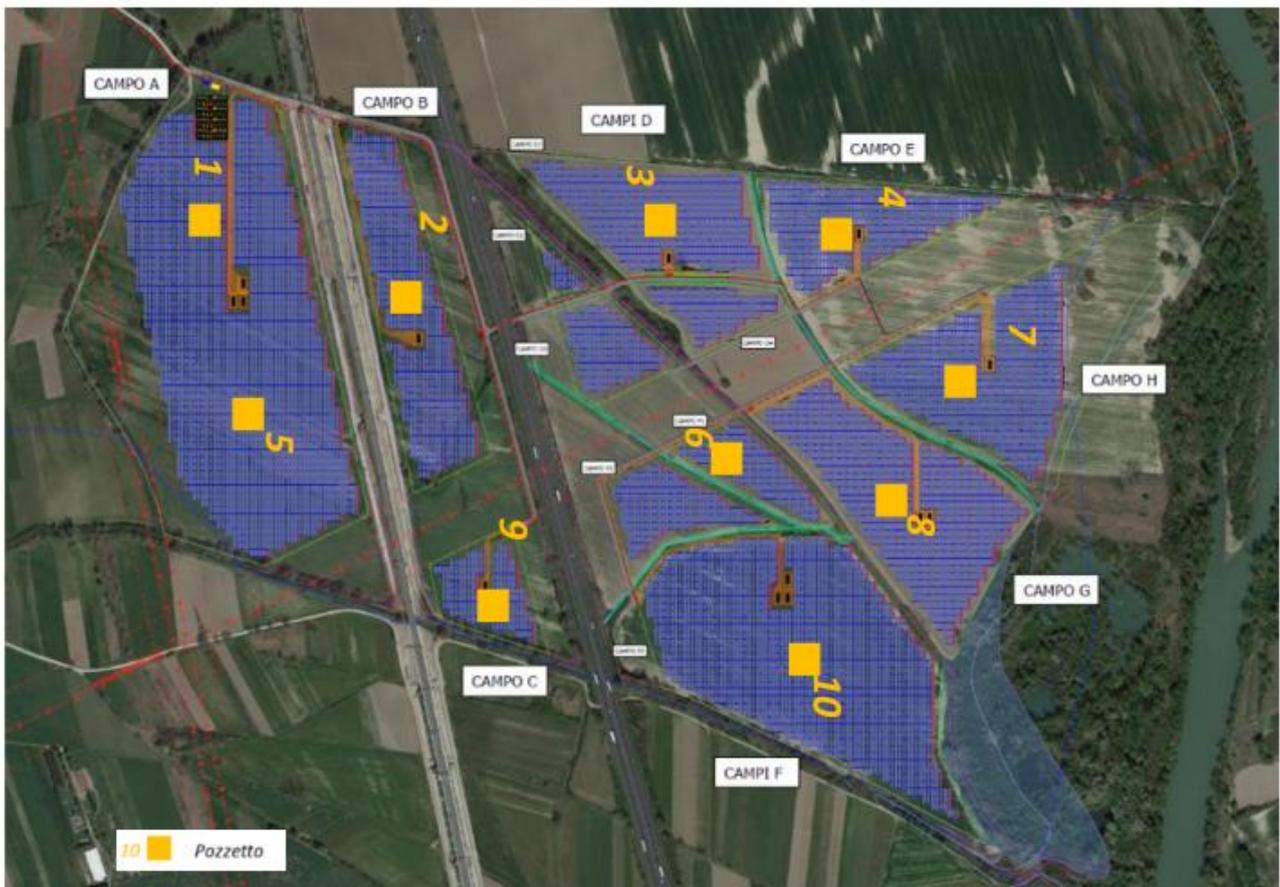


L'appezzamento di AFV, di forma non regolare, risulta libero da essenze arbustive e arboree. Il terreno è di natura pianeggiante, di natura sabbioso-limoso, con assenza di roccia e pietre affioranti (per approfondimenti si rimanda alla relazione geologica). Non sono presenti elementi antropici, seminaturali e naturali caratterizzanti il paesaggio agrario e in particolare: dei muretti a secco e dei terrazzamenti; delle architetture minori in pietra o tufo, a secco e non. I terreni sono coltivati in asciutta. Esso risulta delimitato da altrettanti terreni a vocazione seminativa. L'appezzamento risulta attraversato dalla linea ferroviaria ad alta velocità e l'autostrada del Sole, che risultando sopra quota, chiudono le visuali di orizzonte, rendendo non traguardabile l'impianto AFV; inoltre, l'appezzamento

Al fine di caratterizzare il sottosuolo (cfr. "AS_ALV_R07: Relazione geotecnica - Sismicità") è stata condotta una indagine geognostica.

L'indagine è stata eseguita in tempi diversi, con l'esecuzione di indagini dirette e indirette di tipo geofisico. - n° 10 pozzetti; - n° 3 Indagine sismica a rifrazione; - n° 3 Indagine sismica MASW; - n° 3 Tomografia elettrica; - n° 15 penetrometri SCPT; - n° 5 resistività termica I risultati ottenuti dalle indagini confermano quanto riportato negli elaborati cartografici pubblicati nella cartografia specialistica e nella relazione geologica allegata al PRG del Comune di Alviano: "Il terreno rientra tra I depositi alluvionali recenti ed antichi, caratterizzati da forti eteropie granulometriche sia orizzontali sia verticali costituite da lenti ed orizzonti di ciottoli, sabbie ed argille per uno spessore che supera I 20 m". La falda è alimentata dalle acque piovane ed è sostenuta dagli strati limo-argillosi presenti nel sottosuolo a quote diverse.

Nell'area di progetto sono stati eseguiti n° 10 Trial Pits sino alla profondità di 3,5 m dal piano campagna e larghe 2m.



Ubicazione pozzetti

I risultati ottenuti dalle indagini confermano quanto riscontrato dalle indagini DPSH ed evidenziano la seguente stratigrafia media: - terreno vegetale limoso di colore bruno, spesso mediamente 0.60 m; - sabbie limoso-argillose di colore nocciola, lo spessore tende ad aumentare man mano che ci si avvicina al fiume Tevere portandosi da 1.50 m a 3.00 m; - sabbie limose di colore beige con ghiaia arrotondata di dimensione da centimetrica a decimetrica. Lo spessore è molto variabile passando da zero a 4 m. - lo strato di base è rappresentato dalle ghiaie in matrice sabbioso-limosa. La profondità di intercettazione varia da 1.50 a 5.70 m (vedi prove DPSH). La falda è alimentata dalle acque piovane ed è sostenuta dagli strati limo-argillosi presenti nel sottosuolo a quote diverse. La direzione di scorrimento è da nord-ovest verso sud-est, con termine in corrispondenza dell'alveo del fiume Tevere. Gli scavi hanno intercettato la falda idrica in corrispondenza delle sabbie limose con ghiaia, a circa 2,00 – 2,50 m di profondità nella porzione occidentale del Campo Agrivoltaico. Ad est dell'autostrada la falda tende ad approfondirsi e non è stata più intercettata né dagli scavi né dalle penetrometrie, che in questa zona non sono riuscite a superare i 4,50 m di profondità.



Pozzetto 2



Pozzetto 3



Pozzetto 4

A conclusione dello studio geotecnico e sismico eseguito, è possibile stabilire che **le aree in esame risultano geologicamente idonee** per il progetto dell'impianto agrivoltaico.

6.3. Acqua

Come mostrato nella "AS_ALV_R05: Relazione idrologica e idraulica", l'area in oggetto si trova all'interno del bacino idrografico del Fiume Tevere - PAI del Fiume Tevere (Autorità di Bacino distrettuale dell'Appennino Centrale – ex AdB Tevere), pertanto, l'inquadramento idrologico è stato improntato sulla visione preliminare del piano di bacino suddetto.

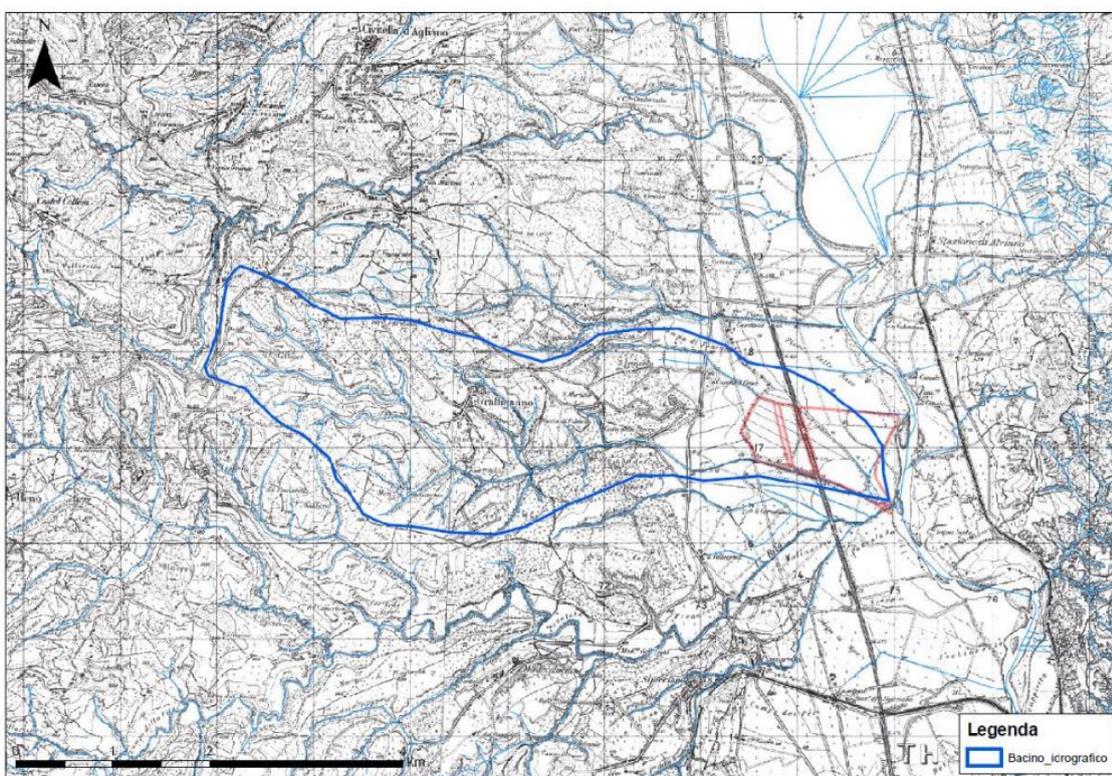
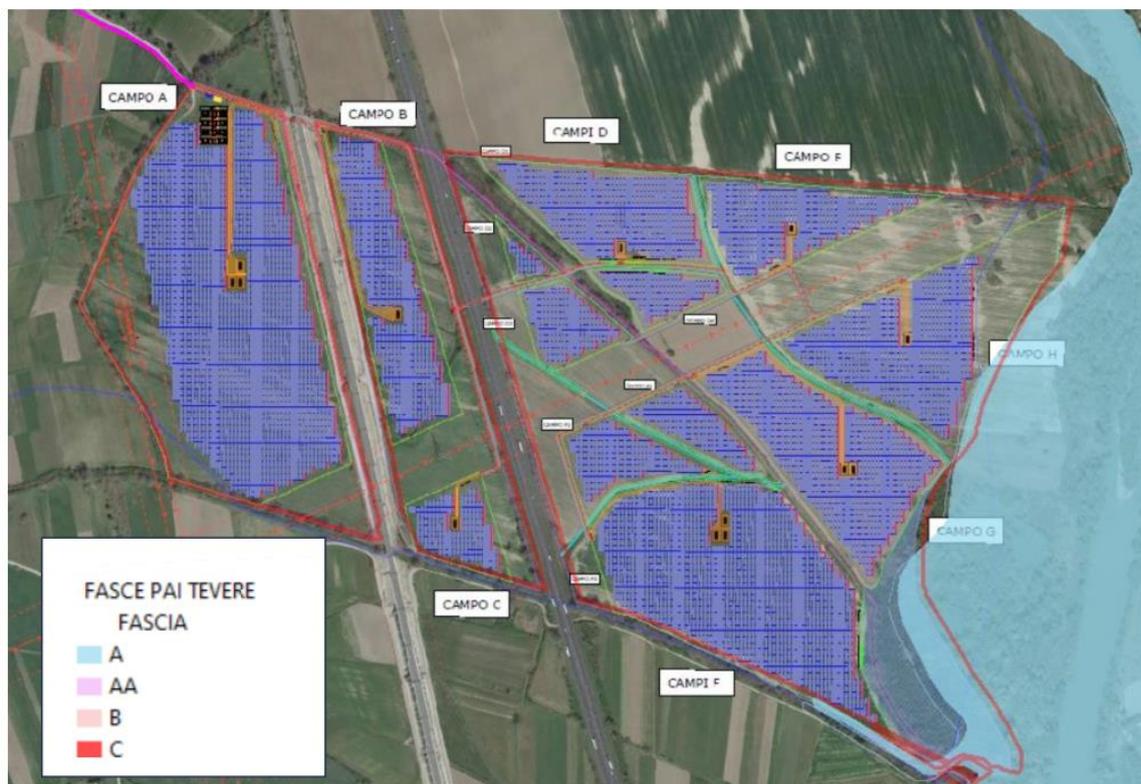


FIGURA 29 – BACINI IDROGRAFICI



Stralcio ortofoto con evidenza del progetto rispetto alle fasce fluviali del reticolo principale

FIGURA 30 – STRALCIO CARTOGRAFIA P.A.I.

Il cavidotto a 36 kV che collega l’impianto agrivoltaico alla stazione di Terna, presenta n. 5 interferenze del reticolo idraulico la cui risoluzione è descritta documento AS_ALV_R5 Relazione idrologica ed idraulica da cui è tratta la tabella seguente.

ID	X	Y	TIPOLOGIA ALVEO (PAI Tevere)	NOTE	TIPO	RISOLUZIONE
1	272805.7	4716582.7	marginale	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	PONTE	TOC
2	272804.9	4716361.2	marginale	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	CANALETTA IN PIETRA	TOC
3	272458.5	4715016.6	marginale	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	CANALETTA IN PIETRA	SCAVO IN TRINCEA SU STRADA ESISTENTE
4	271666.7	4714760.9	secondario	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	PONTE	TOC
5	271559.1	4714766.2	marginale	Il passaggio del cavidotto avviene su sede stradale esistente	CANALETTA IN PIETRA	TOC

- la interferenza n. 1 è rappresentata da un reticolo marginale denominato “Fosso di Monte Calvello” con transito stradale mediante ponte in c.a.. La distanza tra la sede stradale e l'alveo è pari a circa 3,20 m, l'attraversamento sarà realizzato mediante la tecnica della trivellazione orizzontale controllata. T.O.C., mantenendo una profondità di interrimento rispetto al punto più depresso dell'alveo pari a 2,00 m. Considerando una inclinazione del cavo pari a 15° l'intervento dovrebbe svilupparsi per una lunghezza pari a 33,40.
- la seconda interferenza è rappresentata dal reticolo marginale denominato “Fosso Sambuco” con transito stradale mediante canaletta in pietra. La distanza tra la sede stradale e l'alveo è pari a circa 1,40 m, l'attraversamento sarà realizzato mediante la tecnica della trivellazione orizzontale controllata. T.O.C., mantenendo una profondità di interrimento rispetto al punto più depresso dell'alveo pari a 2,00 m. Considerando una inclinazione del cavo pari a 15° l'intervento dovrebbe svilupparsi per una lunghezza pari a 18,80 m.
- la terza interferenza è rappresentata dal reticolo marginale denominato “Fosso della Malagappa” con transito stradale mediante ponte in pietrame completamente riempito con canaletta in pietra. La distanza tra la sede stradale e l'alveo è pari a circa 20,00 m, l'attraversamento sarà realizzato mediante minitrincea su strada in quanto la soluzione in TOC non è fattibile a causa della altezza del ponte che ne rende di fatto impraticabile l'attraversamento in TOC.
- la quarta interferenza è rappresentata dal reticolo secondario denominato “Torrente Rigo” con transito stradale mediante ponte in c.a.. La distanza tra la sede stradale e l'alveo è pari a circa 6,50 m, l'attraversamento sarà realizzato mediante la tecnica della trivellazione orizzontale controllata. T.O.C., mantenendo una profondità di interrimento rispetto al punto più depresso dell'alveo pari a 2,00 m. Considerando una inclinazione del cavo pari a 15° l'intervento dovrebbe svilupparsi per una lunghezza pari a 62,34 m.
- la quinta ed ultima interferenza è rappresentata dal reticolo marginale con transito stradale mediante canaletta in pietra. La distanza tra la sede stradale e l'alveo è pari a circa 3,00 m, l'attraversamento sarà realizzato mediante la tecnica della trivellazione orizzontale controllata. T.O.C., mantenendo una profondità di interrimento rispetto al punto più depresso dell'alveo pari a 2,00 m. Considerando una inclinazione del cavo pari a 15° l'intervento dovrebbe svilupparsi per una lunghezza pari a 30,60 m.



FIGURA 31 – Interferenze cavidotto MT (in viola) con il reticolo idraulico

6.4. Rumore

Ai fini della classificazione acustica del territorio in cui ricade l'impianto, il Comune di Alviano (TR), non ha ancora provveduto all'adozione di un Piano di Zonizzazione Acustica; al pari anche il Comune di Graffignano (VT) non risulta dotato di Piano Comunale di Classificazione Acustica.

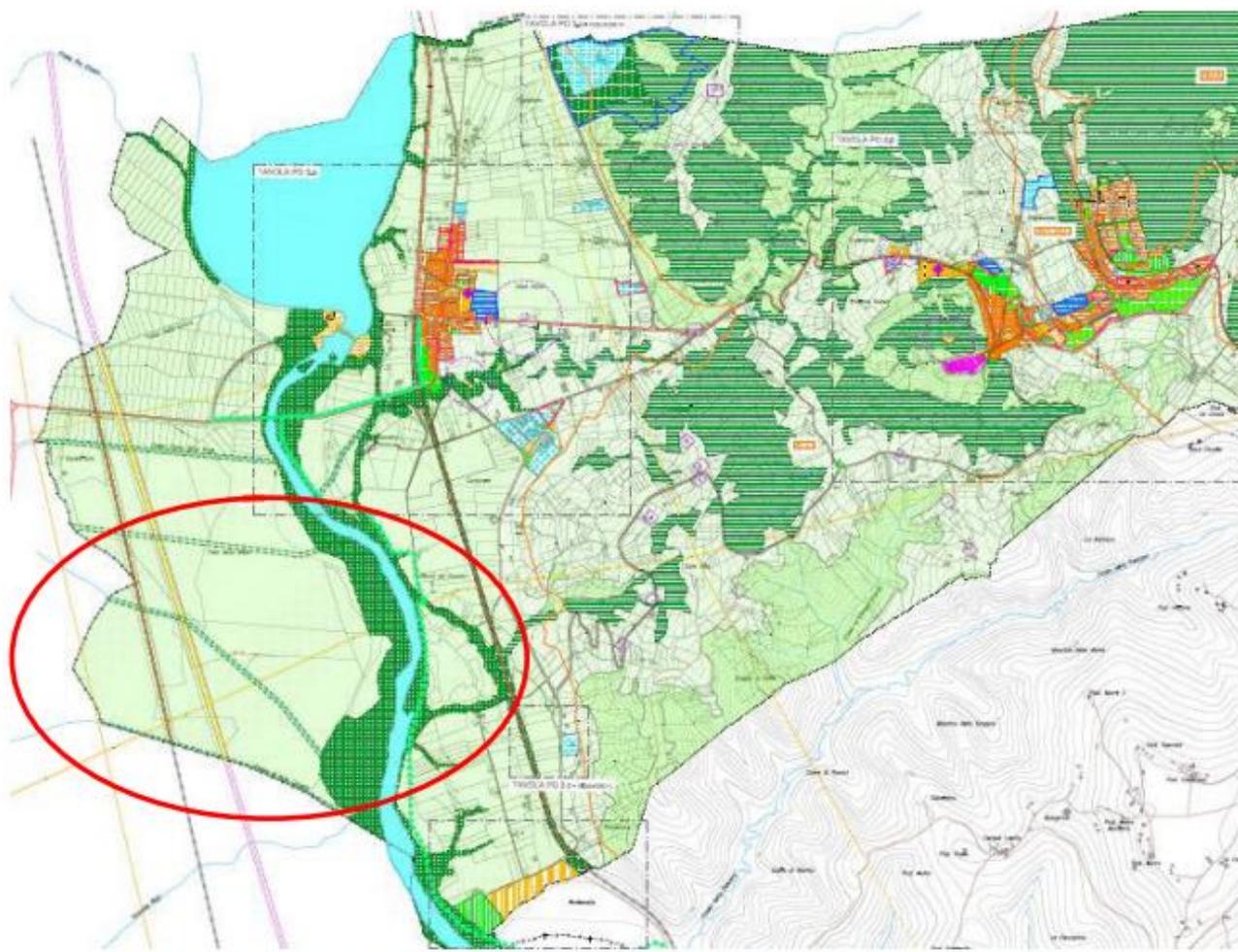


Figura 2 – Stralcio tav. PO.2 del P.R.G. Comune di Alviano (TR) con indicazione area di impianto

L'ambito territoriale classificato come ZONA E (zona agricola ai sensi del D.M. 1444/1968) corrisponde a "TUTTO IL TERRITORIO NAZIONALE" nel DPCM 01/03/1998.

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO	LIMITI RELATIVI AI TEMPI DI RIFERIMENTO	
	Diurno (06.00-22.00)	Notturmo (22.00-06.00)
	Leq(A)	Leq(A)
TUTTO IL TERRITORIO NAZIONALE →	70	60
Zona A ^(*) (D.M. 1444/1968, art. 2)	65	55
Zone B ^(*) (D.M. 1444/1968, art. 2)	60	50
ZONA ESCLUSIVAMENTE INDUSTRIALE	70	70

Tabella relativa all'art. 6 del DPCM 01/03/1991

Sono state eseguite delle rilevazioni fonometriche per la caratterizzazione acustica del sito ante operam: per tutti i ricettori prossimi al campo agrivoltaico, si osserva che il rumore residuo misurato risulta pressoché costante in tutti i punti di misura, e si può assumere pari a 30 dB(A). Tale valore poiché caratterizzato dalle sole componenti naturali, può essere considerato valido anche per il periodo notturno (in cui l'impianto non produce).

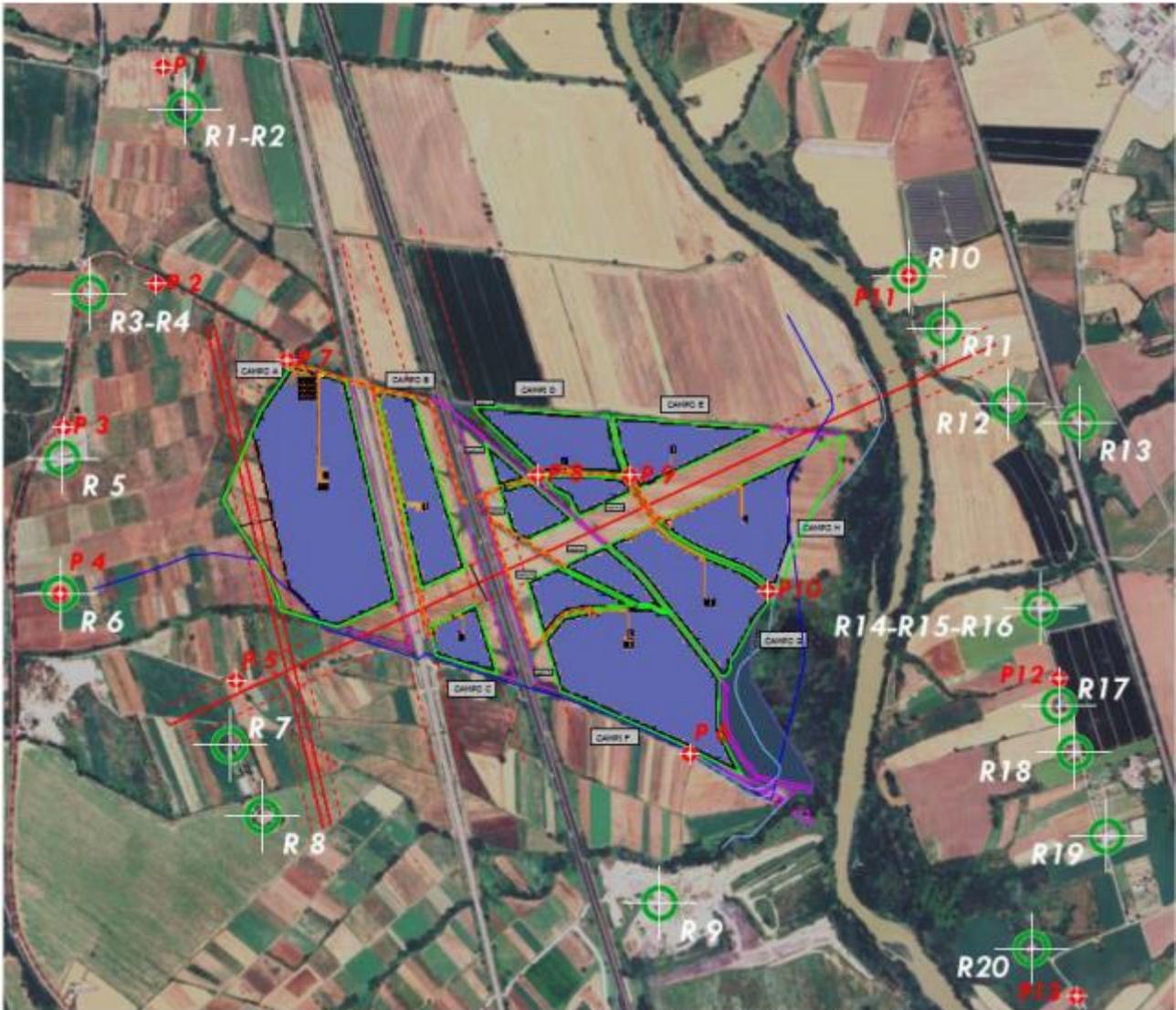


Figura 4 – Ubicazione dei ricettori e dei punti di campionamento acustico

FIGURA 32 – UBICAZIONE DEI RICETTORI E DEI PUNTI DI CAMPIONAMENTO ACUSTICO

6.5. Paesaggio

Come indicato nel par. 3.2.5 e nella AS_ALV_REP Relazione Paesaggistica, **L'area di impianto agrivoltaico** ricade interamente in un contesto dell'Umbria non gravato da vincoli. Esso risulta prossimale, in territorio del Lazio, a "Torrenti e corsi d'acqua" -art. 142 D.lgs. 42/2004, sottoposti all'art. 36 "protezione dei fiumi, torrenti, corsi d'acqua" delle norme di attuazione del PTPR della Regione Lazio, in un contesto, sempre laziale, di "paesaggio naturale agrario", così come definito dall'art. 23 delle medesime norme di attuazione del PTPR. Il contesto di territorio laziale non risulta essere interessato da "aree di visuali", così come da interrogazione del PTPR – Tavola A "aree di visuale". Da evidenziare che l'impianto AFV in progetto risulta non avere nessuna relazione fisica con il confinante territorio laziale poiché separato da una "muraglia" di vegetazione a boscaglia a correre lungo il confine di provincia Laziale-Umbro, parallelo al lato di confine dell'impianto di

AFV (cfr. immagine satellitare Google Earth 07/04/2023 sotto riportata, nonché foto dai punti di ripresa dall'autostrada del Sole).

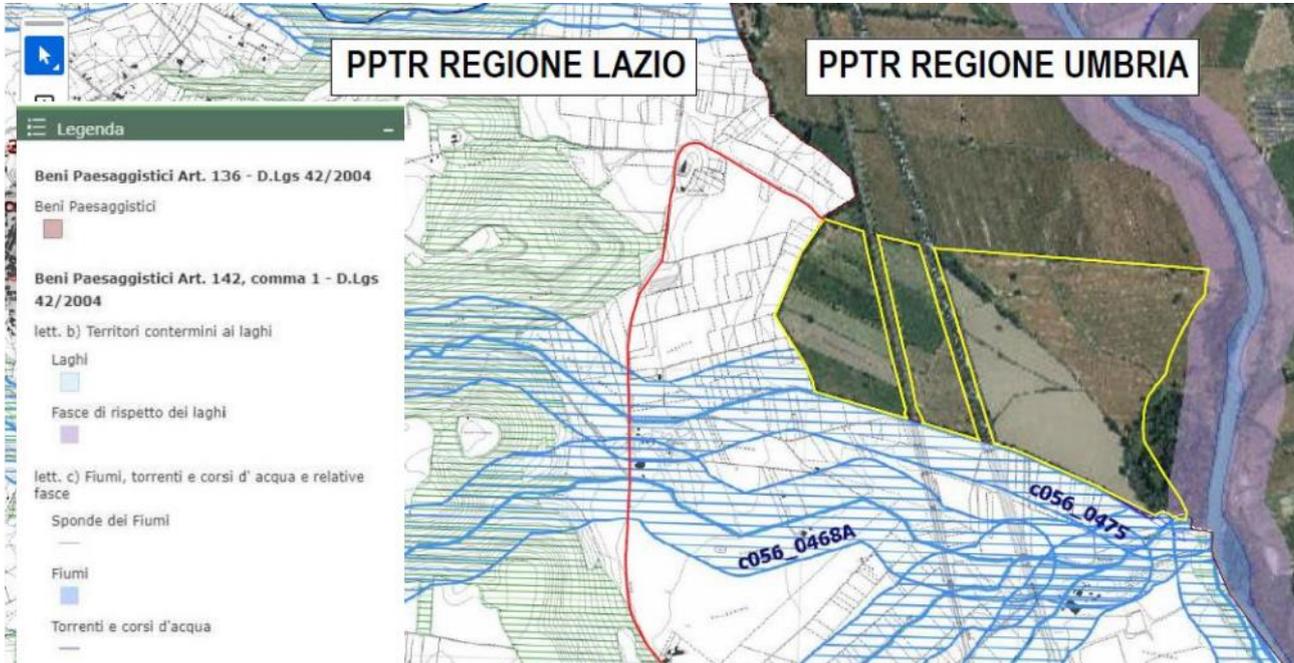


Figura 33 – area di impianto su mappa PPTR Regione Umbria-Lazio

Il cavidotto di connessione, nel suo tracciato interrato sul sedime di strade, senza alcuna interferenza alcuna, intercetta vincoli del PTPR del Lazio, come da tabella e Tav. AS_ALV_G.5.1.1 sotto riportate:

Strada	Metri lineari	Vincolo PTPR Lazio	Articolo NTA
SP 19	171,87	Protezione delle aree boscate	Art. 39
SP 18	124,02		
SP 19	562,85	Protezione dei fiumi, torrenti, corsi d'acqua/canali delle bonifiche agrarie e relative fasce di rispetto	Art.36/47
SP 18	1.696,88		
SP 18	564,32		
Strada Ferento	368,94		

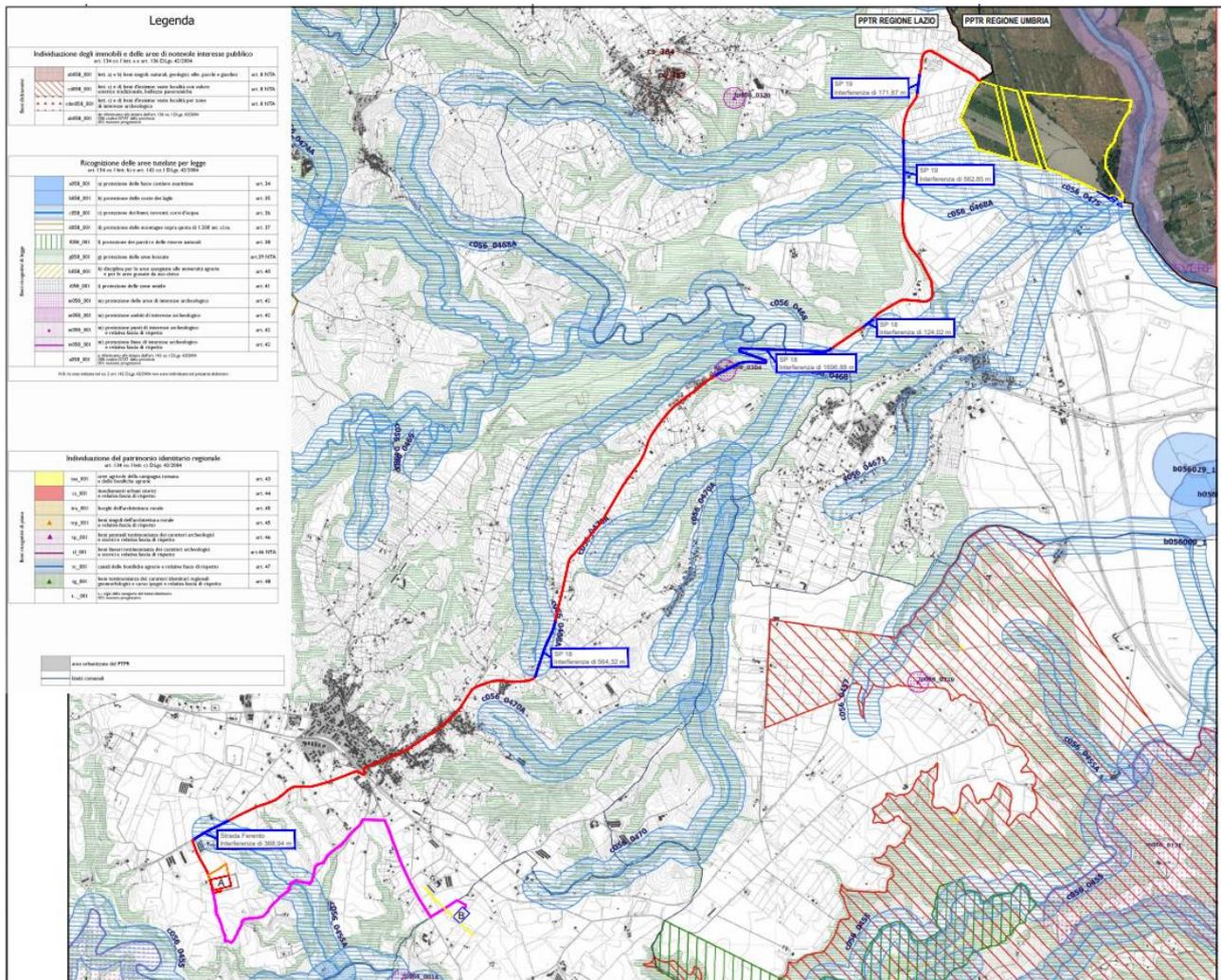


Figura 34 – Stralcio elaborato AS_ALV_G.5.1.1 interferenze cavidotto interrato con PPTR

6.6. Struttura antropica, storico culturale e insediativa

Il territorio in questione è caratterizzato dalla presenza della Via Publica Ferentiensis, meglio nota come Via Ferentana, che anticamente collegava il tracciato della via Cassia, partendo dalla statio di Aquae Passeris presso le antiche terme romane del "Bacucco", fino alla città di Ferento, passando per l'insediamento di Falerii Novi, situato nei pressi dell'attuale Civita Castellana. Questa strada, situata a circa 6 km a nord-ovest di Viterbo, rappresentava un importante asse di comunicazione tra l'Etruria interna e la Valle del Tevere.

Per quanto riguarda Alviano, il territorio, che certamente dovette essere interessato da frequentazione in antico, come dimostrano l'abitato di Poggio San Biagio e le necropoli di Popigliano e Colle S. Silvestro, si caratterizza per la predominante presenza del castello di Alviano. Situato su un'altura alla sinistra del Tevere,

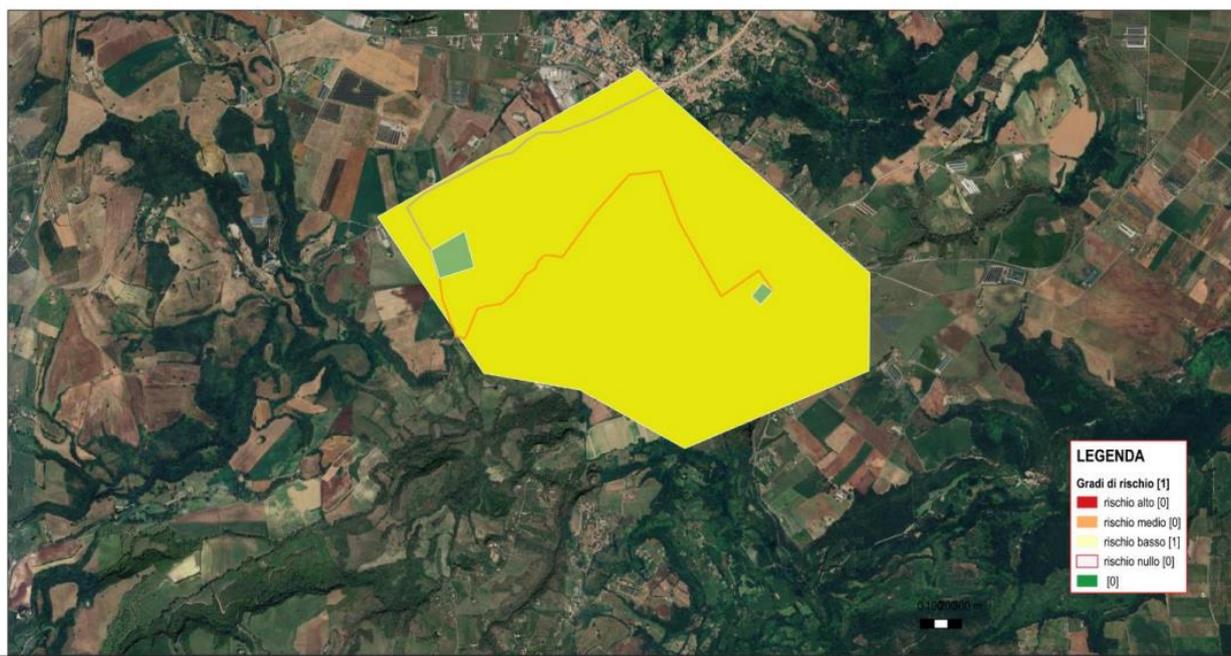
tra Orvieto ed Amelia, il castello è all'origine dello sviluppo del nucleo urbano del comune di Alviano. Fu costruito nel X secolo e riedificato nel 1490 da Bartolomeo d'Alviano, capitano di ventura al soldo della Chiesa e della Repubblica di Venezia e maggiore esponente della casata che fece di Alviano la capitale di un potente, autonomo feudo.

Per maggiori informazioni si rimanda alla lettura del Documento di valutazione di rischio e impatto archeologico – VIPIA (ex Valutazione di Impatto Archeologico, VI. ARCH., come da art. 25 Dlgs 50/2016, ex Dlgs 163/06 art. 95).

Esito

Basso Rischio Archeologico Relativo all'opera

CARTA DEL RISCHIO - SABAP_VT-EM_2024_00423_AA_00001 - area SABAP_VT-EM_2024_00423-AA_00001



6.7. Flora

Il territorio della provincia di Viterbo e della provincia di Terni possiede un patrimonio naturalistico e ambientale di altissimo pregio, con una notevole varietà di ecosistemi rappresentati da una flora spontanea e da una fauna selvatica. Gli habitat naturali e le aree protette rappresentano utili bacini di conservazione e di buone pratiche di gestione socioeconomico-ambientali. La presenza delle aree protette nel territorio evidenzia la volontà di agire con azioni concrete da attuare attraverso una pianificazione finalizzata al rispetto degli habitat e ad un utilizzo sostenibile delle risorse naturali, per conservare e valorizzare le emergenze naturalistico – ambientali.

In merito alla verifica di compatibilità del progetto rispetto i siti della Rete Natura 2000, le IBA e le Aree Protette (EUAP) si rimanda alla lettura del paragrafo 3.2.7.

L'ambito di contesto si presenta coperto in alcuni punti da superfici boscate sporadiche, e per il resto da differenti tipologie di ambienti agrari. Questi ultimi sono dominati dai seminativi, soprattutto coltivazioni foraggere avvicendate in egual misura; vi sono poi prati-pascoli, incolti ed infine coltivazioni arboree come vigneti e oliveti nell'areale ad ampio raggio dalle aree di impianto. Lo studio dell'analisi di contesto si basa sulla ricognizione delle aree protette rilevate nel raggio di 10 km. La vegetazione, infatti, è condizionata dall'altimetria del territorio, che evidenzia un mosaico di habitat complesso ed eterogeneo, costituito da oliveti e altre colture arboree, nelle zone pianeggianti si passa ai seminativi in rotazione di cereali e foraggere che con l'aumentare di quota assumono caratteristiche di pascoli magri e successivamente a prateria steppica, accompagnate da vegetazione di gariga, in successione ecologica, che si alternano in stretta sequenza. La carta della vegetazione è uno strumento molto utile per l'analisi e la valutazione di un determinato territorio, consentendo di rappresentare in modo sintetico ed efficace la distribuzione spaziale delle formazioni vegetali e di ordinarle secondo modelli di aggregazione in funzione dei fattori ambientali e del grado di influenza antropica.

Questo quadrante territoriale È caratterizzato da querceti misti a prevalenza di cerro (*Quercus cerris*), con diversi gradi di mescolanza: cerrete pure, querceto misto con aceri, carpini, sorbi e frassini. Nelle esposizioni a Nord piú fresche e presso gli impluvi È presente la rovere (*Quercus petraea*) con carpini, aceri e rari esemplari di agrifoglio (*Ilex aquifolium*). Buona parte di questi querceti, cedui invecchiati di circa 40 anni, sono stati recentemente avviati ad alto fusto. I querceti piú degradati, da incendi e utilizzazioni eccessive, si sono trasformati in ambienti di macchia mediterranea con prevalenza di leccio con corbezzolo (*Arbutus unedo*), fillirea (*Phillyrea latifolia*) e viburno (*Viburnum tinus*). Gli arbusteti e le boscaglie in transizione si ritrovano nelle aree in dissesto e nei rimboschimenti in parte falliti. Completano il quadro, con piccole superfici, pascoli ed incolti, oliveti, vegetazione ripariale e delle "trosce".

Essendo il terreno oggetto di studio completamente coltivato, ne è risultata nel tempo una banalizzazione ecosistemica che ha comportato una semplificazione faunistica, sia nel numero delle specie presenti, che nell'entità numerica e nella distribuzione delle popolazioni, che risultano per lo più concentrate nelle aree boschive residue ai margini dell'area, negli incolti e lungo i corsi d'acqua.

Dal punto di vista vegetazionale la composizione floristica dei terreni agricoli coltivati risulta alterata rispetto ad una ipotetica composizione naturale, maggiormente dove sono più intensi gli interventi antropici. La

composizione della flora avventizia dei campi coltivati non è infatti casuale. Le lavorazioni regolari eliminano ogni volta la copertura vegetale. Le sole specie che riescono a mantenersi sono quelle i cui semi arrivano a maturità prima delle lavorazioni; la flora spontanea è molto spesso rappresentata da specie infestanti le colture attuate ed è confinata nelle bordure degli appezzamenti coltivati. L'effetto più evidente della costruzione di un campo agrivoltaico è la possibile alterazione e/o rarefazione di popolamenti vegetali rari o vulnerabili. I numerosi sopralluoghi tecnici in campo hanno riscontrato l'assenza di elementi botanici di particolare pregio e/o vulnerabili potenzialmente minacciati nell'area d' impianto. Va pertanto sottolineato che la valutazione dell'impatto del parco fotovoltaico sulle eventuali emergenze botaniche del territorio ha tenuto conto sia delle singole specie di interesse, sia del mantenimento dei processi biologici ad esse legati (es. impollinazione), nonché del rispetto delle prescrizioni dettate dalla direttiva CEE 92/431. Per quanto attiene la presenza di elementi arborei, si rileva la presenza di alcuni esemplari isolati che non saranno spostati.

6.8. Fauna

Attraverso la consultazione delle bibliografie di settore sono stati raccolti dati in merito agli aspetti faunistici di contesto, a larga scala, nel quale si andrà ad inserire il presente progetto di impianto agrivoltaico. La ricchezza di specie faunistiche rispecchia direttamente la varietà dei contesti vegetazionali. Il territorio è caratterizzato da ambienti antropizzati, utilizzati per lo più a prateria da sfalcio, pascolo e seminativo, separati da siepi, arbusteti e filari arborei, con macchie di bosco anche estese, che ospitano un'avifauna varia. La composizione delle ornitocenosi rispecchia i caratteri del paesaggio. Sono assenti grandi rapaci e veleggiatori. Sono stati osservati, tra i rapaci diurni, solo il Gheppio e la Poiana, molto comuni, anche negli ambienti antropizzati come quelli presenti nell'area di studio. Tuttavia, si registrano buoni valori di ricchezza specifica e di diversità, unitamente all'equipartizione. In tutte le tipologie ambientali esaminate è elevata la proporzione di specie generaliste e sinantropiche, piuttosto comuni; la maggior parte delle presenze è relativa ai passeriformi sedentari, quali il Merlo, l'Occhiocotto, il Cardellino, la Capinera, la Cinciallegra, il Fringuello, la Cappellaccia legata agli ambienti più aperti, lo Strillozzo, o specie legate all'antropizzazione come la Gazza, la Cornacchia grigia, il Colombo, la Passera d'Italia. Nei rilievi di marzo, aprile e maggio sono presenti un buon numero di migratori, in particolare la Tortora, la Sterpazzolina, la Tottavilla, il Rigogolo, l'Upupa e gli irundinidi. Sono stati contattati rapaci notturni quali il Barbagianni, il Gufo comune e l'Allocco. Non sono state rilevate specie vulnerabili. Il sito può, pertanto, considerarsi idoneo per la realizzazione di un parco agrivoltaico dalle caratteristiche di quello in progetto. Ambienti diversificati favoriscono i carnivori che hanno bisogno di ampi spazi ad elevata naturalità.

Essendo il terreno oggetto di studio coltivato negli ultimi decenni, ne è risultata nel tempo una banalizzazione ecosistemica che ha comportato una semplificazione faunistica, sia nel numero delle specie presenti, che nell'entità numerica e nella distribuzione delle popolazioni, che risultano per lo più concentrate nelle aree boschive residue ai margini dell'area, negli incolti e lungo i corsi d'acqua. Nel complesso l'assemblamento faunistico oggi presente nell'area è quello dell'agroecosistema mediterraneo, costituito prevalentemente da specie generaliste, ad ampia distribuzione, e che hanno sviluppato nel tempo una discreta tolleranza all'antropizzazione.

6.9. Clima

Il clima nella provincia di Terni è caldo e temperato. Durante la stagione invernale, si registra una quantità maggiore di precipitazioni rispetto ai mesi estivi. Secondo Köppen e Geiger il clima è stato classificato come Csa. La temperatura media annua osservata nella provincia di Terni è registrata come 13.6 °C. Ogni anno si verifica un 1001 mm circa di precipitazioni.

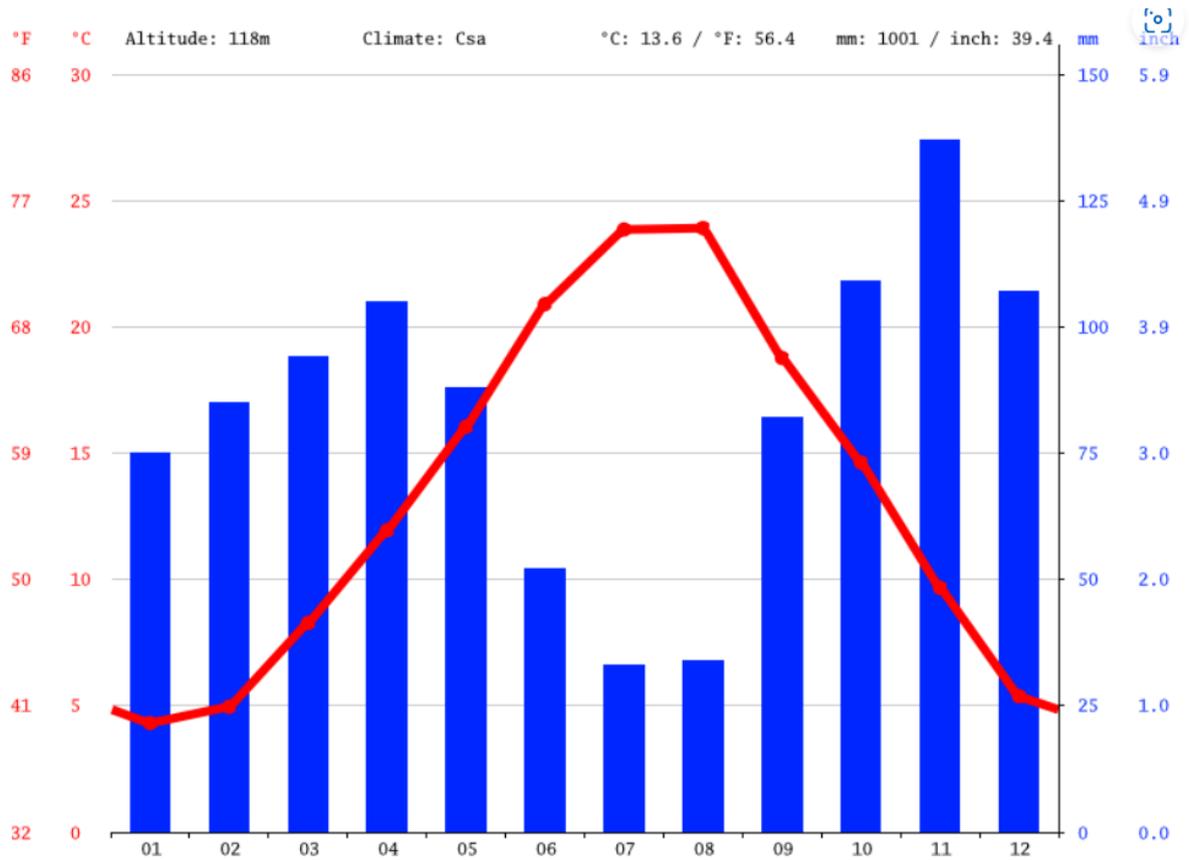


FIGURA 35 – TEMPERATURE MEDIE E PRECIPITAZIONI

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Medie Temperatura (°C)	4.3	5	8.3	11.9	16	20.9	23.9	23.9	18.8	14.6	9.7	5.4
Temperatura minima (°C)	0.4	0.5	3	6.2	10.1	14.3	17.2	17.5	13.4	10.1	5.8	1.6
Temperatura massima (°C)	8.7	9.8	13.6	17.4	21.6	26.8	30.1	30.2	24.3	19.6	14	9.7
Precipitazioni (mm)	75	85	94	105	88	52	33	34	82	109	137	107
Umidità(%)	82%	78%	75%	72%	70%	61%	52%	53%	66%	76%	82%	83%
Giorni di pioggia (g.)	7	7	8	10	8	6	4	5	7	8	9	9
Ore di sole (ore)	5.6	6.1	7.2	8.9	10.3	12.2	12.5	11.6	9.4	7.4	6.0	5.3

FIGURA 36 – TABELLA CLIMATICA

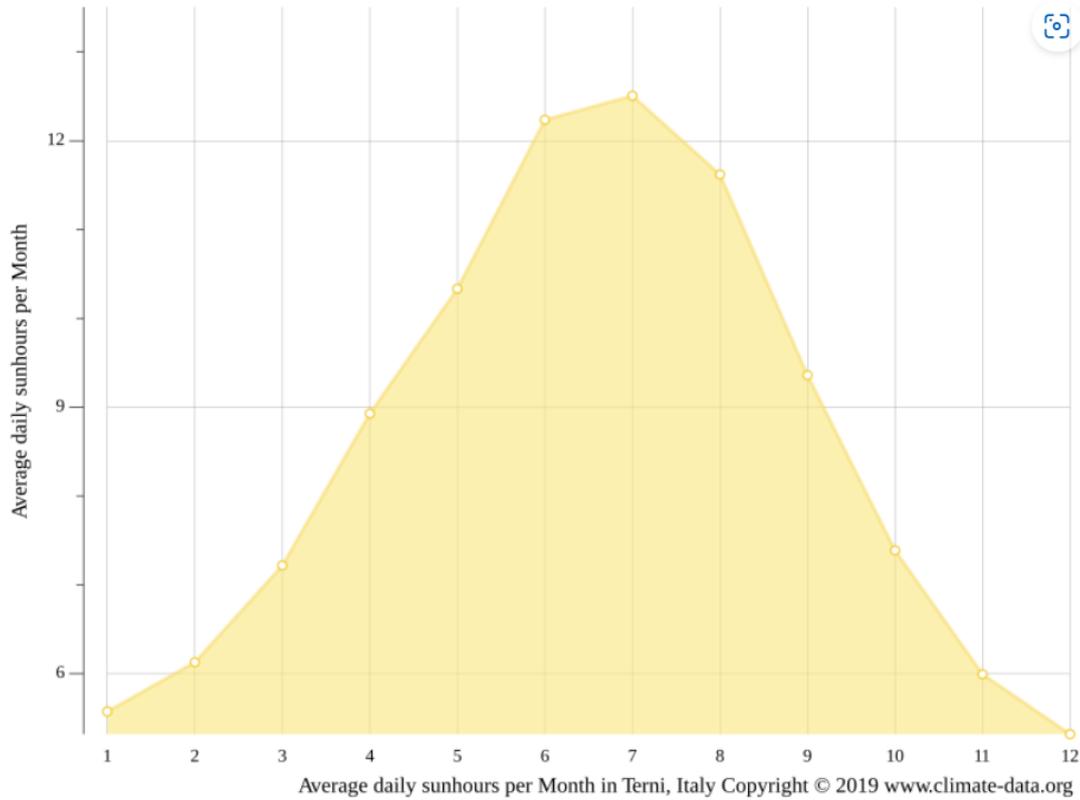


FIGURA 37 – ORE DI SOLE

Le aree oggetto di intervento ricadono in zona tra quelle produttive d'Italia in termini di irraggiamento (circa 1200-1300 kWh/1kWp). Ne consegue l'ottimizzazione della radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli che verranno installati presso l'impianto fotovoltaico. Specificamente l'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono calcolati in modo da massimizzare la resa e di assorbire, lungo l'arco della giornata, la maggior quantità di radiazione emessa dal sole. Per meglio comprendere

la radiazione incidente nella regione oggetto di studio si riporta la cartographic thematic redatta da Joint Research Centre - Commissione Europea

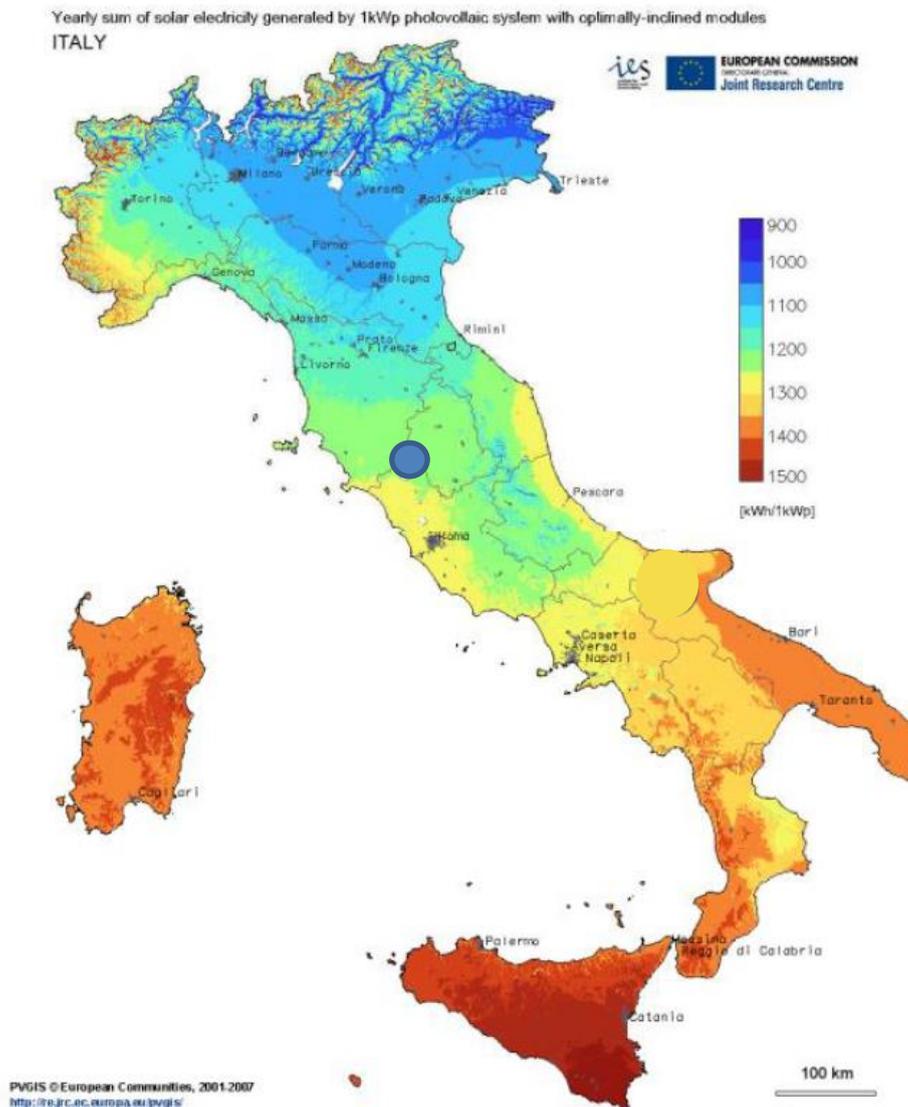


FIGURA 38 – CARTOGRAFIA TEMATICA REDATTA DAL JOINT RESEARCH CENTRE – COMMISSIONE EUROPEA (PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM)

6.10. Riflettanza luminosa e visiva – Fenomeno di abbagliamento

Benché nella zona in esame non è prassi agricola utilizzare la copertura dei vigneti con film plastici, peraltro non così diffusi, visto che i vigneti incidono solo per il 10% nel buffer di raggio di 3 km, si può effettuare

un'analisi che metta a confronto le aree ricoperte da film plastici e quelle destinate all'impianto, in modo da verificare l'impatto che la riflettanza luminosa dei primi e del secondo avrebbero sull'avifauna.

I tendoni di uva da tavola influenzano innanzitutto il paesaggio rurale a causa delle ampie superfici di colore chiaro e riflettenti, con modifiche cromatiche e caratterizzate da un effetto di "specchio liquido" o di "paesaggio agricolo a scacchiera"; anche se questo effetto è stagionale, coinvolge comunque gran parte dell'anno, da marzo ad autunno inoltrato. Come prassi agricola infatti si scoperciano i tendoni a fine raccolta, per poi rimetterli poco prima che le piante germoglino; il paesaggio quindi è artificializzato, nonché alterato nei caratteri tradizionali del territorio rurale, solo stagionalmente.

La copertura con film plastico solitamente è in polietilene a bassa densità (LDPE) oppure in copolimero etilene-vinilacetato (EVA); la radiazione solare incidente sul film, compresa tra 300 e 3.000 nm di lunghezza d'onda, in parte viene riflessa, in parte assorbita e in parte trasmessa dal film di copertura dell'ambiente protetto.

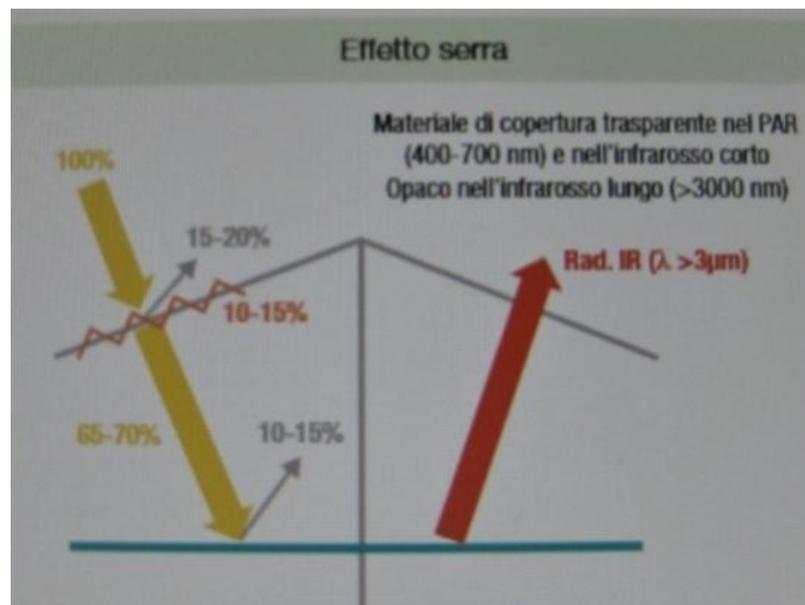


FIGURA 39 – EFFETTO SERRA CAUSATO DALLA PRESENZA DI COPERTURA CON FILM PLASTICO

Per garantire un buon effetto serra, la trasmittanza nel campo del visibile (380 – 760 nm) e del PAR (400 – 700 nm) deve essere elevata e maggiore dell'85%, sia per i film in PE sia per quelli in EVA; mentre nel campo dell'infrarosso può essere elevata per i film in PE non termici (circa 60%), ma deve essere inferiore al 25% sia per i film PE termici additivati sia per gli EVA.

Se andiamo a considerare un impianto fotovoltaico invece verificheremo una riflettanza variabile nell'anno, in funzione della copertura del terreno, caratterizzato da erba verde in alcuni mesi e secca in altri; il valore medio è pari a 23% e comunque questa percentuale di radiazione che va verso il terreno scoperto rimbalza verso i pannelli stessi.

La riflettanza generata da un impianto fotovoltaico risulta quindi inferiore a quella generata dai tendoni di copertura agricola presenti in zona; di conseguenza l'impianto non contribuisce all'effetto "abbagliamento".

Si consideri infine che le aree di intervento non sono interessate da rotte di uccelli migratori, come già indicato nel paragrafo 6.6 e meglio approfondito nella "AS_ALV_REP: Relazione paesaggistica".

6.13 Vulnerabilità per rischio di gravi incidenti o calamità

Da una ricerca nell'inventario "Seveso" di cui al Dlgs 105/2015 per la provincia di Terni non è stato individuato alcun sito con rischio di incidente rilevante. Nella provincia di Viterbo sono stati individuati 4 siti con rischio di incidente rilevante che però distano dall'impianto oltre 15 km. Si può ritenere pertanto che il progetto di studio non rappresenti alcun pericolo in termini di Rischio di Incidenza Rilevante..

Notifica	Codice Univoco	Soglia	Ragione Sociale	Attività	Regione Stabilimento	Provincia Stabilimento	Comune Stabilimento
Notifica Pubblica	DN017	D.Lgs 105/2015 Stabilimento di Soglia Superiore	UNIVERGAS ITALIA S.R.L.	(14) Stoccaggio di GPL	LAZIO	VITERBO	VITERBO
Notifica Pubblica	NL047	D.Lgs 105/2015 Stabilimento di Soglia Inferiore	SAPIO PRODUZIONE IDROGENO OSSIGENO S.R.L.	(39) Altra attività (non specificata altrimenti nell'elenco)	LAZIO	VITERBO	ORTE
Notifica Pubblica	NN054	D.Lgs 105/2015 Stabilimento di Soglia Superiore	FABBRICA ROMANA ESPLOSIVI SRL	(11) Produzione, distruzione e stoccaggio di esplosivi	LAZIO	VITERBO	CIVITA CASTELLANA
Notifica Pubblica	NN083	D.Lgs 105/2015 Stabilimento di Soglia Superiore	GIOVE ITALIA SRL	(12) Produzione e stoccaggio di articoli pirotecnici	LAZIO	VITERBO	VITERBO

7. Analisi dell'impatto ambientale post-operam

In questo capitolo verranno esaminati i parametri di interazione con l'ambiente connessi con il progetto proposto; questa analisi riguarda la valutazione delle interazioni previste nelle tre fasi di realizzazione, messa in esercizio e dismissione dell'impianto.

Come si vedrà al termine di questa analisi, **realizzare il progetto proposto nelle zone in esame non farà aumentare gli standard di qualità ambientale fissati dalla normativa dell'Unione Europea, anzi, costituirà una miglioria a livello dell'utilizzo del suolo e sottosuolo, dell'acqua, dell'aria e di tutte le altre componenti ambientali coinvolte dal progetto.**

7.1. Fase di realizzazione

7.1.1. Consumi

In fase di realizzazione dell'impianto l'uso delle risorse sarà costituito dalle seguenti attività:

- consumi di energia elettrica per lo svolgimento delle attività di cantiere;

- consumo di acqua a supporto delle attività di cantiere e per usi sanitari del personale;
- consumi di materiali per la realizzazione delle opere previste;
- uso del suolo.

Nelle fasi di cantiere il consumo di energia elettrica è dovuto principalmente all'uso di macchinari e utensili, perciò si provvederà a effettuare un allaccio temporaneo alla rete elettrica in BT e all'utilizzo di eventuali gruppi elettrogeni.

Per quanto riguarda i prelievi idrici, saranno dovuti all'acqua potabile per uso sanitario del personale di cantiere, all'acqua per il lavaggio ruote dei camion, quando necessario, e all'acqua per l'irrigazione durante le prime fasi di crescita delle eventuali specie arboree previste per la mitigazione del presente progetto. Questi consumi saranno di entità ragionevolmente limitata e l'approvvigionamento avverrà tramite autobotte.

Durante la fase di costruzione potrebbero essere utilizzati prodotti chimici sia per l'esecuzione delle attività direttamente connesse alla realizzazione del progetto (p.e. acceleranti e ritardanti di presa, disarmanti o prodotti vernicianti), sia per le attività di officina, manutenzione e pulizia dei mezzi d'opera (p.e. olii idraulici, sbloccanti, detergenti, prodotti vernicianti, diluenti o gasolio); la società Proponente adotterà misure per la prevenzione e minimizzazione degli impatti legati alla presenza, alla movimentazione e alla manipolazione di tali sostanze.

Al termine della fase di costruzione si procederà quindi alla rimozione dei materiali in esubero, alla pulizia delle aree e al ripristino delle aree temporanee.

Per quanto riguarda l'impatto sulla fauna in fase di realizzazione del progetto, l'unico e moderato rischio presente è quello dell'uccisione di animali selvatici da parte dei mezzi di trasporto, che comunque si può considerare trascurabile e comunque comparabile a medesimo rischio dovuto all'utilizzo dei macchinari agricoli quali trattori e macchine agricole..

7.1.2. Emissioni

Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera saranno dovute alla circolazione dei mezzi di cantiere per il trasporto dei materiali e del personale, e le dispersioni di polveri; gli interventi che coinvolgeranno l'allestimento del cantiere causeranno inoltre emissioni di tipo polverulento, dovute all'escavazione e alla movimentazione dei mezzi di cantiere.

Suolo e sottosuolo

In questa fase non è prevista l'emissione di reflui civili e sanitari, poiché le aree di cantiere saranno attrezzate con appositi bagni chimici.

Poiché i componenti utilizzati sono prevalentemente prefabbricati, non verranno prodotti ingenti quantitativi di rifiuti, che comunque potranno essere classificati come non pericolosi, originati prevalentemente da imballaggi (rif. Tabella seguente).

La realizzazione dei collegamenti dell'impianto e delle relative opere civili, previste per la realizzazione del parco fotovoltaico, necessita dell'esecuzione di movimenti di terra minimi, legati essenzialmente alle fasi di sistemazione delle platee di fondazione degli edifici di servizio e la posa degli elettrodotti interrati, tramite scavo delle trincee e loro successivo interro e chiusura.

RIFIUTI PRODOTTI DURANTE LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO		
Codice CER	Descrizione rifiuto	Origine
IMBALLAGGI		
150101	Carta	Fornitura materiale
150102	Plastica	Fornitura materiale
150103	Pallet rotti e gabbie	Fornitura materiale
150106	Misti: polistirolo, fascette, fogli antiurto	Fornitura materiale
VARI		
080318	Cartucce esaurite	Attività di ufficio
200121*	Tubi fluorescenti (neon)	Attività di ufficio
150203	Guanti, stracci	Realizzazione impianto
150202*	Guanti, stracci contaminati	Realizzazione impianto
170107	Scorie cemento	Realizzazione impianto
170201	Scarti legno	Realizzazione impianto
170203	Canaline, Condotti aria	Realizzazione impianto
170301*	Catrame sfridi	Realizzazione impianto
170407	Metalli misti	Realizzazione impianto
170411	Cavi	Realizzazione impianto
170904	Terre e rocce da scavo	Attività di cantiere
FANGHI		
200304	Fanghi delle fosse settiche	Attività di cantiere
RIFIUTI ASSIMILABILI AGLI URBANI		
200101	Carta, cartone	Attività di ufficio
200102	Vetro	Attività di ufficio
200139	Plastica	Attività di ufficio
200140	Lattine	Attività di ufficio
200134	Pile e accumulatori	Attività di ufficio
200301	Indifferenziato	Attività di ufficio

ELENCO DEI POSSIBILI RIFIUTI RICONDUCEBILI ALLA FASE DI CANTIERE

Le terre e le rocce da scavo generate dai lavori di costruzione e rimozione delle condotte rientrano quindi tra le esclusioni dell'ambito di applicazione della normativa sui rifiuti (Art. 185, comma 1, lettera c del D. Lgs. 152/06), poiché il suolo interessato dalle nuove opere risulta non contaminato, infatti viene interessato solo il terreno vegetale di aree agricole, e viene riutilizzato allo stato naturale nello stesso sito in cui è stato escavato.

Per maggiori informazioni si veda L'Allegato "AS_ALV_R10: Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti (art. 24 co. 3 DPR 120/2017)".

Emissioni acustiche

Per procedere a una valutazione dell'impatto acustico generato dall'attività di cantiere, si sono valutati due scenari differenti:

- a) Realizzazione dei campi fotovoltaici e della Stazione Utente
 - Allestimento del cantiere: realizzazione della recinzione di cantiere; installazione degli apprestamenti, quali spogliatoi, baracche, bagno, ecc; realizzazione della viabilità temporanea

interna al cantiere; sistemazione del terreno.

- Realizzazione di recinzione metallica: realizzazione di scavi per la fondazione; getto di calcestruzzo; montaggio della recinzione metallica.
- Infissione pali metallici per i tracker: infissione ei pali metallici di supporto agli inseguitori monoassiali.
 - Percorsi interni: realizzazione della viabilità interna prevista dal progetto.
 - Realizzazione manufatti: realizzazione dei basamenti e delle strutture in calcestruzzo e successiva installazione delle attrezzature.
 - Scavi per posa cavi interrati: scavo e reinterro di cavidotti e sottoservizi dell'impianto.
 - Dismissione del cantiere: rimozione degli apprestamenti e della recinzione di cantiere; pulizia.
- b) Realizzazione del cavidotto interrato, che interessa la sede stradale
 - Allestimento cantiere: installazione della segnaletica, di barriere e recinzioni.
 - Scavi per posa cavi interrati: scavo e reinterro di cavidotti e sottoservizi dell'impianto.
 - Ripristino del manto stradale.

In questa fase di lavoro si prevede l'uso di attrezzature con caratterizzazione sonora desunta dalla banca dati del C.P.T. di Torino; questo comporta che le attività di cantiere dovranno essere oggetto di richiesta di deroga al Comune di Alviano in conformità a quanto indicato nella **Legge regionale 6 giugno 2002, n. 8** Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla "AS_ALV_R13: Relazione Acustica".

Ambiente idrico

In fase di realizzazione dell'impianto, relativamente alle acque superficiali, gli impatti sull'ambiente idrico generati sono da ritenersi di entità trascurabile in quanto non sono previsti particolari e significativi consumi idrici e non è prevista l'emissione di scarichi idrici poiché verranno impiegati bagni chimici. In tale fase non è prevista l'emissione di reflui civili e sanitari.

L'uso della risorsa idrica sarà di entità ragionevolmente limitata e con approvvigionamento tramite autobotte, e finalizzato a:

- inumidimento dei cumuli di materiale escavato e posto a deposito preliminare in attesa di caratterizzazione;
- inumidimento delle piste di cantiere per ridurre le emissioni di polvere;
- supporto delle attività di cantiere e lavaggio dei mezzi d'opera quando necessario;

- uso igienico-sanitario del personale impiegato nella costruzione dell'impianto (acqua potabile);
- irrigazione delle piante messe a dimora relativamente alla fascia di mitigazione ed il primo impianto delle colture arboree previste nel piano colturale

Per quanto riguarda lo studio idraulico, è stata verificata l'invarianza idraulica sia per l'area dell'impianto fotovoltaico che della sottostazione utente che quella Terna. In merito al cavidotto di connessione, la maggior parte del tracciato ricade su strada pubblica, pertanto la sua realizzazione non comporterà alcuna riduzione della sezione utile per il deflusso idrico. Gli attraversamenti con i reticoli saranno eseguiti in perpendicolare all'asse di deflusso con l'utilizzo della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.) per non interferire con l'attuale assetto idraulico dei luoghi.

Per quanto riguarda le interferenze con il reticolo idraulico, come meglio riportato nella relazione AS_ALV_R05 RELAZIONE IDROLOGICA – IDRAULICA, tali interferenze saranno superate con la tecnica della TOC, tranne la interferenza n.7 lungo la SP105 che interessa un affluente di sinistra del Torrente Carapelle, dal momento che il reticolo non è canalizzato e quindi l'attraversamento sarà mantenuto nella sede stradale.

Paesaggio

Durante la fase di cantiere e di dismissione, il quadro paesaggistico potrà essere compromesso dalla occupazione di spazi per materiali ed attrezzature, dal movimento delle macchine operatrici, dai lavori di scavo e riempimento successivo, dalle operazioni costruttive e da fenomeni di inquinamento localizzato già in parte precedentemente analizzati, (emissione di polveri e rumori, inquinamento dovuto a traffico veicolare, ecc.). Tali compromissioni di qualità paesaggistica sono comunque reversibili e contingenti alle attività di realizzazione delle opere.

Radiazioni

Le attività previste in fase di cantiere e di dismissione non genereranno impatti riguardo sia le radiazioni ionizzanti, che quelle non ionizzanti.

7.2. Fase di esercizio

Emissioni in atmosfera

Come riportato in precedenza, l'impianto proposto nel presente documento non produce emissioni in atmosfera, pertanto permette di evitare le emissioni inquinanti in atmosfera invece prodotte da impianti a fonte tradizionale fossile per la produzione della medesima energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico in oggetto su base annuale (cfr. Tabella 18).

Come riportato in precedenza, l'impianto proposto nel presente documento non produce emissioni in atmosfera, pertanto permette di evitare le emissioni inquinanti in atmosfera invece prodotte da impianti a fonte tradizionale fossile per la produzione della medesima energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico in oggetto su base annuale

Suolo e sottosuolo

In fase di esercizio la produzione dei rifiuti deriverà esclusivamente da attività di manutenzione programmata e straordinaria dell'impianto e dalle attività di ufficio, mentre gli sfalci e le potature generati dalle attività agricole (manutenzione dell'eventuale fascia arborea) saranno gestiti in accordo alla normativa vigente (rif. Tabella 19).

RIFIUTI PRODOTTI IN FASE DI ESERCIZIO		
Codice CER	Descrizione rifiuto	Origine
BATTERIE		
160601*	Batterie al piombo	Manutenzione
160604	Batterie alcaline	Manutenzione
VARI		
080318	Cartucce esaurite	Attività di ufficio
200121*	Tubi fluorescenti (neon)	Attività di ufficio
FANGHI		
200304	Fanghi delle fosse settiche	Attività di ufficio

RIFIUTI ASSIMILABILI AGLI URBANI		
200101	Carta, cartone	Attività di ufficio
200102	Vetro	Attività di ufficio
200139	Plastica	Attività di ufficio
200140	Lattine	Attività di ufficio
200134	Pile e accumulatori	Attività di ufficio
200301	Indifferenziato	Attività di ufficio

TABELLA – TIPOLOGIE DI RIFIUTI PRODOTTI IN FASE DI ESERCIZIO

Le tipologie di rifiuti derivanti dalla manutenzione dell'impianto saranno gestite dalla ditta fornitrice del servizio, che si configura come *produttore* del rifiuto, con i relativi obblighi e responsabilità derivanti dalla normativa di settore; la società Proponente effettuerà comunque un'attività di verifica e controllo che l'appaltatore operi nel pieno rispetto di tale normativa.

Analogamente i rifiuti la cui produzione è in capo alla Proponente saranno gestiti nel rispetto della normativa vigente.

Emissioni acustiche

Come dimostrato nella "AS_ALV_R13: Relazione impatto acustico" (si veda l'Allegato per maggiori dettagli), Il *Valore Limite* di riferimento non risulta mai superato, sia con l'impianto in produzione (L_A), sia in assenza di produzione (L_R); quindi durante il normale funzionamento dell'impianto risulta rispettati i valori limite stabiliti dal D.P.C.M. 01/03/1991.

.

Ambiente idrico

I consumi idrici dovuti all'attività di gestione dell'impianto fotovoltaico saranno principalmente quelli dovuti a:

- lavaggio annuale dei moduli fotovoltaici (solo acqua senza apporto di nessun detergente o qualsiasi altra sostanza chimica);
- uso igienico sanitario del personale impiegato nella manutenzione programmata dell'impianto.

Mentre per quanto riguarda l'utilizzo di sostanze, questo sarà limitato ai prodotti per la manutenzione degli impianti elettrici.

Nella fase di esercizio non ci sarà l'attivazione di scarichi in prossimità dell'impianto, tranne per le acque reflue generate in corrispondenza della sottostazione utente e la Stazione di smistamento Terna, che comunque saranno gestite tramite l'eventuale raccolta degli scarichi sanitari in una fossa settica dedicata, con smaltimento periodico come rifiuto delle acque raccolte, e la raccolta e separazione delle acque di prima pioggia, con convogliamento a una vasca di raccolta e successivo trattamento di sfangamento e di disoleazione, prima di essere riunite a quelle cosiddette di "seconda pioggia" pulite e quindi scaricate nel corpo recettore individuato.

Per quanto riguarda le attività agricole, le aree di impianto dispongono di acqua dal consorzio di bonifica (allo stato attuale massima disponibilità 2050 mc/ettaro/anno, funzionale alla coltivazione del pomodoro, o eventualmente di altre orticole). Per quanto riguarda gli ulivi, l'irrigazione di soccorso avverrà tramite auto-provvigionamento mediante autobotti da fonti di approvvigionamento della zona munite di regolari concessioni, come da prassi della zona. nei primi tre anni dall'impianto le irrigazioni saranno più frequenti al fine di favorire l'ottimale attecchimento delle piante. Di seguito volumi di adacquamento (30 litri/pianta) per ciascun turno irriguo nei primi tre anni dall'impianto.

La coltivazione delle foraggere sarà attuata in asciutta, come finora fatto a livello aziendale (situazione ex ante).

Radiazioni

Si rimanda alla lettura del paragrafo 7.4 circa i CEM.

7.3. Fase di dismissione

Durante la fase di esercizio dell'impianto, il terreno non è mai smosso meccanicamente, quindi si formerà il naturale compattamento, così come ci sarà un naturale inerbimento, dovuto anche al fatto che la luce arriverà comunque al suolo, a causa del movimento dei tracker nell'arco della giornata.

In fase di dismissione dell'impianto si potrà quindi procedere alla rottura del terreno con normale passaggio incrociato di trapuntatore, per decompattarlo senza ribaltare le zolle, e proseguire con lo spargimento di sostanza organica (che sia pollina o letame) tramite una macchina spargiconcime e a un'aratura leggera con passaggi incrociati, così che il cotico superficiale fertile, creatosi negli anni di attività dell'impianto, non venga rivoltato e finisca negli strati sottostanti del suolo.

Per maggiori informazioni si faccia riferimento all'Allegato "AS_GIN_R11: Relazione sulla dismissione dell'impianto e ripristino dei luoghi".

Per l'impianto proposto si prevede un tempo di vita media di circa 30 anni, al termine del quale si procederà con la dismissione dello stesso e al ripristino delle condizioni ante-operam del sito.

Si procederà quindi operando nel seguente modo:

- Disconnessione dell'impianto dalla rete elettrica
- Messa in sicurezza dei tracker
- Smontaggio delle apparecchiature elettriche tra le file di tracker
- Smontaggio delle cabine di campo
- Smontaggio della cavistica dei pannelli
- Smontaggio dei pannelli
- Smontaggio del motore dei tracker
- Smontaggio delle travi secondarie della sottostruttura
- Smontaggio delle travi principali esterne della sottostruttura
- Smontaggio delle travi principali interne della sottostruttura
- Smontaggio delle montanti, sfilandole dal terreno
- Recupero dei cavi elettrici MT di collegamento tra le file dei tracker e le cabine di

campo

- Demolizione e asporto delle platee di fondazione delle cabine di campo
- Ripristino dell'area complessiva, delle piazzole, delle piste interne e del cavidotto.

Uno dei vantaggi degli impianti fotovoltaici è che sono costituiti prevalentemente da elementi in materiale metallico prefabbricato, inossidabile, modulare e che risultano facilmente riciclabili o riutilizzabili.

Le operazioni saranno eseguite da ditte specializzate e preposte al recupero dei materiali (rif. Tabella 20); p.e. le strutture metalliche, comprese le parti elettriche, saranno smontate e ridotte per consentirne il trasporto e lo smaltimento presso specifiche aziende di riciclaggio; analogamente quando verranno demoliti i pozzetti di ispezione del cavidotto, verranno sfilati i cavi elettrici a servizio dell'impianto e il rame ricavato verrà venduto a specifiche imprese che provvederanno al riciclaggio.

Materiale	Destinazione finale
Acciaio	Riciclo in appositi impianti
Materiali ferrosi	Riciclo in appositi impianti
Rame	Riciclo e vendita
Inerti da costruzione	Conferimento a discarica
Materiali provenienti dalla demolizione delle strade	Conferimento a discarica
Materiali compositi in fibre di vetro	Riciclo
Materiali elettrici e componenti elettromeccanici	Separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati. Ciascun materiale verrà riciclato/venduto in funzione delle esigenze del mercato alla data di dismissione

TABELLA 20 – SMALTIMENTO DEI COMPONENTI

Lo scopo degli interventi da eseguire a fine ciclo dell'impianto è quello di riportare il terreno idoneo alla coltivazione agricola, perciò si dovrà condurre un'analisi del terreno stesso per verificarne il pH, la salinità, il livello di macroelementi come azoto, potassio e fosforo, la sostanza organica e il relativo rapporto C/N; in questo modo si potrà procedere con eventuali concimazioni.

Tutti gli impatti ambientali sono simili a quelli valutati in fase di costruzione.

7.4. Campi Elettromagnetici

La componenti principali del parco fotovoltaico che possono essere fonte di campi elettromagnetici sono le Cabine di Trasformazione (sia FV che BESS), dentro le quali è installato un trasformatore e gli inverter; le sorgenti operano con correnti e tensioni di esercizio tali che i CE prodotti risultano estinti nell'arco di pochi metri dalle sorgenti stesse; considerando inoltre il sito di installazione, all'interno del parco fotovoltaico e a distanze molto elevate dal perimetro dello stesso, ai fini della verifica del rispetto dell'obiettivo di qualità su possibili recettori si può considerare nullo di tali sorgenti.

Per quanto riguarda gli inverter, il progetto proposto prevede l'utilizzo di prodotti conformi alla normativa. Inoltre la struttura metallica entro la quale tali apparecchiature sono installate funge anch'essa da schermatura supplementare per i campi elettrici, attenuandone ulteriormente l'intensità.

Le opere elettriche di impianto sulle quali bisogna focalizzarsi sono le seguenti:

- la stazione elettrica di utenza 36 kV;
- i quadri MT all'interno della stazione elettrica di utenza;
- elettrodotti di collegamento tra la stazione elettrica 36 kV di utenza e la stazione elettrica 36kV di Terna;
- i cavidotti a 36 kV alloggiati sia in area privata (centrale fotovoltaica) di collegamento tra i vari sottocampi.

Cabina di smistamento: campi elettromagnetici risultano più intensi in prossimità delle apparecchiature a 36 kV, ma trascurabili all'esterno dell'area della sottostazione. È stata individuata la fascia di rispetto, ricadente per lo più nelle aree di pertinenza della SSE XELIO ALVIANO e all'interno della viabilità di accesso, senza interferenze con luoghi da tutelare. Trattandosi di una cabina primaria isolata in aria il D.M.29/05/08, allegato APAT, par. 5.2.2, non prevede di dover ricorrere al calcolo dei campi generati, in quanto le DPA, e quindi le fasce di rispetto, ricadono all'interno dell'area di pertinenza della stessa cabina. Ad ulteriore conferma di quanto appena riportato, e-Distribuzione S.p.a., nel documento "Linee Guida per l'applicazione del p.5.1.3 dell'Allegato al DM 29-05-2008 - Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche" riporta le DPA da applicare per le sottostazioni di trasformazione analoghe a quella oggetto della presente relazione. In particolare, nell'allegato A al sopracitato documento, vengono riportate le distanze minime da garantire del centro sbarre 36 kV rispetto al perimetro dell'area della sottostazione. Tali distanze, per sistemi con caratteristiche analoghe a quelle della sottostazione in oggetto, risultano essere di circa 14 m dal centro sbarre 36 kV. Sulla base di tali

indicazioni normative, sono state individuate le fasce di rispetto presso l'area della sottostazione. In particolare, tutta la fascia di rispetto ricade all'interno dell'area di pertinenza della sottostazione pertanto non interferente con le aree da sottoporre a tutela secondo il DPCM per il rispetto dell'obiettivo di qualità.

Elettrodotti a 36 kV: Sono state individuate differenti casistiche, in funzione del numero di terne parallele posate all'interno della stessa sezione di scavo, della profondità di posa e della tensione di esercizio, e per ciascuna di esse è stata determinata la DPA corrispondente. In tutti i casi, l'entità delle DPA è tale da ricadere all'interno della carreggiata stradale lungo la quale giacciono i cavidotti, senza interferenze con luoghi da tutelare.

I valori di campo elettrico rispettano quelli imposti dalla norma (< 5000 V/m), in quanto le aree con valori superiori ricadono all'interno delle cabine MT e all'interno della stazione elettrica, il cui accesso è consentito al solo personale autorizzato.

Tutte le aree delimitate dalla DPA ricadono all'interno di aree asservite all'impianto fotovoltaico, nelle quali non risultano recettori sensibili, quali aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di 4 ore giornaliere.

Si deduce quindi che la realizzazione del progetto proposto non costituisce pericolo alcuno per la salute pubblica.

Alla luce di quanto sopra evidenziato, si può affermare che l'intera opera in oggetto si sviluppa su aree non a rischio, nel pieno rispetto di quanto prescritto all'art. 4 (Obiettivi di qualità) del D.M. 29 Maggio.

7.5. Benefici socio-economici

Il progetto agricolo coniugato all'impianto fotovoltaico consentirà un assorbimento di manodopera annuo così di seguito determinato in base alle tabelle di fabbisogno lavoro (espresso in giornate) per ettaro ex R.R. dell'Umbria 15 gennaio 2019, n. 1. "Disposizioni regolamentari per l'attuazione del Titolo VIII della legge regionale 9 aprile 2015, n. 12 concernente disposizioni in materia di agriturismo" (Supplemento ordinario n. 1 al «Bollettino Ufficiale» - Serie Generale - n. 4 del 23 gennaio 2019).

colture	giornate/ettaro da tabella	Superficie agricola TOTALE di AFV (ettari)	Giornate ha/anno
ulivo	60	48,75	2.925,00
Set-aside -terreni a riposo senza uso economico (piante mellifere)	1	15,51	15,51
TOTALE giornate ha/anno			2.940,51

Da evidenziare come allo stato attuale la coltivazione dei terreni a seminativo comporti un fabbisogno annuo di appena 555 giornate (8 giornate anno per ettaro/seminativo x 69,42 ettari), a fronte delle 2.940,00

giornate/anno che saranno necessarie per la coltivazione dell'uliveto e delle piante mellifere, così come sopra determinato.

Oltre alla manodopera agricola dovranno essere impiegate non meno di 7 persone all'anno a tempo pieno durante la fase di esercizio di manodopera tecnica, quali elettricisti, conduttori di impianto, meccanici che in pianta stabile presidieranno a turni almeno due persone/turno l'impianto, senza contare l'enorme indotto per la zona che si avrà durante la fase di costruzione e comunque anche nella fase di esercizio, sia per le aziende edili piccole e medie che per le strutture ricettive.

Infine, la X-ELIO in ambito di conferenza dei servizi proporrà ai Comuni interessati dal progetto di raggiungere un accordo per finanziare delle opere di mitigazione e/o compensazione ambientale, recupero paesaggistico, efficientamento energetico stanziando fondi pari fino al 3% degli introiti all'anno derivanti dall'impianto fotovoltaico, come previsto anche dal DM 10 settembre 2010 (Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti a Fonti Energetica Rinnovabile). Questi interventi compensativi e/o mitigativi, qualora ben utilizzati, possono creare un effetto d' domino virtuoso che può accrescere in maniera importante i suddetti benefici già apportati della opera in oggetto e contribuire a ridurre la impronta ecologica dei Comuni.

8. Interventi di mitigazione e prevenzione

Nel presente capitolo saranno riportati gli interventi previsti da parte del Proponente per mitigare gli impatti (diretti e indiretti) che il progetto in esame potrebbe causare sulle diverse componenti ambientali.

8.2. Mitigazione dell'uso del suolo

Il presente impianto è stato ideato come impianto agrivoltaico ai sensi dell'art. 65 del DL 1/2012 ovvero nel quale vengono adottate soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione e dove vengono realizzati sistemi di monitoraggio, da attuare sulla base di linee guida adottate dal Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il Gestore dei servizi energetici (GSE), che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Come riportato nel paragrafo 2.2 e più dettagliatamente nella Relazione agronomica AS_ALV_AFV, l'impianto agrivoltaico supera abbondantemente il 70% della superficie agricola coltivata rispetto alla totale.

Come meglio descritto nel paragrafo 3.1.15, il terreno ricade in area idonea per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del Dlgs 199/21 e smi e pertanto la scelta di realizzare un impianto agrivoltaico avanzato va intesa anche come un intervento di mitigazione circa la sottrazione di suolo agricolo utile.

Inoltre, non tutte le aree in disponibilità giuridica saranno utilizzate per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico, infatti, le aree esterne alla recinzione dell'impianto ammontano a 27,35 ha così di seguito utilizzati:

- 11,2 ettari (a servitù di elettrodotto AT esistente) coltivati con piante mellifere senza uso economico, quale naturalizzazione dei luoghi, come dettagliato nel paragrafo precedente;

- 4,09 ettari lasciati nello stato attuale (aree a vegetazione naturale e canali esistenti);
- 5,83 ettari di area boscata esistente;
- 6,23 ettari (fasce marginali di appezzamento poste parallelamente all' autostrada del Sole) a inerbimento naturale con due filari di Salix alba (un filare per lato, ciascuno lungo circa 750 metri di lunghezza, con alberi distanziati tra loro 6 metri per un totale di 250 piante su entrambi i lati), quale naturalizzazione dei luoghi e raccordo paesaggistico, in coerenza con l'area boscata di contesto "boschi ripariali temperate di salici" nonché della vegetazione di contorno all'autostrada (cfr. foto nel seguito riportate).

Di seguito uso del suolo dell'impianto AFV (Tav. AS_ALV_V.19bis) e layout impianto (Tav.AS_ALV_G.3.1.3):

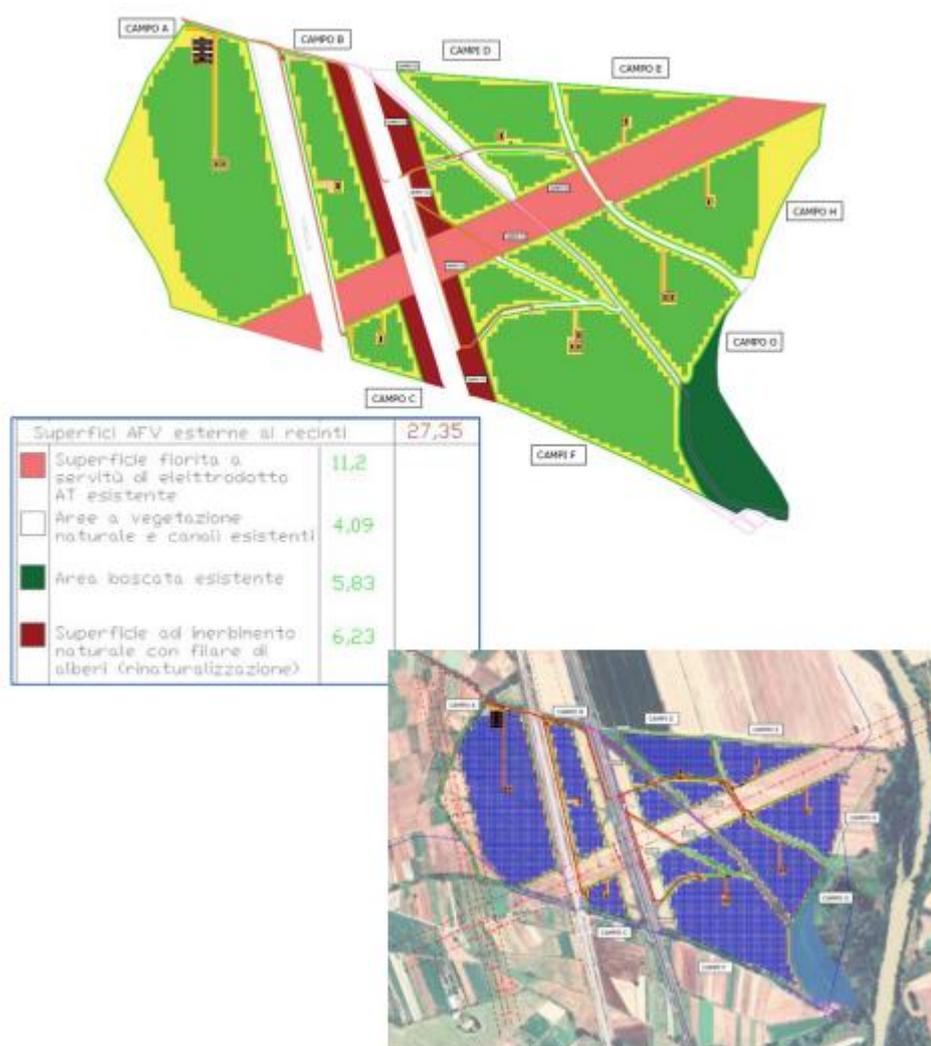


FIGURA 40 – USO DEL SUOLO IN DISPONIBILITÀ GIURIDICA

X-ELIO ALVIANO S.R.L.

Corso Vittorio Emanuele II, n. 349, 00186 Roma Tel.+39 06.8412640 - Fax +39 06.8551726
partita iva 17129241000 Società sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

8.3. Mitigazione dell'impatto visivo

Come riportato nella "AS_ALV_REP: Relazione paesaggistica", grazie alla giacitura pianeggiante, le aree scelte risultano ben isolate dal contesto circostante, quindi l'impianto non sarà truardabile, anche in virtù della bordura vegetale lungo tutto il perimetro dell'area di impianto, che sarà realizzata ricorrendo a specie vegetali autoctone che concorrono al mantenimento degli equilibri dell'ecosistema, oltre ad offrire maggiori garanzie di attecchimento e mantenimento della copertura vegetale. Il portamento, le dimensioni e l'habitus vegetativo delle diverse specie arboree ed arbustive saranno tali da garantire un effetto coprente continuo nel tempo e nello spazio. Gli arbusti, che a maturità saranno alti circa 2,5-3,5 metri, formeranno una fascia perimetrale al campo fotovoltaico, in cui si inseriranno specie erbacee spontanee, riprodotte nell'insieme la distribuzione random dei sistemi naturali. Gli arbusti previsti sono organizzati in pattern di nove piante appartenenti a quattro specie diverse. Le specie scelte sono sia sempreverdi che caducifoglie: *Arbutus unedo*, *Crataegus laevigata*, *Mespilus germanica* e *Pyracantha coccinea*.

arbusti	Quantità
<i>Arbutus unedo</i>	2.945
<i>Crataegus laevigata</i>	5.888
<i>Mespilus germanica</i> (nespolo comune)	1.717
<i>Pyracantha coccinea</i>	1.717
Totale	12.267

FIGURA 41 – QUANTITA' PREVISTA DI SPECIE VEGETALI CHE FORMERANNO LA SCHERMATURA VISIVA PERIMETRALE
Di seguito immagine Google Earth 07/04/2023, nonché foto dai punti di ripresa dall'autostrada del Sole), da cui si evince come i salici contribuiranno a rafforzare la mitigazione dell'impianto AFV e la naturalizzazione dei luoghi, coerentemente al contesto di riferimento.



*"muraglia" di vegetazione a boscaglia a correre lungo il confine di provincia Laziale-Umbro,
parallelo al lato di confine dell'impianto di AFV.*

X-ELIO ALVIANO S.R.L.

Corso Vittorio Emanuele II, n. 349, 00186 Roma Tel.+39 06.8412640 - Fax +39 06.8551726
partita iva 17129241000 Società sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

8.4. Mitigazioni in fase di costruzione

Durante la fase di realizzazione del progetto proposto, gli interventi previsti per l'allestimento del cantiere e la costruzione dell'impianto genereranno emissioni di polveri legate alle escavazioni e alla movimentazione dei mezzi di cantiere; per ridurre al minimo l'impatto, saranno adottate specifiche misure di prevenzione:

- l'inumidimento delle aree e dei materiali prima degli interventi di scavo;
- l'impiego di contenitori di raccolta chiusi;
- la protezione dei materiali polverulenti;
- l'impiego dei processi di movimentazione con scarse altezze di getto;
- l'ottimizzazione dei carichi trasportati e delle tipologie di mezzi utilizzati;
- il lavaggio o la pulitura delle ruote dei mezzi, per evitare dispersione di polvere e fango.

Per ridurre le emissioni in atmosfera i mezzi di cantiere saranno periodicamente mantenuti e i motori dei mezzi di trasporto saranno spenti in fase di carico e scarico del materiale.

Gli impianti saranno inoltre recintati con una rete zincata elettrosaldata, alta 2 m, a maglia 5 x 7,5 cm, sufficiente per permettere il passaggio della microfauna; i pali di sostegno saranno della stessa tipologia e conficcati nel terreno senza uso di cemento armato.

Per escludere il rischio di contaminazione del suolo e del sottosuolo, la Società Proponente prevede che le attività di manutenzione, sosta mezzi e di officina, nonché depositi di prodotti chimici o combustibili liquidi, saranno effettuate in aree pavimentate e coperte, con adeguata pendenza che convogli eventuali sversamenti in pozzetti ciechi a tenuta.

Sarà inoltre individuata un'area adibita a operazioni di deposito temporaneo dei rifiuti, che saranno raccolti in appositi contenitori, adatti alla stessa tipologia di rifiuto e alle relative eventuali caratteristiche di pericolo.

Per quanto riguarda l'impatto acustico, verranno prese in considerazione le seguenti misure mitigative:

- rispetto degli orari imposti dai regolamenti e dalle normative vigenti per lo svolgimento di attività rumorose;
- riduzione dei tempi di esecuzione delle attività rumorose, utilizzando più attrezzature e più personale per brevi periodi;
- scelta di attrezzature meno rumorose e insonorizzate;
- manutenzione dei mezzi e delle attrezzature;
- divieto di utilizzo dei macchinari senza la dichiarazione CE di conformità e l'indicazione del livello di potenza sonora garantito ai sensi del D. Lgs. 262/02.

Le principali sorgenti rumorose, oltre ai cavi elettrici, sono il gruppo elettrogeno della SSE e l'unico trasformatore AT/MT 50/60 MV, raffreddato a olio (ONAN/ONAF). Per quanto riguarda la costruzione dei trasformatori MT/AT in particolare, in base alla letteratura disponibile (Cimini, Bossetto, Stevanato: "Il Macchinario di Trasformazione di Potenza") è possibile adottare vari metodi per la riduzione del rumore, a eccezione di disposizioni normative e di settore specifiche:

- fabbricazione di lamierini di spessore regolare;
- utilizzo di lamierini perfettamente piani;
- serraggio laterale dei lamierini uniforme, al fine di evitare sbattimenti;
- soppressione degli sforzi di compressione longitudinale;
- eliminazione di eventuali fenomeni di risonanza nel nucleo e nel trasformatore in generale;
- collegamento del nucleo alla cassa tramite vincoli elastici, in modo da ridurre la trasmissione delle vibrazioni nucleo-cassa;
- aumento dello spessore del fondo della cassa;
- adozione di basamenti antivibranti per isolare il trasformatore dal terreno.

Ciò comporta che i trasformatori dovranno essere installati garantendo un livello di pressione sonora $L_w \leq 73$ dB(A), così come per il gruppo elettrogeno, altrimenti si dovranno prevedere sistemi di mitigazione acustica come le barriere.

Al fine di mitigare l'impatto per disturbo e allontanamento della fauna presente in sito, la Società Proponente ha previsto di utilizzare una recinzione a elevata permeabilità faunistica.

La società Proponente inoltre predisporrà un apposito Piano di Gestione Rifiuti per consentire la corretta gestione dei rifiuti derivanti dalle attività di cantiere:

- individuazione dei rifiuti generati durante ogni fase delle attività necessarie alla costruzione dell'impianto;
- caratterizzazione dei rifiuti con attribuzione del codice CER;
- individuazione delle adeguate aree per il deposito temporaneo e predisposizione di apposita segnaletica ed etichettatura per la corretta identificazione dei contenitori di raccolta delle varie tipologie di codici CER stoccati;
- identificazione per ciascun codice CER del trasportatore e del destinatario finale.

8.5. Mitigazioni in fase di esercizio

Durante la fase di esercizio dell'impianto non si ritiene necessario adottare particolari misure di mitigazione per le diverse caratteristiche ambientali.

Poiché l'impianto non comporterà emissioni in atmosfera in fase di esercizio, la società Proponente includerà la valutazione periodica dei benefici ambientali che si avranno durante la fase di esercizio, quantificabili in termini di mancate emissioni inquinanti e di risparmio di combustibile, così da monitorare ed eventualmente correggere laddove sia necessario.

Per quanto riguarda le emissioni elettromagnetiche, a maggior tutela per ciò che è stato previsto in fase di progettazione, le Power Station, rispetto alle abitazioni e agli edifici in cui vi sia una permanenza prolungata, sono poste a una distanza tale da poter considerare l'entità dei CE generati assolutamente insignificante.

Durante la fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico, l'emissione di rumore sarà limitata al funzionamento di macchinari elettrici, progettati e realizzati nel rispetto delle norme vigenti e il cui utilizzo è comunque previsto all'interno di apposite cabine, tali da attenuare ulteriormente il livello di pressione sonora in prossimità della sorgente stessa.

Al fine di mitigare l'impatto sulla fauna presente in sito, la Società Proponente ha previsto di utilizzare una recinzione a elevata permeabilità faunistica.

8.6. Mitigazioni in fase di dismissione

Gli interventi di mitigazione per gli impatti sulle componenti ambientali previsti per la fase di dismissione del progetto a termine della sua operatività sono del tutto simili a quelli già previsti durante la fase di realizzazione. I componenti "pregiati" (rame, alluminio, acciaio, ecc.) verranno rivenduti e i rifiuti smaltiti nelle opportune discariche incaricando ditte specializzate.

9. Sintesi non tecnica degli impatti ambientali

Per quanto concerne la sintesi non tecnica degli impatti ambientali, si faccia riferimento all'Allegato "AS_ALV_SNT: Sintesi non tecnica dello Studio di Impatto Ambientale e cumulativi".

10. Studio degli impatti cumulativi

Con riferimento all'allegato VII, parte II del decreto legislativo n. 152/2006 il criterio del cumulo con altri progetti deve essere considerato in relazione a progetti relativi ad opere o interventi:

- appartenenti alla stessa categoria progettuale;
- in esercizio;
- per i quali è stata già rilasciata l'autorizzazione unica o altro titolo abilitativo secondo la normativa pro tempore vigente

La ricognizione degli impianti è stata eseguita entro il buffer di 1000 m secondo quanto indicato al punto 4.1 dell'allegato al D.M. 30 marzo 2015, esplicitamente richiamato dall'art. 2 comma 1 del Regolamento regionale (Regione Umbria) 29 luglio 2011, n. 7 e s.m.i. "Disciplina regionale per l'installazione di impianti per

la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili". Nell'area di valutazione saranno indicati gli impianti di produzione di energia fotovoltaici esistenti ed in esercizio e gli eventuali impianti in progetto ossia in avanzato iter procedimentale o comunque previsti nel medio e breve termine. Di detti impianti, i primi (impianti esistenti ed in esercizio) contribuiscono alla rappresentazione della sensibilità del contesto e pertanto diventano parte integrante delle condizioni ambientali al tempo zero, ossia sono parte integrante del rumore misurato e che caratterizza lo stato di rumorosità ante operam, i secondi (impianti non realizzati ma autorizzati) invece concorrono ad aumentare il campo acustico in progetto, e pertanto verranno integrati nella stima dell'intensità del campo acustico post operam. Dalla consultazione degli elenchi relativi alle procedure VIA della regione Lazio (<https://www.regione.lazio.it/imprese/tutela-ambientale-difesa-suolo/valutazione-impattoambientale-progetti>), della Regione Umbria (<https://www.va.regione.umbria.it/via/elenco-deiprocedimenti-di-valutazione-di-impatto-ambientale>), nonché dalla consultazione degli elenchi dei progetti del MITE (<https://va.mite.gov.it/it-IT/Ricerca/Via>), non è emersa la presenza di altri impianti FER all'interno del buffer indicato.

Pertanto si può concludere che il presente impianto non è soggetto ad effetto cumulo.

11. Conclusioni

Alla luce di quanto esposto nel SIA, il progetto proposto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avanzato di potenza pari a 40,10 MWp e 25 MW di sistema di accumulo (BESS) ricadente all'interno del territorio del Comune di Alviano (FG) e con opere di connessione alla rete ricadenti nei comuni di Viterbo, Graffignano (VT) e Vitorchiano (VT), è una iniziativa economica che ha di per sé una forte valenza ambientale, in quanto permette di generare una importante quantità di energia elettrica (oltre 75.000 MWh/anno) senza immettere nell'ambiente nessun tipo di inquinante e soprattutto senza produrre gas a effetto serra responsabili dell'anomalo aumento della temperatura terrestre, che sta portando già oggi numerose e nefaste conseguenze la cui gravità aumenterà più che proporzionalmente all'aumentare della temperatura media. Una di tali conseguenze è sicuramente la desertificazione dei suoli, infatti in Italia entro 25 anni si stima una desertificazione del 20% dei terreni oggi fertili (cfr. Paragrafo 5.1) e al contempo mantenere la vocazione agricola del terreno attuando la coltivazione al disotto e tra le fila dei moduli fotovoltaici configurandosi come sistema agrovoltaiico avanzato come definito dalla normativa vigente.

Inoltre, come meglio descritto nel paragrafo 3.1.15, il sito di impianto ricade in area idonea per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del Dlgs 199/21 e smi e pertanto la scelta di realizzare un impianto agrovoltaiico avanzato va intesa anche come ulteriore opera di mitigazione ambientale.

Riguardo l'impatto visivo, come meglio descritto nei paragrafi precedenti e nella relazione paesaggistica, l'impianto non ricade in zone di pregio ambientale e/o paesaggistico culturale e, stante la particolare orografia del terreno praticamente tutta pianeggiante, grazie alla bordura in perimetrale la sua percezione sarà pressoché trascurabile/nulla, anche rispetto a punti sensibili. Si avrà così il corretto inserimento nel mosaico agricolo e di paesaggio lungo la recinzione per ridurre l'impatto visivo a breve distanza, mentre per quanto riguarda l'impatto visivo da media e grande distanza, come si evince dai rilievi eseguiti, questo non riguarda zone di interesse paesaggistico/culturale.

Inoltre, per il suddetto impianto non si ravvisano nell'intorno di 3 km altri impianti a fonti rinnovabili, pertanto è da considerarsi nullo l'effetto cumulo.

Infine, l'opera concorrerà al raggiungimento degli obiettivi che l'Italia si è prefissata con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC 2030,) che prevede da qui al 2030 la realizzazione di almeno altri 40.000 MW di impianti fotovoltaici, vale a dire una media di 4.000 MW all'anno (a fine 2019 gli impianti fotovoltaici installati in Italia superavano di poco i 20.000 MW, questo dà la misura della portata e l'ambizione di questi obiettivi nazionali).

Analizzando i dati del GSE negli anni tra il 2013 e il 2021 in cui non sono stati erogati incentivi per la realizzazione di impianti fotovoltaici, le nuove installazioni hanno segnato una media annua di 500 MW di nuovi impianti, quasi esclusivamente piccoli impianti su edifici esistenti e di nuova realizzazione. Neanche dopo l'emissione del D.M. 04/07/2019 (Decreto FER 1), che in due anni distribuisce incentivi per circa 1.570 MW tra impianti eolici e fotovoltaici, si può prevedere di raggiungere gli obiettivi PNIEC 2030, dal momento che il citato Decreto Romani ne impedisce l'accesso agli impianti fotovoltaici in zone agricole e pertanto tale contingente (già di per sé esiguo) sarà utilizzato quasi esclusivamente per incentivare impianti eolici (come dimostrato dalla graduatoria di chiusura del primo dei sette bandi previsti dal FER 1 e pubblicata dal GSE a gennaio 2020). Dal 2022 al terzo trimestre 2023 la installazione degli impianti fotovoltaica è salita circa 3 GW all'anno dovuta soprattutto all'effetto superbonus per gli impianti residenziali.

Per raggiungere o per lo meno avvicinarsi agli obiettivi del PNIEC 2030 si dovranno per forza realizzare almeno 25.000 MW di nuovi impianti su suoli agricoli. Da fonte ISTAT del 2010, in Italia ci sono 1,6 milioni di aziende agricole e 12,9 milioni di ettari di superficie agricola utilizzata (SAU). La realizzazione di 25.000 MW di impianti fotovoltaici a terra interesserebbe circa 37 mila ettari di superficie (in media 1,5 ettari/MW), vale a dire che, anche qualora gli impianti fossero realizzati solamente su terreni utilizzati da aziende agricole, questi occuperebbero lo 0,28% della superficie complessiva coltivata). Ovviamente tale percentuale del tutto cautelativa non apporterebbe un impatto significativo sul comparto agricolo in termini di produzione agricola.

A conclusione, avendo verificato il rispetto di tutte le normative in materia paesaggistica ed ambientale del presente impianto (la normativa vigente addirittura indica come di pubblica utilità tutti gli impianti FER), i seppure esigui impatti ambientali e socio-economici residui sono ampiamente surclassati dai benefici ambientali e socio-economici che la presente iniziativa comporterà.

12. Elenco allegati

1. AS_ALV_REP: Relazione paesaggistica
2. AS_ALV_AFV: Il progetto agro/orto fotovoltaico
3. AS_ALV_R04: Relazione geologica
4. AS_ALV_R05: Relazione idrologica e idraulica
5. AS_ALV_R07: Relazione geotecnica - Sismicità
6. AS_ALV_R08: Relazione tecnica impianto FV
7. AS_ALV_R08.A: Relazione tecnica campi elettromagnetici
8. AS_ALV_R10: Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce di scavo
9. AS_ALV_R11: Piano di sintesi dismissione
10. AS_ALV_R13: Relazione impatto acustico
11. AS_ALV_SOP: Relazione archeologica
12. AS_ALV_A4: Piano Particellare di Esproprio e Disponibilità
13. AS_ALV_SNT: Sintesi non tecnica dello Studio di Impatto Ambientale e cumulativi
14. AS_ALV_PED: Relazione pedo-agronomica
15. AS_ALV_OMV Opere Mitigazione Visiva
16. AS_ALV_PMA Piano Di Monitoraggio Ambientale
17. AS_ALV_BEN Sintesi Benefici Ambientali e Socioeconomici
18. AS_ALV_V.01: Carta dei Vincoli del Bacino Visivo e di Visibilità Teorica
19. AS_ALV_V.02: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento – Vincoli Paesaggistici (PPTR)
20. AS_ALV_V.03: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincoli Paesaggistici Bosco
21. AS_ALV_V.04: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincolo Idrogeologico
22. AS_ALV_V.05: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Dissesti da PAI
23. AS_ALV_V.06: Stralcio Mappa Aree non Idonee FER
24. AS_ALV_V.07: Uso del Suolo da SIT
25. AS_ALV_V.08: Carta Idrogeomorfologica
26. AS_ALV_V.09: Stralcio Mappatura Parchi e Riserve e Siti di Rilevanza Naturalistica
27. AS_ALV_V.10: Stralcio Cartografico Piano Regionale Attività Estrattive
28. AS_ALV_V.11: Stralcio Cartografico Piano Faunistico e Venatorio
29. AS_ALV_V.13a: Carta della Rete Ecologica Pugliese
30. AS_ALV_V.15: Aree percorse dal Fuoco

31. AS_ALV_V.16: Distanza dai Centri Abitati Vicini
32. AS_ALV_V.19: Aree verdi interne all'impianto
33. AS_ALV_V.20_AREE IDONEE CRITERIO C-QUATER