



VSE

VSE S.r.l.

PIAZZALE LUIGI CADORNA N.14 - MILANO (MI)

P.IVA 13156270962

REA MI - 2615671

C.F. 02607460223

Regione Abruzzo Comune di Corropoli

Provincia di Teramo

AUTORIZZAZIONE UNICA

Titolo:

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica

"VSE_CORROPOLI"

Via Pozzolana SNC

Oggetto:

RELAZIONE TECNICA GENERALE DELL'IMPIANTO

Codifica Elaborato:

RT**01**

Impresa/Studio di progettazione:

Via dell'Industria, 1 - 40027 Osimo (AN) T. +39 071 7231280 F. +39 071 7235455
Web www.weplaningegneria.it Email info@weplaningegneria.it Pec weplanstudio@pec.it

Progettista/Direttore Tecnico:

Dott. Ing. Michele BALEANI
Cedola degli Ingegneri prov. Ancona n. 2319Latitudine: 42.821388°
Longitudine: 13.863817°

Cod. File:

RT.01_CORROPOLI_PD_01.pdf

Scala:

-

Formato:

A4

Codice:

PD

Rev.:

01

Rev.	Data	Descrizione revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
0	01/2024	Prima emissione	Ing. Michele Baleani	Ing. Michele Baleani	Ing. Michele Baleani
1	07/2024	Seconda emissione	Ing. Michele Baleani	Ing. Michele Baleani	Ing. Michele Baleani

SOMMARIO

1	PREMESSA.....	3
2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	5
3	STATO ATTUALE.....	6
4	QUADRO PROGRAMMATICO.....	7
4.1	Programmazione energetica.....	7
4.1.1	Strumenti di programmazione Comunitari.....	7
4.1.2	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC).....	11
4.1.3	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza PNRR.....	13
4.1.4	Strumenti di pianificazione di settore a livello nazionale.....	15
4.1.5	Pianificazione energetica regionale e provinciale.....	21
4.2	Piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria ambiente PRTQA.....	22
4.3	Previsioni e vincoli della pianificazione territoriale e urbanistica.....	27
4.3.1	Piano Regionale Paesistico P.R.P.	27
4.3.2	Piano Territoriale di Coordinamento della provincia di Teramo (PTCP).....	31
4.3.3	Piano Regolatore Esecutivo del comune di Corropoli.....	34
4.3.4	Piano Regolatore generale del comune di Alba Adriatica.....	39
4.4	Strumenti di pianificazione di settore.....	39
4.4.1	Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale.....	39
4.4.2	Rete Europea Natura 2000.....	45
4.4.3	Vincolo paesaggistico.....	46
4.5	Conformità del progetto con gli strumenti vigenti.....	50
4.5.1	Descrizione delle conformità o disarmonie del progetto con gli strumenti di programmazione e pianificazione vigenti.....	50
4.5.2	Descrizione delle conformità o disarmonie eventuali del progetto con i vincoli di tutela naturalistica.....	54
4.5.3	Tabella sinottica delle conformità o disarmonie del progetto con gli strumenti di programmazione, pianificazione e con i vincoli di tutela.....	54
5	STATO DI PROGETTO.....	56
5.1	Descrizione generale impianto fotovoltaico.....	56
5.2	Moduli fotovoltaici.....	57
5.3	Inverter.....	57
5.4	Strutture ad inseguimento.....	58
5.5	Cabine elettriche.....	59
6	RISPETTO DELLE NORMATIVE IN MATERIA DI AGRIVOLTAICO.....	60
6.1	Definizione di "Agrivoltaico"– REQUISITO A.....	60
6.1.1	Superficie minima destinata all'attività agricola – Requisito A.1.....	60
6.1.2	Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR) – Requisito A.2.....	62
6.2	Produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli – REQUISITO B.....	63
6.2.1	Producibilità elettrica minima.....	63
6.3	I sistemi di monitoraggio – REQUISITO D.....	69
6.4	Requisiti dei moduli fotovoltaici.....	69
6.5	Definizioni.....	71
7	STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA.....	74
7.1	Sezione impianto connessione Sud.....	74
7.2	Totale impianto fotovoltaico.....	75
8	DESCRIZIONE FASI DI LAVORO.....	76
8.1	Fase 1. Allestimento del cantiere e delle relative opere propedeutiche.....	76
8.2	Fase 2. Operazioni di movimento terra.....	76
8.3	Fase 3. Realizzazione delle opere perimetrali.....	77

8.4	Fase 4. Realizzazione della viabilità interna e cavidotti.....	77
8.5	Fase 5. Installazione dei tracker monoassiali	78
8.6	Fase 6. Scavi per il completamento dei cavidotti e preparazione delle piazzole per l'installazione delle cabine	80
8.7	Fase 7. Installazione dei moduli fotovoltaici e degli inverter di stringa.....	81
8.8	Fase 8. Posa in opera delle cabine elettriche	81
8.9	Fase 9. Installazione impianto antintrusione e TVCC.....	81
8.10	Fase 10. Predisposizioni delle connessioni elettriche in cabina e dei collaudi finali	81
8.11	Fase 11. Opere di mitigazione.....	82
8.12	Fase 12. Operazioni di Fine lavori.....	82
9	GESTIONE DEL CANTIERE	83
9.1	Organizzazione del cantiere	83
9.2	Preparazione aree di cantiere.....	83
9.3	Aree di stoccaggio materiali	84
9.4	Area di accantieramento	84
9.5	Gestione dei rifiuti	84
9.6	Viabilità di cantiere.....	85
10	ALLEGATI	87

1 PREMESSA

La presente relazione tecnica generale, unitamente agli elaborati grafici allegati, ha lo scopo di descrivere e illustrare la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra denominato "VSE_CORROPOLI" di potenza nominale pari a 5.626,08 kWp, da parte della società VSE. S.R.L..

L'area interessata dalla realizzazione dell'impianto è ubicata nel comune di Corropoli ed è delimitata a nord est da via Pozzolana, a nord-ovest da terreno agricolo e da una proprietà residenziale, ad ovest è delimitata da aree agricole e residenziali, a sud da un'area agricola.

L'elettrodotto di connessione composto dalle due sezioni sopra identificate, avrà lunghezza totale di circa 5.057 metri. Il percorso degli elettrodotti è interrato e posto lungo la viabilità esistente, prevedendo il ricorso alla posa sia con scavo a cielo aperto che con trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.). L'elettrodotto sarà oggetto della relazione denominata RT.09_CORROPOLI_PD_01 (Relazione tecnica elettrodotto).

L'intervento è proposto dalla società VSE S.R.L.



Figura 1-1 - Ubicazione area di intervento

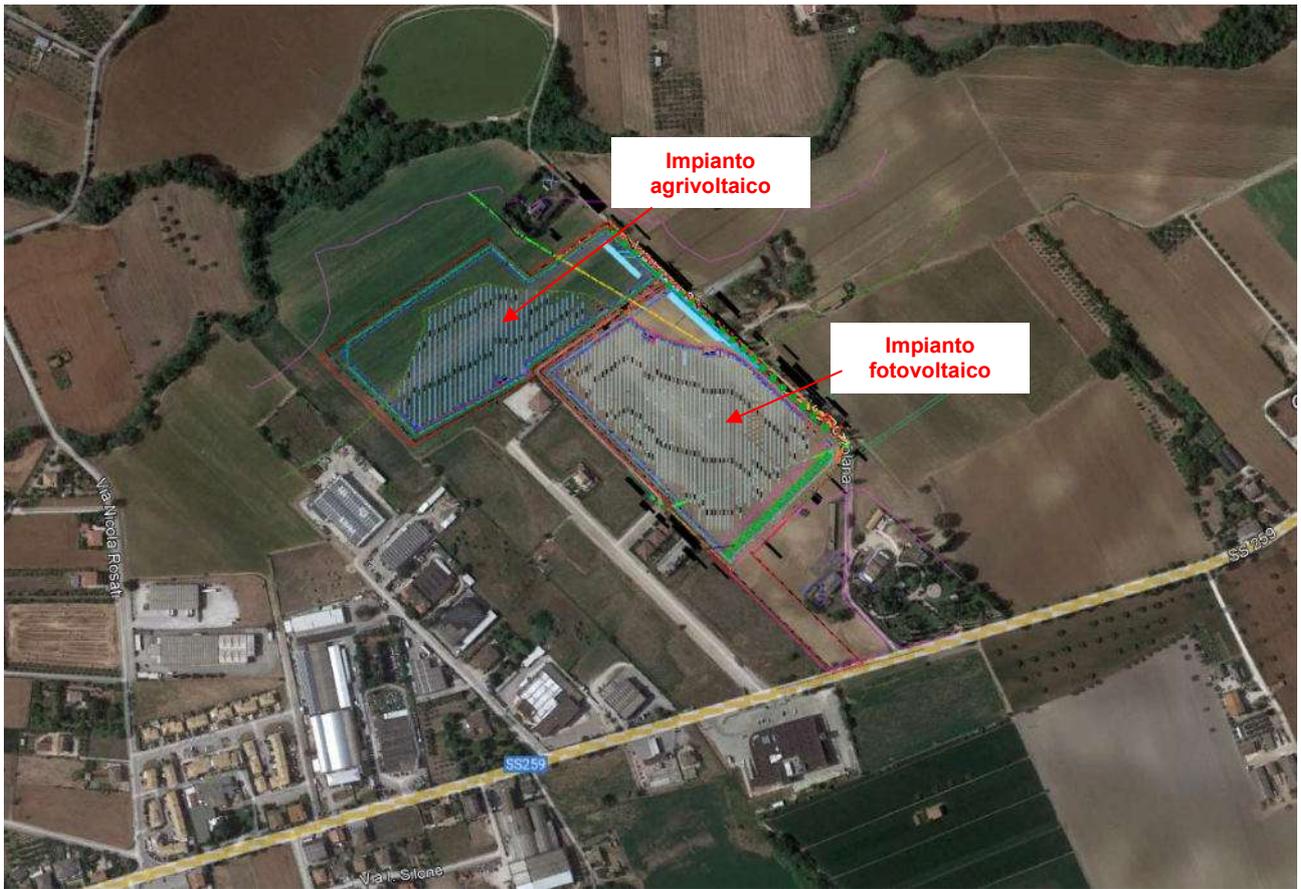


Figura 1-2 – Progetto su base Google Earth (Fonte: elaborazioni Servin da tavola di progetto).

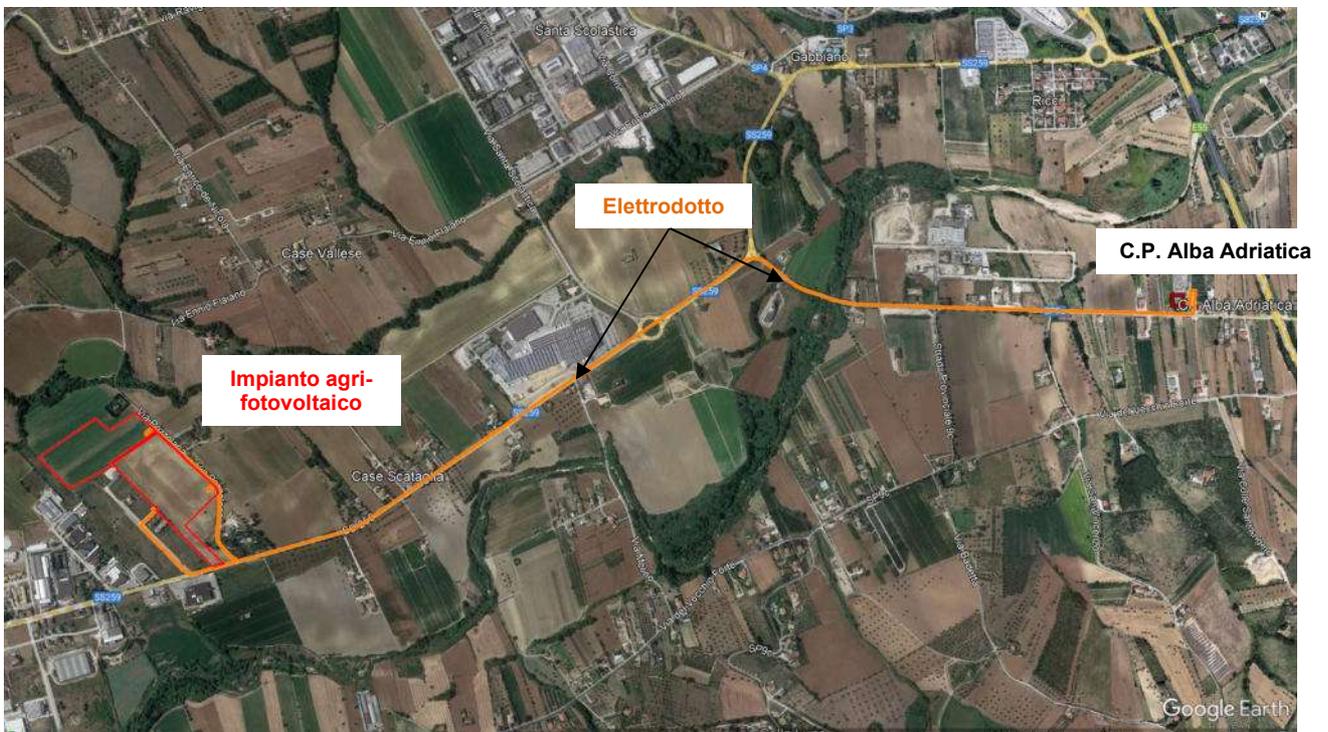


Figura 1-3 – Intero progetto su base Google Earth (Fonte: elaborazioni Servin da tavola di progetto).

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto fotovoltaico dovrà essere conforme a Leggi e Norme vigenti, con particolare riferimento a:

- **Decreto-Legislativo 29 dicembre 2003 n.387** – “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- **Decreto-Legislativo 3 marzo 2011 n.28** – “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”;
- **Decreto-Legislativo 8 novembre 2021 n.199** – “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 settembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”;
- **Legge 27 aprile 2022 n.34** – “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2022, n.17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilascio delle politiche industriali”;
- **Decreto-Legge 17 maggio 2022 n.50** – “Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina”;
- **Legge 20 maggio 2022 n.51** – “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 21 marzo 2022, n.21, recante misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina”;
- **Decreto-Legislativo 9 aprile 2008 n.81** – “Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro”;
- **Decreto Ministeriale 436/2023** – “Decreto agrivoltaico”;
- **Norma CEI 0-16 sesta edizione** – “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- **Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici** pubblicate dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica;
- **DM Agrivoltaico** – Regole operative – Allegato 1 al Decreto di approvazione
- **UNI/PdR 148/2023** – Sistemi agrivoltaici – Integrazione di attività agricole e impianti fotovoltaici (porzioni di norma)
- **Norma CEI 64-8** – “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V” in corrente alternata e 1500V in corrente continua”;

- **Norma CEI 82-25** – “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

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

3 STATO ATTUALE

L'area interessata dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico è ubicata nel Comune di Corropoli (TE) ed occupa catastalmente le particelle 437, 439, 440, 442, 443, 455, 457 del foglio n. 19.

A Nord-Est è delimitata da Via Pozzolana, a Nord-Ovest da terreno agricolo e da una proprietà residenziale, ad Ovest è delimitata da aree agricole e residenziali, a Sud da un'area agricola.

I tre accessi all'impianto fotovoltaico sono situati su “Via Pozzolana” e l'intera area non è attualmente recintata.

4 QUADRO PROGRAMMATICO

4.1 Programmazione energetica

4.1.1 Strumenti di programmazione Comunitari

Il più recente quadro programmatico di riferimento dell'Unione Europea in merito al settore dell'energia è dato dai seguenti documenti:

- il Winter Package varato nel novembre 2016;
- le strategie dell'Unione Europea, incluse nelle tre comunicazioni n. 80, 81 e 82 del 2015 e nel nuovo pacchetto approvato il 16/2/2016 a seguito della firma dell'Accordo di Parigi (COP 21) il 12/12/2015;
- il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008;
- il Protocollo di Kyoto,
- Direttiva (UE) 2018/2001, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Con riferimento alla natura del progetto, è inoltre stata analizzata la Direttiva 2009/28/CE, relativa alla promozione delle energie rinnovabili.

L'energia ed il mercato energetico europeo rappresentano da sempre una priorità d'azione della Commissione Europea, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici dei consumatori europei, e per promuovere – in maniera coordinata e conforme alle regole comunitarie – lo sviluppo di energie rinnovabili e strategie sostenibili.

In tale contesto, nel novembre 2016, la Commissione Europea ha varato un pacchetto di proposte in materia energetica – noto appunto come pacchetto invernale, ovvero “Winter Package” - preceduto dalla Comunicazione “Clean Energy for all Europeans” (“Energia pulita per tutti gli europei”).

Il “Pacchetto Invernale” rappresenta una delle più ampie e complesse iniziative adottate nell'ambito energetico: si articola infatti in ventuno provvedimenti, tra cui otto proposte legislative di modifica delle direttive esistenti.

Uno degli obiettivi più richiamati di tale intervento è quello della decarbonizzazione del settore produttivo energetico, affermando che la transizione verso l'energia pulita è la strada per la crescita futura, l'aumento dell'occupazione e la chiave di attrazione degli investimenti; secondo le stime fornite dalla Commissione stessa, infatti, le energie pulite nel 2015 hanno attirato investimenti globali per oltre 300 miliardi di euro.

Le linee generali dell'attuale strategia energetica dell'Unione Europea sono delineate nel pacchetto "Unione dell'Energia", che mira a garantire all'Europa e i suoi cittadini energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili. Misure specifiche riguardano cinque settori chiave, fra cui sicurezza energetica, efficienza energetica e decarbonizzazione.

Il 16 febbraio 2016, facendo seguito all'adozione da parte dei leader mondiali del nuovo accordo globale e universale tenutosi Parigi del 2015 sul cambiamento climatico, la Commissione ha presentato un nuovo pacchetto di misure per la sicurezza energetica, per dotare l'UE degli strumenti per affrontare la transizione energetica globale, al fine di fronteggiare possibili interruzioni dell'approvvigionamento energetico.

L'accordo di Parigi contiene sostanzialmente quattro impegni per i 196 stati che lo hanno sottoscritto:

- mantenere l'aumento di temperatura inferiore ai 2 gradi, e compiere sforzi per mantenerlo entro 1,5 gradi;
- smettere di incrementare le emissioni di gas serra il prima possibile e raggiungere nella seconda parte del secolo il momento in cui la produzione di nuovi gas serra sarà sufficientemente bassa da essere assorbita naturalmente;
- controllare i progressi compiuti ogni cinque anni, tramite nuove Conferenze;
- versare 100 miliardi di dollari ogni anno ai paesi più poveri per aiutarli a sviluppare fonti di energia meno inquinanti.

In particolare, il protocollo di Parigi formalizza l'obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, come obiettivo per le emissioni.

Il Pacchetto Clima ed Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008 dal Parlamento Europeo, costituisce il quadro di riferimento con il quale l'Unione Europea intendeva perseguire la propria politica di sviluppo per il 2020, ovvero riducendo del 20%, rispetto al 1990, le emissioni di gas a effetto serra, portando al 20% il risparmio energetico e aumentando al 20% il consumo di fonti rinnovabili. Il pacchetto comprendeva, inoltre, provvedimenti sul sistema di scambio di quote di emissione e sui limiti alle emissioni delle automobili.

Il Protocollo di Kyoto per la riduzione dei gas responsabili dell'effetto serra (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆), sottoscritto il 10 dicembre 1997, prevedeva un forte impegno della Comunità Europea nella riduzione delle emissioni di gas serra (-8%, come media per il periodo 2008 – 2012, rispetto ai livelli del 1990).

Il Protocollo, in particolare, individuava alcune azioni da realizzarsi da parte dei paesi industrializzati, quali lo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e delle tecnologie innovative per la riduzione delle emissioni.

Nel 2013 ha avuto avvio il cosiddetto "Kyoto 2", ovvero il secondo periodo d'impegno del Protocollo di Kyoto (2013-2020), che copre l'intervallo che separa la fine del primo periodo di Kyoto e l'inizio del nuovo accordo globale nel 2020.

Le modifiche rispetto al primo periodo di Kyoto sono state le seguenti:

- nuove norme su come i paesi sviluppati devono tenere conto delle emissioni generate dall'uso del suolo e dalla silvicoltura;
- inserimento di un ulteriore gas a effetto serra, il trifluoruro di azoto (NF3).

La Direttiva Energie Rinnovabili, adottata mediante codecisione il 23 aprile 2009 (Direttiva 2009/28/CE, recante abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE), stabiliva che una quota obbligatoria del 20% del consumo energetico dell'UE dovesse provenire da fonti rinnovabili entro il 2020, obiettivo ripartito in sotto-obiettivi vincolanti a livello nazionale, tenendo conto delle diverse situazioni di partenza dei paesi. Essa, inoltre, obbligava tutti gli Stati membri, entro il 2020, a derivare il 10% dei loro carburanti utilizzati per i trasporti da fonti rinnovabili.

Il 17 gennaio 2018 il Parlamento Europeo ha approvato la nuova Direttiva europea (direttiva (UE) 2018/2001) nel quadro del pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei», inteso a salvaguardare il ruolo di leader globale dell'UE nel settore delle energie rinnovabili e, più in generale, ad aiutare l'Unione a rispettare i propri impegni di riduzione delle emissioni a norma dell'accordo di Parigi. La direttiva per il periodo 2020-2030 riporta i nuovi obiettivi per l'efficienza energetica e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Essa, infatti, fissa al 35% il target da raggiungere entro il 2030 a livello comunitario, sia per quanto riguarda l'obiettivo dell'aumento dell'efficienza energetica, sia per la produzione da fonti energetiche rinnovabili – che dovranno rappresentare una quota non inferiore al 35% del consumo energetico totale.

In assenza di obiettivi nazionali riveduti, gli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili per il 2020 dovrebbero rappresentare il contributo minimo di ciascuno Stato membro per il 2030. I paesi dell'UE proporranno il proprio obiettivo energetico nazionale e definiranno piani nazionali decennali in materia di energia e clima nell'ambito di Orizzonte 2030, cui faranno seguito, ogni due anni, relazioni sui progressi compiuti. Tali piani saranno valutati dalla Commissione, che potrà adottare misure a livello dell'UE per assicurare che siano coerenti con gli obiettivi complessivi dell'Unione.

La Direttiva (UE) 2018/2001 dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che, nel 2030, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione sia almeno pari al 32% (articolo 1 e articolo 3, par. 1) e la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti sia almeno pari al 14% del consumo finale in tale settore. Gli Stati membri devono, ciascuno, fissare i contributi nazionali per conseguire collettivamente l'obiettivo vincolante UE 2030 nell'ambito dei loro Piani nazionali integrati per l'energia e il clima-PNIEC.

L'11 dicembre 2019 la Commissione ha pubblicato la sua comunicazione sul Green Deal europeo (COM/2019/640). Questo patto verde definisce una visione dettagliata per rendere l'Europa un continente climaticamente neutro entro il 2050 mediante la fornitura di energia pulita, economicamente accessibile e sicura.

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

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21 gennaio del 2020 il testo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020. Il PNIEC è stato inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento. 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 si struttura su 5 linee d'intervento, che si sviluppano in maniera integrata:

- decarbonizzazione,
- efficienza,
- sicurezza energetica,
- sviluppo del mercato interno dell'energia,
- ricerca innovazione competitività.

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto al 1990 è ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che dovranno registrare rispettivamente un -43% e un -30% rispetto all'anno 2005. Il Regolamento (UE) 2018/842 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi (Regolamento Effort Sharing) prevede un obiettivo di riduzione per l'Italia nei settori non ETS pari al -33% rispetto ai livelli del 2005. Tale obiettivo dovrà essere raggiunto secondo una traiettoria lineare di riduzione che determinerà ogni anno un cap alle emissioni.

Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030 di cui all'articolo 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, un contributo in termini di quota dello Stato membro di energia da fonti rinnovabili nel consumo lordo di energia finale nel 2030; a partire dal 2021 tale contributo segue una traiettoria indicativa. Entro il 2022, la traiettoria

indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 18 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2025, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 43 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2027, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 65 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili.

In riferimento all'efficientamento energetico, il contributo indicativo nazionale necessario per conseguire gli obiettivi dell'Unione di almeno il 32,5% di efficienza energetica nel 2030. L'Italia intende perseguire un obiettivo indicativo di riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007. In termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e finale al 2020 il Piano stima che verranno superati gli obiettivi indicativi fissati ai sensi della Direttiva 2012/27/UE, pari rispettivamente a 158 Mtep e 124 Mtep. Per quanto riguarda, invece, il livello assoluto di consumo di energia al 2030, l'Italia persegue un obiettivo di 125,1 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale.

In riferimento al settore elettrico, secondo gli obiettivi del Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili. Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55 % dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo.

Si seguirà un simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo. In tale prospettiva vanno favorite le realizzazioni in aree già artificiali (con riferimento alla classificazione SNPA), siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale.

Il progetto in esame si inserisce nei primari obiettivi del PNIEC.

4.1.3 Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza PNRR

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza è un programma di investimenti che l'Italia e gli altri stati dell'Unione europea hanno consegnato alla Commissione Ue per accedere alle risorse del Recovery fund. Il Piano si inserisce all'interno del programma Next generation Eu, il pacchetto da 750 miliardi di euro stanziati dall'Unione europea da dividere tra i diversi Stati membri, anche sulla base dell'incidenza che la pandemia da Covid-19 ha avuto su ciascuna economia interna.

Obiettivo primario del Piano è risollevere l'economia interna dalla crisi provocata dalla pandemia da Coronavirus. Il Piano, infatti, include un corposo pacchetto di riforme che toccano, tra gli altri, gli ambiti della pubblica amministrazione, della giustizia, della semplificazione normativa e della concorrenza. Le riforme da attuare e i relativi investimenti sono organizzati in sei missioni, suddivise per aree tematiche, e 16 componenti. Le sei Missioni del Piano sono:

1. digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura;
2. rivoluzione verde e transizione ecologica;
3. infrastrutture per una mobilità sostenibile;
4. istruzione e ricerca;
5. inclusione e coesione;
6. salute.

Il Piano deve contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati a livello UE anche attraverso l'uso delle tecnologie digitali più avanzate, la protezione delle risorse idriche e marine, la transizione verso un'economia circolare, la riduzione e il riciclaggio dei rifiuti, la prevenzione dell'inquinamento e la protezione e il ripristino di ecosistemi sani. Questi ultimi comprendono le foreste, le zone umide, le torbiere e le aree costiere, e la piantumazione di alberi e il rinverdimento delle aree urbane.

Il Piano rende inoltre il sistema italiano più sostenibile nel lungo termine, tramite la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori. Quest'obiettivo implica un'accelerazione ed efficientamento energetico; un incremento corposo della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sia con soluzioni decentralizzate che centralizzate (incluse quelle innovative ed offshore); sviluppare una mobilità più sostenibile; avviare la graduale decarbonizzazione dell'industria, includendo l'avvio dell'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno, in linea con la Strategia europea. Infine, il Piano punta a una piena sostenibilità ambientale, che riguarda anche il miglioramento della gestione dei rifiuti e dell'economia circolare, l'adozione di soluzioni di smart agriculture e bio-economia, la difesa della biodiversità e il rafforzamento della gestione delle risorse naturali, a partire da quelle idriche.

La Commissione Europea ha descritto una serie di sfide comuni che gli Stati membri devono affrontare all'interno dei rispettivi Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza. Quest'ultima stima, che, per conseguire gli obiettivi del Green Deal europeo l'UE, dovrà incrementare di 500 GW la produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2030 e chiede agli Stati membri di realizzare il 40 % di questo obiettivo entro il 2025 nell'ambito dei PNRR.

I progetti presentati nel Piano italiano puntano ad incrementare la capacità produttiva di energia da fonti rinnovabili innovative e non ancora in "grid parity"¹ per circa 3,5 GW. L'obiettivo si potrà raggiungere con un insieme integrato di investimenti e riforme settoriali, contenute all'interno delle singole Missioni, che hanno come obiettivo primario quello di introdurre regimi regolatori e procedurali più efficienti nei rispettivi ambiti settoriali.

Per raggiungere gli obiettivi fissati, il Piano destina una considerevole somma (1,5 Mld) allo sviluppo di parchi Agrosolari, ossia alla realizzazione di progetti in aree agricole, in cui sfruttare i terreni agricoli anche per la produzione di energia rinnovabile non sacrificandone la produzione agricola ma in combinazione.

Il progetto in esame è conforme al PNRR e si inserisce tra gli obiettivi principali.

¹ Per **Grid Parity** si intende la "parità" fra il costo di produzione dell'energia da fonte rinnovabile e il costo di acquisto dell'energia prodotta da fonti convenzionali (prevalentemente fossili).

4.1.4 Strumenti di pianificazione di settore a livello nazionale

La Legge 09.01.1991, n. 10, "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia", ha delineato una cornice normativa organica destinata ad accogliere, a livello nazionale, i nascenti orientamenti europei, attraverso una serie di misure di incentivazione: documenti programmatori e norme. Inoltre, sono state definite le risorse rinnovabili e quelle assimilabili alle rinnovabili, è stato introdotto l'obbligo di realizzare una pianificazione energetica a tutti i livelli amministrativi ed è stata prevista una serie di misure rivolte al pubblico ed ai privati per incentivare l'uso di Fonti Energetiche Rinnovabili, nonché il contenimento dei consumi energetici nel settore civile ed in vari settori produttivi. In osservanza del Protocollo di Kyoto, in ambito nazionale sono stati emanati i seguenti ulteriori provvedimenti:

- Deliberazione del Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) n. 126, del 6 agosto 1999: ha approvato il Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili.
- L. n. 120 del 1° giugno 2002: "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto, l'11 dicembre 1997".
- Delibera CIPE n. 123, del 19 dicembre 2002 (revisione della Delibera CIPE del 19 novembre 1998): piano di azione nazionale per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

Il "Libro bianco" italiano (aprile 1994), per la "valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", afferma che "Il Governo italiano attribuisce alle fonti rinnovabili una rilevanza strategica".

In riferimento alla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono state emanate seguenti norme:

- D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387: attuativo della Direttiva 2001/77/CE.
- Decreto del Ministro delle attività produttive 28 luglio 2005: "criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare".
- D. M. del 19 febbraio 2007 (incentivazione della produzione di Sviluppo Economico): "criteri e modalità per energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387".

- Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) n. 89, 281, 33/08.
- Normativa tecnica inerente alla connessione alla rete in Media Tensione (MT) o Alta Tensione (AT) sviluppata dai distributori (Terna, Enel, ecc.).

La Legge n. 239/04 del 23 agosto 2004 e s.m.i. disciplina e riorganizza il settore dell'energia attraverso l'ulteriore sviluppo della politica italiana dell'energia e del generale rinnovamento della gestione del settore dell'energia.

La legge stabilisce gli obiettivi generali della politica nazionale dell'energia, definisce il ruolo e le funzioni dello stato e fissa i criteri generali per l'attuazione della politica nazionale dell'energia a livello territoriale, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e cooperazione tra lo Stato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e le Autorità locali.

Le strategie di intervento principali stabilite dalla Legge n. 239/2004 sono:

- la diversificazione delle fonti di energia;
- l'aumento dell'efficienza del mercato interno attraverso procedure semplificate e la riorganizzazione del settore dell'energia;
- il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, allo scopo di promuovere la competitività e la riduzione dei prezzi;
- la suddivisione delle competenze tra stato e regioni e l'applicazione dei principi fondamentali della legislazione regionale di settore.

Alcuni tra gli obiettivi generali principali della politica energetica

(sanciti dall'art. 1, punto 3) sono i seguenti:

- garantire la sicurezza, la flessibilità e la continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto (punto a);
- perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse. La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale (punto e).

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 è stata adottata con Decreto Ministeriale 10 novembre 2017. L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 del 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità (Fonte: sito web del Ministero dello sviluppo economico).

La Strategia 2017 si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale:

- più competitivo, migliorando la competitività del Paese e continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- più sostenibile, raggiungendo in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- più sicuro, continuando a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche e rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN si considerano i seguenti:

- efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni

del 39% al 2030 e del 63% al 2050;

- raddoppiare gli 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;
- nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Il provvedimento con cui l'Italia ha definito inizialmente gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, giuridico e finanziario, necessario per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, è il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, così come modificato ed integrato dai D.L. 1/2012, dalla Legge 27/2012, dal D.L. 83/2012, dal D.L. 50/2022 e dal D.L.51/2022. Le disposizioni del decreto, noto come "Decreto Rinnovabili", introducono diverse ed importanti novità dal punto di vista delle procedure autorizzative, della regolamentazione tecnica e dei regimi di sostegno. In materia di procedure autorizzative, tra le novità più importanti vi sono: la riduzione da 180 a 90 giorni del termine massimo per la conclusione del procedimento unico di autorizzazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, la sostituzione della Dichiarazione di Inizio Attività (DIA), così come disciplinata dalle Linee Guida, con la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) (Cfr, art.6), e l'indicazione sulla disciplina dei regimi di autorizzazione per le aree idonee che non rientrano nella fattispecie riconducibile all'applicazione della PAS o della DILA (Cfr. art.4).

L'obiettivo del 17% assegnato all'Italia dall'UE dovrà essere conseguito secondo la logica del burden-sharing (letteralmente, suddivisione degli oneri), in altre parole ripartito tra le Regioni e le Province autonome italiane in ragione delle rispettive potenzialità energetiche, sociali ed economiche. Il D.M. 15 marzo 2012 "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)" norma questo aspetto indicando i target per le rinnovabili, regione per regione.

La legge prevede anche misure di intervento in caso di inadempimento, fino all'ipotesi di commissariare le amministrazioni che non raggiungono gli obiettivi, e fissa tre mesi di tempo affinché le Regioni recepiscano i loro target nei rispettivi Piani Energetici. Lo scopo perseguito è quello di accelerare l'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio degli

impianti da FER ed offrire agli operatori del settore un quadro certo cui far riferimento per la localizzazione degli impianti.

Nell'anno 2021, il DL Semplificazioni bis è stato convertito in legge di conversione n. 108 del 29 luglio 2021 così come modificato e integrato dai D.L. 50/2022 e D.L. 51/2022, che ha introdotto nuove tipologie di aree idonee ope legis (Cfr. art.20 c.8 lettere a/b/c/c-bis/c-ter/c-quater). Il 15/12/2021 è entrato in vigore il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199, Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. Red II). Il decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, in particolare reca disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del Regolamento (UE) n. 2021/1119, con il quale prevedere, per l'Unione europea, un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 per cento rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050. La nuova Legge 27 aprile 2022, n. 34 *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali*, pubblicata sulla GU n.98 il 28-04-2022, che stabilisce le procedure autorizzatorie degli impianti a fonti rinnovabili, in riferimento alle aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra, fa riferimento all'articolo 20 del D.Lgs. 199/2021, *Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili*, che al comma 8 stabilisce:

8. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

(...)

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere.

L'area di progetto ricade totalmente all'interno del raggio di 500 m da una zona industriale D, in particolare **D5 Industriale artigianale di nuovo impianto** classificata dal Piano Regolatore Esecutivo comunale di Corropoli (TE) vigente, Figura 4-1.

L'area di impianto fotovoltaico appartenente alle Zone territoriali omogenee E, in particolare le sottozone **E4 Zona agricola di distacco e/o mitigazione degli impatti ambientali**, è idonea ope legis in quanto rientra totalmente in un areale di 500 metri dalla zona industriale sopra definita.

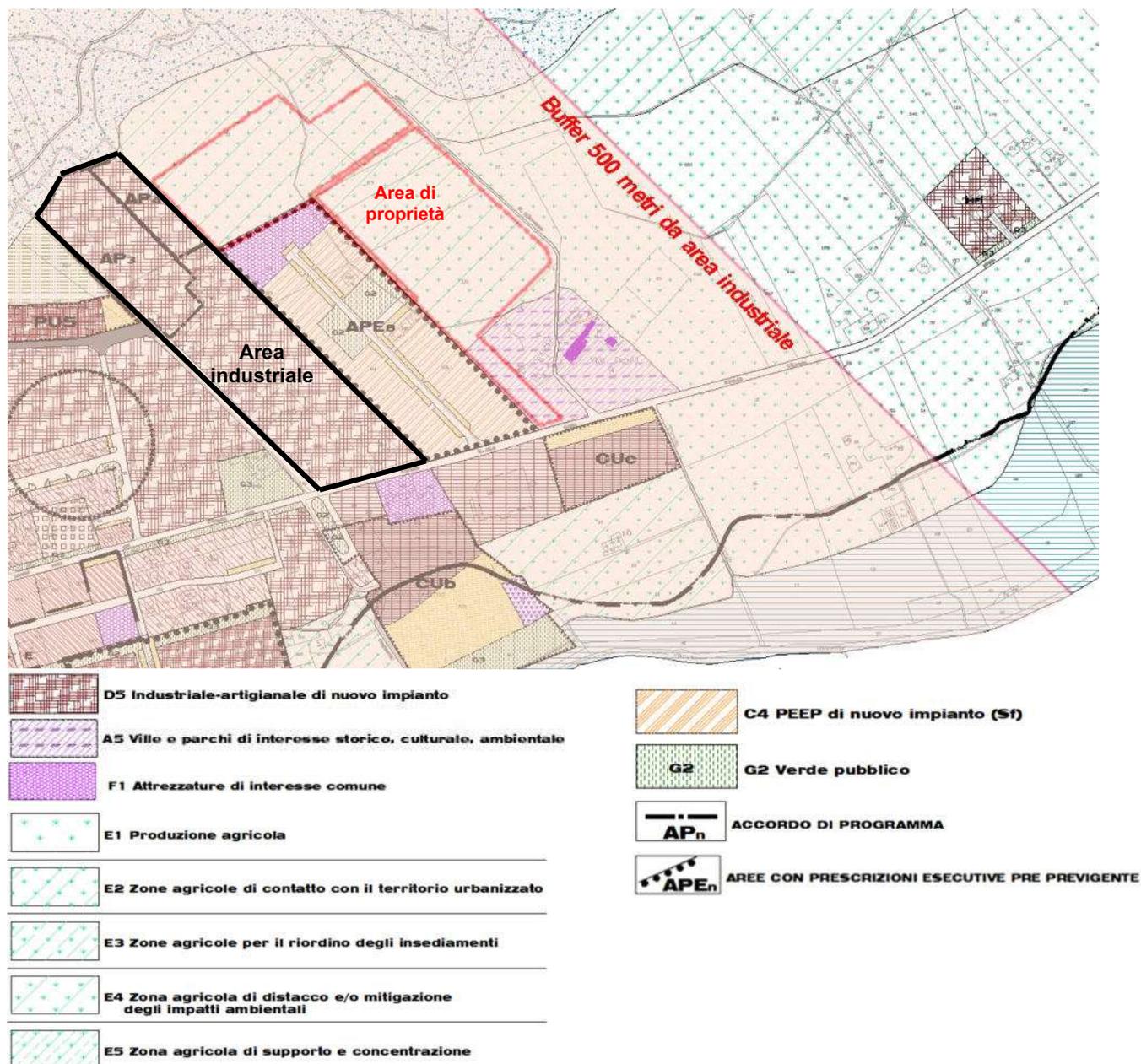


Figura 4-1 - Tavola di Uso dei suoli del Piano Regolatore Esecutivo del Comune di Corropoli con evidenziato il buffer dei 500 metri da area industriale (Elaborazioni Servin da Pianificazione comune di Corropoli)

Per cui, alla luce delle recenti normative energetiche, **l'area individuata è un'area idonea ope legis secondo il D.lgs 199/2021 art.20 c.8 c)ter.**

4.1.5 Pianificazione energetica regionale e provinciale

Il Piano Energetico Regionale (PER) approvato con D.G.R. n. 470/C del 31 agosto 2009 è lo strumento principale attraverso il quale la regione programma, indirizza ed armonizza nel proprio territorio gli interventi strategici in tema di energia.

Si tratta di un documento tecnico nei suoi contenuti e politico nelle scelte e priorità degli interventi.

Gli obiettivi fondamentali del PER della Regione Abruzzo si possono ricondurre a due macroaree di intervento, quella della produzione di energia dalle diverse fonti (fossili e non) e quella del risparmio energetico; più nel dettaglio, i principali contenuti del PER sono:

- la progettazione e l'implementazione delle politiche energetico - ambientali;
- l'economica gestione delle fonti energetiche primarie disponibili sul territorio (geotermia, metano, ecc.);
- lo sviluppo di possibili alternative al consumo di idrocarburi;
- la limitazione dell'impatto con l'ambiente e dei danni alla salute pubblica, dovuti dall'utilizzo delle fonti fossili;
- la partecipazione ad attività finalizzate alla sostenibilità dello sviluppo.

L'articolazione del PER può essere ricondotta a due fasi fondamentali:

- Analisi ed inquadramento della situazione attuale del territorio comprendente anche la redazione ed analisi del Bilancio Energetico Regionale ed ambientale
- Definizione del Piano d'Azione

Il PER propone uno scenario al 2010 e due scenari al 2015. Lo scenario ipotizzato per il 2015, relativamente alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, prevede un maggiore sfruttamento della fonte solare, prevedendo il raggiungimento della quota di 275 MW da FER – Fotovoltaico entro il 2010.

La Provincia di Teramo nel mese di dicembre 2008 ha presentato la proposta di Piano Energetico e Ambientale Provinciale. Il PEAP propone due scenari di realizzazione: uno virtuoso, elaborato supponendo l'attuazione degli interventi nel rispetto del Protocollo di Kyoto e della normativa comunitaria e nazionale entro il 2010; uno intermedio che prevede l'attuazione entro il 2012. Gli interventi sulla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile prevedono l'installazione sul territorio provinciale di impianti per una potenza complessiva compresa tra 61 e 131 MW. La differenza di MW installati è riconducibile all'eolico. Infatti, le potenzialità del territorio garantirebbero una potenza installata di 75 MW, localizzati prevalentemente sulla Montagna dei Fiori, nel Parco Gran Sasso, Monti della

Laga, tuttavia le “Linee guida atte a disciplinare la realizzazione e la valutazione di parchi eolici nel territorio abruzzese”, adottate con Deliberazione di Giunta Regionale n. 754/2007 e il Decreto Ministeriale 17/10/2007 rendono impossibile realizzazione di impianti eolici di potenza superiore ai 20 kW. Le fonti rinnovabili interessate comprendono: energia eolica (5 – 75 MW), biomasse da legnose e colture dedicate (20 MW), energia solare (fotovoltaico) (30 MW), energia idraulica (5 MW) ed energia geotermica (1 MW).

Questi atti di pianificazione oggi sono abbondantemente superati dalla normativa e pianificazione nazionale. Infatti, in base al Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2022 di GSE, al 31 dicembre 2022 in Abruzzo sono stati installati 29.200 impianti fotovoltaici che producono 841 MW.

Regione	2021			2022		
	Numero impianti	Potenza installata (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero impianti	Potenza installata (MW)	Produzione Lorda (GWh)
Abruzzo	24.200	774	910	29.200	841	986

Figura 4-2 – Rapporto statistico solare fotovoltaico 2022 (GSE)

4.2 Piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria ambiente PRTQA

L'aggiornamento del Piano Regionale per la Tutela della qualità dell'aria è stato approvato con DGR n. 7/c del 13/01/2022 e con Delibera di Consiglio Regionale n. 70/6 del 05/07/2022. L'aggiornamento è stato elaborato sulla base dei dati sulle emissioni atmosferiche e sulle concentrazioni in aria ambiente aggiornati al 2012, e contiene piani e misure:

- per il raggiungimento dei valori limite e dei livelli critici, per il perseguimento dei valori obiettivo e per il mantenimento del relativo rispetto (ai sensi dell'articolo 9 del Decreto Legislativo 155/2010);
- nei quali si prevedono gli interventi da attuare nel breve termine per la riduzione del rischio di superamento dei valori limite, dei valori obiettivo e delle soglie di allarme o a limitare la durata degli eventuali episodi di superamento (ai sensi dell'articolo 10 del Decreto Legislativo 155/2010).

La zonizzazione vigente prevede un agglomerato costituito dalla conurbazione di Pescara – Chieti, la cui area si estende nel territorio delle due province ed include i sei Comuni di Pescara, Montesilvano, Chieti, Francavilla al Mare, San Giovanni Teatino e Spoltore.

La rimanente parte del territorio regionale è suddivisa in zone di qualità dell'aria, individuate, per gli inquinanti di natura primaria (piombo, monossido di carbonio, ossido di zolfo, benzene, benzo(a)pirene e i metalli), sulla base del carico emissivo e, per gli inquinanti di natura prevalentemente secondaria (PM₁₀, PM_{2,5}, ossidi di azoto e ozono), sui seguenti fattori:

- caratteristiche morfologiche dell'area;
- distribuzione della popolazione e grado di urbanizzazione del territorio;
- carico emissivo del territorio.

In Figura 4-3 è riportata la vigente zonizzazione della regione Abruzzo.

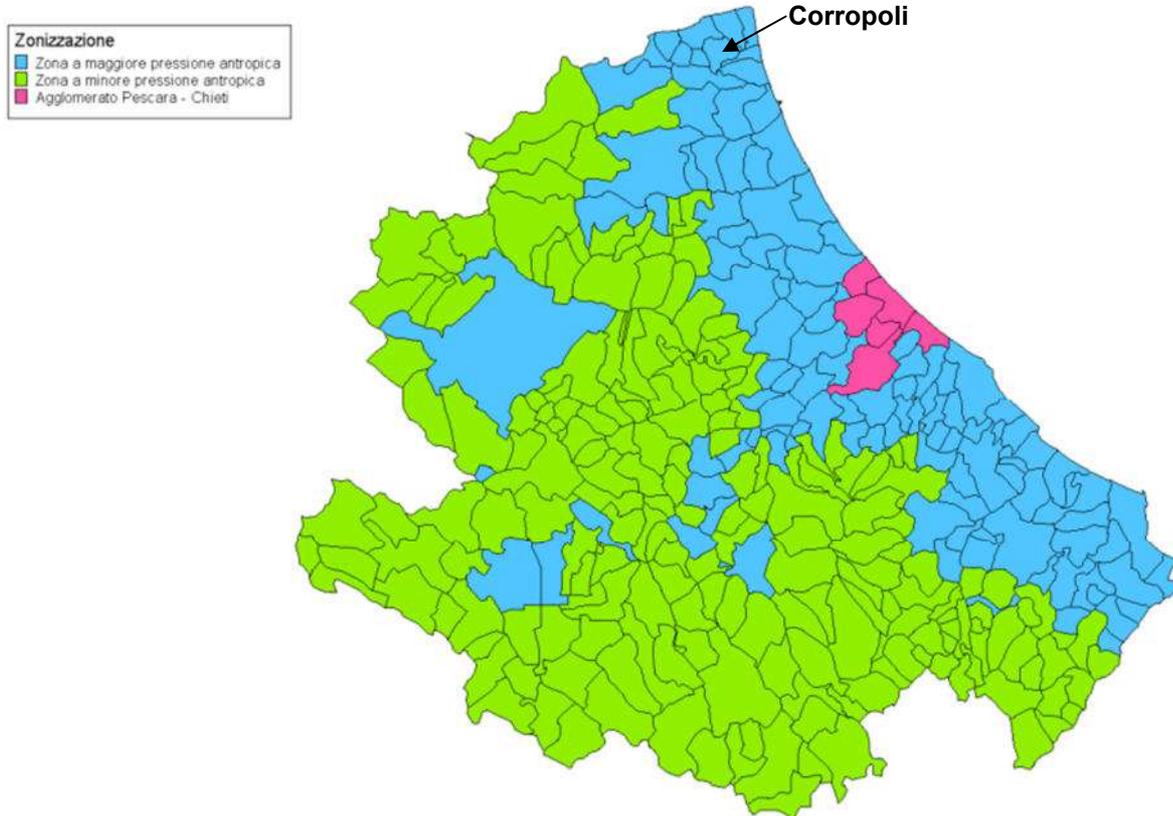


Figura 4-3 – Zonizzazione della Regione Abruzzo ai sensi del d.lgs. 13 agosto 2010, n.155

La valutazione complessiva della qualità dell'aria del territorio regionale, indispensabile per la definizione degli obiettivi del Piano Regionale di Qualità dell'aria ha evidenziato che:

- non sussistono criticità per ossidi di zolfo, monossido di carbonio, particelle sospese con diametro inferiore a $2,5 \mu\text{m}$ ($\text{PM}_{2,5}$) e benzene su tutto il territorio regionale;
- per gli ossidi di azoto, relativamente al valore medio annuale, nell'agglomerato Pescara - Chieti, si sono rilevati superamenti dal monitoraggio nel 2013 e 2014, a fronte di un valore inferiore alla media annuale per il 2015, ma comunque da tenere sotto osservazione (con un valore di $36 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a fronte dei $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del valore limite); l'applicazione di maggior dettaglio sull'agglomerato Pescara – Chieti mostra valori superiori al limite annuale di $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ nei pressi del cementificio, della Fater SpA e della ICO SpA (in tutti e tre i casi solo nelle aree immediatamente limitrofe agli impianti);
- per le particelle sospese con diametro inferiore a $10 \mu\text{m}$ (PM_{10}) mentre non sono evidenziate dal monitoraggio situazioni critiche a livello di valore medio annuale, si

sono rilevati dal monitoraggio, nell'agglomerato Pescara - Chieti, un numero di superamenti per il limite giornaliero superiore a quello consentito dalla legislazione (50 giorni di superamento a fronte dei 35 consentiti dalla normativa) confermati dalla modellistica; dalla modellistica si rileva il forte contributo della componente naturale; quantificabile fino al 30% del totale nelle aree a maggiore concentrazione e per quote anche più alte nel resto del territorio regionale; in particolare si rileva un forte contributo della componente naturale nell'area sud-est della regione; con riferimento alla quota antropica non si rilevano superamenti dei limiti giornalieri che si mantengono più elevati solo nell'agglomerato Pescara - Chieti; è evidente dunque come la maggior parte del particolato proviene da sorgenti di tipo naturale (polveri da erosione del suolo, sale marino, sabbie africane ed altre sorgenti biogeniche);

- per il benzo(a)pirene, nell'unico anno per cui si hanno risultati significativi dal monitoraggio, il 2015, si rileva un valore medio annuale inferiore al limite ma comunque da tenere sotto osservazione (con un valore di $0,9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a fronte dell' $1,0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ del valore limite);
- le concentrazioni di ozono troposferico risultano in tutti gli anni al di sopra del valore obiettivo a lungo termine nell'agglomerato di Pescara - Chieti e nella zona a maggiore pressione antropica e mostrano come risultato della modellistica ampie zone di superamento del valore obiettivo della media mobile di otto ore nelle aree interne limitrofe alle aree costiere anche appartenenti alla zona a minore pressione antropica.

Obiettivo generale del Piano è la riduzione delle concentrazioni in aria ambiente di ossidi di azoto, particelle sospese con diametro inferiore a $10 \mu\text{m}$ e benzo(a)pirene nell'agglomerato Pescara - Chieti e la tutela e il miglioramento della qualità dell'aria su tutto il territorio regionale in particolare con riferimento all'ozono, preservando "la migliore qualità dell'aria ambiente compatibile con lo sviluppo sostenibile", come prescritto dall'articolo 9 comma 3 del Decreto Legislativo 155/2010.

Le misure del Piano sono di seguito riportate:

	<i>Misura</i>	<i>Ambito</i>	<i>Riferimento temporale</i>	<i>Tempistica</i>
Misure riguardanti tutte le sorgenti fisse				
DOT_01	Realizzazione di un piano di sensibilizzazione e coinvolgimento dei cittadini finalizzato alla promozione della sostituzione di stufe e caminetti a legna esistenti con stufe e caminetti avanzati o stufe a pellets	Agglomerato PE-CH	<i>breve termine</i>	Immediata con obiettivo final Dicembre 202
POT_02	Divieto di insediamento, nell'ambito delle procedure di autorizzazione, di nuove attività industriali e artigianali con emissioni in atmosfera per gli inquinanti normati dal D.Lgs. 155/10 ed oggetto del presente piano, al di fuori delle zone urbanistiche classificate nel PRG come "aree produttive" infrastrutturate e delle zone destinate a "Discarica" ad eccezione degli impianti e delle attività: - di cui all'art. 272 comma 1 e 2 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.; - autorizzate ai sensi del D.Lgs. 387/03; - asserviti alle attività estrattive; - di allevamenti bestiame di qualsiasi dimensione.	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata
POT_03	Divieto dell'utilizzo di combustibili liquidi con tenore di zolfo superiore allo 0,3% negli impianti di combustione con potenza termica non superiore a 3 MW ai sensi dell'Allegato X (Disciplina dei combustibili), parte I sez.1 comma 7 alla parte V del D.lgs. 152/2006	Agglomerato PE-CH	<i>breve termine</i>	Immediata
POT_04	Prescrizione di opportuni sistemi di recupero del calore nell'ambito delle procedure di autorizzazione ai fini dell'aumento dell'efficienza energetica ferma restando la salvaguardia di opportune condizioni di dispersione degli inquinanti emessi	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata
POT_05	Prescrizione di opportuni sistemi di abbattimento di ossidi di azoto, ossidi di zolfo e particelle sospese con diametro superiore a 10 µm con efficienza superiore al 90% nell'ambito delle procedure di autorizzazione di eventuali impianti di combustione con potenza superiore a 3 MW nuovi o modificati, che utilizzino olio combustibile ed altri	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata
Misure riguardanti le sorgenti diffuse				
	<i>Misura</i>	<i>Ambito</i>	<i>Riferimento temporale</i>	<i>Tempistica</i>
	distillati pesanti di petrolio, emulsioni acqua-olio combustibile ed altri distillati pesanti di petrolio, carbone da vapore, coke metallurgico, coke da gas o antracite			
P1T_01	Divieto di insediamento di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti fossile con potenza superiore a 50MW elettrici	Agglomerato PE-CH	<i>breve termine</i>	Immediata
P1T_02	Divieto di insediamento di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti fossile non in cogenerazione, trigenerazione o a ciclo combinato con potenza superiore a 3MW elettrici	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata
P1T_03	Moratoria alla autorizzazione di nuovi motori a combustione interna di qualsiasi potenza e di caldaie con potenza superiore a 1 MW termico alimentati da biomasse vegetali di origine forestale, agricola e agroindustriale in attesa di norme sull'approvvigionamento delle biomasse stesse (filiera corta)	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata
P1T_04	Eventuale autorizzazione, una volta soddisfatte le prescrizioni della misura P1T_03, di nuovi impianti di cogenerazione e teleriscaldamento alimentati da biomasse vegetali di origine forestale, agricola e agroindustriale con prescrizione di tecnologie di abbattimento delle emissioni di PM10 con efficienza pari o superiore al 99% ed ossidi di azoto con efficienza pari o superiore all'85%	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata
Misure riguardanti i trasporti				
MOT_01	Realizzazione del piano metropolitano del traffico dell'agglomerato di Pescara - Chieti con riduzione del 10% al 2025 del traffico urbano ed extraurbano per interventi sulla mobilità ¹ e misure di sensibilizzazione e coinvolgimento dei cittadini finalizzato alla promozione di mezzi di trasporto collettivo	Agglomerato PE-CH	<i>medio termine</i>	Immediata con obiettivo finale Dicembre 2025
Misure riguardanti le sorgenti puntuali				
	<i>Misura</i>	<i>Ambito</i>	<i>Riferimento temporale</i>	<i>Tempistica</i>
MOT_02	Riduzione della velocità sui tratti delle autostrade limitrofi alle aree urbane delle zone di risanamento	Agglomerato PE-CH	<i>medio termine</i>	Immediata
MOT_03	Estensione del trasporto passeggeri su treno ed ottimizzazione delle linee esistenti (con particolare riguardo alle aree urbane ed alle aree commerciali)	Regione	<i>medio termine</i>	Gennaio 2025
MOT_04	Introduzione dell'obbligo della pianificazione di trasporti collettivi in sede fissa nelle procedure di valutazione ambientale strategica (VAS) per l'autorizzazione di grandi superfici di vendita come definite dalla LEGGE REGIONALE 16 LUGLIO 2008, n. 11 e sue modifiche ed integrazioni	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata
Misure riguardanti le sorgenti puntuali				
POT_08	Riduzione dell'85% delle emissioni di ossidi di azoto degli impianti di combustione il cui contributo emissivo comporta il superamento, secondo quanto già valutato con la modellistica del piano, delle soglie legislative per gli ossidi di azoto nell'agglomerato Pescara - Chieti (Fater SpA ed ICO SpA)	Agglomerato PE-CH	<i>breve termine</i>	Immediata
POT_01	Autorizzazione all'incremento delle emissioni di ossidi di azoto, particelle sospese con diametro inferiore a 10 µm e di composti organici volatili dalle sorgenti definite puntuali secondo i criteri dell'inventario delle emissioni (Allegato A1) nell'ambito delle	Agglomerato PE-CH	<i>breve termine</i>	Immediata

	<i>Misura</i>	<i>Ambito</i>	<i>Riferimento temporale</i>	<i>Tempistica</i>
	procedure di autorizzazione condizionata alla valutazione modellistica che utilizzi la stessa modellistica utilizzata dal piano e dimostri la insussistenza del rischio del superamento dei limiti legislativi nello scenario costituito dalle sorgenti di emissione preesistenti e dalla nuova sorgente da autorizzare			
P0T_07	Autorizzazione all'insediamento di nuove sorgenti con emissioni da autorizzare tali da risultare sorgenti puntuali secondo i criteri dell'inventario delle emissioni (Allegato A1) nell'ambito delle procedure di autorizzazione condizionata alla valutazione modellistica che utilizzi la stessa modellistica utilizzata dal piano e dimostri la insussistenza del rischio del superamento dei limiti legislativi nello scenario costituito dalle sorgenti di emissione preesistenti e dalla nuova sorgente da autorizzare	Agglomerato PE-CH	<i>breve termine</i>	Immediata
P0T_06	Prescrizione nell'ambito delle procedure di autorizzazione dei limiti inferiori delle migliori tecnologie disponibili agli impianti di combustione considerati puntuali	Agglomerato PE-CH	<i>medio termine</i>	Immediata
P6T_01	Prescrizione nell'ambito delle procedure di autorizzazione delle migliori pratiche disponibili negli allevamento animali	Regione	<i>medio termine</i>	Immediata
Misure riguardanti le attività su area vasta				
P7T_01	Regolamento che introduce buone pratiche per l'abbattimento delle polveri da attività estrattive (cave)	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata
P5T_01	Regolamento che introduce buone pratiche per le attività agricole al fine della riduzione delle emissioni di ossidi di azoto da macchine agricole e particolato da pratiche agricole	Regione	<i>breve termine</i>	Immediata

Tabella 3 – Riepilogo delle misure non tecniche di Piano

Azioni di sensibilizzazione ed informazione di carattere generale				
E0I_01	Diffusione dei risultati del piano.			
Pianificazione integrata energetico – ambientale				
	<i>Misura</i>	<i>Ambito</i>	<i>Riferimento temporale</i>	<i>Tempistica</i>
E0I_02	Integrazione del Piano di risanamento della qualità dell'aria con il Piano energetico ambientale regionale al fine di una pianificazione integrata energetico – ambientale			
Monitoraggio ed aggiornamento del piano				
E0I_04	Costituzione del tavolo di coordinamento dell'agglomerato Pescara – Chieti (Regione, ARTA, Comuni dell'agglomerato) ai fini del monitoraggio delle azioni di piano e della gestione di eventuali piani di azione coordinati			
E0I_04	Aggiornamento completo dell'inventario delle emissioni ad intervalli prefissati con riferimento 2015, 2017, 2020			
E0I_05	Mantenimento della rete di monitoraggio efficiente ed aggiornata allo sviluppo industriale, insediativo e produttivo			
E0I_06	Introduzione nelle procedure di comunicazione dati annuali previste dalle autorizzazioni ambientali integrate dell'obbligo della fornitura dati funzionali alla realizzazione dell'inventario delle emissioni			
Sistema informativo				
E0I_07	Assistenza al sistema modellistico del piano (inventario, proiezioni, modellistica)			
E0I_08	Avviamento della applicazione della modellistica di valutazione del trasporto e della ricaduta al suolo degli inquinanti ai fini delle attività istruttorie relative alle autorizzazioni integrate ambientali e creazione dell'archivio regionale dei dati storici di qualità dell'aria e meteorologici			
E0I_09	Ampliamento del modello della qualità dell'aria acquisito nell'ambito della realizzazione del Piano ai fini della previsione giornaliera della qualità dell'aria			
E0I_10	Estensione del sistema per la stima delle emissioni di inquinanti dell'aria con le funzionalità per la realizzazione del bilancio energetico regionale e per la definizione di scenari energetici al fine della pianificazione integrata energetico – ambientale			
E0I_11	Pianificazione dell'integrazione del sistema informativo per la pianificazione della qualità dell'aria all'interno del sistema informativo regionale.			

Il progetto in esame, che produce energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, pur non rientrando in un'area critica e nemmeno nell'agglomerato Pescara - Chieti definita dal presente Piano, contribuisce al miglioramento della qualità dell'aria, evitando l'immissione in atmosfera di qualsiasi inquinante che si avrebbe ottenendo la stessa quantità di energia da fonte fossile.

4.3 Previsioni e vincoli della pianificazione territoriale e urbanistica

4.3.1 Piano Regionale Paesistico P.R.P.

Il Piano Regionale Paesistico è stato approvato con atto deliberativo del Consiglio Regionale Abruzzo n. 141/21 del 21.03.1990. Ad oggi è allo studio l'adeguamento dello stesso al nuovo "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio" ai sensi del Dlgs. n. 42 del 22.01.2004. Ne consegue che allo stato attuale vige ancora il vecchio PRP edito nel 1990 aggiornato al 2004.

In conformità ai Principi ed obiettivi dello Statuto della Regione Abruzzo, il Piano Regionale Paesistico è volto alla tutela del paesaggio, del patrimonio naturale, storico ed artistico, al fine di promuovere l'uso sociale e la razionale utilizzazione delle risorse, nonché la difesa attiva e la piena valorizzazione dell'ambiente.

Il Piano suddivide il territorio regionale nei seguenti ambiti, Figura 4-4:

Ambiti Montani

Monti della Laga, fiume Salinello

Gran Sasso

Maiella – Morrone

Monti Simbruini, Velino Sirente, Parco Nazionale d'Abruzzo.

Ambiti costieri

Costa Teramana

Costa Pescara

Costa Teatina.

Ambiti fluviali

Fiume Vomano – Tordino

Fiumi Tavo – Fino

Fiumi Pescara - Tirino – Sagittario

Fiumi Sangro - Aventino.

Il progetto in esame composto da impianto fotovoltaico ed elettrodotto di connessione alla rete, rientra in piccola parte nell'ambito 5 - Costa Teramana, in particolare la parte finale dell'elettrodotto che si collega alla Cabina Primaria Alba Adriatica.

In riferimento alle "Categorie di tutela e valorizzazione" secondo cui è articolata nel P.R.P., l'area di impianto non è interessata da alcun elemento evidenziato dal Piano, mentre il tracciato dell'elettrodotto, che si sviluppa interamente in interrato e su strade esistenti, ad esclusione dell'attraversamento del Torrente Vibrata, che avviene in fiancheggiamento

alla struttura presente, interseca le **Zone A1) conservazione integrale**, normate dall'art. 4 delle NTA, Figura 4-5.

L'articolo 47 delle NTA detta le disposizioni e gli usi compatibili nella Zona A1 negli ambiti paesistici costieri, tra i quali rientrano gli elettrodotti:

Articolo 47 (Zona A1 - Disposizione sugli usi compatibili)

Con riferimento agli usi compatibili, nelle Zone A1 si applicano le seguenti disposizioni:

[...] Per l'uso tecnologico le seguenti classi: 6.3 elettrodotti, acquedotti, metanodotti, tralicci e antenne con studio di compatibilità ambientale.

Inoltre, considerata la natura e la tipologia del progetto dell'elettrodotto in questo tratto, si può escludere un'interazione con tali aree.

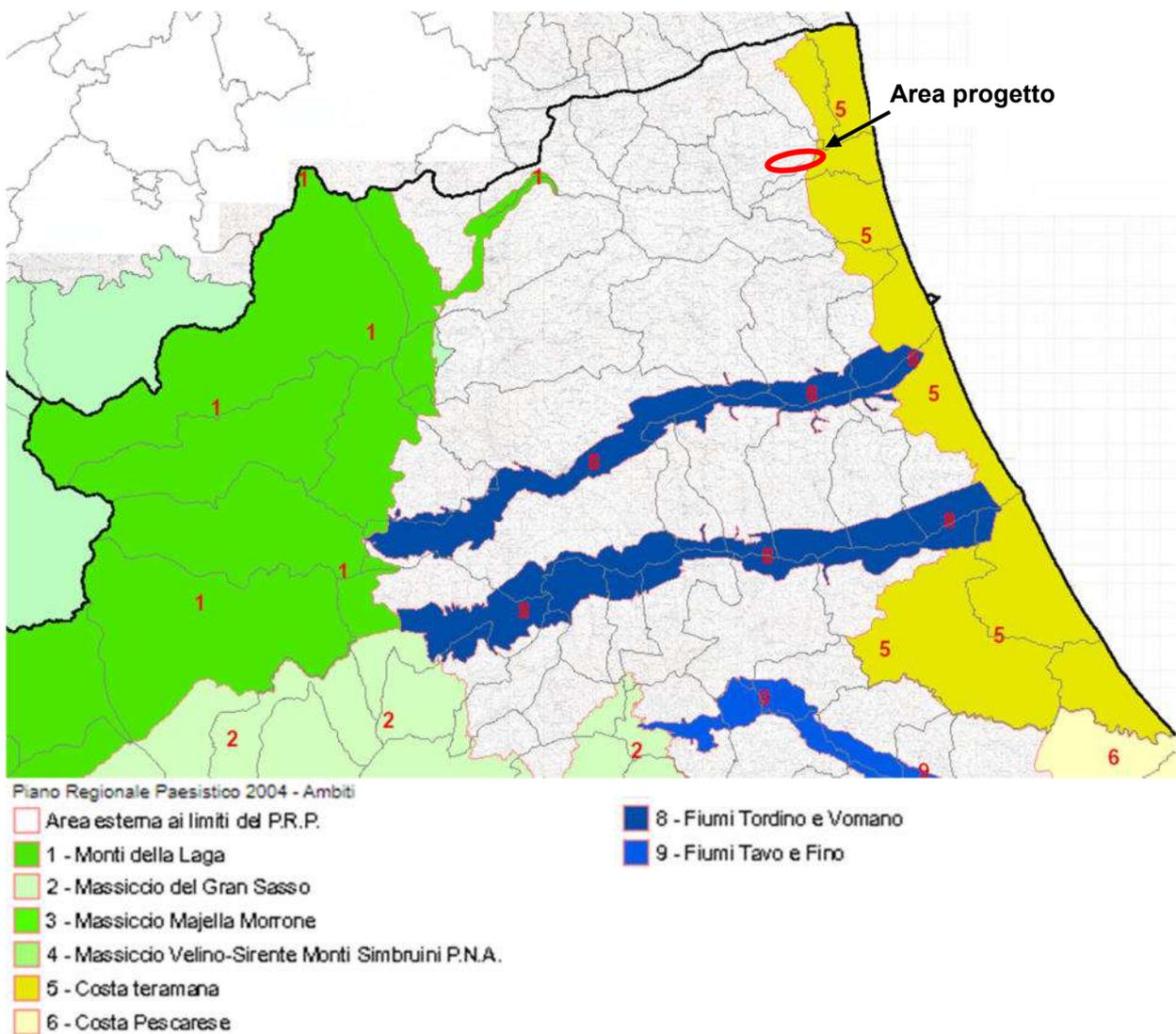


Figura 4-4 – Suddivisione in Ambiti del Piano Regionale Paesistico (<http://geoportale.regione.abruzzo.it/Cartanet/viewer>)

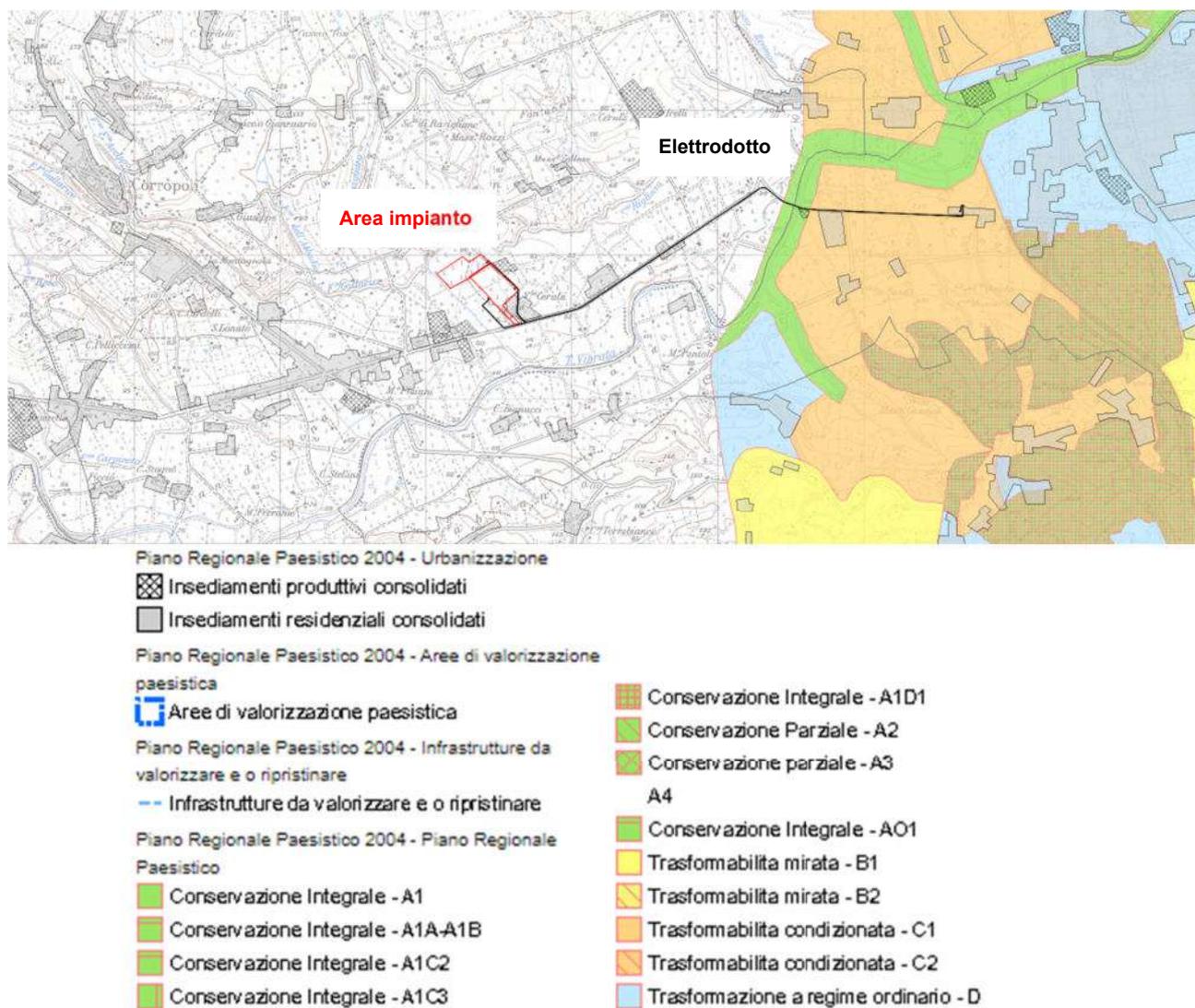


Figura 4-5 – Suddivisione in Ambiti del Piano Regionale Paesistico (<http://geoportale.regione.abruzzo.it/Cartanet/viewer>)

La Regione Abruzzo ha avviato l'aggiornamento del proprio Piano Regionale Paesistico ai sensi del D.Lgs. 42/2004 (art.135), nell'ottica di superamento di una concezione esclusivamente vincolistica della tutela stessa ed in favore di una valenza programmatica in cui le regioni assumono un ruolo determinante, di snodo tra le politiche nazionali e processi partecipati di governo locale del territorio. Attualmente il nuovo PPR è ancora in fase di predisposizione e ne è pubblicato solo il Quadro Conoscitivo, la cosiddetta Carta dei Luoghi e dei Paesaggi.

Dalla Carta dei Vincoli – Carta dei Luoghi e dei paesaggi, relativa al foglio 327 est del Piano, emerge che una piccola porzione ubicata a nord dell'impianto fotovoltaico è interessata dal vincolo dettato dal D.Lgs. 42/2004 art. 142 del lett. C) Fascia di rispetto di fiumi e torrenti, così come l'elettrodotto che interseca tale elemento di vincolo, relativo al torrente Vibrata e gli elementi riportati nel Piano del 2004 rispettivamente Zona A1 conservazione integrale e Zona C1 di trasformazione condizionata, Figura 4-6.

Come sopra riportato, le Norme di Piano, consentono la realizzazione di opere tra le quali gli elettrodotti, nelle Zone A1, invece in relazione al vincolo decretato dal D.Lgs. 42/2004, è stata redatta, in accompagnamento al progetto, la relazione paesaggistica, necessaria alla richiesta di Autorizzazione paesaggistica.

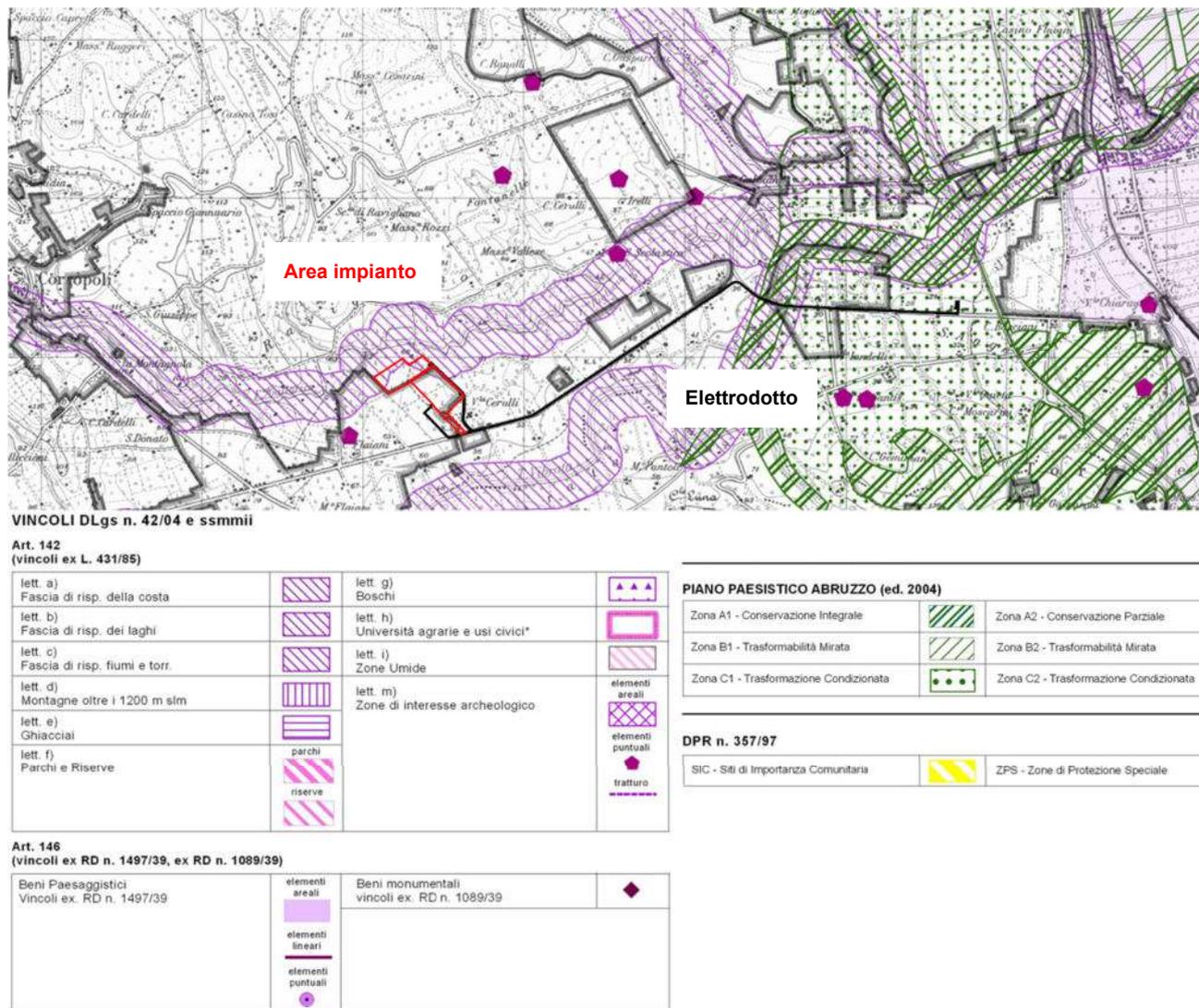


Figura 4-6 – Stralcio del Foglio 327 est della Carta dei Vincoli Carta dei Luoghi e dei paesaggi (<http://geoportale.regione.abruzzo.it/Cartanet/viewer>)

Dall'analisi del Piano Regionale Paesistico, vigente e adottato, emerge che non vi sono vincoli ostativi alla realizzazione del progetto in esame, per quest'ultimo inoltre, è stata redatta la relazione paesaggistica ai fini del rilascio dell'Autorizzazione paesaggistica.

4.3.2 Piano Territoriale di Coordinamento della provincia di Teramo (PTCP)

Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Teramo (PTCP) è stato approvato con Delibera del Consiglio Provinciale n° 20 del 30/03/2001. Ad oggi è vigente la Variante al Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale approvata con Delibera CP-2017-050 del 20/10/2017.

Il Piano si configura pertanto come un atto di pianificazione strategica, che intende favorire uno sviluppo sostenibile del territorio orientato al dialogo e alla leale collaborazione con gli enti locali e le forze economiche e sociali. Compito fondamentale del PTCP è l'orientamento dei diversi soggetti, pubblici e privati, nella formazione degli strumenti urbanistici e dei grandi progetti infrastrutturali, nei comportamenti amministrativi e autorizzativi e negli interventi economici e sociali in vista del raggiungimento di alcune finalità generali:

- il posizionamento strategico del territorio provinciale nel sistema economico globale e nel nuovo modello di governance urbana;
- lo sviluppo e la riqualificazione del sistema insediativo e del paesaggio;
- la tutela dell'ambiente, il rafforzamento della rete ecologia provinciale e la conservazione della biodiversità;
- il conseguimento di una maggiore equità della distribuzione della ricchezza prodotta dallo sviluppo anche mediante il ricorso ai principi della perequazione urbanistica e territoriale;
- il potenziamento e la razionalizzazione del sistema delle infrastrutture;
- il contenimento del consumo delle risorse primarie (acqua, aria, energia);
- il raggiungimento di condizioni di più elevata sicurezza per i cittadini (idrogeologica, sismica, ambientale) e di una maggiore protezione nei confronti del cambiamento climatico.

All'interno del Piano provinciale è stato redatto il documento di Piano Strategico provinciale per la Sostenibilità ambientale e il contenimento del consumo di suolo, che prevede, nei diversi settori analizzati, e nella visione strategica del sistema territoriale complesso *Val Vibrata*, in cui rientra il progetto in esame, l'incentivazione allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

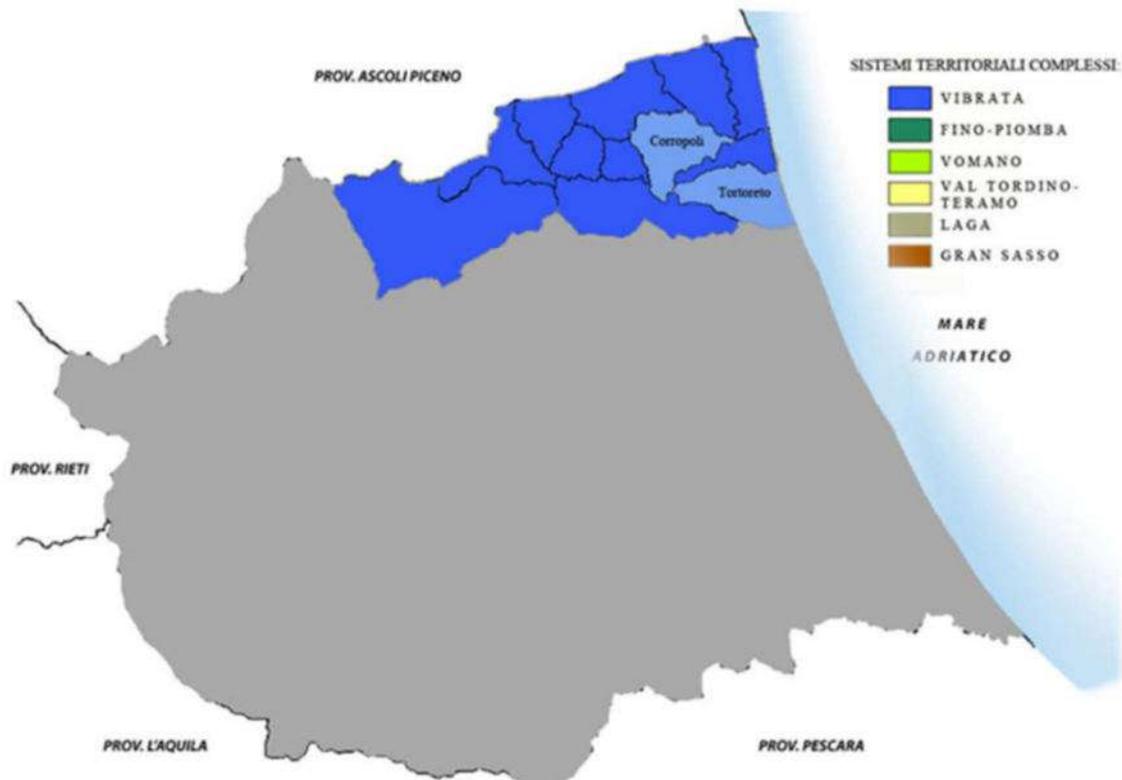
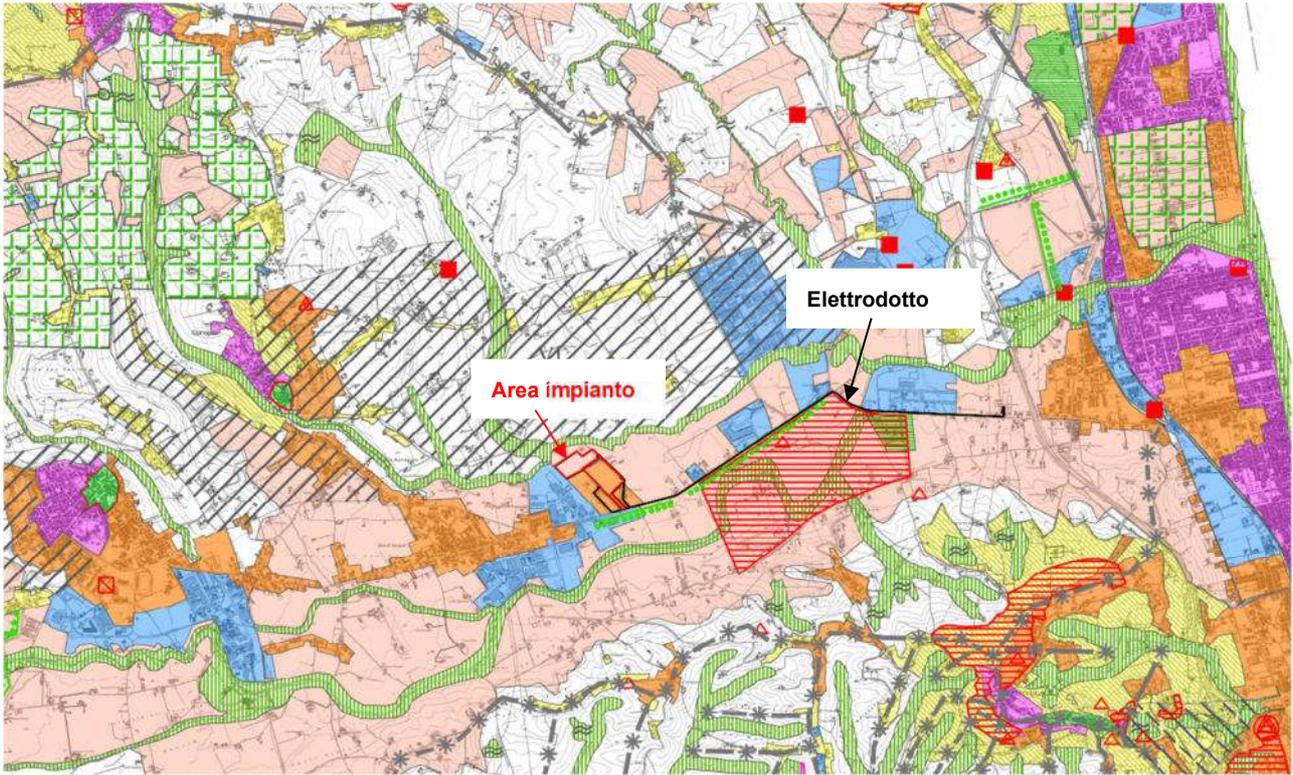


Figura 4-7 – Sistema territoriale complesso di area vasta Vibrata (Piano Strategico provinciale per la Sostenibilità ambientale e il contenimento del consumo di suolo)

Dalla tavola di Piano A1 nord est - Sistema ambientale e insediativo, emerge che il progetto è interessato dagli elementi di seguito riportati.

In riferimento al Sistema Insediativo, l'area Sud di impianto rientra negli **Insedimenti recenti in via di consolidamento**, regolamentati dall'art. 18 delle NTA del PTCP, mentre quella a Nord, rientra nelle **Aree agricole di rilevante interesse economico**, regolamentate dall'art. 24, così definite: *Sono aree agricole di rilevante valore economico quelle aree in cui, sulla base della Carta dell'uso agricolo del suolo predisposta dai comuni nella fase di redazione o di aggiornamento dei propri strumenti urbanistici, la qualità dei suoli, le rese attuali e potenziali, l'entità degli investimenti operati, il mantenimento e lo sviluppo delle attività agricole, le potenzialità agronomiche, vengono considerate di rilievo provinciale, anche ai fini della tutela ambientale. Nelle aree agricole di rilevante interesse economico, così individuate e perimetrare dai singoli strumenti urbanistici comunali, la cui perimetrazione, riportata sulla cartografia del P.T.C.P. è da intendersi, quindi, indicativa e non prescrittiva, la superficie minima aziendale non potrà essere inferiore a 3 ettari. Tali aree, ai sensi dell'articolo 68, comma 2, della L.U.R. n° 18/83, non possono essere destinate ad uso diverso da quello agricolo.*

Considerato che la Sezione Nord prevede un impianto agrivoltaico, tale da permettere il mantenimento dell'attività agricola, si può concludere che il progetto è coerente con quanto definito dal PTCP.



IL SISTEMA AMBIENTALE

A.1 AREE AMBITI ED OGGETTI DI TUTELA AMBIENTALE E PAESAGGISTICA

A.1.1 AREE ED OGGETTI DI INTERESSE BIO-ECOLOGICO

A.1.2 AREE A RISCHIO GEOLOGICO ED IDROGEOLOGICO

A.1.3 AMBITI DI ATTENZIONE IDROGEOLOGICA

- A.1.3.1 Ambiti di controllo idrogeologico
- A.1.3.2 Ambiti di protezione idrologica
 - Sorgenti idropotabili
 - Risorse idrologiche
 - Ambiti di vulnerabilità 'intrinseca'

A.1.4 AREE DI INTERESSE PAESAGGISTICO ED AMBIENTALE

A.1.5 MANUFATTI E SITI DI INTERESSE ARCHEOLOGICO, STORICO E CULTURALE

A.1.5.1 Beni archeologici

- Beni puntuali
- Aree archeologiche
- Aree di attenzione archeologica

A.1.5.2 Beni architettonici

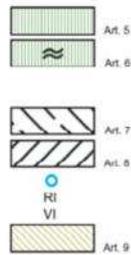
- Edifici religiosi
- Edifici militari
- Edifici civili

A.1.5.3 Beni urbanistici

- Centri storici
- Nuclei e borghi rurali

A.1.6 LE EMERGENZE PERCETTIVE

- A.1.6.1 Sistema dei crinali e delle dorsali
- A.1.6.2 Elementi focali
- A.1.6.3 Elementi strutturali del paesaggio agricolo
- A.1.6.4 Visuali da salvaguardare



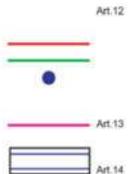
A.2 LE AREE PROTETTE

A.2.1 PARCHI E RISERVE

- A.2.1.1 Nazionali
- A.2.1.2 Regionali
- A.2.1.3 Aree marine di reperimento

A.2.2 PIANI E PROGETTI D'AREA A MATRICE AMBIENTALE E PAESISTICA

A.2.3 CORRIDOI BIOLOGICI E PAESAGGISTICI DEGLI AMBIENTI FLUVIALI



IL SISTEMA INSEDIATIVO

B.1 INSEDIAMENTI STORICI

B.2 INSEDIAMENTI RECENTI CONSOLIDATI

B.3 INSEDIAMENTI RECENTI IN VIA DI CONSOLIDAMENTO

B.4 NUCLEI ED INSEDIAMENTI SPARSI

B.5 INSEDIAMENTI MONOFUNZIONALI

B.5.1 Da rilocalizzare

B.6 COMPARTI DA RISERVARE PRIORITAMENTE ALLO SVILUPPO DEL SISTEMA DEL VERDE URBANO

B.7 VARCHI E DISCONTINUITA' DEL SISTEMA INSEDIATIVO DA CONSERVARE PER USI URBANI NON INSEDIATIVI

B.8 TERRENI AGRICOLI PERIURBANI CON FUNZIONI DI RIEQUILIBRIO ECOLOGICO RISPETTO ALL'AREA URBANA

B.9 IL TERRITORIO AGRICOLO

- B.9.1 Aree agricole
- B.9.2 Aree agricole di rilevante interesse economico

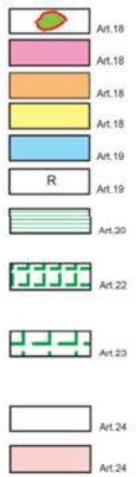
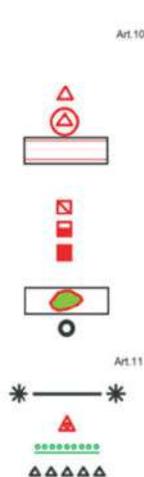


Figura 4-8 – Stralcio della Tavola A1 nord est del PTCP Sistema Ambientale e insediativo (Provincia di Teramo <https://webmail.provincia.teramo.it/service/extension/drive/link/5QZVUVHJZ67FP2PIRA2GHJHBSLHW2YXY5SX53H3>)

Il tracciato dell'elettrodotto di progetto che si sviluppa quasi totalmente in interrato e in massima parte lungo la Strada Statale n. 259 "Della Val Vibrata", per una parte del suo tracciato è tangente al limite esterno di un'Area di attenzione archeologica, appartenente ai Beni archeologici e normata dall'art. 10 delle NTA del Piano, Figura 4-8.

Le aree di attenzione archeologica, sono definite come aree interessate da notevole presenza di materiali, già rinvenuti o ancora non interessati da campagne di scavo, le quali possono configurarsi come luoghi di importante documentazione storica. Il presente Piano demanda alla pianificazione comunale la corretta e puntuale perimetrazione di tali aree in accordo con la competente Soprintendenza.

Dall'analisi del PTCP di Teramo, il progetto in esame è coerente con le direttive emanate dal Piano.

4.3.3 Piano Regolatore Esecutivo del comune di Corropoli

Il Piano Regolatore Esecutivo del comune di Corropoli è stato approvato con Delibera di consiglio Comunale DCC n. 12 il 29/05/2007.

Dagli elaborati Piano Regolatore Esecutivo, in particolare la Tavola C1, che riporta la zonizzazione del territorio comunale, emerge che l'area di impianto fotovoltaico rientra nelle Zone territoriali omogenee E, in particolare nelle sottozone **E4 Zona agricola di distacco e/o mitigazione degli impatti ambientali**. La piccola porzione meridionale dell'area di proprietà, che non sarà interessata dalla installazione dei pannelli, rientra nella sottozona **A5 Ville e parchi di interesse storico**, Figura 4-9. Il comma 3 dell'art. 66 cita:

Alla zona E 4 il PRE assegna una potenzialità edificatoria virtuale pari a 10 mq/ha di superficie complessiva, di cui si potrà disporre alle condizioni e secondo le modalità seguenti:

- *la potenzialità deve essere utilizzata in un ambito territoriale periferico della zona entro la quale non esistano fabbricati rurali inutilizzati;*
- *area di intervento: contigua a nuclei o edifici esistenti, tale da realizzare l'intervento edilizio a distanza minima non superiore a 20 m. da un edificio principale esistente, fatte salve le norme sul rispetto stradale;*
- *l'area classificata in E 4 deve essere vincolata all'inedificabilità, e che il vincolo sia trascritto;*
- *l'area classificata in E 4 deve essere sistemata attraverso aree boscate con radure e macchie arbustive, attraverso un progetto di sistemazione da sottoporre contestualmente alla richiesta di concessione per il nuovo intervento edilizio sull'area limitrofa.*

4. Le zone E 4 sono individuate dal PRE in diretta correlazione con le zone E 5 di cui al successivo articolo.

5. All'interno delle zone agricole E 4 non sono ammessi:

- la realizzazione di depositi e lo stoccaggio di materiali;
- i movimenti di terra che alterino in modo sostanziale o stabilmente il profilo del terreno.

Si ritiene che il progetto in esame, non sia in disaccordo con quanto enunciato dall'art. 66. In riferimento alla sottozona A5, il progetto si è adeguato alla normativa di Piano, in particolare all'art. 25 delle NTA che disciplina le Zone A, e l'art. 32 che regola la sottozona A5, in cui viene prescritta la tutela, la conservazione ed il recupero delle caratteristiche architettoniche, tipologiche e storiche dell'insediamento. In questa area non saranno installate alcune strutture.

Il tracciato dell'elettrodotto di connessione alla rete avviene tutto su strade esistenti, private, comunali e la statale n.259 "Della Val Vibrata"; e in interrato, salvo il tratto di attraversamento del Torrente Vibrata che avverrà in fiancheggiamento al ponte esistente, Figura 4-10.

Le infrastrutture per la viabilità sono regolamentate dall'art. 81 delle NTA, Zone territoriali omogenee M – infrastrutture per la mobilità.

Il tracciato interseca le zone E7.1 Ambiti fluviali e della vegetazione ripariale, e i vincoli sovraordinati definiti dal Piano Stralcio Difesa Alluvioni, dal Piano Regionale Paesistico e dalle aree di tutela archeologica.

Le Sottozone **E 7.1- Ambiti fluviali e della vegetazione ripariale**, regolamentate dall'art. 70 delle Norme di piano, consentono in tali aree interventi per la realizzazione di reti infrastrutturali e relative attrezzature.

Le Aree di tutela archeologica, che si trovano in prossimità del torrente Vibrata, sono regolamentate dall'Art. 83, in cui il PRE identifica aree e manufatti sottoposti a vicolo archeologico dove sono consentiti gli usi esistenti e previsti per le varie zone dal PRE, previo Nulla Osta della competente Soprintendenza per i Beni Archeologici, acquisibile anche attraverso conferenza di Servizi.

Infine, il Piano recepisce le direttive del Piano Stralcio di Bacino Difesa Alluvioni –adottato con D.G.R. n° 1386 del 29.12.2004- nelle aree comprese tra il limite di pericolosità media – riportato nella tavola d'uso del suolo- e il torrente Vibrata, relative alle aree a rischio esondazione con pericolosità media, elevata e molto elevata.

Nelle aree a pericolosità moderata il piano, in attesa degli indirizzi e delle direttive da emanare ai sensi degli artt. 11 comma 4 e 14 comma 1 delle norme tecniche del PSDA, recepisce le indicazioni di carattere generale contenute negli artt. 7,8,9,10 delle stesse norme, senza ulteriori limitazioni se non quelle prescritte per le specifiche norme di zona. Nel dettaglio, in riferimento ai vicoli e alle richieste di integrazioni pervenute dagli Enti, il progetto revisionato presenta la situazione riportata in Figura 4-11.

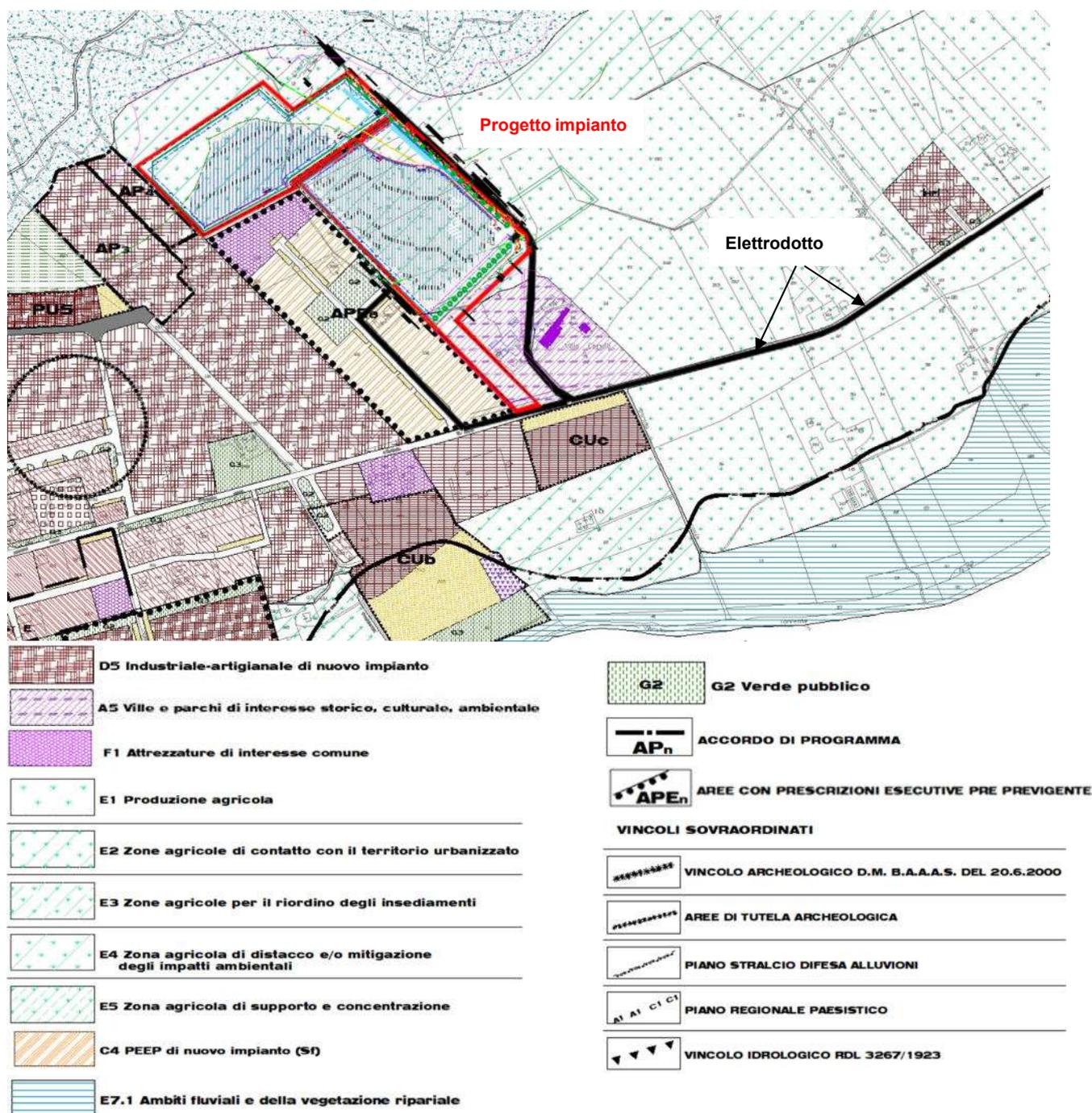


Figura 4-9 – Stralcio di Tavola C.1 area impianto fotovoltaico – Uso dei suoli (PRE Corropoli).

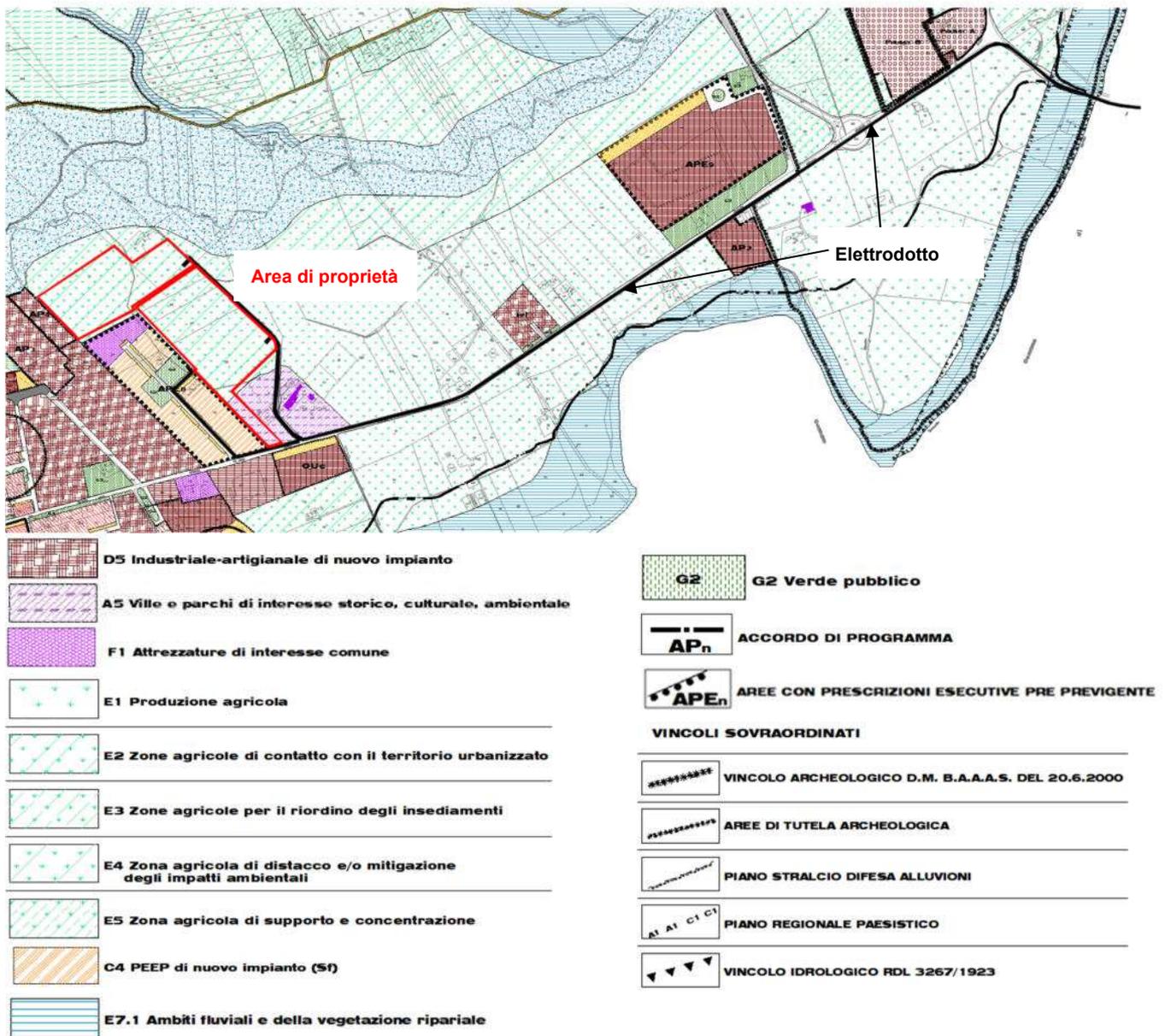


Figura 4-10 – Stralcio di Tavola C.1 elettrodotto di connessione – Uso dei suoli (PRE Corropoli)

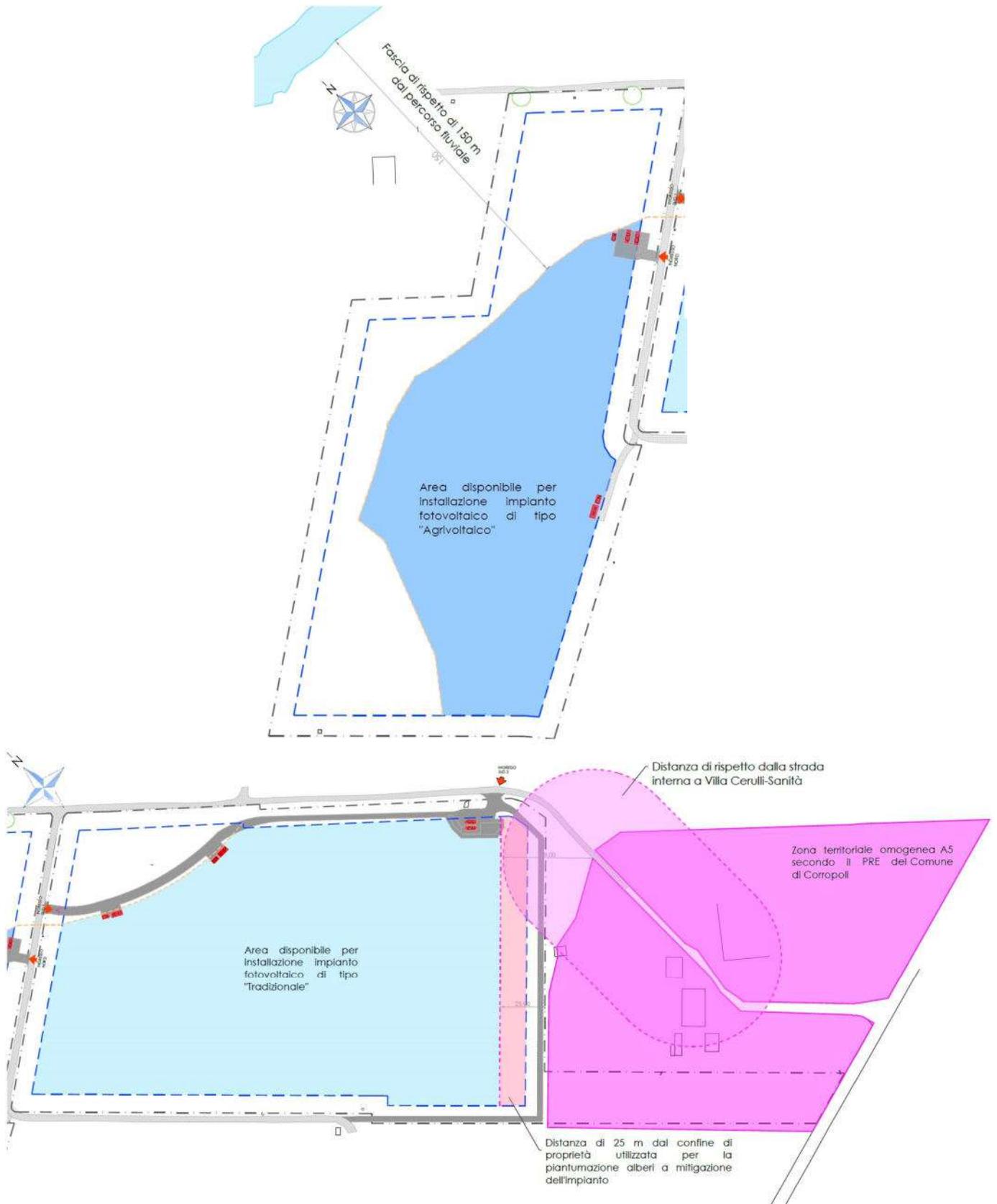


Figura 4-11 – Planimetria aree di progetto in riferimento ai vincoli (Tavole di progetto)

Dall'analisi del PRE vigente si può affermare che il progetto in esame si è adeguato ed è quindi conforme alla normativa comunale.

4.3.4 Piano Regolatore generale del comune di Alba Adriatica

Il piano Regolatore Generale del comune di Alba Adriatica è stato Approvato con Delibera di CC n. 34 il 29/06/2021. Rientra nel comune di Alba Adriatica la parte terminale dell'elettrodotto di progetto fino alla CP, Figura 4-12.

Il tracciato dell'elettrodotto che ricade in comune di Alba Adriatica, si sviluppa interamente in interrato su strada esistente, via Ascolana, fino alla Cabina Primaria Alba Adriatica.

Le aree destinate alla viabilità sono regolamentate dall'art. 33 Zona F5 - Sistema della mobilità, viabilità, spazi di sosta e parcheggi del PRG che si riferisce direttamente al Codice della Strada.

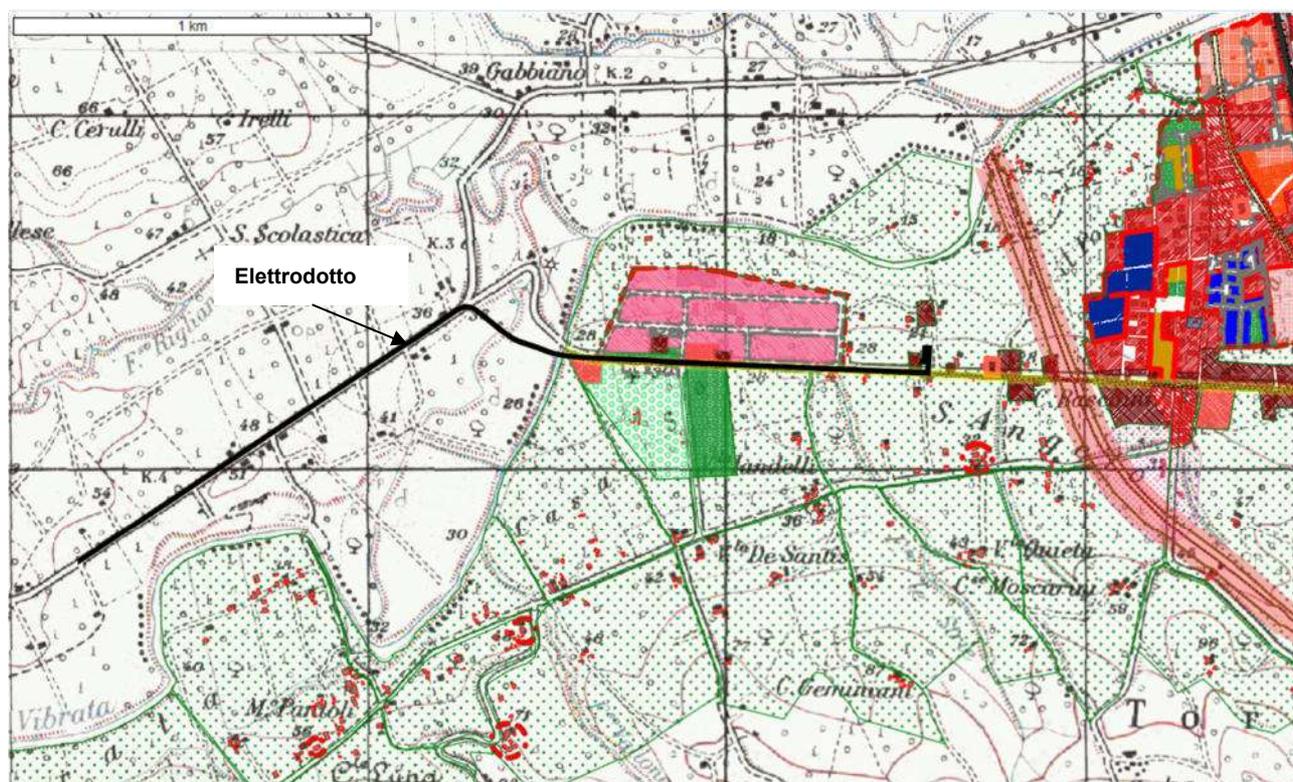


Figura 4-12 – Stralcio della Cartografia del Piano Regolatore Generale del comune di Alba Adriatica (Geoportale PRG <https://www.areasitalba.it/default.aspx?action=set&res=1784x943>)

Dall'analisi del PRG di Alba Adriatica, il tracciato dell'elettrodotto è conforme alla normativa del piano comunale.

4.4 Strumenti di pianificazione di settore

4.4.1 Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale

Con il Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", attuativo della delega di cui alla L. 15.12.2004 n. 308 per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale, si è aperta una lunga fase di trasformazione durante la quale, la normativa ha compiuto un percorso che ha visto la soppressione delle

Autorità di bacino con la previsione delle Autorità di bacino Distrettuali. Il territorio nazionale è stato suddiviso in 7 distretti idrografici e con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 294 del 25 ottobre 2016 (G.U. n. 27 del 2 febbraio 2017).

L' Autorità di bacino, nell'ambito delle finalità previste dalla legge, volte ad assicurare la difesa del suolo, il risanamento idrogeologico, la tutela quantitativa e qualitativa della risorsa idrica, provvede principalmente a:

1. elaborare il Piano di bacino distrettuale ed i programmi di intervento;
2. esprime pareri sulla coerenza con gli obiettivi del Piano di bacino dei piani e programmi dell'Unione europea, nazionali, regionali e locali relativi alla difesa del suolo, alla lotta alla desertificazione, alla tutela delle acque e alla gestione delle risorse idriche.

Dette competenze sono esercitate nell'ambito territoriale del distretto idrografico, identificato dalla legge, costituita da uno o più bacini idrografici limitrofi e dalle rispettive acque sotterranee e costiere che costituisce la principale unità per la gestione dei bacini idrografici. Il Distretto idrografico di competenza dell'Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale di cui all'art. 64, comma 1, lett d) del d.lgs. 152/2006 ed è costituito dai seguenti bacini idrografici:

- Tevere, già bacino nazionale ai sensi della legge 18 maggio 1989, n. 183;
- Tronto, già bacino interregionale ai sensi della legge 18 maggio 1989, n. 183;
- Sangro, già bacino interregionale ai sensi della legge 18 maggio 1989, n. 183;
- bacini dell'Abruzzo, già bacini regionali ai sensi della legge 18 maggio 1989, n. 183;
- bacini del Lazio, già bacini regionali ai sensi della legge 18 maggio 1989, n. 183;
- Potenza, Chienti, Tenna, Ete, Aso, Menocchia, Tesino e bacini minori delle Marche, già bacini regionali ai sensi della legge 18 maggio 1989, n. 183;
- Fiora, già bacino interregionale ai sensi della legge 18 maggio 1989, n. 183;
- Foglia, Arzilla, Metauro, Cesano, Misa, Esino, Musone e altri bacini minori, già bacini regionali ai sensi della legge 18 maggio 1989, n. 183;

Con la legge n. 221 del 28 dicembre 2015 (art. 51, comma 5, lettera d) viene stabilita l'attuale superficie totale del distretto, pari a Km². 42.506, Figura 4-13.



Figura 4-13 – Limiti territoriali di competenza dell'Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale (Fonte: Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale)

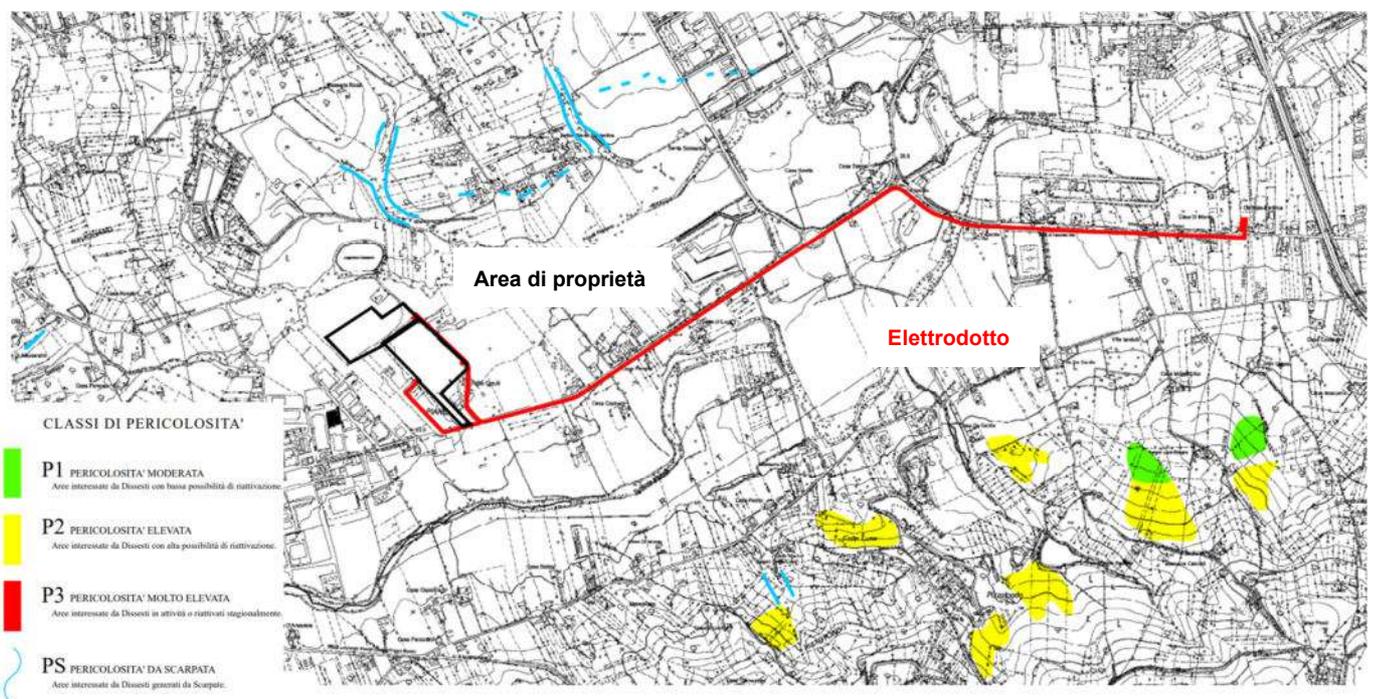
Il Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.) è redatto ai sensi dell'art. 17 comma 6-ter della Legge 18 maggio 1989, n. 183, come prescritto dall'art. 1 della Legge 3 agosto 1998, n. 267 e dall'art. 1 bis della Legge 11 dicembre 2000, n. 365. Esso è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa ed alla valorizzazione del suolo, alla prevenzione del rischio idrogeologico, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato. L'assetto idrogeologico comprende (art. 1 comma 2 N.T.A.):

- A) l'assetto idraulico, riguardante le aree a rischio idraulico (TITOLO II);
- B) l'assetto dei versanti, riguardante le aree a rischio di frane e valanghe (TITOLO III).

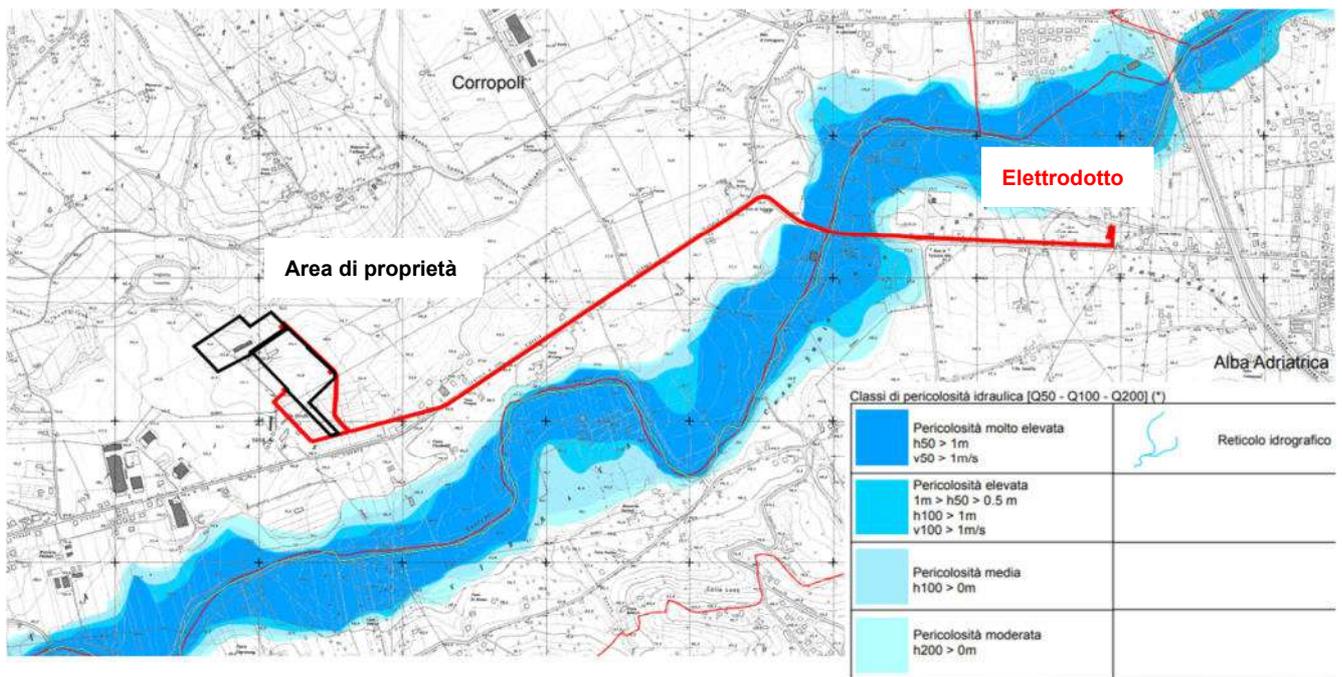
Il Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico PAI dei Bacini Idrografici di Rilievo Regionale Abruzzesi e del Bacino Interregionale del Fiume Sangro è stato Approvato con Delibera di Consiglio Regionale 94/5 del 29/01/2008 (B.U.R.A n°12 SPECIALE del 1/02/2008) per i Bacini Abruzzesi e con Delibera di Consiglio Regionale 101/5 del 29/04/2008 (B.U.R.A. n°40 SPECIALE del 09/05/2008) per il Bacino Interregionale del Fiume Sangro; e ss.mm.ii.

Dalle carte della Pericolosità e del Rischio del PAI l'intero progetto, rientrante all'interno del Bacino del Vibrata, non presenta aree esposte a processi di dinamica geomorfologica, Figura 4-14, mentre dallo stralcio della Carta della pericolosità idraulica emerge che l'area di impianto fotovoltaico non rientra in nessuna zona perimetrata in base alla classe di

pericolosità, solo una piccola porzione del tracciato dell'elettrodotto, in prossimità dell'attraversamento del Torrente Vibrata, interseca zone classificate a pericolosità molto elevata ed elevata, Figura 4-15. L' art. 14 delle NTA del piano Disciplina le aree a pericolosità molto elevata (P3), la cui norma è volta primariamente alla prevenzione in tutto il territorio di competenza dei fenomeni di dissesti di versante ed i danni, anche potenziali, alle persone, ai beni ed alle attività vulnerabili. Qualsiasi nuovo intervento in tali aree deve essere subordinato al parere positivo rilasciato dall'Autorità di bacino. L'art. 16 - Interventi consentiti in materia di infrastrutture pubbliche, consente la realizzazione in tali aree di sottoservizi a rete interrati lungo tracciati stradali esistenti, quali appunto l'elettrodotto di progetto.



**Figura 4-14 – Estratto di Carta 327 E della pericolosità da frana (Fonte: PAI dei bacini abruzzesi e del bacino del Sangro
Autorità Bacino dell'Appennino Centrale)**



**Figura 4-15 – Estratto di Carta vi.01 della pericolosità idraulica (Fonte: PAI dei bacini abruzzesi e del bacino del Sangro
Autorità Bacino dell'Appennino Centrale)**

La Direttiva Europea 2007/60/CE, recepita nel diritto italiano con D.Lgs. 49/2010, ha dato avvio ad una nuova fase della politica nazionale per la gestione del rischio di alluvioni, che il Piano di gestione del rischio di alluvioni (PGRA) deve attuare, nel modo più efficace. Il PGRA, introdotto dalla Direttiva per ogni distretto idrografico, dirige l'azione sulle aree a rischio più significativo, organizzate e gerarchizzate rispetto all'insieme di tutte le aree a rischio e definisce gli obiettivi di sicurezza e le priorità di intervento a scala distrettuale, in modo concertato fra tutte le Amministrazioni e gli Enti gestori, con la partecipazione dei portatori di interesse e il coinvolgimento del pubblico in generale.

Il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni del Distretto Idrografico dell'Appennino Centrale, è stato approvato il 3 marzo 2016, con deliberazione n. 9, dal Comitato istituzionale ed il 27 ottobre 2016 dal Presidente del Consiglio dei Ministri con DPCM Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 28 del 3 febbraio 2017 recante "approvazione del piano di gestione del rischio di alluvioni del distretto idrografico dell'Appennino Centrale".

L'Autorità, in forza del ruolo di coordinamento dell'attività delle Regioni che le è stato assegnato dal D. Lgs.49/2010, ha indicato con il progetto del Piano (riguardante il solo bacino idrografico del Tevere) le linee guida complessive per la redazione coordinata del Piano in tutte le sue parti a livello distrettuale.

Nell'ambito del II ciclo di pianificazione del PGRA sono state implementate tutte le fasi fino ad oggi previste dalla direttiva:

- dicembre 2018 – Valutazione preliminare del rischio (PFRA) ed identificazione delle aree a potenziale rischio significativo di alluvione (APSEFR)

- dicembre 2019 – Mappe della pericolosità e del rischio di alluvione e Valutazione globale provvisoria.

Per quanto riguarda le mappe della pericolosità del rischio idrogeologico l'impianto fotovoltaico non rientra in alcuna zona definita dal Piano, mentre il tracciato dell'elettrodotto di progetto, in prossimità dell'attraversamento del Torrente Vibrata, interseca la Classe P3 – elevata probabilità (alluvioni frequenti) Figura 4-16. In riferimento al rischio, il tracciato dell'elettrodotto interseca aree R1 Rischio moderato o nullo e R2 Rischio medio definiti dal presente Piano, Figura 4-17.

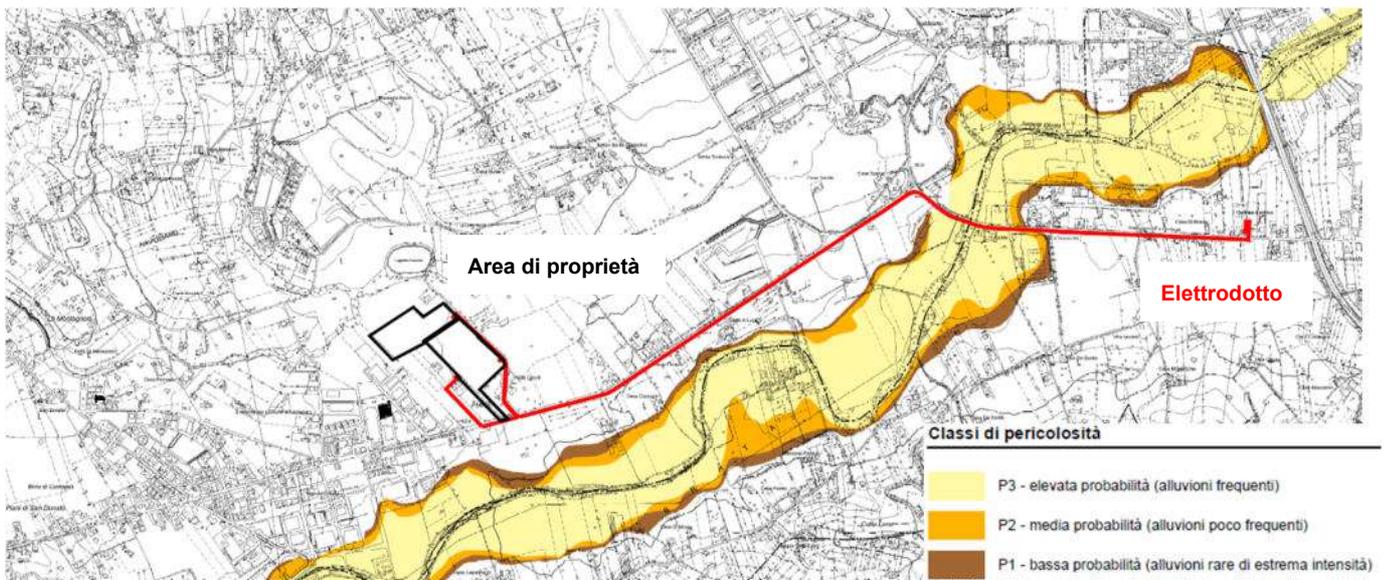


Figura 4-16 – Estratto di mappa di pericolosità PGRA, Tavola ITR131 2P

(<https://www.autoritadistrettoac.it/pianificazione/pianificazione-distrettuale/pgraac/pgraac2/mappe-di-pericolosita-e-rischio-pgraac-ii>)

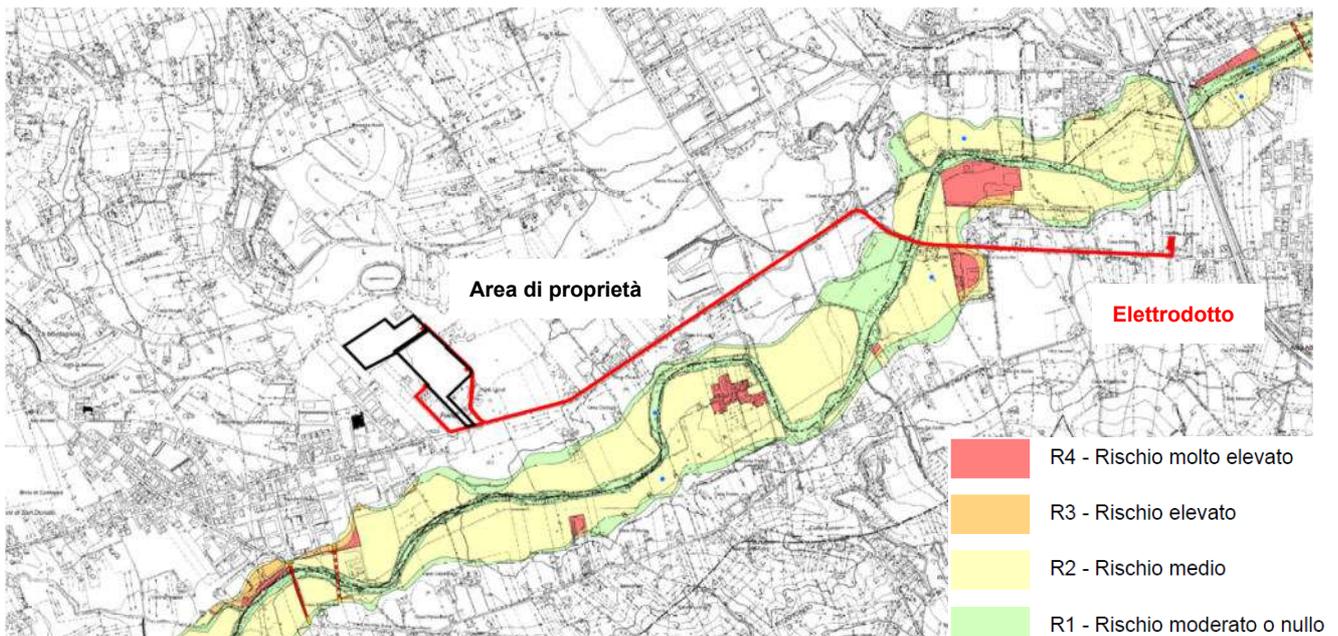


Figura 4-17 – Estratto di mappa di rischio PGRA, Tavola ITR131 2R

(<https://www.autoritadistrettoac.it/pianificazione/pianificazione-distrettuale/pgraac/pgraac2/mappe-di-pericolosita-e-rischio-pgraac-ii>)

Dall'analisi degli strumenti di pianificazione definiti dall'Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale PAI e PGRA il progetto composto da impianto fotovoltaico ed elettrodotto di connessione alla rete è conforme agli strumenti di pianificazione.

4.4.2 Rete Europea Natura 2000

La Rete Natura 2000 rappresenta una concreta risposta da parte dell'Unione Europea, e quindi dei suoi Stati membri, al problema della tutela della biodiversità. Con essa infatti prende origine un sistema articolato di aree designate al fine di garantire, e all'occorrenza migliorare, uno stato di conservazione soddisfacente di tipi di habitat naturali e seminaturali, di habitat di specie e delle specie tutelati da due provvedimenti comunitari: la Direttiva 92/43/CEE, denominata "Habitat" che riprende ed amplifica le disposizioni della Direttiva 79/409/CEE, nota come "Uccelli". La rete si compone di due differenti tipologie di aree protette: le Zone Speciali di Conservazione (ZSC), nell'ambito della direttiva "Habitat", e le Zone di Protezione Speciale (ZPS), nell'ambito della direttiva "Uccelli", tra le quali ci possono essere rapporti spaziali di vario grado, dalla perfetta corrispondenza, all'inclusione totale o parziale, fino all'assenza di intersezione. Attualmente il processo di designazione delle ZSC non è ancora concluso e i siti sono definiti Siti di Importanza Comunitaria (SIC). Con la rete Natura 2000 si sta consolidando un sistema di aree che, seppur non contigue, garantisce all'interno della regione biogeografica di appartenenza il mantenimento della funzionalità ecologica di habitat e specie. Differentemente dalla logica istitutiva dei parchi e delle aree naturali protette, rete Natura 2000 attribuisce valore non solo ai luoghi ad alta naturalità ma anche a quegli ambiti limitrofi divenuti indispensabili per mettere in relazione questi siti. In Italia, con il provvedimento di recepimento della direttiva "Habitat" - decreto del Presidente della Repubblica n. 357 del 1997, modificato ed integrato da un nuovo decreto del Presidente n. 120 del 2003 - viene attribuito direttamente alle Regioni il compito di provvedere all'attuazione di Natura 2000, nell'ambito del proprio territorio amministrativo di competenza, sia per quanto riguarda la designazione dei siti, sia per la gestione di questi, attraverso opportuni strumenti, al fine di evitare il degrado degli habitat naturali, degli habitat di specie nonché la perturbazione delle specie.

Tutte le Aree Naturali Protette, ai sensi della Legge 394/91, presenti nel territorio regionale, ovvero Parchi o Riserve, Statali e Regionali, sono state ricomprese all'interno dei siti Natura 2000, consentendo l'integrazione degli strumenti di tutela e di gestione attiva già vigenti con quelli derivanti dalle Direttive Comunitarie di riferimento al fine di migliorare il livello di interconnessione tra le aree e la relativa funzionalità ecologica.

Dal sito natura 2000 europeo, emerge che l'intero progetto non interagisce con nessun sito della Rete Natura 2000, Figura 4-18.

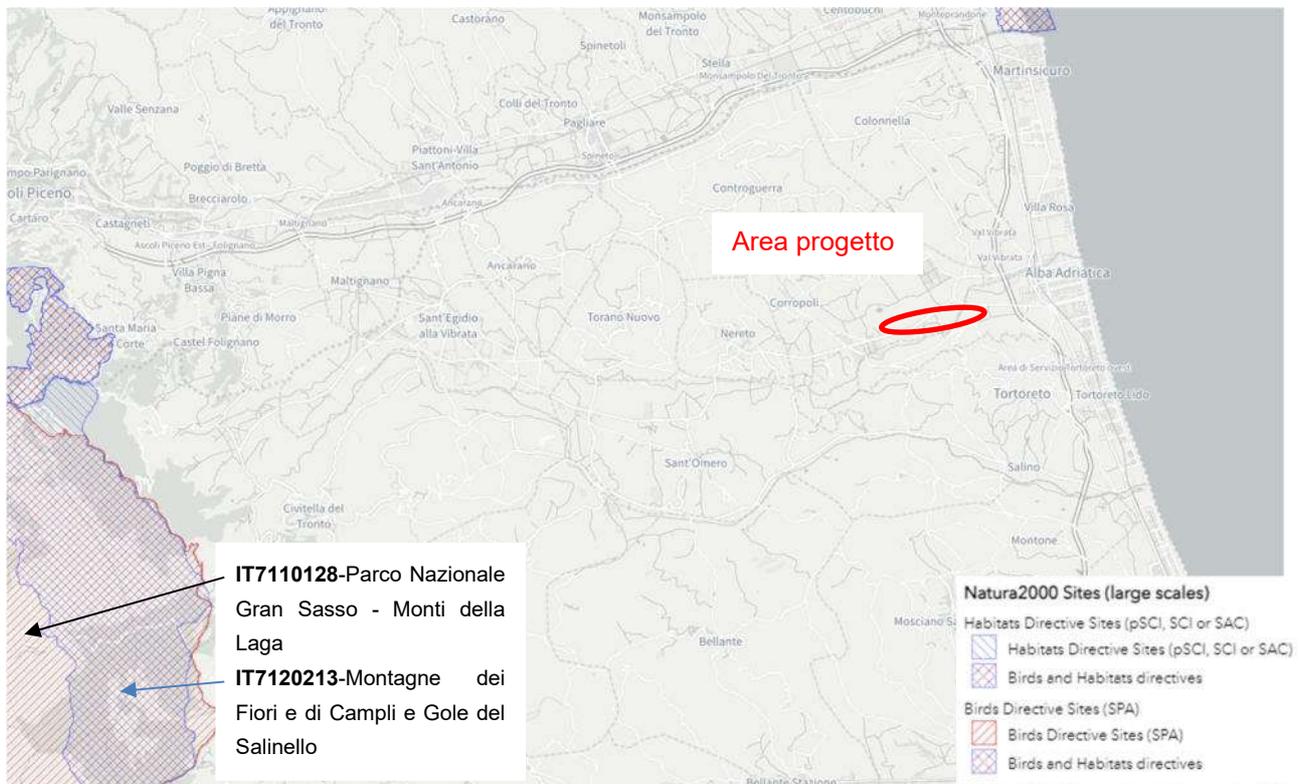


Figura 4-18 – Rete Natura 2000 (<https://natura2000.eea.europa.eu/expertviewer/>)

4.4.3 Vincolo paesaggistico

Ai sensi del D. Lgs. 42/04, *Codice dei beni culturali e del paesaggio*, due sono le categorie di beni che rientrano nella tutela paesaggistica:

- a) *i beni vincolati con provvedimento ministeriale o regionale di "dichiarazione di notevole interesse pubblico" ai sensi dell'art. 136;*
- b) *i beni vincolati in forza di legge di cui all'art. 142 (previsione che deriva dalla L. 431/85), cioè quelli che insistono su fasce o aree geografiche prevalentemente di tipo fisico per le quali la legge stessa riconosce la necessità di una tutela.*

In base all'art. 136 gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico:

- a) *le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali;*
- b) *le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni della Parte seconda del presente codice, che si distinguono per la loro non comune bellezza;*
- c) *i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente*

valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici;

d) le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

In base all'art. 142 le Aree tutelate per legge sono:

a) i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare;

b) i territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi;

c) i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;

d) le montagne per la parte eccedente 1.600 metri sul livello del mare per la catena alpina e 1.200 metri sul livello del mare per la catena appenninica e per le isole;

e) i ghiacciai e i circhi glaciali;

f) i parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi;

g) i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2, commi 2 e 6, del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 227;

h) le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici;

i) le zone umide incluse nell'elenco previsto dal decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 1976, n. 448;

l) i vulcani;

m) le zone di interesse archeologico.

L'inclusione nelle categorie di beni vincolati per legge a prescindere dalla effettiva loro rilevanza paesaggistica, già prevista dalla Legge Galasso (L. 431/1985), comporta che le eventuali trasformazioni territoriali relative al bene vincolato - o alle relative fasce di tutela - rientranti negli elenchi redatti ai sensi del citato Regio Decreto n. 1775/1933, siano subordinate all'applicazione della procedura di rilascio dell'Autorizzazione Paesaggistica, che autorizza la realizzazione degli interventi.

Una piccola porzione dell'area di impianto, ubicata nella zona settentrionale dello stesso e il tracciato dell'elettrodotto, in prossimità dell'attraversamento del torrente Vibrata, sono interessati dalla fascia di rispetto fluviale ai sensi dell'art.142 c. 1 del D.Lgs. 42/2004 (Vincoli

ex L. 431/85), Figura 4-19, Figura 4-20 e Figura 4-21. La fascia di rispetto fluviale tutelata a nord è data dal Fosso Rigliano.

Allegata al progetto è stata redatta la relazione paesaggistica, necessaria ai fini dell'ottenimento dell'Autorizzazione paesaggistica.

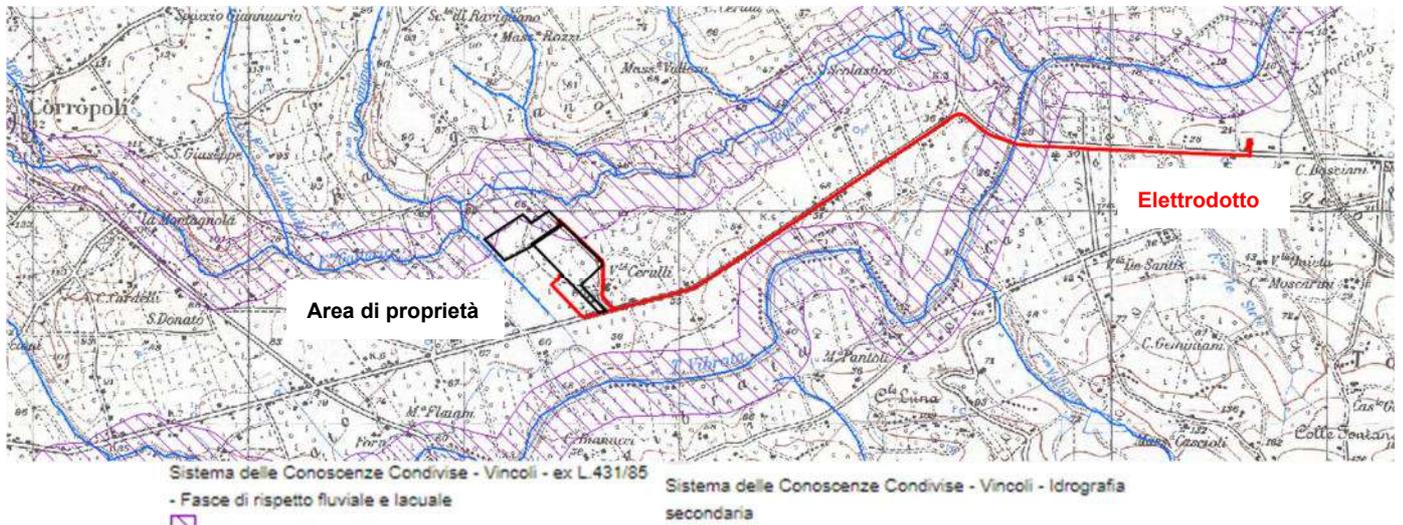


Figura 4-19 – Vincolo paesaggistico (<http://geoportale.regione.abruzzo.it/Cartanet/viewer>)

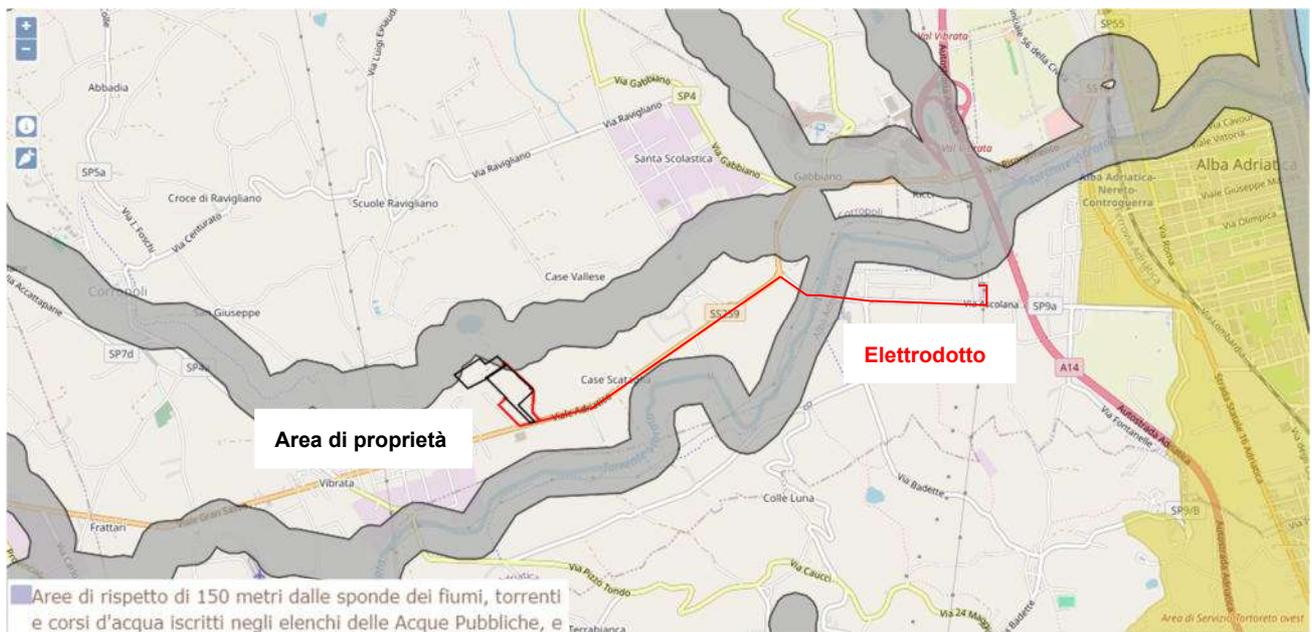


Figura 4-20 – Vincoli D.Lgs. 42/2004 (<https://sitap.cultura.gov.it/>)

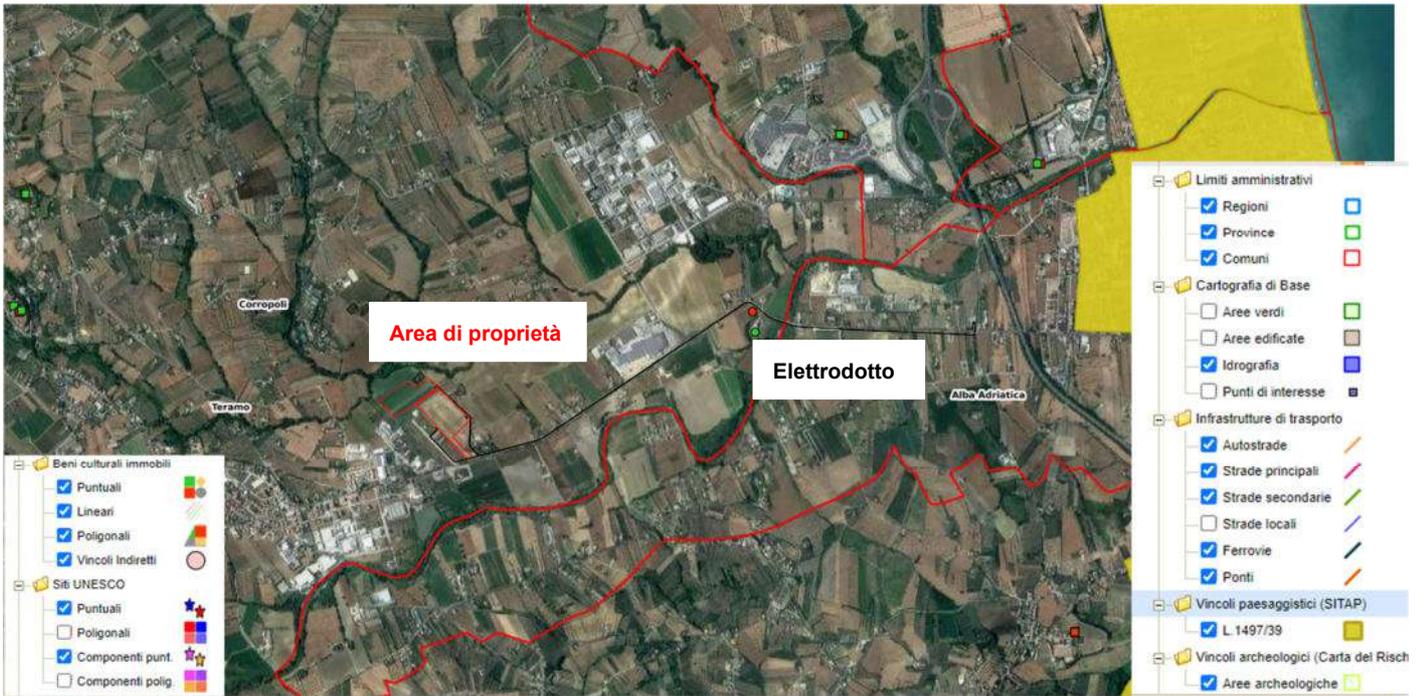


Figura 4-21 – Beni culturali architettonici e archeologici (Web gis vincolinrete.beniculturali.it/)

4.5 Conformità del progetto con gli strumenti vigenti

4.5.1 Descrizione delle conformità o disarmonie del progetto con gli strumenti di programmazione e pianificazione vigenti

La legislazione in materia di energie, di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, in osservanza del protocollo di Kyoto, è stata avviata a livello comunitario prima e nazionale poi, a partire dagli anni '90. Il 17 gennaio 2018 il Parlamento Europeo ha approvato la nuova Direttiva europea sulle energie rinnovabili per il periodo 2020-2030, la quale riporta i nuovi obiettivi per l'efficienza energetica e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, dove viene fissato al 35% il target da raggiungere entro il 2030 a livello comunitario, sia per quanto riguarda l'obiettivo dell'aumento dell'efficienza energetica, sia per la produzione da fonti energetiche rinnovabili – che dovranno rappresentare una quota non inferiore al 35% del consumo energetico totale.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21 gennaio del 2020 il testo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce il Decreto Legge sul Clima nonché gli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020. Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030, entro il 2025, il riferimento è pari ad almeno il 43 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili. Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza PNRR, prevede il raggiungimento degli obiettivi del Green Deal europeo in cui l'UE dovrà incrementare di 500 GW la produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2030 e gli Stati membri dovranno realizzare il 40 % di questo obiettivo entro il 2025 nell'ambito dei PNRR, anche attraverso la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori, che implica un'accelerazione ed efficientamento energetico, ossia un incremento corposo della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. I progetti presentati nel Piano italiano puntano ad incrementare la capacità produttiva di energia

da fonti rinnovabili innovative e non ancora in "grid parity" per circa 3,5 GW. L'obiettivo si potrà raggiungere con un insieme integrato di investimenti e riforme settoriali, contenute all'interno delle singole Missioni, che hanno come obiettivo primario quello di introdurre regimi regolatori e procedurali più efficienti nei rispettivi ambiti settoriali. In base alle recenti normative nazionali in materia energetica, in particolare D.lgs 199/2021 e la Legge 34/2022, **l'area di impianto risulta idonea ope legis**, in quanto è completamente contenuta all'interno di un areale di 500 m da una zona classificata industriale dal Piano Regolatore Esecutivo comunale di Corropoli.

Si specifica che per ottemperare a vincoli e prescrizioni emesse dai diversi Enti, l'impianto oggetto della presente analisi, è composto da due Sezioni: Nord e Sud, connesse rispettivamente a 2 distinti punti di fornitura MT, "Sezione impianto connessione Nord" e "Sezione impianto connessione Sud", con le caratteristiche di essere un Agrivoltaico nella Sezione Nord e fotovoltaico in quella a Sud.

In riferimento al Piano Regionale per la Tutela della qualità dell'aria, il progetto in esame, pur non rientrando in un'area critica e nemmeno nell'agglomerato Pescara - Chieti definita dal Piano, contribuisce al miglioramento della qualità dell'aria, evitando l'immissione in atmosfera di qualsiasi inquinante che si avrebbe ottenendo la stessa quantità di energia da fonte fossile.

Per quanto riguarda l'inquadramento nei piani territoriali regionali, provinciali e comunali, non si evincono elementi ostativi alla realizzazione del progetto in esame.

Il Piano Regionale Paesistico PRP della regione Abruzzo, di cui è in corso l'aggiornamento al D.lgs. 42/2004, volto alla tutela del paesaggio, del patrimonio naturale, storico ed artistico, evidenzia che solo la parte finale dell'elettrodotto di connessione alla rete, rientra nell'Ambito costiero n.5 - Costa Teramana e il tratto di elettrodotto inerente l'attraversamento del Torrente Vibrata, che avviene in fiancheggiamento alla struttura presente, interseca le **Zone A1) conservazione integrale**. In tali zone il piano consente la realizzazione di elettrodotti.

La Carta dei Vincoli – Carta dei Luoghi e dei paesaggi, del PRP evidenzia che una piccola porzione ubicata a nord dell'impianto fotovoltaico è interessata dal vincolo dettato dal D.Lgs. 42/2004 **art. 142 del lett. C) Fascia di rispetto di fiumi e torrenti**, così come l'elettrodotto che interseca tale elemento di vincolo, relativo al torrente Vibrata. Il progetto si è adeguato a tale normativa, redigendo la relazione paesaggistica, necessaria ai fini dell'ottenimento dell'Autorizzazione paesaggistica.

Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Teramo, PTCP, in riferimento al Sistema Insediativo, classifica l'area o Sezione Sud di impianto negli **Insedimenti recenti in**

via di consolidamento, mentre quella Nord, nelle **Aree agricole di rilevante interesse economico**, in cui il Piano definisce come unico uso del suolo compatibile, quello agricolo. Si ribadisce che il progetto nella Sezione Nord, prevede un impianto agrivoltaico.

Il tracciato dell'elettrodotto di progetto che si sviluppa quasi totalmente in interrato e in massima parte lungo la Strada Statale n. 259 "Della Val Vibrata", per una parte del suo tracciato è tangente al limite esterno di un'Area di attenzione archeologica, non riconfermata però nello strumento di pianificazione comunale, cui il PTCP demanda la puntuale perimetrazione.

Dagli elaborati Piano Regolatore Esecutivo del comune di Corropoli, emerge che l'area di impianto fotovoltaico rientra nelle Zone territoriali omogenee E, in particolare nelle sottozone **E4 Zona agricola di distacco e/o mitigazione degli impatti ambientali**. Una piccola porzione meridionale dell'area di proprietà, che non sarà interessata dalla installazione dei pannelli, rientra nella sottozona A5 Ville e parchi di interesse storico. Si ribadisce che questa porzione di proprietà non sarà interessata dall'installazione dei pannelli, ma lasciata libera.

Il tracciato dell'elettrodotto di progetto interseca le zone E7.1 Ambiti fluviali e della vegetazione ripariale, e i vincoli sovraordinati definiti dal Piano Stralcio Difesa Alluvioni, dal Piano Regionale Paesistico e dalle aree di tutela archeologica. Nelle Sottozone **E 7.1 - Ambiti fluviali e della vegetazione ripariale**, intercettate dall'elettrodotto, il Piano consente interventi per la realizzazione di reti infrastrutturali e relative attrezzature. Nelle Aree di tutela archeologica sono consentiti gli usi esistenti e previsti per le varie zone dal PRE, previo Nulla Osta della competente Sovrintendenza per i Beni Archeologici, acquisibile anche attraverso conferenza di Servizi.

Il tratto finale dell'elettrodotto, poco prima dell'allacciamento alla Cabina Primaria di Alba Adriatica, rientra nel territorio comunale di Alba Adriatica e si sviluppa interamente in interrato su strada esistente, via Ascolana, in cui il Piano rimanda al Codice della Strada.

Lo strumento di azione al fine della difesa idrogeologica e della rete idrografica è il Piano di Bacino idrografico, strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono individuate e programmate le azioni finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo e la corretta utilizzazione delle acque, in cui sono individuate e classificate le fasce fluviali.

L'intero progetto, composto da impianto agrivoltaico e fotovoltaico, nonché di impianto di connessione alla rete nazionale, rientra all'interno dell'Autorità di Bacino distrettuale dell'Appennino Centrale, il cui strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla

conservazione, alla difesa ed alla valorizzazione del suolo, alla prevenzione del rischio idrogeologico, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato è il Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Il progetto rientra nel territorio di competenza del PAI dei Bacini Idrografici di Rilievo Regionale Abruzzesi e del Bacino Interregionale del Fiume Sangro. Dalle cartografia della Pericolosità e del Rischio del PAI l'intero progetto, rientrante all'interno del Bacino del Vibrata, non presenta aree esposte a processi di dinamica geomorfologica. Dall'analisi della Carta della pericolosità idraulica emerge che l'area di impianto fotovoltaico non rientra in nessuna zona perimetrata in base alla classe di pericolosità, solo una piccola porzione del tracciato dell'elettrodotto, in prossimità dell'attraversamento del Torrente Vibrata, interseca zone classificate a pericolosità molto elevata ed elevata. In tali zone, fermo restando il principio della prevenzione, sono consentite le realizzazioni di infrastrutture a rete interrato lungo tracciati stradali esistenti.

Anche in riferimento al Piano di gestione del rischio di alluvioni PGRA, introdotto dalla Direttiva Europea 2007/60/CE che individua e cartografa le mappe della pericolosità del rischio idrogeologico relativo alle alluvioni, il progetto in esame risulta coerente con la normativa. Il tracciato dell'elettrodotto di progetto, in prossimità dell'attraversamento del Torrente Vibrata, interseca la Classe P3 – elevata probabilità (alluvioni frequenti) e le aree R1 Rischio moderato o nullo e R2 Rischio medio.

In sostanza quindi, considerata la modalità di realizzazione del progetto, suddiviso in Sezione Nord in cui è previsto l'impianto agrivoltaico e Sud il fotovoltaico, e, considerate in particolare la modalità di realizzazione dell'elettrodotto di connessione che avverrà totalmente in interrato e su strade esistenti, in riferimento alle direttive emanate dall'Autorità di Bacino distrettuale dell'Appennino Centrale, risulta coerente e non necessita di accorgimenti strutturali derivati dall'analisi delle direttive emanate dall'Ente.

In relazione al vincolo paesaggistico definito dal D.Lgs. 42/2004, una piccola parte della Sezione Nord dell'impianto e il tracciato dell'elettrodotto, in prossimità dell'attraversamento del torrente Vibrata, sono interessati dalla fascia di rispetto fluviale ai sensi dell'art.142 c. 1 del D.Lgs. 42/2004.

Considerato che la Sezione Nord dell'impianto agrivoltaico nella fascia di tutela non prevede l'installazione di alcun modulo fotovoltaico, è ragionevole affermare che non sia in contrasto con la tutela, comunque, allegata al progetto è stata redatta la relazione paesaggistica.

4.5.2 Descrizione delle conformità o disarmonie eventuali del progetto con i vincoli di tutela naturalistica

In riferimento alle aree istituite a livello europeo, il progetto in esame, è esterno a zone individuate quali SIC, ZPS e aree naturali protette appartenente alla Rete Natura 2000.

4.5.3 Tabella sinottica delle conformità o disarmonie del progetto con gli strumenti di programmazione, pianificazione e con i vincoli di tutela

Piano/tutela	Elementi di attenzione/criticità evidenziati	Conformità del progetto
Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza PNRR	Obiettivi del Green Deal europeo in cui l'UE dovrà incrementare di 500 GW la produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2030	Il progetto è coerente e concorre alla realizzazione degli obiettivi del PNRR
D.lgs 199/2021 L 27 aprile 2022, n. 34	comma 8 D.Lgs. 199/2021: Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo: (...) c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42: 1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere.	Il progetto è idoneo ope legis
Piano Regionale Paesistico PRP	<ul style="list-style-type: none"> - Impianto fotovoltaico una piccola porzione rientra nell'art. 142 del lett. C) Fascia di rispetto di fiumi e torrenti; - Elettrodotto rientra in piccola parte nell'Ambito 5 Costa Teramana; interseca le Zone A1) conservazione integrale; Zona C1 di trasformazione condizionata; interseca l'art. 142 del lett. C) Fascia di rispetto di fiumi e torrenti; 	Il progetto è coerente con il PRP e si è adeguato al Piano, è stata redatta la relazione paesaggistica ai fini del rilascio dell'Autorizzazione Paesaggistica
Piano Territoriale di Coordinamento della provincia di Teramo (PTCP)	<ul style="list-style-type: none"> - Impianto fotovoltaico Insedimenti recenti in via di consolidamento; Aree agricole di rilevante interesse economico; - Elettrodotto sviluppo quasi totalmente in interrato e in massima parte lungo la Strada Statale n. 259 "Della Val Vibrata", in parte è tangente al limite esterno di un'Area di attenzione archeologica, appartenente ai Beni archeologici 	Il progetto in esame si è adeguato prevedendo nella Sezione Nord un impianto agrivoltaico. È coerente con le tutele e le direttive emanate dal PTCP di Teramo
Piano Regolatore Esecutivo PRE di Corropoli	<ul style="list-style-type: none"> - Impianto fotovoltaico E4 Zona agricola di distacco e/o mitigazione degli impatti ambientali; - Elettrodotto Interseca le aree E 7.1- Ambiti fluviali e della vegetazione ripariale 	Il progetto è conforme alla normativa del PRE, rispettando tutte le fasce di vincolo e tutela (Figura 4-11) e si è adeguato redigendo la Relazione paesaggistica
Piano Regolatore Generale PRG di Alba Adriatica	<ul style="list-style-type: none"> - Elettrodotto Viabilità esistente, via Ascolana 	Il progetto è conforme alla normativa del PRG

Piano/tutela	Elementi di attenzione/criticità evidenziati	Conformità del progetto
<i>Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico PAI Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Impianto fotovoltaico</i> - <i>Elettrodotto</i> <i>parte del tracciato dell'elettrodotto, in prossimità dell'attraversamento del Torrente Vibrata, interseca zone classificate a pericolosità molto elevata ed elevata</i> 	Il progetto è conforme alla normativa di PAI
<i>Piano di gestione del rischio di alluvioni (PGRA) - Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Impianto fotovoltaico</i> - <i>Elettrodotto</i> <i>in prossimità dell'attraversamento del Torrente Vibrata, interseca la Classe P3 – elevata probabilità (alluvioni frequenti) e le aree R1 Rischio moderato o nullo e R2 Rischio medio</i> 	Il progetto è conforme alla normativa di PGRA
<i>Rete Europea Natura 2000</i>		L'intero progetto è esterno a qualsiasi elemento di tutela definito dalla Rete Natura 2000
<i>Vincolo paesaggistico D.Lgs. 42/04</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Impianto fotovoltaico</i> <i>Piccola porzione rientra nella fascia di rispetto fluviale ai sensi dell'art.142 c. 1 del D.Lgs. 42/2004</i> - <i>Elettrodotto</i> <i>parte del tracciato dell'elettrodotto, in prossimità dell'attraversamento del Torrente Vibrata, interseca fascia di rispetto fluviale ai sensi dell'art.142 c. 1 del D.Lgs. 42/2004</i> 	È stata redatta la relazione paesaggistica ai fini del rilascio dell'Autorizzazione Paesaggistica

5 STATO DI PROGETTO

5.1 Descrizione generale impianto fotovoltaico

Si prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra avente n°2 sezioni connesse a due distinti punti di fornitura MT, chiamate "Sezione impianto connessione Nord" e "Sezione impianto connessione Sud". La prima sarà realizzata nel rispetto dei requisiti A, B e D.2 delle "Linee guida in materia di impianti Agrivoltaici", la seconda come impianto fotovoltaico a terra di tipo tradizionale.

Le caratteristiche di ciascuna sezione di impianto sono le seguenti:

SEZIONE IMPIANTO CONNESSIONE NORD (AGRIVOLTAICO)	
Sottocampo N1	
Potenza nominale	1.682,64 kW
N° moduli FV	2.337
Tipologia struttura di sostegno	Tracker ad inseguimento solare di tipo monoassiale
Superficie attiva	7.260 m ²
SEZIONE IMPIANTO CONNESSIONE SUD (FOTOVOLTAICO TRADIZIONALE)	
Sottocampo S1	
Potenza nominale	1.814,40 kW
N°moduli FV	2.520
Tipologia struttura di sostegno	Tracker ad inseguimento solare di tipo monoassiale
Superficie attiva	7.828,01 m ²
Sottocampo S2	
Potenza nominale	2.129,08 kW
N°moduli FV	2.957
Tipologia struttura di sostegno	Tracker ad inseguimento solare di tipo monoassiale
Superficie attiva	9.184,44 m ²
TOTALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	
Potenza nominale	5.626,08 kW
N° moduli FV	7.814
Tipologia struttura di sostegno	Tracker ad inseguimento solare di tipo monoassiale
Superficie attiva	24.270,28 m ²

La superficie lorda totale occupata dall'impianto fotovoltaico sarà pari a 79.370 m².

5.2 Moduli fotovoltaici

Il progetto prevede l'installazione di n°7.814 moduli fotovoltaici tipo Trina Solar Vertex o similare aventi le seguenti caratteristiche:

- potenza: 720 Wp
- tensione a vuoto V_{oc} : 46,1V
- corrente di corto circuito I_{sc} : 18,62 A
- tensione di MPP: 38,2 V
- corrente di MPP: 17,55 A
- efficienza: 21,6 %
- coefficiente di temperatura V_{oc} : -0,25 %/°C
- dimensioni: 1303mm x 2384mm x 35mm (LxHxSP)

I moduli fotovoltaici avranno celle in silicio monocristallino e saranno costituiti da materiali quali alluminio, vetro, plastica, non contenenti telluro di cadmio o altri prodotti chimici inquinanti.

Saranno inoltre conformi a tutte le normative di prodotto con particolare riferimento alle norme IEC61215 / IEC 61730 / IEC 61701/ IEC 62716.

5.3 Inverter

Saranno installati in totale n°18 inverter di stringa multi MPPT marca SUNGROW SG320HX o similare aventi le seguenti caratteristiche:

- massima tensione di ingresso: 1500 V
- intervallo di tensione MPPT: 500 V ÷ 1500 V
- numero MPPT: 12
- potenza AC massima: 352 kVA a 30°C / 352 kVA a 40°C
- potenza nominale AC: 320 kW
- corrente AC massima: 254 A
- tensione nominale AC: 800 V
- rendimento europeo: 98,8 %
- dimensioni: 1136mm x 870mm x 361mm (LxAxP)

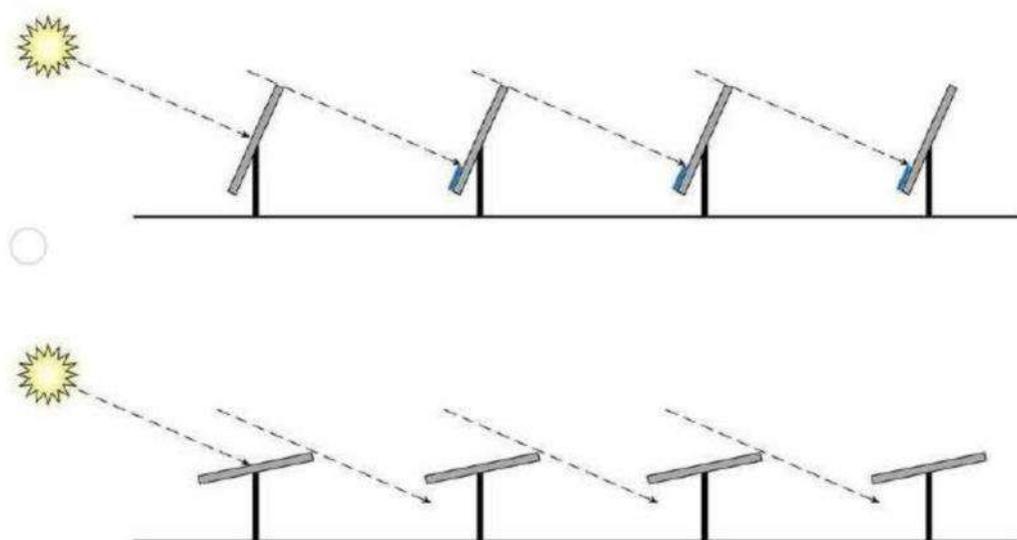
Gli inverter saranno installati su box appositamente predisposti per il loro alloggio e quindi dislocati direttamente nel campo fotovoltaico.

Dovranno essere conformi a tutte le normative di prodotto con particolare riferimento alle indicazioni contenute nella norma CEI 0-16 in materia di convertitori statici allacciati alla rete di Distribuzione.

5.4 Strutture ad inseguimento

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture ad inseguimento di tipo monoassiale in grado di garantire maggiore produzione di energia elettrica attraverso una rotazione di tipo est-ovest. L'asse di rotazione delle strutture sarà parallelo al terreno e perfettamente orientato a sud, le strutture saranno in modalità definita "1 portrait", ovvero in ogni struttura i moduli fotovoltaici saranno fissati in un'unica fila in posizione trasversale rispetto all'asse nord-sud. I moduli fotovoltaici così disposti ruoteranno seguendo l'andamento del sole con un range angolare di $\pm 55^\circ$ da est (-55°) a ovest (55°), il movimento sarà lento, graduale e impercettibile. Durante le prime ore del mattino e nelle tarde ore del pomeriggio (quando il sole all'orizzonte è più basso) i moduli avranno l'inclinazione massima con posizione quasi verticale, nelle ore centrali della giornata (quando l'altezza del sole sarà maggiore) la posizione dei moduli diventerà orizzontale o semiorizzontale.

L'inseguitore avrà un sistema di "backtracking" capace di regolare l'inclinazione delle strutture in modo tale da eliminare gli effetti per ombreggiamento delle stringhe adiacenti quando il sole sarà più basso all'orizzonte.



Principio di funzionamento di un sistema ad inseguimento di tipo monoassiale

L'altezza massima dei moduli fotovoltaici sarà pari a 2,5 m rispetto al piano di campagna quando l'angolo di inclinazione delle strutture raggiungerà i 55° , condizione limite che si potrà verificare solamente in fasce di orario limitate durante la giornata (prime ore del mattino e tarde ore del pomeriggio). Durante le ore centrali i moduli fotovoltaici saranno orizzontali o semi-orizzontali con altezza rispetto al piano di campagna di circa $1,3 \div 1,7$ m. Le strutture saranno disposte con un interfila pari a 5,50 m nella parte d'impianto "agrivoltaico e pari a 4,50 m nella parte d'impianto "fotovoltaico tradizionale".

5.5 Cabine elettriche

Il progetto prevede la realizzazione delle seguenti cabine elettriche, necessarie per il funzionamento dell'impianto fotovoltaico:

- N.2 cabine di consegna;
- N.2 cabine utente;
- N.2 control room;
- N.2 Container ricambi;
- Cabina di trasformazione MT/bt sottocampo N
- Cabina di trasformazione MT/bt sottocampo S1
- Cabina di trasformazione MT/bt sottocampo S2

Le cabine di consegna e le cabine utente saranno disposte in modo da consentire l'accesso ai mezzi tecnici di e-distribuzione nei locali di loro competenza. Le 3 cabine di trasformazione MT/bt saranno dislocate seguendo la suddivisione dei sottocampi all'interno del campo fotovoltaico.

La copertura delle cabine avrà un'altezza massima di 2,70 m per le cabine di consegna, utente e per la control room; 2,90 m per le cabine di trasformazione.

CABINE DI CONSEGNA

Le cabine di consegna saranno realizzate a cura dell'utente finale con manufatto monoblocco costituito da elementi di tipo box prefabbricato costruiti ed assemblati direttamente nello stabilimento di produzione e successivamente trasportati in cantiere.

La cabina di consegna sarà conforme a standard ENEL DG 2061 Ed. 09 di dimensioni pari a mm (LxPxH) 6.730x2.500x2.700 divisa in locale ENEL e locale MISURE.

CABINE DI TRASFORMAZIONE MT/BT SOTTOCAMPI

Le cabine di sottocampo saranno realizzate a cura del produttore con manufatti monoblocco costituito da elementi di tipo box prefabbricato costruiti ed assemblati direttamente nello stabilimento di produzione e successivamente trasportati in cantiere.

Le cabine di trasformazione avranno dimensioni pari a mm (LxPxH) 8.300x3.700x2.900 divisa in locale quadri e locale trasformatore MT/bt.

6 RISPETTO DELLE NORMATIVE IN MATERIA DI AGRIVOLTAICO

Le normative di riferimento in materia di agrivoltaico sono:

- **Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici** pubblicate dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (di seguito allineate come "linee guida");
- **Decreto Ministeriale 436/2023** – "Decreto agrivoltaico"
- **DM Agrivoltaico** – Regole operative – Allegato 1 al Decreto di approvazione e relative Regole operative;
- **UNI/PdR 148/2023** – Sistemi agrivoltaici – Integrazione di attività agricole e impianti fotovoltaici

In particolare nel seguito si evidenzia il rispetto delle prescrizioni previste dalle "Regole operative – Allegato 1 al Decreto di approvazione" del Decreto Ministeriale 436/2023.

Essendo la sezione impianto connessione sud installata in maniera tradizionale, l'intero capitolo 6 è riferito solamente alla sezione impianto connessione Nord (Impianto agrivoltaico).

L'impianto agrivoltaico sarà di "Tipo 1", come definito nel capitolo 6.2 della norma UNI/PdR 148:2023, perciò sarà possibile la lavorazione del terreno tra le file dei moduli ma non sotto gli stessi.

Inoltre, rispetterà i requisiti A, B e D.2 delle "linee guida in materia di impianti agrivoltaici".

6.1 Definizione di "Agrivoltaico"– REQUISITO A

Il requisito A è composto da due punti, il cui rispetto è necessario per definire l'impianto "Agrivoltaico":

A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;

A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

6.1.1 Superficie minima destinata all'attività agricola – Requisito A.1

Nel paragrafo 2.B.1 delle regole operative e nel paragrafo 2.3 delle linee guida si specifica che "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 (S_{tot})."

$$S_{agricola} \geq 0,7 * S_{tot}$$

La Superficie Totale (S_{tot}) è rappresentata dalla porzione di superficie destinata alla produzione agricola nella disponibilità del soggetto richiedente, prescelta per la realizzazione del sistema agrivoltaico. Viene determinata sottraendo dall'intera superficie le superfici che non interessano direttamente l'attività agricola, come fossi, stagni, rocce ecc. Eventuali strade interne rientrano nel computo della S_{tot} esclusivamente nel caso in cui siano realizzate in modo tale da non impermeabilizzare il suolo. Fanno parte della S_{tot} anche le opere di mitigazione, se ricomprese nel piano agronomico dell'azienda.

La Superficie Agricola ($S_{agricola}$) è rappresentata dalla superficie che continua ad essere utilizzata per le attività agricole. Viene determinata sottraendo alla S_{tot} le superfici non più coltivabili dopo l'installazione dei componenti costituenti l'impianto, come strutture di sostegno dei moduli, le cabine elettriche e gli inverter. Fanno parte della $S_{agricola}$ anche le superfici occupate dalle opere di mitigazione, se coltivate e rientranti nel piano agronomico dell'azienda.

Verifica del requisito

Come da elaborati allegati:

$$S_{agricola} = 25.632 \text{ m}^2$$

$$S_{tot} = 33.107 \text{ m}^2$$

Sostituendo i valori

$$25.632 \text{ m}^2 \geq 0,7 \times 33.107 \text{ m}^2$$

$$25.632 \text{ m}^2 \geq 23.175 \text{ m}^2$$

La superficie minima destinata all'attività agricola/pastorale è **verificata**.

6.1.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR) – Requisito A.2

Un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola; tale requisito può essere declinato in termini di densità di potenza (MW/ha).

La densità può essere misurata tramite il LAOR, ossia la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli.

Al fine di non limitare l'adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti le linee guida hanno fissato un valore massimo per questo parametro:

$$LAOR \leq 40\%$$

Verifica del requisito

$$LAOR = S_{moduli} / S_{tot}$$

$$S_{moduli} = 2,384 \text{ m} \times 1,303 \text{ m} \times 2.337 = 7.259,54 \text{ m}^2$$

$$S_{tot} = 33.107 \text{ m}^2$$

Sostituendo i valori:

$$LAOR = \frac{7.259,54 \text{ m}^2}{33.107 \text{ m}^2} = 0,219 \rightarrow 22\% \leq 40\%$$

La percentuale massima di superficie coperta dai moduli è **verificata**.

6.2 Produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli – REQUISITO B

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, dovrebbero essere verificate:

- B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;
- B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

Per verificare il rispetto del requisito B.1, l'impianto dovrà inoltre dotarsi di un sistema per il monitoraggio dell'attività agricola rispettando, in parte, le specifiche indicate al requisito D.

6.2.1 Producibilità elettrica minima

Nel paragrafo 2.B.3 delle regole operative si specifica che "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.

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

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."

I rendimenti dei due impianti devono essere calcolati tramite lo strumento denominato PVGIS del Joint Research Centre – JRC della Commissione Europea, come descritto nel DM. La norma poi prosegue con indicazioni riguardanti casi particolari, e cita:

"Nel caso di moduli bifacciali, per determinare il valore di producibilità si applicherà, al risultato ottenuto dal PVGIS per il calcolo della producibilità relativo all'impianto agrivoltaico, un fattore correttivo pari a +15%.

Nel caso di moduli installati su strutture di sostegno a inseguimento biassiale, per calcolare il valore di producibilità si applicherà, al risultato ottenuto dal PVGIS per il calcolo della producibilità relativo all'impianto agrivoltaico, un fattore correttivo del +15%."

6.2.1.1 Stima della producibilità attesa

Seguendo le prescrizioni, la producibilità è stata calcolata e confrontata con quella di un impianto di riferimento. I dati da inserire nello strumento di calcolo sono noti e vengono riportati di seguito in modo da essere facilmente paragonabili con quelli effettivamente inseriti.

IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Dati da inserire nel software PVGIS.

- Posizione: coordinate geografiche del sito di installazione dell'impianto agrivoltaico
- Database di radiazione solare: SARAH 2
- Tecnologia FV: tecnologia adottata per l'impianto agrivoltaico
- Potenza di picco (kW): somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici dell'impianto agrivoltaico, calcolate alle Standard Test Conditions
- Perdite di sistema: 14%
- Posizione di montaggio: a terra
- Opzioni di montaggio: struttura fissa o mobile come prescelta per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico
- Orientamento: orientamento dei moduli dell'impianto agrivoltaico
- Inclinazione: inclinazione dei moduli dell'impianto agrivoltaico

IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI RIFERIMENTO

Dati da inserire nel PVGIS.

- Posizione: coordinate geografiche del sito di installazione dell'impianto agrivoltaico
- Database di radiazione solare: SARAH 2
- Tecnologia FV: tecnologia adottata per l'impianto agrivoltaico
- Potenza di picco (kW): somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici dell'impianto agrivoltaico, calcolate alle Standard Test Conditions.
- Perdite di sistema: 14%.
- Posizione di montaggio: a terra
- Opzioni di montaggio: struttura fissa
- Orientamento: sud
- Inclinazione: angolo pari alla latitudine meno dieci gradi"

La producibilità dovrà poi essere maggiorata del 15% per l'utilizzo di moduli bifacciali, non va applicata un'ulteriore maggiorazione perché il sistema di inseguimento è di tipo monoassiale e non biassiale. Di seguito sono riportati i calcoli per l'impianto.

Sezione impianto connessione Nord - Impianto di progetto

- Posizione: Latitudine 42,821667- Longitudine 13,867500
- Database di radiazione solare: SARA H 2
- Tecnologia FV: Silicio cristallino
- Potenza di picco (kW): 1.682,64 kWp
- Perdite di sistema: 14%
- Posizione di montaggio: a terra
- Opzioni di montaggio: struttura mobile
- Orientamento: Sud
- Inclinazione: Variabile

FV IN RETE

RENDIMENTO DI FV AD INSEGUIMENTO

?

INSEGUITORI

FV AUTONOMA

DATI MENSILI

DATI GIORNALIERI

DATI ORARI

TMY

Database di radiazione solare* PVGIS-SARAH2

Tecnologia FV* Silicio cristallino

Potenza FV di picco [kWp]* 1682,64

Perdite di sistema [%]* 14

Opzioni per l'inseguimento

Asse verticale Inclinazione [°] 0

Asse inclinata Inclinazione [°]* 0

Due assi

Ottimizzare

Ottimizzare

Valori inseriti:

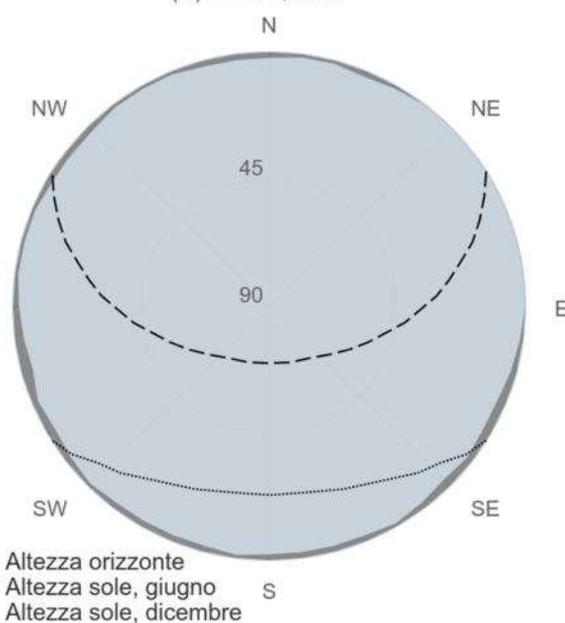
Luogo [Lat/Lon]:	42.822,13.868
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	1682.64
Perdite di sistema [%]:	14

Output del calcolo Asse inclinata

Slope angle [°]:	0 W
Produzione annuale FV [kWh]:	2886857.06
Irraggiamento annuale [kWh/m ²):	2162.89
Variazione interannuale [kWh]:	112841.8
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-1.79
Effetti spettrali [%]:	0.89
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-6.91
Perdite totali [%]:	-20.68

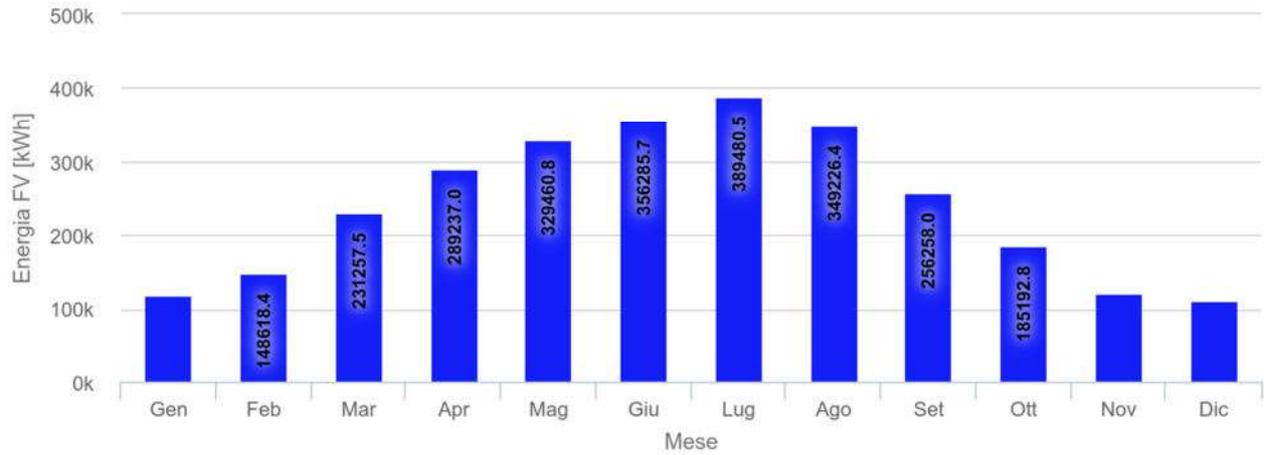
Grafico dell'orizzonte

(C) PVGIS, 2024



Energia mensile da sistemi FV ad inseguimento

(C) PVGIS, 2024



Opzioni inseguimento
(Click on series to hide)

● Asse inclinata

Potenza nominale di picco impianto fotovoltaico: 1.682,64 kWp

Produzione media annuale stimata(kWh): **2.886.857 kWh**

Produzione media annuale stimata (kWh/kWp): 1.716 kWh/kWp

Sezione impianto connessione Nord - Impianto di riferimento

- Posizione: Latitudine 42,821667- Longitudine 13,867500
- Database di radiazione solare: SARAH 2
- Tecnologia FV: Silicio cristallino
- Potenza di picco (kW): 1.682,64 kWp
- Perdite di sistema: 14%
- Posizione di montaggio: a terra
- Opzioni di montaggio: struttura fissa
- Orientamento: Sud (0°)
- Inclinazione: 33°

FV IN RETE

RENDIMENTO DI FV IN RETE
?

INSEGUITORI

FV AUTONOMA

DATI MENSILI

DATI GIORNALIERI

DATI ORARI

TMY

Database di radiazione solare* PVGIS-SARAH2

Tecnologia FV* Silicio cristallino

Potenza FV di picco [kWp]* 1682,64

Perdite di sistema [%]* 14

Opzioni montaggio fisso

Posizione montaggio* Montaggio a terra

Inclinazione [*]* 33

Orientamento [*]* 0

Costo energia FV

Costo sistema FV (vostra valuta)

Tasso interessi [%/anno]

Durata [anni]

Ottimizzare inclinazione

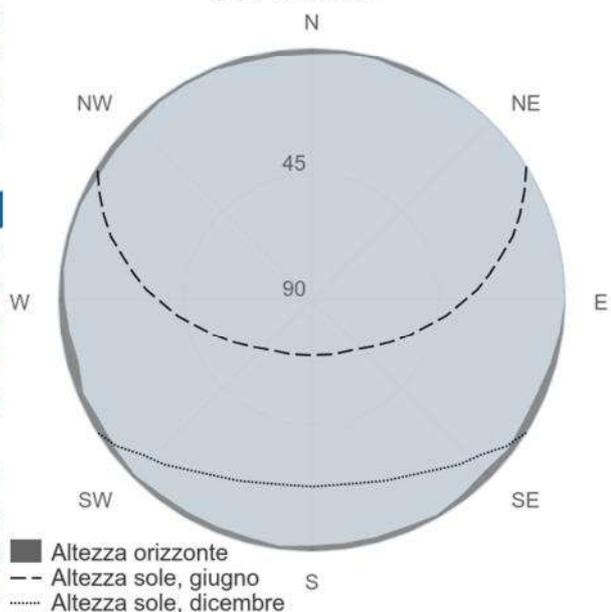
Ottimizzare incl. ed orient.

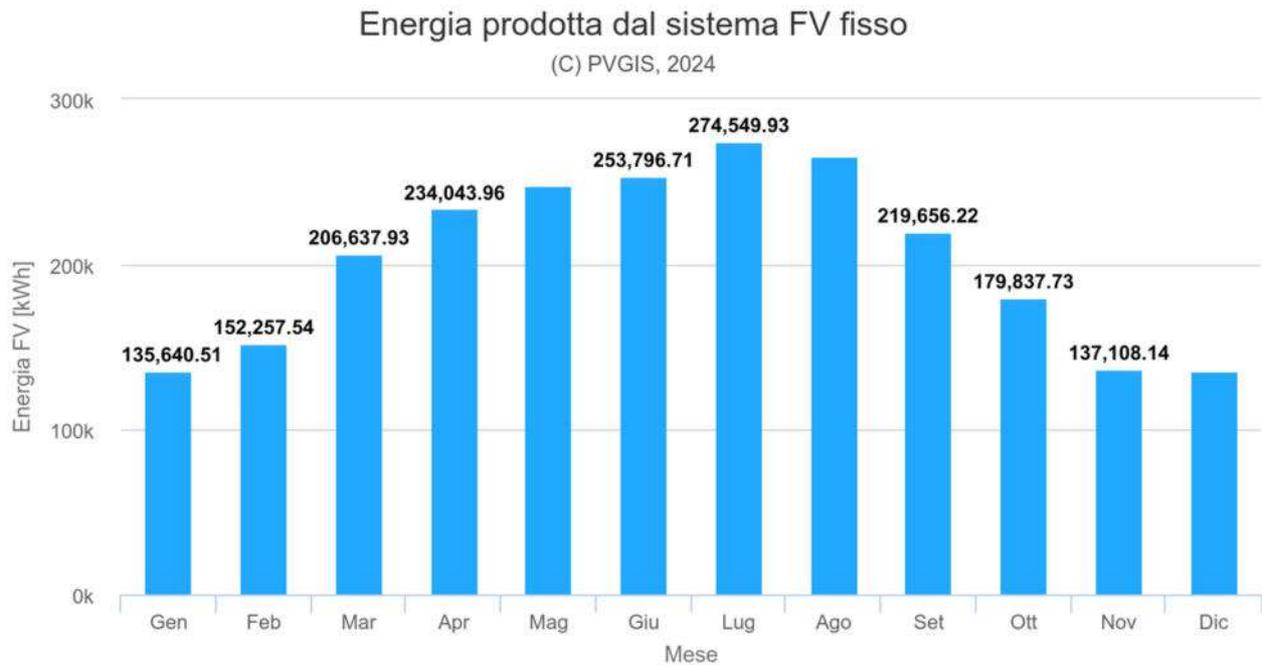
Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.822,13.868
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	1682.64
Perdite di sistema [%]:	14

Output del calcolo:	
Angolo inclinazione [*]:	33
Angolo orientamento [*]:	0
Produzione annuale FV [kWh]:	2443241.27
Irraggiamento annuale [kWh/m ²]:	1845.97
Variazione interannuale [kWh]:	98056.19
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-2.67
Effetti spettrali [%]:	1.02
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-6.98
Perdite totali [%]:	-21.34

Grafico dell'orizzonte

(C) PVGIS, 2024





Potenza nominale di picco impianto fotovoltaico:	1.682,64 kWp
Produzione media annuale stimata(kWh):	2.443.241 kWh
Produzione media annuale stimata (kWh/kWp):	1.452 kWh/kWp
Produzione media annuale maggiorata (kWh):	2.443.241 kWh • 1,15 = 2.809.727 kWh

Verifica del requisito

L'impianto deve soddisfare l'equazione menzionata nel capitolo 6.2.1

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

Dove:

FV_{agri} = Produzione elettrica stimata impianto

$FV_{standard}$ = Producibilità elettrica impianto di riferimento

IMPIANTO NORD

$$2'886'857 \text{ kWh} \geq 0,6 \times 2'809'727 \text{ kWh}$$

$$2'886'857 \text{ kWh} \geq 1'685'836 \text{ kWh}$$

La producibilità elettrica minima è **verificata**.

6.3 I sistemi di monitoraggio – REQUISITO D

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto.

L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Gli esiti dell'attività di monitoraggio, sono fondamentali per valutare gli effetti e l'efficacia delle misure stesse.

A tali scopi il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (REQUISITO D):

D.1) il risparmio idrico;

D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Per un impianto "agrivoltaico non avanzato" è necessario rispettare il requisito D.2 e perciò:

- verificare l'esistenza e la resa della coltivazione;
- mantenere lo stesso indirizzo produttivo;

La verifica di questo requisito esula dalla presente relazione e sarà oggetto di ulteriori elaborati redatti da un agronomo.

6.4 Requisiti dei moduli fotovoltaici

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 dell'arte.

I moduli fotovoltaici installati devono essere testati e verificati da laboratori accreditati per le specifiche prove in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025, al fine di dimostrare la qualità del prodotto e la sicurezza elettrica e meccanica del componente durante il periodo di vita atteso.

In particolare, ai fini dell'esecuzione delle prove di tipo, i moduli fotovoltaici devono rispettare le seguenti normative:

- 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 61215-2 - 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.

Si specifica inoltre che i moduli fotovoltaici installati sugli impianti per i quali si richiede l'accesso agli incentivi ai sensi del DM Agrivoltaico devono essere moduli immessi sul mercato da produttori di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche, nel seguito AEE, aderenti a sistemi di gestione individuali o collettivi previsti dagli artt. 9 e 10 del D.Lgs. 49/2014.

In ottica semplificativa degli adempimenti previsti per l'accesso ai regimi di incentivazione:

- Non è dovuta la trasmissione di alcuna certificazione di rispondenza dei moduli fotovoltaici alle norme, fermo restando che il soggetto richiedente è in ogni caso tenuto a conservare per l'intero periodo di incentivazione i pertinenti certificati di conformità rilasciati da un organismo competente. Il GSE si riserva di richiedere la suddetta documentazione nell'ambito dell'istruttoria relativa all'ammissione agli incentivi o dei controlli effettuati ai sensi del DM 31 gennaio 2014;
- All'atto della richiesta di accesso agli incentivi rappresentata dalla comunicazione di entrata in esercizio, per ogni tipologia di modulo fotovoltaico installato, dovrà essere fornita la fotografia della targhetta apposta sul retro del modulo, recante i dati tecnici del medesimo.
- Il GSE verifica che il produttore di AEE abbia adempiuto agli obblighi previsti dal D.Lgs. 49/2014 e dal D.Lgs. 118/2020, anche riscontrando la presenza dello stesso nell'apposito Registro dei Produttori di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche.

6.5 Definizioni

- Impianto agrivoltaico (o agrovoltaico, o agro-fotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione;
- Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:
 - adotta 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 eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;
 - ii) prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio 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, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;
- Sistema agrivoltaico avanzato: sistema complesso composto dalle opere necessarie per lo svolgimento di attività agricole in una data area e da un impianto agrivoltaico installato su quest'ultima che, attraverso una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, integri attività agricola e produzione elettrica, e che ha lo scopo di valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, garantendo comunque la continuità delle attività agricole proprie dell'area;
- Volume agrivoltaico (o Spazio poro): spazio dedicato all'attività agricola, caratterizzato dal volume costituito dalla superficie occupata dall'impianto agrivoltaico (superficie maggiore tra quella individuata dalla proiezione ortogonale sul piano di campagna del profilo esterno di massimo ingombro dei moduli fotovoltaici e quella che contiene la totalità delle strutture di supporto) e dall'altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo;
- Superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (S_{pv}): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice);
- Superficie di un sistema agrivoltaico (S_{tot}): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto

agrivoltaico;

- Altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo: altezza misurata da terra fino al bordo inferiore del modulo fotovoltaico; in caso di moduli installati su strutture a inseguimento l'altezza è misurata con i moduli collocati alla massima inclinazione tecnicamente raggiungibile. Nel caso in cui i moduli abbiano altezza da terra variabile si considera la media delle altezze;
- Produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri): produzione netta che l'impianto agrivoltaico può produrre, espressa in GWh/ha/anno;
- Producibilità elettrica specifica di riferimento (FVstandard): stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico;
- Potenza nominale di un impianto agrivoltaico: è la potenza elettrica dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle singole potenze nominali di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni STC (Standard Test Condition), come definite dalle pertinenti norme CEI, espressa in kW;
- Produzione netta di un impianto agrivoltaico: è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica, espressa in MWh;
- SAU (Superficie Agricola Utilizzata): superficie agricola utilizzata per realizzare le coltivazioni di tipo agricolo, che include seminativi, prati permanenti e pascoli, colture permanenti e altri terreni agricoli utilizzati. Essa esclude quindi le coltivazioni per arboricoltura da legno (pioppeti, noceti, specie forestali, ecc.) e le superfici a bosco naturale (latifoglie, conifere, macchia mediterranea). Dal computo della SAU sono escluse le superfici delle colture intercalari e quelle delle colture in atto (non ancora realizzate). La SAU comprende invece la superficie delle piantagioni agricole in fase di impianto;
- SANU (Superficie agricola non utilizzata): Insieme dei terreni dell'azienda non utilizzati a scopi agricoli per una qualsiasi ragione (di natura economica, sociale o

altra), ma suscettibili ad essere utilizzati a scopi agricoli mediante l'intervento di mezzi normalmente disponibili presso un'azienda agricola. Rientrano in questa tipologia gli eventuali terreni abbandonati facenti parte dell'azienda ed aree destinate ad attività ricreative, esclusi i terreni a riposo (Tare per fabbricati, Tare degli appezzamenti, Boschi, Arboricoltura da legno, Orti familiari).

- LAOR (Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (S_{pv}), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (S_{tot}). Il valore è espresso in percentuale;

7 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA

La stima della producibilità relativa alla sezione impianto connessione Nord è stata illustrata precedentemente, di seguito si riporta la stima della producibilità relativa alla sezione impianto connessione Sud e relativa al totale dell'impianto.

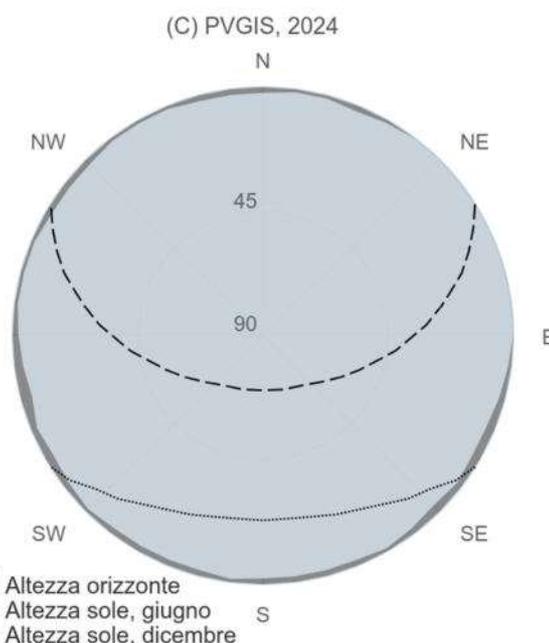
7.1 Sezione impianto connessione Sud

Potenza nominale impianto fotovoltaico: 3.943,44 KWp
 Produzione media annuale stimata(kWh): 6.765.647 kWh
 Produzione media annuale stimata (kWh/kWp): 1.716 kWh/kWp

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.822, 13.868
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	3943.44
Perdite di sistema [%]:	14

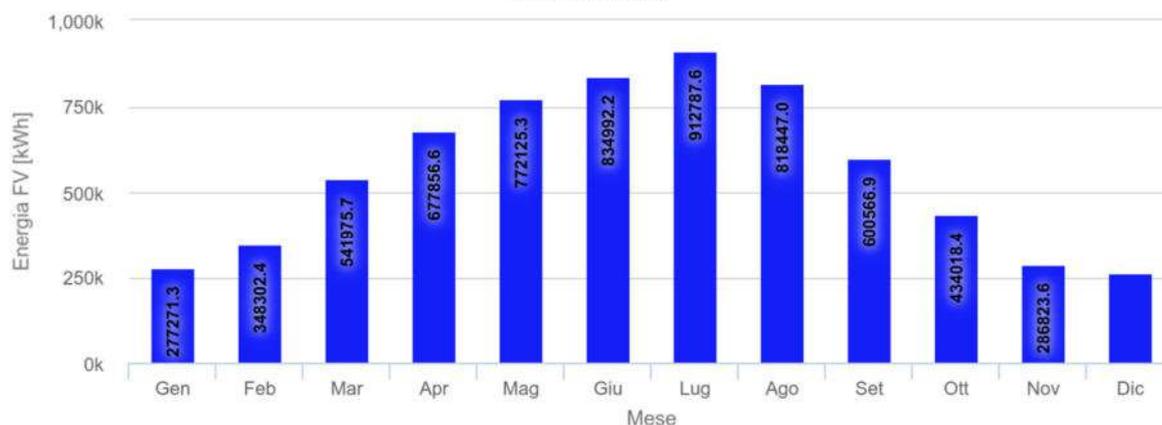
Output del calcolo		Asse inclinata
Slope angle [°]:		0 W
Produzione annuale FV [kWh]:		6765646.62
Irraggiamento annuale [kWh/m ²]:		2162.89
Variazione interannuale [kWh]:		264456.4
Variazione di produzione a causa di:		
Angolo d'incidenza [%]:		-1.79
Effetti spettrali [%]:		0.89
Temperatura e irradianza bassa [%]:		-6.91
Perdite totali [%]:		-20.68

Grafico dell'orizzonte



Energia mensile da sistemi FV ad inseguimento

(C) PVGIS, 2024



Opzioni inseguimento
 (Click on series to hide)

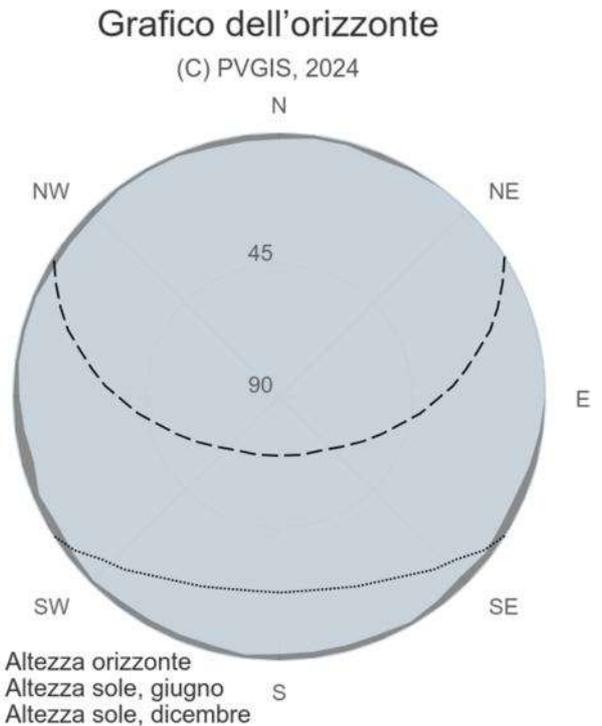
● Asse inclinata

7.2 Totale impianto fotovoltaico

Potenza nominale impianto fotovoltaico: 5.626,08 kWp
 Produzione media annuale stimata(kWh): 9.652.504 kWh
 Produzione media annuale stimata (kWh/kWp): 1.716 kWh/kWp

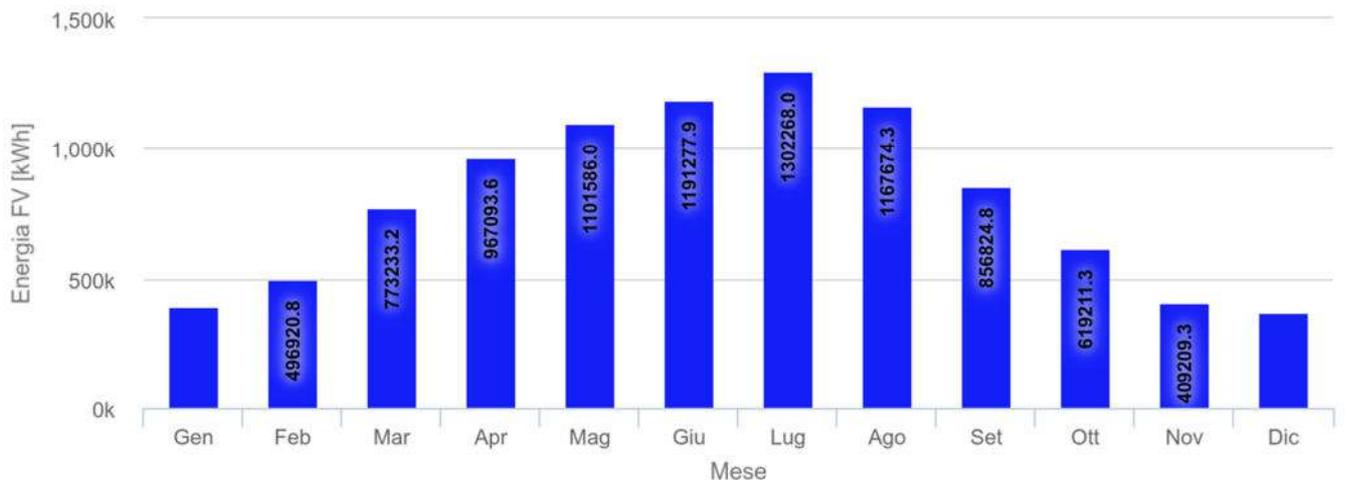
Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	42.822,13.868
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	5626.08
Perdite di sistema [%]:	14

Output del calcolo	Asse inclinata
Slope angle [°]:	0 W
Produzione annuale FV [kWh]:	9652503.68
Irraggiamento annuale [kWh/m ²]:	2162.89
Variazione interannuale [kWh]:	377298.2
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-1.79
Effetti spettrali [%]:	0.89
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-6.91
Perdite totali [%]:	-20.68



Energia mensile da sistemi FV ad inseguimento

(C) PVGIS, 2024



Optzioni inseguimento
 (Click on series to hide)

● Asse inclinata

8 DESCRIZIONE FASI DI LAVORO

La realizzazione del progetto avverrà secondo le seguenti fasi:

8.1 Fase 1. Allestimento del cantiere e delle relative opere propedeutiche

Nella fase lavorativa è prevista la realizzazione delle opere necessarie all'allestimento del cantiere, del picchettamento e della preparazione dell'area interessata dall'impianto fotovoltaico.

Una volta individuata l'area di cantiere, l'area di accantieramento, le aree di stoccaggio dei materiali e per la gestione dei rifiuti, si provvederà ad effettuare uno scotico superficiale del terreno seguito dal posizionamento di un sottofondo in ghiaia.

Nell'area di accantieramento saranno installate le seguenti strutture temporanee:

- n. 1 box per ufficio;
- n. 1 box per spogliatoio;
- n. 2 wc chimici;
- n. 4 container scarrabili per la raccolta rifiuti;
- n. 1 gruppo elettrogeno;
- n. 1 serbatoio per l'acqua potabile.

8.2 Fase 2. Operazioni di movimento terra

Nella fase lavorativa è prevista la realizzazione delle opere necessarie a garantire un livellamento del terreno adeguato per favorire la successiva realizzazione dell'impianto fotovoltaico mediante recupero delle aree che presentano spiccate differenze altimetriche sia in positivo che in negativo. In seguito, si procederà al rinverdimento del sito su cui verrà installata la sezione impianto connessione sud, grazie alla stesa di opportuna terra da coltivo e successiva semina a spaglio di un miscuglio di graminacee e leguminose (60 g/mq) per garantire una buona copertura iniziale. Nelle aree in prossimità di Via Pozzolana, evidenziate in planimetria, verranno realizzate due vasche di invarianza idraulica per un volume complessivo di 386 m³. Le acque contenute nelle vasche verranno convogliate nel tubo di scarico esistente, passante sotto via Pozzolana.

Lo stoccaggio del materiale movimentato, qualora risultasse non contaminato dopo essere stato sottoposto ad analisi di laboratorio, avverrà in cumuli di dimensioni tali da assicurarne la stabilità senza che siano necessarie specifiche opere di contenimento ed in modo da non compromettere gli elementi che caratterizzano il paesaggio e l'ambiente circostante.

8.3 Fase 3. Realizzazione delle opere perimetrali

Nella fase lavorativa è prevista la realizzazione delle opere perimetrali quali varchi d'accesso con relativi cancelli e della recinzione esterna.

Prima di tutto, si provvederà a realizzare gli ingressi previsti, entrambi sul lato Est dal quale è possibile accedere da Via Pozzolana.

Per ciascuna sezione di impianto, sarà realizzato un ingresso caratterizzato da cancello di larghezza pari a 5,10 m ed altezza pari a 2,20 m, con colonne di sostegno dei cancelli vincolate a terra mediante la realizzazione di un plinto di fondazione in cls.

L'area sarà infine delimitata da una recinzione costituita da una rete metallica a maglia romboidale rivestita in plastica di colore verde ed altezza massima di circa m 2.10 con pali di diametro mm 50 disposti ad interassi regolari di circa m 2.00.

8.4 Fase 4. Realizzazione della viabilità interna e cavidotti

Nella fase lavorativa è prevista la realizzazione della viabilità interna al parco fotovoltaico e dei cavidotti per BT e MT che sono previsti passare al di sotto di tale viabilità.

I percorsi carrabili saranno realizzati mediante posa di sottofondo in misto di cava dello spessore complessivo di mm 150 e di strato carrabile in misto stabilizzato dello spessore di mm 50.

Nei punti di tale viabilità in cui è previsto il passaggio di cavidotti, si provvederà in primis alle operazioni di scavo a sezione obbligata per la posa dei corrugati in pvc. La profondità di scavo rispetto al piano di campagna sarà di:

- m 1,20 per i cavi di BT nella sezione impianto connessione Nord;
- m 0,80 per i cavi di BT nella sezione impianto connessione Sud;
- m 1,50 per i cavi di MT nella sezione impianto connessione Nord;
- m 1,20 per i cavi di MT nella sezione impianto connessione Sud;

Si precisa che i cavidotti BT e MT potranno essere posizionati all'interno dello stesso scavo con la prescrizione di dover seguire obbligatoriamente percorsi diversi.

Per l'individuazione della dimensione e tipologia di corrugato si rimanda agli elaborati grafici allegati.

Si prevede un sistema di raccolta e incanalamento delle acque piovane verso i canali naturali esistenti al solo scopo di far confluire le acque meteoriche all'esterno del campo, seguendo la pendenza naturale del terreno di progetto e prevenire in tal modo possibili allagamenti.

8.5 Fase 5. Installazione dei tracker monoassiali

Nella fase lavorativa è previsto il fissaggio a terra ed il montaggio di tutte le strutture metalliche che andranno a costituire i tracker monoassiali sui quali verranno installati in una fase successiva i moduli fotovoltaici. La struttura sarà modulare con una fondazione di tipo monopalo che consentirà di installare un modulo fotovoltaico in posizione verticale (portrait). Ciascun tracker sarà quindi costituito essenzialmente dai seguenti elementi:

- pali in acciaio zincato a caldo conficcati nel terreno (la forma del profilo permetterà di supportare ottimamente i carichi statici e dinamici);
- traverse fissate al sostegno (costituite da profili integrati da scanalature per un facile montaggio) con dispositivi speciali al fine di garantire la rotazione dei pannelli;
- motore elettrico in c.a.;
- morsetti e viti di fissaggio

I primi elementi da installare saranno i pali di fondazione in acciaio zincato a caldo mediante macchinari "battipalo" trasportabili e manovrabili.

Dall'indagine geognostica si evince che la sola unità geologica e geotecnica presente nel sottosuolo fino alla profondità di 10 m ha discrete caratteristiche in termini di resistenza al taglio, compressibilità e capacità portante, certamente compatibili con i modesti carichi indotti dall'impianto fotovoltaico in progetto. Trattandosi di sedimenti in cui prevale la componente attritiva, il decorso tensionale avverrà in condizioni drenate ($C_u=0$; $\phi'\neq 0$) ed in termini di tensioni efficaci sia a breve sia a lungo termine.

Tale parametrizzazione geotecnica si riferisce alla componente principale medio-fine limoso-sabbiosa dei depositi alluvionali e tralascia, cautelativamente, quella grossolana ghiaiosa con proprietà geotecniche certamente superiori.

L'area d'intervento è pressoché pianeggiante, stabile, priva di dissesti e/o processi erosivi in atto o potenzialmente attivabili. Il PAI regionale non evidenzia la presenza di aree pericolose per frane. Allo stesso modo non sono presenti aree a pericolosità idraulica indicate nel PGRA. Si escludono nell'area esaminata scenari di pericolosità per scarpate morfologiche, per esondazione, per erosione, per crollo massi, per cavità, per la vicinanza di faglie attive, per fenomeni d'instabilità sismo-indotti su pendii e su versanti rocciosi, per riattivazione di frane e per fenomeni di liquefazione.

Gli studi condotti hanno accertato la fattibilità geologica del progetto senza particolari prescrizioni.

Una volta installati gli elementi verticali dei tracker, si provvederà al montaggio degli elementi orizzontali (traverse) in modo da completare la struttura.

Tale operazione sarà eseguita prevalentemente a mano con l'ausilio di attrezzi mentre il sollevamento e lo spostamento del materiale in prossimità delle aree d'installazione sarà demandato a mezzi meccanici.

Per il contenimento delle polveri durante le attività sopra descritte si procederà alla bagnatura delle strade che saranno percorse dai mezzi meccanici rispettando il limite di velocità massimo pari a 20 km/h.

8.6 Fase 6. Scavi per il completamento dei cavidotti e preparazione delle piazzole per l'installazione delle cabine

Nella fase lavorativa è previsto il completamento dei percorsi interrati di BT e MT, la realizzazione dei percorsi interrati di DC e TVCC/impianto antintrusione, la realizzazione delle fondazioni sulle quali verranno posizionate le cabine prefabbricate e relative piazzole di collegamento con la viabilità interna.

Per quanto riguarda le caratteristiche degli scavi per i percorsi interrati si rimanda a quanto descritto nella fase 3. Per quanto riguarda la preparazione delle fondazioni su cui verranno installate le cabine prefabbricate, al fine di ovviare a quelli che possono essere cedimenti in fase di esercizio delle strutture prefabbricate messe in opera, si provvederà a realizzare o un letto di materiale granulare, tipo ghiaia, al di sotto dell'impronta dell'opera fondale, oppure pali trivellati sino alla profondità di interesse. Ad ogni modo, la presenza della platea di fondazione consente già da sola un'ottima distribuzione dei carichi ed in fase esecutiva verrà valutato l'intervento con miglior rapporto costi/benefici.

Durante le lavorazioni si procederà alla bagnatura dei cumuli di materiale (inerte, terre e rocce da scavo) soggetti all'azione del vento.

In totale, per la realizzazione degli scavi per cavidotti e cabine saranno movimentati un totale di mc 2.284 di terreno così ripartiti:

Tipologia	Dimensioni scavo (profondità, larghezza, lunghezza)	Totale (mc)
Cavidotti MT Nord	1.50 x 0.60 x 140	126
Cavidotti MT Sud	1.20 x 0.60 x 221	159
Cavidotti BT Nord	1.20 x 1.00 x 250	300
Cavidotti BT Sud	0.80 x 1.00 x 320	256
Cavidotti DC Nord	1.20 x 0.60 x 300	216
Cavidotti DC Sud	0.80 x 0.60 x 360	173
Cavidotti TVCC/Antintrusione Nord	1.20 x 0.40 x 872	419
Cavidotti TVCC/Antintrusione Sud	0.80 x 0.40 x 868	278
Cabina di consegna (n. 2)	(1.00 x 3.50 x 7.80) x 2	55
Cabina utente (n. 2)	(1.00 x 3.50 x 7.50) x 2	53
Cabina di controllo (n. 2)	(1.00 x 3.50 x 5.20) x 2	38
Cabina di sottocampo (n. 4)	(1.00 x 4.70 x 11.40) x 3	161
Container (n. 2)	(1.00 x 3.50 x 7.10) x 2	50
TOTALE		2.284

8.7 Fase 7. Installazione dei moduli fotovoltaici e degli inverter di stringa

Nella fase lavorativa è prevista la posa in opera dei moduli fotovoltaici in silicio cristallino sui tracker monoassiali precedentemente assemblati a cui seguirà la predisposizione dei cablaggi elettrici per la formazione delle stringhe procedendo successivamente alla loro connessione con gli inverter di stringa.

Per l'esecuzione delle lavorazioni di cui sopra, è prevista la presenza di 8 addetti per ognuno dei tre sottocampi. Tali operazioni saranno eseguite prevalentemente a mano con l'ausilio di attrezzi mentre il sollevamento e lo spostamento del materiale in prossimità delle aree d'installazione sarà demandato a mezzi meccanici.

Per il contenimento delle polveri durante le attività sopra descritte si procederà alla bagnatura delle strade che saranno percorse dai mezzi meccanici rispettando il limite di velocità massimo pari a 20 km/h.

8.8 Fase 8. Posa in opera delle cabine elettriche

Nella fase lavorativa è prevista la posa in opera su apposite strutture di sottofondo delle cabine elettriche mediante piattaforme aeree idonee alla movimentazione dei carichi. In seguito si predisporrà l'impianto di terra di cabina.

Per il contenimento delle polveri durante le attività sopra descritte si procederà alla bagnatura delle strade che saranno percorse dai mezzi meccanici rispettando il limite di velocità massimo pari a 20 km/h.

8.9 Fase 9. Installazione impianto antintrusione e TVCC

Nella fase lavorativa saranno realizzati l'impianto di videosorveglianza con la posa di telecamere su palo e l'impianto di allarme perimetrale con la posa di cavo in fibra ottica plastica su recinzione. I proiettori si accenderanno solamente in caso di attivazione dell'impianto di allarme perimetrale.

8.10 Fase 10. Predisposizioni delle connessioni elettriche in cabina e dei collaudi finali

Nella fase lavorativa è prevista l'installazione dei quadri elettrici e dei collegamenti elettrici e di tutti i servizi necessari al funzionamento dell'impianto in previsione delle prove/verifiche imposte dalla vigente normativa per la connessione in rete dell'impianto di produzione.

8.11 Fase 11. Opere di mitigazione

Nella fase lavorativa sono previsti tutti gli interventi atti a mitigare l'impatto visivo generato dalla presenza dell'impianto.

In primo luogo si procederà ad un inerbimento integrativo del suolo occupato dai tracker della sezione impianto connessione sud mediante semina a spaglio e delle aree scoperte interne agli impianti, in modo da favorire il drenaggio delle acque meteoriche mediante la limitazione del fenomeno del ruscellamento.

Perimetralmente l'impianto fotovoltaico e le cabine tecniche funzionali ad esso, esternamente la delimitazione dell'area definita dalla recinzione, sarà messa dimora una siepe informale plurispecifica arbustiva, al fine di creare una schermatura visiva per contenerne l'impatto visivo dalle aree di prossimità.

La siepe sarà discontinua e mista, costituita da specie arbustive e/o da specie arboree mantenute allo stato arbustivo autoctone adatte alle caratteristiche pedo-climatiche dell'area e caratterizzate da abbondanti fioriture e produzione baccifera.

Il posizionamento della siepe è stato studiato in maniera da rendere le cabine e gli elementi dell'impianto poco visibili, specialmente nella zona di impianto sud, dove la mitigazione è particolarmente fitta per preservare la vista da Villa Cerulli-Sanità.

8.12 Fase 12. Operazioni di Fine lavori

A seguito del completamento di tutte le fasi lavorative precedenti, si procederà alla rimozione delle opere provvisorie di cantiere e conseguente pulizia generale dell'area.

9 GESTIONE DEL CANTIERE

9.1 Organizzazione del cantiere

Il cantiere sarà suddiviso in aree diverse per destinazione d'uso così individuate:

- Aree di montaggio (3 aree di montaggio, una per ogni sottocampo);
- Aree di stoccaggio materiali e preassemblaggio;
- Area di accantieramento.

Saranno necessarie opere provvisorie per l'utilizzo delle aree di cantiere, in particolare saranno necessarie le seguenti attività:

- Realizzazione recinzione del perimetro esterno dell'area e degli accessi controllati per il personale addetto ai lavori;
- Preparazione delle aree di cantiere;
- Realizzazione della viabilità necessaria al cantiere (compresa installazione della cartellonistica);
- Realizzazione illuminazione aree di stoccaggio materiali e accantieramento.

9.2 Preparazione aree di cantiere

Per ogni diversa area di cantiere si prevedono i seguenti lavori:

- Scavo e allontanamento del primo strato di terreno vegetale;
- Stabilizzazione dell'area con sottofondo in ghiaia;
- Realizzazione di piazzole adibite alla gestione e stoccaggio dei rifiuti di cantiere;
- Realizzazione della viabilità interna.

L'attività di maggior impatto nella fase di preparazione delle aree di cantiere sarà la realizzazione della viabilità interna all'area con ghiaia e stabilizzato.

9.3 Aree di stoccaggio materiali

Sarà realizzata un'area destinata alle seguenti attività:

- Stoccaggio materiali;
- Attività di preassemblaggio laddove necessarie.

I materiali saranno conferiti, custoditi e mantenuti in buono stato all'interno delle aree di stoccaggio fino all'installazione.

L'area di stoccaggio materiali sarà posizionata in prossimità della futura installazione delle cabine di sottocampo all'interno della recinzione definitiva prevista per l'impianto.

9.4 Area di accantieramento

Sarà realizzata un'area destinata al baraccamento con installazione dei seguenti box:

- n.1 box ufficio;
- n.1 box spogliatoi;
- n.2 wc chimici;
- n.5 container scarrabili per la raccolta rifiuti;
- n.1 gruppo elettrogeno;
- n.1 serbatoio per l'acqua potabile.

L'area di accantieramento sarà localizzata in vicinanza dell'ingresso Nord-Ovest.

9.5 Gestione dei rifiuti

Durante l'attività di cantiere i rifiuti saranno differenziati e conferiti dai produttori (ovvero le imprese operanti in cantiere) in appositi contenitori situati all'interno di una piazzola dedicata.

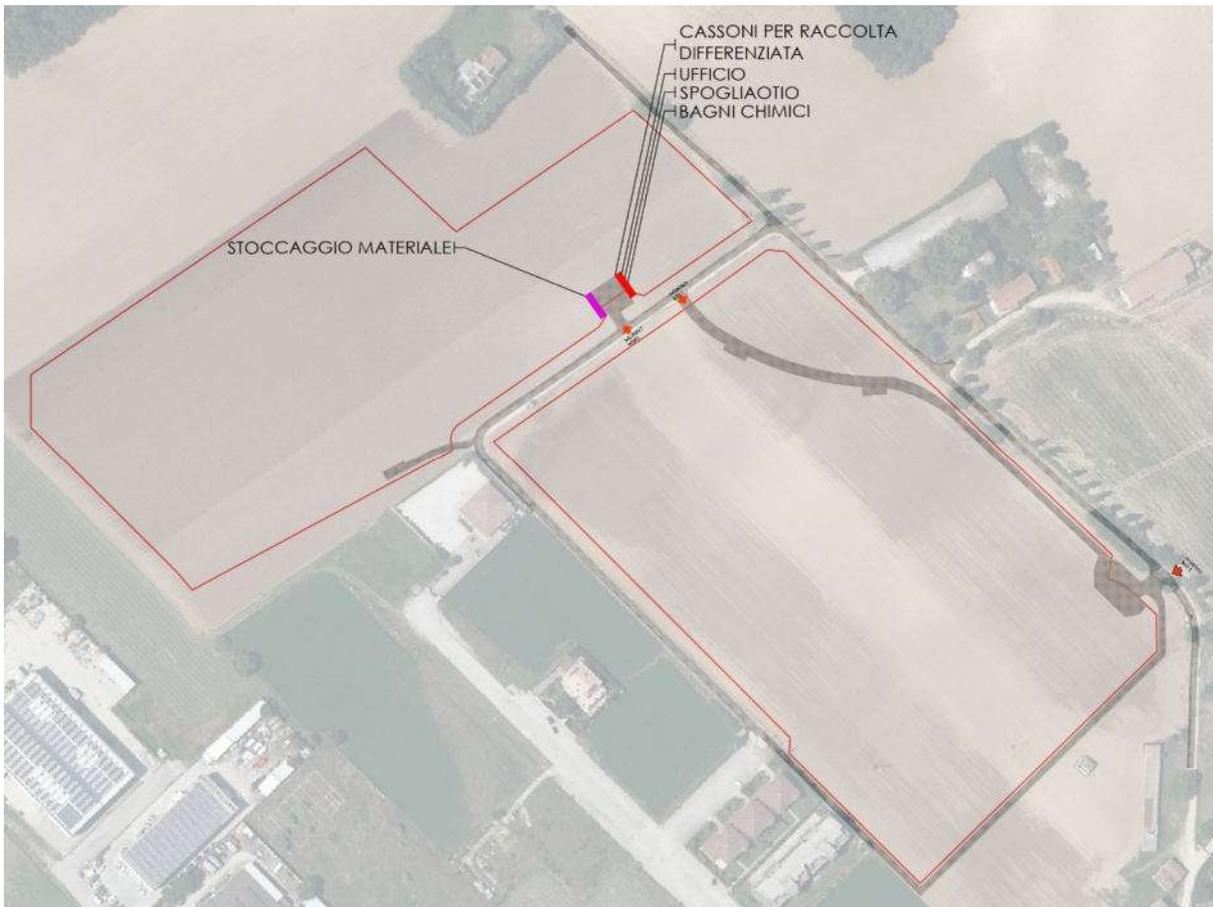
La piazzola sarà situata in corrispondenza dell'ingresso Nord-Ovest e avrà al suo interno container scarrabili divisi a seconda della tipologia di rifiuto (carta, plastica, ferro, legno, rifiuti speciali divisi per tipologia codice CER).

9.6 Viabilità di cantiere

La viabilità interna in fase di cantiere coinciderà con quella prevista a progetto per il campo fotovoltaico.

Durante l'attività di cantiere è previsto un aumento dell'afflusso di automezzi in entrata e in uscita dall'area del campo fotovoltaico.

Saranno utilizzati tutti gli accessi per l'ingresso degli automezzi di cantiere, mentre il deposito materiali, i cassoni per la raccolta della differenziata ed i servizi saranno disposti nel piazzale antistante l'ingresso Nord.



Di seguito si riporta una tabella con indicazione dei flussi di ingresso al cantiere.

Tipologia mezzo	N° mezzi in ingresso al cantiere	Giorni di accesso al cantiere
Autoarticolato	2	20
Furgone	3	180
Autocarro	1	60
Autopompa	1	5

10 ALLEGATI

Alla presente relazione sono allegati i seguenti documenti:

- TAV.A01_CORROPOLI_PD_00 Inquadramento territoriale;
- TAV.A02_CORROPOLI_PD_00 Planimetria generale – stato attuale;
- TAV.A03_CORROPOLI_PD_01 Planimetria generale – stato futuro su base catastale;
- TAV.A04_CORROPOLI_PD_01 Planimetria generale – stato futuro su curve di livello;
- TAV.A05_CORROPOLI_PD_01 Planimetria generale – modifiche elettrodotti esistenti;
- TAV.A06_CORROPOLI_PD_00 Planimetria dei vincoli e delle superfici;
- TAV.A07_CORROPOLI_PD_01 Piante e prospetti cabine;
- TAV.A08_CORROPOLI_PD_01 Struttura tracker mono-assiale;
- TAV.E01_CORROPOLI_PD_01 Schema elettrico sezione impianto connessione Nord;
- TAV.E02_CORROPOLI_PD_01 Schema elettrico sezione impianto connessione Sud;
- TAV.E03_CORROPOLI_PD_01 Layout cavidotti;
- VVF_DICH_CORROPOLI_PD_00 Progetto Prevenzione incendi dichiarazione;
- DICH_INTERF_MIN_CORROPOLI_PD_00 Dichiarazione interferenze minerarie;
- DICH_INTERF_IMP_FISSI_CORROPOLI_PD_01 Dichiarazione interferenze impianti fissi;
- DICH_ENAC_ENAV_CORROPOLI_PD_00 Verifica preliminare ENAC/ENAV.

Di seguito si riporta una tabella con indicazione dei mezzi di cantiere suddivisi per fasi lavorative.

Fasi di cantiere	Area di intervento	Tipologia mezzi	Numero
Allestimento cantiere	Intero campo fotovoltaico	Mezzi di sollevamento	1
		Autocarro con gru	1
		Minipala Bobcat	1
		Motosega	1
		Gruppo elettrogeno	1
Movimento terra per rimodellamento terreno	Intero campo fotovoltaico	Ruspa	3
		Escavatori a benna rovescia	1
		Camion ribaltabile	2
Realizzazione opere perimetrali (varchi di accesso e recinzione esterna)	Intero campo fotovoltaico	Miniescavatore Bobcat	2
		Autocarro con gru	2
		Autopompa	1
		Battipalo	1
Realizzazione viabilità interna e cavidotti interrati su strade interne	Intero campo fotovoltaico	Escavatore a benna rovescia	1
		Minipala Bobcat	1
		Rullo compattatore	1
		Autocarro (carico e scarico merce)	1
Installazione dei tracker monoassiali	Sottocampo Nord	Battipalo	1
		Autocarro	1
		Mezzo di sollevamento	1
		Autocarro (carico e scarico)	1
	Sottocampo Sud 1	Battipalo	1
		Autocarro	1
		Mezzo di sollevamento	1
		Autocarro (carico e scarico)	1
	Sottocampo Sud 2	Battipalo	1
		Autocarro	1
		Mezzo di sollevamento	1
		Autocarro (carico e scarico)	1
Piazzole per cabine prefabbricate per cabine prefabbricate	Intero campo fotovoltaico	Escavatore a benna rovescia	1
		Minipala Bobcat	1
		Miniescavatore Bobcat	1
		Autopompa	1
Completamento cavidotti	Intero sottocampo	Escavatore a benna rovescia	2
		Miniescavatore Bobcat	2
		Autocarro	2
	Sottocampo Nord	Mezzo di sollevamento	1
		Autocarro	1
	Sottocampo Sud 1	Mezzo di sollevamento	1
		Autocarro	1
	Sottocampo Sud 2	Mezzo di sollevamento	1
Autocarro		1	
Posa in opera cabine prefabbricate	Sottocampo Nord	Autocarro con gru	1
		Piattaforma	1
		Minipala Bobcat	1
	Sottocampo Sud 1	Autocarro con gru	1
		Piattaforma	1
		Minipala Bobcat	1
	Sottocampo Sud 2	Autocarro con gru	1
		Piattaforma	1
		Minipala Bobcat	1