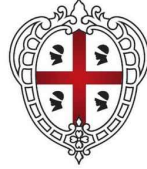


**REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**



Provincia del Sud Sardegna  
COMUNE DI SOLARUSSA



TITOLO  
TITLE

**VALUTAZIONI ED AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI**

**PROGETTO DEFINITIVO**

DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO DENOMINATO "GEA"  
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

PROGETTAZIONE  
ENGINEERING

Sviluppatore:

ENERGETICA  AGROLUX s.r.l.

Gruppo di progettazione:

Studio Ing. Valeria Medici

COMMITTENTE  
CLIENT



GEA s.r.l.

 GREENCELLS  
GROUP

OGGETTO  
OBJECT

STUDIO INTERVISIBILITA'

REL

**R16**

DATA / DATE

AGOSTO 2024

AUTORE/CREATOR

M.P.

CONTROLLO/EDIT

V.M.

APPR

G.C.

REV

00

## INDICE

<b>1. PREMESSA</b>	<b>2</b>
<b>2. DESCRIZIONE OPERE IN PROGETTO</b>	<b>4</b>
2.1 IMPIANTO AGRIVOLTAICO	4
2.2 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO	4
2.2.1. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO	4
<b>3 ANALISI E VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI CUMULATIVI</b>	<b>9</b>
3.1 TIPOLOGIA DI IMPATTI CUMULATIVI	9
3.2 IMPATTI GENERATI DAGLI IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI	10
3.3 AREA DI INDAGINE	10
<b>4. MODIFICAZIONI DELLO SKYLINE NATURALE O ANTROPICO: LETTURA VISIVA E STUDIO DELL'INTERVISIBILITÀ</b>	<b>13</b>
4.1 INDICE DI VISIBILITA'	14
4.1.1 PERCETTIBILITA' DELL'IMPIANTO	14
4.1.2 I PUNTI BERSAGLIO	14
4.1.3 FRUIBILITA'	16
4.1.4 INDICE DI BERSAGLIO	18
4.2 SIMULAZIONE VISIBILITÀ IMPIANTO	20
4.3 SIMULAZIONE INTERVISIBILITÀ CUMULATIVA	27
4.4 FOTOSIMULAZIONI DAI PUNTI BERSAGLIO	32
<b>5. CONCLUSIONI</b>	<b>37</b>

## 1. PREMESSA

Il progetto oggetto della presente relazione prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico e delle relative opere di connessione nell'agro del comune di Solarussa, nella provincia di Oristano.

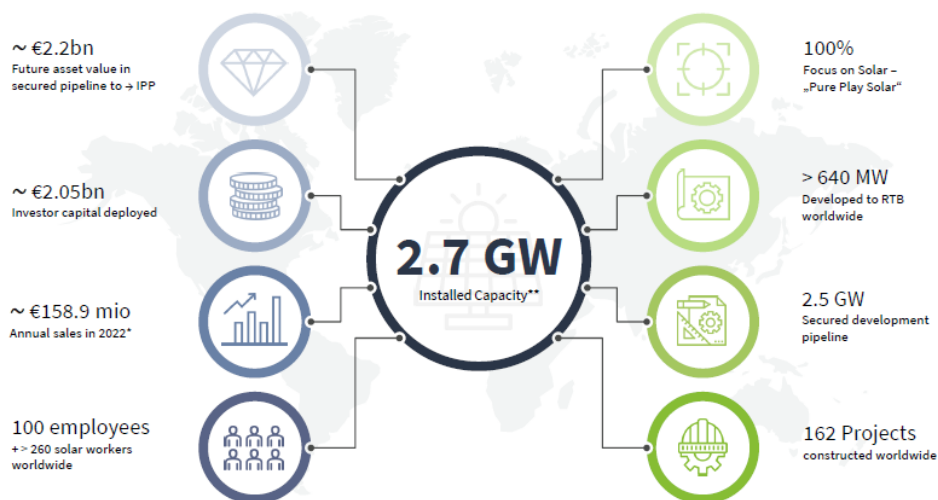
Tale iniziativa rappresenta un caso favorevole nel campo sia degli impianti FER che in campo agricolo, permettendo non solo la produzione di energia da fonti rinnovabili, ma nel contempo la riqualificazione e il potenziamento del settore agricolo il quale sta vivendo una profonda crisi.

La società proponente GEA s.r.l., di proprietà del gruppo Greencells, nasce con l'intento di sviluppare energie rinnovabili e nello specifico sistemi solari fotovoltaici ma allo stesso tempo intraprendere iniziative agricole di concerto sia con imprese leader nel settore che con imprese locali.

Greencells Group nasce nel 2009 e, già dal 2015, opera nel settore fotovoltaico in diversi paesi come EPC, offrendo anche servizi di O&M.

Oggi, Greencells Group, grazie alle sue vaste conoscenze specialistiche, alla sua fitta rete di partner tecnologici e finanziari e alla sua elevata bancabilità, agisce anche come co-sviluppatore per diversi clienti. Il Gruppo ha oggi oltre 2,7 GWp di capacità installata e impiega oltre 300 dipendenti in tutto il mondo.

Con sede principale in Germania, il gruppo ha filiali internazionali in Europa, Asia, Medio Oriente e Stati Uniti.



L'obbiettivo è infatti quello di creare occasioni di crescita imprenditoriale e professionale, sia per i professionisti direttamente coinvolti nella parte progettuale, sia per i soggetti interessati nella parte realizzativa dei sistemi e nell'esercizio dell'impianto e, non in ultimo, per le comunità locali che beneficeranno degli introiti in termini energetici, lavorativi ed ambientali.

La presente relazione di intervisibilità si propone di analizzare la modificazione del quadro percettivo del paesaggio in relazione ai seguenti fattori:

- impianto oggetto di intervento;
- eventuali effetti cumulativi legati all’interazione dell’impianto in oggetto con altri impianti limitrofi.

A tal fine la presente relazione tiene conto:

- dello stato attuale dei luoghi;
- degli elementi di valore paesaggistico presenti;
- dei possibili impatti sul paesaggio determinati dalle trasformazioni proposte;
- degli elementi di mitigazione e compensazione necessari durante le fasi di gestione e post-gestione.

Questi contenuti costituiscono la base di riferimento per la verifica di conformità dell’intervento alle prescrizioni contenute nei piani paesaggistici vigenti, da parte dell’amministrazione competente.



## 2. DESCRIZIONE OPERE IN PROGETTO

Il progetto si compone di due aspetti differenti ma che saranno coniugati tra loro:

- produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare);
- organizzazione agricola dell'area.

Questo si traduce in una serie di opere progettuali così identificate:

- opere legate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico;
- opere legate alla preparazione del suolo e all'organizzazione agricola dei fondi (approvvigionamento idrico, ricovero attrezzi e macchinari...).

### 2.1 IMPIANTO AGRIVOLTAICO

La Committente intende realizzare nel territorio del Comune di Solarussa (OR), Località Tanca sa Cresia, un impianto agrivoltaico da 25.365 kWp (23.125 kW in immissione) con inseguitori monoassiali (tracker), comprensivo delle relative opere di connessione in MT alla RTN.

La Società, in data 18/10/2022, ha presentato a Terna S.p.A. la richiesta di connessione alla RTN. Il gestore ha trasmesso la soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG) formalmente accettata dalla Società in data 13/04/2023.

La STMG prevede che l'impianto venga collegato sulla sezione 36 kV di una nuova Stazione Elettrica di trasformazione a 220/36 kV RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN 220 kV "Codrongianos-Oristano". A seguito del ricevimento della STMG e delle risultanze del Tavolo Tecnico presieduto da Terna SpA, è stato possibile definire puntualmente le opere progettuali da realizzare, che si possono così sintetizzare:

- Impianto agrivoltaico ad inseguimento monoassiale, della potenza complessiva installata di 25.365 kWp;
- Cavidotto interrato, in cavo 30 kV, per il collegamento dell'impianto allo stallo Utente, di lunghezza pari a circa 7,4 km, da realizzarsi nel comune di Solarussa;
- Nuovo stallo arrivo produttore a 36 kV che dovrà essere realizzato nella nuova Stazione Elettrica 220/36 kV della RTN di Solarussa (denominata "Bauladu"), di proprietà del gestore di rete.

### 2.2 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Il progetto oggetto della seguente relazione, come già citato nella premessa, consiste in un impianto agrivoltaico avanzato sito nelle aree agricole del comune di Solarussa, provincia di Oristano; esso sarà realizzato su un lotto raggiungibile percorrendo la Strada Comunale Solarussa-Paulilatino.

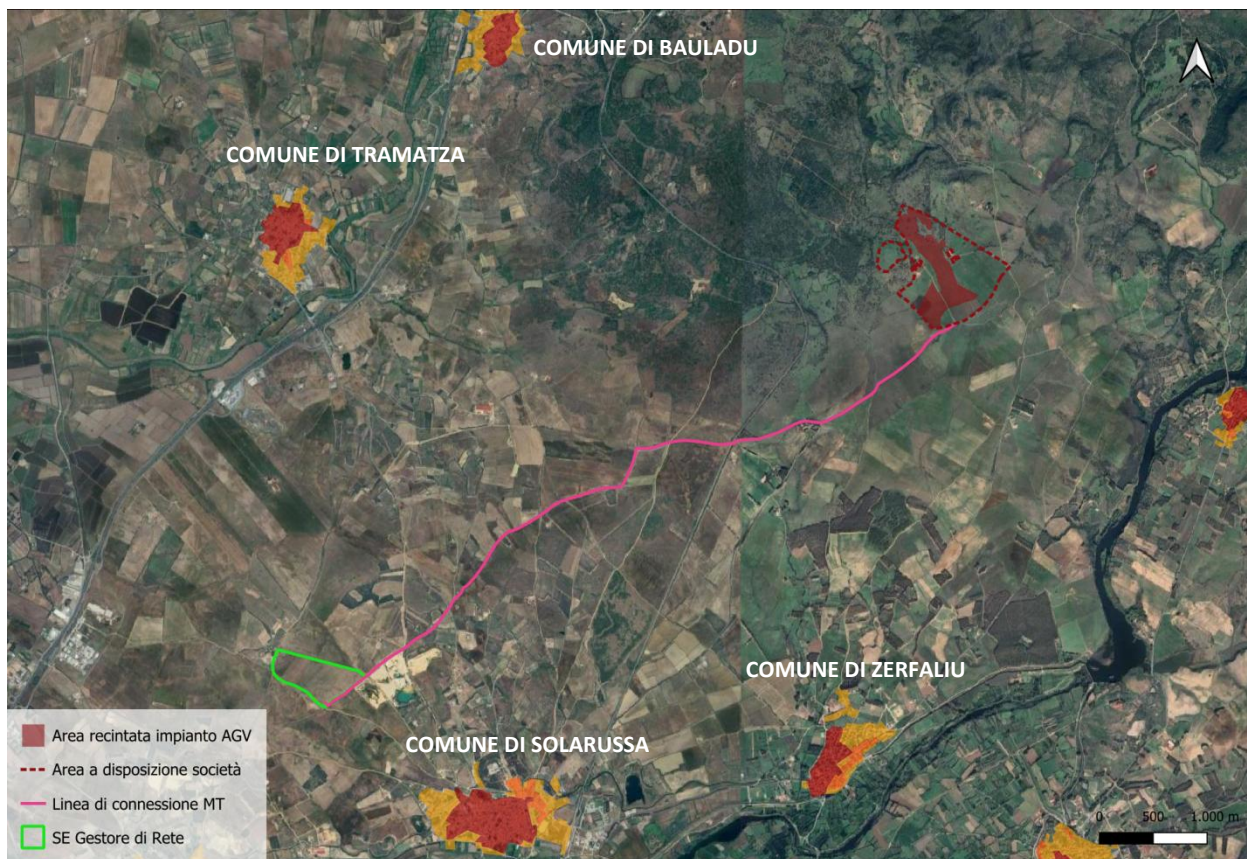


Figura 1: Stralcio aerofotogrammetria area vasta con indicazione dei limiti comunali (fonte Sardegnamappe geoportale).



Figura 2: Stralcio aerofotogrammetria lotto Impianto Agrivoltaico (fonte Google Earth).





Figura 3: Aerofotogrammetria con indicazione del campo AGV e della linea di connessione (fonte Google Earth).

### 2.2.1. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico è situato nella località "Tanca sa Cresia", ricadente in agro del Comune di Solarussa, nella Provincia di Oristano.

I dati per l'individuazione dell'impianto sono i seguenti:

- Latitudine di 39°59'58" N e Longitudine di 8°43'18" E; altitudine media di 70 m s.l.m.;
- Carta Tecnica Regionale della Sardegna in scala 1:10.000 foglio 515130 - 529010.

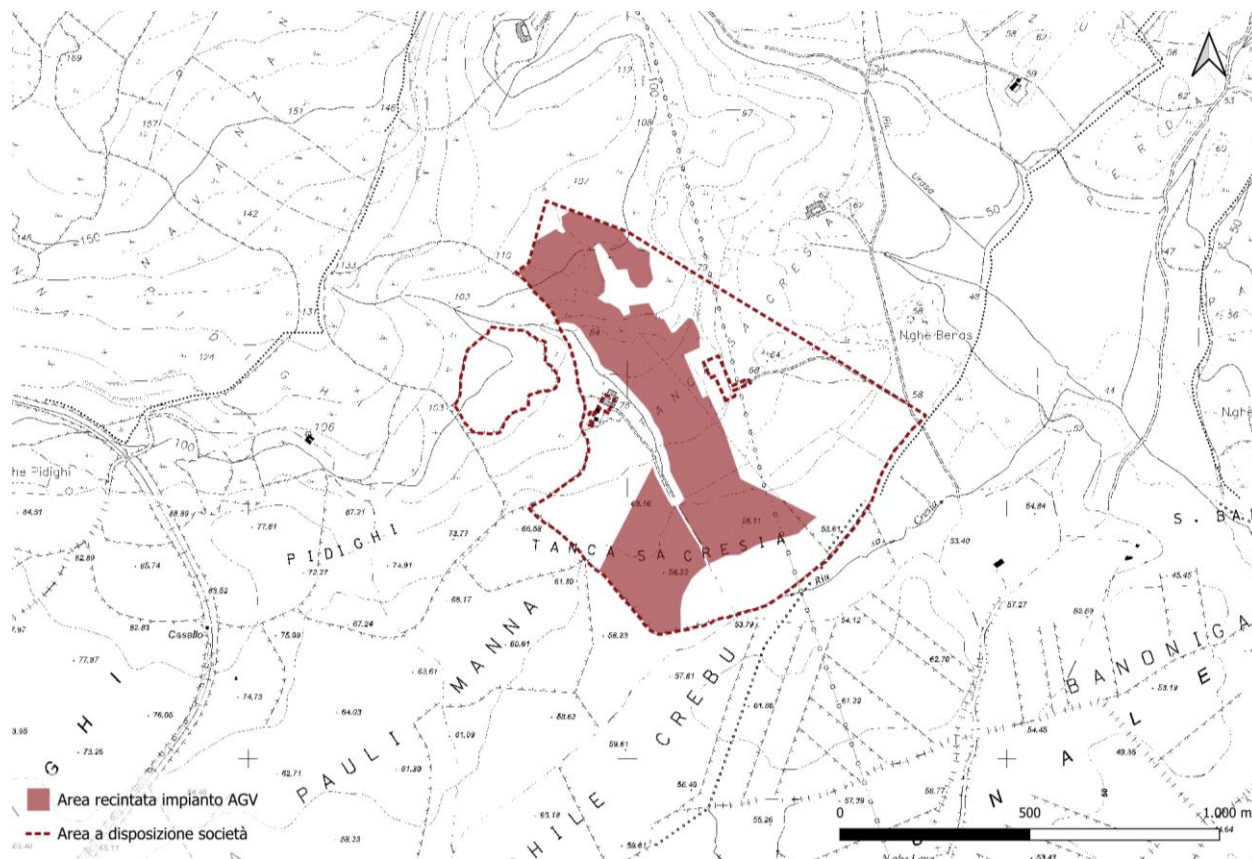


Figura 4: Planimetria area occupata dall'impianto AGV (agrivoltaico) su CTR.

I dati per l'individuazione del lotto nel quale sorgerà la Nuova Stazione a 36-150 kV (SE Bauladu) sono i seguenti:

- Latitudine di 39°57'57" N e Longitudine di - 8°39'02" E; altitudine media di 38 m s.l.m.
- Carta Tecnica Regionale della Sardegna in scala 1:10.000 foglio 528040.

La linea di connessione in MT di collegamento dell'impianto alla SE del Gestore di Rete insisterà nel comune di Solarussa.





Figura 5: Planimetria con indicazione impianto AGV + linee di connessione + SE Gestore di Rete su CTR.

### 3 ANALISI E VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI CUMULATIVI

Secondo quanto previsto dalla normativa nazionale (art, 4 comma 2 del D.Lgs 28/2011 e s.m.i.) è consentito l'uso della facoltà, da parte delle Regioni, di disciplinare i casi in cui la presentazione di più progetti per la realizzazione di impianti localizzati nella medesima area o in aree contigue, sia da valutare in termini "cumulativi" nell'ambito delle procedure di verifica ambientale.

Il presente studio è coadiuvato dalle immagini satellitari ricavate da software quali QGis e Google Earth dalle quali è possibile evincere, in maniera immediata, l'ubicazione dell'area di impianto del progetto in essere e la presenza di altri impianti FER esistenti o in fase autorizzativa di cui il proponente è a conoscenza.

Gli impianti che verranno presi in considerazione all'interno della presente relazione sono quelli ricadenti entro un buffer di 8 km con potenza maggiore o uguale a 10 MW.

#### 3.1 TIPOLOGIA DI IMPATTI CUMULATIVI

Gli impatti cumulati possono definirsi di tipo additivo, quando l'effetto indotto sulla matrice ambientale considerata scaturisce dalla somma degli effetti; di tipo interattivo, quando l'effetto indotto sulla matrice ambientale considerata può identificarsi quale risultato di un'interazione tra gli effetti indotti.

Sono inoltre identificabili due possibili configurazioni d'impatto cumulato:

- di tipo sinergico: l'impatto cumulato è maggiore della somma degli impatti considerati singolarmente ( $C > A+B$ );
- tipo antagonista: l'impatto cumulato è inferiore della somma dei singoli impatti ( $C < A+B$ ).

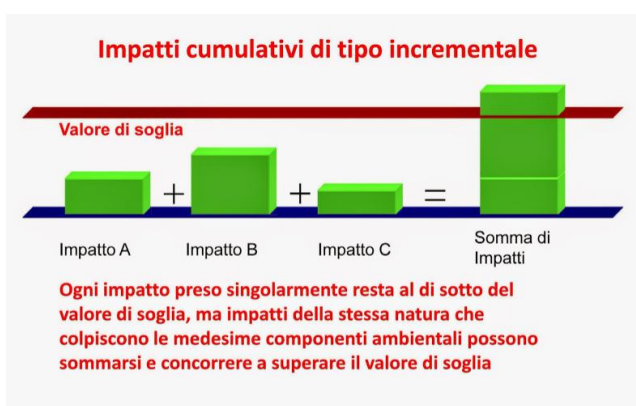


Figura 6: schema impatti additivi.

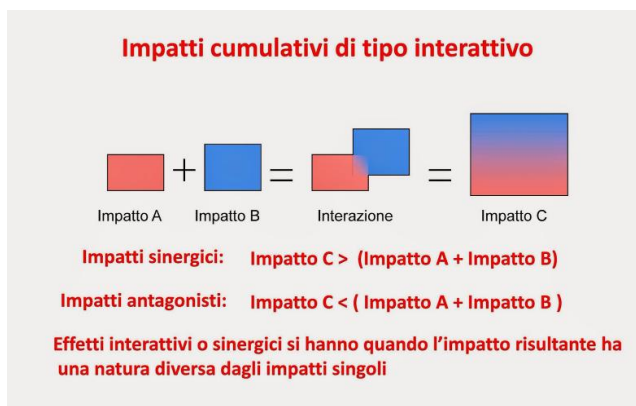


Figura 7: schema impatti interattivi.

### 3.2 IMPATTI GENERATI DAGLI IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI

I principali e rilevanti impatti attribuibili a tali tipologie di impianti FER, sono di seguito riassumibili:

#### Impatti Impianti Eolici:

- Impatto visivo;
- Impatto acustico (rumore e vibrazioni);
- Impatto sul suolo;
- Elettromagnetico;
- Impatto su componenti biotiche (flora e fauna).

#### Impatti impianti fotovoltaici a terra:

- Impatto sul suolo (occupazione territoriale);
- Impatto visivo;
- Impatto acustico (rumore e vibrazioni);
- Elettromagnetico;
- Impatto su componenti biotiche (flora e fauna);

La complessità dell'impatto cumulato, per ogni tipologia di impatto, può essere valutata preliminarmente in maniera qualitativa ed a parità di potenza installata.

Mediante analoghe considerazioni è possibile costruire una matrice che riporti la correlazione esistente tra gli impatti indotti dal fotovoltaico e gli impatti dell'eolico, nonché la tipologia di impatto cumulato che ne può scaturire.

Impatto	Relazione tra gli impatti generati dai due tipi di impianti			Tipologia impatto cumulativo
Suolo	AGV	inferiore	PE	Additivo
Visivo	AGV	molto inferiore	PE	Interattivo
Acustico	AGV	molto inferiore	PE	Additivo
Elettromagnetico	AGV	similare	PE	Interattivo
Componenti biotiche	AGV	inferiore	PE	Interattivo

Tabella 3.1: rapporto impatti generati da impianto AGV e da impianto eolico.

### 3.3 AREA DI INDAGINE

Il primo step per la previsione e valutazione degli impatti cumulati vede la definizione dell'area all'interno della quale oltre all'impianto in progetto siano presenti altre sorgenti d'impatto i cui effetti possano cumularsi con quelli indotti dall'opera proposta. Per lo studio cumulativo verranno presi in esame non solo gli impianti esistenti, ma anche gli impianti che sono sottoposti alla procedura di VIA ministeriale (superiori ai 10 MW) o che risultino già autorizzati.

A tal proposito, si è ritenuto opportuno considerare un' Area di Indagine Cumulativa (AIC) avente un buffer di 8 km, per la quale verranno analizzati gli effetti cumulativi con gli impianti individuati nell'area vasta.

Premesso ciò, al fine di poter individuare all'interno della AIC gli impianti FER i cui impatti possono essere considerati cumulabili con l'impianto in progetto, è stata condotta una ricerca in relazione al titolo abilitativo ricevuto o al deposito dell'istanza di Verifica di Impatto Ambientale.

Sono di conseguenza stati individuati i seguenti impianti:

ID Impianto	Tipo impianto	Potenza	Comune	Status impianto	Distanza da impianto AGV
FV_SERRE	Serre FV	12,5 MW	Milis	Realizzato	km
AGV_GIOJANA	Impianto AGV	83,3 MW	Solarussa, Siamaggiore, Simaxis ed Oristano	In autorizzazione	km
AGV_CCEN ORISTANO 2	Impianto AGV -	47,826 MW	Solarussa e Tramatzza	In autorizzazione	km
AGV_EF AGRI_1	Impianto AGV	55,932 MW 12,5 MW (Accumulo)	Tramatza, Siamaggiore, Solarussa e Zeddiani	In autorizzazione	km
AGV_EF AGRI_4	Impianto AGV	59,148 MW 12,5 MW (Accumulo)	Solarussa e Zerfaliu	In autorizzazione	km
WF_SORGENIA	Impianto Eolico	70,80 MW 15 MW (Accumulo)	Bauladu e Paulilatino	In autorizzazione	km
*AGV - CCEN ORISTANO 3	Impianto AGV	76,636 MW	Solarussa e Tramatzza	In autorizzazione	km
*AGV - ECOENERGY SOLAR PARK 1	Impianto AGV	51,86 MW	Zerfaliu e Solarussa	In autorizzazione	km
*WF_SORGENIA_2	Impianto Eolico	75 MW	Seneghe, Narbolia, San Vero Milis, Zeddiani, Siamaggiore e Solarussa	In autorizzazione	km

Tabella 3.2: ricognizione impianti FER nel buffer di 8 km dall'impianto AGV in progetto.

Tutti gli impianti ricadenti nel relativo buffer di 8 Km dall'impianto in progetto, sono stati riportati nella figura successiva.

(\* Impianti non inseriti nell'analisi cumulativa a causa di mancanza di dati georiferiti).



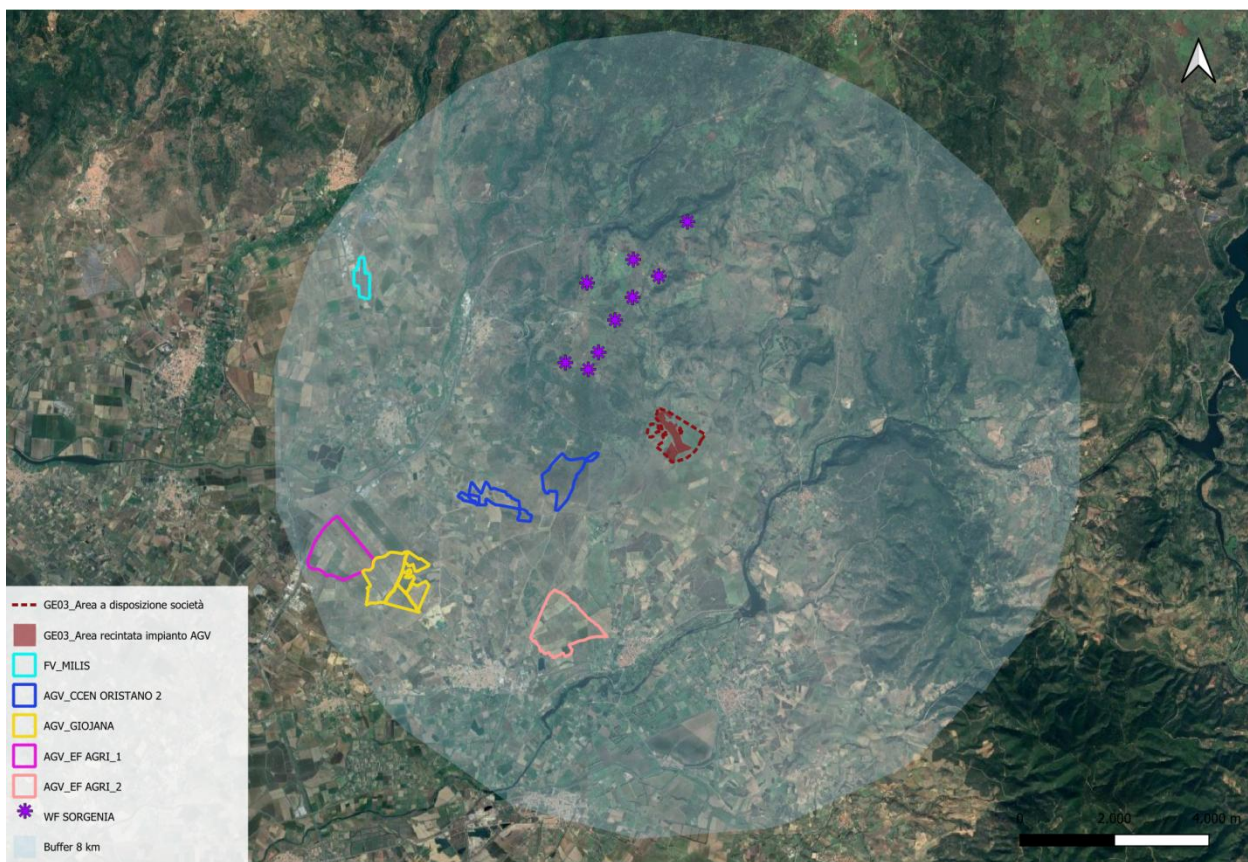


Figura 8: Aerofotogrammetria con evidenziati gli impianti FER rilevati nell'Area Vasta di Indagine (buffer 8 km).

#### **4. MODIFICAZIONI DELLO SKYLINE NATURALE O ANTROPICO: LETTURA VISIVA E STUDIO DELL'INTERVISIBILITÀ**

Considerata la particolare tipologia di opera, la problematica legata agli aspetti percettivi è stata ritenuta prevalente in quanto capace di rappresentare una visione sintetica degli effetti paesistico ambientali.

Le caratteristiche morfologiche dell'area di intervento, posizionata all'interno della valle del Tirso, rendono gli interventi potenzialmente percepibili dalle zone altimetricamente più elevate posizionate nelle aree collinari ai bordi della piana, nonché da limitati tratti della rete viaria.

L'area oggetto dell'intervento è individuata in una superficie totale di circa 71 ettari e dista dal centro abitato di Solarussa 5,6 km in linea d'aria.

In funzione delle informazioni ricavate dall'analisi territoriale si è proceduto alla realizzazione di un report fotografico atto ad illustrare la situazione del quadro percettivo sia prima che dopo l'installazione dell'opera.

A tal proposito si riporterà la documentazione grafica fotorealistica dell'impianto una volta realizzato in modo da poter valutare eventuali impatti visivi da punti panoramici, centri abitati e dalla viabilità più importante.

La metodologia utilizzata è quella del rendering fotorealistico, ci si è avvalsi cioè della ricostruzione 3D del campo agrivoltaico e degli impianti elettrici, cingendo il perimetro d'intervento con una recinzione anch'essa oggetto di rendering.

La percezione del paesaggio dipende da molteplici fattori, come la profondità, l'ampiezza della veduta, l'illuminazione, l'esposizione, la posizione dell'osservatore, ecc.; elementi che contribuiscono in maniera differente alla comprensione delle caratteristiche del paesaggio. Spesso questa tipologia di impatto è quantificabile solo in termini soggettivi, tuttavia, per questa analisi, sono state utilizzate metodologie di inserimento dell'impianto attraverso procedure di valutazione del paesaggio.

L'elaborazione dello studio dell'analisi visiva si è sviluppata in tre passaggi fondamentali:

1. individuazione delle zone da cui è possibile vedere il sito e individuazione dei punti maggiormente sensibili (strade a grande percorrenza, centri abitati...);
2. riprese fotografiche dai punti individuati;
3. sviluppo di simulazioni fotografiche relative ai medesimi punti.

Per la valutazione dell'impatto visivo è stato utilizzato inoltre un approccio metodologico (tratto da: G. Cau, D. Cocco, "L'impatto Ambientale dei Sistemi Energetici", SGE Ed., 2004), che quantifica l'impatto paesaggistico (IP) attraverso il calcolo di due indici:

- un indice **VP**: rappresentativo del valore del paesaggio;
- un indice **VI**: rappresentativo della visibilità dell'impianto.

## 4.1 INDICE DI VISIBILITA'

Nella presente relazione verrà analizzato l'indice VI, il quale può essere desunto dalla relazione:

$$VI=P*(B+F)$$

Dove:

- P: percettibilità dell'impianto;
- B: indice di bersaglio;
- F: fruizione del paesaggio.

### 4.1.1 PERCETTIBILITA' DELL'IMPIANTO

Per quanto riguarda la percettibilità P dell'impianto, la valutazione si basa sulla simulazione degli effetti causati dall'inserimento di nuovi componenti nel territorio considerato. A tal fine i principali ambiti territoriali sono essenzialmente divisi in tre categorie principali: i crinali, i versanti e le colline, le pianure e le fosse fluviali. Ad ogni categoria vengono associati i rispettivi valori di panoramicità, riferiti all'aspetto della visibilità dell'impianto, per esempio secondo quanto mostrato nella tabella seguente:

ZONE	Indice P
Zone con panoramicità bassa (zone pianeggianti)	1
Zone con panoramicità media (zone collinari e di versante)	1,2
Zone con panoramicità alta (vette e crinali montani e altopiani)	1,4

Tabella 4.1: Valori indice P.

Nel caso in oggetto l'impianto proposto insiste in aree prevalentemente pianeggianti per cui l'indice *P* è sempre pari a 1.

### 4.1.2 I PUNTI BERSAGLIO

I punti di osservazione sono stati scelti sulla base delle caratteristiche di frequentazione abituale e possibili dei luoghi posti entro l'area vasta in cui ricade il sito in oggetto. In particolare le aree di maggior frequentazione sono rappresentate dalle strade adiacenti il perimetro dell'impianto, in quanto essendo l'area generalmente pianeggiante risultano le uniche posizioni in cui sono visibili le strutture.

Con il termine "bersaglio", si indicano quelle zone che per caratteristiche legate alla presenza di possibili osservatori, percepiscono le maggiori mutazioni del campo visivo a causa della presenza di un'opera. Sostanzialmente quindi i bersagli sono zone in cui vi sono (o vi possono essere) degli osservatori, sia stabili (città, paesi e centri abitati in genere), sia in movimento (strade e ferrovie).

In base alla distanza dell'osservatore (ovvero del Punto Bersaglio - PB) dall'impianto, e degli elementi che si riescono a scorgere di quest'ultimo, è possibile stabilire il grado di visibilità dell'impianto.

Per valutare la complessiva sensazione panoramica di un impianto fotovoltaico è necessario considerare l'effetto di insieme che dipende notevolmente oltre che dall'altezza e dalla distanza degli elementi che lo compongono, anche dal punto di osservazione prescelto.

Sono stati quindi analizzati alcuni siti in base alle loro caratteristiche morfologiche (siti in elevazione), di fruibilità (strade urbane ed extraurbane) e di sensibilità paesaggistica (beni identitari), ed il loro rapporto visuale con l'opera proposta, attraverso uno studio di visibilità e simulazioni fotografiche.

Per uno studio completo dell'inserimento dell'opera nel contesto paesaggistico sono stati individuati sia Punti Bersaglio posti a media-lunga distanza, sia Punti Bersaglio posti a media-breve distanza.

PUNTO BERSAGLIO	DESCRIZIONE	COORDINATE	DISTANZA DALL'IMPIANTO
PB 1L	Nuraghe Ruinas	39°59'40.38"N - 8°45'29.81"E 95 m s.l.m.	2.850 m
PB 2L	Fonte di Zinnuri	40° 0'18.17"N- 8°41'16.15"E 107 m s.l.m.	2.305 m
PB 3L	SS388_Ponte sul fiume Tirso	39°58'1.95"N- 8°44'35.73"E 20 m s.l.m.	2.350 m
PB 4L	Ponte sul Rio Trogos	40° 1'2.14"N - 8°44'30.78"E 50 m s.l.m.	2.200 m
PB 1R	Nuraghe Benas	40° 0'11.75"N - 8°43'38.10"E 60 m s.l.m.	500 m
PB 2R	Nuraghe Pidighi	39°59'56.78"N- 8°42'4.57"E 98 m s.l.m.	1.400 m

Tabella 4.2: Identificazione Punti Bersaglio con indicazione delle coordinate e della distanza dall'impianto in progetto.



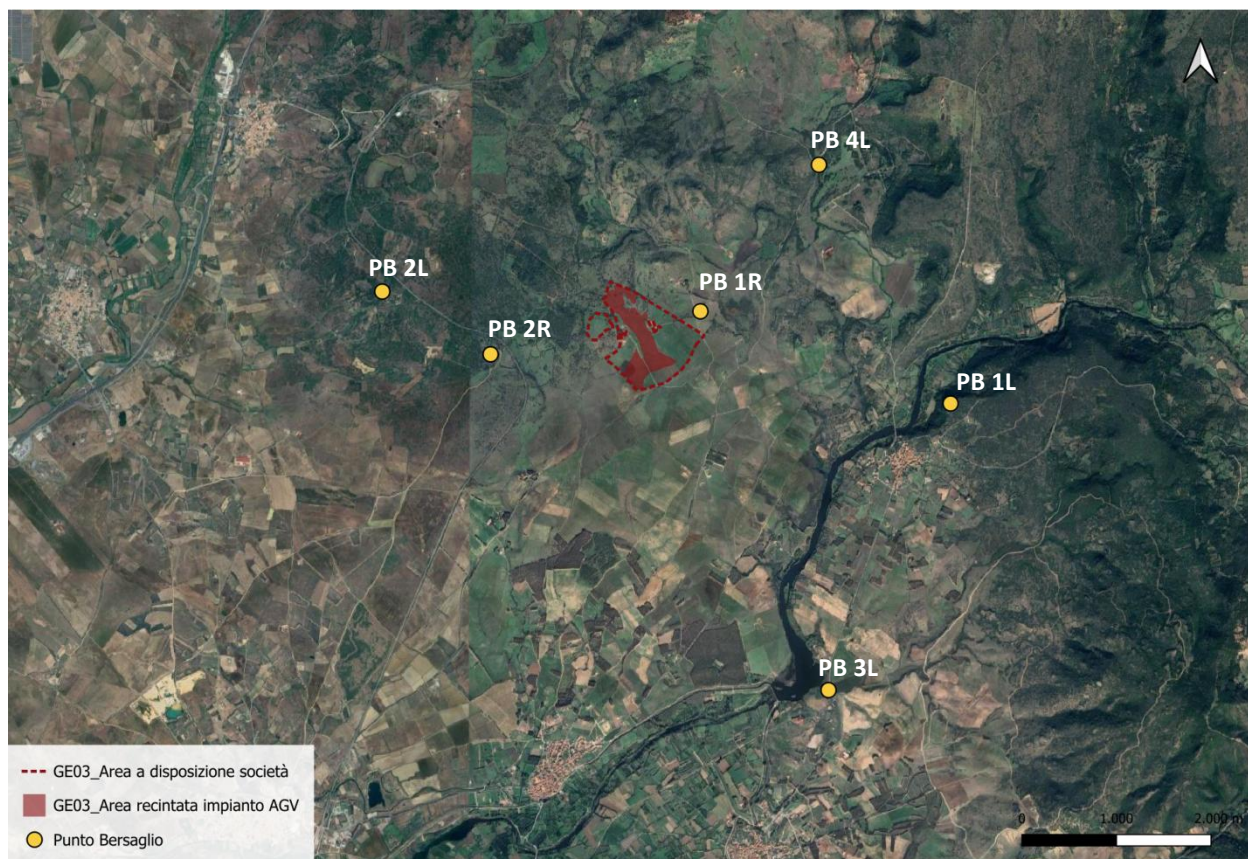


Figura 9: Planimetria ubicazione punti bersaglio in rapporto all'area di intervento.

#### 4.1.3 FRUIBILITA'

L'indice di fruibilità  $F$  stima la quantità di persone che possono raggiungere, più o meno facilmente, le zone più sensibili alla presenza dell'impianto, e quindi trovare in tale zona la visuale panoramica alterata dalla presenza dell'opera. I principali fruitori sono le popolazioni locali e i viaggiatori che percorrono le strade e le ferrovie. L'indice di fruizione viene quindi valutato sulla base della densità degli abitanti residenti nei singoli centri abitati e dal volume di traffico per strade e ferrovie. Anche l'assetto delle vie di comunicazione e di accesso all'impianto influenza la determinazione dell'indice di fruizione. L'indice di fruibilità  $F$  varia generalmente su una scala da 0 ad 1 e aumenta con la densità di popolazione (valori tipici sono compresi fra 0,30 e 0,50) e con il volume di traffico (valori tipici 0,20-0,30).

La tabella seguente riporta i punti bersaglio, unitamente all'indicazione dell'indice di panoramicità  $P$  proprio di ognuno di essi (attribuito sulla base della tabella 4.1) e dell'indice di fruibilità  $F$  attribuito in base alla densità di popolazione dei centri abitati, alla struttura delle vie di comunicazione ad ai volumi di traffico per le strade. Le tabelle a seguire riportano inoltre, per ciascun punto bersaglio, i relativi valori della distanza percepita, dell'indice di affollamento e del corrispondente indice di bersaglio. Per semplicità, l'altezza percepita  $H$  è stata calcolata considerando il suolo liscio, senza tenere quindi conto della effettiva orografia ma solo della distanza fra il punto bersaglio e la costruzione più vicina, e con riferimento ad una altezza generale dell'impianto di m 5,00.

Punti bersaglio	Indice P (riferito ai Punti Bersaglio)	Indice F (riferito ai Punti Bersaglio)
1L – Nuraghe Ruinas	1,2	0,2
2L – Fonte di Zinuri	1,3	0,2
3L – SS 388 – Ponte sul Fiume Tirso	1	0,2
4L – Ponte sul Rio Trogos	1	0,2
1R – Nuraghe Benas	1	0,2
2R – Nuraghe Pidighi	1,2	0,2

Tabella 4.3: Valori indici P ed F assegnati ai punti bersaglio.

Il metodo usato per valutare l'andamento della sensibilità visiva in funzione della distanza è schematizzato nella figura che segue (N.B. nella figura si fa riferimento alle componenti di un impianto eolico, ma il metodo può essere applicato anche a tipologie di impianti differenti).

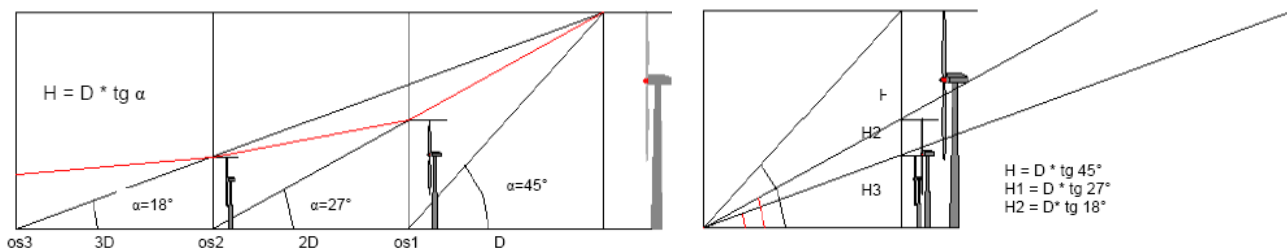


Figura 10: Schema di valutazione della percezione visiva di rotori eolici.

Tale metodo considera una distanza di riferimento  $D$  fra l'osservatore e l'oggetto in esame (es. trackers impianto), in funzione della quale vengono valutate le altezze dell'oggetto percepite da osservatori posti via via a distanze crescenti. La distanza di riferimento  $D$  coincide di solito con l'altezza  $H_T$  dell'oggetto in esame, in quanto in relazione all'angolo di percezione  $\alpha$  (pari a  $45^\circ$ ), l'oggetto stesso viene percepito in tutta la sua altezza. All'aumentare della distanza dell'osservatore diminuisce l'angolo di percezione (per esempio pari a  $26,6^\circ$  per una distanza doppia rispetto all'altezza del tracker osservato) e conseguentemente l'oggetto viene percepito con una minore altezza, corrispondente all'altezza  $H$  di un oggetto posto alla distanza di riferimento  $D$  dall'osservatore. Tale altezza  $H$  risulta funzione dell'angolo  $\alpha$  secondo la relazione:  $H=D*\text{tg}(\alpha)$ . Sulla base del comune senso di valutazione, è possibile esprimere un commento qualitativo sulla sensazione visiva al variare della distanza, definendo un giudizio di percezione, così come riportato nella tabella seguente.

Sulla base di queste osservazioni, si evidenzia come l'elemento osservato già per distanze non elevate tende a sfumare e a confondersi con lo sfondo.

Distanza (D/H <sub>T</sub> )	Angolo α	Altezza percepita (H/H <sub>T</sub> )	Giudizio sulla altezza percepita
1	45°	1	<i>Alta</i> , si percepisce tutta l'altezza
2	26,6°	0,500	<i>Alta</i> , si percepisce dalla metà a un quarto dell'altezza della struttura
4	14,0°	0,25	
6	9,5°	0,167	<i>Medio alta</i> , si percepisce da un quarto a un ottavo dell'altezza della struttura
8	7,1°	0,125	
10	5,7°	0,100	<i>Media</i> , si percepisce da un ottavo a un ventesimo dell'altezza della struttura
20	2,9°	0,05	
25	2,3°	0,04	<i>Medio bassa</i> , si percepisce da 1/20 fino ad 1/40 della struttura
30	1,9°	0,0333	
40	1,43°	0,025	
50	1,1°	0,02	<i>Bassa</i> , si percepisce da 1/40 fino ad 1/80 della struttura
80	0,7°	0,0125	
100	0,6°	0,010	<i>Molto bassa</i> , si percepisce da 1/80 fino ad una altezza praticamente nulla
200	0,3°	0,005	

Tabella 4.4: Altezza percepita in funzione della distanza di osservazione.

#### 4.1.4 INDICE DI BERSAGLIO

Le considerazioni sopra riportate si riferiscono alla percezione visiva di un unico edificio, mentre per valutare la complessiva sensazione panoramica di un impianto fotovoltaico è necessario considerare l'effetto di insieme che dipende notevolmente oltre che dall'altezza e dalla distanza degli elementi costruttivi, anche dal numero degli elementi visibili dal singolo punto di osservazione rispetto al totale degli elementi inseriti nel progetto.

In base alla posizione dei punti di osservazione e all'orografia della zona in esame si può definire un indice di affollamento del campo visivo. Più in particolare, l'indice di affollamento  $I_{AF}$  è definito come la os3 3D os2 2D os1 D (percentuale di strutture che si percepiscono assumendo una altezza media di osservazione di 1,7 m per i centri abitati ed i punti di osservazione fissi, 1,5 m per le strade. Sulla base di queste considerazioni, l'indice di bersaglio per ciascun punto di osservazione viene espresso attraverso il prodotto fra l'altezza percepita della prima struttura visibile e l'indice di affollamento:

$$B=H*I_{AF}$$

Sulla base delle scale utilizzate per definire l'altezza percepita e l'indice di affollamento, l'indice di bersaglio B può variare a sua volta fra un valore minimo e un valore massimo; il minimo valore di B, pari a 0, si ha quando sono nulli H (distanza molto elevata) oppure  $I_{AF}$  (strutture fuori vista), mentre il massimo valore di B si ha quando H e  $I_{AF}$  assumono il loro massimo valore, ovvero pari ad  $H_T$  e 1, cosicché  $B_{MAX}$  è pari ad  $H_T$ . Dunque, per tutti i punti di osservazione significativi, si possono determinare i rispettivi valori dell'indice di bersaglio, la cui valutazione di merito può anche essere riferita al campo di variazione dell'indice B fra i suoi valori minimo e massimo.

Essendo tale studio applicato agli impianti eolici, costituiti da elementi singoli e distinti tra loro, nel caso di un impianto agrivoltaico, costituito da numerose strutture ravvicinate tra loro, verranno attribuiti all'indice di affollamento dei valori che oscillano tra 0 (impianto non visibile) e 1 (impianto visibile), considerando l'impianto AGV come un unico elemento. I valori sono stati attribuiti sulla base delle simulazioni effettuate tramite software QGIS su base DTM (digital terrain model), riportate nel paragrafo successivo.

Per l'indice H è stato invece assunto un valore tra 0,01 e 0,1, sulla base dei rapporti tra D e H riportati nella tabella 4.4.

Punti bersaglio	Distanza (m)	H ( $D \cdot \text{tg}\alpha$ ) (m)	$I_{AF}$	Indice di bersaglio B
1L	2.665	< 0,01	0	0
2L	1.700	< 0,01	0	0
3L	2.350	< 0,01	0	0
4L	4.280	< 0,01	0	0
1R	570	< 0,1	1	0,1
2R	275	< 0,1	0	0

Tabella 4.5: Valori indice di bersaglio B.

Una volta noti i valori dell'indice di bersaglio è possibile calcolare la visibilità dell'impianto (VI).

Punti Bersaglio PB	Indice di panoramicità P	Indice di bersaglio B	Indice di fruibilità F	Visibilità dell'impianto VI
1L	1,2	0	0,2	0,24
2L	1,3	0	0,2	0,26
3L	1	0	0,2	0,20
4L	1	0	0,2	0,20
1R	1	0,1	0,2	0,30
2R	1,2	0	0,2	0,24

Tabella 4.6: Valori degli indici VI riferiti ai punti bersaglio in esame.

Si osserva che il valore VI generalmente varia in un range di valori compresi fra un minimo di 0 (impianto non visibile) e un massimo di 205,1 (elevata visibilità dell'impianto).

**Nel caso in oggetto i valori di VI si attestano su valori che oscillano tra 0,20 e 0,30; di conseguenza la sua visibilità può essere considerata bassa.**



## 4.2 SIMULAZIONE VISIBILITÀ IMPIANTO

Una prima analisi è stata svolta valutando la visibilità simulata dell'impianto dai punti bersaglio in assenza di ostacoli visuali presenti nel territorio (alberi, fabbricati, linee elettriche...), ma basandosi esclusivamente sull'orografia del terreno e sulla cartografia DTM (digital terrain model).

Il modello digitale del terreno (DTM) è la rappresentazione della distribuzione delle quote del terreno privo di elementi antropici o vegetazionali. La copertura sull'intero territorio regionale è presente solo nel DTM passo 10m che rappresenta la morfologia del terreno della Regione Sardegna tramite struttura a griglia con maglie regolari quadrate di dimensioni pari a dieci metri per dieci. I DTM/DSM di dettaglio (passo 1m o passo 5m) sono stati realizzati sulla fascia costiera e sui centri urbani interni.

Per l'area in esame la simulazione è stata quindi elaborata su base DTM con passo 10 m, e con raggio di visuale dai punti di osservazione di 8 km.

Come si evince dalle immagini successive, l'area di impianto risulterebbe visibile dai punti bersaglio 1L, 3L, 1R e 2R. Nella realtà, la presenza di ostacoli quali la fascia verde perimetrale, renderà l'area poco visibile anche dai suddetti punti bersaglio.

N.B. Le zone evidenziate in giallo sono quelle visibili dal punto bersaglio in esame.

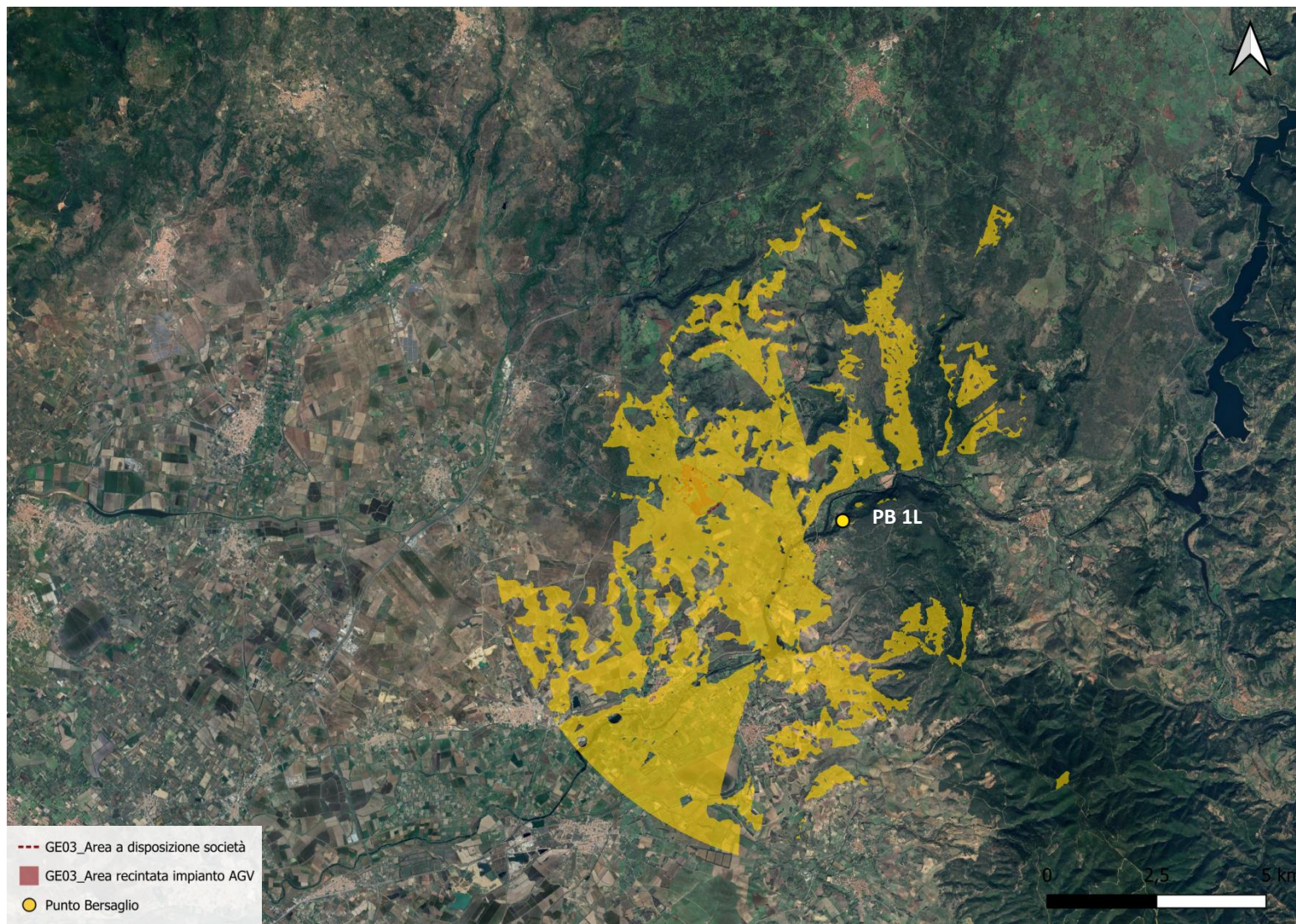


Figura 11: Planimetria analisi visibilità da punto bersaglio 1L (analisi priva di ostacoli- buffer 8km).



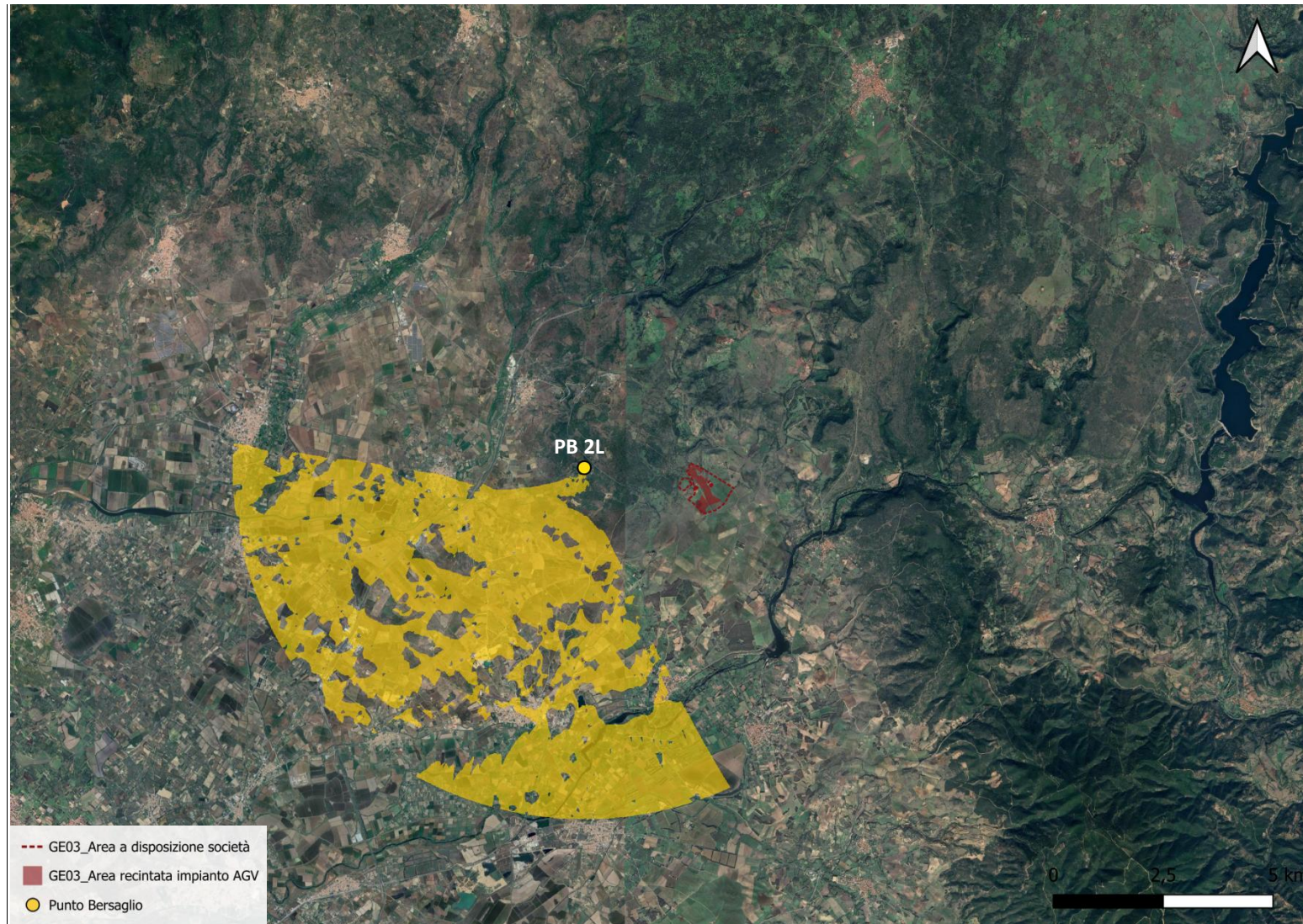


Figura 12: Planimetria analisi visibilità da punto bersaglio 2L (analisi priva di ostacoli – buffer 8 km).



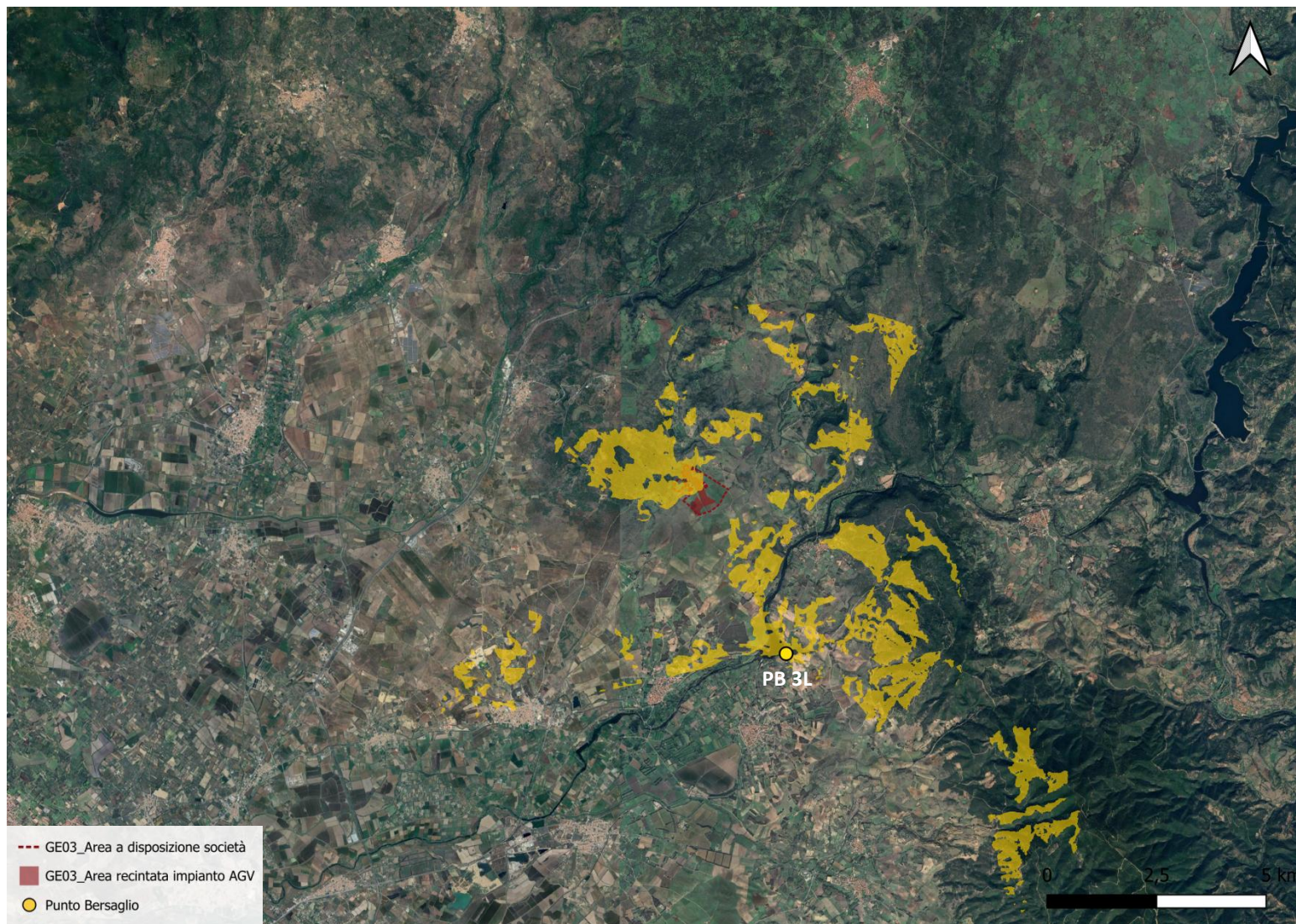


Figura 13: Planimetria analisi visibilità da punto bersaglio 3L (analisi priva di ostacoli – buffer 8 km).



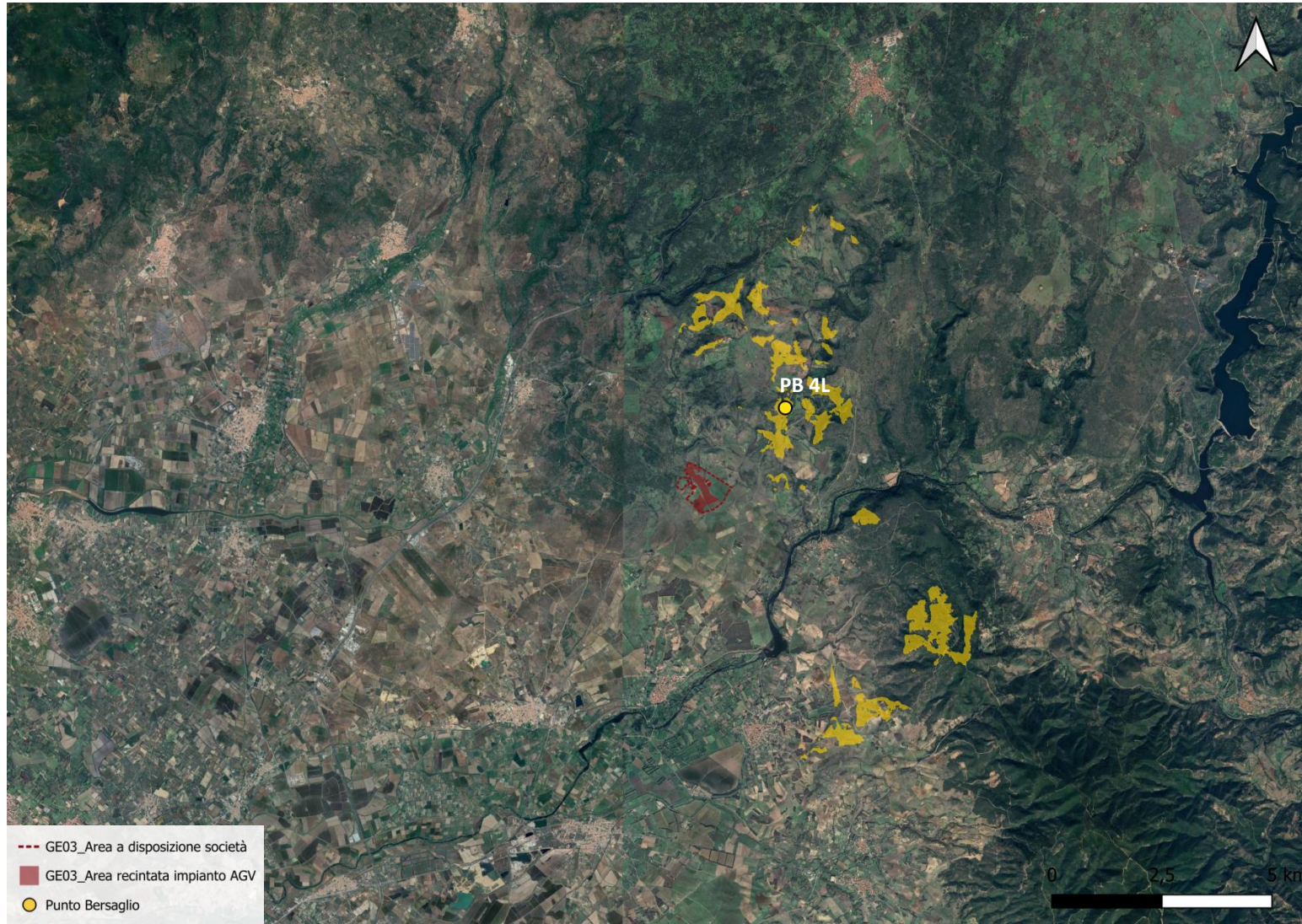


Figura 14: Planimetria analisi visibilità da punto bersaglio 4L (analisi priva di ostacoli – buffer 8 km).



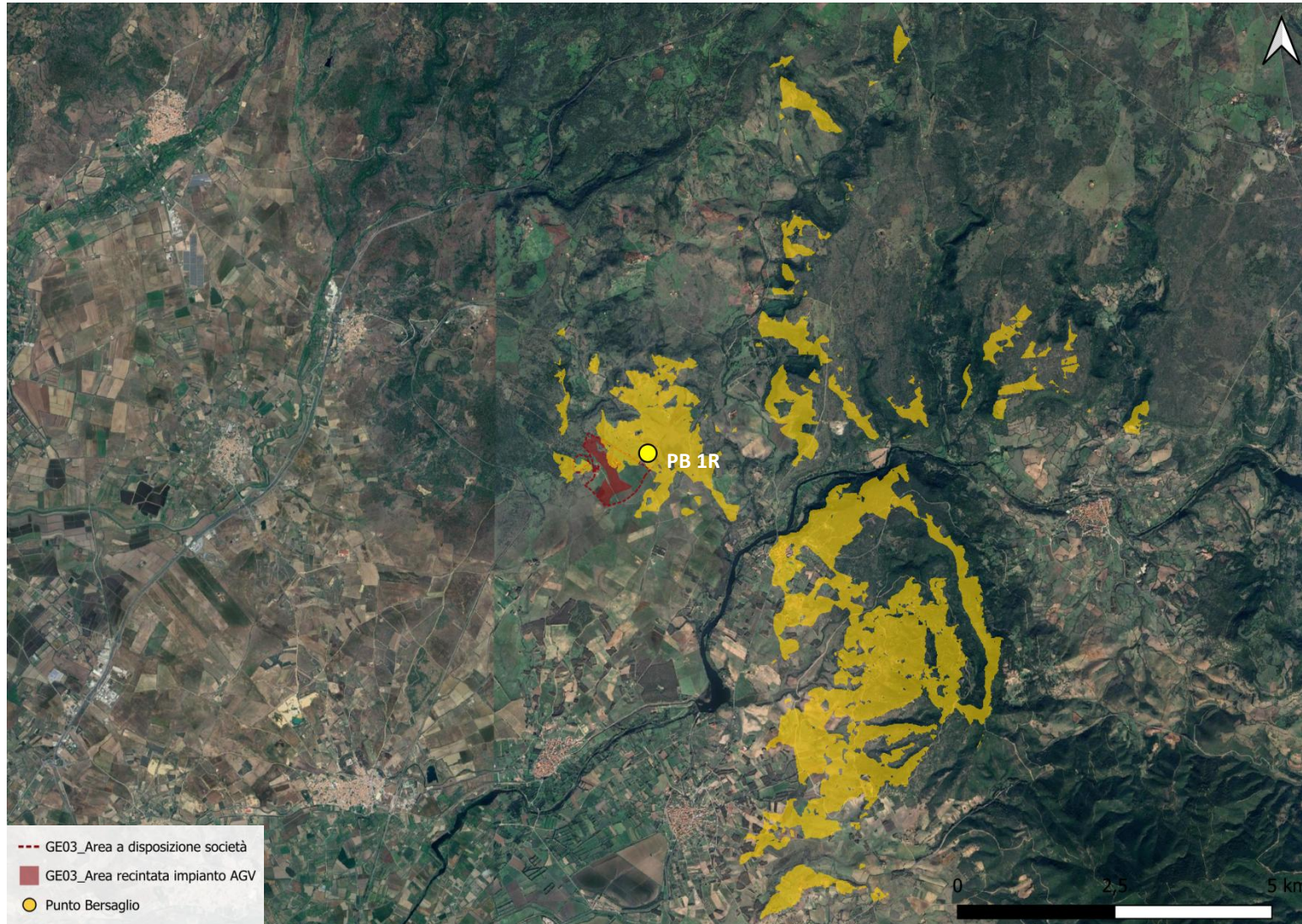


Figura 15: Planimetria analisi visibilità da punto bersaglio 1R (analisi priva di ostacoli - buffer 8 km).



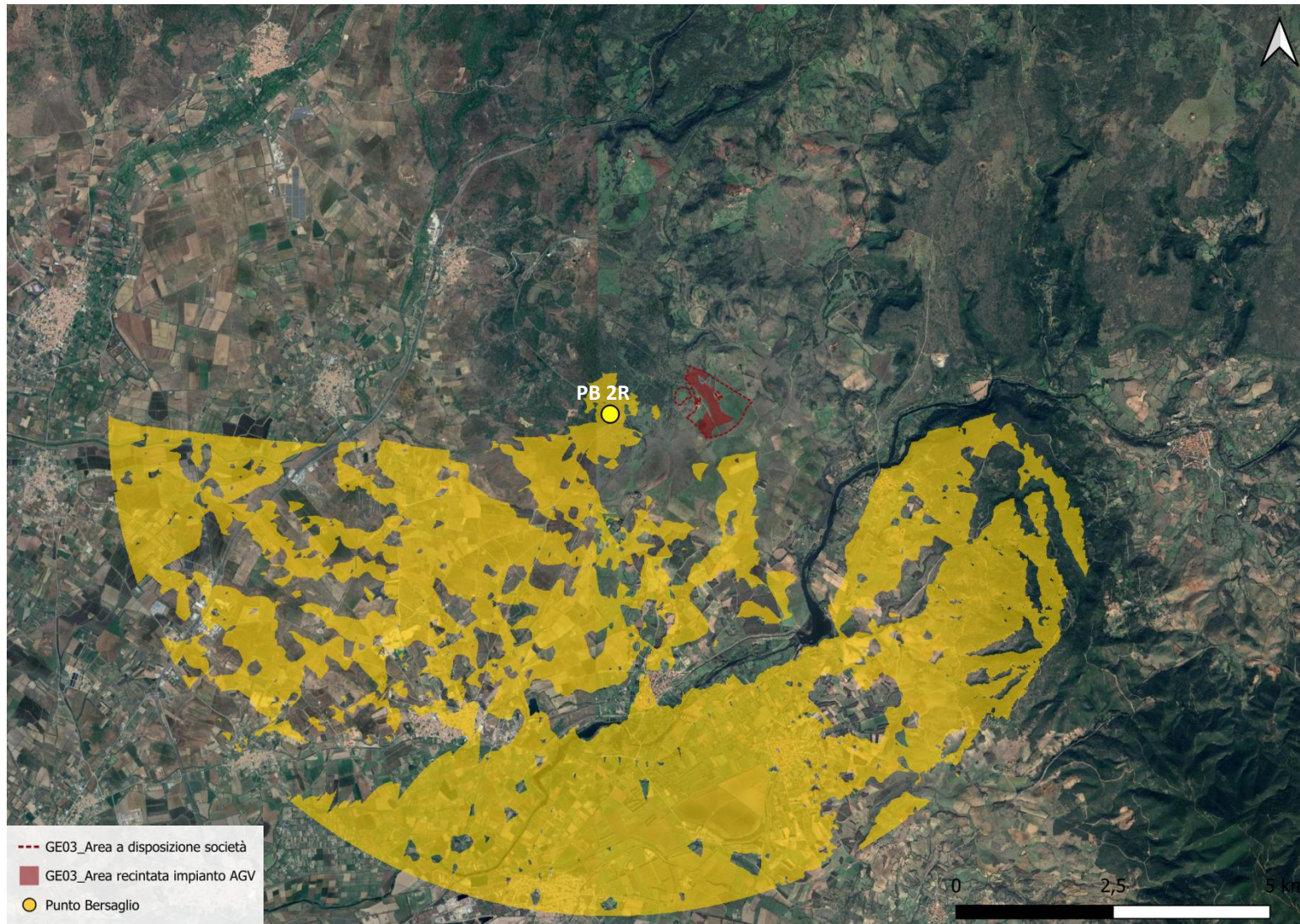


Figura 16: Planimetria analisi visibilità da punto bersaglio 2R (analisi priva di ostacoli – buffer 8 km).

### 4.3 SIMULAZIONE INTERVISIBILITÀ CUMULATIVA

L'analisi di intervisibilità cumulativa è stata svolta valutando la visibilità simulata degli impianti dai punti bersaglio in assenza di ostacoli visuali presenti nel territorio (alberi, fabbricati, linee elettriche...), ma basandosi esclusivamente sull'orografia del terreno e sulla cartografia DTM (digital terrain model).

Il modello digitale del terreno (DTM) è la rappresentazione della distribuzione delle quote del terreno privo di elementi antropici o vegetazionali. La copertura sull'intero territorio regionale è presente solo nel DTM passo 10m che rappresenta la morfologia del terreno della Regione Sardegna tramite struttura a griglia con maglie regolari quadrate di dimensioni pari a dieci metri per dieci. I DTM/DSM di dettaglio (passo 1m o passo 5m) sono stati realizzati sulla fascia costiera e sui centri urbani interni.

Per l'area in esame la simulazione è stata quindi elaborata su base DTM con passo 10 m, e con raggio di visuale dai punti di osservazione di 8 km.

Come si evince dalle immagini successive, la simulazione evidenzia la visibilità di alcuni impianti, a seconda del Punto Bersaglio esaminato. Nella realtà, la presenza di ostacoli quali alberature, fabbricati e la variabilità delle condizioni atmosferiche, rende gli impianti scarsamente visibili anche dai succitati punti bersaglio.

N.B. Le zone evidenziate in giallo sono quelle visibili dal punto bersaglio in esame.



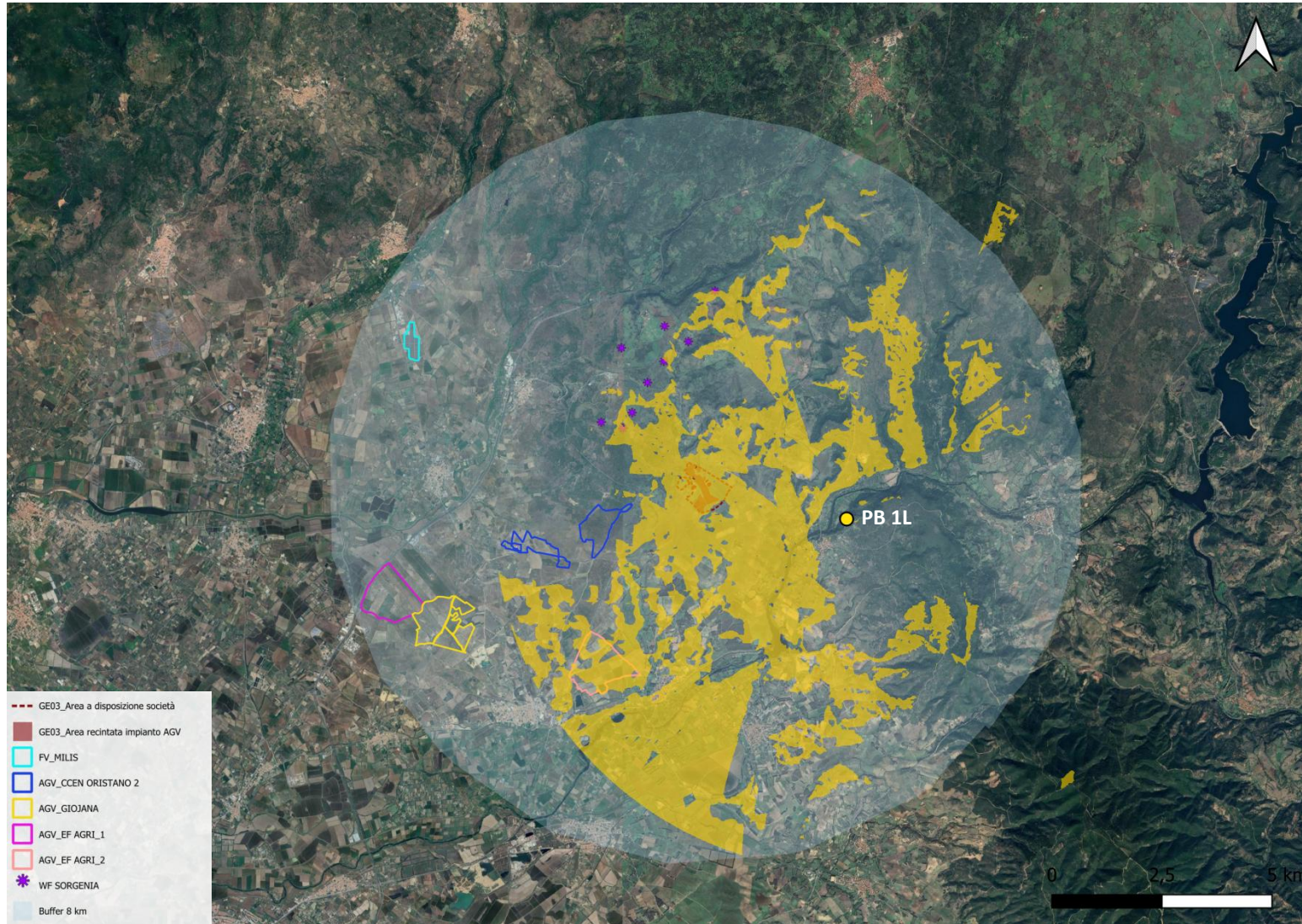


Figura 17: carta intervisibilità cumulativa Area Vasta di Indagine (buffer 8km)\_riferimento PB 1L.



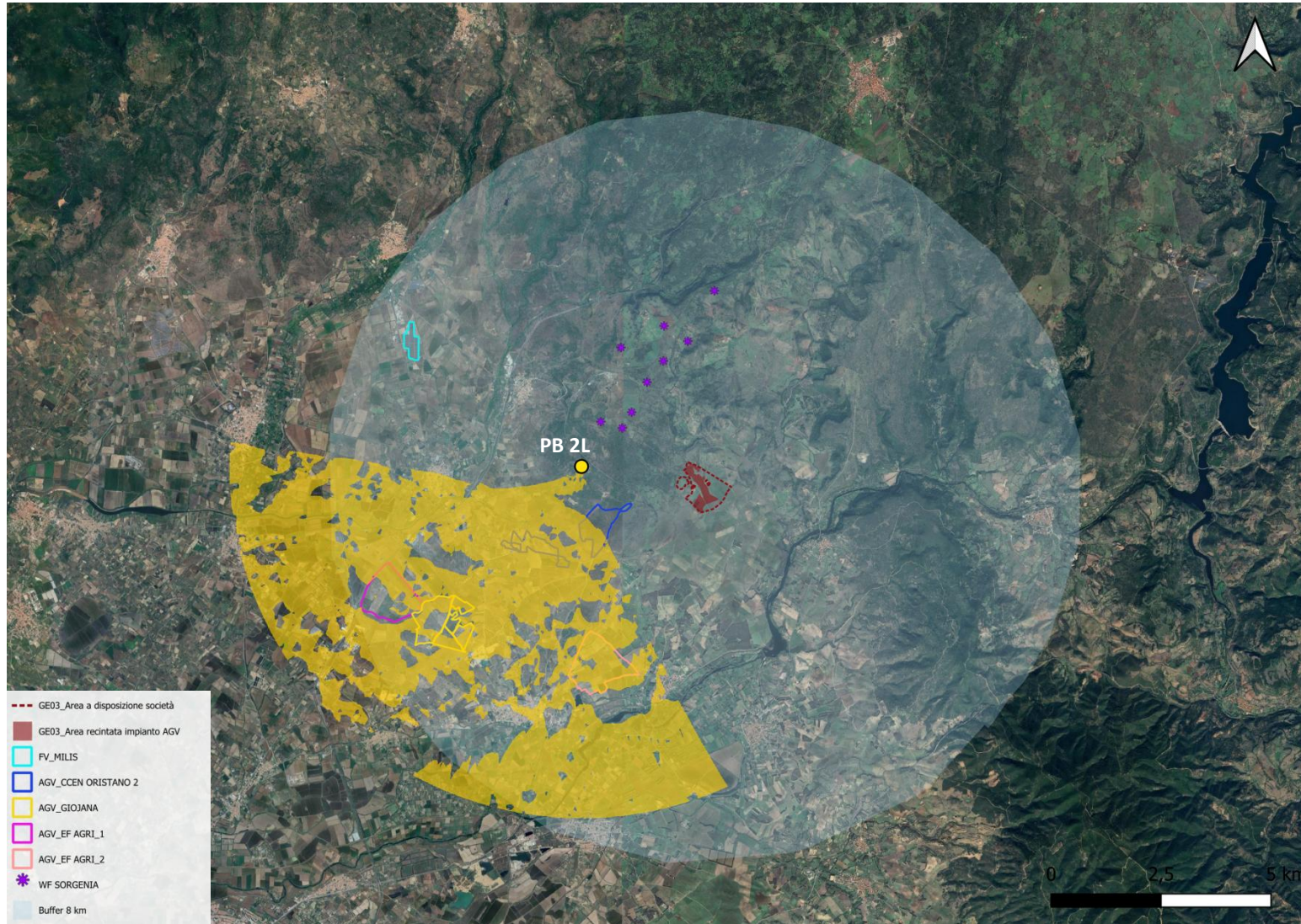


Figura 18: carta intervisibilità cumulativa Area Vasta di Indagine (buffer 8km)\_riferimento PB 2L.



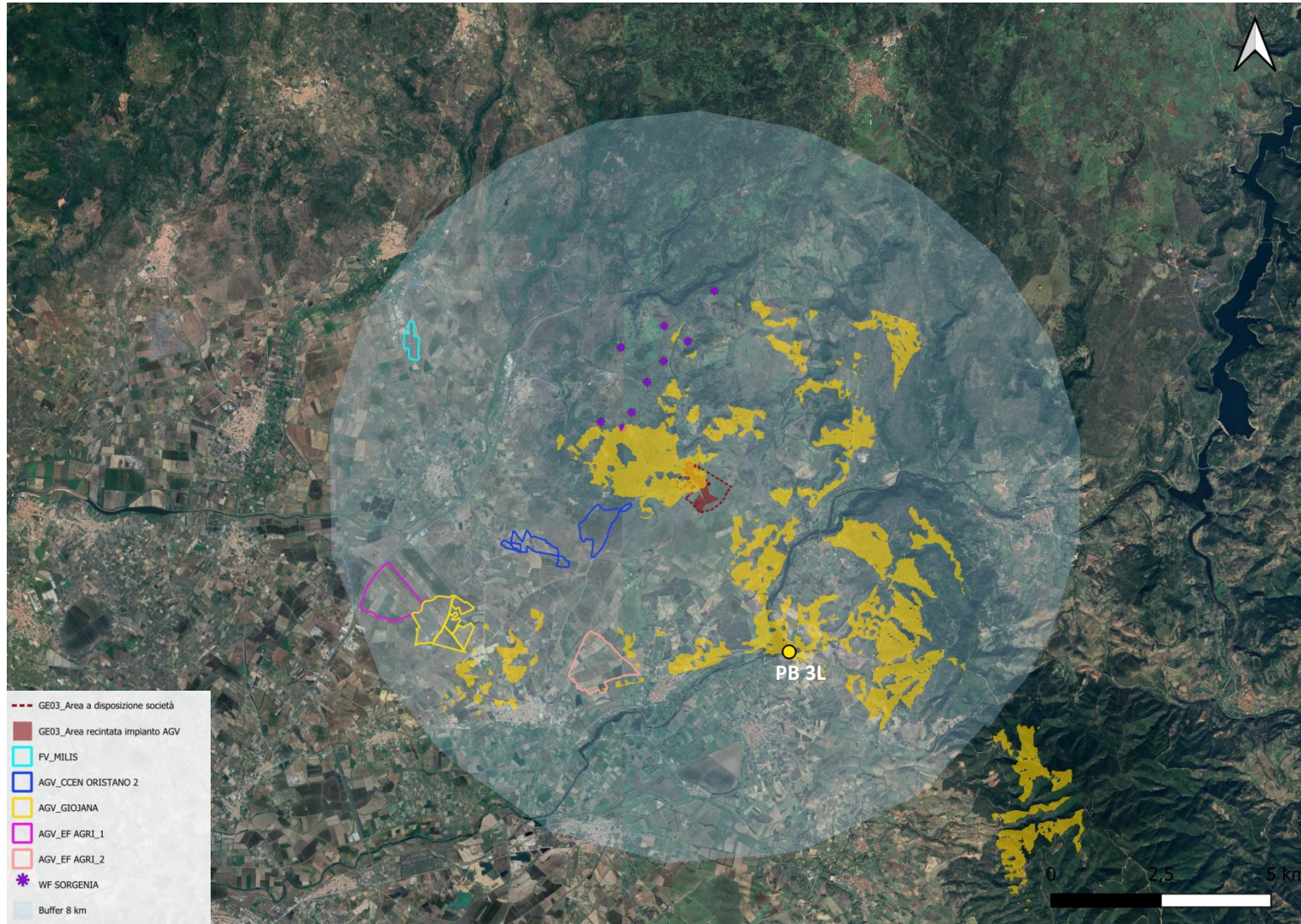


Figura 19: carta intervisibilità cumulativa Area Vasta di Indagine (buffer 8km)\_riferimento PB 3L.



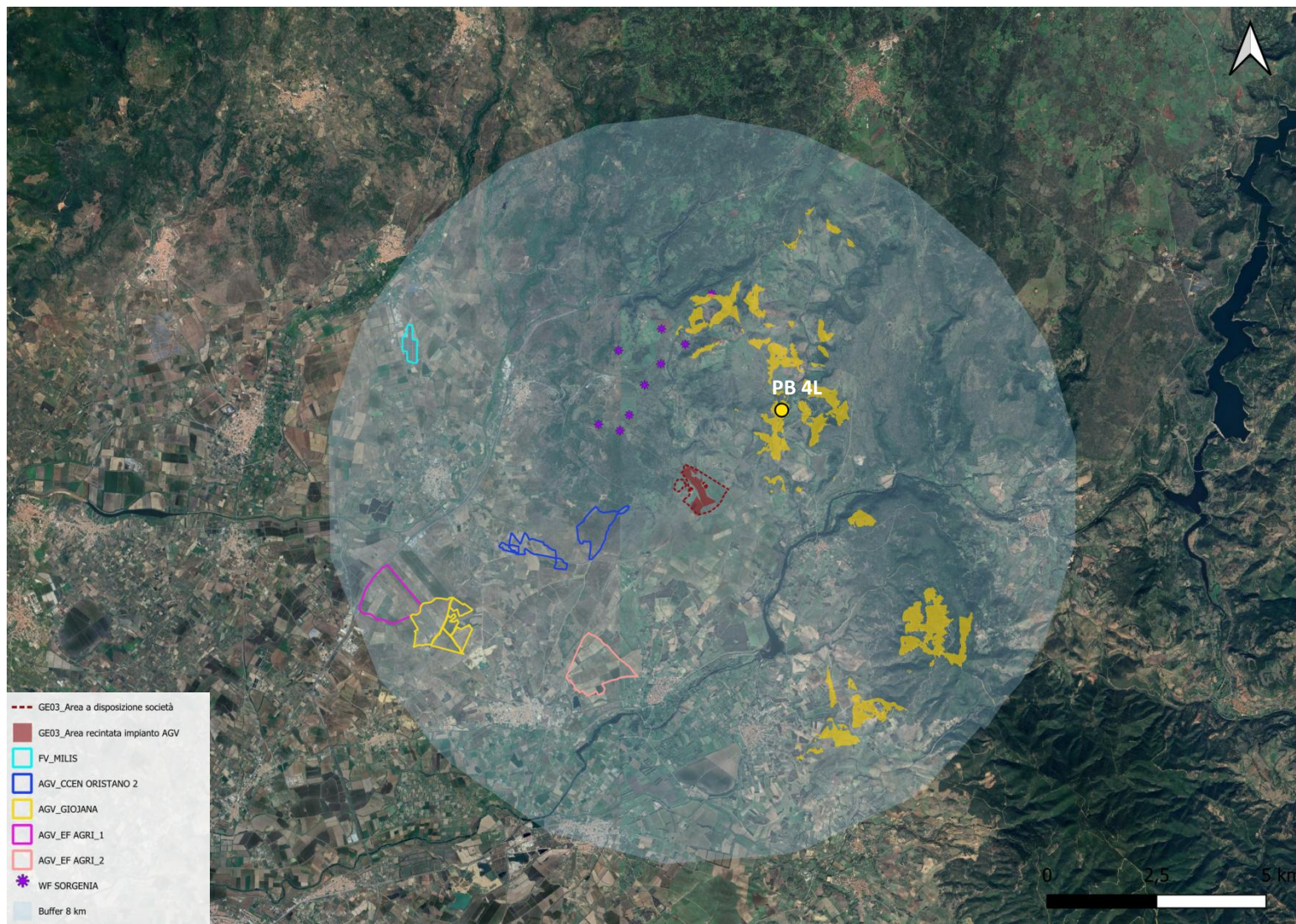


Figura 20: carta intervisibilità cumulativa Area Vasta di Indagine (buffer 8km)\_riferimento PB 4L.



#### 4.4 FOTOSIMULAZIONI DAI PUNTI BERSAGLIO

Le immagini successive, che rappresentano gli scatti effettuati dai punti di ripresa, mettono in evidenza che la presenza di ostacoli quali arbusti, fabbricati, tralicci ecc, presenti nel territorio e non considerati dall'analisi del software, influisca sulla visibilità dell'area di impianto, talvolta riducendola notevolmente (ad esempio nel punto bersaglio 1R).

Per gli scatti effettuati si è tenuto conto di una altezza media dell'osservatore di circa 1,60 m.



Figura 21: Posizione punto bersaglio PB 1L rispetto al sito di intervento (fonte Google Earth).



Figura 22: Vista da punto bersaglio 1L in direzione impianto AGV post-intervento.





Figura 23: Posizione punto bersaglio PB 2L rispetto al sito di intervento (fonte Google Earth).



Figura 24: Vista da punto bersaglio 2L in direzione impianto AGV post-intervento.

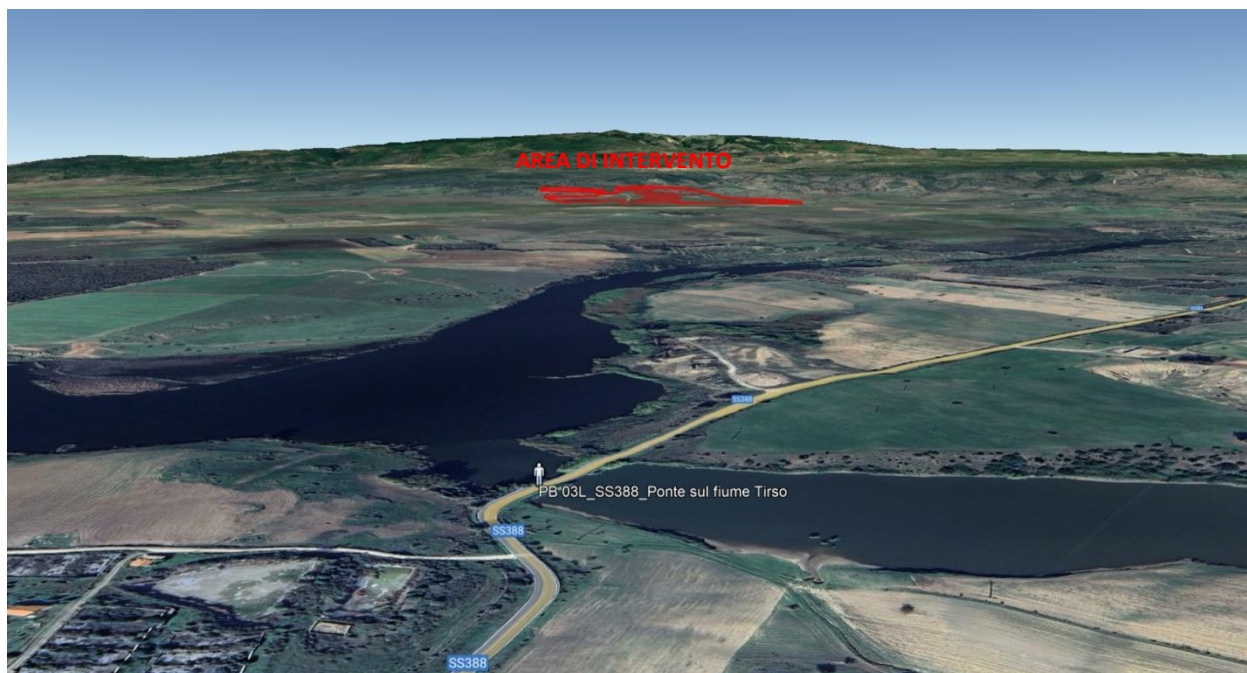


Figura 25: Posizione punto bersaglio PB 3L rispetto al sito di intervento (fonte Google Earth).



Figura 26: Vista da punto bersaglio 3L in direzione impianto AGV post-intervento.



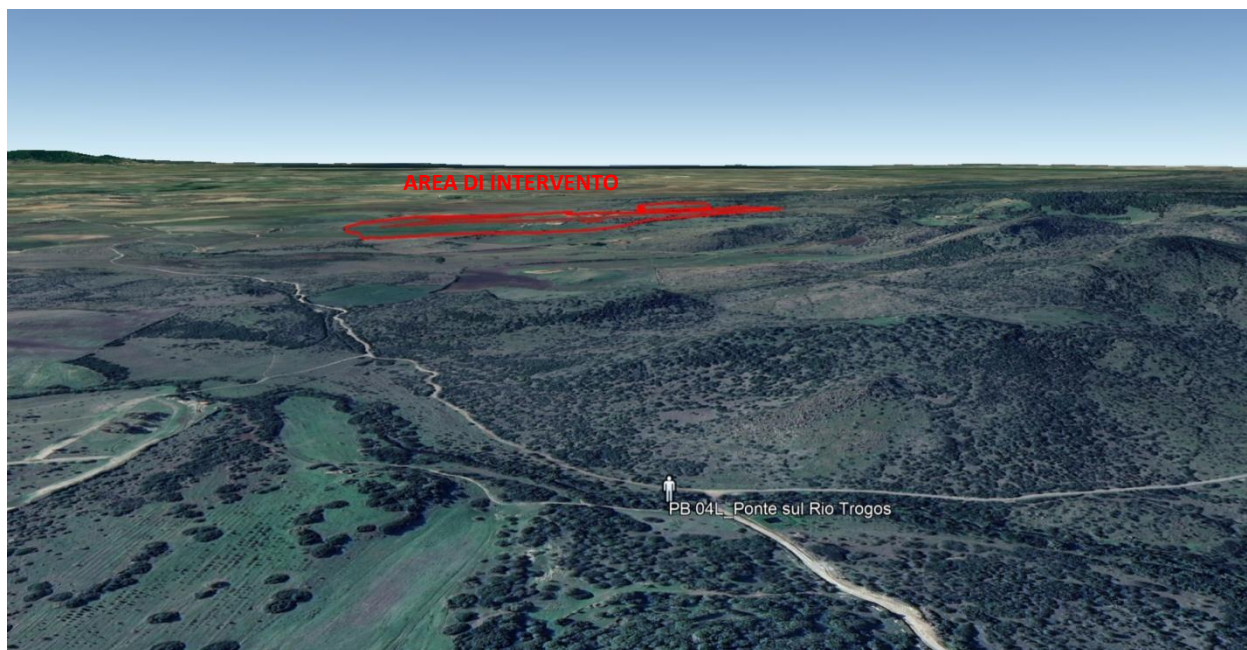


Figura 27: Posizione punto bersaglio PB 4L rispetto al sito di intervento (fonte Google Earth).



Figura 28: Vista da punto bersaglio 4L in direzione impianto AGV post-intervento.



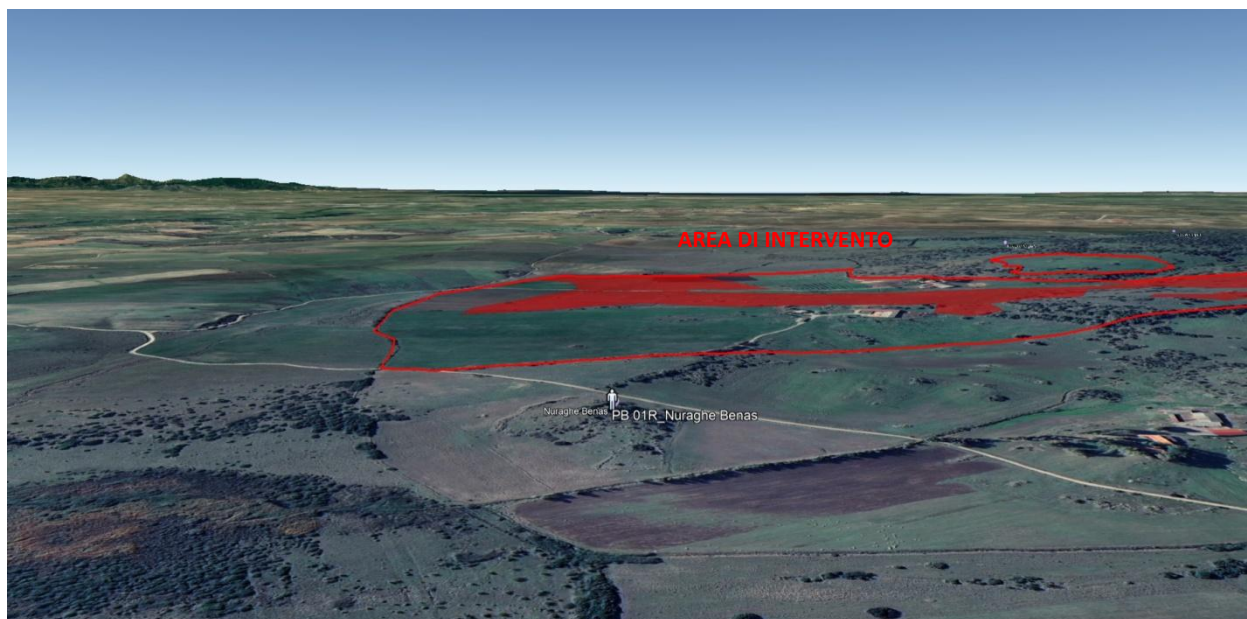


Figura 29: Posizione punto bersaglio PB 1R rispetto al sito di intervento (fonte Google Earth).



Figura 30: Vista da punto bersaglio 1R in direzione impianto AGV post-intervento.

## 5. CONCLUSIONI

Come evidenziato dagli studi e le simulazioni sopra descritti, si può affermare che in linea generale l'impianto proposto risulta scarsamente visibile sia dalle zone pianeggianti poste a breve-media distanza, sia da zone panoramiche, ritenute più sensibili. Inoltre, gli impianti rilevati nell'area vasta difficilmente potranno creare un effetto visivo cumulativo nell'osservatore che si potrebbe trovare nei punti bersaglio individuati.