

AGROFOTOVOLTAICO ARGENTONE

AGRICOLTURA 4.0

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA
COLLOCATO SU STRUTTURA DI IRRIGAZIONE A SERVIZIO DI IMPIANTO AGRICOLO DI
DI POTENZA IN GENERAZIONE PARI A 25,467 MW E POTENZA IMMESSA IN RETE
PARI A 25,001 MW, **DENOMINATO "AFV ARGENTONE AGRICOLTURA 4.0"**

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI
COMUNE di ORIA (Br)
opere connesse nel COMUNE DI ERCHIE (Br) contrada "Tre Torri"
Località ubicazione impianto AFV: Masseria Argentone - Oria (Br)

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU HOS2I51



Tav.: 34e	Titolo: STUDIO FATTIBILITA' AMBIENTALE SINTESI NON TECNICA	
Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
0	A4	HOS2I51_StudioFattibilitàAmbientale _34e

Progettazione:	Committente:
ENERWIND s.r.l. Via San Lorenzo 155 - cap 72023 MESAGNE (BR) P.IVA 02549880744 - REA BR-154453 - enerwind@pec.it	TRE TORRI ENERGIA s.r.l. Piazza del Grano n.3 - 39100 BOLZANO (BZ) p. iva 0305799214 - REA BZ 283988 tretorrienergia@legalmail.it
MSC innovative solutions s.r.l.s. Via Milizia n.55 - 73100 LECCE (ITALY) P.IVA 05030190754 - msc.innovativesolutions@pec.it	SOCIETA' DEL GRUPPO FRI-EL GREEN POWER S.p.A. Piazza della Rotonda, 2 - 00186 Roma (RM) - Italia Tel. +39 06 6880 4163 - Fax. +39 06 6821 2764 Email: Info@fri-el.it - P. IVA 01533770218
Ing. Santo Masilla iscritto all'Ordine Ing. di Brindisi al n.478	

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Aprile 2022	Prima emissione	M.S.C. S.r.l.s.	Santo Masilla	Tre Torri Energia S.r.l.

Sommario

1. Contesto normativo di riferimento	3
1.1 Principali norme comunitarie	3
1.2 Principali norme nazionali	3
1.3 Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti	4
2. Caratteristiche dell'area di impianto e descrizione del progetto	6
2.1 Inquadramento geografico dell'area	6
2.2 Ambiti e figure territoriali del PPTR	8
2.3 Area di impianto dei moduli fotovoltaici: descrizione, criticità, valor patrimoniali	13
Struttura idro-geo-morfologica	13
Struttura ecosistemica ambientale	13
Struttura antropica e storico culturale – Paesaggio rurale	16
Struttura antropica e storico culturale – Paesaggi urbani	18
Struttura percettiva	21
2.4 Descrizione generale dell'impianto	24
3. Soluzioni progettuali prese in esame	26
3.1 Alternativa zero	26
3.2 Alternative tecnologiche e localizzative	27
4. Analisi Costi Benefici	30
4.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE	30
4.2 Costi esterni	31
4.3 Benefici globali	33
4.4 Costi locali	37
5. Analisi Ambientale	39
5.1 Definizione dell'ambito territoriale in cui si manifestano gli impatti ambientali	39
5.2 Analisi degli impatti ambientali	39
5.2.1 Analisi preliminare - Scoping	40
5.2.2 Determinazione dei fattori di impatto	41
5.2.3 Schema di valutazione dell'impatto ambientale	43
5.2.1 Impatto su atmosfera e microclima	44
5.2.1 Impatto su suolo e sottosuolo	48
5.2.1 Impatto elettromagnetico	56
5.2.1 Rumore	58
5.2.2 Flora e vegetazione	60

5.2.1	Fauna e avifauna.....	61
5.2.1	Analisi del paesaggio ed impatto visivo.....	62
5.2.2	Sistema antropico.....	Errore. Il segnalibro non è definito.
5.3	Sintesi degli impatti e conclusioni.....	Errore. Il segnalibro non è definito.

1. Contesto normativo di riferimento

1.1 Principali norme comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CEE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

1.2 Principali norme nazionali

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R.12 aprile 1996.** Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.** Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16marzo1999 n. 79.** Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** (D.lgs 104/207) TU ambientale
- **D.lgs. 115/2008.** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili.** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.

- **SEN Novembre 2017.** Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell’Ambiente del 10 novembre 2017.
- Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC),

1.3 Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.**
- **Legge regionale n.31 del 21/10/2008**, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- **PPTR – Puglia Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia**
- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, “*Linee Guida per l’Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile*”, recante l’individuazione di aree e siti non idonei all’installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- **Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25-** Regolazione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili e s.m.i (DD 162/204, RR24/2012);
- **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29 -** Modifiche urgenti, ai sensi dell’art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38-** Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25
- **D.G.R. 2442/2018**, individua e localizza gli habitat e le specie animali e vegetali inserite negli allegati delle direttive 92/43CE e 9/147CE, presenti nel territorio della Regione Puglia.

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica, saranno realizzate in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste da TERNA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, *“Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*.

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale– PPTR Regione Puglia, con riferimenti anche al PUTT/P (Piano Urbanistico Territoriale Tematico “Paesaggio”) - Regione Puglia (sebbene non più in vigore);
- P.R.G. di Oria (BR);
- P.U.G. di Erchie (BR);
- PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell’Autorità di Bacino della Regione Puglia;
- Carta Idro geomorfologica Regione Puglia redatta da AdB;
- PTCP Provincia di Brindisi.

2. Caratteristiche dell'area di impianto e descrizione del progetto

2.1 Inquadramento geografico dell'area

Scopo del progetto è la realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza installata pari a 25.466,7 kW e potenza massima in c.a., indicata da Terna nella Soluzione Tecnica di Connessione, che può essere immessa nella RTN pari a 25,001 MW, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero:

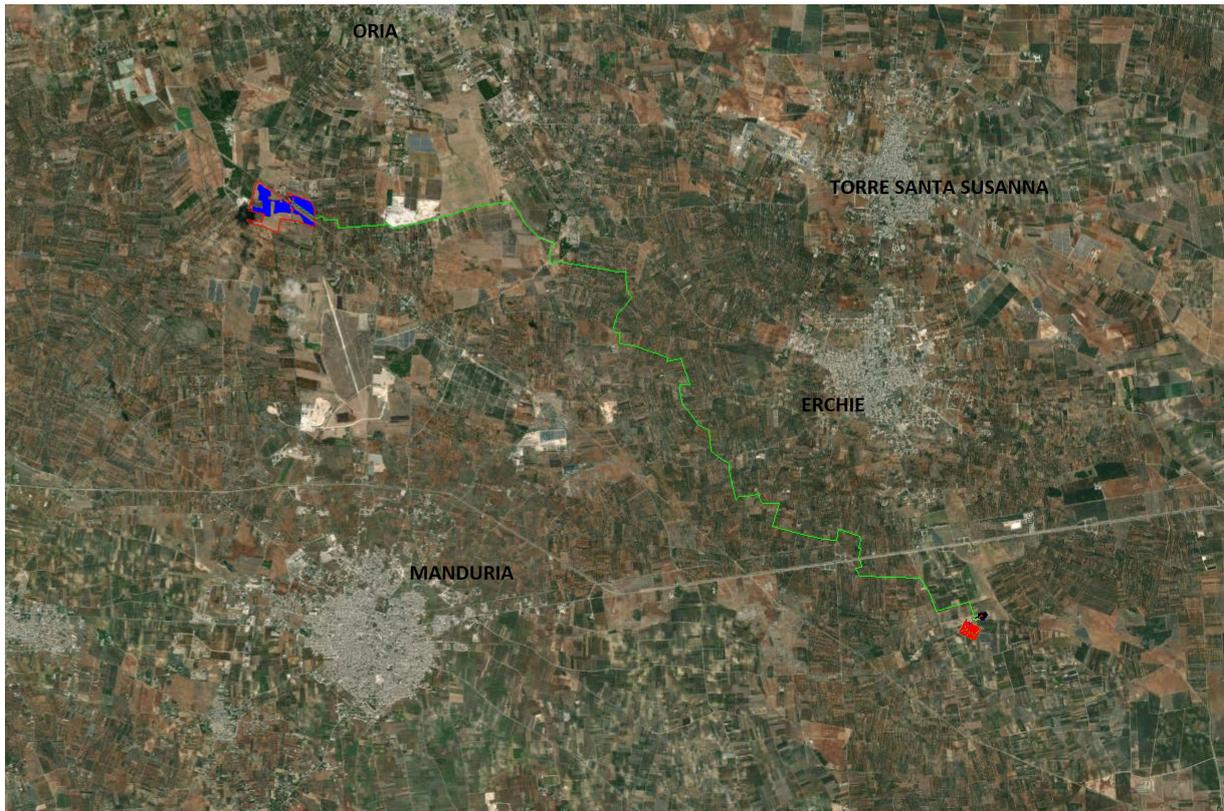
- 1) linee MT interne di collegamento tra le Cabine di Campo (CdC) in configurazione entra-esce;
- 2) linee MT in cavo interrato sino a una Cabina di Smistamento (CdS) ubicata all'interno dell'impianto, per la raccolta della potenza proveniente dalle Cabine di Campo;
- 3) linea MT in cavo interrato, dalla Cabina di Smistamento sino alla Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV, di nuova costruzione nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "Erchie".
- 4) Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV dove avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV) e la trasformazione di tensione (30/150 kV).

Si prevede che la consegna avvenga in antenna tramite connessione in cavo all'attigua SE Terna "Erchie", su uno stallo della sezione 150 kV, condiviso con altri produttori. La condivisione dello stallo della SE Terna sarà resa possibile dalla realizzazione di un sistema di sbarre AT 150 kV a cui saranno collegati altri due produttori (Avetrana Energia S.r.l. e altro produttore).

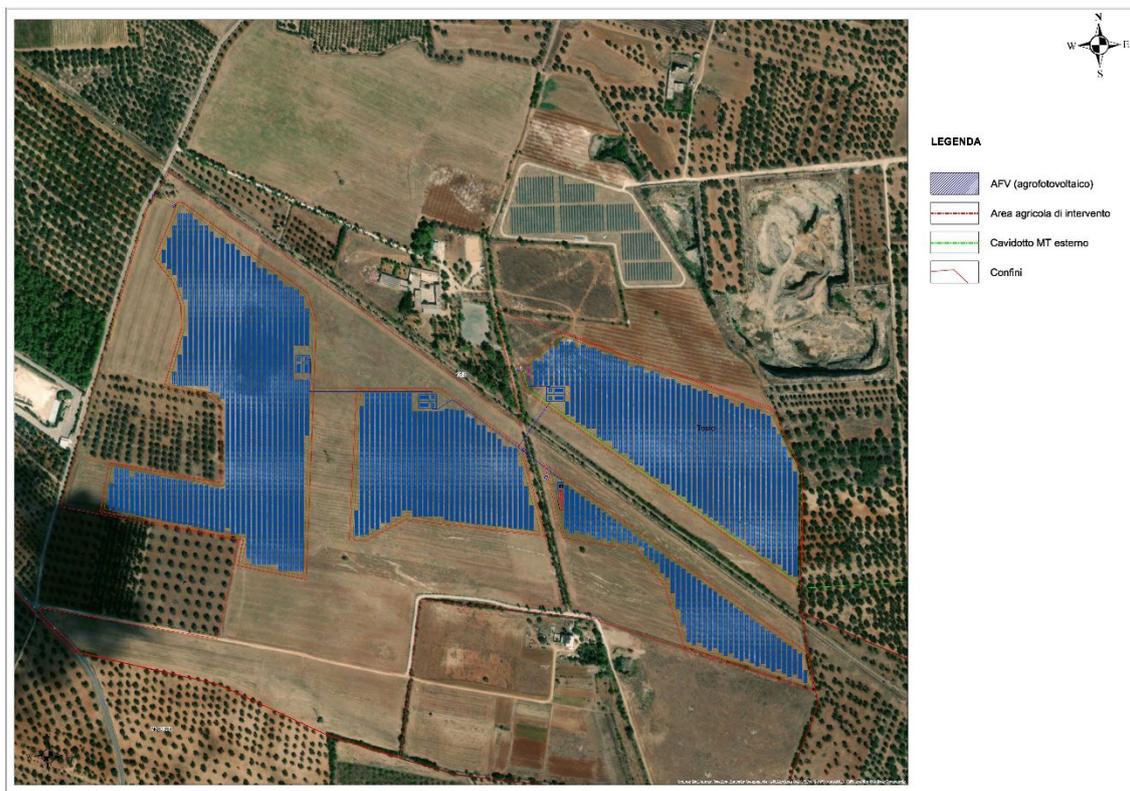
Il produttore Tre Torri Energia avrà lo stallo AT nell'ambito della stessa area di Avetrana Energia, mentre un altro produttore avrà a disposizione un'area dedicata, non facente parte del seguente progetto e iter autorizzativo. Ad ogni modo tutti e tre saranno collegati alle stesse sbarre AT.

Il progetto dell'impianto AGROfotovoltaico interessa un'Area Impianto Agrovoltaiico, sita nel Comune di Oria e Area Cabina Elettrica, sita nel Comune di Erchie, quest'ultima ubicata a circa 5 km a Sud dall'abitato di Erchie (BR), mentre l'area destinata ad agrovoltaiico dista dal Comune di Oria di circa 4,00 Km.

Il Cavidotto MT a 30 kV interesserà i Comuni di Oria (BR) e Erchie (BR) ed avrà una lunghezza complessiva di circa 20 km. La SSE Utente sarà ubicata in un sito adiacente un'area impianto fotovoltaico in progetto facente parte dello stesso produttore.



Inquadramento su ortofoto



Inquadramento su ortofoto



Inquadramento su ortofoto nuova SSE e SE Terna "Erchie"

2.2 Ambiti e figure territoriali del PPTR

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) ha individuato nel territorio pugliese 11 Ambiti di Paesaggio ciascuno caratterizzato da proprie peculiarità *in primis* fisico ambientali e poi storico culturali. In alcuni di questi Ambiti sono state individuate delle Unità Minime di Paesaggio o *Figure Territoriali*, in pratica dei *sotto Ambiti*, che individuano aree con caratteristiche omogenee da un punto di vista geomorfologico.

L'area interessata dal progetto del Parco Fotovoltaico ricade:

- a) *nell'Ambito di Paesaggio de "La campagna brindisina"* ; l'area SSE si trova a confine *nell'Ambito di Paesaggio* del *"Tavoliere salentino"*



Gli Ambiti di paesaggio individuati dal PPTR

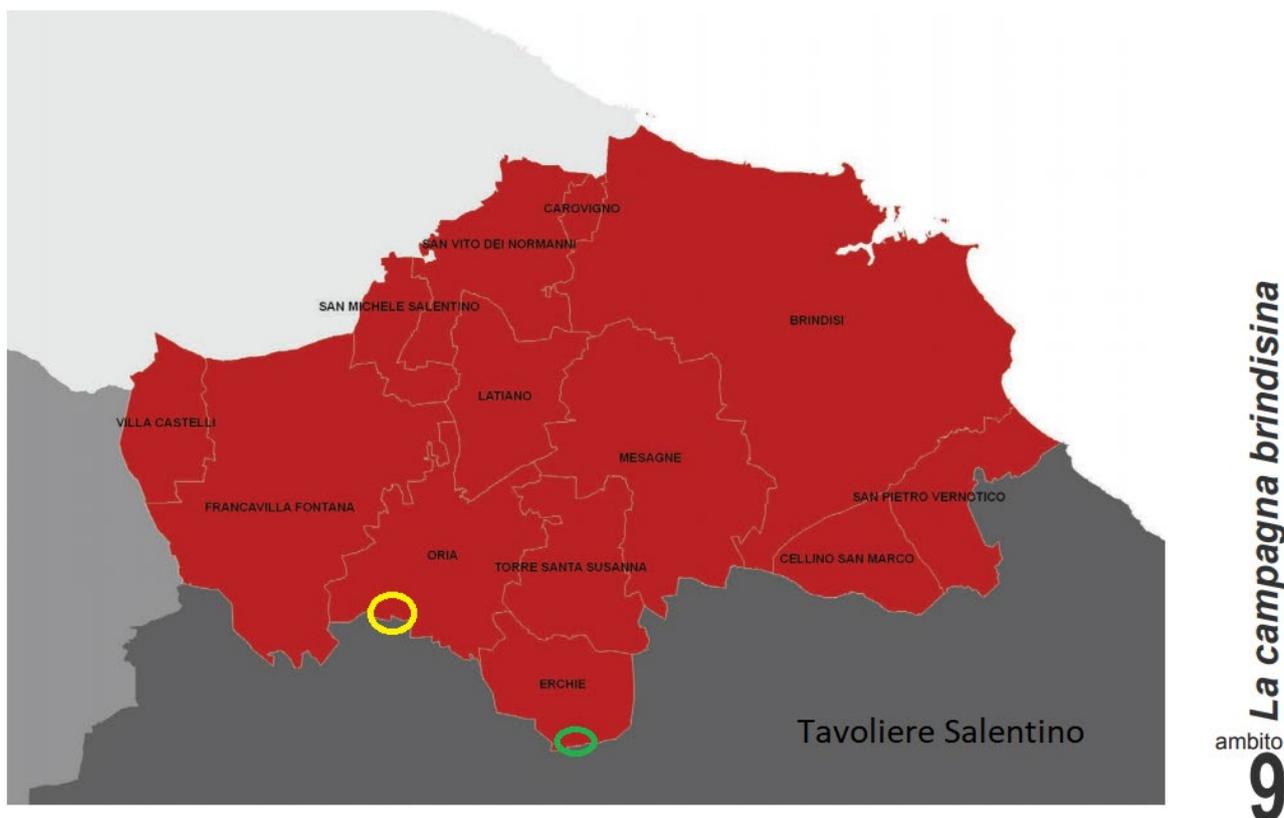
Ambito di paesaggio

Come già detto in precedenza, le aree di impianto si trovano a ridosso di due ambiti confinanti: *La campagna brindisina* e il *Tavoliere salentino*. Nello specifico, l'Area cabina della futura SSE, situate nell'ambito de *La campagna brindisina*, si trovano a Sud a confine con l'area de il *Tavoliere Salentino* e trattandosi di un territorio di transizione sub-pianeggiante tra il paesaggio dell'altopiano murgiano e quello della piana salentina, l'area di interesse relativa sia all'impianto agrofotovoltaico che alla cabina assume dunque caratteristiche appartenenti agli ambienti limitrofi e in questo caso quelle del *Tavoliere salentino*.

Così come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata *l'Ambito del Tavoliere Salentino*, questo interessa la parte nord della Provincia di Lecce, la parte sud-orientale della Provincia di Taranto, alcuni comuni a sud della Provincia di Brindisi (Torchiarolo, San Donaci, San Pancrazio), si estende dal Mar Adriatico al Mar Jonio e presenta le seguenti caratteristiche distintive che lo caratterizzano:

- 1) una morfologia pianeggiante con scarsa diffusione di pendenze significative;
- 2) una intensa antropizzazione agricola del territorio, con un terreno calcareo con rocce spesso affioranti e forme carsiche quali doline e inghiottitoi;
- 3) il tipico "mosaico" di uliveti, vigneti e seminativi separati dai muretti a secco che caratterizza gran parte delle aree dell'ambito;

- 4) aree costiere con cordoni di dune e aree umide a ridosso della costa;
- 5) bacini endoreici aventi come recapiti finali inghiottitoi che alimentano gli acquiferi sotterranei (falda profonda);
- 6) una rete di numerosi piccoli centri collegati fra loro da una fitta viabilità provinciale.



Ambiti in cui ricadono le due aree di impianto (in rosso) a confine con il Tavoliere Salentino

Area in giallo è l'area di interesse dell'impianto agrofotovoltaico mentre l'area in verde è la cabina elettrica di connessione limitrofe alla stazione elettrica esistente di Erchie (Br)

PIANA BRINDISINA	Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/superficie totale dell'ente locale (%)
Superficie totale	1.081,92	
Province:		
Brindisi	1.081,92	59%
Comuni:		
Brindisi	329,16	100%
Carovigno	7,15	6,77%
Cellino San Marco	37,45	100%
Erchie	44,11	100%
Francavilla Fontana	175,18	100%
Latiano	54,85	100%
Mesagne	122,42	100%
Oria	83,47	100%
San Michele Salentino	26,21	100%
San Pietro Vernotico	46,05	100%
San Vito dei Normanni	66,40	100%
Torre Santa Susanna	54,85	100%
Villa Castelli	34,63	100%

Comuni compresi nell'Ambito de La campagna brindisina – PPTR Puglia

PIANA BRINDISINA	Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/superficie totale dell'ente locale (%)
Superficie totale	1.081,92	
Province:		
Brindisi	1.081,92	59%
Comuni:		
Brindisi	329,16	100%
Carovigno	7,15	6,77%
Cellino San Marco	37,45	100%
Erchie	44,11	100%
Francavilla Fontana	175,18	100%
Latiano	54,85	100%
Mesagne	122,42	100%
Oria	83,47	100%
San Michele Salentino	26,21	100%
San Pietro Vernotico	46,05	100%
San Vito dei Normanni	66,40	100%
Torre Santa Susanna	54,85	100%
Villa Castelli	34,63	100%

Comuni compresi nell'Ambito del Tavoliere Salentino – PPTR Puglia

Figura Territoriale

Le opere in progetto (impianto fotovoltaico, propriamente detto, ed opere di connessione annesse) si collocano, oltre che in due ambiti confinanti, anche e di conseguenza in due figure territoriali diverse e confinanti: *La campagna brindisina* e *La terra dell'Arneo*.

Puglia grande (Arco Jonico 2° liv.)	8. Arco Jonico tarantino	8.1 L'anfiteatro e la piana tarantina 8.2 Il paesaggio delle gravine ioniche
Puglia grande (La piana brindisina 2° liv.)	9. La campagna brindisina	9.1 La campagna brindisina
Puglia grande (Piana di Lecce 2° liv.)	10. Tavoliere salentino	10.1 La campagna leccese del ristretto e il sistema di ville suburbane
		10.2 La terra dell'Arneo
		10.3 Il paesaggio costiero profondo da S. Cataldo agli Alimini
		10.4 La campagna a mosaico del Salento centrale
		10.5 Le Murge tarantine

Figure Territoriali de La campagna brindisina e del Tavoliere salentino – PPTR Puglia

Figura Territoriale – La campagna brindisina

La figura territoriale del brindisino coincide con l'ambito di riferimento, caso unico nell'articolazione in figure degli ambiti del PPTR. Non si tratta comunque di un paesaggio uniforme, ma dalla pianura costiera orticola si passa in modo graduale alle colture alberate dell'entroterra. La pianura costiera si organizza territorialmente attorno al capoluogo, l'unico porto importante collocato su questo tratto della costa regionale, in virtù della profonda insenatura naturale che lo ha protetto e ne ha consentito l'insediamento fin da epoche antiche: è infatti il terminale della via Appia Antica. Dal punto di vista geomorfologico, la pianura si presenta come un uniforme bassopiano compreso tra i rialzi terrazzati delle Murge a nord-ovest e le deboli alture del Salento settentrionale a sud. È caratterizzata dalla quasi totale assenza di pendenze e di forme morfologiche significative.

Figura Territoriale – La terra dell'Arneo

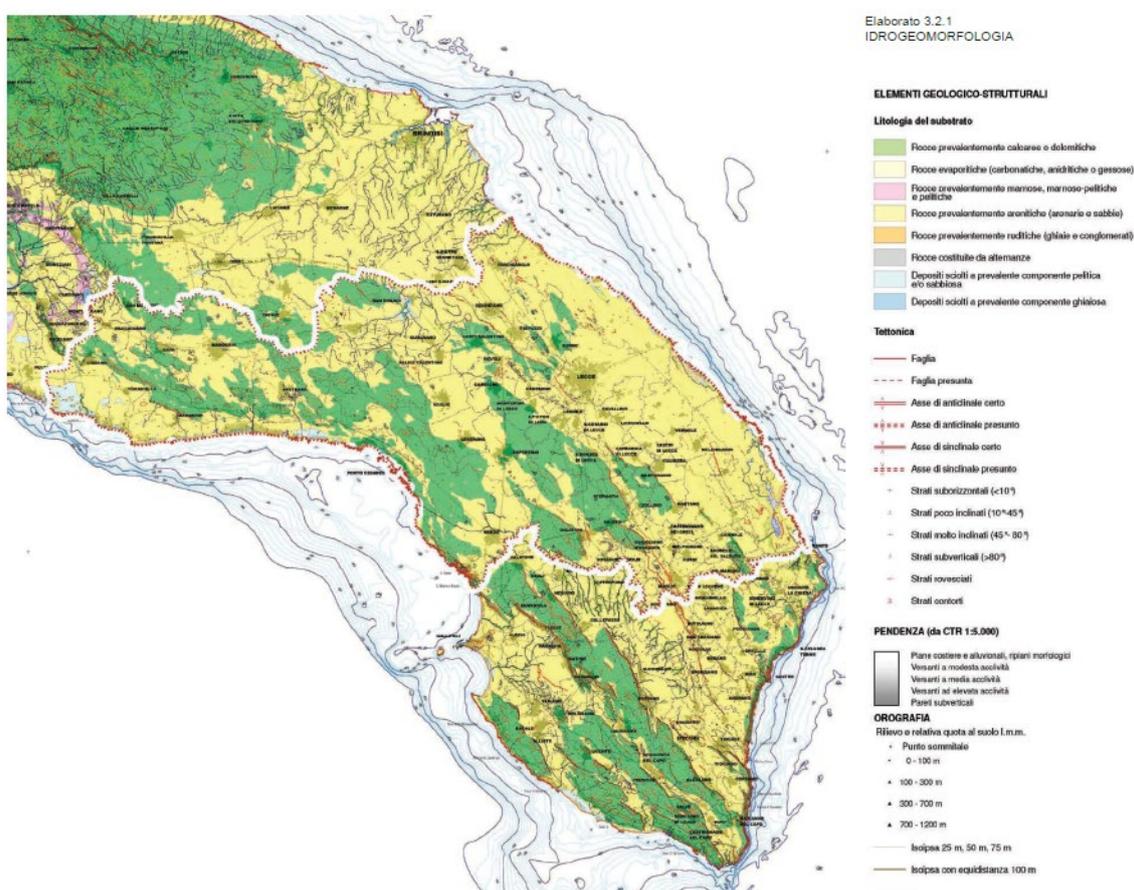
La *Figura Territoriale La Terra dell'Arneo* è una parte della penisola salentina che si estende lungo la costa ionica da San Pietro in Bevagna (a nord), fino a Torre Inserraglio (a sud) e nell'entroterra interessa i comuni di Manduria (TA), Avetrana TA), San Pancrazio Salentino (BR), San Donaci (BR), Guagnano (LE), Salice Salentino (LE), Veglie (LE), Leverano (LE), Copertino (LE). Prende in nome di *Arneo* dal nome di un antico casale di epoca normanna a nord ovest di Torre Lapillo. Si tratta di una piana compresa tra le Murge Tarantine a NO e le Serre Salentine a SE.

2.3 Area di impianto dei moduli fotovoltaici: descrizione, criticità, valor patrimoniali

Struttura idro-geo-morfologica

Descrizione. Valori Patrimoniali. Le specifiche tipologie idro-geo-morfologiche della Figura Territoriale Terra dell'Arneo sono legate ai caratteri idrografici superficiali originate dai processi di modellamento fluviale (in particolare ripe di erosione fluviale) e ai fenomeni carsici (doline, vore, inghiottitoi e grotte).

Criticità. Le criticità rispetto alla struttura idro-geo-morfologica dell'area sono legate all'occupazione antropica generata da abitazioni, infrastrutture, impianti, aree a destinazione turistica, le quali contribuiscono a frammentare la continuità morfologica soprattutto nel caso in cui vadano ad interferire con strutture quali corsi d'acqua superficiali, doline, orli morfologici.



Elementi geologico-strutturali

Struttura ecosistemica ambientale

Descrizione. La *Figura Territoriale*, così come tutto l'*Ambito* è caratterizzato da una bassa altitudine (50-60 m s.l.m. nelle aree più interne), che ha favorito l'elevata antropizzazione agricola del territorio tranne che per un sistema frammentato di aree di naturalità costituito da area a macchia, piccoli boschi. Solo lungo la costa

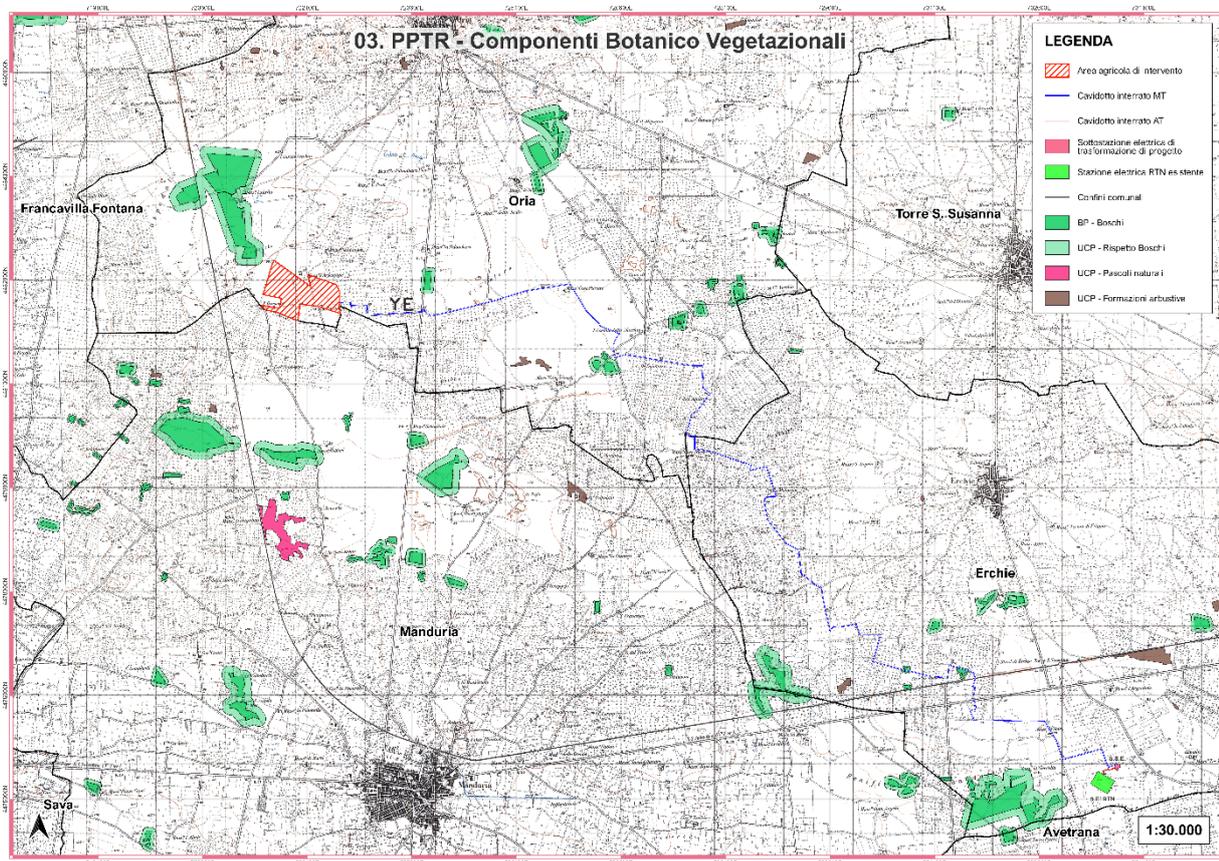
troviamo aree naturali più estese (zone umide, macchie e boschi), peraltro anche queste interrotte da numerosi insediamenti urbani sia compatti che diffusi. Residuali punti di naturalità li ritroviamo anche lungo i muretti a secco ove spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa.

Valori Patrimoniali. I valori patrimoniali eco sistemico ambientali sono rappresentati nella *Figura Territoriale* quasi esclusivamente dalle aree umide costiere, caratterizzate da elevata biodiversità e dalla presenza di habitat di interesse comunitario essenziali per lo svernamento e la migrazione di varie specie di uccelli. Queste aree, tutte protette, sono anch'esse molto frammentate per la presenza di aree urbanizzate. Sono presenti in particolare:

- area protetta regionale *Palude del Conte e duna costiera* (L.R. 5/2006) a 20,0 km
- area protetta regionale *Riserve del Litorale Tarantino Orientale* (L.R. 24/2002) a 19 km
- area protetta regionale *Boschi di Santa Teresa e dei Lucci* (L.R. 19/1997) a 38,6 km
- area marina protetta statale *Porto Cesareo* a 30,0 km
- SIC IT9130001 Torre Colimena a 20 km
- SIC IT9130003 Duna di Campomarino a 18 km
- SIC IT9140004 Bosco i Lucci a 35,4 km
- SIC IT9140006 Bosco di Santa Teresa a 35 km
- SIC IT9140007 Bosco Curtipetrizzi a 25 km
- SIC IT9150007 Torre Uluzzo a 35 km
- SIC IT9150013 Palude del Capitano a 35 km
- SIC IT9150024 Torre Inserraglio a 36 km
- SIC IT9150028 Porto Cesareo a 30 km
- SIC IT9150027 Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto a 20 km
- SIC IT 9150031 Masseria Zanzara a 35 km

Molte di queste aree, benché facenti parte della *Figura Territoriale Terra di Arneo* in realtà sono molto distanti dal sito dell'impianto fotovoltaico. È evidente, pertanto, che la distanza preclude, qualsiasi tipo di interferenza con l'opera in progetto.

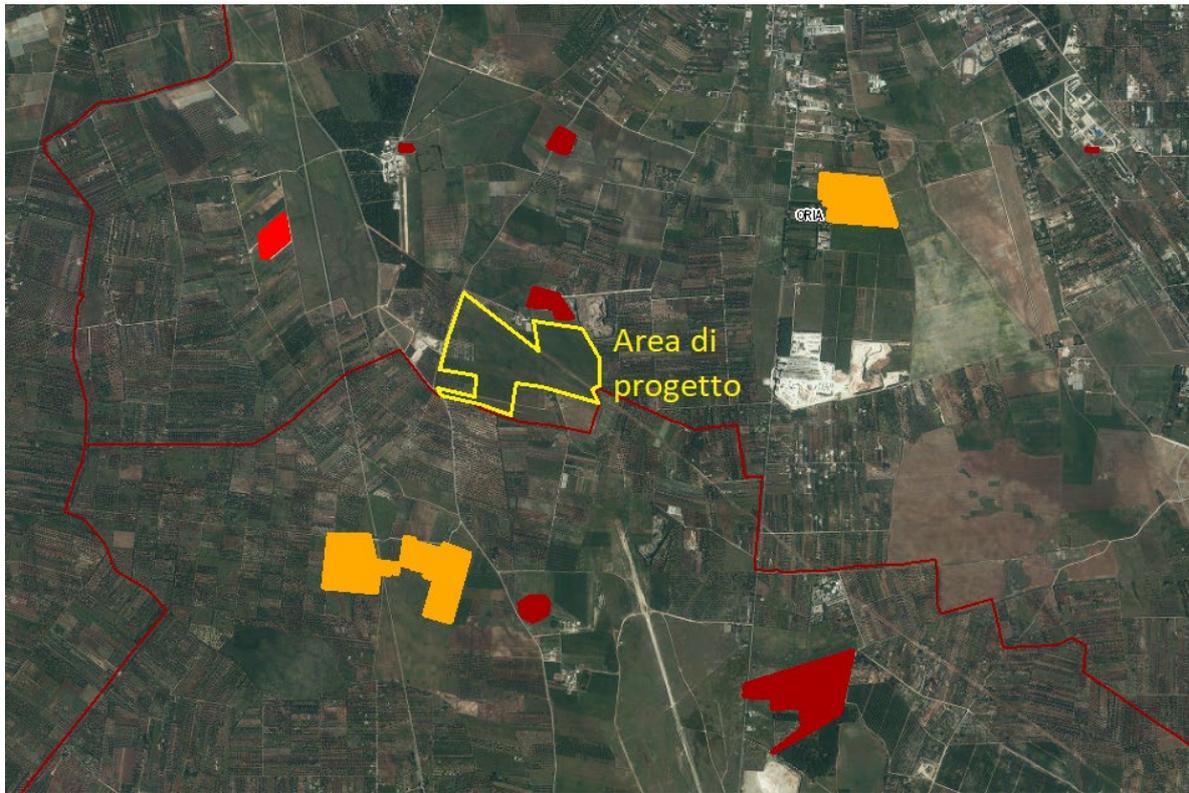
Altri sistemi di naturalità nella *Figura Territoriale* sono rappresentati da zone a macchia di tipo relittuale, presenti anche in prossimità dell'area di intervento prevista per l'impianto fotovoltaico in progetto.



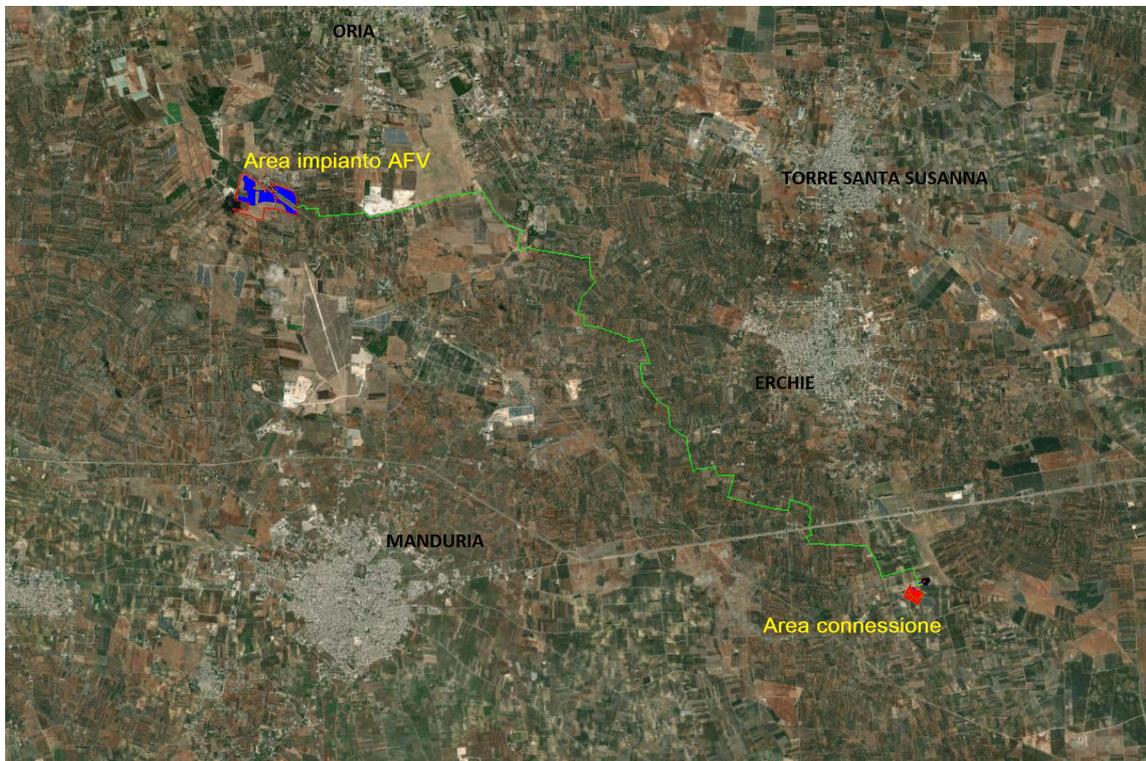
Perimetrazione del PPTR della macchia steppica e relativo buffer

Infatti, l'Area impianto agrovoltaiico è ubicata al limite della fascia di rispetto (buffer) di una zona a macchia boschina, pur rimanendone totalmente fuori.

Criticità. La criticità principale per i valori eco sistemico ambientali è rappresentata dalla pressione residenziale turistico ricettiva lungo la costa sulle aree naturali sia in termini di loro trasformazione paesaggistica sia in termini di pressione sugli: ecosistemi. Di misura minore la pressione sui residuali pascoli rocciosi e zone a macchia, per antropizzazione agricola o infrastrutturale.



Ubicazione area impianto – Fig.1



Ubicazione area impianto – Fig.2

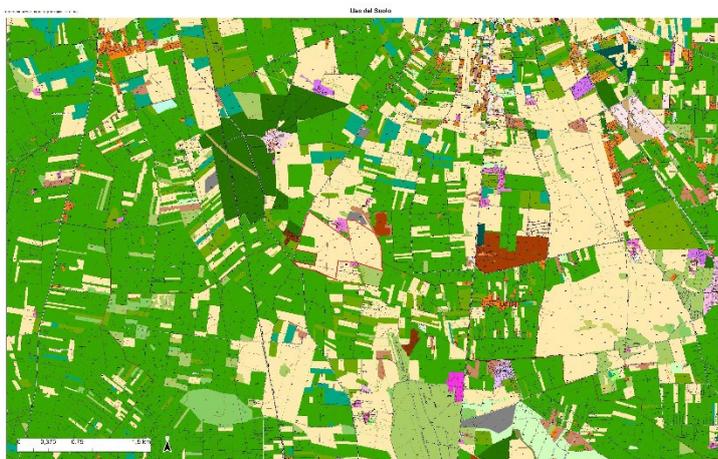
Struttura antropica e storico culturale – Paesaggio rurale

Descrizione. La coltura del vigneto caratterizza il territorio e quindi il paesaggio agricolo della parte della *Figura Territoriale* di interesse ed in particolare la campagna intorno ai centri abitati di Manduria, Oria, Erchie, San Pancrazio, Guagnano, Salice, Veglie, Avetrana. Vigneti che si alternano ad uliveti ed in misura minore ad aree a seminativo, aree una volta coltivate a tabacco o barbabietola da zucchero e non convertite in uliveti e vigneti. Le aree con diverso utilizzo agricolo sono spesso separate tra loro dai muretti a secco a costituire il tipico “mosaico” della campagna salentina.

Concentrando l’esame all’area interessata dall’impianto in progetto, è stata individuata l’Area di Interesse (o di Studio), 3,0 km dal perimetro dell’impianto.

In particolare nell’Area di Interesse, troviamo in prevalenza uliveti e vigneti mentre in misura inferiore seminativi.

Di seguito la planimetria con l’uso del suolo.

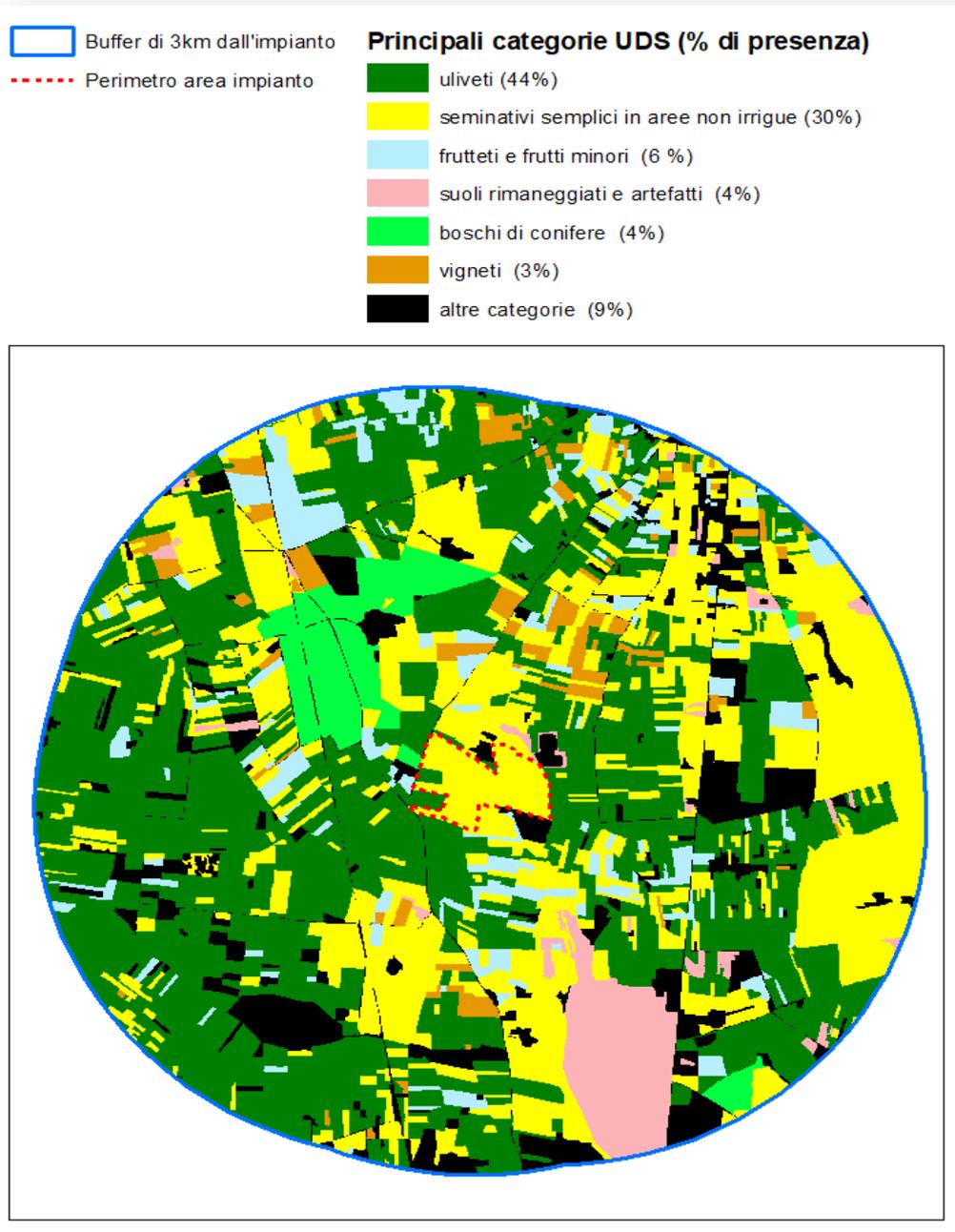


2.1.1 Seminativi in aree non irrigue	
	2.1.1.1 Seminativi semplici in aree non irrigue
	2.1.1.2 Colture orticole in pieno campo, in serra e sotto plastica in aree non irrigue
2.1.2 Seminativi in aree irrigue	
	2.1.2.1 Seminativi semplici in aree irrigue
	2.1.2.3 Colture orticole in pieno campo, in serra e sotto plastica in aree irrigue
2.2.1 Vigneti	
	
2.2.2 Frutteti e frutti minori	
	
2.2.3 Oliveti	
	
2.2.4 Altre colture permanenti	
	

Valori Patrimoniali. Il paesaggio della monocoltura dell’uliveto è l’elemento caratterizzante del paesaggio agrario salentino che si alterna spesso, come nell’area in esame, a quella del vigneto di eccellenza.

Criticità. Il maggiore aspetto di criticità è rappresentato dall’espansione urbana non solo intorno ai centri abitati ma soprattutto da interventi edilizi episodici a bassa densità che rischiano di trasformare paesaggi rurali in paesaggi periurbani. Ovviamente anche parchi eolici e fotovoltaici contribuiscono a consumare territorio agricolo.

Per quanto attiene alla valenza ecologica degli spazi rurali la matrice agricola ha pochi e limitati elementi residui di naturalità rappresentati da frammentati residui di aree naturali e ecosistemi, anch'essi spesso molto frammentati lungo i muretti, rappresentati per lo più da siepi di macchia mediterranea.



Struttura antropica e storico culturale – Paesaggi urbani

Descrizione. L'area in studio rientra nel territorio agrario delimitato a nord – est dai centri di seconda corona di Lecce e Taranto a sud-ovest dal mare Ionio, in cui al paesaggio del vigneto e dell'uliveto si alternano aree

brulle sporadicamente interessate da zone a macchia mediterranea. La Via Salentina da Nardò ad Avetrana divide tale area agricola con l'area costiera che come detto si caratterizza per aree di naturalità (in gran parte protette) intervallate con zone urbane tipiche di un processo di dispersione insediativa fatto di seconde case e insediamenti turistici. Il fenomeno della dispersione insediativa rimane un fenomeno tipicamente costiero ed in misura minore peri urbano, poco interessando le aree agricole.

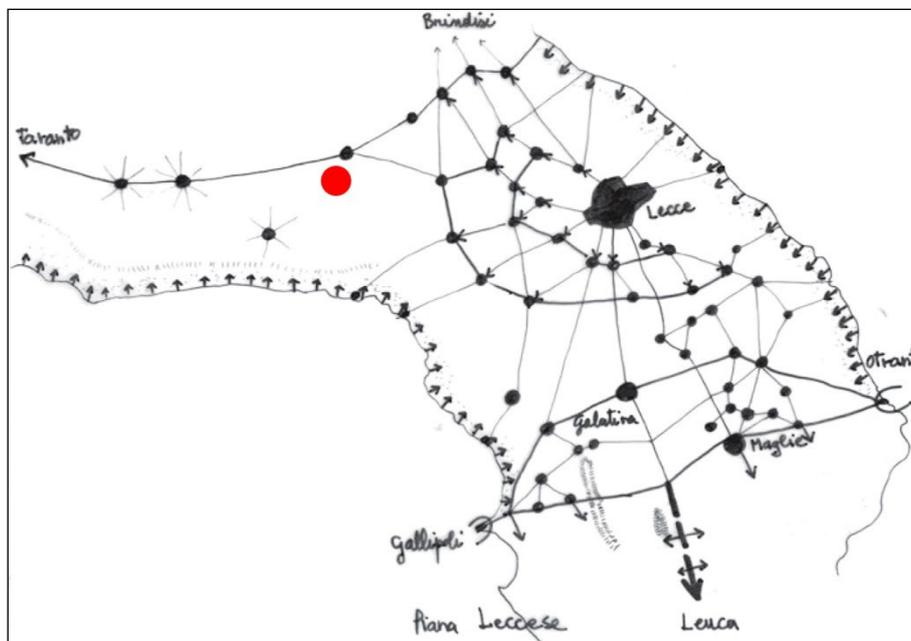
Valori Patrimoniali. Il sistema insediativo è costituito dai centri di media grandezza di Francavilla Fontana, Oria, Manduria, Erchie, Guagnano, Salice, San Pancrazio, Veglie, San Donaci, Leverano e Copertino che si sono sviluppati in posizione arretrata rispetto alla costa, in corrispondenza delle aree più fertili e della ricca falda superficiale, a corona (prima e seconda Corona) del Capoluogo leccese ad est del quale gravitano e a cui sono collegati da una fitta rete viaria. E' evidente, pertanto, che questa struttura insediativa deriva dai fattori idro- geomorfologici. A ciò si aggiunge che le zone paludose e malariche lungo alla costa non sono state abitabili sino ai primi del novecento, solo nel secondo dopoguerra, a seguito del completamento delle bonifiche è stato possibile uno sviluppo insediativo anche in queste aree, con la contestuale realizzazione di una rete viaria tra interno e costa nel tipico orientamento est- ovest.

La Terra dell'Arneo era attraversata anticamente dalla via *Salentina*, un importante asse viario che collegava Taranto a Santa Maria di Leuca, lungo il versante ionico, attraversando gli importanti centri di Manduria e Nardò. All'interno della Figura sono pertanto presenti due sistemi insediativi uno lineare nelle direttrici Taranto – Leuca, che interessa i grandi centri insediativi di Manduria, Nardò e Porto Cesareo, uno a corona costituito dai centri di medio rango gravitanti su Lecce e dalla raggiera di strade convergenti nel Capoluogo. A questo sistema insediativo si sovrappone il sistema più minuto di masserie, ville, torri costiere che qualificano e caratterizzano il paesaggio agrario. Sempre da un punto di vista insediativo di particolare interesse risulta il paesaggio delle ville storiche delle Cenate, caratterizzato da un singolare accentramento di architetture rurali diffuse in due differenti fasi di sviluppo: agli inizi del Settecento e la fine dell'Ottocento. Sebbene come detto di interesse storico e paesaggistico l'area è molto distante (oltre 30 km) dall'area dell'impianto in progetto al quale rimane pertanto del tutto estranea.

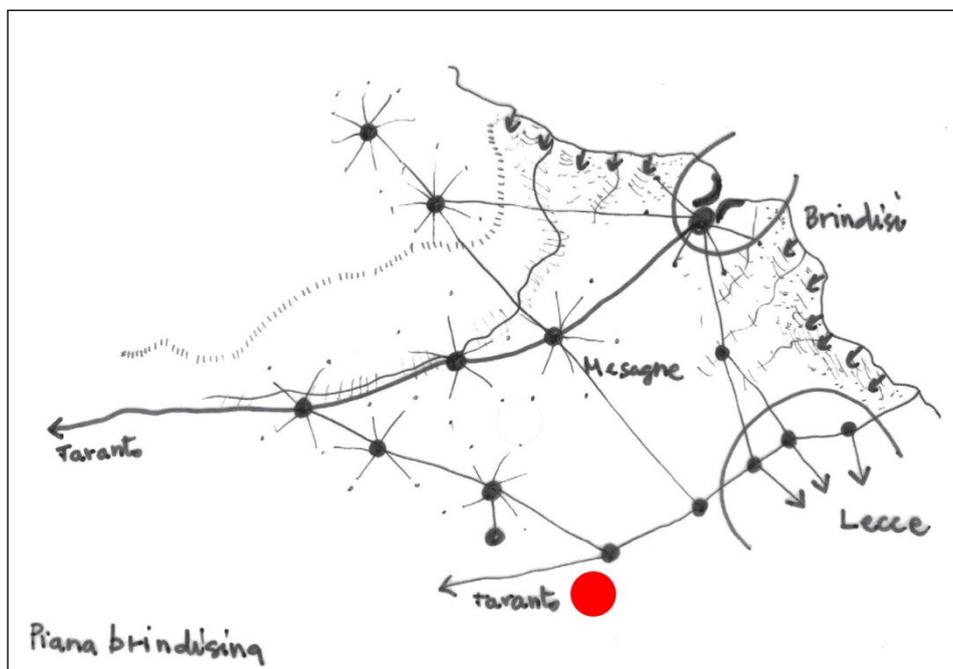
Criticità. Le criticità sono rappresentate essenzialmente dall'incontrollato sviluppo urbano dell'area costiera che ha portato tra l'altro a prelievi della falda a causa della carenza infrastrutturale. Altre criticità sono rappresentate da:

- la riconoscibilità della struttura morfotipologica della "seconda corona" di Lecce, da ottenersi tutelando la disposizione reticolare.
- la riconoscibilità della struttura lineare dal sistema lineare della via Salentina in particolare nel tratto tra Porto Cesareo – Avetrana – Nardò;

- la struttura insediativa delle masserie e torri costiere
- il paesaggio delle ville storiche delle Cenate



Prima e seconda corona intorno a Lecce e posizione dell'area di Intervento (pallino rosso)



La Via Sallentina e posizione dell'area di Intervento (pallino rosso)

Struttura percettiva

Descrizione. L'area si presenta oggi come fortemente antropizzata. La costa un tempo paludosa e malarica a seguito delle bonifiche iniziate in epoca giolittiana, proseguite nel periodo fascista e terminate negli anni 50, oggi presenta i caratteri tipici dell'aree turistiche marine: villaggi turistici, stabilimenti balneari, ville e seconde case per le vacanze, che molto spesso costituiscono fronti edilizi comuni. Nonostante l'elevato grado di antropizzazione alcuni tratti di costa sono ancora caratterizzati dalla sequenza *spiaggia- cordone dunare ricoperto da macchia o pineta – area umida retrodunare*. Queste aree con un elevato valore ecologico sono oggi protette. Altro aspetto paesaggistico lungo il litorale è la presenza delle torri costiere, una volta collegate con le masserie fortificate dell'entroterra, oggi molto spesso "inglobate" nei centri residenziali lungo la costa.

L'entroterra è caratterizzato da una rarefazione del sistema insediativo ed è caratterizzato da una elevata antropizzazione agricola che confina gli ambiti di naturalità a piccoli e parcellizzate zone a macchia. Il risultato di questa antica antropizzazione agricola è stata la graduale sostituzione dei pascoli e delle foreste di lecceti con uliveti, vigneti, e seminativi, disposti in modo non preordinato a formare un variegato mosaico (campagna a mosaico), correlato e completato da altri segni di antropizzazione quali: masserie (spesso fortificate) muretti a secco (per la limitazione dei fondi), pozzi e cisterne (per l'approvvigionamento idrico).

La coltura del vigneto ha caratteri di prevalenza nei territori interni intorno ai centri di Guagnano, Salice, Veglie, San Donaci, San Pancrazio, Leverano e Copertino dove si producono diverse qualità di vino pregiato (Salice, Negroamaro, Primitivo), inoltre la produzione del vino caratterizza anche i centri abitati, dove sorgono stabilimenti vinicoli e antichi palmenti in alcuni casi di notevoli dimensioni.

Nell'immediato intorno dell'impianto fotovoltaico in progetto, nel Comune di Erchie è presente un parco eolico in esercizio costituito da 15 aerogeneratori tripala di potenza nominale pari a 2 MW, montati su torri tubolari in acciaio di altezza pari a 80 m, ed aventi rotore con diametro di 90 m.

Valori patrimoniali. I valori visivo – percettivi dell'ambito sono rappresentati dai luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio (punti e strade panoramiche e paesaggistiche) e dai grandi scenari e dai principali riferimenti visuali che lo caratterizzano.

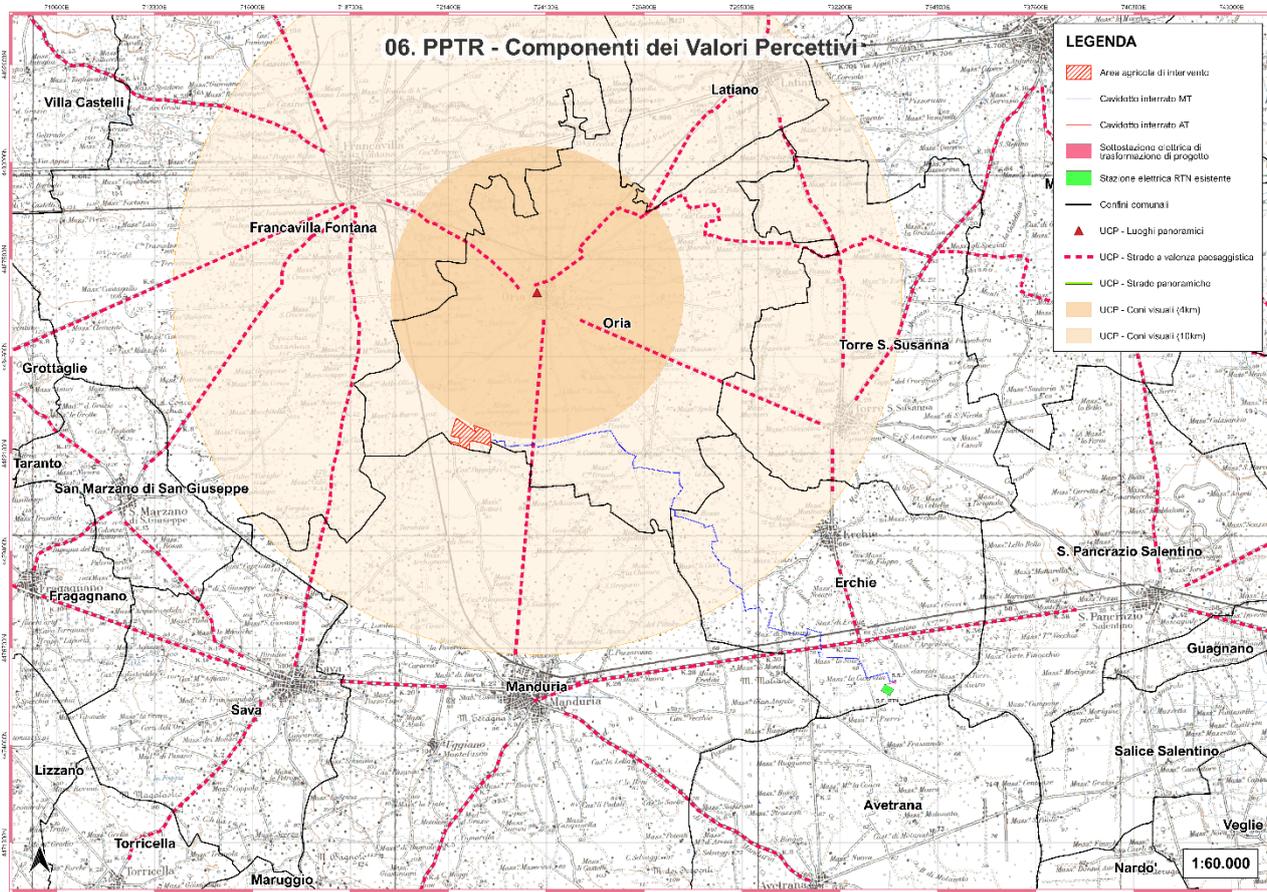
In particolare nell'intorno di 3 km dalle aree di impianto abbiamo i seguenti luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio.

Area impianto

Coni visuali panoramiche di rilevante valore paesaggistico

Centro storico di Oria – Castello di Oria a 4 Km

Un potenziale punto visivo panoramico è il centro storico di Oria, luogo panoramico di rilevante valore paesaggistico, intorno al quale il PPTR perimetra un *cono visivo* di salvaguardia, *cono visivo* a cui l'impianto cabina è interno all'area oltre i 4 Km ma non visibile.



PPTR – Componenti valori percettivi

Strade a valenza paesaggistica

- La SP 57 che collega Manduria a Oria;
- La SP 53 che collega Sava a Francavilla Fontana.

Principali fulcri visivi antropici

All'interno del raggio di 3 km dall'impianto agrofotovoltaico non abbiamo nessun centro abitato. I più vicini sono:

- Oria (BR) – 4 km ;
- Erchie /BR) – 8,7 Km
- Torre S.Susanna 8,8 Km

- Manduria (BR) – 5,8 km;
- Sava (TA) – 7,8 km.

Area Cabina

Strade a valenza paesaggistica

- La SS 7ter (strada dei vigneti) nel tratto che collega Manduria a San Pancrazio;
- La SP 64 dalla SS7 ter verso il centro abitato di Erchie.

Strade panoramiche

All'interno del raggio di 3 km dall'impianto non abbiamo nessuna strada panoramica. La più vicina all'impianto è la SP 122 e dista circa 11 km.

Principali fulcri visivi antropici

All'interno del raggio di 3 km dall'impianto cabina non abbiamo nessun centro abitato. I più vicini sono:

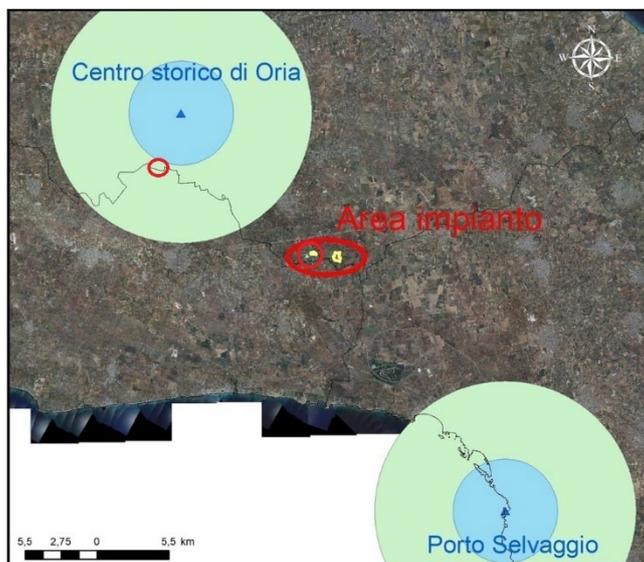
- Erchie (BR) – 3,1 km ;
- San Pancrazio Salentino (BR) – 3,5 km;
- Avetrana (TA) – 5,0 km.

Torri costiere

La più vicina è Torre Colimena, comunque ubicate a circa 20 km dall'area di impianto e quindi ben oltre al di fuori dell'area di interesse e 11 Km dall'area cabina.

Altri potenziali punti visivi panoramici dalla cabina ubicata in Erchie (Br)

Un altro potenziale punto visivo panoramico è il centro storico di Oria, luogo panoramico di rilevante valore paesaggistico, intorno al quale il PPTR perimetra un *cono visivo* di salvaguardia, *cono visivo* a cui l'impianto cabina è esterno, vista la notevole distanza di circa 14,5 km, tra area cabina e centro di Oria.



Coni visuali e area impianto fotovoltaico

Criticità. Le criticità della struttura percettiva nell'area in esame sono rappresentate:

- 1) Dispersione insediativa lungo la costa, ovvero la presenza di tessuti urbani non pianificati, caratterizzati da tipologie di scarsa qualità edilizia in corrispondenza di aree costiere anche di valenza naturale e paesaggistica (dune, zone umide, zone a macchia);
- 2) Presenza di un parco eolico nell'area nel comune limitrofo di Erchie;
- 3) Visuali panoramiche di rilevante valore paesaggistico;
- 4) Strade e ferrovie dalle quali è possibile percepire visuali significative di Ambito;
- 5) Assi storici di accesso alle città e rispettive visuali verso le porte urbane.

2.4 Descrizione generale dell'impianto

I principali componenti dell'impianto sono:

- I moduli fotovoltaici, installati su strutture di PERTINENZA di sostegno in acciaio di tipo mobile che fungono sia da inseguitori solari che da impianto di irrigazione rotante per l'impianto super intensivo di uliveto, con relativi motori elettrici per la movimentazione, oltre ad essere di supporto a sensori ottici e fotocellule per la guida automatica della scavallatrice elettrica e mappatura cromatica delle piante per rilevarne la possibilità di raccolta e relativi trattamenti biologici. L'impianto è progettato per essere definito in Agricoltura 4.0. Le strutture saranno ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno; i pannelli fotovoltaici sono ubicati in altezza e non a terra

ad un'altezza di circa 4,20 m, la loro inclinazione determina un punto di minima distanza dal suolo non inferiore a 2,4 m; non sono previsti scavi ad ampia superficie.

- I cabinati (Shelter) pre-assemblati in stabilimento dal fornitore e contenuti il gruppo conversione / trasformazione;
- Le Cabine di Campo (CdC) contenenti i Quadri BT ed MT;
- la Cabina di Smistamento, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico;
- Il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 20 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto AGROfotovoltaico (raccolta nella CdS) verso la SSE 30/150 kV;
- La nuova Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Erchie", tramite cavo interrato AT.



Tipologia Impianto Agrovoltaico – Tracker h= 4,2 m dal piano di campagna

L'energia elettrica prodotta ad una tensione che può andare dai 500 V agli 800 V in c.c. dai generatori fotovoltaici (moduli) viene prima raccolta nei Quadri di Parallelo stringhe posizionati in campo in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli e quindi convogliata presso i gruppi di conversione/trasformazione (Shelter), all'interno dei quali avviene la conversione della corrente da c.c. a c.a. (per mezzo di inverter centralizzati la cui taglia effettiva verrà definita in fase esecutiva) e l'innalzamento di tensione a 30 kV (per

mezzo di un trasformatore MT/BT facente parte sempre dello stesso shelter e quindi di taglia idonea agli inverter installati). Da qui, l'energia sarà trasportata verso la più vicina Cabina di Campo.

Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella Cabina di Smistamento (CdS), posizionata all'interno dell'Area di impianto e poi immessa, in cavo interrato sempre a 30 kV della lunghezza di circa 20 km, nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Erchie".

Il progetto dell'impianto AGROfotovoltaico interessa due aree:

Area sita nel Comune di Oria per impianto agrovoltaiico e

Area cabina costituita da una piccola superficie di circa 4.233 m², nel Comune di Erchie (Br)

Il Cavidotto MT a 30 kV interesserà i Comuni di Erchie (BR) e Oria (BR) ed avrà una lunghezza complessiva di circa 20 km. La SSE Utente sarà ubicata in un'area agricola del Comune di Erchie.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (38.010), alla loro potenza unitaria (670 Wp) ed all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVGIS, si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **44,945 GWh/anno** (25.466,7 kWp x 1.764,86 kWh/kWp ≈ 44.900 MWh/anno).

3. Soluzioni progettuali prese in esame

3.1 Alternativa zero

L'opzione zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del Progetto.

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile unitamente alla produzione agricola di olio EVO di alta qualità, coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali il fotovoltaico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi. La produzione di olio EVO biologico prodotto con energia rinnovabile assume un'importanza strategica nell'ambito dell'inserimento commerciale di un prodotto alimentare; la promozione di un prodotto made in Italy assume così un aspetto etico e sostenibile e innovativo.

- Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla *Strategia Energetica Nazionale 2017* il cui documento, è stato approvato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente con Decreto del 10 novembre 2017, e che prevede, la de-carbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termo elettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, segnando tra gli obiettivi prioritari un ulteriore incremento di produzione da fonte rinnovabile;
- Delocalizzazione nella produzione di energia, con conseguente diminuzione dei costi di trasporto sulle reti elettriche di alta tensione;
- Riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri;
- Ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini fiscali, occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto;
- Possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco fotovoltaico nella fase di esercizio.

Inoltre, la tipologia di strutture di sostegno dei moduli, inseguitori monoassiali, proposti in progetto, permette di sfruttare al meglio la risorsa sole, così da rendere produttivo l'investimento.

Rinunciare alla realizzazione dell'impianto (opzione zero), significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità sia a livello locale sia a livello nazionale e sovra-nazionale sopra elencati. Significherebbe non sfruttare la risorsa sole a fronte di un impatto (soprattutto quello visivo – paesaggistico) non trascurabile, ma comunque accettabile e soprattutto completamente reversibile.

3.2 Alternative tecnologiche e localizzative

Alternativa tecnologica – utilizzo di impianto a biomassa

In linea generale, per Biomassa si intende la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti da organismi viventi (vegetali o animali) e destinati a fini energetici. Sono da escludere tra le biomasse, i combustibili fossili (carbone, petrolio, gas naturale) e i loro derivati, quali per esempio le materie plastiche.

Le biomasse sono una delle fonti rinnovabili maggiormente disponibili sul nostro pianeta. Possiamo avere:

- a) le centrali a biomasse solide (legno, cippato, paglia, ecc), sono impianti tradizionali con forno di combustione, caldaia che alimenta una turbina a vapore accoppiata ad un generatore;
- b) le centrali a biomasse liquide sono impianti, alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel), costituiti da motori accoppiati a generatori (gruppi elettrogeni);
- c) le centrali a biogas sono impianti il cui prodotto è ottenuto da digestione anaerobica (utilizzando vari substrati: letame, residui organici, mais o altro).

Le centrali a biomasse solide e liquide (punti a) e b)) funzionano per combustione: a temperature che di solito superano gli 800°C, trasformano la materia delle biomasse (solide o liquide) in energia sotto forma di calore. Il calore alimenta una caldaia che può fornire riscaldamento (c.d. Co-generazione e teleriscaldamento, cioè lo sfruttamento dell'energia termica per riscaldare l'abitato circostante aumentando l'efficienza energetica dell'impianto che ne rappresenta circa il 70-75% della produzione) o produrre il vapore necessario per azionare una turbina e produrre energia elettrica (che rappresenta il 25-30% del potenziale energetico dell'impianto).

Le centrali a biogas (punto c)) funzionano attraverso un processo di fermentazione-digestione-metanizzazione: trasformano la materia attraverso la "digestione anaerobica" che, in assenza d'aria e per mezzo di batteri che si nutrono della sostanza organica, producono gas/metano e digestato.

Facciamo alcune considerazioni:

- se pensiamo che una centrale a biomasse solide (punto a) della potenza di 1 MW accesa tutto l'anno, tutti i giorni 24 h al giorno, questa consuma 14.400 t/anno di materia prima. Ciò significa che l'enorme inquinamento derivante dalla combustione di una così elevata quantità di materiale non è limitato soltanto all'entità dei fumi, delle ceneri e delle micro-particelle emesse nell'aria, ma deve tener conto anche del traffico di camion necessario per il continuo rifornimento della biomassa da bruciare. Non è difficile capire come sia impossibile raggiungere tali quantità solo con le potature degli alberi o con il legname residuo del taglio consueto dei boschi in zona. Quindi il materiale da bruciare viene da forniture diverse, incluse importazioni di cippato a prezzo più economico, spesso proveniente dall'estero, anche da zone altamente inquinate o da paesi in via di sviluppo che subiscono il "land grabbing" (accaparramento di terreni da parte di società straniere).
- gli impianti di bio-digestione (punto b) non riescono a neutralizzare completamente i batteri presenti, in particolare i clostridi che sono batteri termoresistenti (a questa famiglia appartengono i batteri che provocano botulismo e tetano). Fonti bibliografiche citano che in Germania alcuni ricercatori hanno suggerito che l'epidemia di Escherichia Coli che ha colpito la Germania nell'estate del 2011, causando 18 morti e le migliaia di casi di botulismo osservato negli animali tra l'estate del 2011 e l'inizio del 2012, sarebbero state causate dalla presenza di centrali a biogas. Le quantità annue di inquinanti immesse in

atmosfera sono rilevanti: tonnellate di sostanze pericolose come ossidi d'azoto e zolfo inquinano ambiente e popolazione, e producono piogge acide. Sulla base del biogas bruciato (circa 8,5 milioni di mc) e del contenuto medio di metano (tra 50 e 65%), si può affermare con una certa approssimazione, che un motore di quasi 1 MW brucerà un quantitativo di metano equivalente a quello di circa 1.500 case di oltre 100 mq di superficie (consumo annuo di circa 1.600 mc) ciascuna, ma con le emissioni sommate e concentrate in un solo punto.

Consideriamo adesso una centrale a biogas (punto c) quindi a digestione anaerobica, di potenza pari ad **1 MW**, alimentata a colture dedicate (mais), accesa tutto l'anno, tutti i giorni **24 h** al giorno. Un tale impianto necessita di circa **300 ha di terreno** coltivato a mais per produrre in circa **8.000 ore** di funzionamento all'anno, **8.000 MWh/anno**.

L'impianto agrofotovoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **44.900 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto") e si svilupperà su circa **25,1 ha** di superficie.

Per avere la stessa producibilità con un impianto a biogas avremmo quindi bisogno di una centrale di potenza pari a:

$$44.900 / 8.000 = 5,6 \text{ MW}$$

il che significa una coltivazione di $5,6 \times 300 = 1.680$ **ha circa di terreno** contro i **25,1 ha** necessari alla realizzazione dell'impianto agrofotovoltaico in progetto.

Inoltre c'è da considerare che:

- 1) poiché i vegetali necessari alle fermentazione non sono destinati all'alimentazione umana e poiché quello che conta è la resa, i terreni coltivati vengono irrorati con dosi massicce di fertilizzanti e di pesticidi, che finiscono per inquinare il terreno stesso e le falde acquifere sottostanti. La stessa combustione del biogas è fonte di emissioni tossiche. Il biogas è più inquinante del metano perché contiene metano soltanto al 55/60%;
- 2) per coltivare biomassa sono necessari terreni di alto valore agronomico; i terreni del progetto in esame sono di scarso valore agronomico.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di realizzare un impianto a biomassa invece di un impianto fotovoltaico (progetto in esame), a parità di producibilità annua, genera impatti su un'area molto più ampia rispetto a quella generata dall'impianto fotovoltaico in studio. Inoltre genera effetti negativi sull'ambiente a livello di inquinamento.

4. Analisi Costi Benefici

Per considerare l'efficienza dell'investimento dal punto di vista territoriale, si riporta una valutazione dei benefici e dei costi dell'intervento sia a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e costi esterni che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

4.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE

L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (*LCOE Levelized Cost of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

Il valore medio europeo del LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

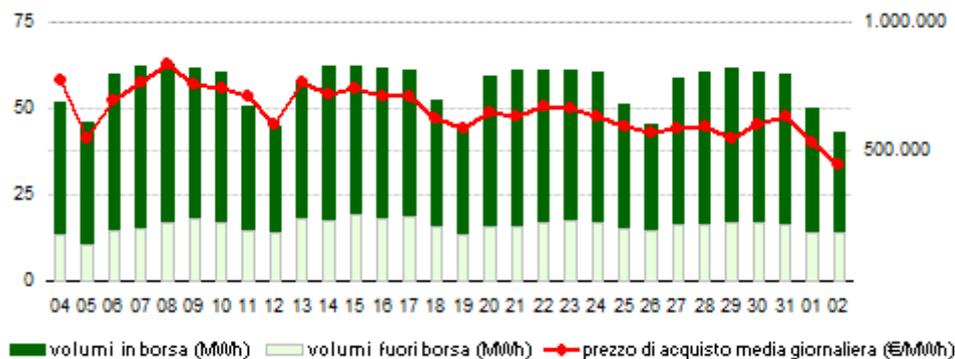
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché l'impianto è localizzato nel sud Europa in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

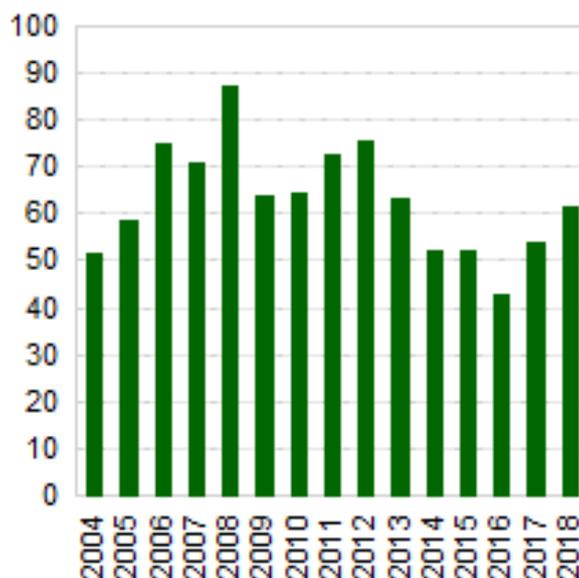
Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it).

€/MWh

MWh



E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018



PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “gridparity” per il fotovoltaico, ovvero la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia. Il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

4.2 Costi esterni

Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica.

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della "rinnovabilità", ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia "pulita", cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste il solare fotovoltaico, a terra o sui tetti, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche il solare fotovoltaico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta *esternalità negative* o diseconomie. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la Impact Pathway Methodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE, definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono dovute a:

1. Sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili
2. Effetti sulla Idrogeologia
3. Effetti microclimatici
4. Effetti sull'attività biologica delle aree
5. Fenomeno dell'abbagliamento
6. Impatto visivo sulla componente paesaggistica
7. Costo dismissione degli impianti

Inoltre nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria:

- Alle emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto

- Ai residui ed emissioni generate durante la costruzione dell'impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera)
- Ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti)
- Ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Lo Studio ExternE iniziato nella seconda metà degli anni Novanta, ha un ultimo aggiornamento del 2005. Successivamente altri studi sono stati redatti ed hanno stimato i costi esterni degli impianti fotovoltaici, in tabella riportiamo i dati sintetici di stima secondo diversi studi che hanno trattato l'argomento.

	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
MEDIA	7,5

Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il **Costo Esterno** prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto**, ritenendo peraltro questo valore ampiamente conservativo pur in considerazione della notevole estensione dell'impianto.

4.3 Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas che emessi in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. I costi esterni evitati per mancata produzione di CO₂, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:

- ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola,
- ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini,
- dalla minor produttività dei lavoratori,
- dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi

Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO₂ (pari a circa 33 €/t di CO₂), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO₂ (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap&trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (cap) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (trade). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più "virtuosi" (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di "gas serra" nazionali.

I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i "*permessi ad inquinare*", sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO₂, come chiaramente indicato nella tabella sotto. I

prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO ₂	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430

*Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018
(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)*

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori (cap).

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO₂, ed è intuibile che questo valore cresca. È evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca comunque una indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare valido il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella

fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto sia abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto in oggetto ha una potenza installata di 25.466,7 kWp e una produzione annua netta attesa di circa:

$$44.945.160 \text{ kWh}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$44.945.160 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 809.013 \text{ €/anno}$$

Questo dato va confrontato con il costo esterno di 7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh), e quindi complessivamente per l'impianto in studio di:

$$44.945.160 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 337.088 \text{ €/anno}$$

Con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.

Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto *ingridparity*), che, tipicamente, a loro volta sono pagati, di fatto, nelle bollette elettriche.
- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero.
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO₂, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH₃, NO_x, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico.

- 4) Altre ricadute economiche dirette. La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli), progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia.
- 5) Altre ricadute economiche indirette. La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.

Infine è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti

In conclusione, è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

4.4 Costi locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

Innanzitutto i Comuni di Erchie ed Oria, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepiranno di IMU un introito annuale quantificabile in 4.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$25 \text{ ha} \times 4.000,00 \text{ €/ha} = 100.000 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno 2.700 € per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$25 \text{ ha} \times 2.700 \text{ €/ha} = 67.500 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 8.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo che l'80% (6.400,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$25,4667 \text{ MWp} \times 6.400,00 \text{ €/MWp} = 162.987 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 690.000,00 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 15% (103.500,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$25,4667 \text{ Mp} \times 103.500,00 \text{ €/MWp} = 2.635.803 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata del periodo di esercizio dell'impianto così come autorizzato dalla Regione Puglia), abbiamo:

$$2.635.803 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 131.790 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 161.565 euro ogni anno per 20 anni.

Infine, tra i benefici locali non andiamo a quantificare introiti legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente (ma non necessariamente) sono affidati a professionisti locali.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
IMU	100.0000 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	67.500 €/anno
Manutenzione impianto	162.987 €/anno
Lavori di costruzione	131.790 €/anno
TOTALE	462.277 €/anno

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, benefici locali, benefici locali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
573.000 €/anno	809.013 €/anno	462.277 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che:

- Sia i benefici globali che i benefici locali sono superiori ai costi esterni.

In definitiva, il bilancio costi – benefici (sia a livello globale sia a livello locale) riferito all'impianto in progetto è sempre positivo.

5. Analisi Ambientale

5.1 Definizione dell'ambito territoriale in cui si manifestano gli impatti ambientali

Considerata la natura dell'intervento in progetto e la sensibilità ambientale delle aree interferite è stata definita come area di interesse, cioè quella all'interno della quale gli impatti potenziali del Progetto si manifestano mediante interazioni dirette tra i fattori di impatto e le componenti ambientali interessate. Tale area corrisponde a circa 3 km nell'immediato intorno delle aree su cui è prevista la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

La definizione dello stato attuale delle singole componenti ambientali è stata effettuata mediante l'individuazione e la valutazione delle caratteristiche salienti delle componenti stesse, analizzando sia l'area vasta, sia l'area di interesse, sia l'area ristretta.

Nei successivi paragrafi vengono descritti i risultati di tali analisi per le varie componenti ambientali.

5.2 Analisi degli impatti ambientali

Definiti gli ambiti territoriali in cui si manifestano gli impatti ambientali, in questo paragrafo:

- saranno definite, in un'analisi preliminare, le componenti ambientali potenzialmente interferite dal progetto (fase di *scoping*);
- saranno individuate le caratteristiche dell'opera cause di impatto diretto o indiretto;
- sarà data una valutazione, ove possibile quantitativa, degli impatti significativi e una stima qualitativa degli impatti ritenuti non significativi;

- saranno individuate le misure di carattere tecnico e/o gestionale (misure di mitigazione) adottate al fine di minimizzare e monitorare gli impatti;
- sarà redatta una sintesi finale dei potenziali impatti sviluppati.

5.2.1 Analisi preliminare - Scoping

La fase di analisi preliminare, altrimenti chiamata Fase di *Scoping*, antecedente alla stima degli impatti, è la fase che permette di selezionare, tra tutte le componenti ambientali, quelle potenzialmente interferite dalla realizzazione del Progetto.

L'identificazione dei tali componenti è stata sviluppata seguendo lo schema di seguito, contestualizzando lo studio del Progetto allo specifico sito in esame:

- esame dell'intero spettro delle componenti ambientali e delle azioni di progetto in grado di generare impatto, garantendo che questi siano considerati esaustivamente;
- identificazione degli impatti potenziali significativi, che necessitano pertanto analisi di dettaglio;
- identificazione degli impatti che possono essere considerati trascurabili e pertanto non ulteriormente esaminati.

Il primo passo consiste nell'identificazione dell'impatto potenziale generato dall'incrocio tra le azioni di progetto che generano possibili interferenze sulle componenti ambientali e le componenti stesse. Il secondo passo richiede una valutazione della significatività dell'impatto potenziale basata su una valutazione qualitativa della sensibilità delle componenti ambientali e della magnitudo dell'impatto potenziale prodotto. La significatività degli impatti è identificata con un valore a cui corrisponde un dettaglio crescente delle analisi necessarie per caratterizzare il fenomeno. Tale valutazione è per sua natura soggettiva ed è stata condotta mediante il confronto tra i diversi esperti che hanno collaborato alla redazione del presente studio, e sulla base di esperienze pregresse.

Dall'analisi del Progetto sono emerse le seguenti tipologie di azioni di progetto in grado di generare impatto sulle diverse componenti ambientali, sintetizzate nella seguente Tabella, distinguendo l'ambito dell'impianto fotovoltaico da quello delle opere connesse.

Opere	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
Impianto agrofotovoltaico	<ul style="list-style-type: none">• allestimento delle aree di lavoro• esercizio delle aree di lavoro	<ul style="list-style-type: none">• presenza fisica dell'impianto• operatività dell'impianto fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none">• smantellamento impianto• ripristino dello stato dei luoghi assenza dell'impianto

Opere	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
	<ul style="list-style-type: none"> scavo fondazioni edificazione fondazioni installazione impianto PV ripristini ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> operazioni di manutenzione 	
Opere connesse	<ul style="list-style-type: none"> creazione vie di transito e strade scavo e posa cavidotto realizzazione ripristini ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> presenza fisica del cavidotto di collegamento alla SSE 	<ul style="list-style-type: none"> smantellamento del cavidotto ripristino dello stato dei luoghi

5.2.2 Determinazione dei fattori di impatto

I fattori di impatto sono stati individuati per le fasi di **costruzione**, **esercizio** e **dismissione**, partendo da un'analisi di dettaglio delle opere in progetto e seguendo il seguente percorso logico:

- analisi delle attività necessarie alla costruzione dell'impianto (*fase di costruzione*), analisi delle attività operative dell'impianto (*fase di esercizio*), attività relative alla fase di dismissione dell'impianto ed eventuali "residui" che potrebbero interferire con l'ambiente.
- individuazione dei fattori di impatto correlati a tali azioni di progetto;
- costruzione delle matrici azioni di progetto/fattori di impatto.

Dall'analisi delle azioni di progetto sono stati riconosciuti i seguenti fattori di impatto:

- emissione di polveri e inquinanti in atmosfera;
- emissioni elettromagnetiche;
- occupazione di suolo;
- rimozione di suolo;
- emissione di rumore;
- asportazione della vegetazione;
- disturbo fauna e avifauna;
- frammentazione di habitat;
- inserimento di elementi estranei al contesto paesaggistico esistente;
- traffico indotto;

- creazione di posti lavoro.
- vantaggi economici diretti per il territorio (tassazione attività produttiva)

Nella Tabella sottostante è riportata la matrice di correlazione tra le azioni di progetto ed i fattori di impatto individuati per le diverse fasi (costruzione, esercizio, dismissione).

Matrice azioni di progetto/fattori di impatto

FATTORI DI IMPATTO	AZIONI DI PROGETTO		
	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Emissione di polveri/inquinanti in atmosfera	Costruzione impianto, posa cavidotto	Effetti microclimatici in atmosfera	Smantellamento impianto, ripristino dei luoghi
Emissioni elettromagnetiche		Impianto	
Occupazione di suolo	Costruzione impianto	Impianto	
Rimozione di suolo	Scavo fondazioni cabine, scavo e posa cavidotto		
Effetti dei cambiamenti microclimatici sul terreno		Impianto	
Emissione di rumore	Costruzione impianto, posa cavidotto	Impianto	Smantellamento impianto, ripristino dei luoghi
Asportazioni della vegetazione	Costruzione impianto		
Disturbo fauna e avifauna	Costruzione impianto, posa cavidotto	Presenza fisica impianto	Traffico indotto
Frammentazione di habitat		Presenza fisica impianto	
Inserimento di elementi estranei al contesto paesaggistico esistente		Presenza fisica impianto	
Traffico indotto	Costruzione impianto, cavidotto	Attività di manutenzione,	Smantellamento impianto, cavidotto

FATTORI DI IMPATTO	AZIONI DI PROGETTO		
	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Creazione di posti di lavoro	Costruzione impianto, cavidotto	Attività di manutenzione,	Smantellamento impianto, cavidotto
Vantaggi economici territorio	Indotto durante costruzione impianto, cavidotto	Attività di manutenzione,	Indotto durante smantellamento impianto, cavidotto

Nello Studio di Impatto Ambientale, ed in particolare nel Quadro Ambientale, in base alle risultanze della analisi preliminare della significatività degli impatti potenziali, la definizione delle componenti e la valutazione degli impatti stessi ha seguito un approccio più qualitativo nel caso delle componenti interferite in modo trascurabile ed un'analisi maggiormente dettagliata nel caso delle componenti che subiscono impatti potenziali riconosciuti come non trascurabili.

Pertanto, per le componenti *Atmosfera, Acque superficiali e Acque sotterranee* lo Studio non fornisce alcuna stima quantitativa degli impatti. Per la sola componente *atmosfera* viene proposta una sintetica quantificazione dei benefici ambientali dovuti alle mancate emissioni in atmosfera di gas nocivi e con effetto serra.

Per le componenti *Radiazioni non ionizzanti (Campi elettromagnetici), Suolo e sottosuolo, Rumore e vibrazioni, Vegetazione, fauna, ecosistemi e Paesaggio e patrimonio storico-artistico, Sistema Antropico* lo Studio analizza nel dettaglio lo stato delle componenti ambientali e ne valuta l'impatto secondo la metodologia descritta nei paragrafi seguenti.

5.2.3 Schema di valutazione dell'impatto ambientale

La valutazione dell'impatto sulle singole componenti ambientali è stata effettuata a partire dalla verifica dello stato qualitativo attuale (descritto per le singole componenti nel capitolo precedente) e ha tenuto conto delle variazioni derivanti dalla realizzazione del Progetto. Inoltre l'impatto è determinato facendo riferimento a ciascuna fase di Progetto: costruzione, esercizio, dismissione.

La valutazione dell'impatto sulle singole componenti è determinata seguendo il seguente schema: che permetterà poi di redigere per ciascuno di esso la "matrice di impatto":

1. Analisi dell'impatto
2. Definizione dei limiti spaziali dell'impatto
3. Ordine di grandezza e complessità o semplicemente "magnitudine"

4. Durata dell'impatto
5. Probabilità di impatto o sua distribuzione temporale
6. Reversibilità dell'impatto
7. Mitigazione dell'impatto

Infine saranno analizzate le misure attuate per mitigare l'impatto.

5.2.1 Impatto su atmosfera e microclima

Gli impatti in fase di costruzione e dismissione su atmosfera e microclima sono dovuti essenzialmente all'aumento del traffico veicolare indotto dalle attività di cantiere e del tutto trascurabili.

In fase di esercizio gli impatti potenziali previsti su atmosfera e microclima saranno i seguenti:

- impatto positivo sulla qualità dell'aria a livello globale dovuto alle mancate emissioni di inquinanti in atmosfera grazie all'impiego di una fonte di energia rinnovabile per la produzione di energia elettrica;
- impatto non trascurabile dovuto all'innalzamento della temperatura nelle aree interessate dall'impianto;
- impatto trascurabile o nullo a livello locale sulla qualità dell'aria dovuto alla saltuaria presenza di mezzi per le attività di manutenzione dell'impianto;

Impatto positivo sulla qualità dell'aria

Si stima che il Progetto, con una produzione attesa di circa 44,90 milioni di kWh annui, possa evitare l'emissione di circa 44,9 milioni di kg di CO₂ ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di 89,8 kg di SO₂ e 90 kg di NO₂ ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

Impatto potenziale sul microclima

Alcuni studi hanno dimostrato che la realizzazione di un impianto fotovoltaico in un'area genera una variazione stagionale del microclima tra le aree al di sotto dei moduli fotovoltaici e le aree tra le stringhe dei moduli fotovoltaici.

A tale riguardo citiamo anche uno studio della **Regione Piemonte** – Ass. Agricoltura, tutela della flora e della fauna. Direzione agricoltura – Settore Agricoltura Sostenibile ed Infrastrutture Irrigue, effettuato dall'Istituto **I.P.L.A.** Istituto per le Piante da Legno e l'Ambiente, (Società controllata dalla Regione Piemonte), studio avente come titolo: *“Monitoraggio degli effetti del fotovoltaico a terra sulla fertilità del suolo e assistenza tecnica”*.

Al fine di valutare gli effetti sulle caratteristiche fisico-chimiche e microbiologiche del suolo determinati dalla copertura operata dai pannelli fotovoltaici in relazione alla durata dell'impianto (stimata indicativamente in 20-30 anni), l'Istituto I.P.L.A. ha predisposto le *“Linee guida per il monitoraggio del suolo su superfici agricole destinate ad impianti fotovoltaici a terra”*, che sono state approvate con D.D. 27 settembre 2010, n. 1035/DB11.00. Ciò al fine di standardizzare le attività di monitoraggio.

È stata, pertanto, effettuata una valutazione in grado di fornire risultati sugli effetti al suolo dovuti alla presenza degli impianti che si basano su un congruo periodo di osservazione (5 anni).

Il monitoraggio è stato effettuato attraverso un'analisi stazionale, l'apertura di profili pedologici con relativa descrizione e campionamento del profilo pedologico e le successive analisi di laboratorio dei campioni di suolo. In particolare in questa seconda fase sono state valutate solo quelle caratteristiche e proprietà che si ritiene possano essere influenzate dalla presenza del campo fotovoltaico e che si inseriscono nel seguente elenco:

- *Caratteri stazionali:*
 - Presenza di fenomeni erosivi.
 - Dati meteo e umidità del suolo (ove stazioni meteo, dotate di sensoristica pedologica).
- *Caratteri del profilo pedologico e degli orizzonti:*
 - Descrizione della struttura degli orizzonti
 - Presenza di orizzonti compatti
 - Porosità degli orizzonti
 - Analisi chimico-fisiche di laboratorio
 - Indice di Qualità Biologica del Suolo (QBS)
 - Densità apparente

È stato, inoltre, valutato anche l'**Indice di Fertilità Biologica del Suolo (IBF)** che, grazie alla determinazione della respirazione microbica e al contenuto di biomassa totale, dà un'indicazione immediata del grado di biodiversità del suolo.

Alla luce dei risultati emersi dalle elaborazioni si può affermare **che gli effetti delle coperture siano tendenzialmente positivi**, infatti i risultati hanno evidenziato:

- un **costante incremento del contenuto di carbonio negli orizzonti superficiali** e, quindi, della sostanza organica sia fuori che sotto pannello, con valori che si sono mantenuti sempre maggiori sotto pannello rispetto al fuori pannello;
- un marcato **effetto schermo dal sole nel periodo estivo quando sotto i pannelli si sono registrate temperature più basse**, sia in superficie sia in profondità. Diverso l'andamento nel periodo invernale dove, per effetto del gradiente geotermico, il suolo tende ad essere più caldo in profondità sia fuori che sotto pannello, con valori comunque nettamente più alti sotto pannello, segno che in questo periodo si conserva maggiormente il calore assorbito nei mesi estivi grazie alla copertura;
- un incremento dei valori QBS (**Qualità biologica del suolo**) sotto i pannelli, che indica **un miglioramento della qualità del suolo**.

AZIONE. La realizzazione dell'impianto agrofotovoltaico interesserà un'area aziendale di circa 68 ha di terreno attualmente coltivato a seminativi avvicendati. L'area effettiva impegnata dall'impianto agrofotovoltaico è di 25,1 ha.

EFFETTO. Relativamente al problema del consumo di suolo, si fa osservare che, nel caso dell'impianto in progetto, non sono 25,1 ettari "consumati", e nemmeno "impermeabilizzati". Soltanto una percentuale molto ridotta della superficie viene occupata dalle strutture di installazione dei "moduli", la restante parte è dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, a viabilità di collegamento (non asfaltata), a infrastrutture accessorie. Ne consegue che, sotto il profilo della permeabilità, la grandissima parte, almeno 98% della superficie asservita all'impianto, non prevede alcun tipo di ostacolo all'infiltrazione delle acque meteoriche, né alcun intervento di impermeabilizzazione e/o modifica irreversibile del profilo dei suoli. Le superfici "coperte" dai moduli risultano, infatti, del tutto "permeabili", e l'altezza libera al di sotto degli "spioventi" consente una normale circolazione idrica e la totale aerazione. Anche sotto il profilo agronomico, la realizzazione dell'impianto prevede il mantenimento di una copertura vegetante erbacea. Pertanto, non si ritiene che le installazioni causino "impermeabilizzazione del suolo", visto che la proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio per la protezione del suolo (2006/0086 COD) del 22 settembre 2006 definisce "impermeabilizzazione" «la copertura permanente della superficie del suolo con materiale impermeabile», così come non si ritiene che provochino "consumo di suolo", non trattandosi di interventi edilizi o infrastrutturali, ma di strutture facilmente smontabili e asportabili (e dunque completamente reversibili) realizzate su terreni agricoli che non cambiano destinazione d'uso e che, dunque, tali rimangono a tutti gli effetti, al contrario degli interventi edilizi che, una volta realizzati su una superficie, ne determinano la irreversibile trasformazione, rendendo definitivamente indisponibili i suoli occupati ad altri possibili impieghi.

Si evidenzia, infine, che le aree occupate dai pannelli in breve tempo si inerbiranno in modo da ricostituire una copertura vegetante di specie erbacee (prateria), ambiente idoneo all'alimentazione per la fauna locale. Non si ritiene, quindi, significativo l'impatto.

MITIGAZIONE. Considerata l'estensione dell'area occupata dall'impianto in progetto gli interventi saranno attuati senza comportare l'impermeabilizzazione di suolo, mantenendo il più possibile il cotico erboso e prevedendo la piantumazione di siepi arbustive nelle aree perimetrali all'impianto.

La non significatività dell'impatto sarà garantita anche dalle scelte progettuali adottate. In particolare, le strutture di supporto dei pannelli non saranno realizzate mediante fondazioni costituite da plinti, cubi di calcestruzzo semplice e/o piastre di calcestruzzo armato; queste strutture presentano lo svantaggio, in termini di impatti ambientali indotti, di richiedere la realizzazione di costruzioni in cemento e quindi la necessità di scavi e l'impiego di materie prime, oltre alla produzione di rifiuti al momento dello smantellamento dell'impianto.

Solo in corrispondenza delle cabine elettriche saranno realizzate fondazioni in cls e anche la realizzazione delle piste di servizio e manutenzione degli impianti prevedranno l'asportazione del cotico erboso superficiale.

Tuttavia, per mitigare l'eventuale danneggiamento del cotico erboso, presente nelle aree degli impianti, dovrà essere previsto un adeguato inerbimento con idoneo miscuglio di graminacee e leguminose per prato polifita.



Tipologia impianto agrofotovoltaico

In conclusione si ritiene che l'impianto fotovoltaico in progetto sia compatibile con l'uso produttivo agricolo dell'area in quanto:

- relativamente al problema del consumo di suolo, si fa osservare che, nel caso dell'impianto in progetto, non sono 25 ettari "consumati", e nemmeno "impermeabilizzati". Soltanto una percentuale molto ridotta della superficie viene occupata dalle strutture di installazione dei "moduli", la restante parte è dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, a viabilità di collegamento (non asfaltata), a infrastrutture accessorie. Ne consegue che, sotto il profilo della permeabilità, la grandissima parte, almeno 98% della superficie asservita all'impianto, non prevede alcun tipo di ostacolo all'infiltrazione delle acque meteoriche, né alcun intervento di impermeabilizzazione e/o modifica irreversibile del profilo dei suoli. Inoltre, le aree occupate dai pannelli in breve tempo si inerbiranno in modo da ricostituire una copertura vegetante di specie erbacee (prateria), ambiente idoneo all'alimentazione per la fauna locale. Non si ritiene, quindi, significativo l'impatto;
- la fertilità del suolo non subirà variazioni negative, come dimostrato nello studio condotto da IPLA per la Regione Piemonte, nel 2017. "Monitoraggio degli effetti del fotovoltaico a terra sulla fertilità del suolo e assistenza tecnica";
- nelle aree interessate dalle opere in progetto non sono presenti piante di ulivo monumentali ai sensi della L. R. 4 Giugno 2007 N.14 e ss.mm.ii.;
- la realizzazione dell'impianto fotovoltaico non interesserà aree caratterizzate dalla presenza di oliveti e/o vigneti i cui prodotti potrebbero essere impiegati nelle produzioni di qualità;
- le altezze rispetto al suolo dei pannelli assicurano la giusta areazione nella parte sottostante, queste possono favorire la normale crescita della vegetazione erbacea e, nel contempo conservare la normale attività microbica autoctona del suolo;
- l'impianto permetterà il passaggio dell'acqua piovana nella parte sottostante e non verranno sfavoriti i normali fenomeni di drenaggio e di accumulo sottosuperficiale;
- l'utilizzazione delle acque e di altre risorse naturali risulterà assente o bassissima, a parte l'uso e l'occupazione limitata del suolo e lo sfruttamento del vento;
- la contaminazione del suolo e del sottosuolo risulterà in genere assente o possibile solo durante la fase di costruzione per perdita d'olio da qualche macchinario per i lavori edili;
- gli scarichi di reflui risulteranno assenti;
- la produzione di rifiuti avverrà eventualmente solo durante i lavori di costruzione e sarà gestita secondo la normativa vigente.

5.2.1 Impatto su suolo e sottosuolo

I fattori di impatto in grado di interferire con la componente suolo e sottosuolo sono rappresentati da:

- occupazione di suolo;
- conseguenze degli effetti microclimatici sul terreno, con particolare riferimento alle aree poste al di sotto dei moduli.
- rimozione di suolo;

Occupazione di suolo

Le relazioni fra il campo fotovoltaico ed il suolo agrario che lo ospita sono da indagare con una specifica attenzione.

Nel caso in esame abbiamo i seguenti dati numerici riferiti all'occupazione dell'intero impianto (superficie recintata) e alle superfici dei moduli fotovoltaici, alle superfici occupate da strade e dalle cabine elettriche. Le percentuali sono riferite all'area totale recintata.

Lotto	Estensione Area impianto	Superficie totale moduli fotovoltaici	Superficie Cabine elettriche	Superficie strade
<i>Area cabina Comune di Erchie (Br)</i>	4.233,00	-	131,7 mq (0,24%)	esistenti
<i>Area Impianto Netta utilizzata a fronte dei 68Ha disponibili Comune di Oria (Br)</i>	251.000	118.072 mq (47%)	781 mq (0,311 %)	19.220 (10 %)

La “cementificazione” prodotta dalle Cabine Elettriche è di circa lo 0,25% dell'intera superficie occupata dall'impianto, “cementificazione” che peraltro può essere rimossa, dal momento che tali locali tecnici sono poggiati su platee in calcestruzzo che possono essere facilmente asportate a fine vita utile dell'impianto.

Le strade, realizzate con materiale naturale proveniente da cave di prestito, di tipo semi impermeabile, occupano circa il 10%, dell'intera superficie di impianto. Anche queste rimovibili a fine vita utile.

Allo scopo di quantificare l'entità dell'impatto occupazione del suolo introdotta dalla realizzazione di questo impianto, riprendiamo alcuni dati su scala nazionale ripresi dal rapporto statistico GSE 2018 sul solare fotovoltaico.

A fine 2018 le regioni italiane con maggior numero di impianti sono Lombardia e Veneto (rispettivamente 125.250 e 114.264); considerate insieme esse concentrano il 29,1% degli impianti installati in Italia. In

termini di potenza installata è invece la Puglia a detenere, con 2.652 MW, il primato nazionale, sempre in Puglia si rileva la dimensione media degli impianti più elevata (54,8 kW).

Distribuzione regionale del numero degli impianti a fine 2018

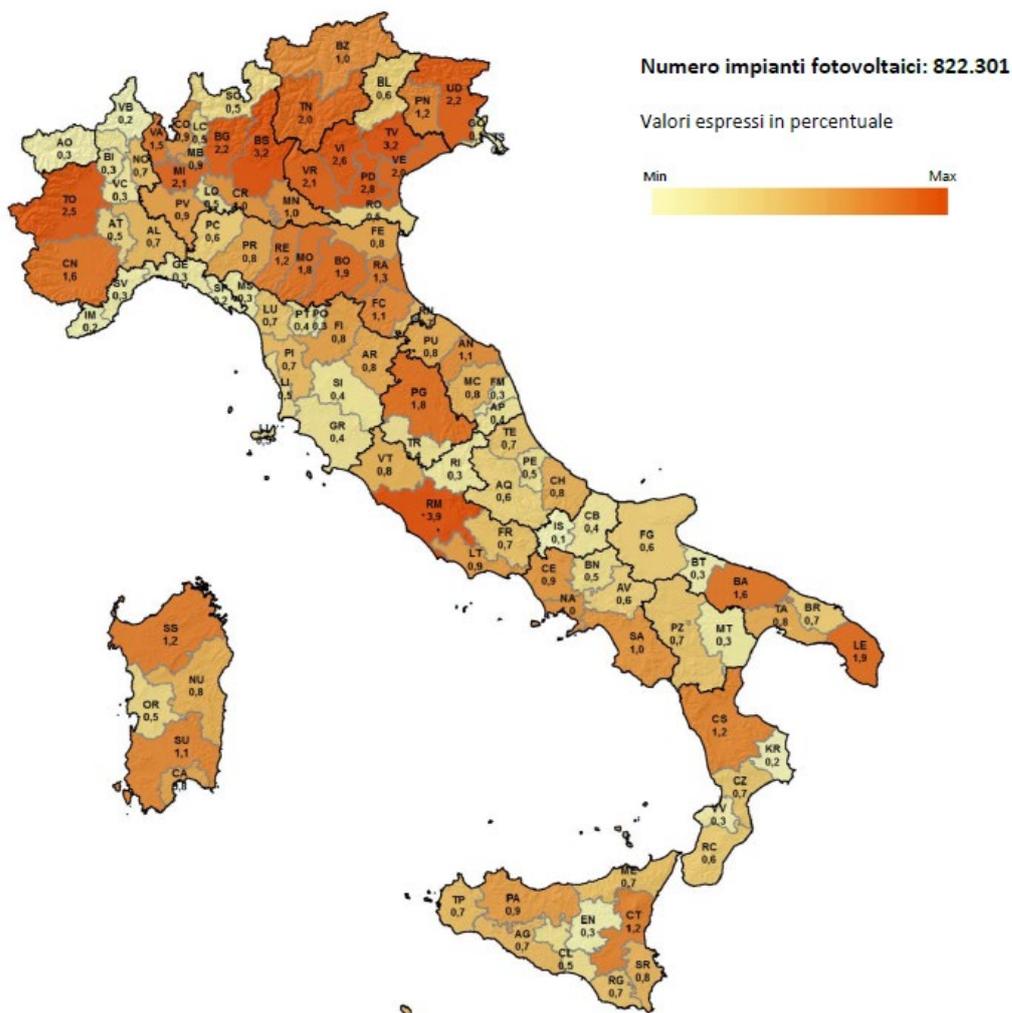


Distribuzione regionale impianti fotovoltaici a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

Per quanto attiene la distribuzione regionale di impianti installati nel 2018 in Puglia si ha un incremento del 4,4%, a fronte di incrementi a doppia cifra in Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna.

La distribuzione su base provinciale Roma è la prima provincia italiana con il 3,9% del totale nazionale, seguita da Treviso e Brescia (3,2%). Al sud la provincia con maggior numero di impianti installati è Lecce (1,9%).

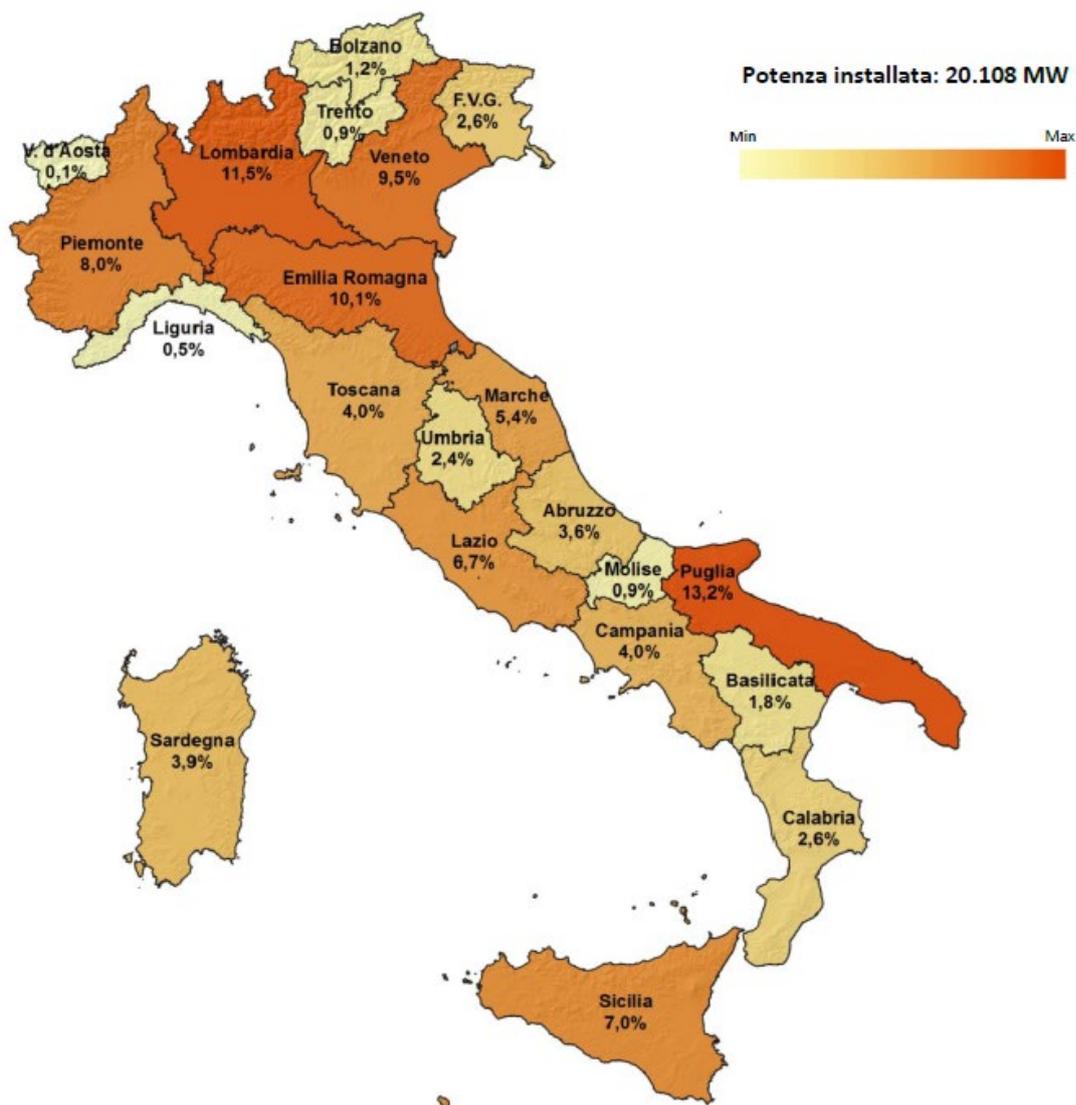
Distribuzione provinciale del numero degli impianti a fine 2018



Distribuzione provinciale impianti fotovoltaici a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

Per quanto attiene la potenza installata essa si concentra per il 44% al Nord, per il 37% al Sud e per il 19% al Centro Italia. La Puglia è la regione caratterizzata dal contributo maggiore al totale nazionale (13,2%), seguita dalla Lombardia (11,5%).

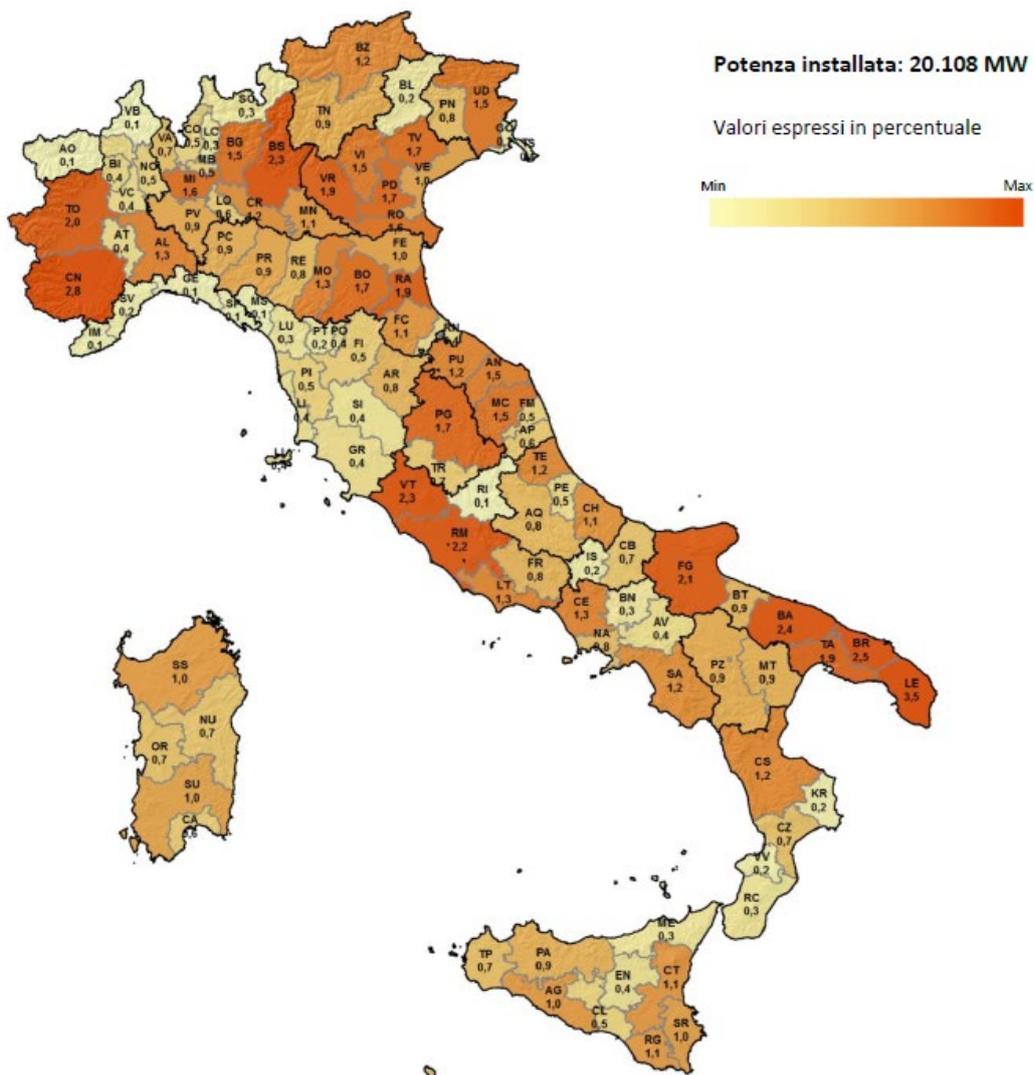
Distribuzione regionale della potenza installata a fine 2018



Distribuzione regionale della potenza installata a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

Su base provinciale la provincia italiana caratterizzata dalla maggiore potenza fotovoltaica installata a fine 2018 è la provincia di Lecce con il 3,5% del totale Nazionale. A fine 2018 in provincia di Lecce erano installati 15.753 impianti per una potenza complessiva di 695,2 MW, corrispondenti ad una potenza media di 44,1 kWp per impianto

Distribuzione provinciale della potenza a fine 2018



Per quanto attiene la densità della potenza installata ovvero i kWh per kmq, la media nazionale si attesta a 67 kWh/kmq, quella regionale pugliese a 136 kWh/kmq, quella della provincia di Lecce 248,3 kWh/kmq.

Densità della potenza installata a fine 2018 per regione (kW / km²)



Densità della potenza installata a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

In definitiva dai dati nazionali ripresi dal Rapporto 2018 del GSE sul solare fotovoltaico è evidente che la Puglia è quella che presenta il maggior numero di impianti di grossa taglia su scala nazionale.

Effetti microclimatici sul terreno

Fatte salve le aree interessate direttamente dalla costruzione delle cabine e dalle strade la stragrande maggioranza del terreno dell'impianto fotovoltaico è impiegato come un semplice substrato inerte per il supporto dei pannelli fotovoltaici. Tale ruolo meramente "meccanico" non fa tuttavia venir meno le complesse e peculiari relazioni fra il suolo e gli altri elementi dell'ecosistema, che possono essere variamente influenzate dalla presenza del campo fotovoltaico e dalle sue caratteristiche progettuali. I potenziali impatti prodotti dalla realizzazione di impianti fotovoltaici in aree agricole sono: mancanza di precipitazione diretta, l'erosione dei suoli, la perdita di fertilità e di biodiversità.

La mancanza di incidenza di precipitazione diretta può dare può determinare la compattazione del terreno superficiale e fenomeni erosivi. Tuttavia su terreni quale quello in esame privo di manto erboso in area particolarmente soleggiata, l'effetto ombreggiante dei pannelli permette la crescita di erba e graminacee più rigogliosa.

Sicuramente possiamo affermare che gli effetti del cambiamento del microclima sul terreno indotti dall'ombreggiamento dei moduli fotovoltaici producono degli effetti sulla biodiversità dei terreni sottostanti. Questi effetti, però, non possono essere in generale definiti come negativi. L'abbassamento della temperatura nelle aree al di sotto dei moduli nei periodi più caldi dell'anno può trattenere l'evaporazione con conseguente aumento di umidità dei terreni. Da osservazione diretta di altri impianti presenti nel Salento ed ormai in esercizio da molti anni, non è stata notata una differenza di crescita di erbe e graminacee tra le aree sotto i moduli e quelle delle zone non ombreggiate tra le file dei pannelli. Questo a conferma che le interazione tra parti del terreno in ombra e parti soleggiate esistono e non comportano significative variazioni della biodiversità.

Accorgimenti progettuali che accentuano la compatibilità ambientale sul terreno agricolo dell'impianto fotovoltaico in progetto, sono i seguenti.

- 1) Utilizzo di aree a seminativo di redditività ridotta (Classe 3).
- 2) Tecnologia degli inseguitori mono assiali: i pannelli ruotano durante il giorno per cui le zone d'ombra non sono sempre le stesse.
- 3) Sfalcio regolare dell'erba durante l'anno, lasciata sul posto per dare nutrimento al terreno ed evitarne l'indurimento.
- 4) Utilizzo, per quanto possibile della viabilità esistente (strade campestri).
- 5) Varchi nella recinzione per rendere possibile il passaggio della piccola fauna.
- 6) Possibilità di rendere utilizzabile l'area di impianto per colture che non necessitano di irraggiamento solare o per il pascolo di ovini.

In definitiva per quanto sopra affermato possiamo concludere che l'impatto prodotto dalle variazioni del microclima sui terreni di impianto è basso anche in relazione a scelte tecnico progettuali (terreni a redditività ridotta, inseguitori monoassiali) e a possibili scelte di gestione dell'area di impianto (coltivazioni compatibili con l'impianto fotovoltaico, pascolo).

Rimozione di suolo

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico non sono previsti movimenti di terra finalizzati, per esempio, ad appianare le aree di impianto con apporto o rimozione di terreno vegetale. Tuttavia è ovvio che per l'edificazione delle cabine elettriche nelle aree di impianto e della SSE si renderanno necessari degli scavi di fondazione. Ulteriori scavi sono rappresentati dalle trincee di fondazione di cavidotti all'interno delle aree di impianto e lungo il percorso dall'impianto fotovoltaico alla SSE.

Per quanto concerne i cavidotti il terreno rimosso sarà momentaneamente accantonato a bordo scavo e quindi interamente utilizzato per il rinterro con eccezione dell'asfalto che, qualora presente, sarà trasportato in centri di raccolta e recupero o in discariche autorizzate.

Il terreno vegetale una volta caratterizzato e verificata l'idoneità, sarà steso sui terreni limitrofi (senza alterare la morfologia e il libero deflusso delle acque meteoriche) e quindi di fatto utilizzato per miglioramenti fondiari. Le terre e rocce da scavo effettuata la caratterizzazione saranno avviate a centri di recupero per inerti. Qualora dalla caratterizzazione si evincano concentrazioni di sostanze nocive superiori ai valori previsti per legge i materiali saranno avviati in discariche autorizzate.

In definitiva l'impatto prodotto dalla rimozione del suolo scavi è molto ridotto in termini quantitativi e pertanto di fatto molto basso. Il terreno vegetale potrà essere riutilizzato. Terminata la vita utile dell'impianto smantellate le cabine elettriche e le loro fondazioni si procederà al riempimento con materiali provenienti da cave di prestito per gli strati più profondi. Mentre per gli strati superficiali si provvederà allo spandimento di uno strato di terreno vegetale almeno pari a quello asportato (30 cm circa).

5.2.1 Impatto elettromagnetico

La **fase di costruzione** e la **fase di dismissione** dell'impianto non daranno origine ad alcun impatto sulla componente.

L'impatto elettromagnetico indotto dall'impianto fotovoltaico oggetto di studio può essere determinato da:

- 1) Linee MT in cavidotti interrati;

- 2) Sottostazione Elettrica (SSE) in prossimità della SE Terna Erchie;
- 3) Linea interrata di connessione AT, che collega la SSE alla SE Terna Erchie.

Le cabine elettriche di campo e che raccoglieranno l'energia dei generatori fotovoltaici (pannelli solari) saranno connesse fra loro tramite una rete di cavi interrati MT in configurazione entra-esce.

I cavi utilizzati saranno del tipo in alluminio unipolare, disposti a trifoglio o in piano e interrati direttamente, la profondità di posa sarà pari a 1,2 m.

Contrariamente alle linee elettriche aeree, le caratteristiche di isolamento dei cavi ed il loro interrimento sono tali da rendere nullo il campo elettrico.

Applicando quanto previsto dalla norma CEI 211-4 1996-12 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche" si ottengono i livelli attesi di induzione magnetica in funzione della distanza dall'asse del tracciato del cavidotto.

Il D.P.C.M. 8 luglio 2003 fissa i limiti di esposizione e valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al funzionamento ed all'esercizio degli elettrodotti, in particolare all'art 6, fissa i parametri per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti, per le quali si dovrà fare riferimento all'obiettivo di qualità ($B=3\mu T$) alla portata della corrente in servizio normale. L'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (Metodologie di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti) definisce quale fascia di rispetto lo spazio circostante l'elettrodotto, che comprende tutti i punti al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da un'induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità. I risultati dei calcoli effettuati sono di seguito sintetizzati.

Per quanto concerne i cavi interrati infatti, considerati gli accorgimenti di progetto adottati relativi a:

- minimizzazione dei percorsi della rete;
- disposizione a fascio delle linee trifase

si può escludere la presenza di rischi di natura sanitaria per la popolazione, sia per i bassi valori del campo sia per assenza di possibili recettori nelle zone interessate.

Le opere elettriche in progetto e relative DPA, secondo i vigenti strumenti urbanistici (PRG) si "svolgono" interamente su aree agricole o su strade pubbliche, non interessano quindi aree gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici o luoghi adibiti a permanenze di persone superiori a quattro ore, rispondendo pienamente agli obiettivi di qualità dettati dall'art.4 del D.P.C.M 8 luglio 2003.

Inoltre, sono rispettate ampiamente le distanze da fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporti tempi di permanenza prolungati, previste dal D.P.C.M. 23 aprile 1992 *“Limiti massimi di esposizione al campo elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale di 50 Hz negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”*.

In definitiva per l’impianto in progetto alla luce dei calcoli eseguiti e per quanto sopra detto (v. anche *Relazione di verifica esposizione ai campi elettromagnetici*), non si riscontrano problematiche particolari relative all’impatto elettromagnetico dei componenti dell’impianto fotovoltaico in oggetto, in merito all’esposizione umana ai campi elettrici e magnetici.

In particolare si evidenzia che, per la SSE di nuova costruzione, nella quale verrà installato il nuovo trasformatore AT/MT da 30 MVA, gli effetti del campo di induzione prodotto dal trasformatore o dal sistema delle sbarre, rimangono confinati all’interno delle aree della stessa SSE o comunque in aree agricole lontano da abitazioni. Si evidenzia inoltre che la nuova Sottostazione si andrà ad inserire in un contesto territoriale che vede la presenza della Stazione Terna “Erchie” alla quale le opere in progetto saranno connesse.

Per quanto attiene l’impatto cumulativo con gli altri impianti, le uniche possibili sovrapposizioni riguardano il tracciato del cavidotto MT con quelli degli altri impianti; in generale si escludono punti dei tracciati dei cavidotti MT che si sovrappongono. Ma quand’anche si dovessero verificare tali interferenze, anche nel caso in cui le distanze di rispetto aumentino (possono aumentare nell’ordine di poche decine di centimetri), comunque la posa dei cavi avviene in zone agricole, in aree non abitate e non contigue ad abitazioni rurali, e quindi il rischio di impatto elettromagnetico sarebbe comunque nullo.

5.2.1 Rumore

Lo studio di valutazione previsionale d’impatto acustico prodotta dall’impianto fotovoltaico proposto è stato sviluppato in due distinte fasi:

- nella prima fase è stato valutato il clima sonoro ante-operam, in una posizione all’interno dell’area interessata dal progetto;
- nella seconda fase, dedicato all’analisi degli impatti, è stato sviluppato sia un modello di simulazione al computer, che ha consentito di stimare i livelli sonori generati dal parco fotovoltaico presso i ricettori prossimi alle torri, sia una ulteriore modellizzazione per la fase transitoria di cantiere.

I risultati ottenuti hanno consentito di eseguire le verifiche previste dalla normativa.

Le simulazioni eseguite hanno consentito di determinare le curve isofoniche di emissione e d'immissione, ricadenti nelle aree intorno all'impianto in progetto.

Il livello d'immissione è stato calcolato attraverso la somma energetica tra i livelli di emissione, sopra citati, e i livelli sonori misurati durante la campagna di monitoraggio del clima sonoro ante-operam; tale calcolo deriva dal fatto che l'emissione acustica degli impianti si andrà a sommare al clima sonoro attualmente presente nelle aree interessate dall'intervento.

Il calcolo effettuato ha consentito di determinare i livelli di emissione (livello sonoro generato dai soli impianti, escludendo quindi le sorgenti sonore già presenti sul territorio) e i livelli d'immissione nelle aree intorno agli impianti in progetto. Tali valori possono essere confrontati con i limiti acustici prescritti per le Classi II (aree per uso prevalentemente residenziale) in cui si suppone ricadano i ricettori considerati.

Al fine di effettuare la verifica dei limiti di legge è importante notare che dai calcoli eseguiti, le emissioni e le immissioni generate sia dalle cabine di campo sia dal trasformatore della sottostazione sono tali da non essere più percepite già a distanze rispettivamente di 16 m e 25 m. I potenziali ricettori presenti sul territorio si trovano a distanze notevolmente superiori e per essi si prevede, quindi, che con la presenza degli impianti in progetto il clima sonoro rimanga invariato attestandosi sui valori di cui al monitoraggio effettuato.

Secondo quanto emerso dai rilievi e dalle simulazioni eseguite, nonché dalle informazioni acquisite in fase di sopralluogo, si può concludere che:

- il monitoraggio acustico eseguito fotografa in modo appropriato il clima sonoro della generalità dei ricettori presenti nel territorio agricolo interessato dal progetto del parco fotovoltaico e della sottostazione.
- l'impatto acustico generato dagli impianti, sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno e notturno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione;
- relativamente al criterio differenziale, vista la distanza tra ricettori-sorgenti e le basse emissioni acustiche di quest'ultime, le immissioni di rumore, che saranno generate, non determineranno alcun differenziale presso i potenziali ricettori presenti nel territorio;
- relativamente alle fasi di cantiere, in accordo al comma 4, dell'art 17, della L.R. 3/02, è necessario, prima dell'inizio della realizzazione della connessione, richiedere autorizzazione in deroga, ai comuni interessati, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici.
- il traffico indotto dalla fase di cantiere, e ancor meno da quella di esercizio, non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

5.2.2 Flora e vegetazione

L'area di studio nella quale è stata approfondita l'analisi degli impatti, è stata individuata con un raggio di 3 km dai limiti dell'impianto in progetto.

Le zone di maggiore interesse conservazionistico sono molto distanti dal sito e sono:

- area protetta regionale *Palude del Conte e duna costiera* (L.R. 5/2006) a 20,0 km
- area protetta regionale *Riserve del Litorale Tarantino Orientale* (L.R. 24/2002) a 19 km
- area protetta regionale *Boschi di Santa Teresa e dei Lucci* (L.R. 19/1997) a 38,6 km
- area marina protetta statale *Porto Cesareo* a 30,0 km
- SIC IT9130001 Torre Colimena a 20 km
- SIC IT9130003 Duna di Campomarino a 18 km
- SIC IT9140004 Bosco i Lucci a 35,4 km
- SIC IT9140006 Bosco di Santa Teresa a 35 km
- SIC IT9140007 Bosco Curtipetrizzi a 25 km
- SIC IT9150007 Torre Uluzzo a 35 km
- SIC IT9150013 Palude del Capitano a 35 km
- SIC IT9150024 Torre Inserraglio a 36 km
- SIC IT9150028 Porto Cesareo a 30 km
- SIC IT9150027 Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto a 20 km
- SIC IT 9150031 Masseria Zanzara a 35 km

Lo *Studio Botanico Vegetazionale* ha evidenziato l'assenza di interazioni tra le opere in progetto con i target di conservazione (v. *Tabella sotto riportata*).

Interferenze del progetto con i target di conservazione e soluzioni progettuali.

Descrizione dell'interferenza	Siti di interferenza	Soluzione
Tratta del cavidotto attraversano nel mezzo aree di macchia arbustiva.	F, G, M	Il cavidotto sarà interrato con la tecnica del TOC, evitando così ogni tipo di interferenza con la vegetazione sovrastante.
Il cavidotto risulta essere adiacente in vari siti ad aree di macchia arbustiva, gariga o prateria steppica.	A, B, E, H	Il cavidotto non interesserà direttamente la vegetazione, dato che il tracciato coincide con la viabilità e la sentieristica esistente. Si raccomanda la massima attenzione nelle fasi di esecuzione dell'opera, al fine di evitare danni alle specie presenti.
L'area dell'impianto agrivoltaico risulta essere adiacente in vari siti ad aree di macchia arbustiva o prateria steppica.	C, D, I, L	L'opera non interesserà direttamente la vegetazione, dato che questa resterà esterna alla recinzione perimetrale dell'impianto. Si raccomanda la massima attenzione nelle fasi di esecuzione dell'opera, al fine di evitare danni alle specie presenti.
Nei siti dove l'impianto o il cavidotto interessano direttamente gli altri tipi di vegetazione, quali Comunità ruderali degli incolti, Comunità di erbe infestanti delle aree coltivate e Comunità dei substrati artificiali, il progetto non genererà alcuna interferenza dato che questi tipi non rappresentano target di conservazione (si veda la Tabella 11).	-	Non è necessaria alcuna soluzione.
Interferenza con il sistema delle aree protette.	-	Limitatamente agli aspetti botanici, data la relativa lontananza delle aree protette naturali dalle aree di progetto (Tabella 2), si assume che l'interferenza dell'opera con il sistema di aree protette sia trascurabile.

5.2.1 Fauna e avifauna

Lo Studio Faunistico ha esaminato le aree su cui sorgerà l'Impianto, in base alle caratteristiche ambientali, alla localizzazione geografica, alla presenza e distribuzione della fauna, valutata l'importanza naturalistica e stimati i possibili impatti sull'ecosistema, considerando due aree di indagine:

- Area ristretta, attenuata considerando un buffer di 1 km dai confini dell'Impianto AgroFotovoltaico;
- Area vasta, ottenuta considerando un buffer di 5 km dai confini dell'Impianto AgroFotovoltaico

La caratterizzazione condotta sull'area vasta ha avuto lo scopo di inquadrare l'unità ecologica di appartenenza dell'area di dettaglio e quindi la funzionalità che essa assume nell'ecologia della fauna presente. L'unità ecologica è rappresentata dal mosaico di ambienti, in parte inclusi nell'area interessata dal

progetto ed in parte ad essa esterni, che nel loro insieme costituiscono lo spazio vitale per gruppi tassonomici di animali presi in considerazione.

L'analisi faunistica prodotta ha mirato a determinare il ruolo che l'area in esame riveste nella biologia dei Vertebrati terrestri. Maggiore attenzione è stata prestata all'avifauna, in quanto annovera il più alto numero di specie, alcune "residenti" nell'area altre "migratrici" e perché maggiormente soggetta ad impatto con gli aerogeneratori. Non di meno sono stati esaminati i Mammiferi, i Rettili e gli Anfibi.

In conclusione dallo studio si evince che sia l'area individuata per l'intervento che l'area vasta sono totalmente agricole. I biotopi di rilievo naturalistico distano molti chilometri dal sito di progetto.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 134, di cui n°105 uccelli, 15 mammiferi, 11 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 17 ordini sistematici, 72 sono le specie di passeriformi e 41 di non passeriformi. Appartengono all'allegato I della Dir. Uccelli n° 20 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 2 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°3 mammiferi, 7 di rettili e 1 di anfibi.

Si può quindi affermare che non si rilevano impatti sugli habitat naturali né sulle specie ad essi associate. Si rileva un impatto indiretto di sottrazione di habitat trofico di alcune specie in alcuni periodi dell'anno. Non verranno create barriere allo spostamento della fauna grazie alla progettazione di specifici varchi nelle recinzioni.

5.2.1 Analisi del paesaggio ed impatto visivo

Il primo passo nell'analisi di impatto visivo è quello di definire l'area di massima visibilità dell'impianto fotovoltaico: *area di visibilità dell'impianto*.

Allo scopo di definire in prima approssimazione l'estensione dell'area di visibilità dell'impianto è stata considerata un'area che si estende sino a 3 km (in figura) dal perimetro esterno delle aree di impianto.

Per questa perimetrazione si è tenuto in conto che:

- i moduli montati sugli inseguitori mono assiali raggiungono un'altezza massima dal terreno di 4,2 m circa (all'asse di rotazione) con altezza minima da terra di 2,4 m con pannello inclinato a 43° (rotazione est/ ovest).
- la cabine elettriche hanno un'altezza di circa 4,0 m;
- le aree su cui è prevista l'installazione dei moduli sono pianeggianti con piccolissime variazioni di quota.

— Area impianto  Buffer di 3 km dall'impianto



Cerchio (in blu) che racchiude le aree entro 3 km dal perimetro esterno dell'impianto (area in verde)

In generale è evidente che la visibilità di oggetti di altezza pari a 3 m, circa, in un'area sostanzialmente pianeggiante a distanze superiori a 3 km, diventa praticamente impossibile. A questo si aggiunge che l'area circostante il futuro impianto è interessata da numerosi uliveti, che impegnano tutta la parte nord ed ovest e, ad una distanza leggermente maggiore, sud, mentre al limite dei 3 km a nord-est e a nord-ovest si trovano centri abitati; questi ostacoli generano, in tutte le direzioni, un'azione schermante che non rende visibile

l'impianto anche a poche centinaia di metri per l'osservatore posto sul piano di campagna (si veda più avanti trattazione relativa alle Mappe di Intervisibilità Teorica relative alla periferia dei centri abitati).

Possiamo in definitiva affermare che l'area di visibilità dell'impianto resta confinata nel cerchio di 3 km dal perimetro esterno delle aree di impianto. Queste considerazioni sui limiti di visibilità dettate dalla conoscenza dell'area di intervento saranno confermate, nel corso della trattazione, dalle Carte di Intervisibilità.

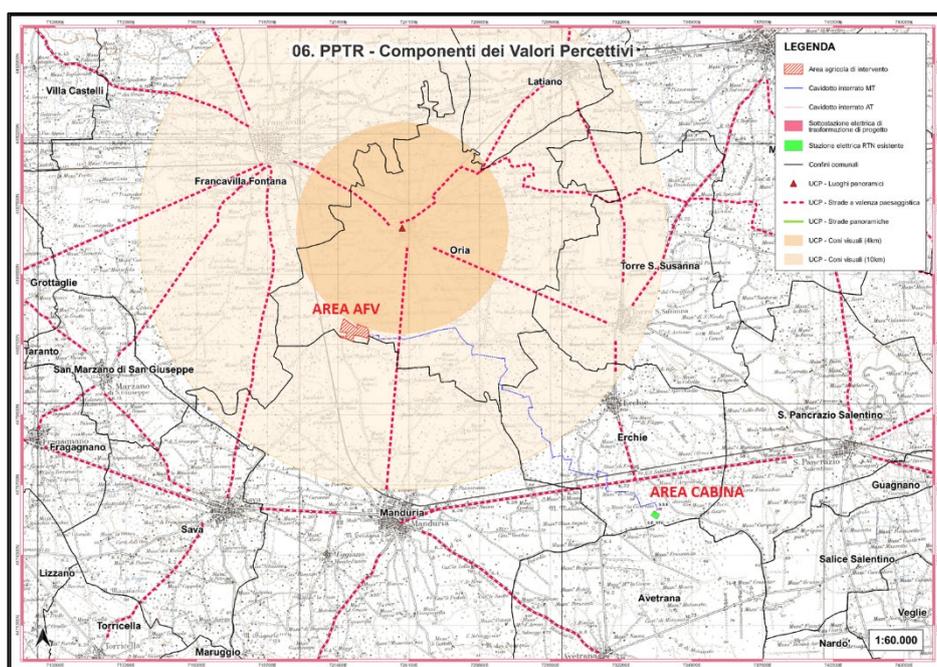
Lo Studio di Impatto visivo sarà pertanto focalizzato su questa area in cui fra l'altro sarà effettuata la ricognizione dei beni culturali e paesaggistici riconosciuti come tali da D.Lgs. n. 42/2004

In relazione alle caratteristiche del paesaggio nell'intorno dell'area di intervento, sopra descritto, l'impatto visivo sarà indagato con specifico riferimento a:

- Masserie;
- Strade a valenza paesaggistica;

L'impatto non verrà indagato con riferimento a:

- 1) i centri abitati, poiché i più vicini, Oria e Manduria, distano oltre 3 km come anche per la cabina ubicata nel Comune di Erchie. Tale notevole distanza, unitamente alla presenza di infrastrutture che ostacolano l'orizzonte, quale il tratto della SS7ter per la cabina, portano facilmente alla considerazione che dalla periferia degli stessi abitati, l'impianto sia impossibile da vedere;
- 2) Punti panoramici, poiché il più vicino (*Centro Storico di Oria*) dista dai confini dell'Impianto circa 14 km per la cabina e di circa 4Km per l'impianto AGROvoltaico.



Coni visuali e area impianto fotovoltaico

5.2.2 Analisi della Visibilità

L'analisi di visibilità per la realizzazione delle MIT è stata condotta mediante la funzione *viewshed e/o observer point* del software *ArcGIS* utilizzando i seguenti parametri

- altezza convenzionale dell'osservatore rispetto al suolo = 1,65m;
- altezza del target da osservare rispetto alla base dell'Impianto fotovoltaico = 4,2 m.

Il risultato della precedente elaborazione consiste in un nuovo modello GRID nel quale l'area di studio è discretizzata mediante una griglia regolare a maglia quadrata di dimensioni 8x8 metri, che descrive con differenti colori le aree visibili e non visibili rispetto all'osservatore.

5.2.3 Carte della Intervisibilità

Area di studio e beni oggetto di ricognizione

Come affermato nei precedenti paragrafi l'Area interessata dall'impatto visivo è l'area racchiusa in un raggio di 3 km dalla recinzione dell'impianto. All'interno di tale area si è proceduto alla ricognizione di tutti i beni potenzialmente interessati dagli effetti dell'impatto visivo dell'impianto in progetto, facendo riferimento alle seguenti fonti:

- PPTR: Analisi delle Schede d'Ambito.
- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali).
- Altri regimi di tutela.

L'*Analisi delle Schede d'Ambito*, che il PPTR della Regione Puglia organizza con riferimento all'articolo 135 comma 3 del Codice dei beni culturali e del paesaggio, è stata condotta sulle Schede interessate dall'Area di Studio dell'impianto, ossia quelle relative al *Tavoliere Salentino* e alla *Campagna Brindisina*. Le Schede individuano per ciascuna Figura gli Obiettivi di Qualità Paesaggistica, fissando Indirizzi e Direttive per ciascuna delle principali componenti, tra cui le Componenti visivo-percettive. La ricognizione ha interessato pertanto:

- Invarianti strutturali
- Principali lineamenti morfologici
- Sistema agroambientale.

- Sistema insediativo
- Luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio
- Punti panoramici potenziali: sistema delle Masserie nell'entroterra
- Strade a valenza paesaggistica.

La ricognizione ha successivamente individuato i Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali), con l'ausilio della catalogazione del sistema delle tutele del PPTR:

- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs.42/2004
- art. 136 - aree a vincolo paesaggistico;
- art 142 c) - fiumi, torrenti, corsi d'acqua;
- art 142 f) - parchi e riserve nazionali o regionali;
- art 142 g) - territori coperti da foreste e da boschi;
- art 142 h) - aree assegnate alle università agrarie e zone gravate da usi civici;
- art 142 i) - zone umide (Zone umide RAMSAR, aree umide retro dunari);
- art 142 m) - zone di interesse archeologico.

Sono stati poi indagati tutti gli altri beni potenzialmente interessati dall'impatto visivo per via della qualità del paesaggio o della elevata frequentazione:

- Altri regimi di tutela: zone sottoposte a regimi di tutela particolare quali SIC, SIR, ZPS.
- Centri abitati.
- L'indagine è stata infine estesa a quelli più significativi tra gli ulteriori contesti individuati nel sistema delle tutele del PPTR ai sensi dell'art. 143 comma e) del D. Lgs.42/2004.
- Aree umide;
- altre zone archeologiche (aree a rischio archeologico, segnalazioni archeologiche);
- testimonianze della stratificazione insediativa (vincoli architettonici);
- strade a valenza paesaggistica;
- luoghi panoramici con i relativi coni visuali.

Sono state prodotte le seguenti Carte di Intervisibilità Teorica (MIT) da una serie di punti notevoli nell'ambito di un'area di 3 km definita partendo dal perimetro delle aree di impianto.

I punti di osservazione sono stati valutati:

- Dalle Masserie, collocando l'osservatore (h.=1,65 m) e ad un'altezza di 7,00 m (5,35 m primo piano/tetto sommato all'altezza dell'osservatore 1,65 m), considerando che mediamente le masserie hanno un solo piano fuori terra (piano terra). Si precisa che la valutazione della visibilità non è stata considerata per le Masserie Argentone e Santangeli in quanto molto vicine all'impianto (al di sotto di 500 m di distanza) e per tanto da questi punti lo stesso risulterebbe chiaramente visibile. La mitigazione dell'impatto per tali punti di osservazione verrà descritta nell'apposito paragrafo.
- Dalla strada a valenza paesaggistica S.P. 57- SP (verso Oria) calcolando l'altezza dell'osservatore a 1.65 m. sul piano di campagna)

Sono stati così individuati 13 punti di osservazione dalle Masserie e 5 punti rappresentativi dell'osservatore sulla strada a valenza paesaggistica, dai cui si è proceduto alla valutazione dell'impatto visivo.

Di seguito si riportano le figure di sintesi relative alla scelta dei punti di osservazione e la tabella con l'indicazione delle altezze utilizzate per ciascuno di questi punti.

Fig. 1 - Componenti Culturali Insediative (Masserie) e Componenti Valori Percettivi (Strade a valenza Paesaggistica) nell'ambito dei 3 km dai confini di Impianto

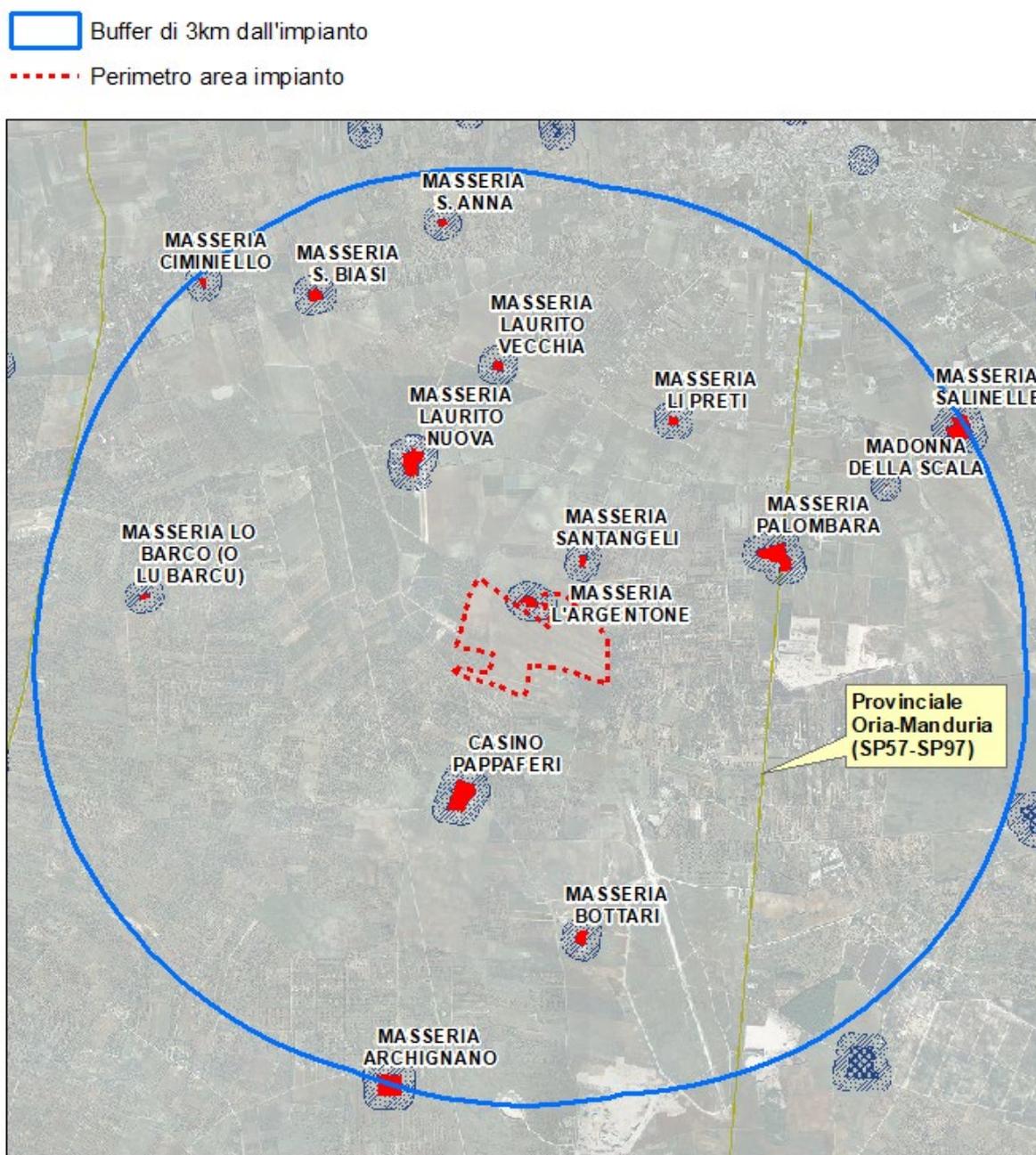


Fig. 2 - Scelta dei punti su cui posizionare gli osservatori nell'ambito dei 3 km dai confini di Impianto

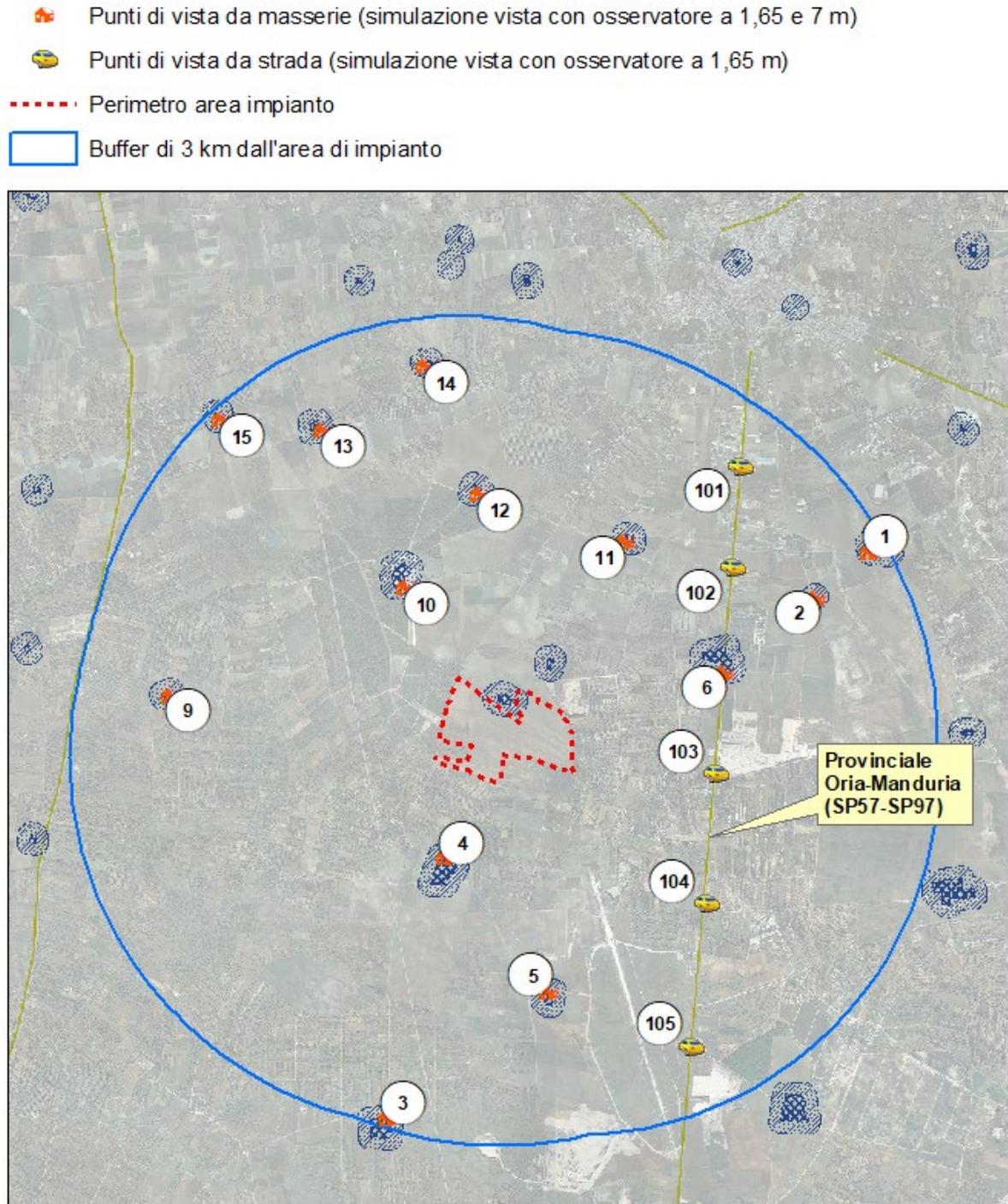


Tabella 1 - Elenco dei punti di vista per il posizionamento degli osservatori per le MIT

ID	Tipologia	Denominazione	H di simulazione	
			1	2
1	Masseria	MASSERIA SALINELLE	1,65	7
2	Masseria	MADONNA DELLA SCALA	1,65	7
3	Masseria	MASSERIA ARCHIGNANO	1,65	7
4	Masseria	CASINO PAPPAFERI	1,65	7
5	Masseria	MASSERIA BOTTARI	1,65	7
6	Masseria	MASSERIA PALOMBARA (Coincidente con SP57 – p.to 3)	1,65	7
7	Masseria	MASSERIA SANTANGELI	1,65	7
8	Masseria	MASSERIA L'ARGENTONE	1,65	7
9	Masseria	MASSERIA LO BARCO (O LU BARCU)	1,65	7
10	Masseria	MASSERIA LAURITO NUOVA	1,65	7
11	Masseria	MASSERIA LI PRETI	1,65	7
12	Masseria	MASSERIA LAURITO VECCHIA	1,65	7
13	Masseria	MASSERIA S. BIASI	1,65	7
14	Masseria	MASSERIA S. ANNA	1,65	7
15	Masseria	MASSERIA CIMINIELLO	1,65	7
101	Strada	SP57 – p.to 1	1,65	ND
102	Strada	SP57 – p.to 2	1,65	ND
103	Strada	SP57/SP97 – p.to 3	1,65	ND
104	Strada	SP97 – p.to 4	1,65	ND
105	Strada	SP97 – p.to 5	1,65	ND

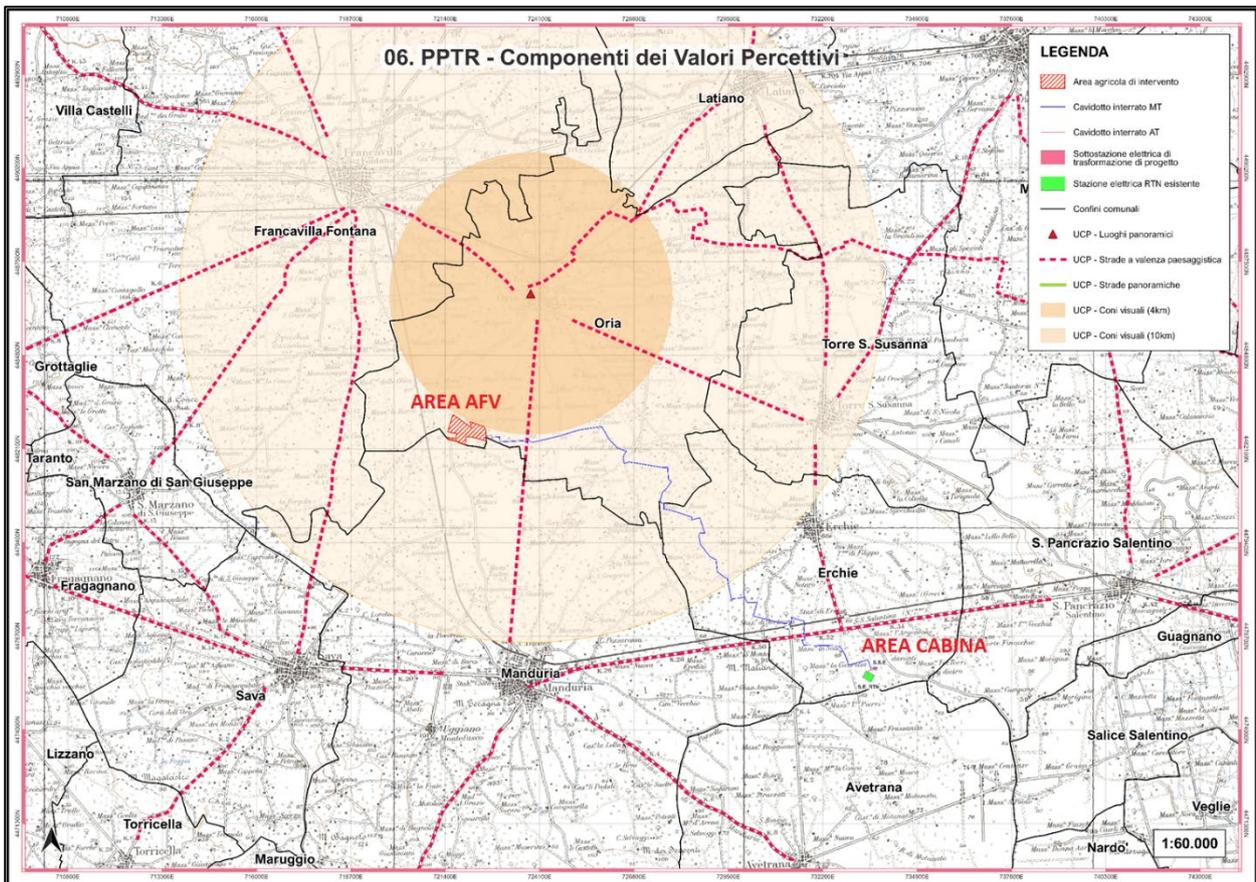
5.2.4 Descrizione dei punti di osservazione

Componenti culturali ed insediative del PPTR (Siti storico-culturali - Masserie)

Nelle immagini riportate di seguito (cfr. *figg. 14-32*), sono indicati i siti storico-culturali individuati dal PPTR nell'area di studio dei 3 km dall'impianto.

Come precedentemente esposto, all'interno dell'area di studio sono state individuate 15 componenti culturali insediative (cfr. Tabella 1 – Elenco delle masserie presenti e distanza dall'area di intervento e cfr. Fig. 12 - Componenti Culturali Insediative (Masserie) e Componenti Valori Percettivi (Strade a valenza Paesaggistica) nell'ambito dei 3 km dai confini di Impianto).

I siti individuati sono censiti dal PPTR come Segnalazioni Architettoniche.



Strade a valenza paesaggistica

L'area di studio, nell'arco dei 3 km dall'impianto, interseca il percorso della SP 57 (Oria-Manduria) come di significativa valenza paesaggistica;

Sono stati individuati 5 punti significativi (cfr. fig. 33), caratteristici per morfologia e per minor presenza di ostacoli al campo visivo, da cui calcolare la potenziale visibilità dell'impianto.

Di seguito si riportano le *Mappe di Intervisibilità Teorica (MIT)* valutate per ciascun punto di osservazione a due differenti altezze ovvero altezza media visiva dell'osservatore (1.65 m) e ipotetico primo piano di un edificio (1.65 + 5.35 m = 7 m). E' stata posta l'altezza dell'oggetto da osservare a 4,2 m.

Fig. 3 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA SALINELLE

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- 🚩 Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

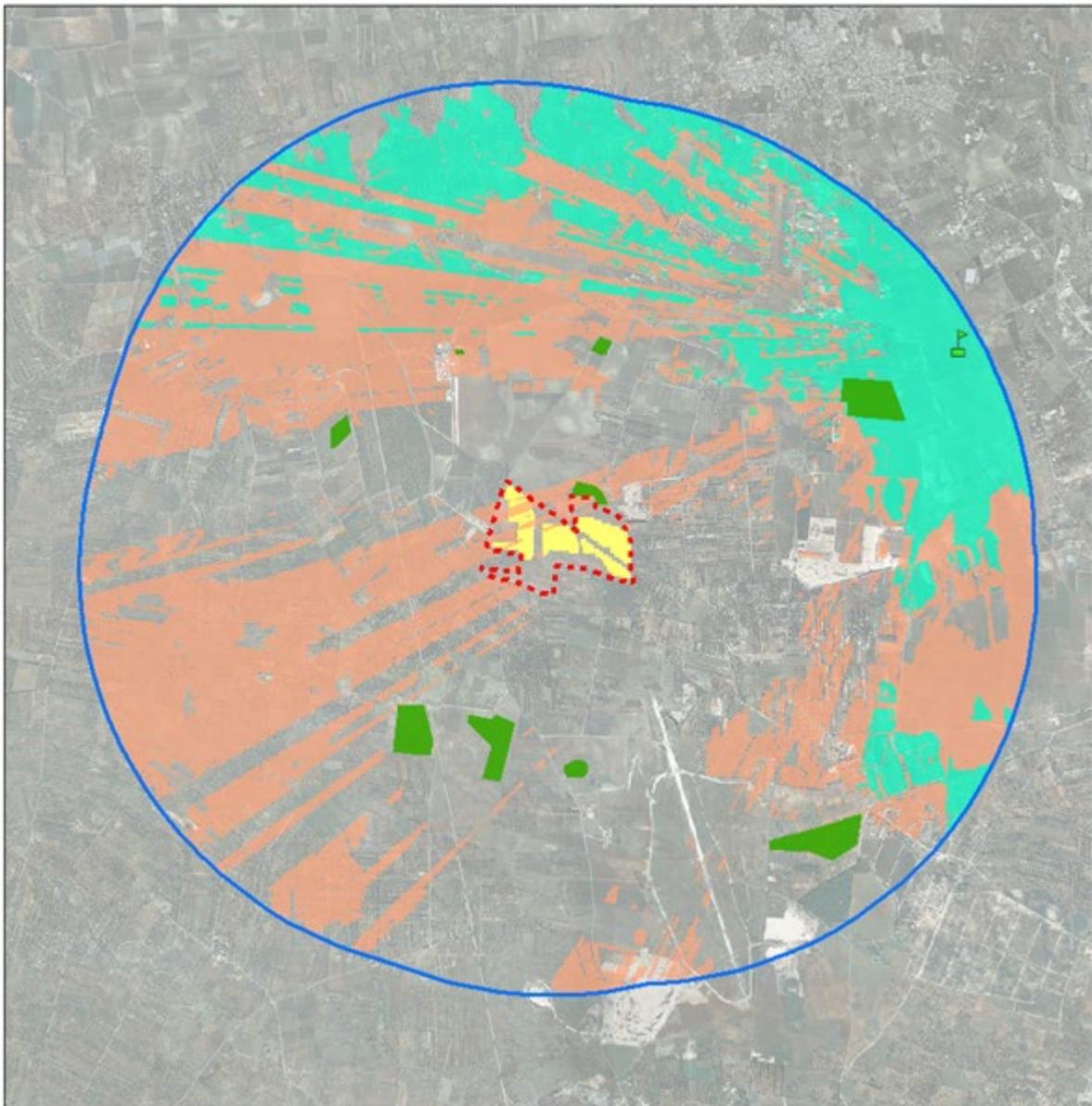


Fig. 4 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MADONNA DELLA SCALA

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- 🚧 Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

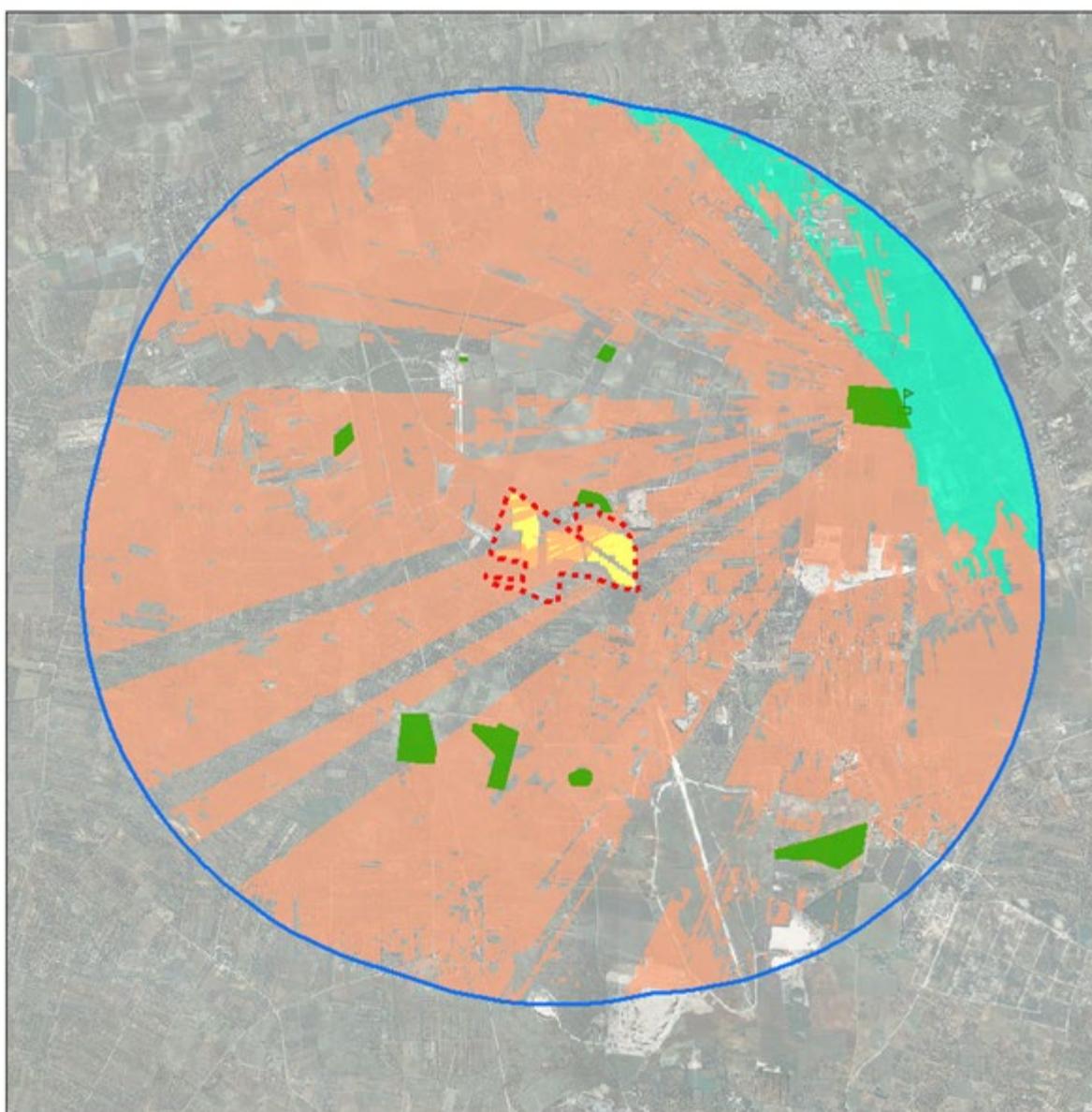


Fig. 5 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA ARCHIGNANO

-  Perimetro area impianto
-  Area occupata dai pannelli
-  Buffer di 3 km dall'area di impianto
-  Osservatore
-  Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
-  Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

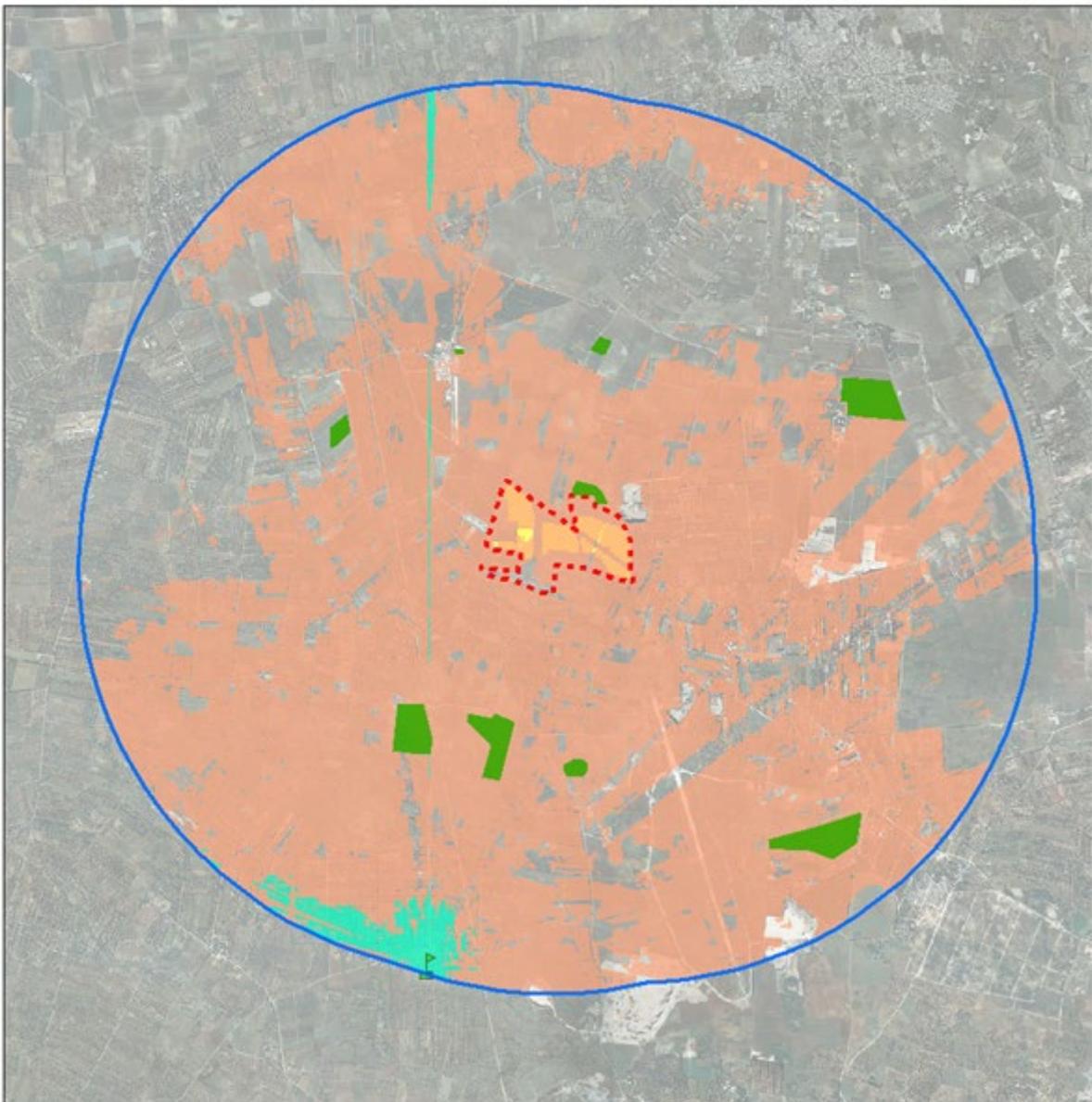


Fig. 6 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su CASINO PAPPAFERI

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

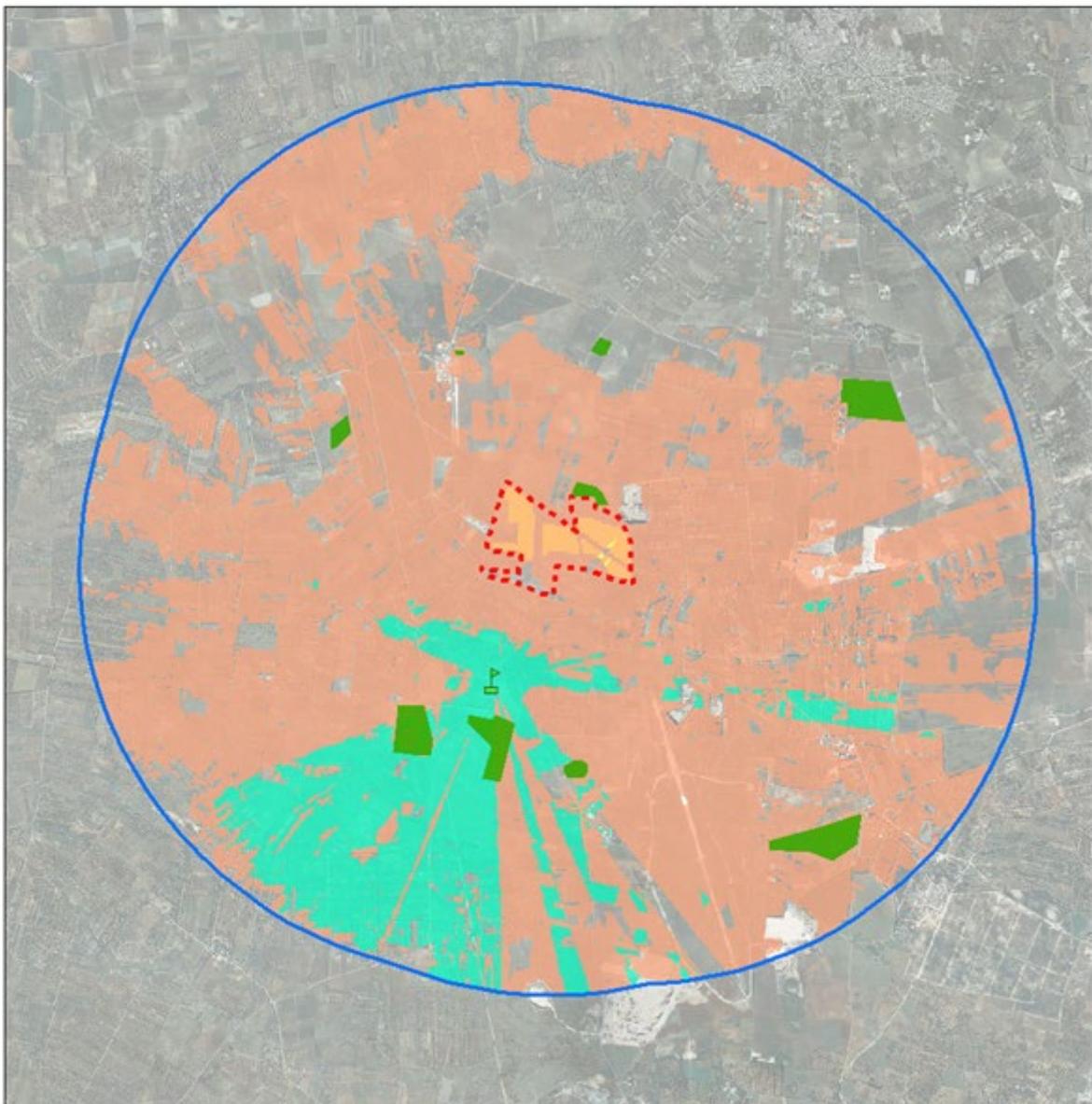


Fig. 7 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA BOTTARI

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

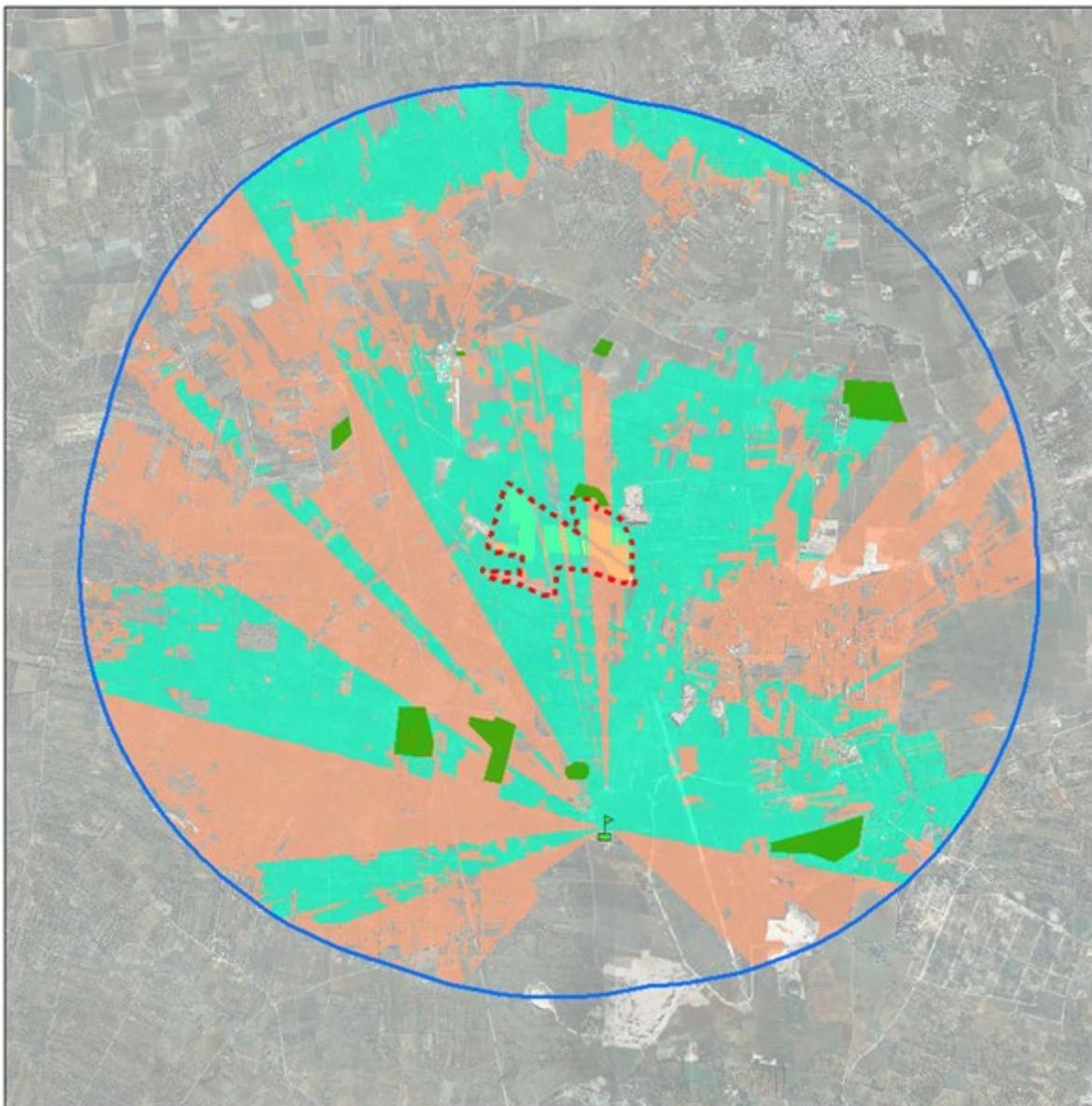


Fig. 8 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA PALOMBARA

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

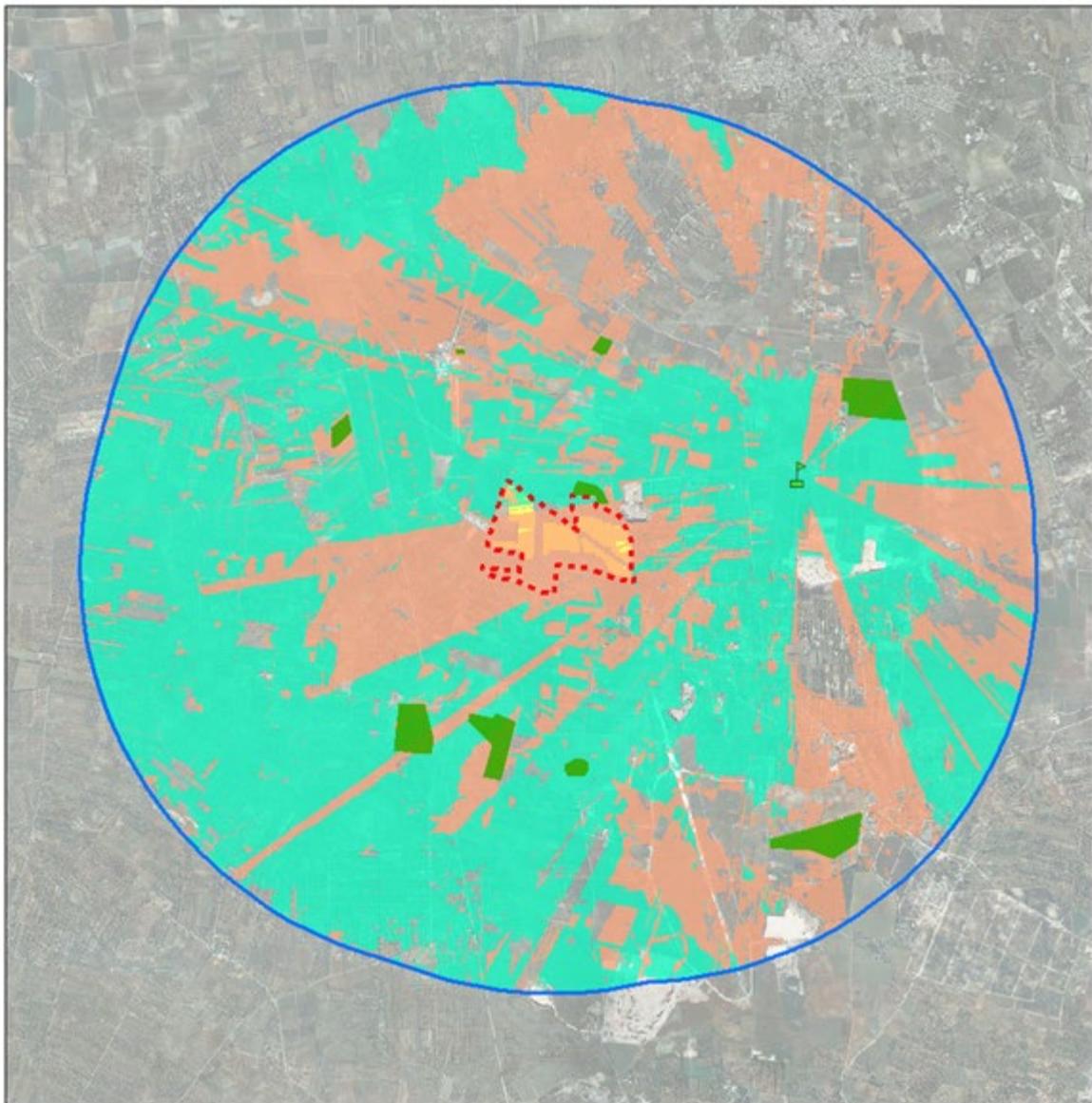


Fig. 9 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA LO BARCO (O LU BARCU)

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

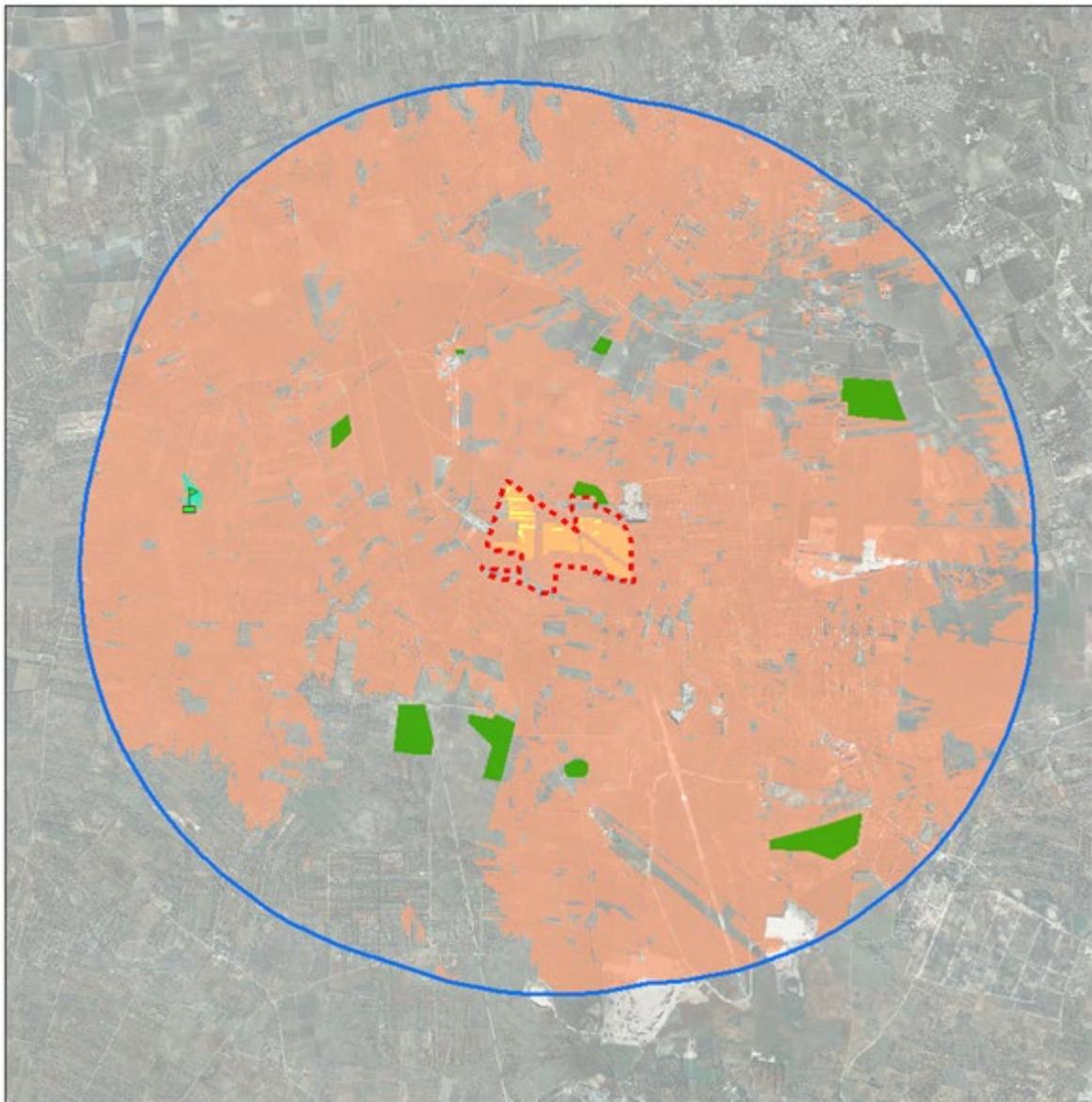


Fig. 10 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA LAURITO NUOVA

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- 🚧 Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

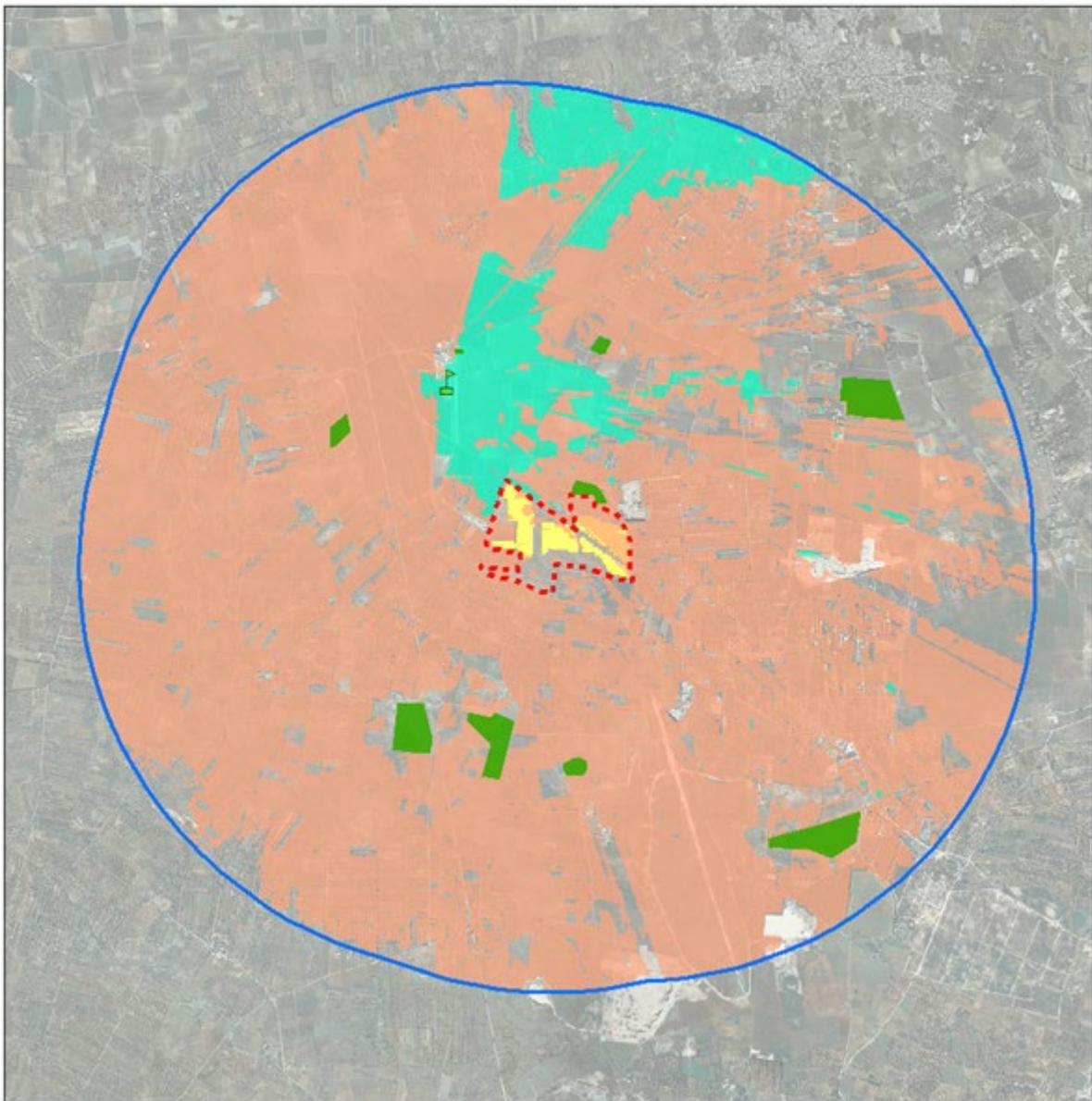


Fig. 11 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA LI PRETI

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

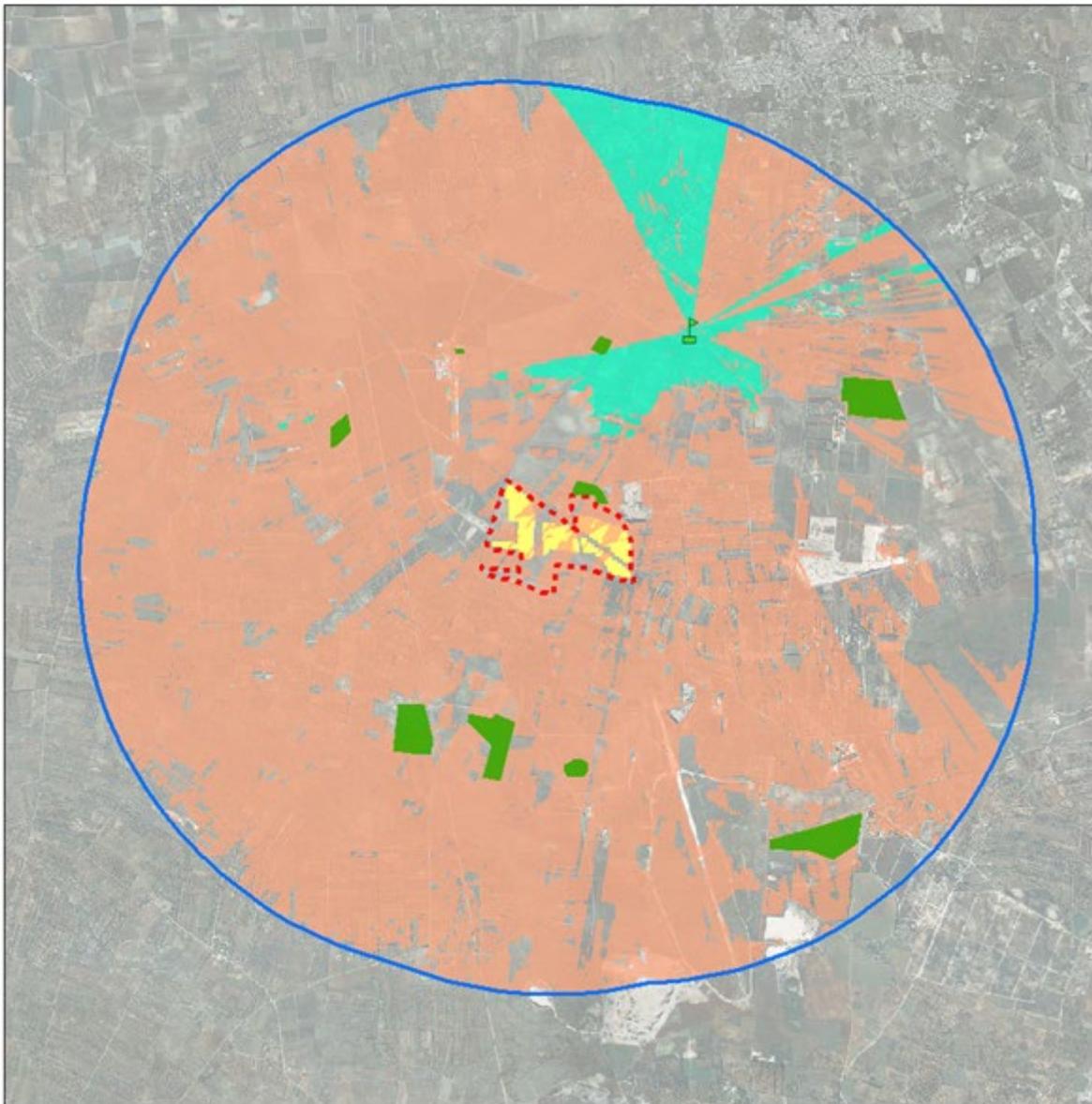


Fig. 12 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA LAURITO VECCHIA

-  Perimetro area impianto
-  Area occupata dai pannelli
-  Buffer di 3 km dall'area di impianto
-  Osservatore
-  Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
-  Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

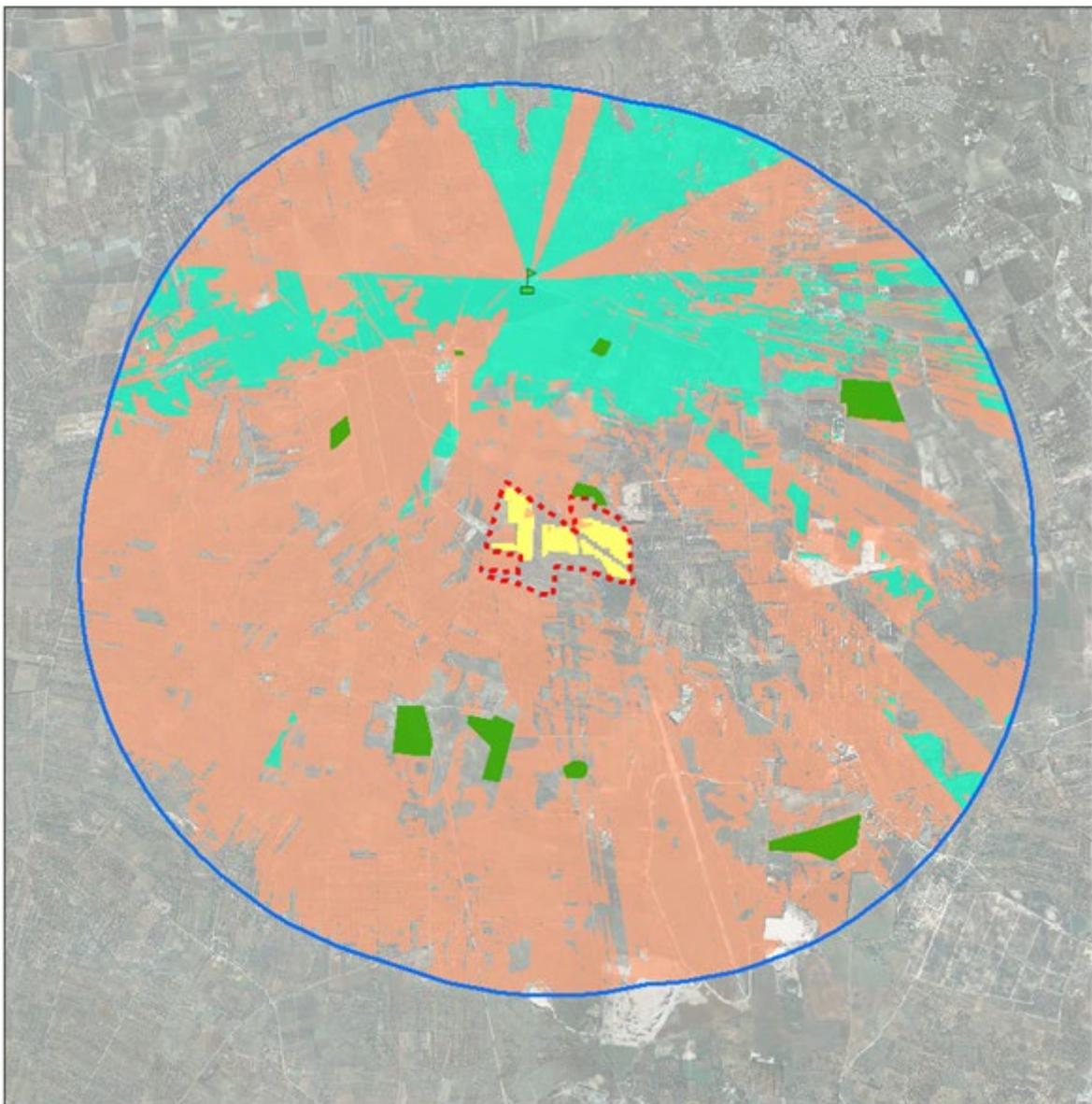


Fig. 13 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA S. BIASI

-  Perimetro area impianto
-  Area occupata dai pannelli
-  Buffer di 3 km dall'area di impianto
-  Osservatore
-  Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
-  Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

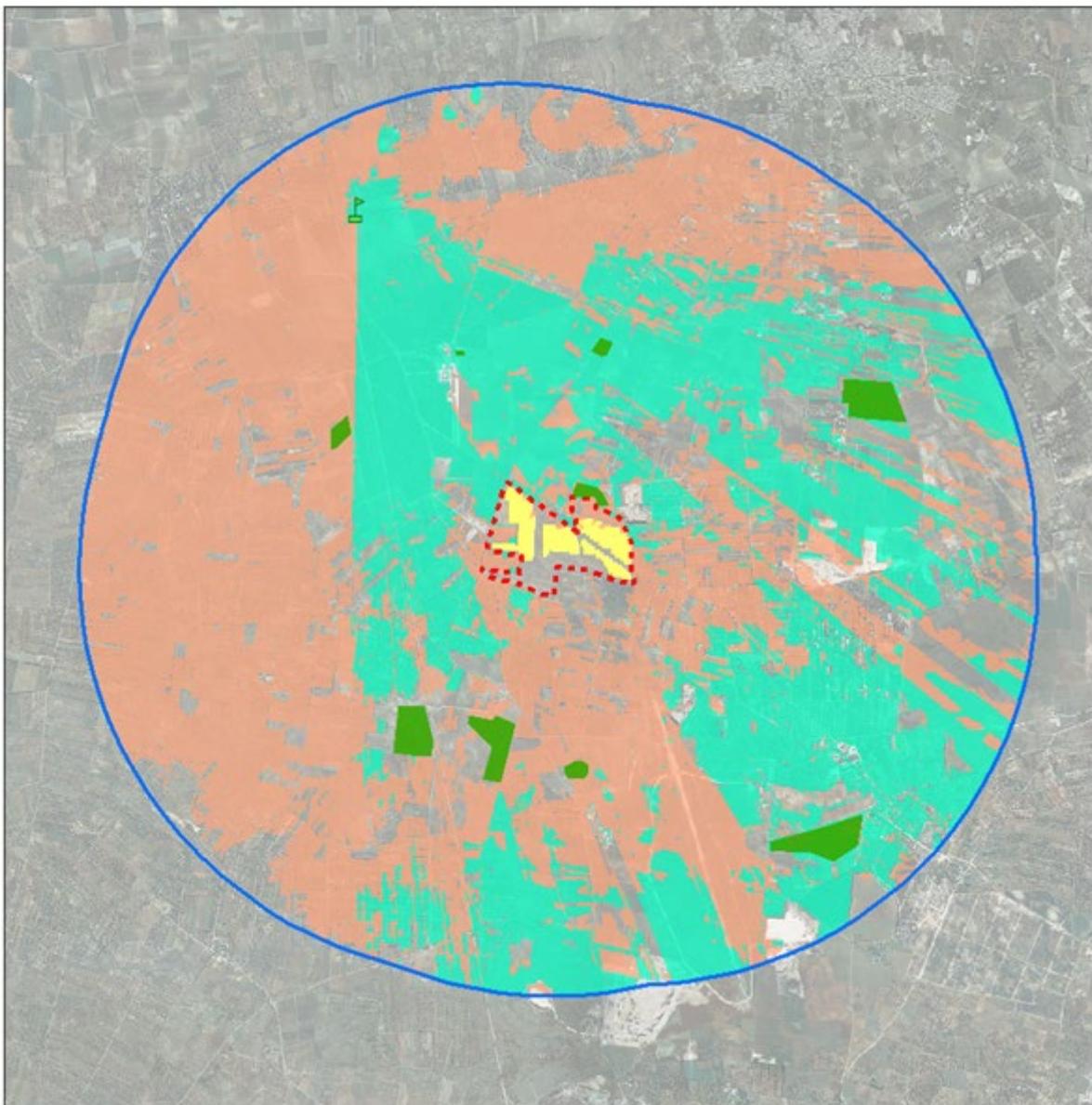


Fig. 14 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA S. ANNA

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- 🚩 Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

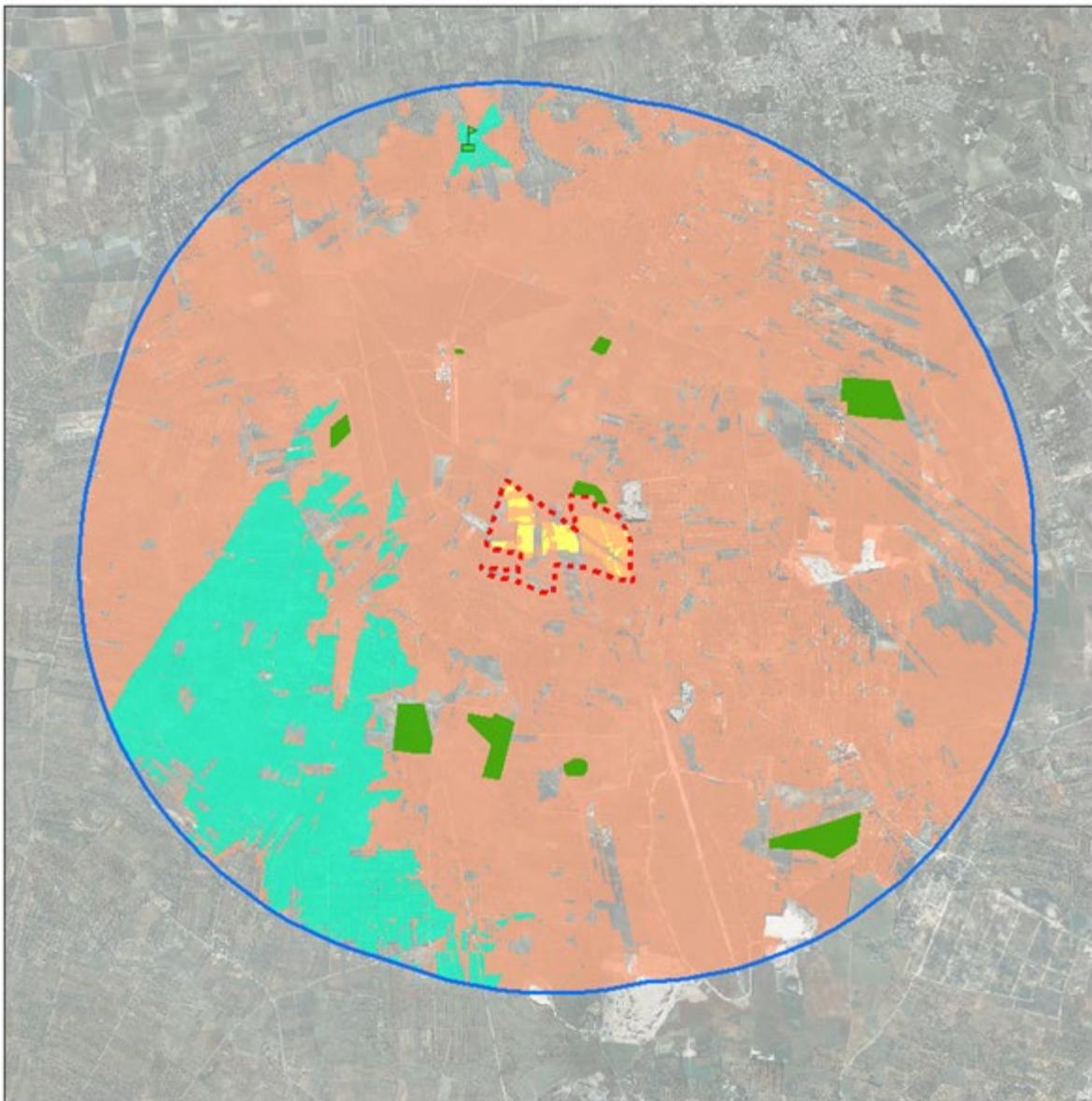


Fig. 15 - MIT dai Siti Storico Culturali nell'Area; osservatore su MASSERIA CIMINIELLO

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- 📍 Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

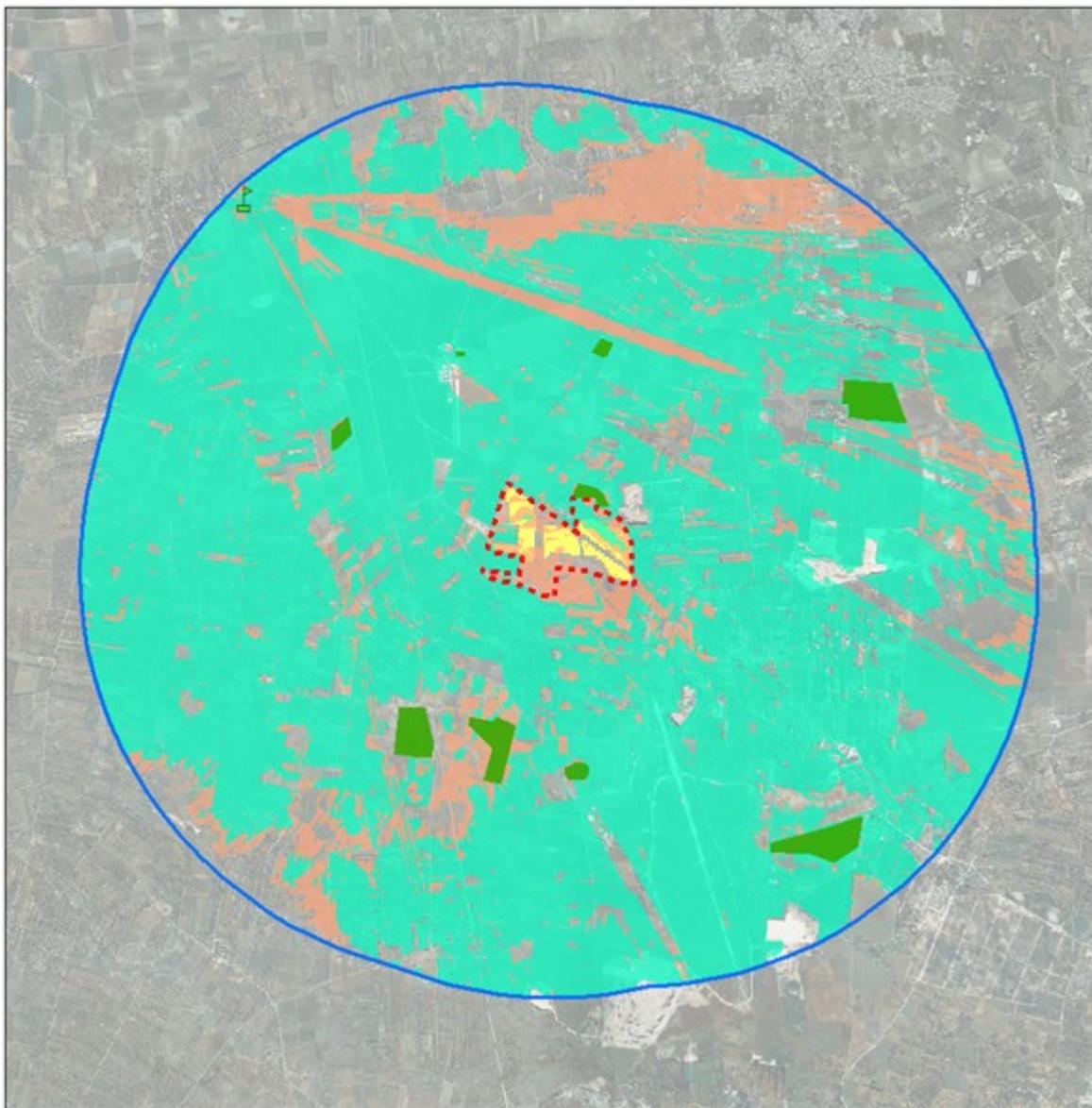


Fig. 16 - MIT da SP 57 punto 1 - Strada a valenza paesaggistica; osservatore su piano campagna

-  Perimetro area impianto
-  Area occupata dai pannelli
-  Buffer di 3 km dall'area di impianto
-  Osservatore
-  Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
-  Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

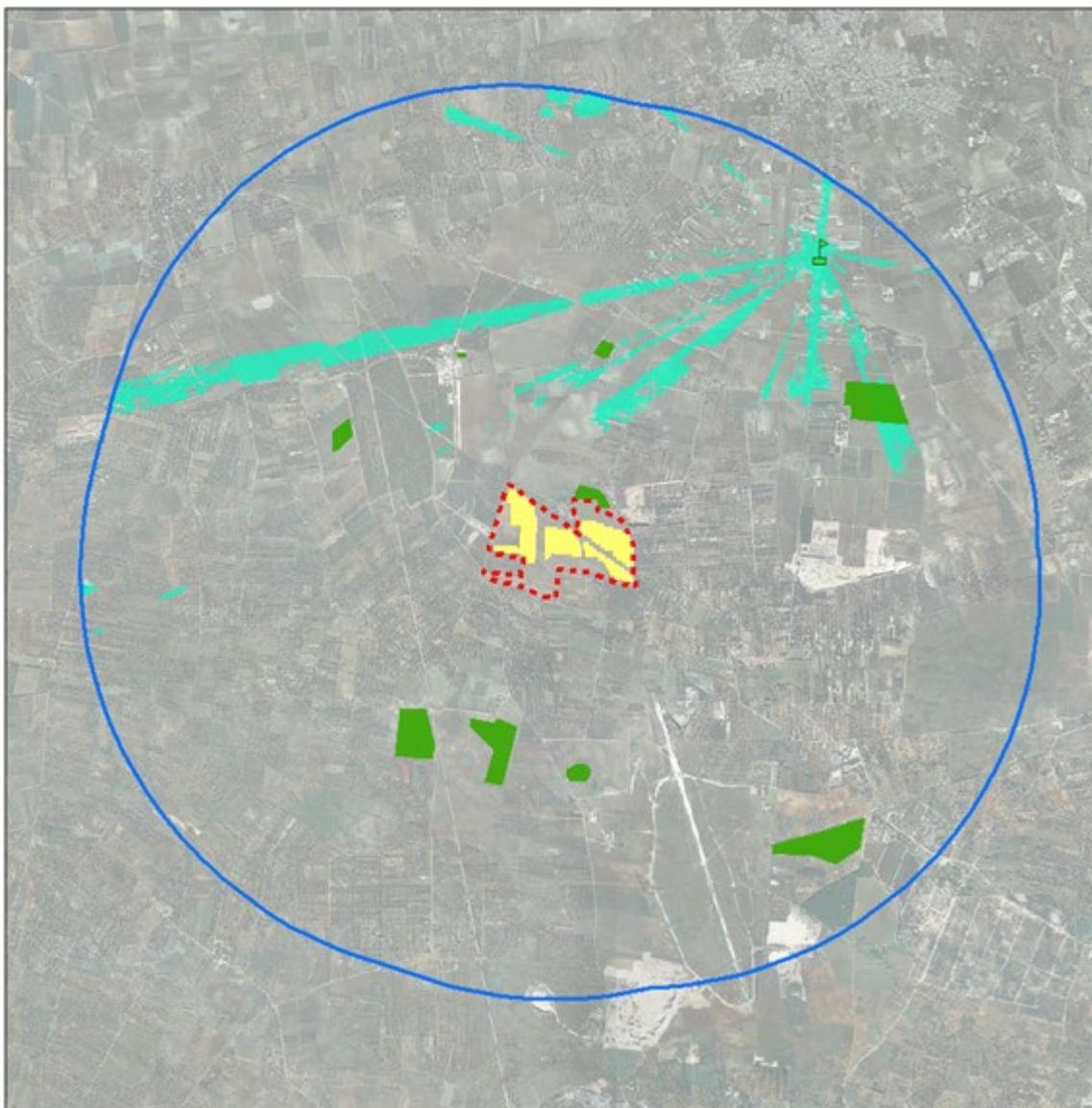


Fig. 17 - MIT da SP 57 punto 2 - Strada a valenza paesaggistica; osservatore su piano campagna

- - - - - Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- 🚩 Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

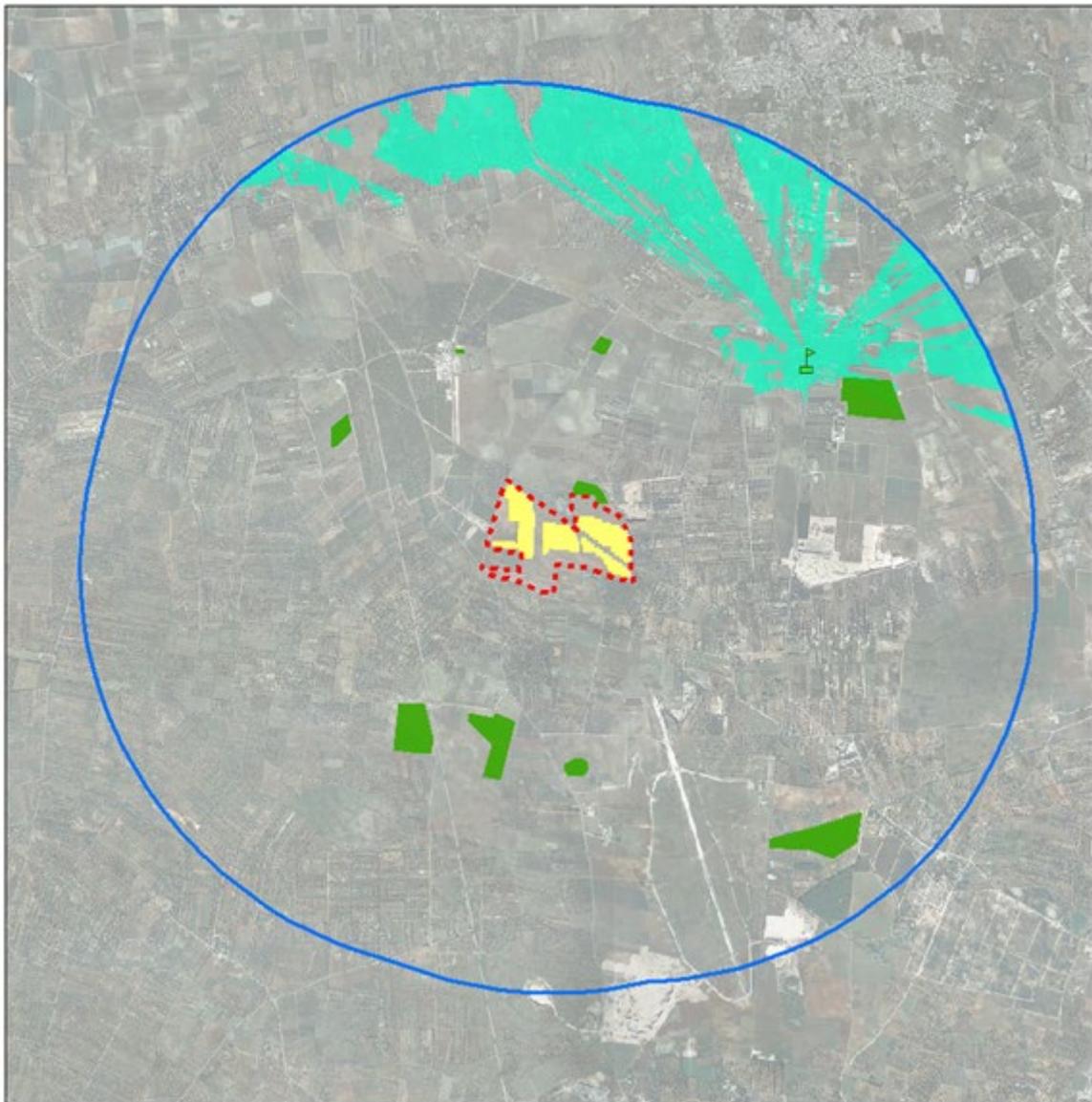


Fig. 18 - MIT da limite SP 57 – SP 97 punto 3 - Strada a valenza paesaggistica; osservatore su piano campagna

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- 📍 Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

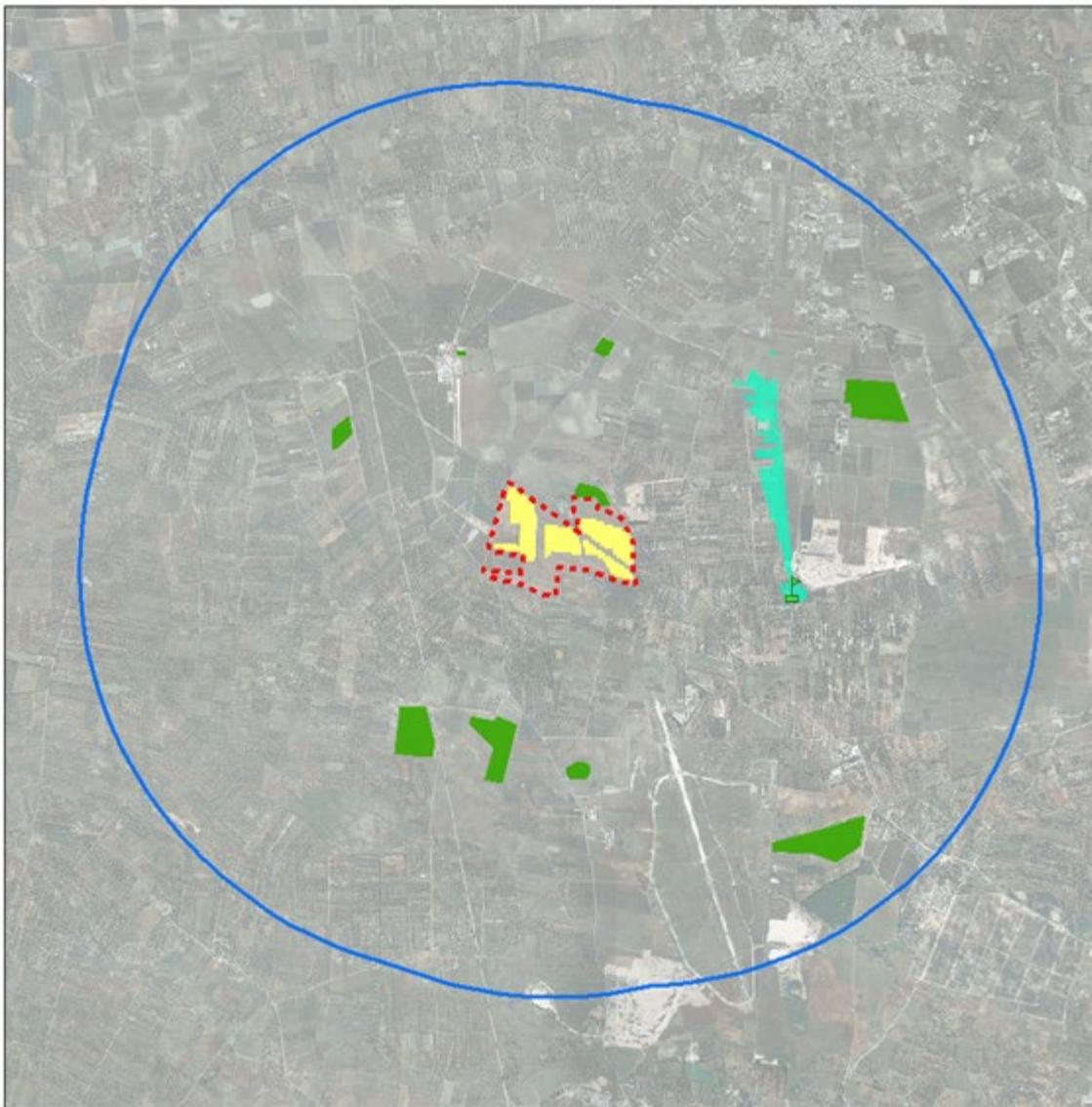


Fig. 19 - MIT da SP 97 punto 4 - Strada a valenza paesaggistica; osservatore su piano campagna

- Perimetro area impianto
- Area occupata dai pannelli
- Buffer di 3 km dall'area di impianto
- Osservatore
- Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
- Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

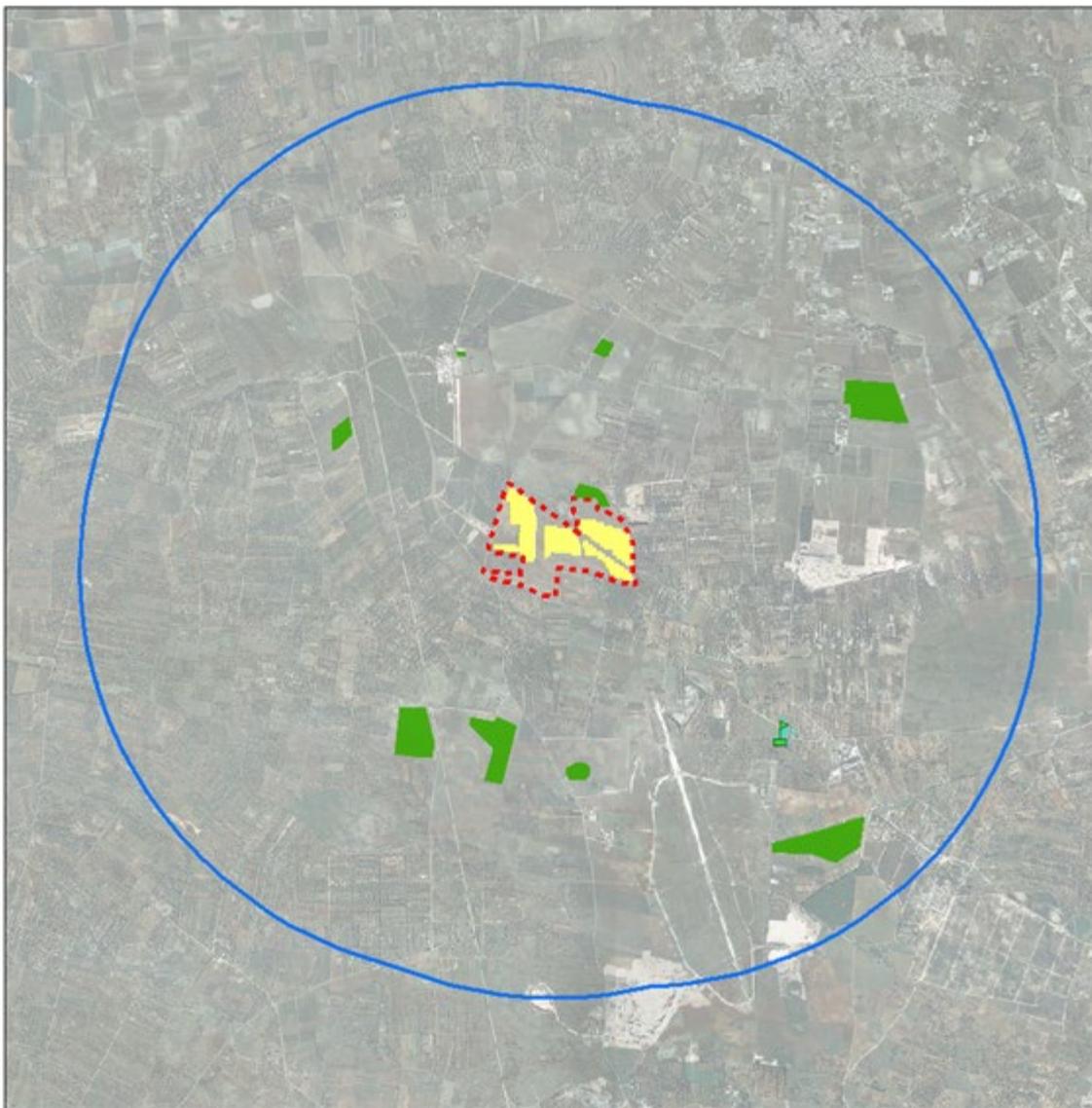


Fig. 20 - MIT da SP 97 punto 5 - Strada a valenza paesaggistica; osservatore su piano campagna

-  Perimetro area impianto
-  Area occupata dai pannelli
-  Buffer di 3 km dall'area di impianto
-  Osservatore
-  Oggetto visibile con osservatore tipo ad h 1,65 m (al suolo)
-  Altri impianti fotovoltaici già presenti nell'area di indagine

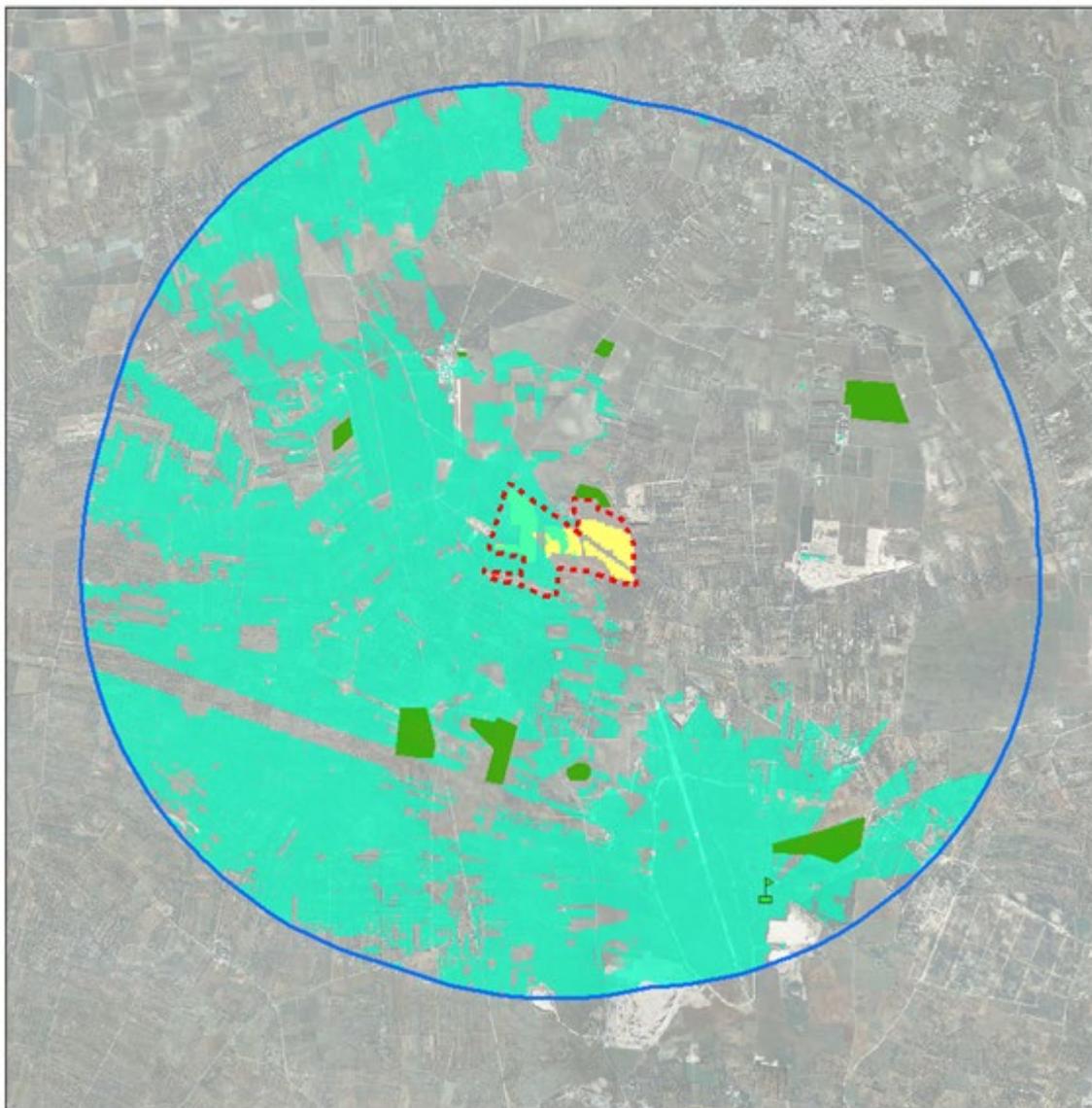
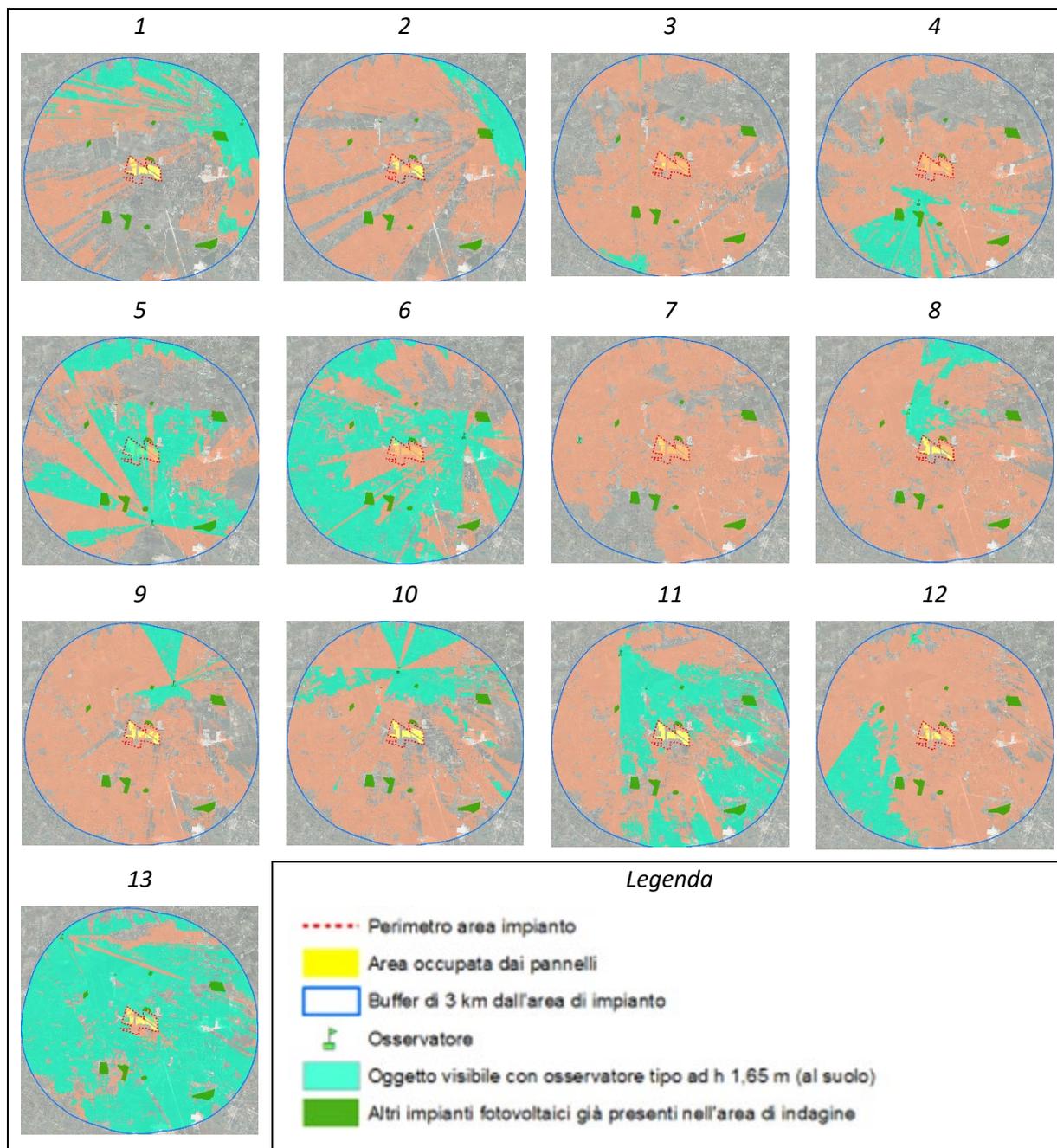
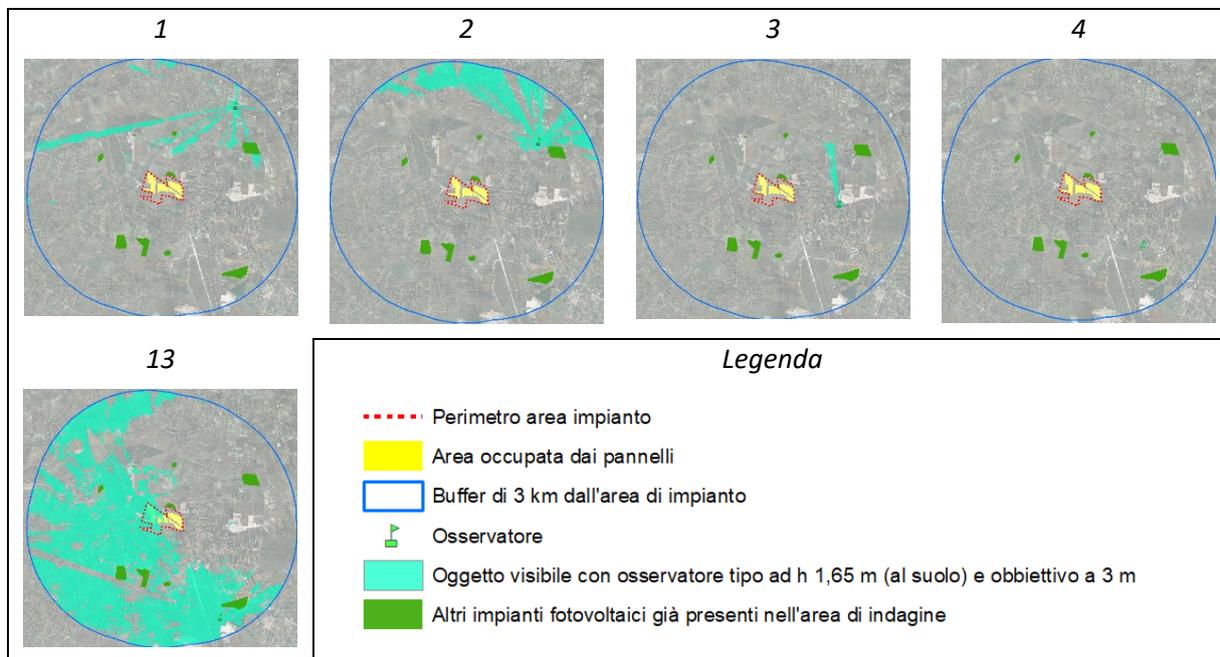


Fig. 21 - Sinottico delle MIT dalle Componenti Culturali Insediative (Masserie)



Dalle elaborazioni condotte si può dedurre che l'impianto, rispetto ai siti storico-culturali, è maggiormente visibile nei punti di osservazione posti a 7 m. Tale condizione nel caso delle Masserie risulta una condizione trascurabile date le caratteristiche architettoniche (altezza non superiori a 7 m) e la frequentazione registrata per le stesse (per la maggior parte rappresentano immobili ridotti in ruderi, non visitabili, e non costituenti attrattiva dal punto di vista turistico).

Fig. 22 - Sinottico delle MIT dalle strade a valenza paesaggistica



Dalle elaborazioni condotte si può dedurre che l'impianto, rispetto alla strada a valenza paesaggistica, è visibile parzialmente solo dal punto di osservazione posto a sud. Anche in questo l'impatto visivo risulta trascurabile in quanto il punto di osservazione è dinamico essendo connesso alla percorrenza della strada.

Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

5.3 Premessa

L'effetto visivo è da considerare un fattore che incide non solo sulla percezione sensoriale, ma anche sul complesso di valori associati ai luoghi derivanti dall'interrelazione tra fattori naturali e antropici nella costruzione del paesaggio (MIBAC). Pertanto come già affermato in più punti del presente Studio, la quantificazione (o magnitudo) di impatto paesaggistico sarà calcolata con l'ausilio di parametri euristici che finiranno per sintetizzare gli aspetti dinamici (stratificazione storica e di utilizzo del territorio) e spaziali (distanze, visibilità dell'impianto) del paesaggio.

E' evidente che l'aspetto spaziale è predominante, ma sicuramente non ci si può limitare a questo: dobbiamo considerare anche indici che tengano conto degli aspetti più prettamente estetici ovvero di bellezza naturale o più in generale di amenità paesaggistica.

In letteratura vengono proposte varie metodologie, tra le quali, la più utilizzata, 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

L'impatto paesaggistico IP, in base al quale si possono prendere decisioni in merito ad interventi di mitigazione o a modifiche impiantistiche che migliorino la percezione visiva, viene determinato dal prodotto dei due indici sopracitati:

$$IP=VP*VI$$

5.3.1 Valore del paesaggio VP

L'indice del *valore del paesaggio VP* relativo ad un certo ambito territoriale, scaturisce dalla quantificazione di elementi quali:

- la naturalità del paesaggio(N);
- la qualità attuale dell'ambiente percettibile(Q);
- la presenza di zone soggette a vincolo(V).

Una volta quantificati tali aspetti, l'indice VP risulta dalla somma di tali elementi:

$$VP=N+Q+V$$

Indice di Naturalità del Paesaggio (N)

La naturalità di un paesaggio esprime la misura di quanto una data zona permanga nel suo stato naturale, senza cioè interferenze da parte delle attività umane.

L'indice di naturalità deriva da una classificazione del territorio, a seconda del livello di naturalità delle aree.

L'indice assumerà, nel nostro Studio, valori compresi tra 1 e 8, secondo quanto riportato in tabella.

Tabella 2 - Valori di riferimento indice N

Macro Aree	Aree	Indice N
<i>Territori modellati artificialmente</i>	Aree industriali, commerciali e infrastrutturali	1
	Aree estrattive, discariche	1
	Tessuto Urbano e/o Turistico	2
	Aree Sportive, Ricettive e Cimiteriali	2
<i>Territori Agricoli</i>	Seminativi e incolti	3
	Zone agricole eterogenee	4
	Vigneti, oliveti, frutteti	4
<i>Boschi e ambienti semi-naturali</i>	Aree a pascolo naturale e prati	5
	Boschi di conifere e misti + Aree Umide	6
	Rocce nude, falesie, rupi	7
	Spiagge sabbiose e dune + Acque continentali	8
	Macchia mediterranea alta, media, bassa	9
	Boschi di latifoglie	10

Indice di Qualità (di Antropizzazione) del Paesaggio(Q)

La percezione attuale dell'ambiente esprime il valore da attribuire agli elementi territoriali che hanno subito una variazione del loro stato originario a causa dell'intervento dell'uomo, il quale ne ha modificato l'aspetto in funzione dei propri usi. Come evidenziato nella seguente tabella, il valore dell'indice Q è compreso fra 1 e 10, e decresce con all'aumentare del livello di antropizzazione, ossia nel caso di minore presenza dell'uomo e del di tipo di attività.

Tabella 3 - Valori di riferimento indice Q

Aree	Indice Q
Aree industriali, servizi, cave	1
Tessuto Urbano e Turistico	3
Aree Agricole	5
Aree semi-naturali	7
Aree con vegetazione boschiva e arbustiva	8
Aree Boscate	10

Indice relativo alla presenza di vincoli (V)

Il terzo indice definisce le zone che, essendo riconosciute meritevoli di una determinata tutela da parte dell'uomo, sono state sottoposte a una legislazione specifica. L'elenco dei vincoli ed il corrispondente valore dell'indice V è riportato nella tabella.

Tabella 4 - Valori di riferimento indice V

Aree	Indice V
Aree con vincoli storici e archeologici	10
Aree di salvaguardia paesaggistica e naturalistica	10
Aree con vincoli idrogeologici	7
Aree con vincoli forestali	7
Aree con tutela delle caratteristiche naturali	7
Aree di rispetto (1km) intorno ai tessuti urbani	5
Altri vincoli	5
Aree non vincolate	0

Per ogni Punto di Osservazione sulla base della tipologia e localizzazione sarà dato un valore a ciascuno di questi parametri. Sulla base dei valori attribuiti agli indici N, Q, V, l'indice del Valore del Paesaggio VP potrà variare nel seguente campo di valori:

$$0 < VP < 30$$

Pertanto assumeremo:

Tabella 5 - Valori di riferimento indice VP

Valore del Paesaggio	VP
Trascurabile	0<VP<4
Molto Basso	4<VP<8
Basso	8<VP<12
Medio Basso	12<VP<15
Medio	15<VP<18
Medio Alto	18<VP<22
Alto	22<VP<26
Molto Alto	26<VP<30

Di seguito riportiamo il calcolo dell'indice relativo al *Valore del Paesaggio VP*, per ciascuno dei Punti di Osservazione individuati nella Tabella 4 - Elenco dei punti di vista per il posizionamento degli osservatori per le MIT.

Tabella 6 - Calcolo dell'indice VP

Id	Denominazione	N	Q	V	VP=N+Q+V
1	MASSERIA SALINELLE	4	5	10	19
2	MADONNA DELLA SCALA	4	5	10	19
3	MASSERIA ARCHIGNANO	4	5	10	19
4	CASINO PAPPAFERI	4	5	10	19
5	MASSERIA BOTTARI	4	5	10	19
6	MASSERIA PALOMBARA (Coincidente con SP57 – p.to 3)	4	5	10	19
7	MASSERIA SANTANGELI	4	5	10	19
8	MASSERIA L'ARGENTONE	2	4	10	16
9	MASSERIA LO BARCO (O LU BARCU)	4	5	10	19
10	MASSERIA LAURITO NUOVA	2	4	10	16
11	MASSERIA LI PRETI	4	5	10	19
12	MASSERIA LAURITO VECCHIA	4	5	10	19
13	MASSERIA S. BIASI	4	5	10	19
14	MASSERIA S. ANNA	4	5	10	19
15	MASSERIA CIMINIELLO	4	5	10	19

Id	Denominazione	N	Q	V	VP=N+Q+V
101	SP57 – p.to 1	4	5	0	9
102	SP57 – p.to 2	4	5	0	9
103	SP57/SP97 – p.to 3	4	5	0	9
104	SP97 – p.to 4	4	5	0	9
105	SP97 – p.to 5	4	5	0	9
Calcolo valore medio					VP: 16.2 (Medio)

Complessivamente l'indice del *Valore del Paesaggio* assume un valore MEDIO.

5.3.2 Valore del paesaggio VI

L'interpretazione della visibilità è legata alla tipologia dell'opera ed allo stato del paesaggio in cui la stessa viene introdotta. Per definire la Visibilità dell'Impianto fotovoltaico sono stati determinati i seguenti indici:

- la percettibilità dell'impianto, P
- l'indice di bersaglio, B

la fruizione del paesaggio o frequentazione, F da cui si ricava l'indice VI (Visibilità Impianto) che risulta paria:

$$VI=P \times (B+F)$$

Percettibilità P

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
- le fosse fluviali.

Ad ogni categoria vengono associati i rispettivi valori di panoramicità, riferiti alla visibilità dell'impianto, secondo quanto mostrato nella seguente tabella:

Tabella 7 - Valori di riferimento indice P

Aree	Indice P
Aree pianeggianti - panoramicità bassa	1
Aree collinari e di versante - panoramicità media	1.5
Aree montane, vette, crinali, altopiani – panoramicità alta	2

Indice Bersaglio B

Con il termine "bersaglio" (B), 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 (o punti) 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), pertanto nel caso specifico coincidono con i punti di osservazione definiti.

E' evidente che quanto più l'osservatore è vicino all'impianto tanto maggiore è la "sua percezione" e quindi aumenta il valore dell'indice di bersaglio B. L'elemento osservato per distanze elevate tende a sfumare e si confonde con lo sfondo.

Nella tabella seguente si è dato pertanto un valore a B correlandolo direttamente alla distanza dell'osservatore dall'impianto.

Tabella 8 - Valori di riferimento indice B

Distanza D _{oss} [km]	Visibilità	B	Valore B
0 < D < 0,5	Molto Alta	10	Molto Alto
0,5 < D < 1	Alta	9	Alto
1 < D < 1,5	Medio Alta	8	Medio Alto
1,5 < D < 2	Media	7	Media
2 < D < 2,5	Medio Bassa	6	Medio Bassa
2,5 < D < 3	Bassa	4	Bassa

Distanza D _{oss} [km]	Visibilità	B	Valore B
3 < D < 3,5	Molto Bassa	3	Molto Bassa
D > 3,5	Trascurabile	1	Trascurabile

E' evidente che, oltre che dalla distanza, la visibilità dipende anche da altri fattori: l'orografia, le caratteristiche del campo visivo più o meno aperto, ad ogni modo accettando la semplificazione che la visibilità dipenda sostanzialmente dalla distanza tra osservatore e impianto, si attribuiscono all'indice di bersaglio B i valori qualitativi, riportati nell'ultima colonna della Tabella.

Indice di Fruibilità o di Frequentazione

Infine, l'indice di fruibilità F stima la quantità di persone che possono potenzialmente frequentano o possono raggiungere un Punto di Osservazione, e quindi trovare in tale zona o punto 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 limitrofe e comunque a distanze per le quali l'impatto visivo teorico è sempre superiore al valor medio. L'indice di frequentazione viene quindi valutato sulla base della densità degli abitanti residenti nei singoli centri abitati e dal volume di traffico per strade e ferrovie.

La *frequentazione* può essere regolare o irregolare con diversa intensità e caratteristiche dei frequentatori, il valore di un sito sarà quindi anche dipendente dalla quantità e qualità dei frequentatori (MIBAC).

Il nostro parametro *frequentazione* sarà funzione $F=(R+I+Q)/3$:

- della regolarità (R)
- della quantità o intensità (I)
- della qualità degli osservatori (Q)

Il valore della frequentazione assumerà valori compresi tra 0 e 10. Mentre gli indici R, I, Q ed F potranno assumere i seguenti valori:

Tabella 9 - Valori di riferimento indice F

	Valori R, I, Q	Valori F
Molto Alto	MMA	10
Alto	A	9
Medio Alto	MA	8
Media	M	7
Medio Bassa	MB	6
Bassa	B	4
Molto Bassa	BB	3
Trascurabile	T	1

Per meglio comprendere le modalità di quantificazione dell'indice di frequentazione F riportiamo di seguito alcuni esempi.

Tabella 10 - Esempi di calcolo dell'indice F per tipologia di zona

Tipologia zona di indagine	Osservatori			Frequentazione (Punteggio)
	Regolarità (R)	Quantità (I)	Qualità (Q)	
centri abitati, strade, zone costiere	A (9)	A (9)	A (9) M (7)	A (9) MA (8.3)
archeologica	M (7)	B (4)	MA (8)	MB (6.3)
rurale	B (4)	M (7)	MB (6)	MB (5.7)
masseria	B (4)	B (4)	MB (6)	B/MB (4.7)
strada paesaggistica con media intensità di traffico	M (7)	M (7)	M (7)	M (7)

Di seguito riportiamo il calcolo dell'indice di frequentazione per i Punti di Osservazione individuati.

Tabella 11 - Calcolo dell'indice F

Id	Denominazione	R	I	Q	F = (R+I+Q)/3
1	MASSERIA SALINELLE	B	B	B	4
2	MADONNA DELLA SCALA	B	B	B	4

Id	Denominazione	R	I	Q	F = (R+I+Q)/3
3	MASSERIA ARCHIGNANO	B	B	B	4
4	CASINO PAPPAFERI	B	B	B	4
5	MASSERIA BOTTARI	B	B	B	4
6	MASSERIA PALOMBARA (Coincidente con SP57 – p.to 3)	B	B	B	4
7	MASSERIA SANTANGELI	B	B	B	4
8	MASSERIA L'ARGENTONE	M	M	M	7
9	MASSERIA LO BARCO (O LU BARCU)	B	B	B	4
10	MASSERIA LAURITO NUOVA	M	M	M	7
11	MASSERIA LI PRETI	B	B	B	4
12	MASSERIA LAURITO VECCHIA	B	B	B	4
13	MASSERIA S. BIASI	B	B	B	4
14	MASSERIA S. ANNA	B	B	B	4
15	MASSERIA CIMINIELLO	B	B	B	4
101	SP57 – p.to 1	M	M	M	7
102	SP57 – p.to 2	M	M	M	7
103	SP57/SP97 – p.to 3	M	M	M	7
104	SP97 – p.to 4	M	M	M	7
105	SP97 – p.to 5	M	M	M	7
Calcolo valore medio					F: 5 (Basso/Medio Basso)

La quantificazione è stata effettuata facendo le seguenti considerazioni.

Le masserie sono ubicate tutte nell'entroterra. Poche hanno carattere residenziale/produttivo e hanno frequentazione limitata, a meno dei siti relativi a Masseria Argentone e Laurito, più prossime all'impianto.

5.3.3 Indice di Visibilità dell'Impianto – intervallo dei valori

L'indice di visibilità dell'Impianto come detto è calcolato con la formula:

$$VI = P \times (B + F)$$

Sulla base dei valori ammissibili per l'Indice di Percezione P. , per l'Indice di Bersaglio B, e per l'indice di Fruibilità-Frequentazione F, avremo:

$$2 < VI < 40$$

Pertanto assumeremo:

Tabella 12 - Valori di riferimento indice VI

Visibilità dell'Impianto	VI
Trascurabile	6<VI<10
Molto Bassa	10<VI<15
Bassa	15<VI<18
Medio Bassa	18<VI<21
Media	21<VI<25
Medio Alta	25<VI<30
Alta	30<VI<35
Molto Alta	35<VI<40

Di seguito la quantificazione dell'Indice di Visibilità per i Punti di Osservazione individuati.

L'indice di frequentazione F è ricavato dal calcolo effettuato al paragrafo precedente.

Il valore dell'indice di bersaglio B è calcolato invece sulla base della distanza (minima) dalle aree di impianto.

Tabella 13 - Calcolo dell'indice VI

Id	Denominazione	P	B	F	VI = P X (B + F)
1	MASSERIA SALINELLE	1	4	4	8
2	MADONNA DELLA SCALA	1	6	4	10
3	MASSERIA ARCHIGNANO	1	4	4	8
4	CASINO PAPPAFERI	1	9	4	13
5	MASSERIA BOTTARI	1	7	4	11
6	MASSERIA PALOMBARA (Coincidente con SP57 – p.to 3)	1	8	4	12
7	MASSERIA SANTANGELI	1	10	4	14

8	MASSERIA L'ARGENTONE	1	10	7	17
9	MASSERIA LO BARCO (O LU BARCU)	1	6	4	10
10	MASSERIA LAURITO NUOVA	1	9	7	16
11	MASSERIA LI PRETI	1	8	4	12
12	MASSERIA LAURITO VECCHIA	1	7	4	11
13	MASSERIA S. BIASI	1	6	4	10
14	MASSERIA S. ANNA	1	4	4	8
15	MASSERIA CIMINIELLO	1	4	4	8
101	SP57 – p.to 1	1	6	7	13
102	SP57 – p.to 2	1	7	7	14
103	SP57/SP97 – p.to 3	1	8	7	15
104	SP97 – p.to 4	1	7	7	14
105	SP97 – p.to 5	1	4	7	11
Calcolo valore medio					VI: 11,75 (molto basso)

In definitiva l'Indice di Visibilità VI è **MOLTO BASSO**.

La valutazione dell'impatto visivo dai Punti di Osservazione verrà sintetizzata con la *Matrice di Impatto Visivo*, di seguito riportata, che terrà in conto sia del *Valore Paesaggistico VP*, sia della *Visibilità dell'Impianto VI*.

Prima di essere inseriti nella Matrice di Impatto Visivo, i valori degli indici VP e VI sono stati così *normalizzati*.

Tabella 14 - Valori di riferimento per la normalizzazione

dell'indice del Valore del Paesaggio (VP_n)

Valore del Paesaggio	VP	VP normalizzato
Trascurabile	$0 < VP < 4$	1
Molto Basso	$4 < VP < 8$	2
Basso	$8 < VP < 12$	3
Medio Basso	$12 < VP < 15$	4
Medio	$15 < VP < 18$	5
Medio Alto	$18 < VP < 22$	6

Alto	22<VP<26	7
Molto Alto	26<VP<30	8

Tabella 15 - Valori di riferimento per la normalizzazione

dell'indice della Visibilità dell'Impianto (VI_n)

Visibilità dell'Impianto	VI	VI normalizzato
Trascurabile	6<VI<10	1
Molto Bassa	10<VI<15	2
Bassa	15<VI<18	3
Medio Bassa	18<VI<21	4
Media	21<VI<25	5
Medio Alta	25<VI<30	6
Alta	30<VI<35	7
Molto Alta	35<VI<40	8

Tabella 16 - Matrice di impatto visivo IV

		VALORE PAESAGGISTICO NORMALIZZATO (VP_n)							
		<i>Trascurabile</i>	<i>Molto Basso</i>	<i>Basso</i>	<i>Medio Basso</i>	<i>Medio</i>	<i>Medio Alto</i>	<i>Alto</i>	<i>Molto Alto</i>
VISIBILITA' IMPIANTO NORMALIZZATO (VI_n)	<i>Trascurabile</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
	<i>Molto Basso</i>	2	4	6	8	10	12	14	16
	<i>Bassa</i>	3	6	9	12	15	18	21	24
	<i>Medio Basso</i>	4	8	12	16	20	24	28	32
	<i>Media</i>	5	10	15	20	25	30	35	40
	<i>Medio Alta</i>	6	12	18	24	30	36	42	48
	<i>Alta</i>	7	14	21	28	35	42	49	56
	<i>Molto Alta</i>	8	16	24	32	40	48	56	64

In pratica noti VP_n e VI_n dalla matrice di impatto sarà possibile calcolare l'Impatto Visivo (IV) da un determinato Punto di Osservazione.

L'impatto visivo sarà poi quantificato secondo la seguente tabella:

Tabella 17 - - Valori di riferimento per l'indice IV

Visibilità dell'Impianto	IV
Trascurabile	1<VI<8
Molto Bassa	8<VI<16
Bassa	16<VI<24
Medio Bassa	24<VI<32
Media	32<VI<40
Medio Alta	40<VI<48
Alta	48<VI<56
Molto Alta	56<VI<64

Riportiamo quindi per ciascun Punto di Osservazione il valore di VI, il valore di VP ed i relativi valori normalizzati VI_n e VP_n.

L'Impatto Visivo per ogni punto di osservazione sarà calcolato secondo la formula:

$$IV = VP_n \times VI_n$$

Tabella 18 - Calcolo dell'indice IV

Id	Denominazione	VP	VP _n	VI	VI _n	IV = VP _n x VI _n
1	MASSERIA SALINELLE	19	6	8	1	6
2	MADONNA DELLA SCALA	19	6	10	1	6
3	MASSERIA ARCHIGNANO	19	6	8	1	6
4	CASINO PAPPAFERI	19	6	13	2	12
5	MASSERIA BOTTARI	19	6	11	2	12
6	MASSERIA PALOMBARA (Coincidente con SP57 – p.to 3)	19	6	12	2	12
7	MASSERIA SANTANGELI	19	6	14	2	12
8	MASSERIA L'ARGENTONE	16	5	17	3	15
9	MASSERIA LO BARCO (O LU BARCU)	19	6	10	1	6

10	MASSERIA LAURITO NUOVA	16	5	16	3	15
11	MASSERIA LI PRETI	19	6	12	2	12
12	MASSERIA LAURITO VECCHIA	19	6	11	2	12
13	MASSERIA S. BIASI	19	6	10	1	6
14	MASSERIA S. ANNA	19	6	8	1	6
15	MASSERIA CIMINIELLO	19	6	8	1	6
101	SP57 – p.to 1	9	3	13	2	6
102	SP57 – p.to 2	9	3	14	2	6
103	SP57/SP97 – p.to 3	9	3	15	2	6
104	SP97 – p.to 4	9	3	14	2	6
105	SP97 – p.to 5	9	3	11	2	6
Calcolo valori medi		16.20	5.15	11.75	1.75	8.7

In conclusione il Valore del Paesaggio Normalizzato è MEDIO (5,15), mentre la Visibilità di Impianto Normalizzata è TRASCURABILE (1,75), l'Impatto Visivo è complessivamente pari a 8,7/64 ovvero MOLTO BASSO.

5.3.4 Entità dell'impatto: conclusioni

L'analisi quantitativa dell'impatto visivo, condotta avvalendosi degli indici numerici di Valore del Paesaggio VP e Visibilità dell'Impianto VI fornisce una base per la valutazione complessiva dell'impatto prodotto dal progetto.

L'indice VP di Valore del Paesaggio assume un valore MEDIO; inoltre l'Indice di Visibilità VI è MOLTO BASSO. Ciò avviene principalmente per le caratteristiche orografiche dell'area (v. fig. 18 – DTM), pressoché pianeggiante, per la presenza di numerosi ed estesi uliveti che contribuiscono ad impedire la vista nella maggior parte dell'area per più di qualche centinaio di metri.

Si sottolinea che anche dalle posizioni individuate, l'impianto risulta visibile solo in piccola (in alcuni casi trascurabile) parte.

Durata e reversibilità dell'impatto

La durata dell'impatto è strettamente legata alla durata dell'Autorizzazione Unica, che costituisce titolo alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto fotovoltaico e che, ai sensi del D. Lgs. 387/2003 e della normativa

regionale, avrà una durata di 20 anni. Alla scadenza di tale termine la società proponente provvederà alla rimozione integrale delle opere.

Dal punto di vista della reversibilità dell'impatto visivo, la rimozione dei moduli fotovoltaici, delle loro strutture di sostegno, delle cabine elettriche, della viabilità interna e della recinzione, costituirà garanzia di reversibilità totale dello stesso.

Probabilità dell'impatto

L'impatto visivo benché di BASSA entità si manifesterà sicuramente durante il periodo di vita utile dell'impianto.

Misure di mitigazione dell'impatto visivo

L'impatto visivo dell'impatto agro fotovoltaico sarà fortemente limitato dalla realizzazione di una siepe perimetrale che avrà altezza pari a 2 m circa ovvero pari all'altezza della recinzione inoltre l'esistenza stessa dell'impianto agronomico all'interno dell'area costituirà esso stesso un effetto mitigativo della contemporaneità tecnologica con quella agronomica.

La siepe sarà realizzata con essenze molto diffuse nell'area (oleandri), molto fitte e di facile attecchimento.

La siepe mitigherà la vista diretta dei moduli fotovoltaici e delle strutture di sostegno ad osservatori anche posti nelle immediate vicinanze dell'impianto.

Tabella 19 - Impatto visivo: matrice di impatto

Fattori di impatto	Caratteristiche dell'impatto		Fase di		
			Costruzione	Esercizio	Dismissione
Storico culturale	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo		X	
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta			
		Area di Interesse		X	
		Area vasta			
Giudizio di impatto storico culturale				B	
Perceptivo	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo		X	
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta			
		Area di Interesse		X	
		Area vasta			
Giudizio di impatto percettivo				B	

Tabella 20 - Calcolo del giudizio complessivo di impatto

Paesaggio e Patrimonio Storico-Artistico	Fase di		
	Costruzione	Esercizio	Dismissione
<i>Giudizio complessivo di impatto</i>	T	BB	T

L'analisi quali-quantitativa dell'impatto visivo, condotta evidenzia un impatto visivo molto basso che finisce per interessare le aree più vicine a quelle di impianto ed (alcune) Masserie ad esse limitrofe.

Non sono interessati dall'impatto visivo i centri abitati, le strade panoramiche e a valenza paesaggistica, le aree costiere, le torri costiere. Limitano ulteriormente l'impatto le caratteristiche morfologiche dell'area sostanzialmente pianeggiante e la presenza di aree ad uliveti nell'intorno che costituiscono una schermatura visiva naturale.

Non si prevede impatto cagionato dal fenomeno dell'abbagliamento, in ragione del posizionamento dei moduli rispetto al generico osservatore ed alle arterie viarie (anche poderali) e considerata la tecnologia costruttiva dei pannelli di ultima generazione, mirata all'efficientamento della produzione e dunque al massimo contenimento della luce riflessa.

La realizzazione del Progetto apporterebbe i seguenti benefici ambientali, tecnici ed economici:

- riduce le emissioni globali di anidride carbonica, contribuendo a combattere i cambiamenti climatici prodotti dall'effetto serra e a raggiungere gli obiettivi assunti dall'Unione Europea con l'adesione al protocollo di Kyoto;
- induce sul territorio interessato benefici occupazionali e finanziari sia durante la fase di costruzione che durante l'esercizio degli impianti.

Alla luce delle analisi svolte, si ritiene che il Progetto sia complessivamente compatibile con l'ambiente ed il territorio in cui esso si inserisce, esso è compatibile con gli obiettivi di conservazione del paesaggio, degli habitat naturali e degli habitat protetti.

Inoltre tutti gli impatti prodotti dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono reversibili, e terminano all'atto di dismissione dell'opera a fine della vita utile (20 anni).

