

AGROFOTOVOLTAICO TRE TORRI AGRICOLTURA 4.0

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA,
CON PANNELLI COLLOCATI IN ALTEZZA, DI POTENZA IN GENERAZIONE
PARI A 26,8643 MW E POTENZA IMMESSA IN RETE PARI A 25,82 MW,
DENOMINATO "AFV TRETORRI AGRICOLTURA 4.0"

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI
COMUNI di SAN PANCRAZIO SALENTINO ed ERCHIE
opere connesse nel COMUNE DI ERCHIE (Br) contrada "Tre Torri"
Località ubicazione impianto AFV: Masseria Tre Torri - Erchie (Br)

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU 3A3A5H1



Tav.: R34e	Titolo: STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE SINTESI NON TECNICA	
Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.d.	A4	3A3A5H1_StudioImpattoAmbientale_34e

Progettazione:	Committente:
ENERWIND s.r.l. Via San Lorenzo 155 - cap 72023 MESAGNE (BR) P.IVA 02549880744 - REA BR-154453 - enerwind@pec.it MSC innovative solutions s.r.l.s. Via Milizia n.55 - 73100 LECCE (ITALY) P.IVA 05030190754 - msc.innovativesolutions@pec.it Ing. Santo Masilla Responsabile progetto Ing. Fabio Calcarella	TRE TORRI ENERGIA s.r.l. Piazza del Grano n.3 - 39100 BOLZANO (BZ) p. iva 0305799214 - REA BZ 283988 tretorrienergia@legalmail.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

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Luglio 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.....	12
Struttura idro-geo-morfologica.....	12
Struttura ecosistemica ambientale.....	13
Struttura antropica e storico culturale – Paesaggio rurale	16
Struttura antropica e storico culturale – Paesaggi urbani	17
Struttura percettiva	20
2.4 Descrizione generale dell'impianto.....	22
3. Soluzioni progettuali prese in esame	23
3.1 Alternativa zero	23
3.2 Alternative tecnologiche e localizzative	25
4. Analisi Costi Benefici	27
4.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE.....	27
4.2 Costi esterni.....	29
4.3 Benefici globali.....	31
4.4 Costi locali	Errore. Il segnalibro non è definito.
5. Analisi Ambientale	38
5.1 Definizione dell'ambito territoriale in cui si manifestano gli impatti ambientali	38
5.2 Analisi degli impatti ambientali	39
5.2.1 Analisi preliminare - Scoping	39
5.2.2 Determinazione dei fattori di impatto.....	40
5.2.3 Schema di valutazione dell'impatto ambientale.....	43
5.2.1 Impatto su atmosfera e microclima	43
5.2.1 Impatto su suolo e sottosuolo	48
5.2.1 Impatto elettromagnetico.....	57

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.....	75
5.3	Sintesi degli impatti e conclusioni	77

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 104/2007) 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.

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 San Pancrazio Salentino (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 26.864,32 kW e potenza massima in c.a., indicata da Terna nella Soluzione Tecnica di Connessione, che può essere immessa nella RTN pari a 25,82 MW, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero:

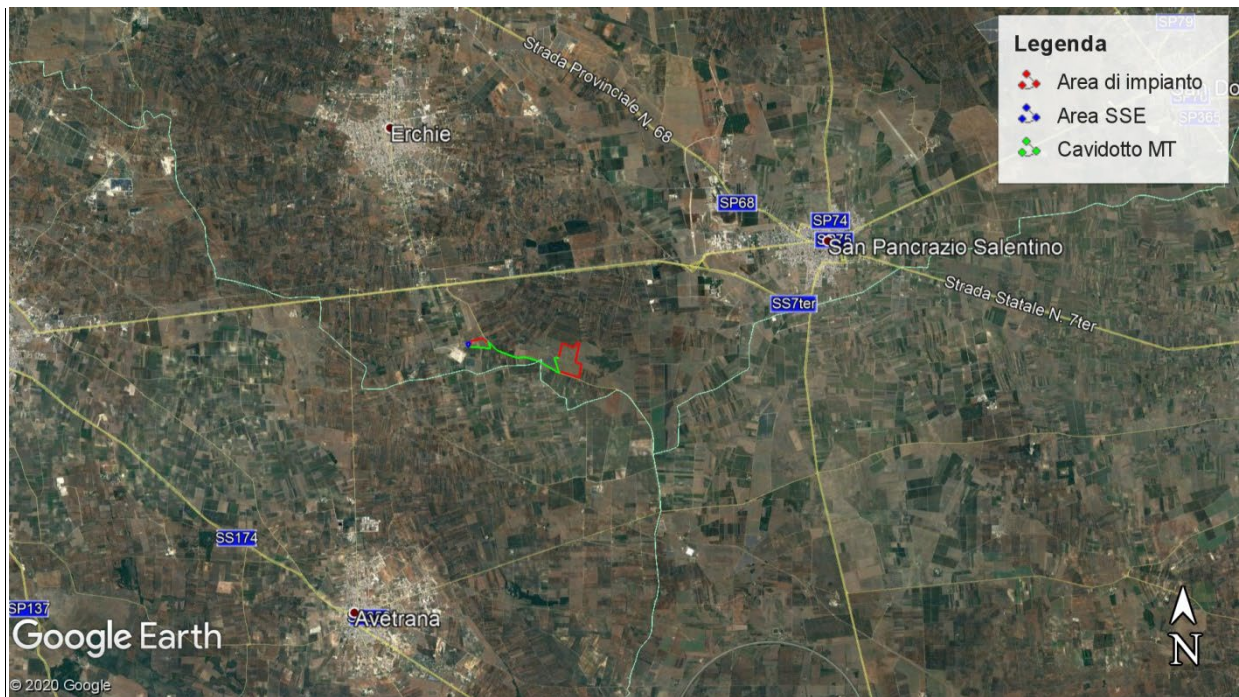
- 1) linee MT interne di collegamento tra le Cabine di Campo (CdC) in configurazione entra-esce;
- 2) linee MT in cavo interrato sino a una Cabina di Smistamento (CdS) ubicata all'interno dell'impianto, per la raccolta della potenza proveniente dalle Cabine di Campo;
- 3) linea MT in cavo interrato, 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 fotovoltaico interessa due aree (Area 1 Ovest, sita nel Comune di Erchie e Area 2 Est, sita nel Comune di San Pancrazio Salentino e, per una piccola superficie di circa 500 m², nel Comune di Erchie) ubicate a circa 3,1 km a Sud-Est dall'abitato di Erchie (BR), a circa 3,5 km a Sud-Ovest dall'abitato di San Pancrazio Salentino (BR) e a circa 5,0 km a Nord dall'abitato di Avetrana (TA).

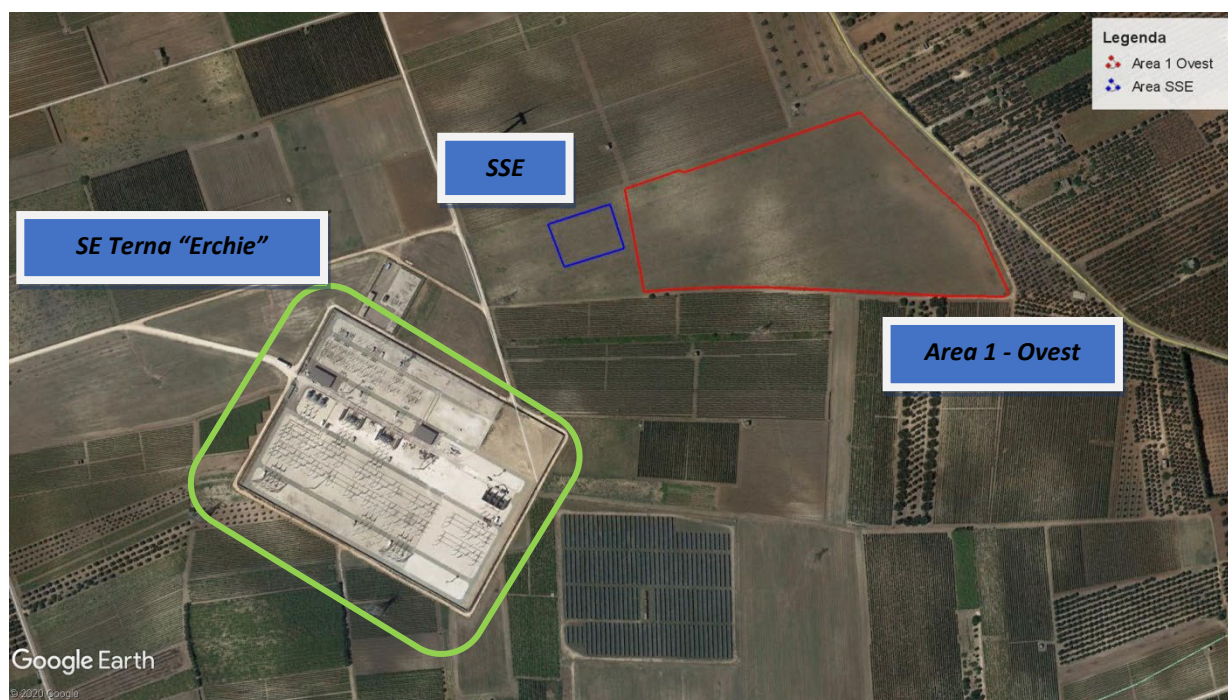
Il Cavidotto MT a 30 kV interesserà i Comuni di Erchie (BR) e San Pancrazio Salentino (BR) ed avrà una lunghezza complessiva di circa 2,6 km. La SSE Utente sarà ubicata in un sito adiacente all'Area 1 Ovest di impianto.



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" per quanto riguarda l'Area 1 Ovest e la SSE; *nell'Ambito di Paesaggio* del "Tavoliere salentino" per quanto riguarda l'Area 2 Est;
- b) *nella Figura Territoriale* de "La campagna brindisina" per quanto riguarda l'Area 1 Ovest e la SSE; *nella Figura Territoriale* de "La terra dell'Arneo" per quanto riguarda l'Area 2 Est;



Gli Ambiti di paesaggio individuati dal PPTR

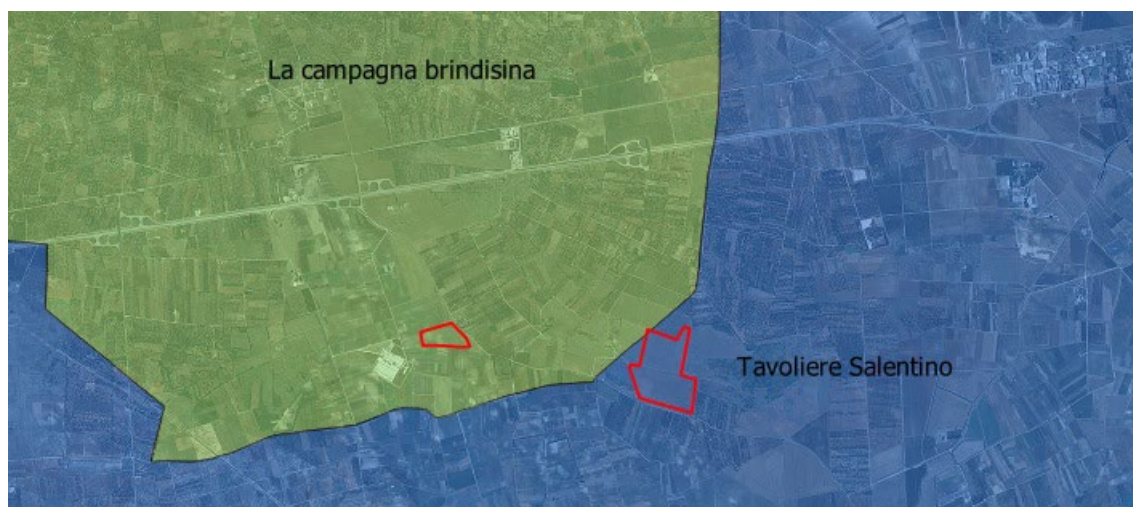
Ambito di paesaggio

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 1 Ovest e la futura SSE, situate nell'ambito de *La campagna brindisina*, si trovano a Sud della stessa e trattandosi di un territorio di transizione sub-pianeggiante tra il paesaggio dell'altopiano murgiano e quello della piana salentina, l'area di interesse assume 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 (Torchiariolo, 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)

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

TAVOLIERE SALENTINO	Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%)		Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%)		Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%)
Superficie totale	2.208,11							
Province:								
Lecce	1.608,79	58%	Taranto	477,67	20%	Brindisi	121,63	7%
Comuni:								
Amesano	13,45	100%	Lequile	36,37	100%	San Donaci	33,64	100%
Avetrana	73,34	100%	Leverano	48,87	100%	San Donato Di Lecce	21,16	100%
Bagnolo Del Salento	6,76	100%	Lizzanello	25,07	100%	San Marzano	19,02	100%
Calimera	11,16	100%	Lizzano	46,35	100%	San Pancrazio Salentino	55,87	100%
Campi Salentina	45,14	100%	Maglie	22,38	100%	San Pietro in Lama	7,94	100%
Cannole	20,04	100%	Manduria	178,36	100%	Sava	44,08	100%
Caprarica di Lecce	10,83	100%	Martano	21,85	100%	Sogliano Cavour	5,17	100%
Carmiano	23,68	100%	Martignano	6,36	100%	Soletto	30,02	100%
Carpignano Salentino	48,09	100%	Maruggio	48,43	100%	Squinzano	29,30	100%
Castri di Lecce	12,24	100%	Melendugno	91,29	100%	Stemmatia	16,54	100%
Castrignano De' Greci	9,51	100%	Melpignano	10,95	100%	Surbo	20,42	100%
Cavallino	22,38	100%	Monteroni Di Lecce	16,53	100%	Taranto	19,42	9%
Copertino	57,78	100%	Nardo'	190,45	100%	Torchiarolo	32,13	100%
Corigliano d'Otranto	28,10	100%	Novoli	17,79	100%	Torricella	26,63	100%
Cursi	8,22	100%	Otranto	49,28	65%	Trepuzzi	23,73	100%
Fragagnano	22,04	100%	Palmariggi	8,79	100%	Veglie	61,39	100%
Galatina	81,71	100%	Porto Cesareo	34,84	100%	Vernole	60,50	100%
Guagnano	37,85	100%	Salice Salentino	58,99	100%	Zollino	9,90	100%
Lecce	238,00	100%	San Cesario	8,00	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

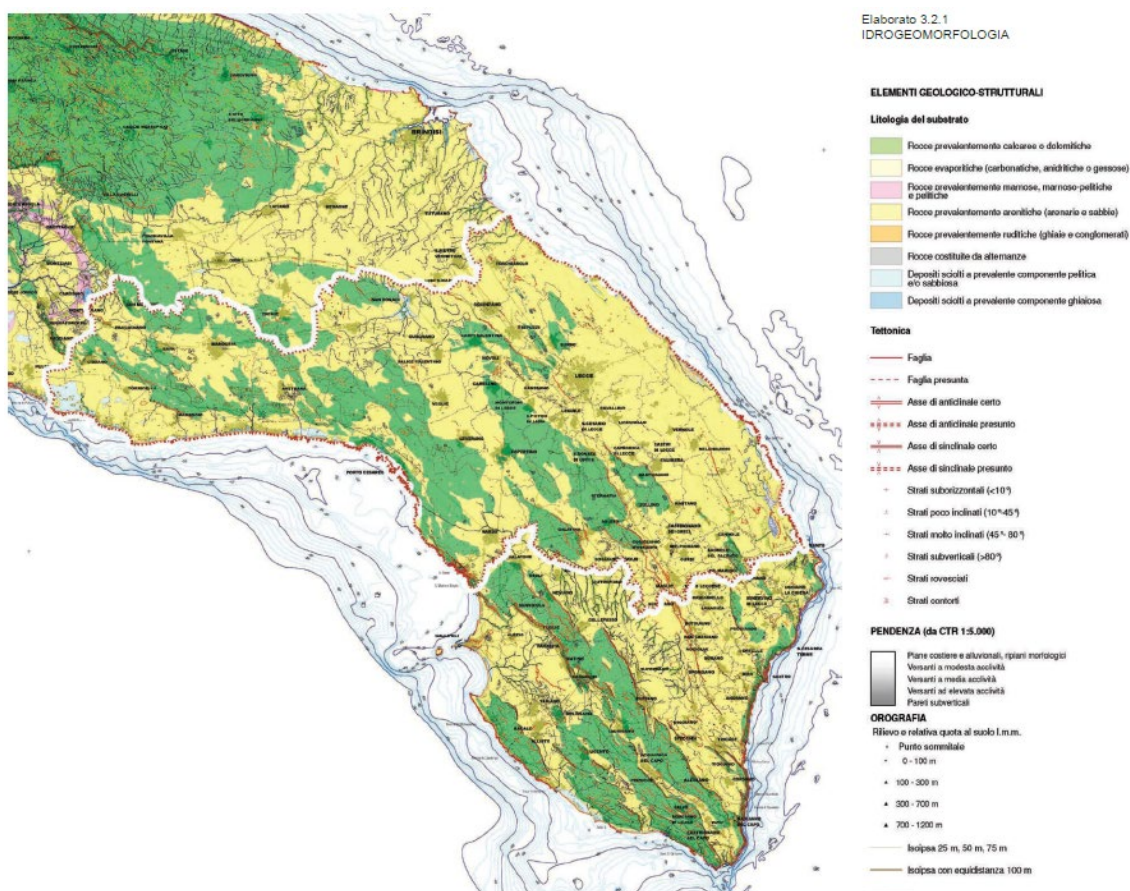
La *Figura Territoriale La Terra dell'Arneo* è una parte della penisola salentina che si estende lungo la costa ionica da San Pietro in Bevagna (a nord), fino a Torre Inserraglio (a sud) e nell'entroterra interessa i comuni di Manduria (TA), Avetrana (TA), San Pancrazio Salentino (BR), San Donaci (BR), 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.

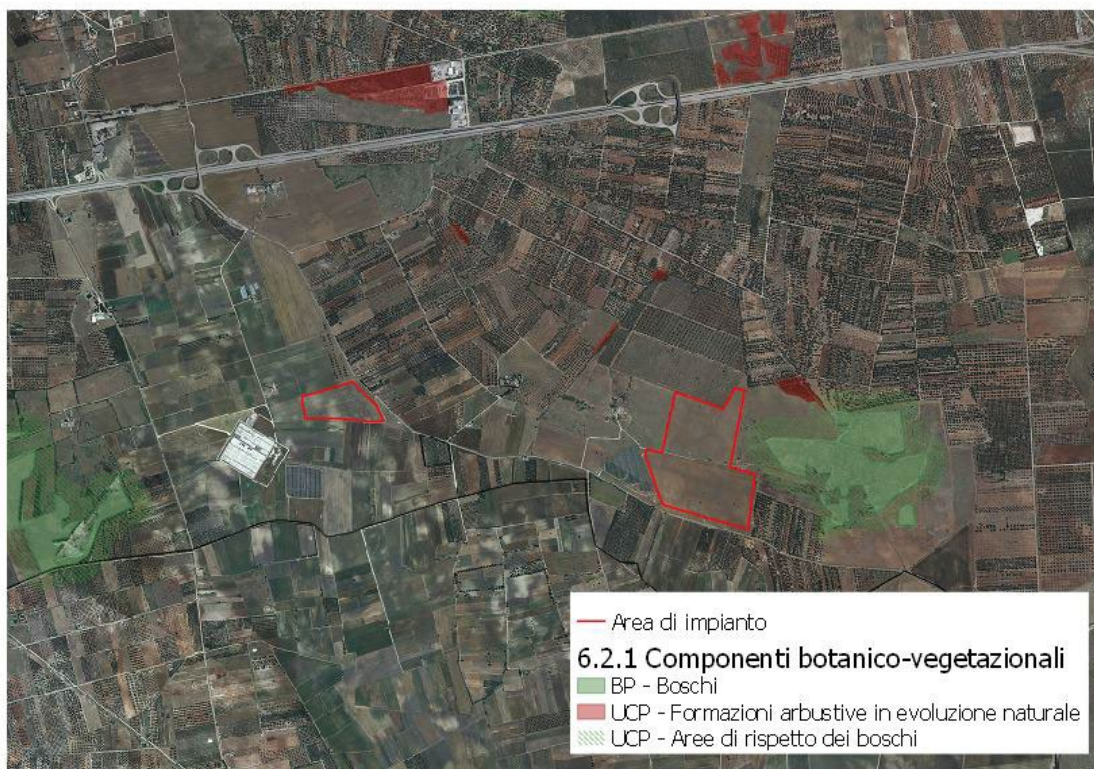
Valori Patrimoniali. I valori patrimoniali eco sistemico ambientali sono rappresentati nella *Figura Territoriale* quasi esclusivamente dalle aree umide costiere, caratterizzate da elevata biodiversità e dalla presenza di habitat di interesse comunitario essenziali per lo svernamento e la migrazione 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 8,0 km
- area protetta regionale *Riserve del Litorale Tarantino Orientale* (L.R. 24/2002) a 9,1 km
- area protetta regionale *Boschi di Santa Teresa e dei Lucci* (L.R. 19/1997) a 18,6 km
- area marina protetta statale *Porto Cesareo* a 11,0 km
- SIC IT9130001 Torre Colimena a 7,2 km
- SIC IT9130003 Duna di Campomarino a 13,6 km
- SIC IT9140004 Bosco i Lucci a 20,4 km
- SIC IT9140006 Bosco di Santa Teresa a 19,6 km
- SIC IT9140007 Bosco Curtipetrizzi a 14,2 km
- SIC IT9150007 Torre Uluzzo a 29,2 km
- SIC IT9150013 Palude del Capitano a 24,3 km
- SIC IT9150024 Torre Inserraglio a 26,1 km
- SIC IT9150028 Porto Cesareo a 12,8 km
- SIC IT9150027 Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto a 7,3 km
- SIC IT 9150031 Masseria Zanzara a 15,4 km

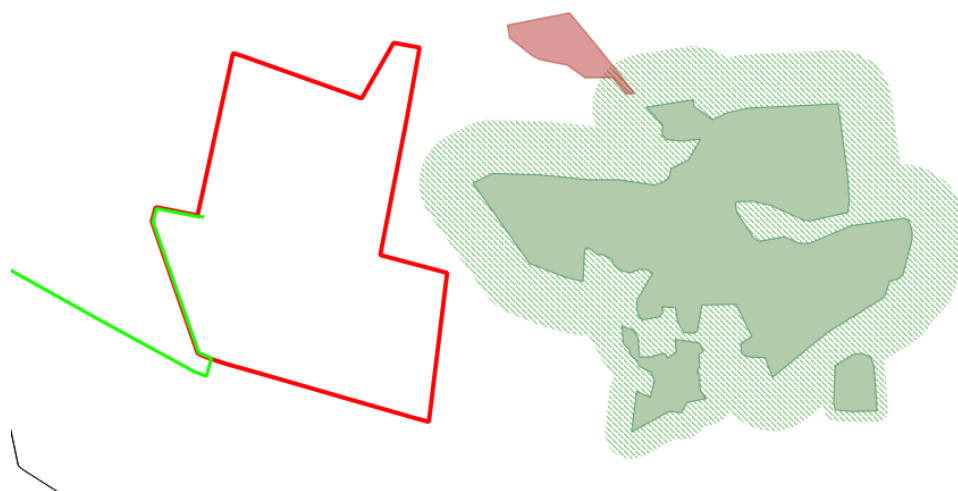
Molte di queste aree, benché facenti parte della *Figura Territoriale Terra di Arneo* in realtà sono molto distanti dal sito dell'impianto fotovoltaico. È evidente, pertanto, che la distanza preclude, qualsiasi tipo di interferenza con l'opera in progetto.

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 2 Est è ubicata al limite della fascia di rispetto (buffer) di una zona a macchia, pur rimanendone totalmente fuori.



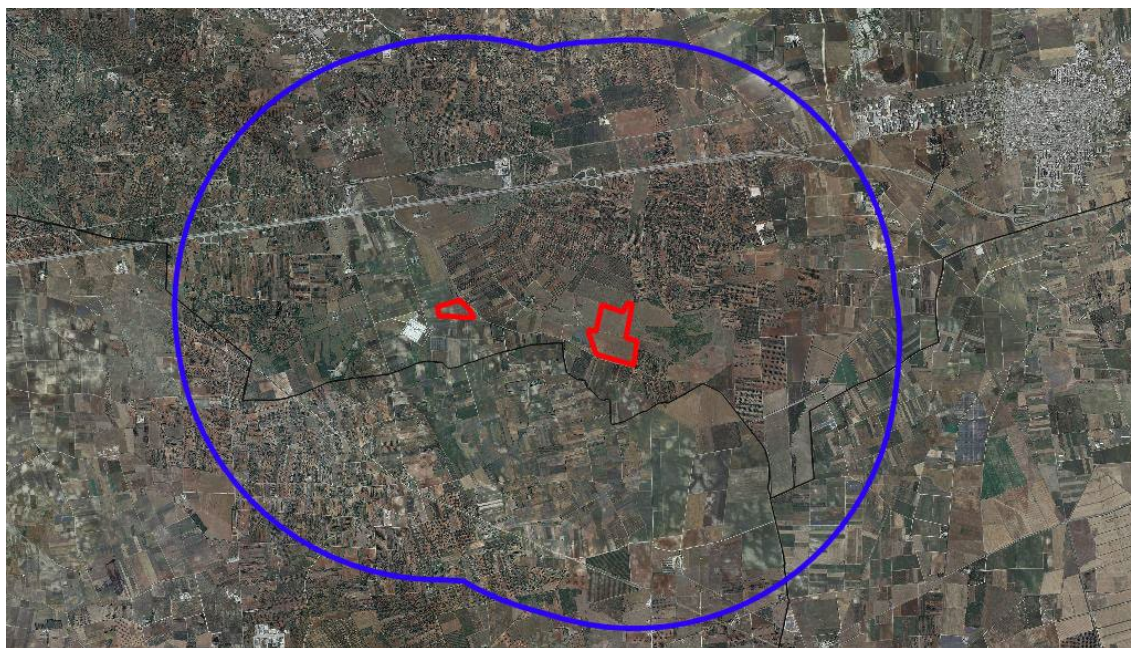
Dettaglio Area 2 Est con area a macchia e relativo buffer

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 residui pascoli rocciosi e zone a macchia, per antropizzazione agricola o infrastrutturale.

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 San Pancrazio, Guagnano, Salice, Veglie, Avetrana. Vigneti che si alternano ad oliveti 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.



Area di Interesse 3 km (in blu) dai confini di Impianto

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

Di seguito la planimetria con l'uso del suolo.



Carta dell'uso del suolo (aggiornamento 2011 – fonte SIT Puglia) Area di impianto (in rosso) e buffer 3 km (in blu)

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 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.

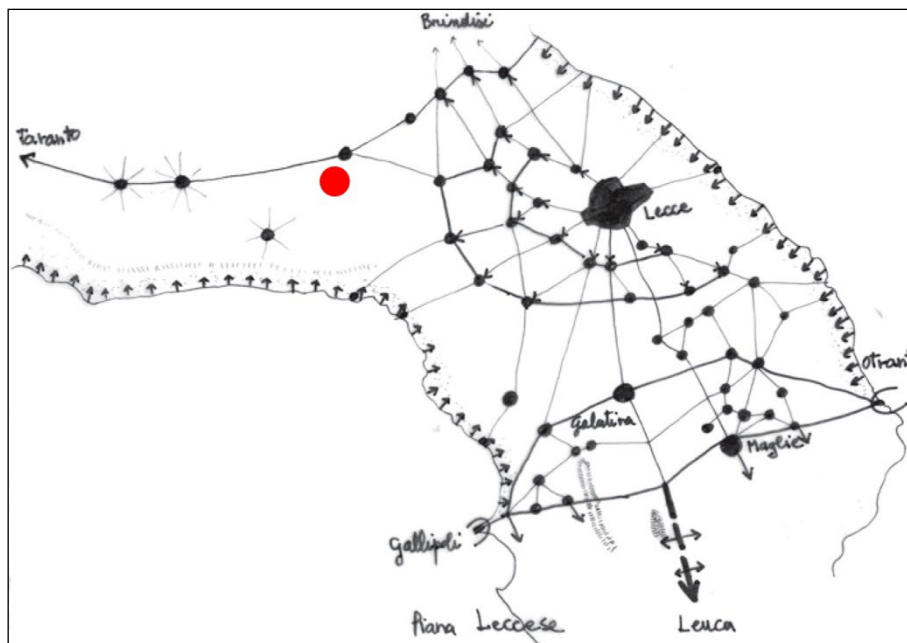
Valori Patrimoniali. Il sistema insediativo è costituito dai centri di media grandezza di Guagnano, Salice, San Pancrazio, Veglie, San Donaci, Leverano e Copertino che si sono sviluppati in posizione arretrata rispetto alla costa, in corrispondenza delle aree più fertili e della ricca falda superficiale, 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 *Sallentina*, 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 accentrimento 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.

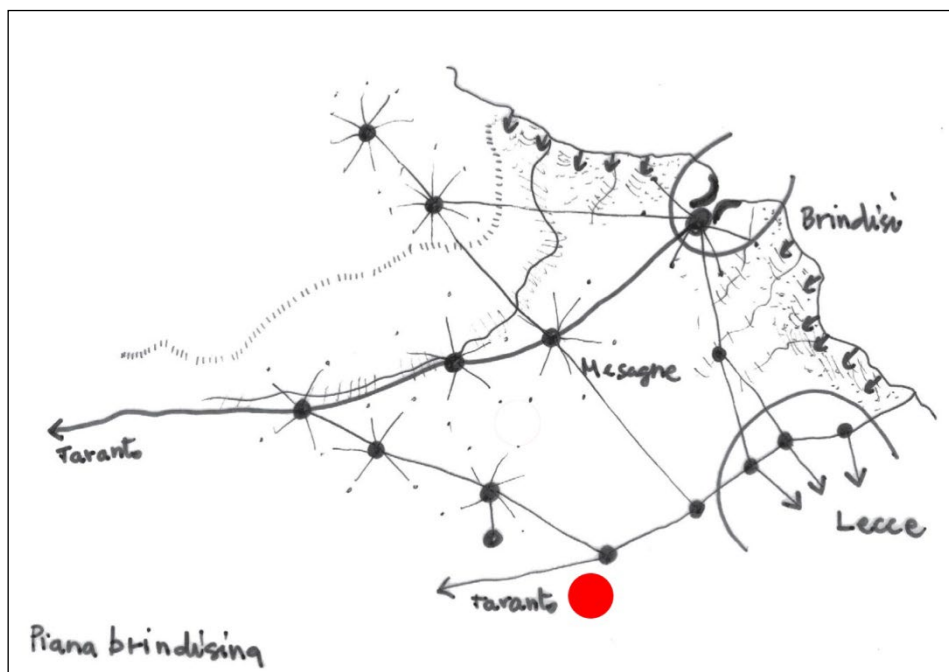
Criticità. Le criticità sono rappresentate essenzialmente dall'incontrollato sviluppo urbano dell'area costiera che ha portato tra l'altro a prelievi della falda a causa della carenza infrastrutturale. Altre criticità sono rappresentate da:

- 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.

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 non abbiamo nessun centro abitato. I più vicini sono:

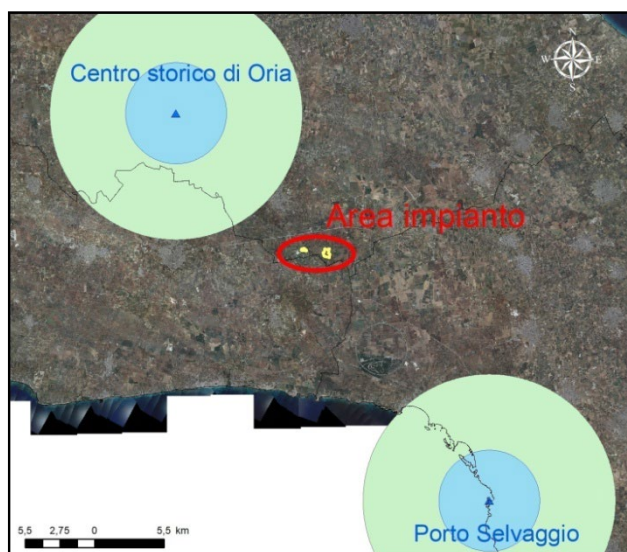
- Erchie (BR) – 3,1 km ;
- San Pancrazio Salentino (BR) – 3,5 km;
- Avetrana (TA) – 5,0 km.

Torri costiere

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

Altri potenziali punti visivi panoramici

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 fotovoltaico è esterno, vista la notevole distanza di circa 14,5 km, tra area di impianto 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 sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori), con relativi motori elettrici per la movimentazione. Le strutture saranno ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno;
- I cabinati (Shelter) preassemblati in stabilimento dal fornitore e contenenti 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 2,6 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico nell'Area 2 Est (raccolta nella CdS) verso la SSE 30/150 kV;
- Il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 0,2 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico nell'Area 1 Ovest (raccolta nella CdC A) 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.

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 2 Est di impianto e poi immessa, in cavo interrato sempre a 30 kV della lunghezza di circa 2,6 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".

Per quanto riguarda l'energia prodotta all'interno dell'Area 1 Ovest, questa verrà trasportata dalla Cabina di Campo A direttamente alla SSE tramite un cavo di circa 0,2 km.

Il progetto dell'impianto fotovoltaico interessa due aree (Area 1 Ovest, sita nel Comune di Erchie e Area 2 Est, sita nel Comune di San Pancrazio Salentino e, per una piccola superficie di circa 500 m², nel Comune di Erchie) ubicate a circa 3,1 km a Sud-Est dall'abitato di Erchie (BR), a circa 3,5 km a Sud-Ovest dall'abitato di San Pancrazio Salentino (BR) e a circa 5,0 km a Nord dall'abitato di Avetrana (TA).

Il Cavidotto MT a 30 kV interesserà i Comuni di Erchie (BR) e San Pancrazio Salentino (BR) ed avrà una lunghezza complessiva di circa 2,6 km. La SSE Utente sarà ubicata in un sito adiacente all'Area 1 Ovest di impianto.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (57.584), alla loro potenza unitaria (505 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 **53,56 GWh/anno** (29.079,92 kWp x 1.842,05 kWh/kWp ≈ 53.566 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 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;
- 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 fotovoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **53.566 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto") e si svilupperà su circa **29,83 ha** di superficie.

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

$$53.566 / 8.000 = \mathbf{6,69 MW}$$

il che significa una coltivazione di $6,69 \times 300 = \mathbf{2.007 ha di terreno}$ contro i **29,83 ha** necessari alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico 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.

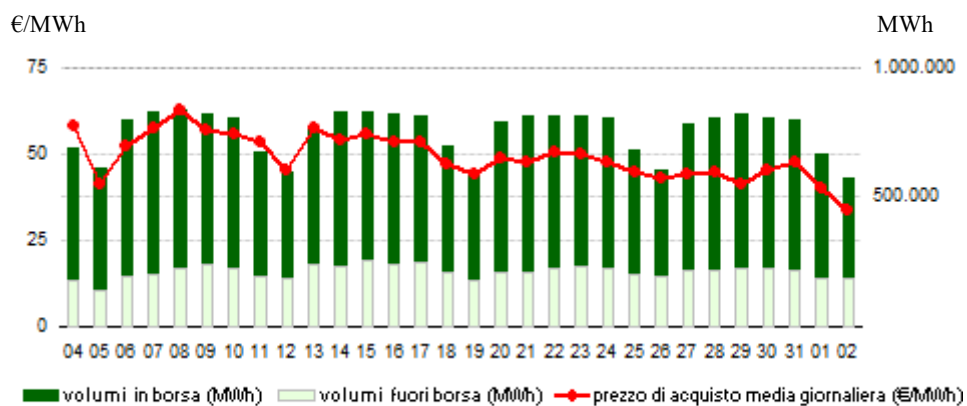
Il valore medio europeo del LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

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.

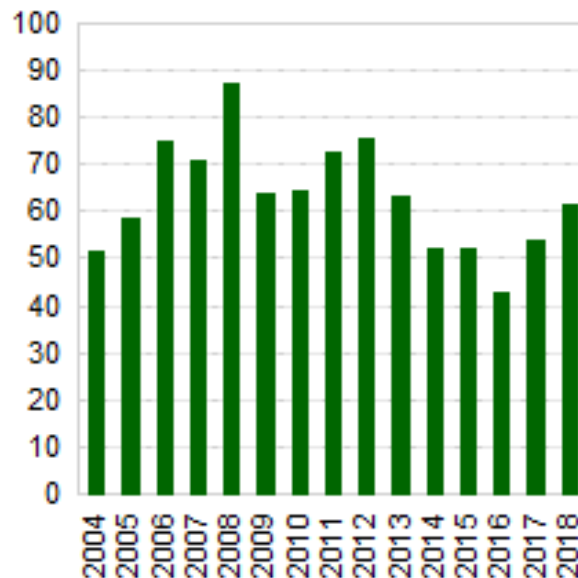
Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché l'impianto è localizzato nel sud Europa in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto

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).



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 PathwayMethodology, 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. Ovvero $54.057,919 \text{ Mwh} \times 7,5 = 405.434 \text{ euro}$.

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 u

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

L'impianto "Tre Torri" ha una potenza installata di 26.864,32 kW e una produzione annua netta attesa di circa **54.057.919 kWh**

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$4.4 \quad 54.057.919 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 973.043 \text{ €/anno}$$

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

$$4.5 \quad 54.057.919 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 405.434 \text{ €/anno}$$

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.

6.1. Benefici 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 e San Pancrazio, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepiranno in termini di **IMU** un introito annuale quantificabile in 4.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$32,00 \text{ ha} \times 4.000,00 \text{ €/ha} = 128.000,00 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno 2.500,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del **diritto di superficie**, e quindi:

$$32,00 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 80.000,00 \text{ €/anno}$$

L'attività di **gestione e manutenzione dell'impianto** è stimata essere di 9.000,00 €/MW ogni anno. Assumendo che l'80% (7.200,00 €/MW) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$26,86432 \text{ MW} \times 7.200,00 \text{ €/MW} = 193.423 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i **costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione** si stima un costo di 890.000,00 €/MW. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 15% (133.500,00 €/MW) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$26,86432 \text{ MW} \times 133.500,00 \text{ €/MW} = 3.586.387 \text{ €}$$

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:

$$3.586.387 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 179.319 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di **179.319**, euro ogni anno per 20 anni.

Per quanto concerne i **costi di dismissione dell'impianto** e delle relative opere di connessione si stima un costo di 55.837 €/MW. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 60% (33.500 €) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$26,86432 \text{ MW} \times 33.500 \text{ €/MW} = 899.954 \text{ €}$$

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:

$$899.954 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 45.000 \text{ €/anno}$$

Consideriamo, anche gli introiti dovuti alla presenza delle attività che utilizzano le aree di impianto. Come detto sono rappresentate dall'impianto super intensive di uliveto, dall'impianto di apicoltura e dalla coltivazione dell'aloë vera e degli ortaggi ed uliveti.

Considerando gli introiti previsti per l'attività di apicoltura (9.000 €/anno) e per la coltivazione dell'ortaggi/aloë (7.000 €/anno), possiamo considerare un beneficio locale totale per le attività presenti all'interno delle aree di impianto pari a **16.000 €/anno**.

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. Per quanto riguarda la produzione di olive ed olivo evo si prevede un introito minimo di 760€/anno per ogni ettaro, per un beneficio totale pari a:

$$760 \text{ €/anno ha} \times 29 \text{ ha} = 22.040,00 \text{ €/anno}$$

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
--	-----------------

IMU	128.000,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	80.000,00 €/anno
Manutenzione impianto	193.423 €/anno
Lavori di costruzione + dismissione	224.319 €/anno
Attività presenti nelle aree di impianto	22.040,00 €/anno
TOTALE	647.782 €/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
405.434 €/anno	973.043 €/anno	647.782 €/anno

n punto di vista monetario in:

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 fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> • allestimento delle aree di lavoro • esercizio delle aree di lavoro • scavo fondazioni • edificazione fondazioni • installazione impianto PV • ripristini ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica dell'impianto • operatività dell'impianto fotovoltaico • operazioni di manutenzione 	<ul style="list-style-type: none"> • smantellamento impianto • ripristino dello stato dei luoghi assenza dell'impianto
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

FATTORI DI IMPATTO	AZIONI DI PROGETTO		
	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
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
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 53,56 milioni di kWh annui, possa evitare l'emissione di circa 53,56 milioni di kg di CO₂ ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di 75 kg di SO₂ e 107 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 dalla **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 fotovoltaico interesserà circa 30 ha di terreno attualmente coltivato a seminativi avvicendati.

EFFETTO. Relativamente al problema del consumo di suolo, si fa osservare che, nel caso dell'impianto in progetto, non sono 30 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.



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 30 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.

<i>Lotto</i>	<i>Estensione Area impianto</i>	<i>Superficie totale moduli fotovoltaici</i>	<i>Superficie Cabine elettriche</i>	<i>Superficie strade</i>
<i>Area 1 Ovest</i>	<i>54.182 mq</i>	<i>43.000 mq (79,36%)</i>	<i>131,7 mq (0,24%)</i>	<i>4.435 (8,20%)</i>
<i>Area 2 Est</i>	<i>244.119 mq</i>	<i>212.620 mq (87,10%)</i>	<i>615 mq (0,25 %)</i>	<i>13.777 (5,64 %)</i>

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 6,92%, 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

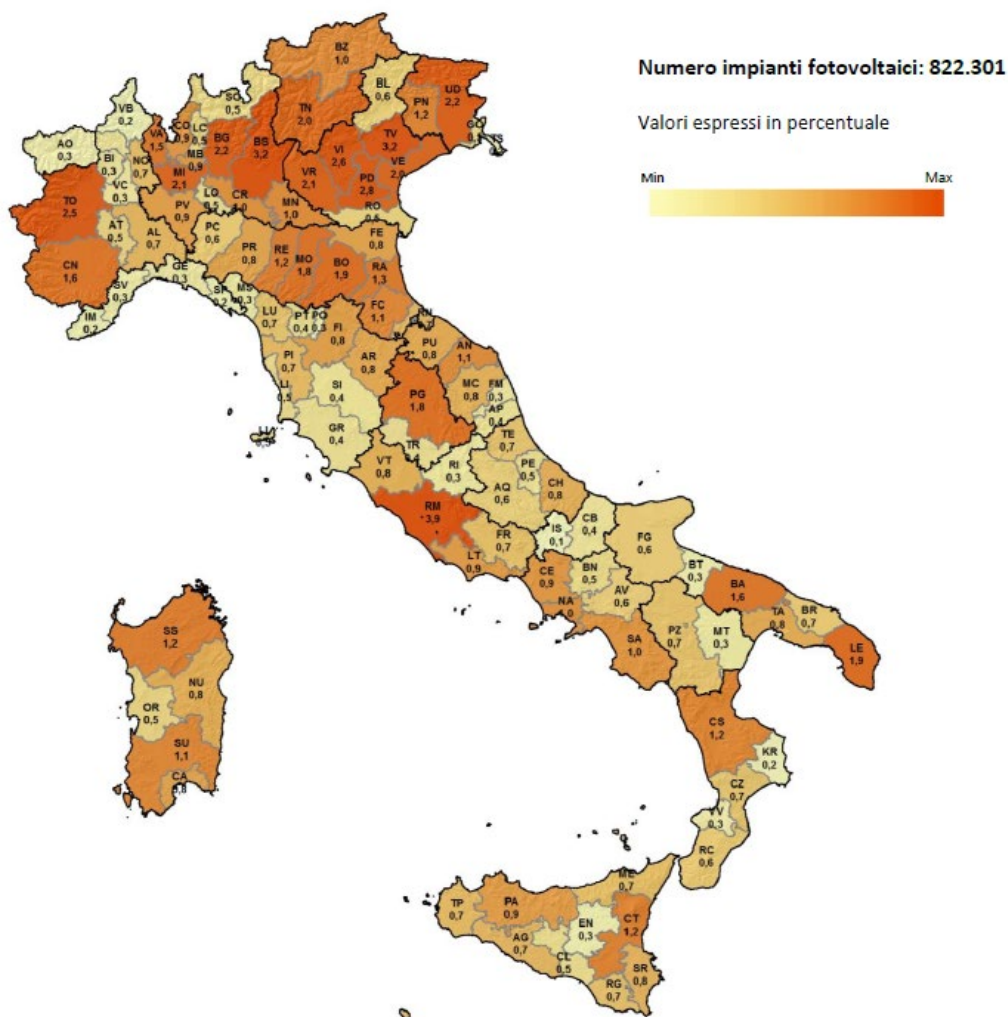


Distribuzione regionale impianti fotovoltaici a fine 2018 – Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 2018

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%).

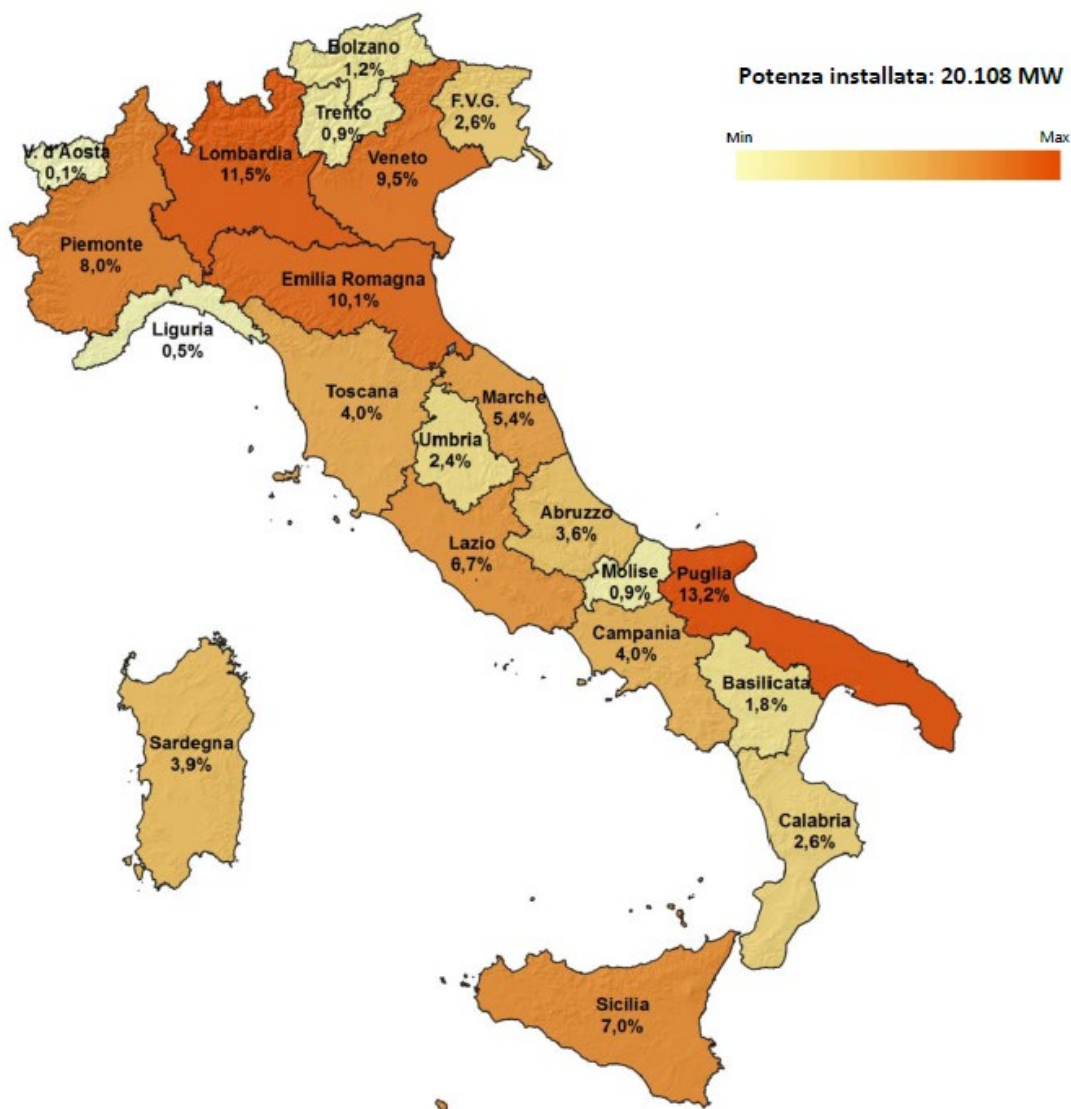
Distribuzione provinciale del numero degli impianti a fine 2018



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%).

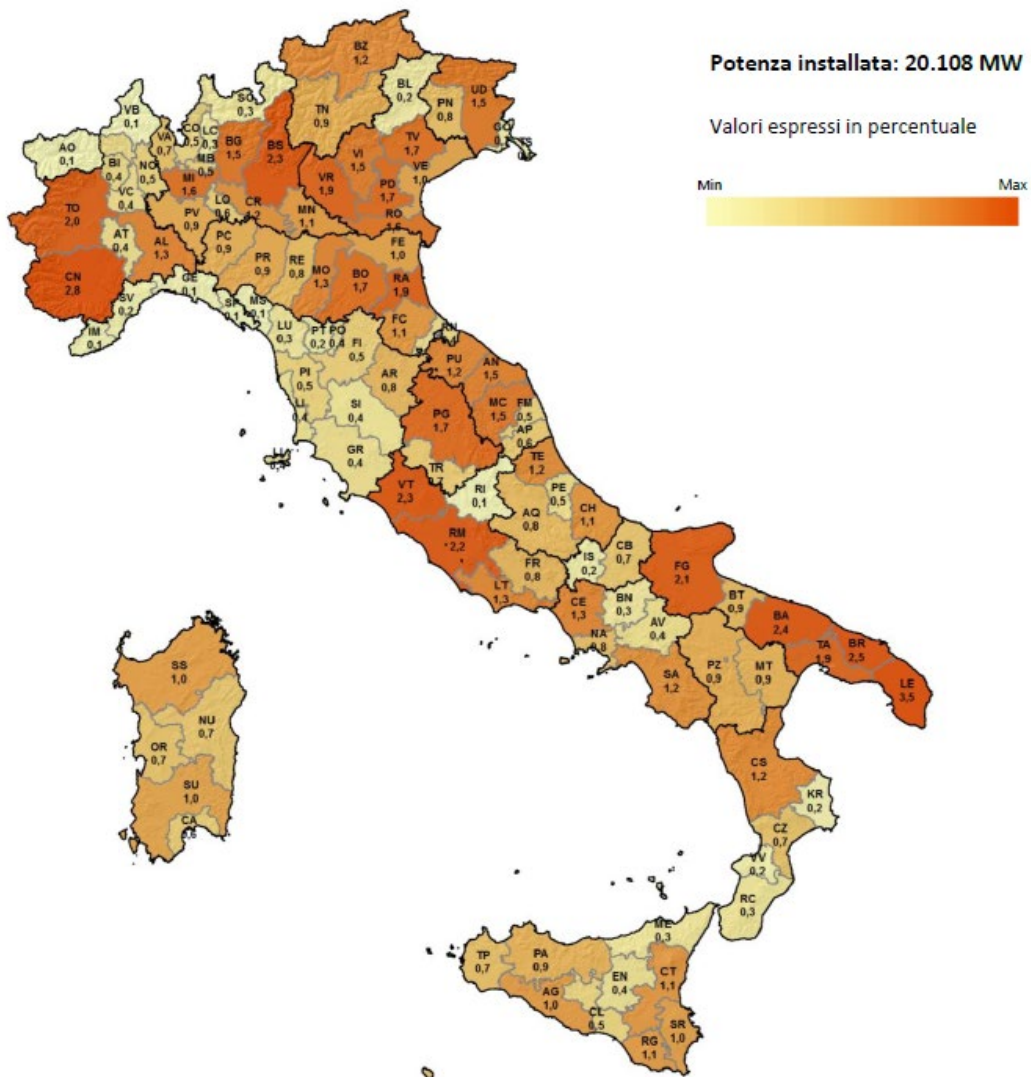
Distribuzione regionale della potenza installata a fine 2018



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



Distribuzione provinciale della potenza installata a fine 2018
Fonte Rapporto statistico solare fotovoltaico GSE 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 8,0 km
- area protetta regionale *Riserve del Litorale Tarantino Orientale* (L.R. 24/2002) a 9,1 km
- area protetta regionale *Boschi di Santa Teresa e dei Lucci* (L.R. 19/1997) a 18,6 km
- area marina protetta statale *Porto Cesareo* a 11,0 km
- SIC IT9130001 Torre Colimena a 7,2 km
- SIC IT9130003 Duna di Campomarino a 13,6 km
- SIC IT9140004 Bosco i Lucci a 20,4 km
- SIC IT9140006 Bosco di Santa Teresa a 19,6 km
- SIC IT9140007 Bosco Curtipetrizzi a 14,2 km
- SIC IT9150007 Torre Uluzzo a 29,2 km
- SIC IT9150013 Palude del Capitano a 24,3 km
- SIC IT9150024 Torre Inserraglio a 26,1 km
- SIC IT9150028 Porto Cesareo a 12,8 km

- SIC IT9150027 Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto a 7,3 km
- SIC IT 9150031 Masseria Zanzara a 15,4 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.

Target di conservazione	Interferenze	Soluzioni progettuali
Prateria steppica	La Prateria steppica è ascrivibile sia al tipo di habitat prioritario 6220*: Percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei <i>Thero-Brachypodietea</i> sia alla componente botanico vegetazionale dei Prati e pascoli naturali. Sebbene questo target sia presente in area di studio, esso non ricade in area di progetto.	-
Specie vegetali	Nelle aree di intervento non è presente alcuna specie target di conservazione.	-
Sistema delle aree protette	Limitatamente agli aspetti botanici, data la lontananza delle aree protette naturali dalle aree di intervento (Tabella 2), si assume che l'interferenza del progetto 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 Fotovoltaico;
- Area vasta, ottenuta considerando un buffer di 5 km dai confini dell'Impianto Fotovoltaico

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 143, di cui n°111 uccelli, 17 mammiferi, 12 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 18 ordini sistematici, 72 sono le specie di passeriformi e 47 di non passeriformi. Appartengono all'allegato I della Dir. Uccelli n° 24 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 3 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°4 mammiferi, 8 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.

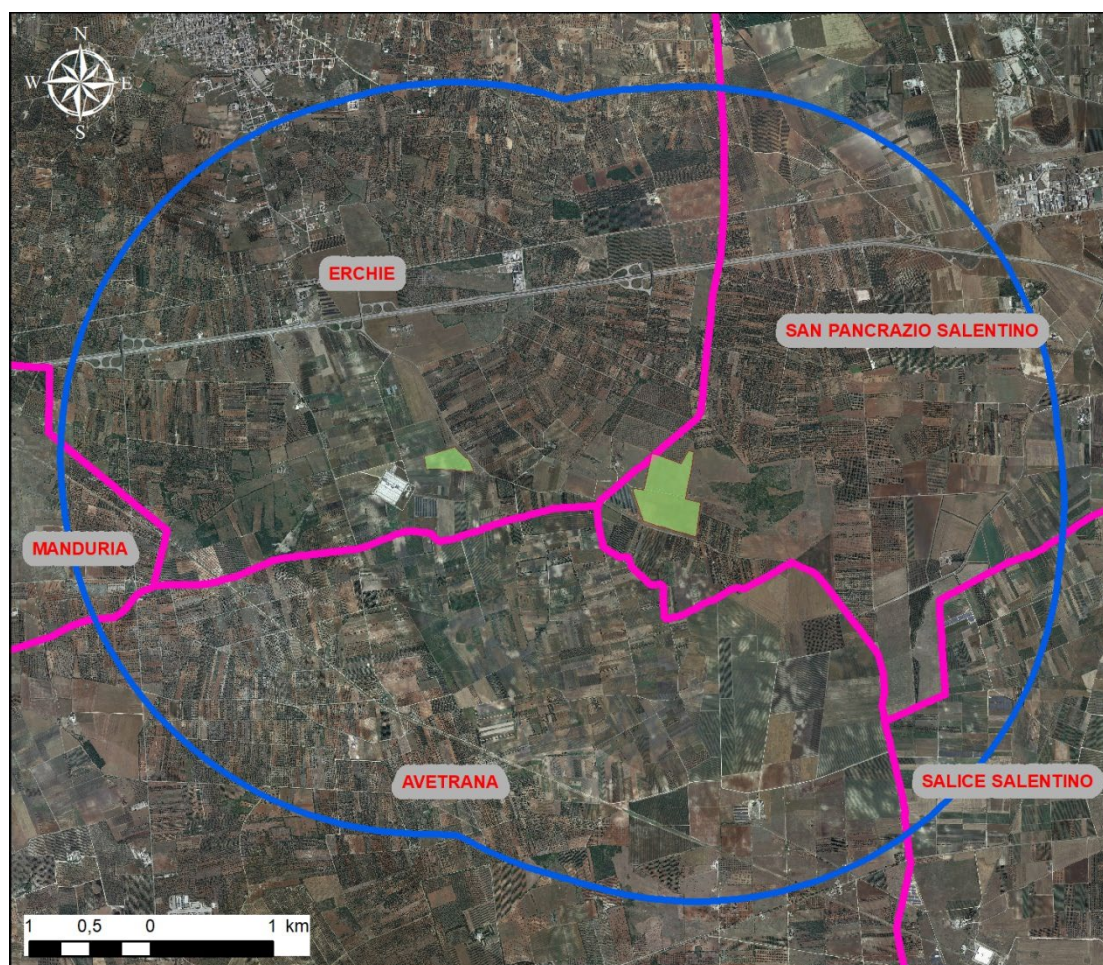
5.2.1 Analisi del paesaggio ed impatto visivo

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 2,9 m circa;
- la cabine elettriche hanno un'altezza di circa 3,0 m;
- le aree su cui è prevista l'installazione dei moduli sono pianeggianti con piccole variazioni di quota.



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 aggiunga 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.

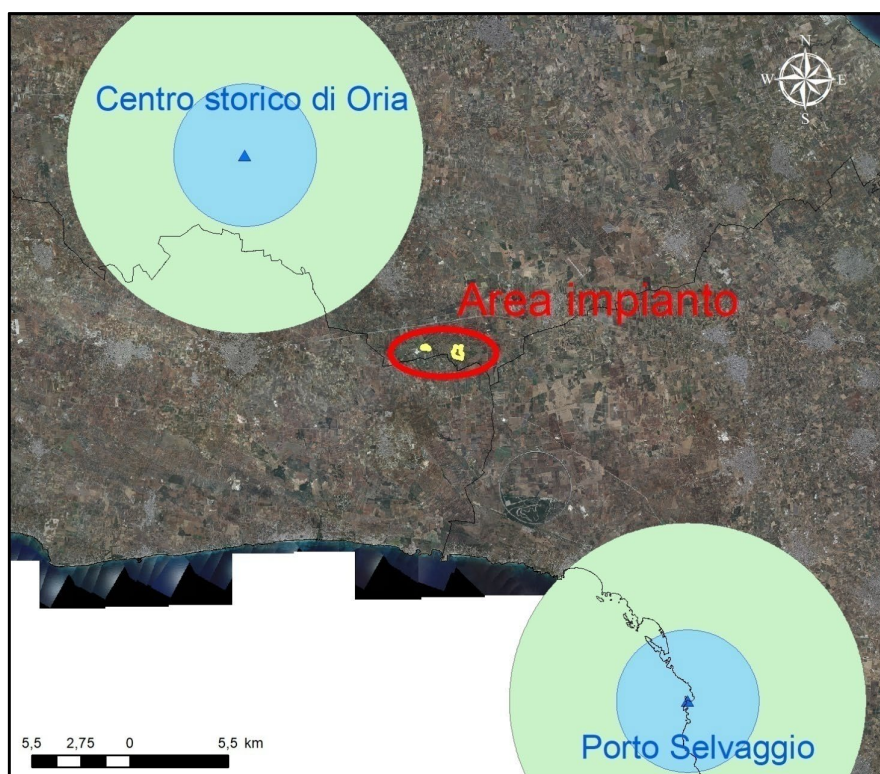
Lo Studio di Impatto visivo sarà pertanto focalizzato su questa area in cui fra l'altro sarà effettuata la ricognizione dei beni culturali e paesaggistici riconosciuti come tali da D.Lgs. n. 42/2004

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, San Pancrazio Salentino e Erchie, distano oltre 3 km. Tale notevole distanza, unitamente alla presenza di infrastrutture che ostacolano l'orizzonte, quale il tratto della SS7ter, 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.



Coni visuali e area impianto fotovoltaico

Mappe di Intervisibilità Teorica

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.

- 1) Dalle Masserie, collocando l'osservatore (h.=1,65 m) ad un'altezza di 5,65 m (primo piano/tetto), considerando che molte masserie hanno un solo piano fuori terra (piano terra); in considerazione dell'importanza architettonica e del fatto che la distanza dall'impianto è solo di poco superiore ai 3 km, è stata valutata la visibilità anche dalla Masseria Torrevecchia.
- 2) Dalle strade a valenza paesaggistica (h. osservatore 1.65 m. sul piano di campagna); i punti individuati riguardano in due casi l'osservatore posto sul piano strada, in altri 3 posizioni privilegiate dal punto di vista della visibilità, anche se solo indirettamente connesse alle strade, ossia i ponti di attraversamento della SS7ter tra San Pancrazio Salentino e Manduria.

Sono stati così individuati 13 punti sensibili, dai quali è stato poi valutato l'Impatto visivo. Su ciascuno dei punti detti, è stato quindi posizionato un ipotetico Osservatore che guarda verso l'impianto.

➤ **Masserie**

Le Componenti Culturali ed Insediative più vicine, sempre nell'ambito dei 3 km dall'area di impianto sono:

Id	Denominazione	Comune	Vincolo
1	Masseria Torrevecchia	San Pancrazio S.	Segnalazione architettonica
2	Masseria Marcianti	San Pancrazio S.	Segnalazione architettonica
3	Masseria Sant'Angelo	Erchie	Segnalazione architettonica
4	Masseria Lo Sole	Erchie	Segnalazione architettonica
5	Masseria La Cicirella	Erchie	Segnalazione architettonica
6	Masseria Frassanito	Avetrana	Segnalazione architettonica
7	Masseria Mosca	Avetrana	Segnalazione architettonica
8	Masseria Centonze	Avetrana	Segnalazione architettonica

Tutte le su elencate Componenti, risultano avere nell'ambito del PPTR, *Segnalazione Architettonica*.

➤ **Strade a valenza paesaggistica**

L'area di studio, estendendosi sino ai 3 km dall'impianto, interseca il percorso della **Strada Statale 7ter** e della **Strada Provinciale n°64**, che il PPTR individua come di significativa valenza paesaggistica;

Sono stati individuati 5 punti significativi su di essa (v. *fig. 14*), dai quali, per morfologia e per minor presenza di ostacoli al campo visivo, si è ipotizzata maggiormente possibile la visibilità dell'impianto. Come

detto, i primi due punti sono stati individuati alla quota della sede dei due assi stradali; l'Osservatore 1, posto lungo la SP64, corrisponde anche ai limiti del centro abitato di Erchie. Allo scopo di individuare i casi "peggiori", in via conservativa, gli ulteriori 3 punti sono in posizioni privilegiate rispetto alla panoramicità, ossia sui ponti che attraversano la SS7ter in corrispondenza delle uscite. Di seguito le mappe ottenute.

Riportiamo di seguito le MIT ottenute dai punti sopra detti.

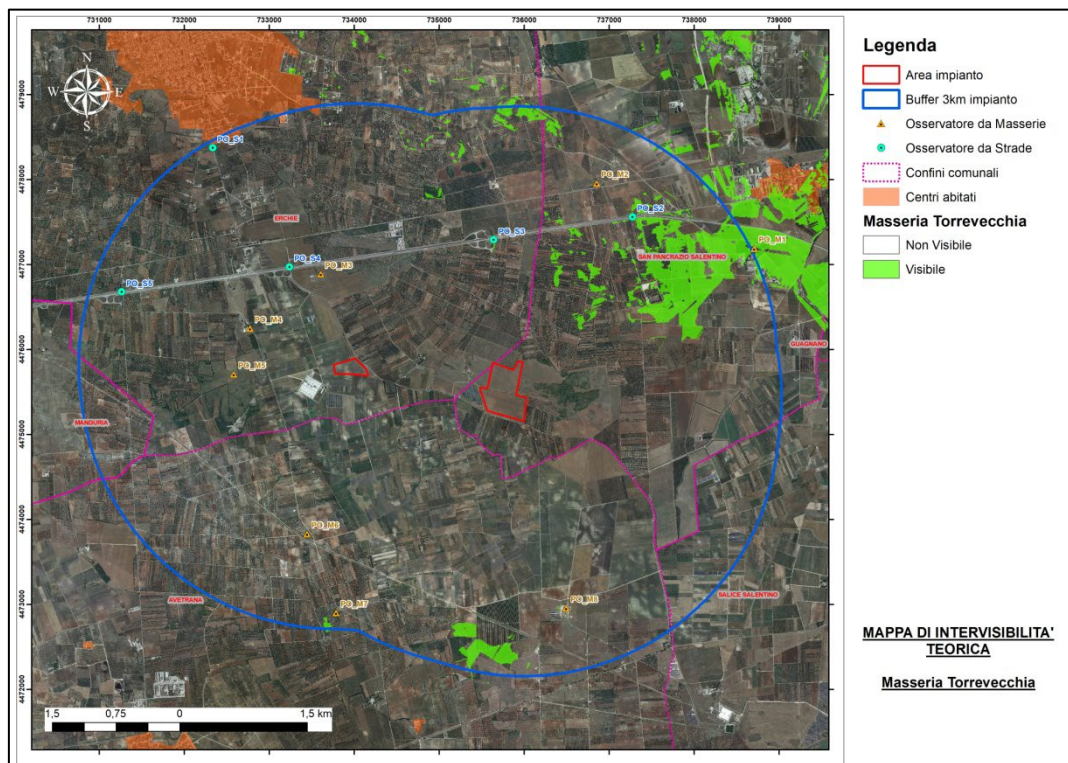
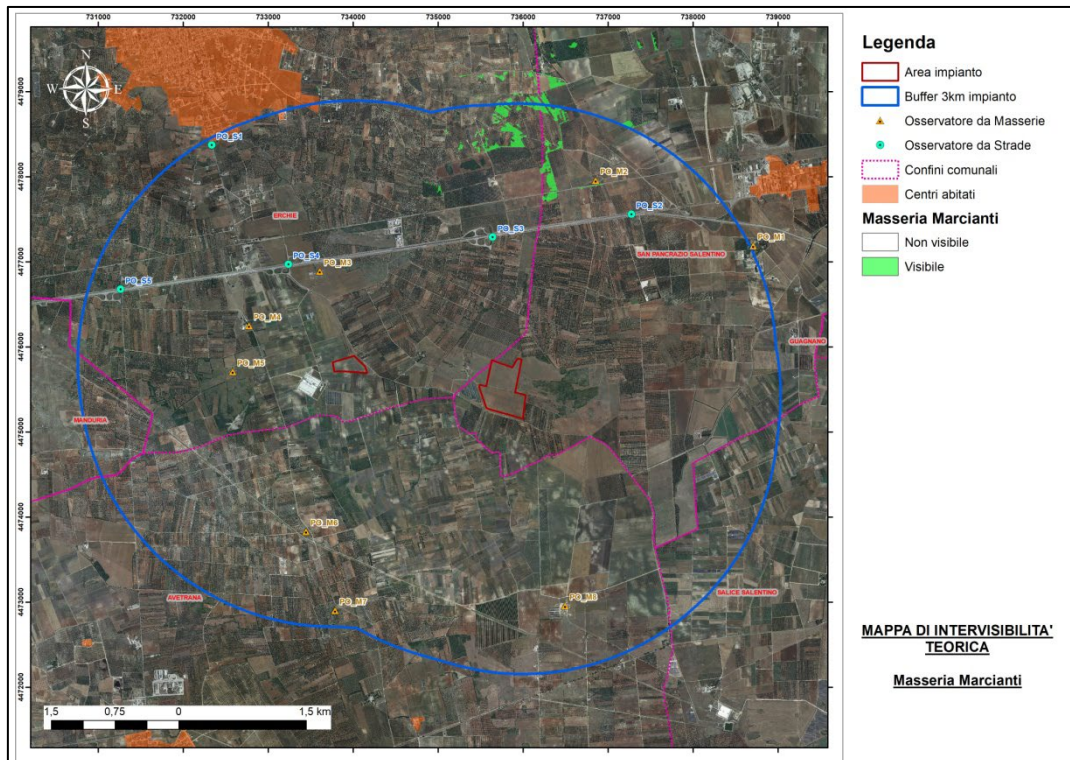
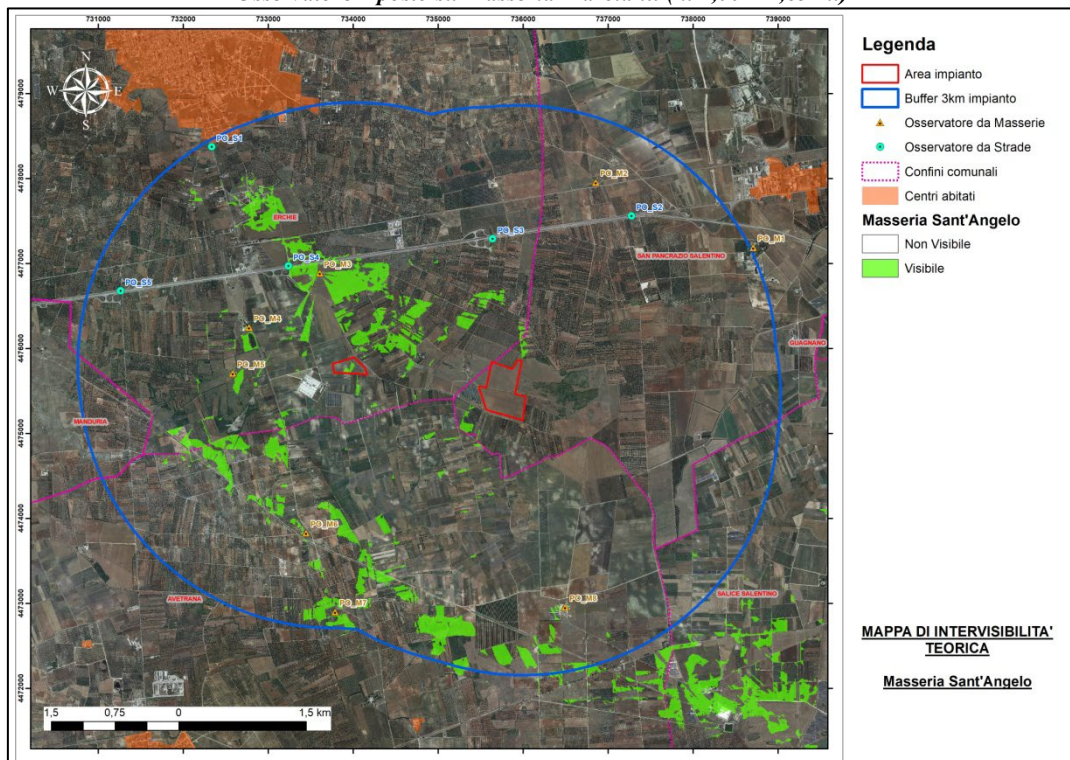


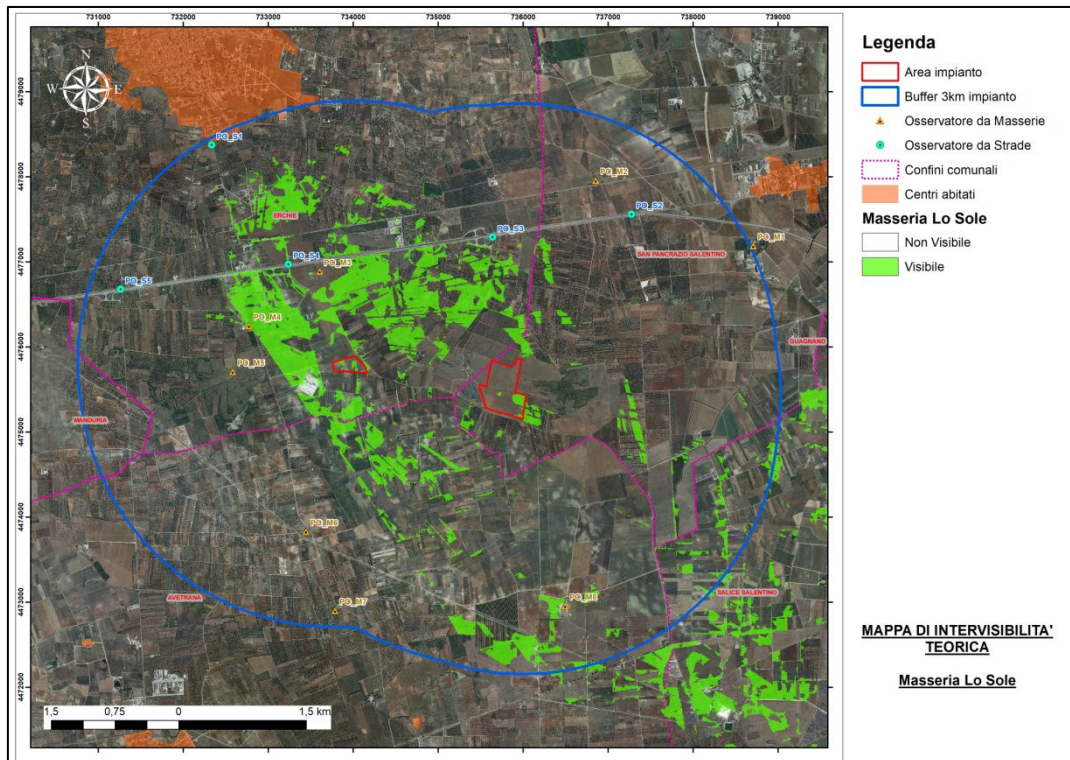
Fig.7 - Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto Osservatore 1 posto su Masseria Torrevecchia (h. 4,00 + 1,65 m.)



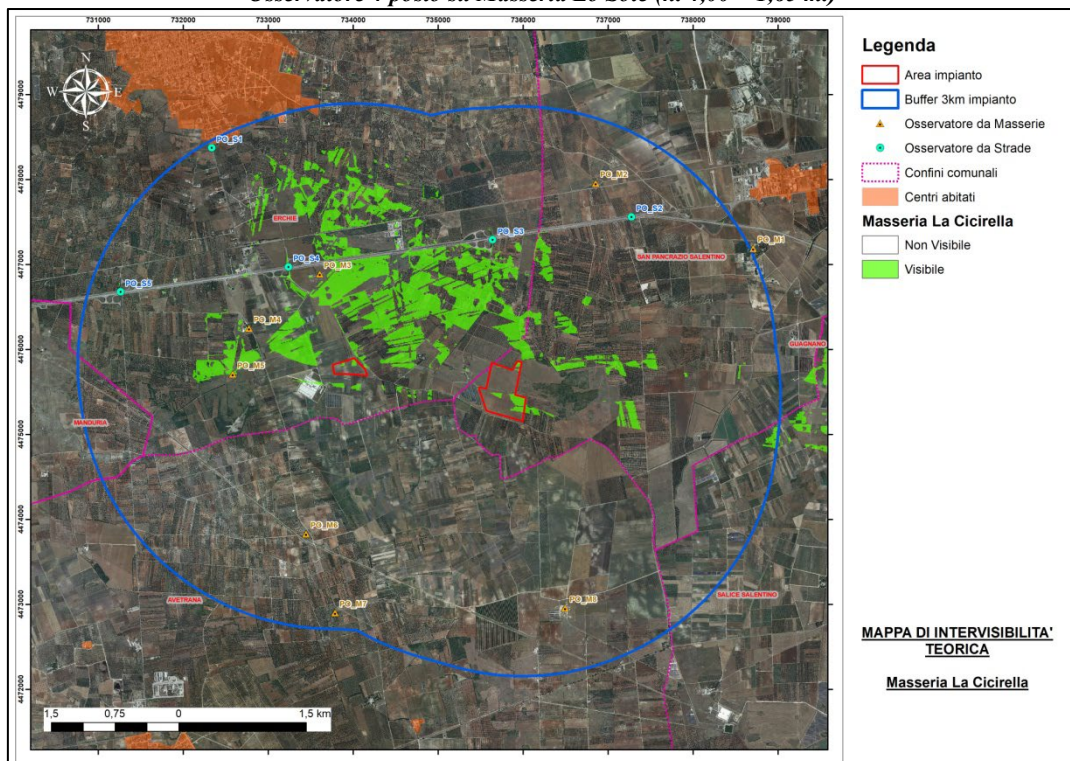
Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 2 posto su Masseria Marcianti (h. 4,00 + 1,65 m.)



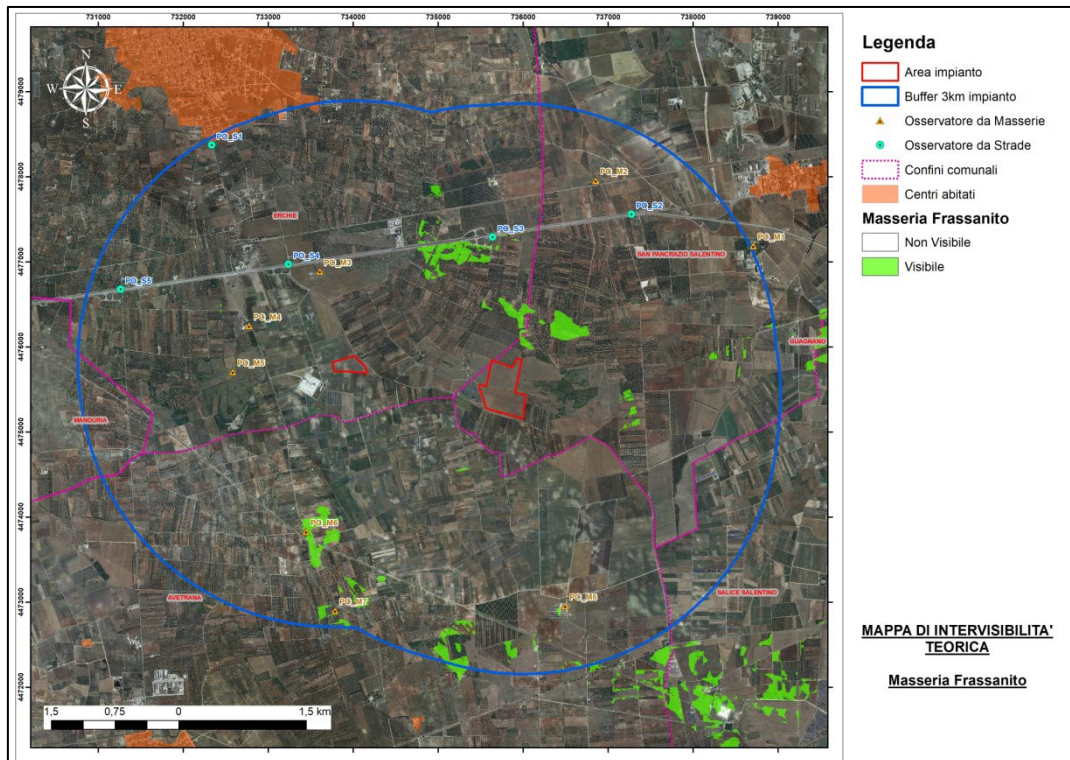
Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 3 posto su Masseria Sant'Angelo (h. 4,00 + 1,65 m.)



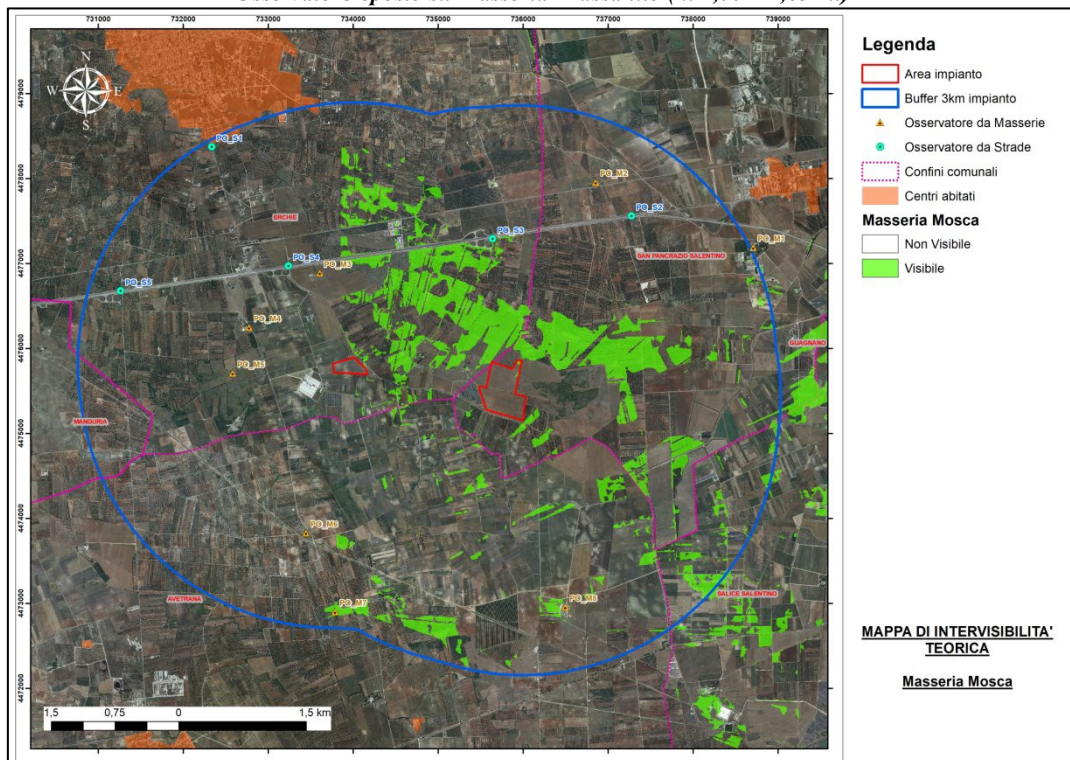
*Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 4 posto su Masseria Lo Sole (h. 4,00 + 1,65 m.)*



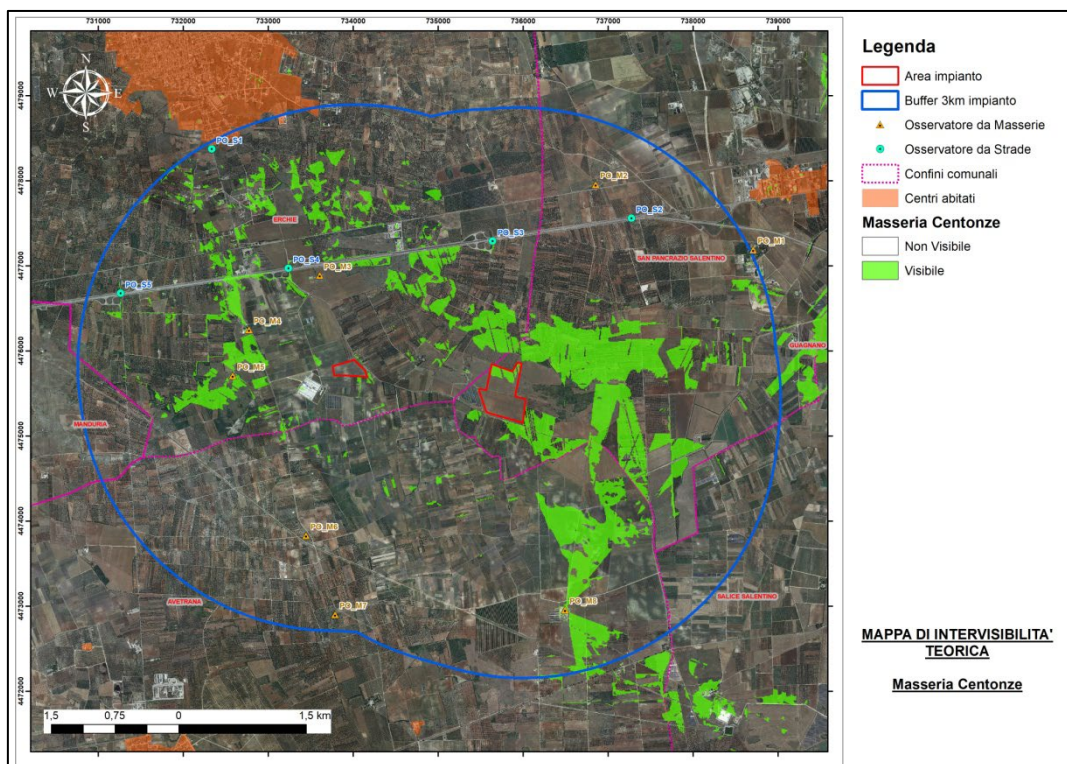
*Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto
Osservatore 5 posto su Masseria La Cicirella (h. 4,00 + 1,65 m.)*



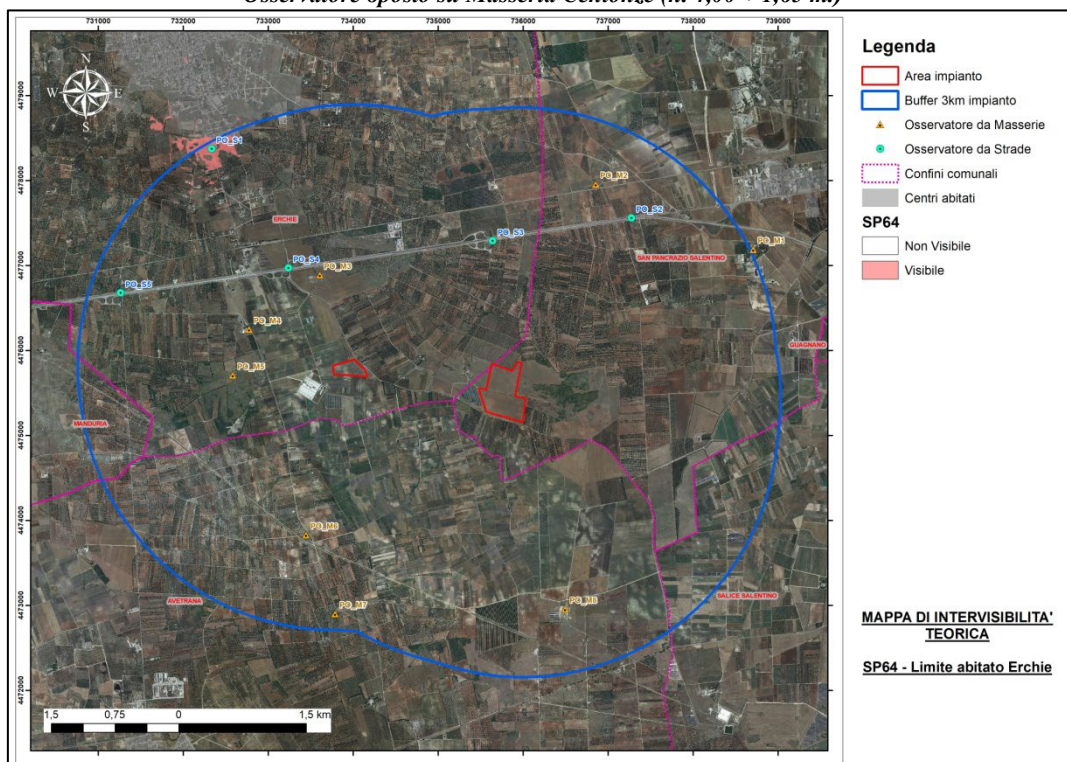
Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto Osservatore 6posto su Masseria Frassanito (h. 4,00 + 1,65 m.)



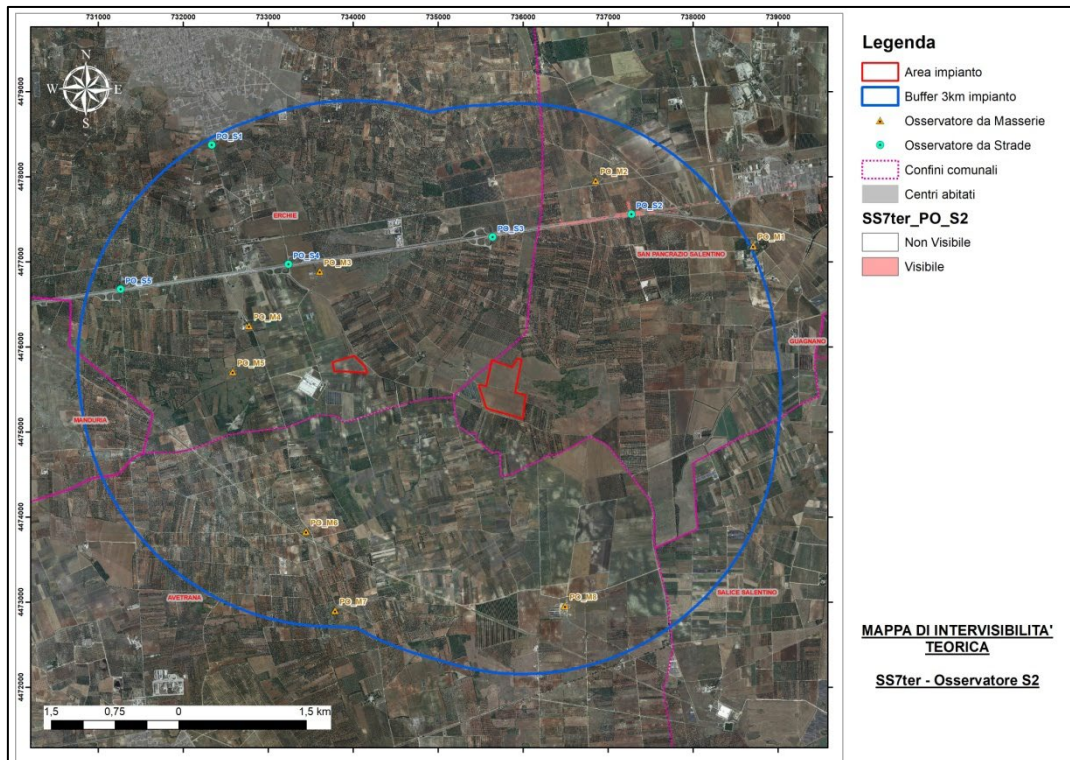
Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto Osservatore 7posto su Masseria Mosca (h. 4,00 + 1,65 m.)



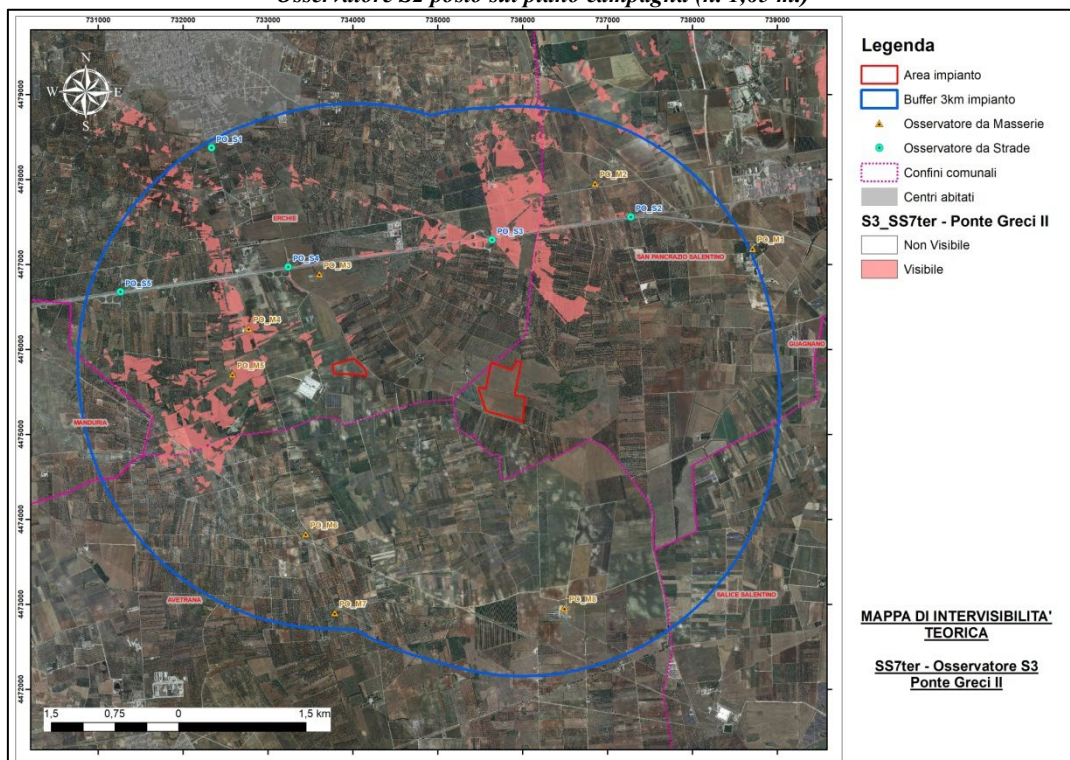
Mappa di Intervisibilità Teorica dai Siti Storico Culturali nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto Osservatore 8posto su Masseria Centonze (h. 4,00 + 1,65 m.)



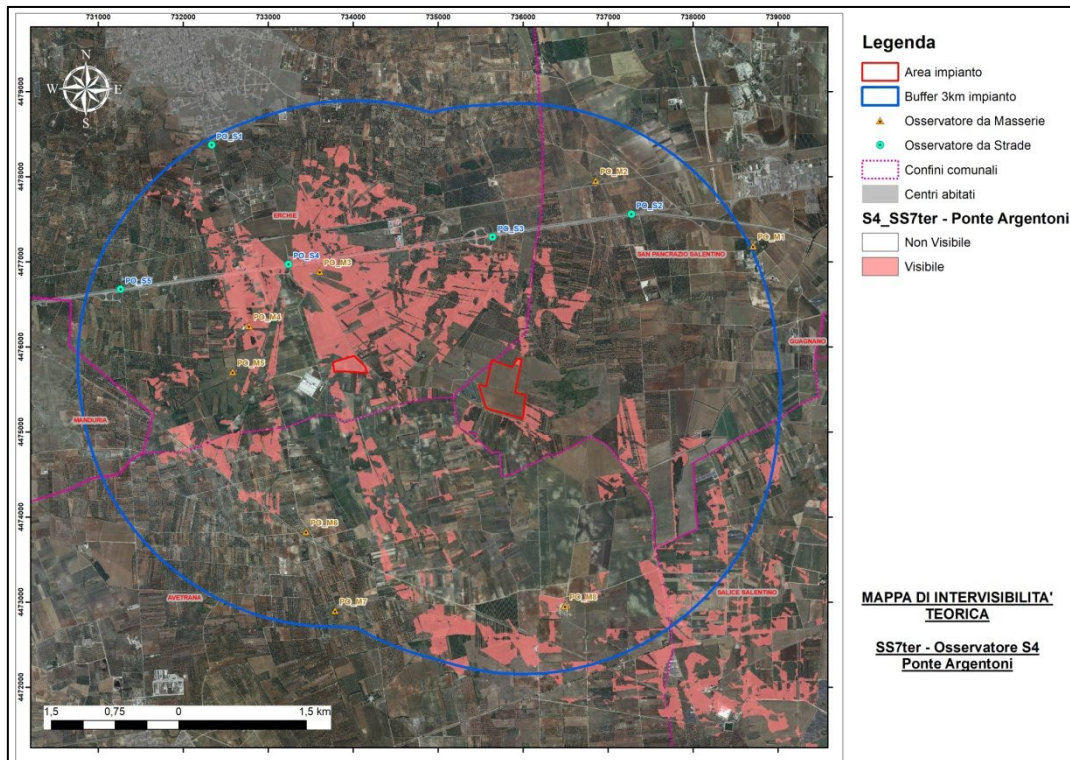
Mappa di Intervisibilità Teorica da SP 64 - Strada a valenza paesaggistica nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto - Osservatore S1 posto sul piano campagna (h. 1,65 m.) - Limite centro abitato Erchie



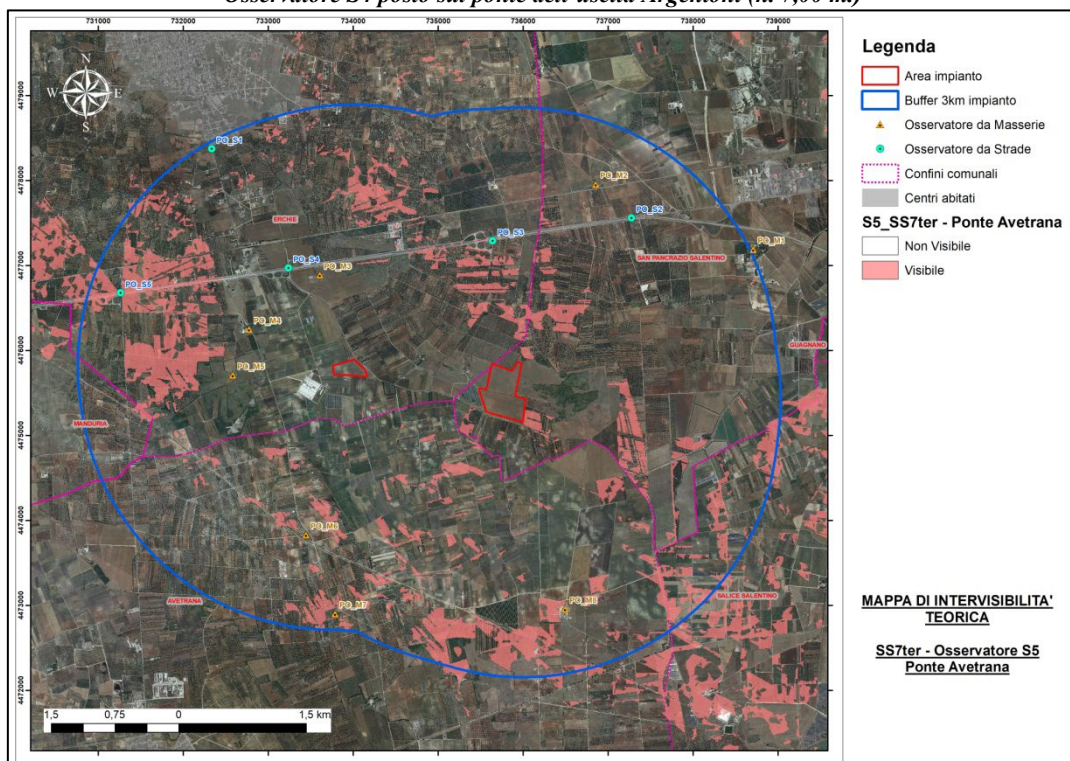
Mappa di Intervisibilità Teorica da SS7ter - Strada a valenza paesaggistica nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto - Osservatore S2 posto sul piano campagna (h. 1,65 m.)



Mappa di Intervisibilità Teorica da SS 7ter - Strada a valenza paesaggistica nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto - Osservatore S3 posto sul ponte dell'uscita Greci II (h. 7,00 m.)



Mappa di Intervisibilità Teorica da SS 7ter - Strada a valenza paesaggistica nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto - Osservatore S4 posto sul ponte dell'uscita Argentoni (h. 7,00 m.)



Mappa di Intervisibilità Teorica da SS 7ter - Strada a valenza paesaggistica nell'Area di 3 Km. dal perimetro dell'impianto - Osservatore S5 posto sul ponte dell'uscita Avetrana (h. 7,00 m.)

Valutazione dell'ordine di grandezza dell'impatto visivo

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 è stata calcolata con l'ausilio di parametri euristici che finiscono 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:

$$IP=VP*VI$$

L'indice relativo al 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:

$$VP=N+Q+V$$

In particolare, 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'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 pari a:

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

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 ALTO; le componenti del PPTR hanno una discreta rilevanza, limitata però alle Masserie presenti che come detto pur avendo la Segnalazione Architettonica, sono di tipo abitativo/produttivo quindi non ricettivo. Ciò genera come visto nei paragrafi precedenti, un indice di Frequentazione basso. Inoltre la componente data dalla SS 7ter, Strada a valenza Paesaggistica, risente poco dell'impatto visivo poiché da solo uno dei punti su di essa considerati, l'Impianto è visibile. 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.

Il punto Panoramico più Vicino (Centro storico di Oria) è distante circa 14,5 km dalle aree di Impianto, quindi queste si pongono ben al di fuori del suo Cono Visuale, così come perimetrato dal PPTR.

L'**Indice VI di Visibilità**, per le posizioni da cui l'impianto è visibile, assume in definitiva un valore **BASSO**. Si sottolinea che anche dalle posizioni individuate, l'impianto risulta visibile solo in piccola (in alcuni casi trascurabile) parte.

5.2.2 Sistema antropico

In questo paragrafo sono puntualizzati alcuni aspetti generati dai singoli impatti trattati nei paragrafi precedenti e che riguardano specificatamente il sistema antropico.

In **fase di costruzione** potrà verificarsi un impatto trascurabile a livello locale sul sistema dei trasporti in quanto la circolazione dei mezzi speciali per il trasporto dei componenti di impianto e dei mezzi per il trasporto delle attrezzature e delle maestranze interesserà le infrastrutture stradali esistenti. Inoltre la presenza dei mezzi d'opera per la realizzazione dei tracciati dei cavidotti e la posa dei medesimi, comporterà la presenza di aree di cantiere lungo la viabilità con potenziale rallentamento del traffico. È bene ricordare, però, che la posa del cavidotto avverrà su strade secondarie, in gran parte non asfaltate utilizzate per lo più dai frontisti, le strade provinciali saranno interessate marginalmente, pertanto i rallentamenti della viabilità saranno molto limitati.

Al contrario, si avrà un impatto positivo di media entità a livello locale sulla occupazione e sull'indotto in quanto la costruzione dell'impianto comporterà ricadute economiche dirette e indirette sul territorio. Queste saranno dovute al pagamento dei diritti di superficie ai proprietari dei terreni, all'impiego di personale locale per la costruzione e l'installazione dell'impianto e delle opere connesse.

Per quanto riguarda le attività agricole si avrà un impatto non trascurabile legato all'utilizzo di circa 30 ha di terreno sottratto all'utilizzo agricolo. Ad ogni modo l'impatto sarà reversibile a lungo termine.

Per quanto riguarda la salute pubblica, in fase di costruzione non si prevedono impatti. Le attività di cantiere comporteranno infatti un decremento della qualità ambientale trascurabile dell'area, dovute essenzialmente all'emissione di polveri in atmosfera e all'emissione di rumore paragonabili a quelle generate dalle attività agricole.

In **fase di esercizio** si avrà un impatto positivo di media entità a livello locale sulla occupazione e sull'indotto l'esercizio dell'impianto comporterà ricadute economiche dirette e indirette sul territorio. Queste saranno dovute al pagamento di imposte su immobili di tipologia produttiva ed all'impiego di personale locale per le attività di manutenzione dell'impianto e delle opere connesse.

L'impatto sulle attività turistiche presenti sulla fascia costiera sarà di fatto nullo. Un impatto visivo peraltro molto basso è generato sulle attività agri- turistiche e ricettive presenti nell'intorno dell'impianto (Masserie).

In fase di **dismissione** potrà verificarsi un impatto trascurabile a livello locale sul sistema dei trasporti in quanto la circolazione dei mezzi d'opera impiegati per lo smantellamento dell'impianto e dei mezzi per il trasporto del materiale proveniente dallo smantellamento dell'impianto.

Inoltre la presenza dei mezzi d'opera per le attività di ripristino dei luoghi ed in particolare dei tracciati dei cavidotti comporterà la presenza di aree di cantiere lungo la viabilità con potenziale rallentamento del traffico. terminate le attività di smantellamento dell'impianto e di ripristino dei luoghi sarà annullato l'impatto sul sistema trasporti in quanto non saranno più presenti sul territorio tutti quei mezzi impiegati nella fase di dismissione ma anche nelle precedenti fasi di progetto.

Nella fase di dismissione si avrà un impatto positivo di media entità a livello locale sulla occupazione e sull'indotto in quanto per le operazioni di smantellamento dell'impianto, di trasporto dei materiali di risulta e di ripristino dei luoghi sarà impiegato personale locale.

Per quanto riguarda le attività agricole si avrà un impatto trascurabile reversibile a breve termine durante tutta la fase di dismissione dell'impianto a causa della presenza e dell'attività dei mezzi d'opera impiegati per lo smantellamento dell'impianto, il trasporto del materiale di risulta e la realizzazione degli interventi di ripristino.

Terminate le operazioni di smantellamento dell'impianto e di ripristino dei luoghi sarà annullato l'impatto sulle attività agricole in quanto non saranno più occupate le aree interessate prima dalla costruzione e successivamente dalla presenza dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse durante le precedenti fasi di progetto.

Per quanto riguarda la salute pubblica, in fase di dismissione si prevede un impatto nullo. Le attività di cantiere comporteranno infatti limitato un decremento della qualità ambientale dell'area dovuto essenzialmente all'emissione di inquinanti in atmosfera e all'emissione di rumore.

Abbagliamento

L'esame del fenomeno di abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne dovrà considerare diversi aspetti legati principalmente alla loro orientazione, rapportandola al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

In considerazione dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 0,65 e 2,90 m e del loro angolo di inclinazione in direzione est-ovest variabile rispetto al piano orizzontale, che segue con il tracker il moto del sole, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa

incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sono di fatto trascurabili. In ogni caso, infatti, la radiazione riflessa viene reindirizzata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire né le abitazioni, poste comunque a distanze elevate, né, tantomeno, un eventuale osservatore posizionato ad altezza del suolo nelle immediate vicinanze della recinzione perimetrale dell'impianto.

In conclusione, tale fenomeno è registrato esclusivamente per le superfici fotovoltaiche "a specchio" montate sulle architetture verticali degli edifici, mentre si può ritenere nullo nel caso di moduli posti a terra con inclinazione sub-orizzontale fino all'ordine di oltre 45°.

I nuovi sviluppi tecnologici per la produzione delle celle fotovoltaiche, fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettanza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento. Non esistono studi che analizzino la possibilità di generazione di incendi per effetto della riflessione dei raggi solari (principio degli specchi ustori di Archimede).

Il fenomeno di abbagliamento può essere pericoloso solo nel caso in cui l'inclinazione dei pannelli (tilt) e l'orientamento (azimuth) provochino la riflessione in direzione di strade provinciali, statali o dove sono presenti attività antropiche. Considerata la tecnologia costruttiva dei pannelli di ultima generazione, e la sua posizione rispetto alle arterie viarie (anche poderali) si può affermare che non sussistono fenomeni di abbagliamento sulla viabilità esistente, peraltro ubicata principalmente a nord del campo stesso, nonché su qualsiasi altra attività antropica.

Ad avvalorare la valutazione di trascurabilità dell'impatto di tali fenomeni, si evidenzia che numerosi sono in Italia gli aeroporti che hanno già da tempo sperimentato con successo estesi impianti fotovoltaici per soddisfare il loro fabbisogno energetico (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyła; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti ecc...), o anche nelle loro vicinanze (Aeroporto di Brindisi). Indipendentemente dalle scelte progettuali, risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali.

5.3 Sintesi degli impatti e conclusioni

I risultati dello studio condotto per le diverse componenti ambientali interferite in maniera significativa si possono riassumere nella tabella sotto riportata.

COMPONENTE	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
ATMOSFERA	T-	B	T-
RADIAZIONI NON IONIZZANTI		B	
SUOLO E SOTTOSUOLO		M	
RUMORE	BB	B	BB
ECOSISTEMI		M-B	
FAUNA	T	M-B	T
VEGETAZIONE	T	M-B	T
PAESAGGIO E PATRIMONIO STORICO-ARTISTICO		B	

- Nella **fase di costruzione** dell'impianto tutti gli impatti saranno trascurabili, molto bassi o addirittura assenti.

Le emissioni in atmosfera indotte dall'aumento di traffico veicolare trascurabili, l'impatto elettromagnetico assente, così come l'impatto su suolo e sottosuolo.

L'impatto acustico molto basso con effetti trascurabili sulla fauna. Il rumore dei mezzi d'opera interesserà aree agricole con bassa frequentazione umana e comunque il rumore prodotto sarà paragonabile a quello delle macchine operatrici agricole a cui la fauna stanziale è abituata.

L'impatto visivo su paesaggio e patrimonio storico culturale assente.

Infine, nella **fase di dismissione**, gli impatti prodotti saranno analoghi a quelli durante la fase di costruzione, tipici di lavorazioni di cantiere. Si sottolinea come le operazioni di ripristino e la completa smantellabilità, permetterà, al termine di vita dell'impianto, la totale reversibilità degli impatti prodotti. A tal proposito ricordiamo che i pali di fondazione in acciaio su cui poggiano le strutture di sostegno dei moduli, sono

direttamente infissi, senza l'utilizzo di calcestruzzo. Le cabine elettriche sono poggiate su platee di fondazione facilmente asportabili in fase di dismissione.

Nella **fase di esercizio**, gli impatti principali sono rappresentati dall'utilizzo di suolo sottratto all'attività agricola, e dall'impatto (indiretto) su flora, fauna ed ecosistema. L'impatto visivo seppure presente è molto basso. L'impatto acustico e quello dovuto ai campi elettromagnetici sono trascurabili e rimangono, in gran parte, limitati alle aree recintate dell'impianto stesso.

Per quanto attiene il consumo di terreno agricolo rileviamo che l'impianto sarà realizzato su terreni di redditività ridotta non irrigui.

Gli effetti del cambiamento del microclima sul terreno indotti dall'ombreggiamento dei moduli fotovoltaici producono impatti 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 l'interazione tra parti del terreno in ombra e parti soleggiate esistono e non comportano significative variazioni della biodiversità.

Le variazioni di temperatura dell'aria tra aree al di sotto dei moduli e quelle al di sopra o tra i moduli (variazioni del microclima) costituiscono un effetto che ha conseguenze che restano comunque confinate nell'area di impianto, non ha effetti territoriali più estesi, non ha effetti sulle attività e sulla salute dell'uomo. L'impatto è pertanto ridotto ed assolutamente reversibile a fine vita utile dell'impianto.

È evidente pertanto che benché ci sia un utilizzo del suolo, esso non effetti in alcun modo paragonabili a quelli prodotti dalla "cementificazione", e che a fine vita utile le aree possono essere facilmente riportate nelle condizioni ex ante.

La circostanza, come visto non casuale, che le aree di impianto interessino solo aree a seminativo di tipico sfruttamento agricolo attenua, notevolmente anche l'impatto sulla fauna. L'impatto sulla piccola fauna stanziale è notevolmente mitigato dalla realizzazione di varchi nella recinzione che permettono il passaggio dei piccoli mammiferi che popolano l'area. Si rileva soltanto un impatto indiretto di sottrazione di habitat trofico di alcune specie (migratori) in alcuni periodi dell'anno, che in ogni caso prediligono le aree umide costiere per rifornirsi di cibo e riposarsi.

In definitiva l'impatto su flora, fauna ed ecosistema è basso e comunque limitato alla sola area di intervento. L'impatto è comunque reversibile.

Intorno all'area non sono presenti aree protette (SIC, ZPS, e Riserve Regionali). Quindi non abbiamo alcun impatto sugli habitat protetti.

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).