

IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE DENOMINATO IMPIANTO "SPOT26" DI POTENZA NOMINALE PARI A 10,55 MW, DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI GUAGNANO (LE)

CONNESSIONE ALLA RTN TRAMITE REALIZZAZIONE DI UNA NUOVA CABINA DI CONSEGNA COLLEGATA IN ANTENNA DALLA FUTURA CABINA PRIMARIA AT/MT "CELLINO"

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU 2V7IYQ2

Tav.:

Titolo:

02

Sintesi non tecnica

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

-

A4

2V7IYQ2_SintesiNonTecnica.pdf

Progettazione:

Committente:



Dott. Ing. Fabio CALCARELLA

Via B. Ravenna, 14 - 73100 Lecce
Mob. +39 340 9243575
fabio.calcarella@gmail.com
Pec: fabio.calcarella@ingpec.eu



4IDEA S.r.l.

Via G. Brunetti, 50 - 73019 Trepuzzi
tel +39 0832 760144
pec 4ideasrl@pec.it
info@studioideaassociati.it



HEPV07 S.r.l.

Via Alto Adige, 160 - 38121 Trento
tel +39 0461 1732700 - fax +39 0461 1732799
e.mail: info@hepolopolis.eu - pec: hepv07srl@pec.it

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Marzo 2022	Prima emissione	STC	FC	HEPV07 S.r.l.

1. Sommario

1. Contesto normativo di riferimento	2
2. Caratteristiche dell'area di impianto e descrizione del progetto.....	5
3. Ambiti e figure territoriali del PPTR	7
Figura Territoriale del "Tavoliere Salentino"	11
4. Area di impianto dei moduli fotovoltaici: descrizione, criticità, valor patrimoniali.....	15
5. Descrizione generale dell'impianto	24
6. Soluzioni progettuali prese in esame	26
6.1 Alternativa tecnologica.....	27
7. COSTI E BENEFICI.....	33
6.2 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE.....	33
6.3 Costi esterni	34
6.4 Benefici globali	36
6.5 Ricadute Economiche e sociali (Costi locali).....	41
8. Analisi Ambientale	43
9. Impatto su suolo e sottosuolo	49
10. Impatto elettromagnetico.....	52
11. Rumore	53
12. Flora e vegetazione.....	55
13. Fauna e avifauna	56
14. Analisi del paesaggio ed impatto visivo	57
15. Sintesi degli impatti e conclusioni.....	67

1. Contesto normativo di riferimento

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.

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. 16 marzo 1999 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.

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 TERNIA, 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);
- PRG di Guagnano (BR);
- PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia
- Carta Idro geomorfologica Regione Puglia redatta da AdB
- PTCP Provincia di Lecce e Brindisi

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

Inquadramento geografico dell'area

Il progetto prevede la realizzazione di un Impianto fotovoltaico avente una potenza installata pari a 13.581,4 MWp. E' ubicato a Ovest del Comune di Guagnano (LE) ed è suddiviso in due aree A e B di estensione rispettivamente pari a 14,2 e 8,9 ha, per un totale di 23,1 ha. Le caratteristiche delle aree di impianto sono riportate nelle tabelle seguenti:

Area	Latitudine	Longitudine	Comune
Area A	40°25'11.00"N	17°55'32.00"E	Guagnano (LE)
Area B	40°25'19.42"N	17°54'59.73"E	Guagnano (LE)

Tabella A - Ubicazione geografica delle opere

Estensione (ha)	Potenza (MW)	Rapporto ha / MW	Ubicazione NCT
14,20	8,3	1,7	Foglio 8 (Guagnano)
8,9	5,3	1,7	Foglio 7 (Guagnano)

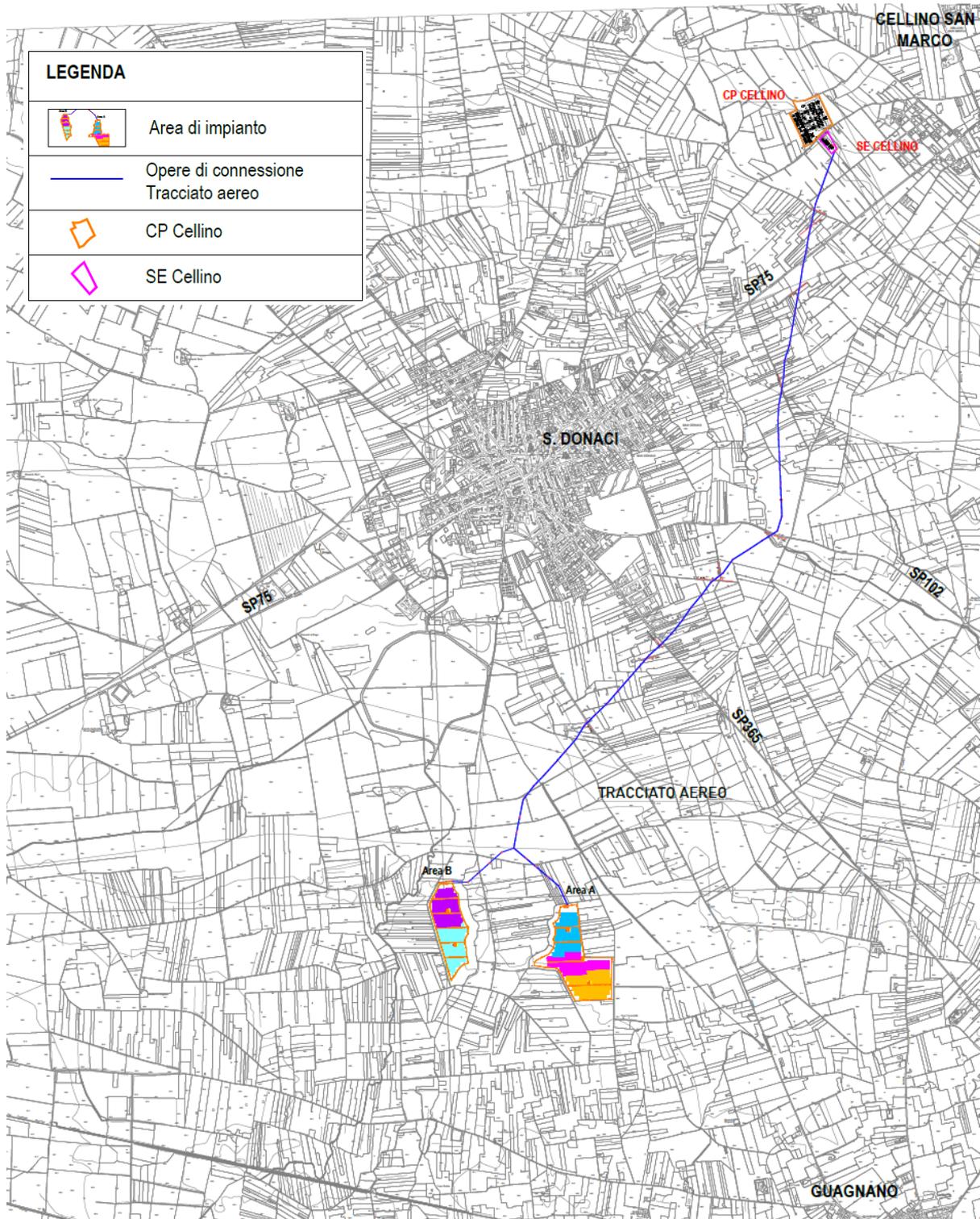
Tabella B - Estensione e Potenza installata in KW di ciascuna area

Si riporta di seguito quelle che saranno le Opere Civili e le lavorazioni previste in progetto:

- preparazione delle aree mediante pulizia e svellimento di eventuale piantumazione agricola esistente;
- realizzazione strade perimetrali e di servizio interne;
- montaggio recinzione perimetrale e cancelli;
- scavi per posizionamento cabine prefabbricate di Campo, **Cabina di Smistamento**;
- montaggio strutture metalliche di supporto dei moduli fotovoltaici.
- Scavi per posizionamento plinti di fondazione per la palificazione della linea elettrica aerea MT a 20 kV

L'area di impianto e delle opere di connessione ad essa annesse, si colloca tra le Province di Lecce e Brindisi, interessando i Comuni di Guagnano (LE), San Donaci (BR) e Cellino San Marco (BR). In particolare:

- l'Impianto Fotovoltaico è ubicato interamente nel Comune di Guagnano (LE);
- le opere di connessione, per quel che concerne la nuova linea elettrica MT aerea di collegamento alla futura CP "Cellino CP", interessano tutti e tre i Comuni. Il cavidotto di collegamento (interrato) tra la Cabina di Smistamento Utente e la Cabina di Consegna ENEL, trovano la loro ubicazione nel Comune di Guagnano (LE).

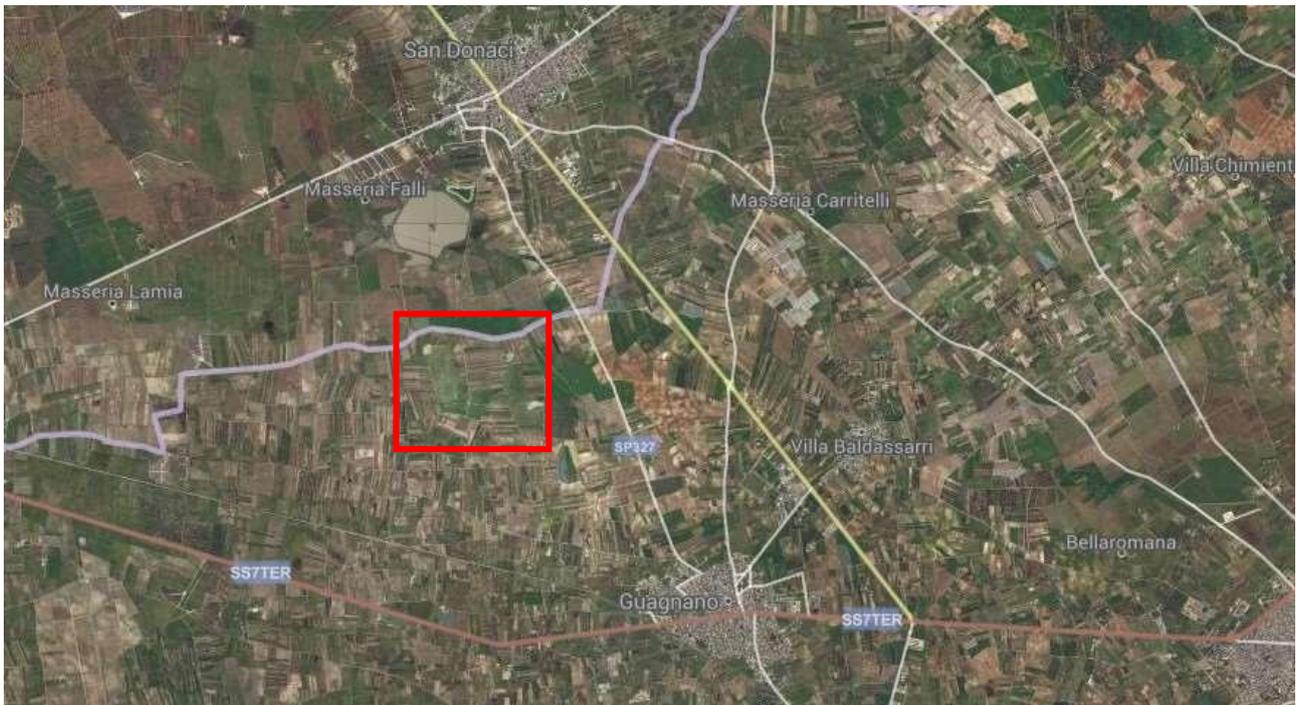


Inquadramento generale opere

3. Ambiti e figure territoriali del PPTR

La porzione del territorio ove ricade l'area su cui è previsto l'intervento, tipicamente agricola, si presenta in generale come fortemente antropizzata con i caratteri distintivi tipici del *Tavoliere Salentino*, si tratta di un territorio di transizione sub-pianeggiante tra il paesaggio dell'altopiano murgiano e quello della piana salentina, con caratteristiche ibride appartenenti ad entrambi gli ambienti limitrofi.

L'area di installazione dell'impianto fotovoltaico (area di intervento), si colloca al centro dell'ideale triangolo i cui lati sono costituiti a sud dalla SS7ter, a nord dalla SP75 e ad est dalla SP365.



Inquadramento generale su Ortofoto area di impianto (in rosso) estratta da Mappe Michelin

In particolare e distanze tra le aree di impianto e le strade statali e/o provinciali sono le seguenti:

- La SS 7 ter è ubicata 2.100 m. a sud;
- La SP 75 è ubicata 2.600 m. a nord;
- La SP 365 è ubicata 1.800 m a est.

Le masserie più vicine sempre con Segnalazione Architettonica e nell'ambito dei 3 km dall'area di impianto sono:

- A Nord Ovest:
 - Masseria "Nuova";
 - Masseria "Falli";
 - Masseria "Martieni";
- A Nord:
 - Masseria "Paduli";
- A Est:
 - Masseria "Nardo di Prato";
 - Masseria "San Gaetano";

Al limite Ovest dei 3 km, risulta presente una Masseria con Vincolo Architettonico. In particolare è ubicata nel Comune di San Pancrazio (LE). La sua denominazione è Masseria "*Lamia*".

Ambito di paesaggio

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.

Le opere di progetto, ricadono in due degli 11 Ambiti, trovandosi a cavallo delle Province di Lecce e Brindisi. In particolare l'impianto fotovoltaico propriamente detto, ricade nell'ambito del **Tavoliere Salentino**, mentre le opere di connessione (linea aerea MT a 20 kV) si sviluppano all'interno dell'Ambito **Campagna Brindisina**.

Ambito "Tavoliere Salentino"

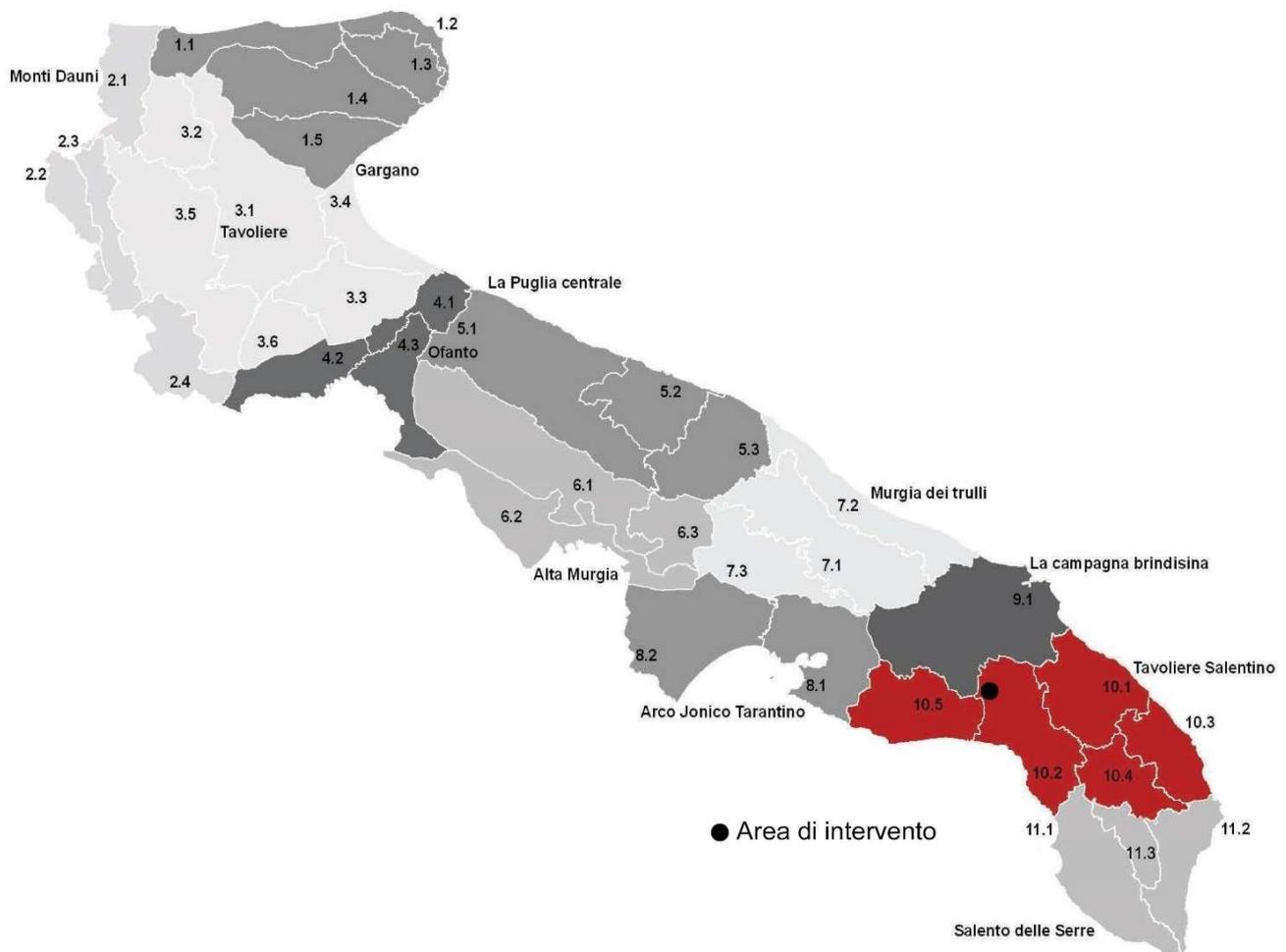
Così come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata l'Ambito del Tavoliere Salentino, questo interessa la parte nord della Provincia di Lecce, la parte sud-orientale della Provincia di Taranto, alcuni comuni a sud della Provincia di Brindisi (Torchiarolo, San Donaci, San Pancrazio), si estende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

- 1) una morfologia pianeggiante con scarsa diffusione di pendenze significative;
- 2) una intensa antropizzazione agricola del territorio, con un terreno calcareo con rocce spesso affioranti e forme carsiche quali doline e inghiottitoi;

- 3) il tipico "mosaico" di uliveti, vigneti e seminativi separati dai muretti a secco che caratterizza gran parte 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.

L'area interessata dal progetto del Parco Fotovoltaico ricade:

- a) ***nell'Ambito di Paesaggio del Tavoliere Salentino e***
- b) ***nella Figura Territoriale della Terra dell'Arneo.***



Gli Ambiti di paesaggio individuati dal PPTR



● Area di intervento

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:								
Arnesano	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%	Martano	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%	Sternatia	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%			

I Comuni dell'Ambito del Tavoliere Salentino – PPTR Puglia

Figura Territoriale del "Tavoliere Salentino"

La *Figura Territoriale 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.

In assoluta coerenza con quanto riportato nel PPTR viene di seguito riportata una descrizione dell'area dell'impianto fotovoltaico in progetto facendo esplicito riferimento alle *Strutture* che descrivono i caratteri del paesaggio della *Figura Territoriale Terra dell'Arneo* così come individuate dal PPTR, ovvero:

- 1) Struttura idro - geo - morfologica;
- 2) Struttura ecosistemica ed ambientale;
- 3) Struttura antropica e storico culturale;

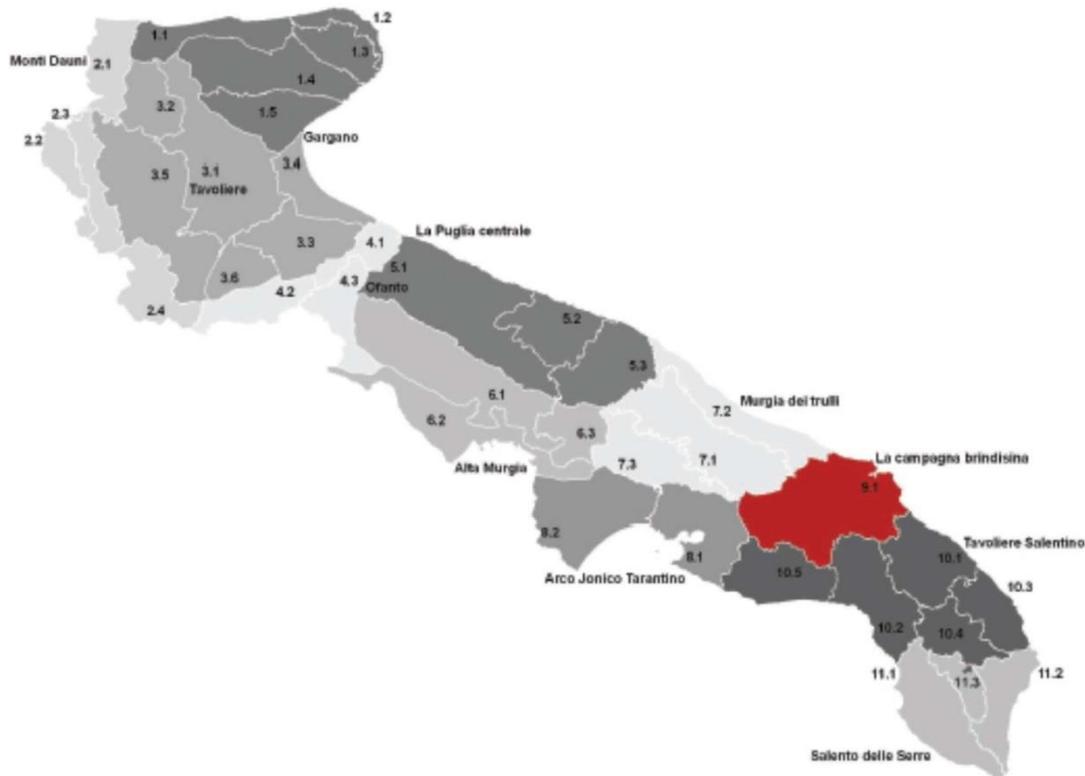
Per ciascuna delle *Strutture* viene riportata la descrizione, i valori patrimoniali, le criticità.

Ambito "Campagna Brindisina"

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'ultima parte delle Opere di Connessione (linea aerea MT a 20 kV) ricade:

- a) ***nell'Ambito di Paesaggio della "Campagna Brindisina"***.

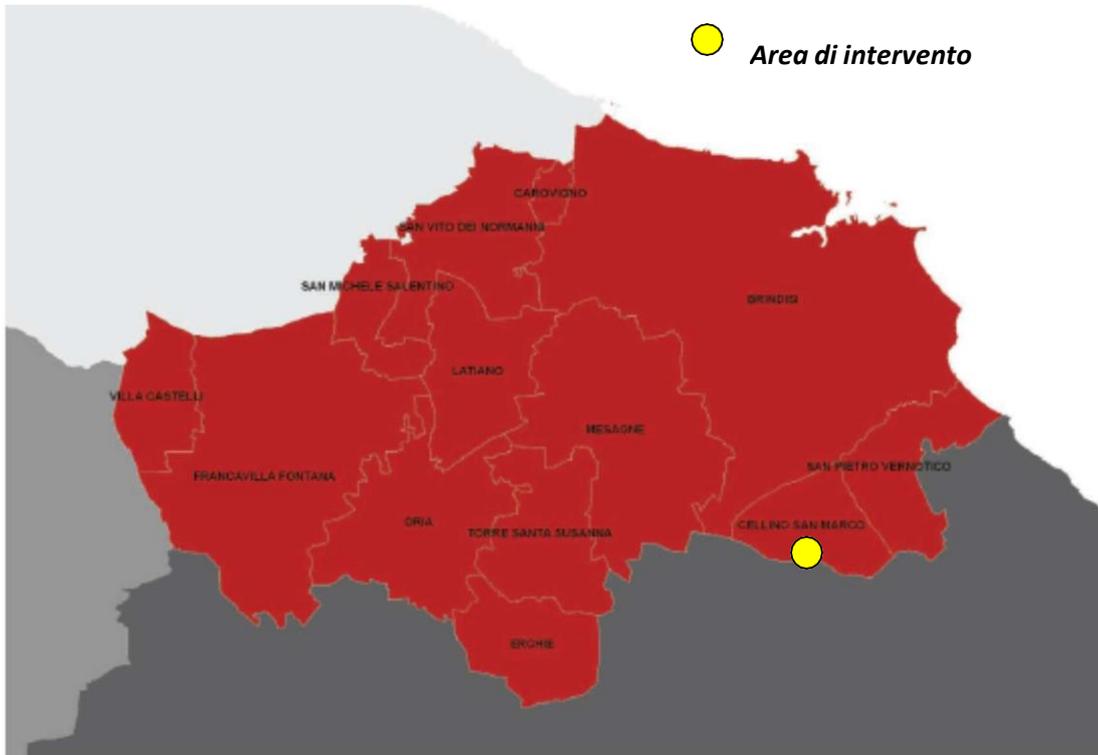


Gli Ambiti di paesaggio individuati dal PPTR

Ambito di paesaggio

Così come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata all'*Ambito della Campagna Brindisina*, questa è rappresentata da un uniforme bassopiano compreso tra i rialti terrazzati delle Murge a nord-ovest e le deboli alture del Salento settentrionale a sud. Si caratterizza, oltre che per la quasi totale assenza di pendenze significative e di forme morfologiche degne di significatività, per l'intensa antropizzazione agricola del territorio e per la presenza di zone umide costiere. Nella zona brindisina ove i terreni del substrato sono nel complesso meno permeabili di quelli della zona leccese, sono diffusamente presenti reticoli di canali, spesso ramificati e associati a consistenti interventi di bonifica, realizzati nel tempo per favorire il deflusso delle piovane negli inghiottitoi, e per evitare quindi la formazione di acquitrini. Una singolarità morfologica è costituita dal cordone dunare fossile che si sviluppa in direzione E-O presso l'abitato di Oria.

Il paesaggio dell'ambito è determinato dalla sua natura pianeggiante che caratterizza tutto il territorio dalla fascia costiera fino all'entroterra.



Ambito del Tavoliere Salentino – PPTR Puglia

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

I Comuni dell'Ambito della Piana Brindisina – PPTR Puglia

Figura Territoriale della "Piana Brindisina"

La figura territoriale del brindisino, *La campagna irrigua della Piana Brindisina* coincide con l'ambito di riferimento. Non si tratta comunque di un paesaggio uniforme, in quanto dalla pianura costiera orticola si passa in modo graduale alle colture alberate dell'entroterra. Si estende da Brindisi verso l'entroterra, sino a lambire la Murgia tarantina.

È un'area ad elevato sviluppo agricolo con oliveti, vigneti e seminativi, nella quale la naturalità occupa solo il 2,1 % dell'intera superficie e appare molto frammentata e con bassi livelli di connettività. Non si riscontrano nell'area, formazioni boschive e a macchia. Infatti queste rappresentano poco più dell'1% dell'intera superficie dell'ambito.

La piana è limitata a nord dal rilievo delle Murge della Valle d'Itria. A sud l'uniformità delle colture arboree e degli estesi seminativi della piana è interrotta da sporadiche zone boscate e da incolti con rocce affioranti che anticipano il paesaggio tipico del tavoliere salentino.

Lungo la costa la piana è caratterizzata dalla presenza di numerosi e brevi corsi d'acqua che scorrono su terreni impermeabili formati da sabbie argillose e che hanno costituito i principali attori della bonifica avvenuta nel corso del Novecento. Il fitto reticolo idrografico articola quindi il territorio costiero con una trama regolare dove i campi a seminativo di medie dimensioni arrivano a ridosso delle zone umide e sono spesso separati dal mare da imponenti sistemi dunali di notevole importanza sia ambientale che paesaggistica.

La pianura fertilissima è occupata da vaste colture a seminativo, spesso contornate da filari di alberi (olivi o alberi da frutto) e intervallate da frequenti appezzamenti di frutteti, vigneti e oliveti a sesto regolare. Proseguendo verso l'entroterra le colture alberate si infittiscono e aumentano di estensione dando origine ad un paesaggio diverso in cui le colture a seminativo diventano sporadiche aprendosi improvvisamente come radure all'interno della ordinata regolarità dei filari. Questo cambiamento graduale è dovuto alla natura prevalentemente permeabile dei terreni della pianura dell'entroterra che non permette la conservazione in superficie delle acque e alla conseguente prevalenza di paesaggi rurali più asciutti rispetto a quelli della costa.

In assoluta coerenza con quanto riportato nel PPTR viene di seguito riportata una descrizione dell'area dell'impianto fotovoltaico in progetto facendo esplicito riferimento alle *Strutture* che descrivono i caratteri del paesaggio della *Figura Territoriale La campagna irrigua della Piana Brindisina* così come individuate dal PPTR, ovvero:

- 4) Struttura idro - geo - morfologica;
- 5) Struttura ecosistemica ed ambientale;

6) Struttura antropica e storico culturale;

Per ciascuna delle *Strutture* viene riportata la descrizione, i valori patrimoniali, le criticità.

4. 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.

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

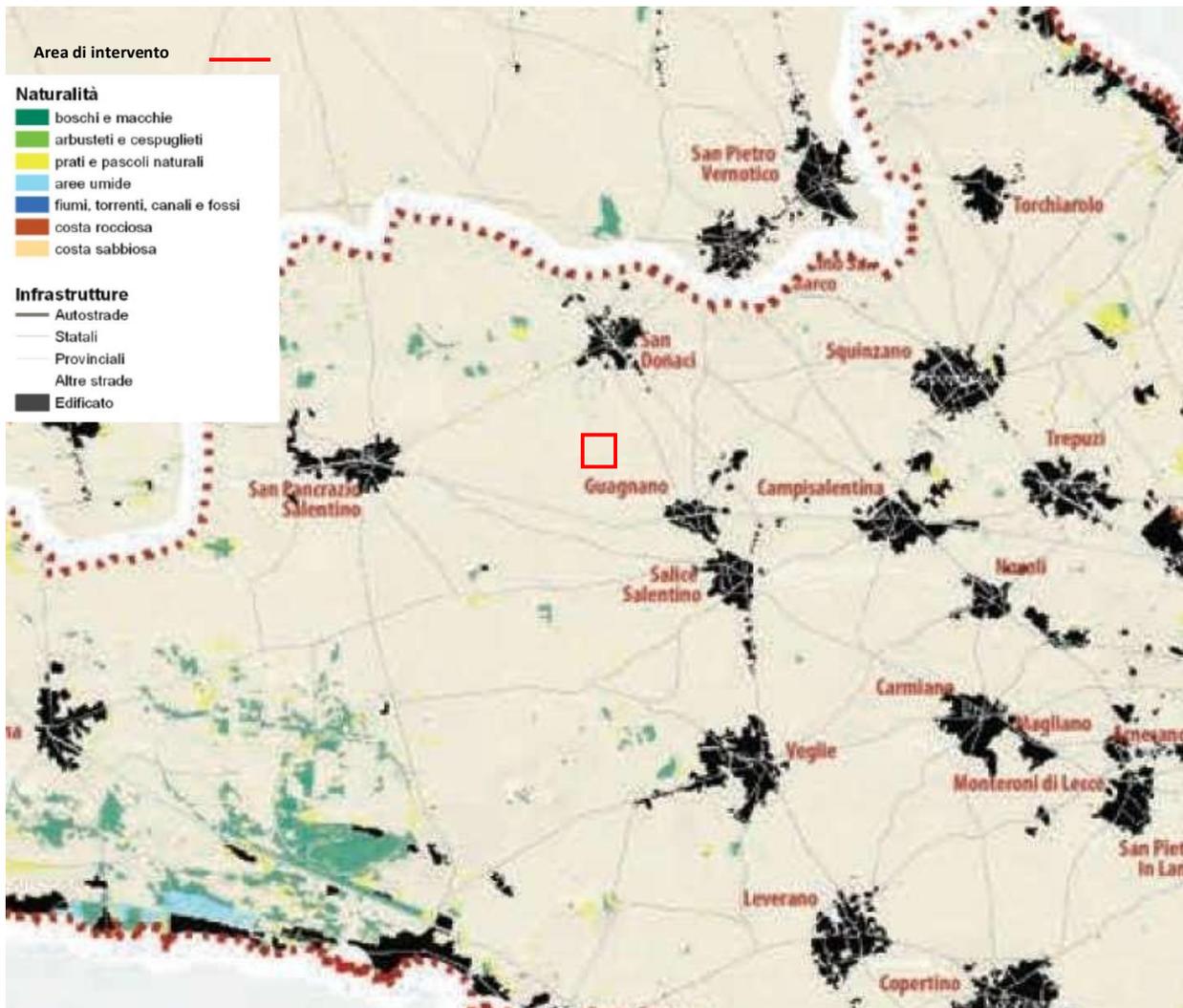
Valori Patrimoniali. I valori patrimoniali eco sistemico ambientali sono rappresentati nella *Figura Territoriale* quasi esclusivamente dalle aree umide costiere, caratterizzate da elevata biodiversità e dalla presenza di habitat di interesse comunitario essenziali per lo svernamento e la migrazione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

- area protetta regionale *Palude del Conte e duna costiera* (L.R. 5/2006) a 20 km;
- area protetta regionale *Riserve del Litorale Tarantino Orientale* (L.R. 24/2002) a 22 km;

- area marina protetta statale *Porto Cesareo* a 15 km;

- SIC IT9130001 Torre Colimena a 20 km;
- SIC IT9130003 Duna di Campomarino a 32 km;
- SIC IT9150007 Torre Uluzzo a 30 km;
- SIC IT9150013 Palude del Capitano a 30 km;
- SIC IT9150024 Torre Inserraglio a 22 km;
- SIC IT9150028 Porto Cesareo a 18 km;
- SIC IT9150027 Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto a 18 km;
- SIC IT 9150031 Masseria Zanzara a 13 km;

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



Perimetrazione del PPTR della Naturalità

Criticità.

Le criticità sono legate alla forte pressione antropica esercitata dall'attività agricola intensiva e dal notevole sviluppo industriale legato alla produzione di energia convenzionale e rinnovabile, con diffusione di impianti fotovoltaici .

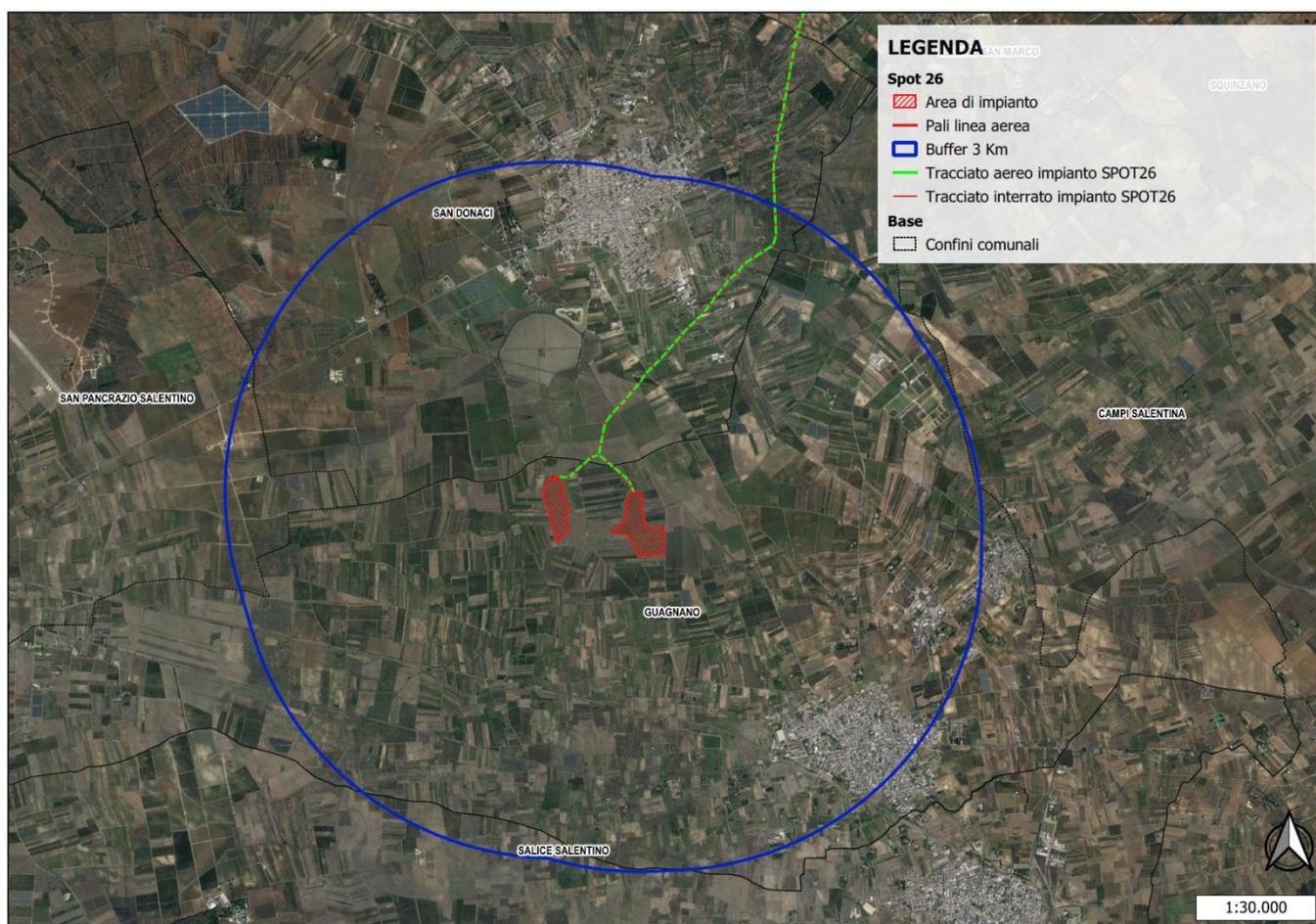
Si evidenzia qui che le cinque aree umide sono molto distanti dal sito dell'impianto fotovoltaico. Questo risulta, a sua volta, distante anche dalle aree di maggior inserimento di impianti fotovoltaici.

E' evidente, pertanto, che la distanza preclude, qualsiasi tipo di interferenza con l'opera in progetto.

Struttura antropica e storico culturale – Paesaggio rurale

Descrizione. Gli uliveti caratterizzano il territorio, sebbene siano numerosi, nella campagna intorno ai centri abitati di San Pancrazio, Guagnano, Salice, Veglie, Avetrana, i vigneti che si alternano ad uliveti ed in misura minore ad aree a seminativo, aree una volta coltivate a tabacco o barbabietola da zucchero e non convertite in uliveti e vigneti. Le aree con diverso utilizzo agricolo sono spesso separate tra loro dai muretti a secco a costituire il tipico "mosaico" della campagna salentina.

Concentrando l'esame all'area interessata dall'impianto in progetto, è stata individuata un'area di studio circolare che si estende sino a 3,5 km (in figura) dal centro delle aree di impianto, corrispondenti a oltre 3 km. dal perimetro esterno.



Cerchio che racchiude le aree entro 3 km dai confini dell'impianto

Nell'immediato intorno dell'impianto fotovoltaico in progetto troviamo:

- a nord, prevalenza di zone a seminativo e vigneto;
- a ovest una prevalenza di vigneti, con alcune zone a uliveto, in misura minore seminativi;
- a sud si ha una alternanza di uliveti, vigneti e aree a seminativo;
- a est prevalenza di vigneti con alcune aree a uliveto e seminativo;

In tutto l'introno sono presenti altri impianti fotovoltaici di piccole e medie dimensioni.

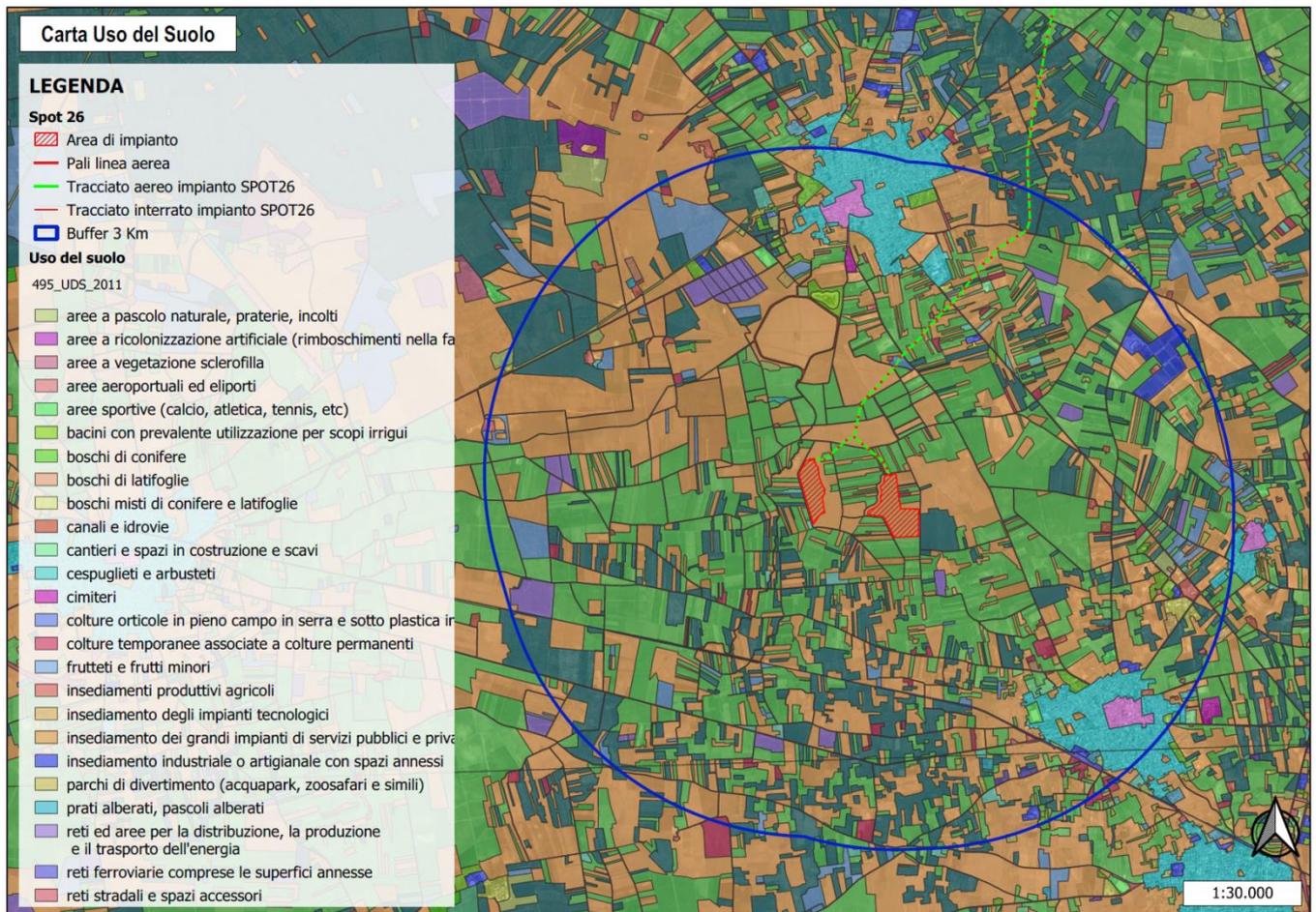


Fig. 2 - Carta dell'uso del suolo (aggiornamento 2011 – fonte SIT Puglia) – area impianto (in rosso) e buffer 3 km (in blu)

Valori Patrimoniali. Il paesaggio della monocoltura dell'uliveto è l'elemento caratterizzante del paesaggio agrario salentino che sia alterna spesso, come nell'area in esame, a quella del vigneto di eccellenza, ed ad aree a seminativo di più scarso valore culturale.

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*.

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico oggetto dello studio è previsto l'espianto / reimpianto di 49 alberi di ulivo che saranno espianati per consentire la realizzazione di parte del "Campo B". Gli alberi saranno reimpiantati poco più a nord nell'ambito della stessa proprietà secondo consolidate regole agro – tecniche.

Struttura antropica e storico culturale – Struttura insediativa

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'oliveto 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.

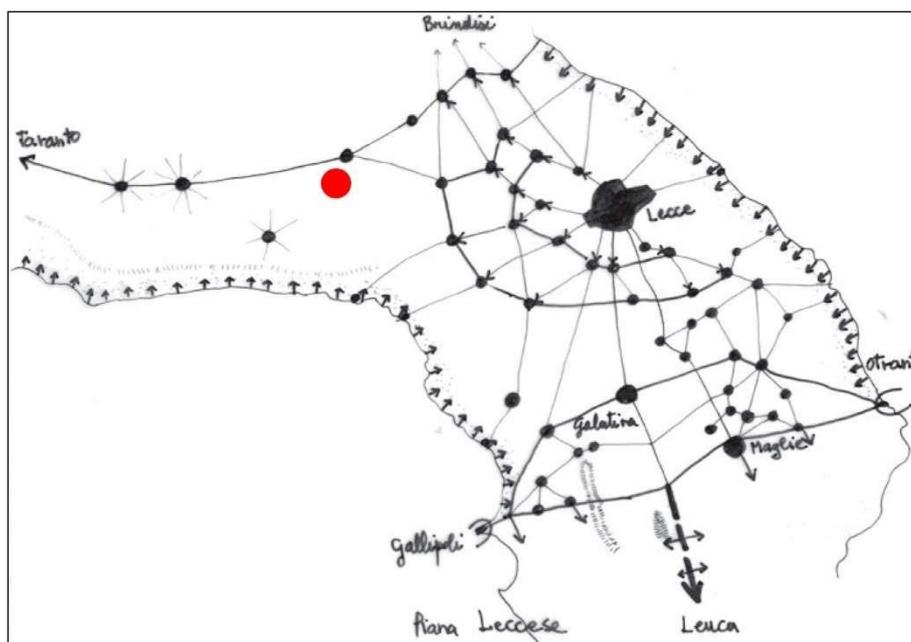
Valori Patrimoniali. Il sistema insediativo è costituito dai centri di media grandezza di Guagnano, Salice, San Pancrazio, Veglie, San Donaci, Leverano e Copertino che si sono sviluppati in posizione arretrata rispetto alla costa, in corrispondenza delle aree più fertili e della ricca falda superficiale, a corona (prima e seconda Corona) del Capoluogo leccese ad ovest 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 la costa non sono state abitabili sino ai primi del novecento e 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 direttrice 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.

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)

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.

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

Struttura percettiva – 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 una altri impianti fotovoltaici nell'area nel comune limitrofo di Salice Salentino, limitrofo all'Area Nord.
- 3) Strade e ferrovie dalle quali è possibile percepire visuali significative di Ambito;
- 4) Assi storici di accesso alle città e rispettive visuali verso le porte urbane.

5. Descrizione generale dell'impianto

I principali componenti dell'impianto sono:

- il generatore fotovoltaico (moduli fotovoltaici) installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori) con relativi motori elettrici per la movimentazione, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno, i moduli avranno potenza unitaria nominale di 445 Wp, su ciascun inseguitore saranno installati 28 moduli. Avremo complessivamente 1090 inseguitori. I moduli fotovoltaici saranno complessivamente 30.520, l'altezza del sistema strutture di sostegno - moduli fotovoltaici, nella posizione di massima inclinazione dei pannelli, non supera i 2,7 m di altezza;
- le linee elettriche interrate di bassa tensione in c.c. dai moduli, suddivisi da un punto di vista elettrico in stringhe, agli inverter di campo;
- gli inverter di campo, posizionati in prossimità degli inseguitori, all'interno di appositi quadri elettrici, con potenza nominale di 250 kVA, 160kVA e 180 kVA;
- le linee elettriche interrate in bassa tensione in c.a. dagli inverter di campo alle Cabine di Campo (locali tecnici), con sviluppo lineare di circa 1200 m e profondità di posa pari a 0,8 m;
- i trasformatori MT/BT e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT, installati all'interno di appositi locali tecnici nell'area di impianto (Cabine di Campo);
- le linee elettriche MT interrate e relative apparecchiature di sezionamento all'interno delle aree in cui sono installati i moduli fotovoltaici, che collegano elettricamente tra loro le 3 Cabine di Campo nell'area A con la Cabina di Smistamento Utente(CdSU A) situata nella stessa area, e le 2 Cabine di Campo ubicate nell'area B con la Cabina di Smistamento Utente (CdSU B) situata nella medesima area. La linea elettrica MT ha uno sviluppo lineare complessivo di circa 1755 m e profondità di posa pari a 1,2 m, nel dettaglio:
 - CdC1 A - CdC2 A = 500 m
 - CdC2 A - CdC 3 A = 285 m
 - CdC3 A - CdSU A = 285 m
 - CdC1 B - CdC2 B = 360 m
 - CdC2 B - CdSU B = 285 m
- Le 5 Cabine di Campo che hanno lunghezza pari a 8 m, larghezza di 2,5 m circa, altezza pari a 2,9 m;

- Le 2 Cabine di Smistamento Utente(CdSU) in cui viene raccolta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 5 Cabine di Raccolta), di ingombro massimo 8 x 2,9 x 2,5 m;
- Le 2 Cabine di Consegna Enel (CdC enel) in cui arriva l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 2 Cabine di Smistamento Utente), di ingombro massimo 6,7 x 2,5 x 3,26 (lunghezza x larghezza x altezza);
- Il cavidotto MT(**rete di Distribuzione MT a 20 kV**) costituito da tratti interrati e tratti aerei, per il trasferimento dell'energia prodotta dalle 2 CdC Enel allaCP Enel di nuova realizzazione adiacente alla Futura SE Terna di Cellino (CdS).

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi da 28 moduli, con tensione massima di stringa pari a circa 1.153 V), viene prima raccolta all'interno degli inverter di campo, qui avviene la conversione della corrente continua in corrente alternata a 800 V - 50 Hz trifase. Da questi, tramite linee in Bassa Tensione, viene trasportata all'interno delle Cabine di Campo (CdC), dove subisce un innalzamento di tensione sino a 20 kV per mezzo di trasformatori MT/BT di opportuna taglia (n.5 trasformatori da 2.500 kVA). Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella Cabine di Smistamento Utente (CdSU), posizionata all'interno delle aree di impianto A e B e quindi alle rispettive Cabine di Consegna Enel (CdC enel) adiacenti alle CdSU.

Da qui l'energia è convogliata, tramite due linee MT a 20 kV partenti rispettivamente dalla CdC Enel A e dalla CdC Enel B (con sostegni a doppia mensola in comune) e costituite da un breve tratto interrato e da un tratto aereo, fino alla Cabina Primaria Enel (CP Enel Cellino) MT 20 kV adiacente alla Futura SE Terna di Cellino (CdS) .

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (30.520), alla loro potenza unitaria (445 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVSYST si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **25,13 GWh/anno**.

6. Soluzioni progettuali prese in esame

Alternativa zero (non realizzare l'impianto)

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 eolico nella fase di esercizio.

Inoltre, la tipologia di strutture di sostegno dei moduli, inseguitori monoassiali, proposti in progetto, permettono 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.

6.1 Alternativa tecnologica

Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia

Per quanto riguarda le eventuali alternative di carattere tecnologico viene valutata di seguito la realizzazione di un parco eolico della medesima potenza complessiva mediante l'utilizzo di aerogeneratori di grande taglia. Si sottolinea infatti che eolico e fotovoltaico costituiscono ad oggi le uniche fonti alternative con tecnologia e sostenibilità economica consolidate, unitamente a contenimento degli impatti e delle emissioni.

Si valuta pertanto, di seguito, l'alternativa tecnologica costituita da un parco eolico con aerogeneratori di media taglia (500 kW). Facciamo una importante considerazione:

Per un confronto corretto tra le differenti tipologie occorre valutare la producibilità annua dell'impianto fotovoltaico in progetto e stimare conseguentemente il numero di aerogeneratori necessari alla stessa produzione di energia. L'impianto fotovoltaico ha una producibilità stimata di circa

$$13.581,4 \text{ kWp} \times 1.850 \text{ kWh/kW} \approx 25.125 \text{ MWh/anno}$$

Per ottenere la stessa produzione, ipotizzando 2.800 ore equivalenti di funzionamento degli aerogeneratori sarebbero necessarie un numero di macchine eoliche pari a 17, considerando generatori eolici di potenza pari a 500 kW ciascuno (ottenendo così una potenza totale pari a circa 8,5 MW);

Macchine eoliche di questo tipo hanno caratteristiche dimensionali così come segue:

Altezza al mozzo circa 69 m;

Dimetro del rotore circa 60 m.

Inoltre considerando che in un parco eolico:

la distanza tra due aerogeneratori deve essere minimo pari a 3 volte il diametro del rotore (se disposti sulla stessa fila), quindi nel caso preso in considerazione avremo una distanza minima di 180 metri;

la distanza tra file parallele di aerogeneratori deve essere pari ad almeno 5 volte il diametro del rotore, quindi nel caso preso in considerazione avremo una distanza di 300 metri;

e che, considerando una disposizione a quadrilatero con i 17 aerogeneratori disposti sulle file, avremo una superficie totale di estensione del parco eolico pari a circa 54 ha, cioè un'area di circa 900 m x 600 m di lato. Pur essendo l'utilizzo del territorio di tipo puntuale in

ogni caso l'area

“racchiusa” dagli aerogeneratori è di fatto più che doppia rispetto a quella interessata dall'impianto fotovoltaico in studio.

E' evidente inoltre che l'impatto visivo generato dal parco eolico è notevolmente maggiore. Gli aerogeneratori sono infatti visibili in qualsiasi contesto territoriale, con modalità differenti in relazione alle caratteristiche degli impianti ed alla loro disposizione, all'orografia, alla densità abitativa ed alle condizioni atmosferiche. Nel caso particolare, l'orografia del territorio su cui insiste il progetto fotovoltaico, è pressoché pianeggiante, e questa costituisce in generale un aspetto di mitigazione, tuttavia, considerando che il sistema navicella + rotore raggiunge una altezza di circa 70 m dal suolo, si avrebbe un raggio di impatto visivo pari a circa 3,5 km (50 volte l'altezza del sistema navicella + rotore). Un impianto fotovoltaico invece produce sicuramente un impatto visivo non trascurabile ma certamente circoscritto all'area ristretta limitrofa all'impianto stesso (v. Studio di Visibilità).

L'alternativa impianto eolico di media taglia comporta inoltre un aumento dell'impatto acustico. Il rumore prodotto dalla rotazione delle pale ha effetti che si estendono ad almeno 400 m dagli aerogeneratori, mentre, come indicato nel Quadro Ambientale del SIA gli effetti del rumore prodotto dall'impianto fotovoltaico in studio si esauriscono nell'ambito di una decina di metri circa.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di realizzare un impianto eolico invece di un impianto fotovoltaico (progetto in esame), a parità di potenza installata, genera impatti su un'area sicuramente più ampia rispetto a quella generata dall'impianto fotovoltaico in studio. Inoltre aumenta considerevolmente la complessità degli impatti, al punto che non è detto che l'impianto eolico sia effettivamente realizzabile nell'area.

Alternativa tecnologica 2 – utilizzo di aerogeneratori di grossa taglia

Allo stesso modo possiamo considerare come alternativa progettuale, un impianto eolico costituito da Aerogeneratori di grossa taglia, ed in particolare “machine” da 3,5 MW di potenza.

Valutata, come per l'alternativa progettuale 1, la producibilità annua dell'impianto fotovoltaico in progetto, pari a 25.125 MWh/anno, stimiamo conseguentemente il numero di aerogeneratori necessari alla stessa produzione di energia. Come detto l'impianto fotovoltaico ha una producibilità stimata di circa

13.581,4 kWp x 1.850 kWh/kW ≈ 25.125 MWh/anno

Per ottenere la stessa produzione, ipotizzando 2.800 ore equivalenti di funzionamento degli aerogeneratori sarebbero necessarie un numero di macchine eoliche pari a 3, considerando generatori eolici di potenza pari a 3,5 MW ciascuno (ottenendo così una potenza totale pari a 10,5 MW);

Macchine eoliche di questo tipo hanno caratteristiche dimensionali così come segue:

Altezza al mozzo circa 136 m;

Dimetro del rotore circa 125 m.

Inoltre consideriamo che, in linea generale, in un parco eolico:

la distanza tra due aerogeneratori deve essere minimo pari a 3 volte il diametro del rotore (se disposti sulla stessa fila), quindi nel caso preso in considerazione avremo una distanza minima di 325 metri;

la distanza tra file parallele di aerogeneratori deve essere pari ad almeno 5 volte il diametro del rotore, quindi nel caso preso in considerazione avremo una distanza di 625 metri.

In presenza di 3 sole macchine eoliche da porre a distanza minima l'una dall'altra di 325 metri, si può sì asserire che l'utilizzo del territorio sarà limitato, poiché di tipo puntuale, ma in ogni caso l'impatto visivo generato dai due aerogeneratori sarà notevolmente maggiore. Gli aerogeneratori sono infatti visibili in qualsiasi contesto territoriale, con modalità differenti in relazione alle caratteristiche degli impianti ed alla loro disposizione, all'orografia, alla densità abitativa ed alle condizioni atmosferiche. Nel caso particolare, l'orografia del territorio su cui insiste il progetto fotovoltaico, è pressoché pianeggiante, e questa costituisce in generale un aspetto di mitigazione, tuttavia, considerando che il sistema navicella + rotore, con aerogeneratori da 3,5 MW, raggiunge una altezza di circa 200 m dal suolo, si avrebbe un raggio di impatto visivo pari a circa 10 km (50 volte l'altezza del sistema).

Alternativa tecnologica 3 – 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:

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;

le centrali a biomasse liquide sono impianti, alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel), costituiti da motori accoppiati a generatori (gruppi elettrogeni);

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 "landgrabbing" (accaparramento di terreni da parte di società straniere).

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 25.125 MWh/anno (v. "Relazione di producibilità dell'impianto"), sviluppati su circa 23,1 ha di superficie.

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

$$25.125 / 8.000 = 3,14 \text{ MW}$$

il che significa una coltivazione di $3,14 \times 300 = 942$ ha di terreno contro i 23,1 ha necessari alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Inoltre c'è da considerare che:

poiché i vegetali necessari alle fermentazioni 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%;

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.

7. COSTI E 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 esterne che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

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

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

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

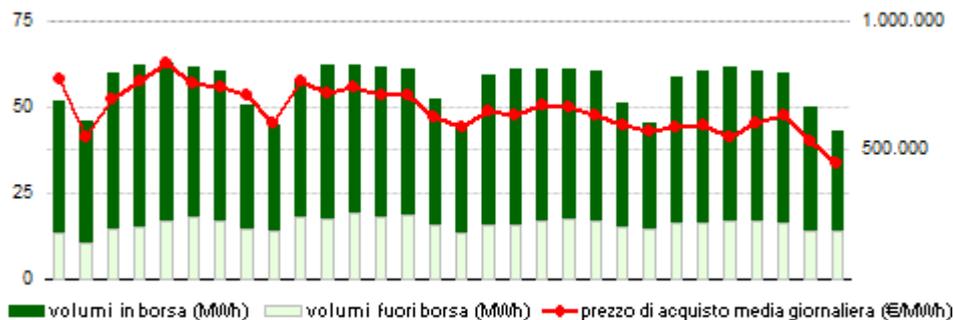
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera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

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

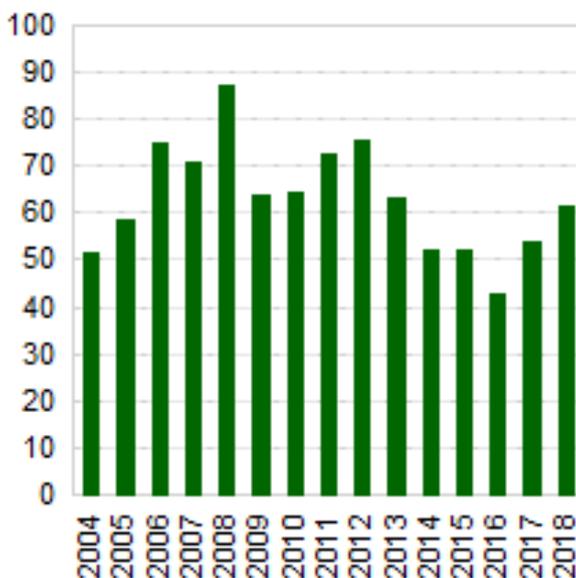
Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo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

€/MWh

MWh



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



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

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

6.3 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.

come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.4 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. E' 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 **554,6 g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

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

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

L'impianto di Guagnano (LE) ha una potenza installata di 13.581,4 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.850 kWh/kWp.

In pratica la produzione annua si attesta su circa

$$24.300.000 \text{ kWh}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂, pari a:

$$24.300.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 437.400 \text{ €/anno BENEFICI GLOBALI}$$

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

$$24.300.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 182.250 \text{ €/anno COSTI ESTERNI}$$

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 *in grid parity*), che, tipicamente, a loro volta sono pagati, di fatto, nelle bollette elettriche.
- 2) Riduzione del *fuel risk* 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.

E' 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.

6.5 Ricadute Economiche e sociali (Costi locali)

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

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

Innanzitutto il Comune di Guagnano (LE), in cui è prevista l'installazione dell'impianto percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in **6.000,00 €** per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente

$$\mathbf{23,10\ ha \times 6.000,00\ €/ha = 138.600,00\ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno **3.000,00 €** per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi

$$\mathbf{23,10\ ha \times 3.000,00\ €/ha = 69.300,00\ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di **5.000,00 €/MWp** ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (1.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$\mathbf{13,58\ MWp \times 1.000,00\ €/MWp = 13.580,00\ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di **700.000,00 €/MWp**. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il **15% (105.000,00 €/MWp)** sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$\mathbf{13,580\ MWp \times 105.000,00\ €/MWp = 1.425.900,00\ €}$$

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:

$$\mathbf{1.425.900\ € / 20\ anni = 71.295\ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa **3.564,75 euro ogni anno** per 20 anni.

Infine per la gestione operativa di un impianto di **13,25 MWp**, necessita l'assunzione di almeno un operatore che con cadenza giornaliera si rechina presso l'impianto. Necessariamente pertanto queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in **30.000,00 €/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.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
IMU	138.600,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	69.300,00 €/anno
Manutenzione impianto	13.580,00 €/anno
Lavori di costruzione	71.295,00 €/anno
Assunzioni per gestione operativa impianto	30.000,00 €/anno
TOTALE	295.775,00 €/anno

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

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
182.250 €/anno	437.400,00€/anno	295.775,00 €/anno

E' evidente dalle stime effettuate che

- **Sia i 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.

8. Analisi Ambientale

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.

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.

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 	<ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica del • operatività del cavidotto alla Cabina Primaria elettrica • presenza fisica delle 	<ul style="list-style-type: none"> • smantellamento strade, cavidotto e sottostazione • ripristino dello stato dei luoghi

Opere	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
	<ul style="list-style-type: none">ripristini ambientali	<p>strade e delle vie di accesso</p> <ul style="list-style-type: none">operatività delle strade e delle vie di accesso	

Determinazione dei fattori di impatto

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

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

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

- emissione di polveri e inquinanti in atmosfera;
- emissioni elettromagnetiche;
- occupazione di suolo;
- rimozione di suolo;
- emissione di rumore;
- asportazione della vegetazione;
- disturbo fauna e avifauna;
- frammentazione di habitat;
- inserimento di elementi estranei al contesto paesaggistico esistente;
- traffico indotto;
- creazione di posti lavoro.
- vantaggi economici diretti per il territorio (tassazione attività produttiva)

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

Matrice azioni di progetto/fattori di impatto

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

FATTORI DI IMPATTO	AZIONI DI PROGETTO		
	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
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.

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 15,4 milioni di kWh annui, possa evitare l'emissione di circa 15,4 milioni di kg di CO₂ ogni anno, se la stessa quantità di energia fosse prodotta con combustibili fossili, 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.

Le variazioni di temperatura aria suolo hanno impatti diretti e indiretti sui processi pianta suolo e di questi ne parleremo nel paragrafo dedicato all'impatto sul suolo, per quanto riguarda le variazioni del microclima, con riferimento all'impianto in progetto gli effetti delle variazioni di temperatura dell'aria tra aree al di sotto dei moduli e quelle al di sopra o tra i moduli, è 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.

9. Impatto su suolo e sottosuolo

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

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

Occupazione di suolo

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

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

Lotto	Estensione Area impianto	Superficie totale moduli fotovoltaici	Superficie Cabine elettriche	Superficie strade
<i>Intero lotto</i>	<i>231.389 mq</i>	<i>67.810 mq (29,3%)</i>	<i>192 mq (0,1 %)</i>	<i>20.235 mq (8,7 %)</i>

E' evidente che la "cementificazione" prodotta dalle Cabine Elettriche è di circa 0,01% 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 30%, 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.

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 temperature 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, 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 Cabina Primaria.

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.

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).

10. 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) Cabine di Trasformazione all'interno dell'Impianto Fotovoltaico.

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 volendo riassumere si sono assunte le seguenti Distanze di Prima Approssimazione:

Impianto Fotovoltaico

- Cabine di Trasformazione: 3 m in tutto il loro intorno;
- Cabina di Smistamento Utente e Consegna ENEL 3 m in tutto l'intorno;
- Cavidotto MT interni all'impianto 1 m in tutto l'intorno;
- Cavidotto MT esterno interrato 1 m dall'asse degli stessi (larghezza fascia 2 m).

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano problematiche particolari relative all'impatto elettromagnetico dei componenti dell'impianto Fotovoltaico in oggetto ed in particolare alle Cabine Elettriche in merito all'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici. A conforto di ciò che è stato fin qui detto, a lavori ultimati si potranno eseguire prove sul campo che dimostrino l'esattezza dei calcoli e delle assunzioni fatte.

11. 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.

12. Flora e vegetazione

L'area di studio nella quale è stata approfondita l'analisi degli impatti nel SIA è stata individuata con un raggio di 3 km dai limiti dell'impianto in progetto, ed include totalmente anche un solo altro impianto fotovoltaici esistenti, contribuente all'impatto cumulativo. Si richiama pertanto quanto riportato nel capitolo del Quadro Ambientale del SIA, estendendo la valutazione all'impatto cumulativo.

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

Aree protette	Il SIC Bosco Curtipetrizzi (IT9140007) è l'area protetta più prossima all'area di progetto; essa è localizzata alla distanza di 5,5 km in direzione nord.
Componenti botanico vegetazionali del PPTR	Nessuna componente botanico vegetazionale ricade nell'area di progetto. L'area più prossima è del tipo Formazioni arbustive in evoluzione naturale, ed è localizzata alla distanza di 1,0 km in direzione nord-ovest.

Nelle aree di progetto risultano presenti delle comunità igrofile. . Esse sono localizzate in un'area depressa estensa 1 ha, che si allaga sono nel periodo invernale. Si distinguono in particolare due aspetti diversi:

- Comunità annuali (terofitica), composta da *Callitriche brutia*, *Ranunculus sardous*, *Poa infirma* e *Lepidium coronopus* (si vedano i rilievi R06-R09 e le Figure 19-26);
- Comunità perenni, composta da giunchi (*Juncus* cfr. *conglomeratus*) e *Phalaris* cfr. *minor* (si vedano il rilievo R15 e le Figure 28 e 33 del Repertorio fotografico).

È questo quindi un tipo eterogeneo di vegetazione. Non è stato possibile distinguere spazialmente i suoi diversi aspetti al momento del rilevamento, dato che in inverno le comunità terofitiche non

sono ancora perfettamente espresse.

Lo stato di conservazione di questo tipo di vegetazione nell'area di progetto non è quindi soddisfacente. Le comunità hanno strutture povere in specie a causa del trascorso disturbo antropico. Ciò è evidente anche dalla frequenza di specie sinantropiche, come ad esempio *Convolvulus arvensis*, che ha valori di copertura nei rilievi compresi tra + e 2.

Questo tipo di vegetazione (con riferimento esclusivo all'aspetto terofitico) corrisponde il tipo di habitat della Direttiva 92/43/CEE denominato Stagni temporanei mediterranei (codice Natura 2000: 3270*). Esso inoltre rientra nelle tutele della componente botanico vegetazionale "Aree umide" così come definita dalle NTA del PPTR al punto 1 dell'art. 59.

L'area di progetto interessa uno stagno caratterizzato, almeno in parte, da questo tipo di habitat. Sebbene lo stagno sia stato utilizzato ai fini agricoli sino a 3 anni fa, questo sito necessita di essere interamente tutelato. **Tuttavia il progetto dispone della conservazione dello stagno: non è prevista l'installazione di alcun pannello fotovoltaico né alcun altro tipo di opera che alteri le caratteristiche del sito.**

Lo stagno ha limiti spaziali piuttosto netti. La sua conservazione, quindi, non necessita dell'individuazione di un'area buffer di protezione.

13. Fauna e avifauna

Per quanto attiene gli aspetti faunistici è stato esaminato il sito ed 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.

L'area individuata per l'intervento è totalmente agricola, mentre nelle aree circostanti è presente un mosaico di habitat naturali, semi naturali ed antropici. La natura, a tratti rocciosa del territorio ha favorito la sopravvivenza di alcuni habitat ed il mantenimento di un discreto livello di naturalità. I biotopi di maggiore rilievo, esterni all'area di dettaglio (buffer di km 1 attorno all'area di intervento) distano da 1 a 5 km dal sito di progetto.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 90, di cui n°68 uccelli, 14 mammiferi, 5 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 9 ordini sistematici, 47 sono le specie di passeriformi e 21 di non passeriformi. Appartengono all'allegato II della Dir. Uccelli n° 12 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 1 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°2 mammiferi, 3 di rettili e 1 di anfibi.

È stato esaminato il sito ed 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.

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.

In conclusione 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.

14. Analisi del paesaggio ed impatto visivo

Per la stima e la valutazione dell'impatto paesaggistico è stata definita preliminarmente l'area di visibilità dell'impianto ovvero l'estensione della Zona di Visibilità Teorica (ZTV)

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 3km (in figura) dal perimetro delle aree di impianto. Per facilità di rappresentazione e di studio l'area è stata approssimata con un quadrato.

Per questa perimetrazione si è tenuto in conto che:

- i moduli montati sugli inseguitori mono assiali raggiungono un'altezza massima dal terreno di 2,3 m circa;
- la cabine elettriche hanno un'altezza di 3,2 m
- le aree su cui è prevista l'installazione dei moduli sono pianeggianti con piccole variazioni di quota

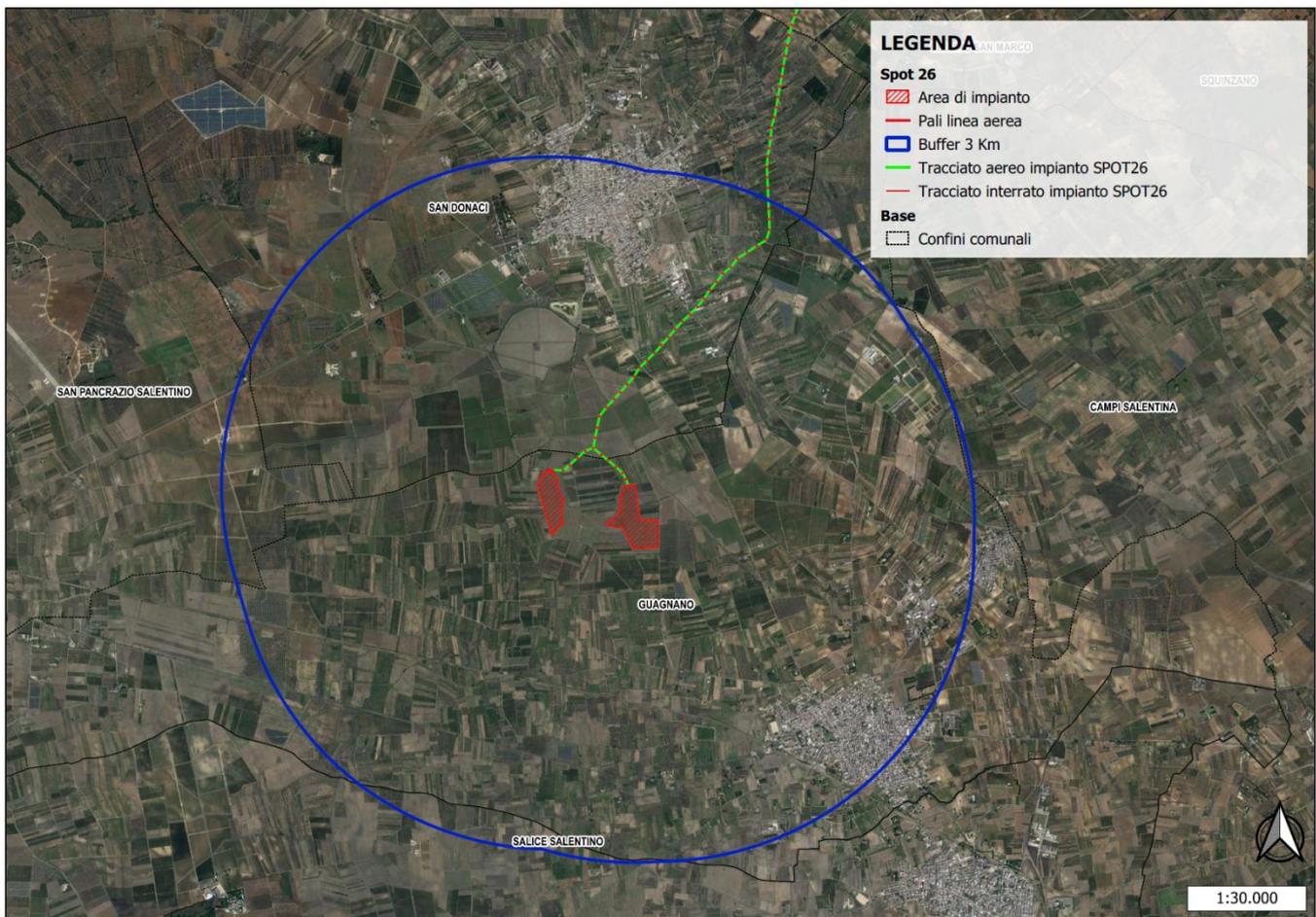


Fig. 1 - Cerchio (in blu) che racchiude le aree entro 3 km dal perimetro esterno dell'impianto (in rosso)

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 3,5 km, diventa praticamente impossibile. A questo si aggiunga che a ovest dell'area di impianto sono presenti numerosi uliveti che 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.

Possiamo in definitiva affermare che l'area di visibilità dell'impianto resta confinata nel cerchio di 3,5 km dal centro 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 verrà indagato anche con riferimento ai due centri abitati più vicini, le cui periferie rientrano nell'ambito dei 3 km dai confini dell'impianto. In particolare si considereranno 2 osservatori posizionati alla periferia dell'abitato di Guagnano (a sud dell'impianto) e 1 osservatore posizionato alla periferia di San Donaci (a nord dell'impianto).

Non viene analizzato l'impatto dal punto panoramico di Oria perché distante 20 km.

Mappe di Intervisibilità Teorica

Le Mappe di Intervisibilità Teorica (MIT) individuano, all'interno della ZTV, le aree da dove l'impianto fotovoltaico oggetto di studio è teoricamente visibile ma da cui potrebbe non essere visibile nella realtà p.e. a schermi naturali o artificiali che non sono rilevati dal DTM (Digital Terrain Model).

Le Mappe di Intervisibilità Teorica sono calcolate dal computer utilizzando un software che si basa su un Modello di Digitalizzazione del Terreno DTM (Digital Terrain Model) che di fatto rappresenta la topografia del territorio. Il DTM è un modello di tipo raster della superficie del terreno nel quale il territorio è discretizzato mediante una griglia regolare a maglia quadrata; alla porzione di territorio contenuta in ogni maglia (o cella che nel nostro caso ha dimensione 8x8 m) è associato un valore numerico che rappresenta la quota media del terreno nell'area occupata dalla cella.

Valgono poi ulteriori considerazioni di carattere generale.

Il progetto Prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico in aree agricole nel territorio del Comune di Guagnano (LE). Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- 2,5 km a nord-ovest, abitato di Guagnano (LE);
- 2 km a nord, abitato di San donaci (BR);
- 6,5 km a ovest, abitato di San Pancrazio Salentino (BR);
- 8,5 km a est, abitato di Squinzano (LE)

Le aree di impianto sono pressoché pianeggianti ed hanno altezza sul livello del mare di circa 40 m, attualmente investite a seminativo, è possiamo considerarle confinate tra la SS7 ter (tra gli abitati di San Pancrazio e Guagnano) a sud, la SP 75 (tra gli abitati di San Pancrazio e San

Donaci) a nord-ovest e la SP 365 (unione tra gli abitati di San Donaci e Guagnano / Salice Salentino) est.

L'Area di Intervento propriamente detta, ricade interamente all'interno del comune di Guagnano (LE).

Le distanze tra le aree di impianto e le strade statali e/o provinciali sono le seguenti:

- La SS 7 ter è ubicata 2.000 m. a sud;
- La SP 75 è ubicata 2.050 m. a nord;
- La SP 365 è ubicata 2.150 m a est.

Le aree su cui è prevista l'installazione dei moduli fotovoltaici sono attualmente utilizzate per scopi agricoli, in particolare trattasi di aree a seminativo non irriguo, ovvero di scarso valore agricolo.

Le aree di progetto non sono interessate da uliveti e vigneti.

L'intorno delle aree di intervento presenta le caratteristiche tipiche del "Tavoliere Salentino": uliveti che si alternano a vigneti ad aree a seminativo.

Al limite ovest dell'ambito dei 3 km dall'area di impianto è presente il fabbricato della Masseria Lamia, su cui grava Vincolo Architettonico. Sono inoltre presenti nell'area le seguenti masserie, tutte con Segnalazione Architettonica:

- A Nord Ovest:
 - Masseria "Nuova";
 - Masseria "Falli";
 - Masseria "Martieni";
- A Nord:
 - Masseria "Paduli";
- A Est:
 - Masseria "Nardo di Prato";
 - Masseria "San Gaetano".

Sono state prodotte le seguenti Carte di Intervisibilità Teorica (MIT) da una serie di punti notevoli nell'ambito di un'area di 6 km. definita partendo dal centro delle aree di impianto.

- 1) Dalla periferia dei due centri abitati di San Donaci, 2,5 km a nord dell'impianto, e Guagnano (LE), 2 km a sud-est dell'impianto, considerando una serie di osservatori posti al primo piano abitato (h. 5,65 m.);
- 2) Dalle Masserie, collocando l'osservatore ad un'altezza di 5,65 m. (primo piano/tetto), considerando che molte masserie hanno un solo piano fuori terra (piano terra).
- 3) Dalle strade a valenza paesaggistica (h. osservatore 1.65 m. sul piano di campagna).

Dalla "lettura" delle MIT verifichiamo quanto di seguito.

- 1) L'impianto fotovoltaico è visibile da osservatori posti al piano primo (h. osservatore 5,65 m.) di due delle sette masserie. In particolare risulta visibile quasi nella sua interezza (Area A e Area B) da Masseria "Paduli" (fig. 5.6) e per circa il 40 % dell'area B da Masseria "San Gaetano";
- 2) L'impianto fotovoltaico non è visibile dalle principali strade a valenza paesaggistica (SP75 e SS7ter), mentre risulta visibile nella sua quasi totalità dal tratto si SP237 vicino all'abitato di San Donaci;
- 3) L'impianto fotovoltaico risulta visibile dalla periferia del centro abitato di San Donaci posto a circa 2,5 km a nord rispetto all'impianto, sia dalla periferia sud che da quella ovest, mentre risulta NON VISIBILE dalla periferia del centro abitato di Guagnano posto a circa 2,8 km a sud-est rispetto all'impianto con h. osservatore 5,65 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** a significare che l'area pur non essendo dal punto di vista paesaggistico eccellente, ha comunque una sua valenza, dovuta sostanzialmente alla presenza di 2 Masserie con Segnalazione Architettonica da cui l'impianto è visibile.

Il Castello di Oria è invece distante oltre 20 km, pertanto l'impianto si pone al di fuori del suo Cono Visuale, così come perimetrato dal PPTR.

L'Indice **VI di Visibilità** assume un valore **MEDIO BASSO per i seguenti motivi:**

1. Caratteristiche orografiche dell'area, pressoché pianeggiante;
2. Presenza di uliveti che di fatto circondano l'intera area dell'impianto in progetto, generando un effetto schermante naturale.

In definitiva il punteggio medio del valore **dell'Impatto Visivo IV** è **BASSO 15 / 64**. L'analisi di dettaglio evidenzia che il valore puntuale più elevato (24/64), si rileva in corrispondenza di Masseria "Paduli", che risulta essere il punto sensibile più vicino all'impianto.

In conclusione si può fondatamente ritenere che **l'Impatto Visivo** sia di fatto **BASSO** e che pertanto l'intervento proposto sia compatibile con gli obiettivi di conservazione dei valori del paesaggio.

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. E' 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 103 ha di terreno sottratto all'utilizzo agricolo. Ad ogni modo l'impatto sarà reversibile a lungo termine. Gli alberi di ulivo espianati (17) saranno reimpianti nell'ambito della stessa area o proprietà o in aree limitrofe (200 m circa più a nord).

Si ritiene che non si abbia alcun impatto sulle attività turistiche che interessano la fascia costiera sufficientemente distante dall'area di cantiere. Inoltre tali aree non saranno in alcun modo interessate dal traffico di mezzi di cantiere e dei mezzi utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto.

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.

Per quanto riguarda le attività agricole si avrà un impatto non trascurabile legato all'utilizzo di circa 103 ha di terreno sottratto all'utilizzo agricolo. Trattasi ad ogni modo di aree agricole di non eccelso valore (classe III). Si prevede, tra l'altro, l'utilizzo delle aree di impianto per attività agricole o di allevamento (pascolo) compatibili con l'impianto fotovoltaico.

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).

Per quanto riguarda la salute pubblica, in fase di esercizio si prevede un impatto nullo a breve termine a livello locale a causa della presenza e dell'attività dell'impianto. Questo infatti comporterà emissioni limitate a rumore e radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici) nell'ambiente di modesta entità.

Si evidenzia che il funzionamento dell'impianto comporterà un impatto positivo a livello globale dovuto all'utilizzo di una risorsa rinnovabile per la produzione di energia elettrica che permette di evitare l'emissione di inquinanti in atmosfera che verrebbero emessi se si producesse l'energia utilizzando combustibili fossili.

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, dei cavidotti e della SSE che interesserà le infrastrutture stradali esistenti.

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 2,28 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 ridirezionata 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.

15. 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-	BB	T-
RADIAZIONI NON IONIZZANTI		BB	
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 le interazioni 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.

E' evidente pertanto che benché ci sia un utilizzo del suolo, esso non ha 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.

L'area individuata per l'intervento è localizzata nell'entroterra Brindisino in agro di Guagnano. Sia il sito d'intervento che l'area vasta sono prevalentemente coltivate ad ulivo. Gli uliveti sono interrotti da alcune aree a seminativo quale quella utilizzata per la realizzazione dell'impianto.

Soprattutto lungo i muretti a secco sono presenti delle aree di naturalità caratterizzate dalla presenza di macchia mediterranea (di tipo arbustivo), oltre ad alcune aree di semi naturalità caratterizzate dalle comunità ruderali degli incolti, che comunque restano al di fuori delle aree scelte per la realizzazione dell'intervento, infatti nessun habitat naturale o semi naturale è stato utilizzato per l'installazione dell'impianto fotovoltaico (moduli, cabine, cavidotti).

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.

E' previsto l'espanto di 15 alberi di ulivo che saranno reimpiantati comunque nell'ambito della stessa area

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).