

IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE
SOLARE DENOMINATO "FEDELE" DI POTENZA NOMINALE
PARI A 18,5 MVA E POTENZA INSTALLATA PARI A 21,835 MW

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di LECCE
COMUNE di GALATINA
Località: Contrada Duca - Galatina

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU WNNV8P1

Tav.:

Titolo:

R34a

Studio di impatto ambientale
Quadro Programmatico

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

WNNV8P1_StudioFattibilitaAmbientale_34a

Progettazione:

Committente:



Dott. Ing. Fabio CALCARELLA

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



Fabio Calcarella

Stern PV 1 S.r.l.

Largo Michele Novaro 1/A
CAP 43121 - PARMA (PR)
PEC - sternpv1srl@pec.it

Stern PV 1

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Aprile 2020	Prima emissione	STC S.r.l.	FC	Stern PV 1 S.r.l.
Giugno 2021	Richiesta Prov. di Lecce - prot. 22554/2021 del 26/05/2021	STC S.r.l.	FC	Stern PV 1 S.r.l.
Febbraio 2022	PUA - MiTE	STC	FC	STERN PV 1 SRL

Sommario

1.	Premessa.....	4
2.	Definizione e descrizione dell'opera e analisi delle motivazioni e delle coerenze	4
2.1	Motivazioni e scelta tipologica dell'intervento	4
2.1.1	Conformità delle possibili soluzioni progettuali rispetto a normativa, vincoli e tutele	5
2.2	Inquadramento Programmatico del progetto	12
2.3	Descrizione del progetto	42
2.3.1	Principali caratteristiche dell'area di intervento e occupazione territoriale	42
2.3.2	Accessibilità al sito	44
2.3.3	Caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto.....	45
2.3.4	Utilizzo Sostenibile del suolo di installazione dei moduli	56
3.	Definizione dell'ambito territoriale in cui si manifestano gli impatti ambientali	61
4.	Peculiarità dell'area di intervento	62
5.	ANALISI DELLO STATO AMBIENTALE.....	65
6.	FATTORI AMBIENTALI.....	66
5.1	Popolazione e salute umana.....	66
5.2	Biodiversità.....	68
5.2.1	Caratteristiche botanico-vegetazionali dell'area di intervento.....	68
5.2.2	Caratteristiche della fauna e dell'ecosistema e aree di interesse conservazionistico	74
5.2.3	Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare	80
5.3	Geologia – Caratterizzazione dell'area.....	81
5.4	Idrogeologia.....	85
5.4	Sismicità	86
5.5	Caratteristiche meteo climatiche dell'area di studio.....	95
5.5.1	Clima	96
5.5.2	Precipitazioni	98
5.5.3	Qualità dell'aria	100
5.6	Sole e analisi dell'irraggiamento	109
5.7	Sistema Paesaggistico: Paesaggio, Patrimonio culturale e Beni materiali	113
7.	AGENTI FISICI.....	117
6.1	Rumore Caratteristiche del clima sonoro	117
6.2	Vibrazioni	120
6.3	Campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici.....	120
6.1.1	Riferimenti normativi	121
6.1.2	Valutazione dell'esposizione umana. Valori limite.....	121
6.1.3	Campo magnetico	123
6.1.4	Campo elettrico	125

6.1.5	Fonti di emissione.....	126
6.4	Radiazioni ottiche – fenomeni di abbagliamento	126
6.5	Radiazioni ionizzanti	127
8.	ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL’OPERA.....	128
7.1	Popolazione e salute umana.....	133
7.1.1	Analisi di impatto	133
7.1.2	Definizione dei limiti spaziali d’impianto.....	135
7.1.3	Ordine di grandezza e complessità dell’impatto	135
7.1.4	Durata dell’impatto.....	135
7.1.5	Probabilità dell’impatto	136
7.1.6	Reversibilità dell’impatto	136
7.1.7	Misure di mitigazione dell’impatto	136
7.2	Flora e vegetazione	139
7.2.1	3.8.1 Analisi dell’Impatto.....	139
7.2.2	Definizione dei limiti spaziali dell’Impatto.....	141
7.2.3	Durata dell’Impatto.....	141
7.2.4	Probabilità dell’Impatto	141
7.2.5	Reversibilità dell’Impatto	142
7.2.6	Mitigazione dell’Impatto	142
7.2.7	Ordine di grandezza e complessità dell’Impatto	142
7.3	Fauna e avifauna.....	145
7.3.1	Analisi dell’impatto	145
7.3.2	Ordine di grandezza e complessità dell’impatto	151
7.3.3	Limiti spaziali dell’impatto	152
7.3.4	Probabilità dell’impatto	152
7.3.5	Durata e reversibilità dell’impatto.....	152
7.3.6	Misure di mitigazione dell’impatto	152
7.3.7	Impatto su fauna e avifauna durante la costruzione/ dismissione dell’impianto	153
7.4	Ecosistema	155
7.5	Suolo e sottosuolo.....	157
7.5.1	Analisi dell’impatto	157
7.5.2	Definizione dei limiti spaziali dell’impatto.....	180
7.5.3	Ordine di grandezza e complessità dell’impatto	181
7.5.4	Durata dell’impatto.....	181
7.5.5	Probabilità dell’impatto	181
7.5.6	Reversibilità dell’impatto	181
7.5.7	Mitigazione dell’impatto	181
7.6	Geologia	185
7.6.1	Analisi dell’impatto	185
7.6.2	Definizione dei limiti spaziali di impatto	187
7.6.3	Ordine di grandezza e complessità dell’impatto	187
7.6.4	Durata dell’impatto.....	187

7.6.5	Probabilità dell'impatto	187
7.6.6	Reversibilità dell'impatto	187
7.6.7	Misure di mitigazione dell'impatto	187
7.7	Impatto su atmosfera e microclima	189
7.7.1	Analisi di impatto	189
7.7.2	Definizione dei limiti spaziali di impatto	192
7.7.3	Ordine di grandezza e complessità dell'impatto	192
7.7.4	Probabilità dell'impatto	192
7.7.5	Reversibilità dell'impatto	192
7.7.6	Mitigazione dell'impatto	193
7.8	Sistema Paesaggistico.....	197
7.8.1	Analisi del Paesaggio e impatto visivo.....	197
7.8.2	Ordine di grandezza e complessità dell'impatto	200
7.8.3	Durata e reversibilità dell'impatto.....	230
7.8.4	Probabilità dell'impatto	231
7.8.5	Misure di mitigazione dell'impatto visivo	231
7.8.6	Entità dell'impatto: conclusioni	231
7.9	Rumore	233
7.9.1	Analisi dell'impatto	233
7.9.2	Delimitazione dei limiti spaziali d'impatto	244
7.9.3	Ordine di grandezza e complessità di impatto.....	244
7.9.4	Durata dell'impatto.....	244
7.9.5	Probabilità dell'impatto	244
7.9.6	Reversibilità dell'impatto	244
7.9.7	Mitigazione dell'impatto	245
7.10	Impatto elettromagnetico.....	247
7.10.1	Analisi di impatto	247
7.10.2	Delimitazione dei limiti spaziali di impatto	266
7.10.3	Ordine di grandezza e complessità dell'impatto	266
7.10.4	Durata dell'impatto.....	267
7.10.5	3.6.5 Probabilità impatto	267
7.10.6	Reversibilità impatto	267
7.10.7	Mitigazione di impatto	267
7.11	Impatto ottico e luminoso	270
7.11.1	Inquinamento Ottico.....	270
7.11.2	Inquinamento luminoso	274
9.	SINTESI DEGLI IMPATTI E CONCLUSIONI.....	276

1. Premessa

Il presente Quadro Ambientale è redatto in conformità alle **Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale** del SNPA del maggio 2020. Pertanto suddiviso nei seguenti capitoli:

- 1) DEFINIZIONE E DESCRIZIONE DELL'OPERA E ANALISI DELLE MOTIVAZIONI E DELLE COERENZE
- 2) ANALISI DELLO STATO DELL'AMBIENTE
- 3) ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA
- 4) MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE
- 5) MONITORAGGIO AMBIENTALE

In particolare si farà riferimento nella trattazione ai vari aspetti così come indicati **nell'Allegato I**, con approfondimento dei singoli elementi commisurato alle specificità del progetto.

Non si farà riferimento, invece a quanto indicato nell'Allegato II, poiché esplicitamente riferito a valutazioni relative alle opere con emissioni di gas con effetto serra.

2. Definizione e descrizione dell'opera e analisi delle motivazioni e delle coerenze

2.1 Motivazioni e scelta tipologica dell'intervento

Il presente paragrafo descriverà il progetto e le soluzioni adottate, esplicherà le motivazioni che hanno guidato la definizione del progetto nonché misure, provvedimenti ed interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, adottati ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

Il quadro di riferimento progettuale preciserà le caratteristiche dell'opera progettata, con particolare riferimento a:

- la natura dei beni e dei servizi offerti, anche in relazione alla domanda;
- le motivazioni tecniche della scelta progettuale rispetto alle principali alternative prese in esame, inclusa l'opzione "zero";
- le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione e di esercizio;
- l'identificazione delle attività in fase di cantiere, di esercizio e di dismissione di impianto e dei corrispondenti fattori di impatto;

- l'identificazione dei possibili guasti e malfunzionamenti e l'analisi degli effetti conseguenti.

Per informazioni di maggiore dettaglio si rimanda al progetto definitivo di cui il presente Studio di Impatto Ambientale rappresenta parte integrante.

2.1.1 Conformità delle possibili soluzioni progettuali rispetto a normativa, vincoli e tutele

L'intera opera (impianto fotovoltaico e opere di connessione) interesserà aree ricadenti nel Comune di Galatina (LE).

I criteri di valutazione per l'individuazione dell'area di impianto sono stati tecnici, ma anche paesaggistico-ambientali. Pur partendo da criteri progettuali e tecnici sono stati sempre tenuti in considerazione gli aspetti ambientali e si è sempre cercato di superare, per quanto più possibile, gli elementi di criticità individuati da tutti gli strumenti di pianificazione territoriale ed in particolare quelli introdotti dal PPTR e dal PAI.

Individuata la porzione di territorio nel comune di Galatina (LE), a circa 3 km a Nord-Ovest del Comune di Galatina e a circa 2,5 km ad Est del Comune di Collemeto, quale possibile area di intervento, area con caratteristiche tecniche ed ambientali idonee all'installazione di un impianto fotovoltaico, si è passati alla verifica di idoneità rispetto ai principali strumenti di pianificazione territoriale, in particolare è stata verificata la compatibilità dell'area di intervento rispetto a:

1. PPTR Regione Puglia;
2. PUG di Galatina (LE);
3. PTCP della provincia di Lecce;
4. Pericolosità idraulica così come individuate dalla cartografia ufficiale del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
5. Pericolosità geomorfologica così come individuata dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
6. Rischio geomorfologico così come individuato dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;

7. Carta Idrogeomorfologica della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
8. Piano Faunistico Venatorio della provincia di Lecce;
9. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale dell'Ufficio Parchi della Regione Puglia;
10. Vincoli e segnalazioni architettoniche e archeologiche;
11. Coni visuali così come definiti nel R.R. 24/2010;
12. Aree non idonee FER così come definite nel R.R. 24/2010;
13. Piano di Tutela delle Acque;
14. Aree perimetrate dal Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE).

Lo Studio è stato poi approfondito, individuando puntualmente le principali criticità ambientali segnalate dagli strumenti di pianificazione territoriale o individuate in campo, nel corso dei numerosi sopralluoghi, e verificando l'effettivo impatto prodotto dall'impianto fotovoltaico su di esse.

Nel progetto è previsto che l'intero impianto fotovoltaico, comprensivo di opere di connessione e accessorie, sia installato nel Comune di Galatina (LE). In particolare, le opere di connessione saranno costituite da una nuova linea MT interrata (di lunghezza pari a circa 9,9 km), che collegherà la Cabina di Smistamento (interna all'impianto fotovoltaico) alla Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV, e dalla SSE Utente, che sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "Galatina".

L'area di impianto sarà confinata tra la SP362/SP476 ad Est (a circa 3 km dal Comune di Galatina) e la SS101 ad Ovest (a circa 2,5 km dal Comune di Collemeto).

Nello stretto perimetro dell'area di impianto, sono presenti esclusivamente strade Comunali. Da queste, la recinzione avrà una distanza di min. 10 m, assicurando così una larghezza della fascia di rispetto per la strada, pari a 20 m dai cigli, come previsto dal Codice della Strada per le nuove costruzioni. (vedi Elaborato Grafico "Inquadramento impianto fotovoltaico su CTR").

L'area presenta le caratteristiche tipiche del "mosaico" del Tavoliere Salentino: uliveti che si alternano a vigneti ed aree a seminativo a meno però dei tipici muretti a secco che

separano le proprietà, del tutto assenti, ma che invece caratterizzano questo ambito territoriale del PPTR. Questo paesaggio è il risultato di una centenaria attività di antropizzazione che ha fortemente modificato la fisionomia originaria del territorio, caratterizzandolo, fra l'altro, con numerosi segni antropici: muretti a secco, pozzi e cisterne, masserie.

Tutte le opere ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti.

Gli edifici rurali abitati sono rappresentati essenzialmente dalle Masserie che sorgono nell'intorno dell'Area di Intervento.

La rete viaria esistente è sufficiente a raggiungere i siti con i mezzi necessari al trasporto dei tutti i componenti dell'impianto.

I principali valori patrimoniali dell'Area di Intervento su cui sarà valutato il potenziale impatto, lì dove presenti, sono:

- 1) Masserie
- 2) Muretti a secco ed eventuale vegetazione intorno ad essi
- 3) Lembi residuali di aree che hanno conservato la naturalità (praterie steppiche)
- 4) Reticolo idrografico superficiale
- 5) Bacini endoreici e principali linee di deflusso
- 6) Forme carsiche (vore e doline)
- 7) Ecosistema spiaggia-duna-macchia
- 8) Oliveti e vigneti di eccellenza
- 9) Sistema insediativo (centri abitati, masserie e sistema binario masserie – torri costiere).

I criteri progettuali per una localizzazione dell'impianto che riducessero per quanto più possibile gli impatti su ambiente e paesaggio sono stati diversi e sono descritti nei paragrafi successivi. In sintesi, l'area di impianto è stata scelta poiché in possesso dei seguenti requisiti:

- Distanza dalla costa sufficiente a minimizzare l'impatto visivo, di fatto l'impianto non è visibile dalla fascia costiera anche ad osservatori posti ai piani in elevato;
- Distanza da centri abitati sufficiente ad annullare tutti gli impatti, compreso quello visivo;
- Distanza da edifici rurali sufficiente ad annullare l'impatto acustico ed elettromagnetico altri rischi;
- Distanza da strade provinciali sufficiente ad annullare il rischio di incidenti;
- Installazione dell'impianto in aree a seminativo, al di fuori da aree interessate da colture arbustive (uliveti, frutteti) e al di fuori di vigneti.

Alternativa zero

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

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali il fotovoltaico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi;
- Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla *Strategia Energetica Nazionale 2017* il cui documento, è stato approvato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente con Decreto del 10 novembre 2017, e che prevede, la de-carbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termo elettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, segnando tra gli obiettivi prioritari un ulteriore incremento di produzione da fonte rinnovabile;
- Delocalizzazione nella produzione di energia, con conseguente diminuzione dei costi di trasporto sulle reti elettriche di alta tensione;
- Riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri;

- Ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini fiscali, occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto;
- Possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco fotovoltaico nella fase di esercizio.

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

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

Utilizzo di impianto da Biomassa

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

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

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

Le centrali a biomasse solide e liquide (punti a) e b)) funzionano per combustione: a temperature che di solito superano gli 800°C, trasformano la materia delle biomasse (solide o liquide) in energia sotto forma di calore. Il calore alimenta una caldaia che può fornire

riscaldamento (c.d. Co-generazione e teleriscaldamento, cioè lo sfruttamento dell'energia termica per riscaldare l'abitato circostante aumentando l'efficienza energetica dell'impianto che ne rappresenta circa il 70-75% della produzione) o produrre il vapore necessario per azionare una turbina e produrre energia elettrica (che rappresenta il 25-30% del potenziale energetico dell'impianto).

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

Facciamo alcune considerazioni:

- se pensiamo che una centrale a biomasse solide (punto a) della potenza di 1 MW accesa tutto l'anno, tutti i giorni 24 h al giorno, questa consuma 14.400 t/anno di materia prima. Ciò significa che l'enorme inquinamento derivante dalla combustione di una così elevata quantità di materiale non è limitato soltanto all'entità dei fumi, delle ceneri e delle micro-particelle emesse nell'aria, ma deve tener conto anche del traffico di camion necessario per il continuo rifornimento della biomassa da bruciare. Non è difficile capire come sia impossibile raggiungere tali quantità solo con le potature degli alberi o con il legname residuo del taglio consueto dei boschi in zona. Quindi il materiale da bruciare viene da forniture diverse, incluse importazioni di cippato a prezzo più economico, spesso proveniente dall'estero, anche da zone altamente inquinate o da paesi in via di sviluppo che subiscono il "land grabbing" (accaparramento di terreni da parte di società straniere).
- gli impianti di bio-digestione (punto b) non riescono a neutralizzare completamente i batteri presenti, in particolare i clostridi che sono batteri termoresistenti (a questa famiglia appartengono i batteri che provocano botulismo e tetano). Fonti bibliografiche citano che in Germania alcuni ricercatori hanno suggerito che l'epidemia di Escherichia Coli che ha colpito la Germania nell'estate del 2011, causando 18 morti e le migliaia di casi di botulismo osservato negli animali tra l'estate del 2011 e l'inizio del 2012, sarebbero state causate dalla presenza di centrali a biogas. Le quantità annue di inquinanti immesse in atmosfera sono rilevanti: tonnellate di sostanze pericolose come ossidi d'azoto e zolfo inquinano ambiente e popolazione, e producono piogge acide. Sulla base del biogas bruciato (circa 8,5 milioni di mc) e del contenuto medio di metano (tra 50 e 65%), si può

affermare con una certa approssimazione, che un motore di quasi 1 MW brucerà un quantitativo di metano equivalente a quello di circa 1.500 case di oltre 100 mq di superficie (consumo annuo di circa 1.600 mc) ciascuna, ma con le emissioni sommate e concentrate in un solo punto.

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

L'impianto fotovoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **42.473 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto") e si svilupperà su circa **29,50 ha** di superficie.

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

$$42.473 / 8.000 = \mathbf{5,31 MW}$$

il che significa una coltivazione di $5,31 \times 300 = \mathbf{1.593 ha di terreno}$ contro i **29,50 ha** necessari alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Inoltre c'è da considerare che:

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

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di realizzare un impianto a biomassa invece di un impianto fotovoltaico (progetto in esame), a parità di producibilità

annua, genera impatti su un'area molto più ampia rispetto a quella generata dall'impianto fotovoltaico in studio. Inoltre genera effetti negativi sull'ambiente a livello di inquinamento.

Alternativa localizzativa

Per quanto attiene all'area in cui è localizzato l'impianto osserviamo che essa presenta le seguenti caratteristiche:

- 1) È lontana dalla costa (circa 16 km dalla costa Jonica e circa 22 km dalla costa Adriatica);
- 2) L'area è completamente pianeggiante e lontana da rilievi, essendo questa una condizione ideale per attenuare l'impatto paesaggistico;
- 3) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR;
- 4) L'area presenta caratteristiche di irraggiamento solare idonee alla realizzazione dell'impianto;
- 5) L'impianto è ubicato in un'area geografica ove l'irraggiamento e di conseguenza la producibilità dello stesso, hanno valori più elevati.

Riteniamo evidente che difficilmente possono essere trovate aree con caratteristiche di idoneità tali e pertanto risulta molto difficile proporre una alternativa localizzativa.

2.2 Inquadramento Programmatico del progetto

Nell'ambito di questo paragrafo sono stati analizzati gli aspetti relativi all'inquadramento del Progetto in relazione alla programmazione ed alla legislazione di settore a livello comunitario, nazionale, internazionale, regionale e provinciale, e in rapporto alla pianificazione territoriale ed urbanistica, verificando la coerenza degli interventi proposti rispetto alle norme, alle prescrizioni ed agli indirizzi previsti dai vari strumenti di programmazione e di pianificazione esaminati.

Sono stati consultati i documenti di programmazione e di pianificazione di seguito indicati.

Programmazione di settore:

- Programmazione energetica a livello europeo;
- Strumenti comunitari relativi all'incentivazione e al sostegno delle fonti rinnovabili;
- Strategia Energetica Nazionale (SEN);

- Programma Operativo Interregionale “Energie rinnovabili e risparmio energetico” 2007-2013 (POI);
- Programma Operativo Regionale (POR);
- Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR).

Strumenti normativi per le autorizzazioni:

- Attuazione direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001: il D.Lgs 387/03;
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Regolamento Regionale n.24 del 30 Dicembre 2010 (Regolamento attuativo del DM 10 Settembre 2010);
- 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;
- D.Lgs 3 marzo 2011 n. 28;
- D.M. 5 luglio 2012 Ministero dello Sviluppo Economico.

Pianificazione territoriale ed urbanistica:

- Piano Urbanistico Territoriale Tematico “Paesaggio” (PUTT/P);
- Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR);
- Allegato 1 al Regolamento Regionale n.24 del 30 Dicembre 2010;
- Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) – Lecce;
- Piano Faunistico Venatorio della Provincia – Lecce;
- PUG del Comune di Galatina;
- Piano di bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia;
- Carta Idrogeomorfologica redatta dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia.

Accordi internazionali e strumenti comunitari

Programmazione energetica a livello europeo

In ambito europeo, il settore dell'energia sta attraversando un periodo di rilevanti cambiamenti per l'effetto combinato delle politiche comunitarie d'integrazione e di apertura

alla concorrenza, delle iniziative nazionali di liberalizzazione e privatizzazione dell'industria energetica e delle politiche ambientali.

L'Unione Europea considera il settore energetico un settore chiave, che raggiunge livelli di integrazione politica ed economica sempre maggiori e la cui responsabilità coinvolge ormai non solo il livello nazionale ma anche quello sovranazionale.

Per questi motivi la Commissione ha elaborato, nel 1995, il Libro Bianco per una politica energetica dell'Unione Europea che costituisce un quadro di riferimento e un punto di partenza per una politica energetica coerente e coordinata tra i diversi Stati membri. I principali obiettivi della politica energetica europea descritti nel Libro Bianco sono il raggiungimento:

- della competitività attraverso l'integrazione dei mercati nazionali dell'energia;
- della sicurezza degli approvvigionamenti;
- dello sviluppo sostenibile.

La programmazione e gli obiettivi e in materia sono stati aggiornati e rielaborati nel Libro Verde del 2006 "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura", nel quale si focalizzano sei settori prioritari:

- (i) completamento dei mercati interni europei dell'energia elettrica e del gas;
- (ii) mercato interno di solidarietà tra stati membri (sicurezza degli approvvigionamenti);
- (iii) mix energetico più sostenibile, efficiente e diversificato;
- (iv) approccio integrato per affrontare i cambiamenti climatici;
- (v) promozione dell'innovazione;
- (vi) politica energetica esterna comune e coerente.

Vengono fissati i tre obiettivi principali da perseguire:

- Sviluppo sostenibile: (i) sviluppare fonti rinnovabili di energia competitive e altre fonti energetiche e vettori a basse emissioni di carbonio, in particolare combustibili alternativi per il trasporto, (ii) contenere la domanda di energia in Europa e (iii) essere all'avanguardia nell'impegno globale per arrestare i cambiamenti climatici e migliorare la qualità dell'aria a livello locale.
- Competitività: (i) assicurare che la liberalizzazione del mercato dell'energia offra vantaggi ai consumatori e all'intera economia e favorisca allo stesso tempo gli investimenti nella produzione di energia pulita e nell'efficienza energetica, (ii) attenuare l'impatto dei prezzi elevati dell'energia a livello internazionale sull'economia e sui

cittadini dell'UE e (iii) mantenere l'Europa all'avanguardia nel settore delle tecnologie energetiche.

- Sicurezza dell'approvvigionamento: affrontare la crescente dipendenza dalle importazioni con un approccio integrato – ridurre la domanda, diversificare il mix energetico dell'UE utilizzando maggiormente l'energia locale e rinnovabile competitiva e diversificando le fonti e le vie di approvvigionamento per l'energia importata, (ii) istituendo un quadro di riferimento che incoraggerà investimenti adeguati per soddisfare la crescente domanda di energia, (iii) dotando l'UE di strumenti più efficaci per affrontare le emergenze, (iv) migliorando le condizioni per le imprese europee che tentano di accedere alle risorse globali e (v) assicurando che tutti i cittadini e le imprese abbiano accesso all'energia.

Per raggiungere questi obiettivi sono considerati strumenti essenziali la realizzazione del Mercato Interno dell'Energia, la promozione dell'utilizzo delle energie rinnovabili e, soprattutto, la realizzazione di un sistema di reti energetiche integrato ed adeguato non solo all'interno dei Paesi Europei, ma anche tra l'Europa e le principali aree terze fornitrici di energia.

Come punto di partenza della propria politica energetica e della creazione del Mercato Interno dell'Energia, la Commissione Europea pone la liberalizzazione dei mercati energetici e l'introduzione della concorrenza, in particolare nel settore dell'energia elettrica e del gas. Alla base di questo processo vi è il recepimento, da parte degli Stati Membri, delle Direttive europee sul mercato interno dell'elettricità e del gas (Direttive 96/92/CE del 19 dicembre 1996 e 98/30/CE del 22 giugno 1998).

Con le successive Direttive 2003/54/CE “Norme Comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica in abrogazione della Direttiva 96/92/CE” e 2003/55/CE “Norme Comuni per il Mercato Interno del Gas Naturale in abrogazione della Direttiva 98/30/CE” del 26 giugno 2003 si è cercato di accelerare e migliorare i processi di liberalizzazione del mercato in atto, attraverso due differenti ordini di provvedimenti.

L'Unione europea (UE) ha adottato un quadro concernente l'efficienza energetica degli usi finali e i servizi energetici emanando la Direttiva 2006/32/CE del 5 aprile 2006.

Tale quadro comprende, tra l'altro, un obiettivo indicativo di risparmio energetico applicabile agli Stati membri, degli obblighi per le autorità pubbliche nazionali in materia di risparmio energetico e acquisto di energia efficiente, nonché misure per promuovere l'efficienza energetica e i servizi energetici.

La direttiva si propone l'obiettivo di rendere gli usi finali dell'energia più economici ed efficienti.

Infine, la Direttiva 2009/72/CE del 13 luglio 2009 "Norme Comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica in abrogazione della Direttiva 2003/54/CE", attualmente aggiornata dalla Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori al fine di migliorare e integrare i mercati competitivi dell'energia elettrica nella Comunità europea. Inoltre definisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso aperto al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione dei sistemi.

Sono state introdotte misure finalizzate ad avviare un processo di liberalizzazione progressiva della domanda, per consentire a tutte le imprese di beneficiare dei vantaggi della concorrenza, a prescindere dalla loro dimensione, al fine di ridurre i prezzi anche per i consumatori domestici e di giungere ad un'effettiva parità delle condizioni praticate in tutti gli stati UE in modo da creare effettivamente un unico ed integrato mercato comune.

All'interno delle direttive sono inoltre contenute una serie di misure finalizzate al miglioramento strutturale del mercato dell'energia elettrica, con una fondamentale regolazione dell'accesso dei terzi alle infrastrutture stesse, basato su tariffe pubblicate e non discriminatorie e sulla separazione fra gestori dell'infrastruttura ed erogatori dei servizi.

Un'altra priorità della politica energetica europea è lo sviluppo di un adeguato sistema di reti per l'energia, considerato uno strumento essenziale per migliorare la capacità del mercato del gas e dell'energia elettrica. Il fine è quello di svilupparsi in modo concorrenziale, per rafforzare la cooperazione con i Paesi fornitori in Europa e nell'area del Mediterraneo, per ridurre gli impatti ambientali ampliando la disponibilità di combustibili a basse emissioni di CO₂, e soprattutto per raggiungere un maggior livello di sicurezza degli approvvigionamenti a livello europeo, diversificando le aree di importazione ed i fornitori.

Uno degli obiettivi fondamentali è inoltre il raggiungimento di uno sviluppo sostenibile, ovvero un livello quantitativo e qualitativo di sviluppo economico, e quindi di consumo energetico, compatibile con il mantenimento di un adeguato standard di qualità ambientale e di utilizzo delle risorse naturali. La politica di sviluppo sostenibile è stata progressivamente promossa attraverso una serie di iniziative internazionali, a partire dalla

Conferenza di Rio de Janeiro nel 1992, finalizzata all'affermazione di uno sviluppo ecologicamente sostenibile e socialmente equilibrato e dal Protocollo siglato nel 1997 a Kyoto (di cui si tratterà nel dettaglio più avanti), ratificato dall'Italia con la Legge 120/2002, che prevede una progressiva riduzione delle emissioni in atmosfera di gas serra dei Paesi firmatari.

L'Italia ha ratificato, nell'ottobre del 2016, l'Accordo di Parigi (di cui si tratterà nel dettaglio più avanti) sulla lotta al riscaldamento globale a seguito dell'intesa raggiunta il 12 dicembre 2015 alla Conferenza dell'Onu sul clima di Parigi (Cop21). L'Accordo impegna i paesi firmatari a contenere il riscaldamento globale entro 2 gradi dal livello pre-industriale, e se possibile anche entro 1,5 gradi. I governi dovranno stabilire ed attuare obiettivi di riduzione dei gas serra prodotti dalle attività umane (anidride carbonica in primo luogo, ma anche metano e refrigeranti Hfc). Sono previste verifiche quinquennali degli impegni presi, a partire dal 2023. I paesi più ricchi dovranno aiutare finanziariamente quelli più poveri: con la legge di ratifica l'Italia ha stabilito di contribuire con 50 milioni di euro all'anno al Fondo Verde per il Clima.

➤ Protocollo di Kyoto (dicembre 1997)

Il Protocollo di Kyoto è il primo accordo storico internazionale, che ha coinvolto molte nazioni industriali del mondo, dove si sono posti accordi per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra, al fine di prevenire il riscaldamento globale. Il problema del riscaldamento globale rappresenta uno dei problemi ambientali più seri causati unicamente dalla presenza dell'uomo sulla terra. La caratteristica principale del protocollo di Kyoto è che fissa obiettivi vincolanti per ridurre le emissioni a meno 5%, rispetto ad una baseline presa nel 1990. Il Protocollo è stato adottato a Kyoto, in Giappone, in data 11 dicembre 1997, durante il **COP3**, ma entrato in vigore solo il 16 febbraio 2005, 176 Parti della Convenzione hanno approvato il relativo protocollo ad oggi, ad eccezione degli Stati Uniti. Firmando il Protocollo di Kyoto la Comunità Europea si è impegnata ad abbattere, nel periodo 2008-2012, le emissioni dell'8% rispetto ai livelli del 1990 raggiungendo, inoltre, un accordo sulla ripartizione degli oneri tra i vari Paesi membri (Burden Sharing Agreement).

Per l'Italia l'impegno di riduzione delle emissioni è stato del 6,5%. A tal proposito il Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) ha aggiornato le "Linee guida per le politiche e misure nazionali delle emissioni di gas serra" nella delibera n.123 del 19 dicembre 2002, definendo gli oneri di riduzione a carico dei diversi comparti produttivi. Al

settore elettrico è stato richiesto di sostenere i 2/3 della riduzione prevista per il complesso delle attività produttive, nonostante il comparto influisca per poco più di un ¼ sull'inquinamento da gas serra del nostro Paese.

Per raggiungere tale obiettivo è stato previsto **un notevole sviluppo dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili** e un significativo miglioramento dell'efficienza del parco centrali termoelettriche.

Tuttavia, il protocollo non è diventato legge internazionale fino a più di metà del periodo 1990-2012. A quel punto, le emissioni globali erano già aumentate.

Il secondo periodo di tentativi e nuovi obiettivi sono entrati in vigore nel 2013 e si concluderanno nel 2020. Per ora non si può dire che il Protocollo sia stato un successo, ma sicuramente, dopo il **COP21 di Parigi**, si sono riposti degli obiettivi comuni, che si spera verranno rispettati da tutti.

➤ Accordo di Parigi 2015 (COP 21)

Nel 1995 si è tenuta la prima **Conferenza delle parti della Convenzione Onu sul climate-change** (UNFCCC). Il primo trattato internazionale ad occuparsi del riscaldamento globale. La Convenzione è conosciuta anche come Accordo di Rio, dal momento che deve la sua nascita allo storico **Summit per la Terra** di Rio de Janeiro, nel 1992.

Per tradizione le conferenze si tengono le prime settimane del mese di dicembre.

I successi delle COP non sono mai stati notevoli ma la ventunesima conferenza delle Parti svoltasi al Parigi dal 30 novembre al 12 dicembre 2015 – **COP21**, porta a casa il primo grande risultato, ossia un patto climatico globale e condiviso.

A differenza del **Protocollo di Kyoto**, il nuovo accordo chiede a tutti gli Stati firmatari di agire, di individuare i propri obiettivi di riduzione delle emissioni (Intended Nationally Determined Contribution, **INDC**) e di impegnarsi a rivederli ogni cinque anni. L'UE ha già indicato il proprio obiettivo di riduzione del 40% entro il 2030. Inoltre **chiede ai Paesi più ricchi di sostenere finanziariamente i Paesi più poveri** perché sviluppino fonti di energia meno inquinanti. I punti principali dell'accordo di Parigi sono stati:

- Riscaldamento globale: contenere l'aumento della temperatura ben al di sotto dei 2 gradi centigradi rispetto ai livelli pre-industriali, con l'impegno a limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi (articolo 2 dell'accordo);
- Obiettivo a lungo termine sulle emissioni: L'articolo 3 prevede che i Paesi "puntino a

raggiungere il picco delle emissioni di gas serra il più presto possibile", e proseguano "rapide riduzioni dopo quel momento" per arrivare a "un equilibrio tra le emissioni da attività umane e le rimozioni di gas serra nella seconda metà di questo secolo".

- Impegni nazionali e revisione: In base all'articolo 4, tutti i Paesi "dovranno preparare, comunicare e mantenere" degli impegni definiti a livello nazionale, con revisioni regolari che "rappresentino un progresso" rispetto agli impegni precedenti e "riflettano ambizioni più elevate possibile". I paragrafi 23 e 24 della decisione sollecitano i Paesi che hanno presentato impegni al 2025 "a comunicare entro il 2020 un nuovo impegno, e a farlo poi regolarmente ogni 5 anni", e chiedono a quelli che già hanno un impegno al 2030 di "comunicarlo o aggiornarlo entro il 2020". La prima verifica dell'applicazione degli impegni è fissata al 2023, i cicli successivi saranno quinquennali.

L'accordo è stato firmato il 22 aprile 2016, in occasione della **Giornata mondiale della Terra**, alle Nazioni Unite a New York da 175 Paesi. Le regole per la sua entrata in vigore (avvenuta il 4 novembre 2016) prevedevano che venisse ratificato da almeno 55 Paesi che rappresentassero almeno il 55% delle emissioni di gas serra. L'Italia lo ha ratificato il 27 ottobre 2016, giusto in tempo per l'inizio della COP22 tenutasi in Marocco dal 7 a 18 novembre 2016.

Quella tenutasi in Marocco è stata la prima COP tecnica dopo il summit Parigino; la Conferenza in Marocco si è chiusa con l'approvazione dell'**Alleanza di Marrakech** per l'azione climatica globale. L'assemblea ha redatto la bozza di un piano comune per l'implementazione dell'Accordo di Parigi; un primo insieme di regole con cui gli impegni di riduzione nazionali dovranno essere rilanciati: l'obiettivo è creare **un sistema condiviso** per giudicare l'efficacia delle politiche degli Stati sul clima e misurare i tagli alle emissioni.

Al di fuori dei negoziati, Laurence Tubiana, Ambasciatrice francese per il cambiamento climatico, e a Hakima El Haite, Ministro dell'Energia del Marocco, hanno lanciato la "**Marrakech Partnership for Global Climate Action**", primo piano di azione che prevede la valorizzazione del ruolo degli attori non nazionali, come regioni e città, nelle azioni di mitigazione e adattamento nel periodo 2017-2020.

La prossima conferenza sul clima, "Santiago Climate Change Conference" la COP25, si terrà in Cile dal 2 al 13 dicembre 2019.

Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 rifusione della Direttiva 2009/28/CE 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

La presente direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

Per fare questo fissa obiettivi nazionali per gli Stati Membri per la propria quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia. Tali obiettivi nazionali generali obbligatori sono coerenti con l'obiettivo di una quota pari almeno al 27% di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia della Comunità nel 2030.

Gli obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020 sono indicati nella tabella sotto riportata.

E' noto che l'Italia ha già raggiunto nel 2016 gli obiettivi. Attualmente la quota di consumo di energia da fonte rinnovabile si aggira intorno al 17,5%.

	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2005 (S ₂₀₀₅)	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2020 (S ₂₀₂₀)
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %
Regno Unito	1,3 %	15 %

Tabella A dell'Allegato 1 Direttiva (UE) 2018/2001

Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020

Ogni Stato membro adotta un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020.

- OM (97) 599 - Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità - Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili

Il Libro Bianco, pubblicato dalla Commissione Europea nel 1997, definisce un piano d'azione per lo sviluppo delle energie rinnovabili e comporta una stretta correlazione tra le misure promosse dalla Comunità e dai singoli stati membri.

In particolare, il documento indica come obiettivo minimo da perseguire al 2010 il raddoppio del contributo percentuale delle rinnovabili al soddisfacimento del fabbisogno energetico comunitario, invitando gli Stati membri a individuare obiettivi specifici nell'ambito del quadro più generale e a elaborare strategie nazionali per perseguirli.

Con il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, approvato dal Cipe nell'Agosto 1999, il Governo raccoglie l'invito dell'Unione Europea. Nella pubblicazione si attribuisce rilevanza strategica alle fonti rinnovabili in relazione al contributo che possono fornire per la maggiore sicurezza del sistema energetico, la riduzione del relativo impatto ambientale e le opportunità in termini di tutela del territorio e di sviluppo sociale.

L'obiettivo perseguito al 2008-2012 è di incrementare l'impiego di energia da fonti rinnovabili fino a 20.3 Mtep, rispetto ai 11.7 Mtep registrati nel 1997. Nel contempo, si intende favorire la creazione di condizioni idonee ad un ancora più esteso ricorso alle rinnovabili nei decenni successivi.

- OM (2006) 105 - Libro Verde - Strategia Europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura

Il Libro Verde della Commissione individua sei settori chiave per una nuova strategia europea nel settore energetico improntata su criteri di sostenibilità competitività e sicurezza nell'approvvigionamento. Tra questi, quelli maggiormente attinenti al progetto proposto sono:

- l'identificazione di un mix energetico più sostenibile, efficiente, diversificato e generale, che provenga da fonti di energia sicure e a basse emissioni di carbonio, quali le fonti locali rinnovabili come l'energia eolica, la biomassa e i biocarburanti, e le piccole centrali idroelettriche;

- un approccio integrato per affrontare i cambiamenti climatici, utilizzando in primis la politica di coesione dell'UE, che individua tra gli obiettivi a sostegno dell'efficienza energetica lo sviluppo delle fonti alternative e rinnovabili. A questo proposito la Commissione invita gli Stati e le regioni, all'atto della redazione dei Quadri di riferimento strategici nazionali e dei programmi operativi per il periodo 2007-2013, a rendere effettivo l'utilizzo delle possibilità offerte dalla politica di coesione a sostegno della presente strategia. La Commissione presenterà anche una Road Map dell'energia rinnovabile, considerando in particolare gli obiettivi necessari oltre il 2010 e fornendo un'attenta valutazione dell'impatto, intesa a valutare le fonti energetiche rinnovabili rispetto alle altre opzioni disponibili;
- la promozione dell'innovazione e della ricerca, dall'energia rinnovabile alle applicazioni industriali delle tecnologie pulite, da nuovi settori energetici quali l'idrogeno alla fissione nucleare avanzata, coinvolgendo le imprese private, gli Stati membri e la Commissione mediante partenariati tra i settori pubblico e privato o l'integrazione dei programmi di ricerca sull'energia, condotti a livello nazionale e comunitario;
- l'elaborazione di una politica comune esterna dell'energia, partendo dalla costruzione di nuove infrastrutture necessarie alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici dell'UE ed arrivando a istituire una comunità paneuropea dell'energia e concludendo un vero accordo di cooperazione con la Russia, nonché un accordo internazionale sull'efficienza energetica.

➤ Regolamento (CE) n. 663/2009 European Energy Programme for Recovery, "EEPR"

Il 13 luglio 2009 la Commissione Europea ha pubblicato il Regolamento (CE) n. 663/2009 che istituisce un programma per favorire la ripresa economica tramite la concessione di un sostegno finanziario comunitario a favore di progetti nel settore dell'energia (European Energy Programme for Recovery, "EEPR"). Lo strumento finanziario è mirato alla ripresa economica, alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nei settori (ciascuno con un proprio sottoprogramma):

- a) delle infrastrutture per il gas e per l'energia elettrica;
- b) dell'energia eolica in mare;

c) della cattura e dello stoccaggio del carbonio.

Nel primo sottoprogramma si pone l'obiettivo di connessione ed integrazione delle fonti di energia rinnovabile.

Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Il documento sulla **Strategia Energetica Nazionale** è approvato con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente in data 10 novembre 2017.

Le priorità di azione tracciate nel documento sono:

1) Migliorare la **competitività del Paese**, continuando a ridurre il gap di prezzo e costo dell'energia rispetto alla UE e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE;

2) Traguardare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile;

3) Continuare a migliorare la **sicurezza di approvvigionamento** e la **flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture**.

Nella SEN ci si propone di raggiungere questi obiettivi attraverso le seguenti priorità di azione:

1. Lo sviluppo delle rinnovabili;
2. L'efficienza energetica;
3. Sicurezza Energetica;
4. Competitività dei Mercati Energetici;
5. L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema phase-out dal carbone;
6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione.

In tutti gli scenari previsti nella SEN sia di base che di policy, intesi in ogni caso come supporto alle decisioni, si prevede un aumento di consumi di energia da fonte rinnovabile al 2030 mai inferiore al 24% (rispetto al 17,5% registrato del 2016).

Strumenti normativi per le autorizzazioni, Norme Nazionali e Regionali

L'attuazione della Direttiva 2001/77/CE: il D.Lgs. 387/03

Il D.Lgs 387/2003 di attuazione della Direttiva 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, è finalizzato principalmente a:

- Promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi nazionali per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane

Le disposizioni di maggior rilievo introdotte sono le seguenti:

- l'incremento annuale di 0,35 punti percentuali, a partire dal 2004 fino al 2006, per la quota di energia rinnovabile da immettere nella rete elettrica;
- l'inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili, con indicazione di alcune categorie e/o fattispecie di rifiuti non ammessi al rilascio dei certificati verdi;
- nuove modalità per il riconoscimento dell'esenzione dall'obbligo dei Certificati Verdi per l'energia elettrica rinnovabile importata;
- la razionalizzazione e la semplificazione delle procedure autorizzative per la costruzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, considerati di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti;
- l'introduzione delle centrali ibride che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione (che producono energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili), come impianti a cui riconoscere l'incentivazione con i certificati verdi, esclusivamente per la quota di energia imputabile alla fonte rinnovabile.

Il Decreto Legislativo 387/2003 ha, inoltre, introdotto il rilascio della garanzia d'origine (GO) dell'energia prodotta da fonti rinnovabili quale strumento di promozione

dell'energia verde mediante il quale i produttori possono offrire ulteriori opzioni ai clienti attenti alle tematiche ambientali.

All'art.12 lo stesso Decreto "Realizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative" cita l'**Autorizzazione Unica (AU)** è il procedimento a cui sono soggetti "la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi [...]".

L'AU è sempre rilasciata dalla Regione o da altro soggetto istituzionale delegato dalla Regione, a seguito di un procedimento "Conferenza di Servizi", che vede coinvolti tutti i soggetti e le amministrazioni interessate.

Il D.Lgs 387/2003, inoltre, prevede l'emanazione di Linee Guida atte a indicare le modalità procedurali e i criteri tecnici da applicarsi alle procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con riferimento anche ai criteri di localizzazione. Tali Linee Guida sono state emanate solo recentemente con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 come di seguito specificato..

Deliberazione della Giunta Regionale n.3029 del 30 dicembre 2010

Con la Deliberazione della Giunta Regionale 30/12/2010, n.3029, pubblicata sul Bollettino Ufficiale n.14 del 26/01/2011, la Regione Puglia ha approvato la disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica, secondo quanto disposto dal D.M. 10/09/2010, recante le Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Si ricorda infatti che la Parte V, punto 18.4, delle citate Linee Guida prevede che le Regioni adeguino le rispettive discipline entro 90 giorni dalla data della loro entrata in vigore (e cioè dal 03/10/2010). A tale fine, la Giunta Regionale ha adeguato la Disciplina del procedimento unico di autorizzazione, già adottata con la D.G.R. 35/2007, al fine di conformare il procedimento regionale a quanto previsto dalle Linee Guida nazionali.

Il provvedimento in esame entra in vigore dal 01/01/2011 e prevede puntuali disposizioni per regolare il periodo transitorio. In particolare, le nuove disposizioni si applicano ai procedimenti in corso alla data del 01/01/2011, i quali, peraltro, si

concludono invece, ai sensi della citata D.G.R. 35/2007, qualora riferiti a progetti completi della soluzione di connessione di cui al punto 2.2, lettera m) e per i quali siano intervenuti i pareri ambientali prescritti. Per i procedimenti in corso, cui si applicano le nuove disposizioni, il proponente, a pena di improcedibilità, integra l'istanza con la documentazione prevista al punto 2, entro il 01/04/2011, salvo richiesta di proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni per comprovate necessità tecniche. Nel caso in cui le integrazioni riguardino opere soggette a valutazioni di impatto ambientale sono fatte salve le procedure e le tempistiche individuate nella Parte II del D.Lgs 152/2006 o dalle pertinenti norme regionali di attuazione.

D.Lgs 3 marzo 2011 n.28

Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n.96.

D.M. 5 luglio 2012 Ministero dello Sviluppo Economico Grid Parity e Market Parity

Definisce il quadro normativo e di incentivazione per le fonti rinnovabili elettriche (quinto conto energia) introducendo nuove procedure di incentivazione e definendo le quantità di potenza incentivabili per ogni singola fonte, al fine di poter controllare lo sviluppo del mercato.

Terminato il 6 luglio 2013, "lascia spazio" ad una nuova tendenza che vuole raggiungere la "grid-parity". Solitamente con tale espressione si fa riferimento alla parità fra costo di produzione dell'energia elettrica da impianto fotovoltaico e costo di acquisto dell'energia dalla rete. Tuttavia si considera raggiunta la "grid-parity" quando l'investimento in un impianto fotovoltaico è economicamente conveniente, in termini di rendimento dell'investimento, anche in assenza di incentivi. La "grid-parity" per il fotovoltaico in Italia è un traguardo alla portata, ovviamente con notevoli differenze nella convenienza dell'investimento, dovute alla tipologia di impianto, alla sua localizzazione ed all'uso fatto dell'energia che produce.

La remunerazione economica ottenuta con la "grid-parity" è somma:

- della quota parte di energia elettrica scambiata con la rete e valorizzata

economicamente in regime di Ritiro Dedicato o Scambio sul posto;

- del mancato costo di acquisto dell'energia elettrica per la quota auto-consumata.

I due regimi commerciali gestiti dal GSE, prevedono modalità di esercizio in autoconsumo totale o parziale, in ragione della classe di potenza impiantistica kWp, e del profilo energivoro del cliente produttore soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico. All'esercizio in “grid-parity” è associato un costo di generazione del kWh fotovoltaico (Levelised Energy Cost), ma anche un Tasso interno di rendimento dell'investimento nella realizzazione impiantistica che deve essere confrontato con valori benchmark del TIR, per valutare se rischiare l'investimento (Condizione di Raggiungibilità della Grid-Parity).

Quando si realizza un impianto che produce energia elettrica in assenza di incentivi ed in assenza di autoconsumo, si parla anche di “market-parity”. Nella pratica, la “market-parity” indica la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica in assenza di incentivi, realizzata per mezzo di centrali fotovoltaiche multimegawatt (connesse alla rete elettrica di distribuzione in Media Tensione MT), o centrali fotovoltaiche utilityscale (connesse alla rete elettrica di trasmissione in Alta Tensione AT).

D.P.R. 12 aprile 1996

Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art.40 comma 1, della legge 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.

D.lgs 112/1998 del 31 marzo 1998

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 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/CEE" è il decreto con cui la Repubblica Italiana ha promosso la diffusione dell'efficienza energetica in tutti i settori.

D.Lgs. 152/2006 Testo Unico dell'Ambiente e s.m.i.

Il Decreto ha inglobato varie disposizioni in materia di Ambiente. Definisce, fra l'altro, il quadro normativo relativo alle modalità di redazione e i contenuti dello Studio di Impatto Ambientale.

D.Lgs. 104/2017 Testo Unico dell'Ambiente

Recepisce la direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio e riforma la disciplina della valutazione di impatto ambientale mediante numerose modifiche al D. lgs. 152/2006.

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.

Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25 aggiornata con la Legge Regionale 16 luglio 2018 n. 38 -Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

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.

Piano Paesaggistico Territoriale Regionale

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), istituito con D.G.R.

n. 357 del 27 marzo 2007, aggiorna il PUTT/P vigente e costituisce un nuovo Piano in coerenza con il Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs n. 42 del 22 gennaio 2004). Il PPTR non prevederà pertanto solo azioni vincolistiche di tutela di specifici ambiti territoriali ricadenti nelle categorie di valore paesistico individuate dal PUTT (Ambiti Territoriali Estesi A, B, C e D), ma anche azioni di valorizzazione per l'incremento della qualità paesistico-ambientale dell'intero territorio regionale.

Il PPTR rappresenta quindi lo strumento per riconoscere i principali valori identificativi del territorio, definirne le regole d'uso e di trasformazione e porre le condizioni normative idonee ad uno sviluppo sostenibile.

Per quanto concerne gli aspetti di produzione energetica, il PPTR richiama il Piano Energetico Regionale, il quale prevede un notevole incremento della produzione di energie rinnovabili (tra cui il fotovoltaico) ai fini della riduzione della dipendenza energetica e della riduzione di emissioni di inquinanti in atmosfera.

A fronte dei suddetti aspetti positivi, il PPTR individua comunque potenziali condizioni di criticità dal punto di vista paesaggistico, derivanti dalla presenza di nuovi impianti eolici quali detrattori della qualità del paesaggio. In particolare, considerate le previsioni quantitative in atto (in termini di installazioni in progetto nel territorio pugliese), il PPTR si propone l'obiettivo di andare oltre i soli termini autorizzativi delle linee guida specifiche, ma, più articolatamente in merito a localizzazioni, tipologie di impianti ed altezze dei generatori, coinvolgere gli operatori del settore in ambiti di programmazione negoziata, anche in relazione alla qualità paesistica degli impianti.

Obiettivi specifici del PPTR, per il settore delle rinnovabili (in particolare riguardo all'fotovoltaico), sono:

- favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili sul territorio;
- definire standard di qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili;
- progettare il passaggio dai “campi alle officine”, favorendo la concentrazione delle nuove centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili in aree produttive o prossime ad esse;
- misure per cointeressare i comuni nella produzione di megafotovoltaico (riduzione).

Nelle linee guida del PPTR sono esplicitate, da un lato, le direttive relative alla localizzazione degli impianti da FER, dall'altro le raccomandazioni, intese come suggerimenti alla progettazione per un buon inserimento nel paesaggio di impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili.

Le direttive e le raccomandazioni sono in alcuni casi accompagnate da scenari e da simulazioni che rendono più efficaci i concetti espressi e le loro conseguenze a livello territoriale.

Per rendere più articolati ed operativi gli obiettivi di qualità paesaggistica che lo stesso PPTR propone, si utilizza la possibilità offerta dall'art. 143 comma 8 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio che prevede: “il piano paesaggistico può anche individuare linee guida prioritarie per progetti di conservazione, recupero, riqualificazione, valorizzazione di aree regionali, individuandone gli strumenti di attuazione, comprese le misure incentivanti”.

In coerenza con questi obiettivi, il PPTR dedica un capitolo alle “Linee Guida per la progettazione e localizzazione di impianti di energie rinnovabili (fotovoltaico, biomassa)”, in cui si danno specifiche direttive riguardo i criteri localizzativi e tipologici per questo tipo di impianti.

Criticità paesaggistiche individuate dal PPTR

Le principali criticità che impianti fotovoltaici di grossa taglia generano sul paesaggio individuate nel PPTR sono legate:

- alle dimensioni dell'impianto;
- alla loro ubicazione non coerente con gli elementi strutturanti del paesaggio in cui si inseriscono.

Oltre alle criticità di natura percettiva, la costruzione di un impianto comporta delle modifiche e delle trasformazioni del territorio in cui si inserisce che, se non controllate con un progetto sensibile alle condizioni espresse dal territorio stesso, danneggia in modo irreversibile il paesaggio.

Le principali modifiche del territorio che possono costituire ulteriori elementi di criticità sono:

- opportuno distanziamento dell'impianto da siti archeologici;
- opportuno distanziamento dell'impianto da edifici rurali, strade e centri abitati.

Nello Studio di Impatto ambientale sarà verificato, tra l'altro, che la localizzazione dell'impianto sia coerente con le indicazioni individuate dal PPTR e che superi le criticità individuate nello stesso piano.

Analisi del sistema delle tutele

Il PPTR individua, in conformità a quanto previsto dal Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004) le aree sottoposte a tutela paesaggistica e gli ulteriori contesti che il Piano intende sottoporre a tutela paesaggistica. Le aree sottoposte a tutela dal PPTR si dividono pertanto in:

- **beni paesaggistici**, ai sensi dell'art.134 del Codice, distinti in immobili ed aree di notevole interesse pubblico (ex art. 136) ed aree tutelate per legge (ex art. 142)
- **ulteriori contesti paesaggistici** ai sensi dell'art. 143 comma 1 lett. e) del Codice.

L'insieme dei beni paesaggistici e degli ulteriori contesti paesaggistici è organizzato in tre strutture (idrogeomorfologica, ecosistemica-ambientale, antropica e storico-culturale), a loro volta articolate in componenti.

Di seguito, in questo paragrafo, sarà riportato l'esito della verifica puntuale delle tutele previste dal PPTR rispetto al progetto proposto.

Struttura idrogeomorfologica

Descrizione - Valori Patrimoniali.

Le specifiche tipologie idro-geo-morfologiche dell'ambito Tavoliere Salentino 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.

Componenti idrologiche

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti idrologiche dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Struttura eco sistemica-ambientale

Componenti botanico-vegetazionali

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti botanico-vegetazionali dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. Tuttavia, come si evince dalla tavoletta allegata, ci si è mantenuti scrupolosamente al di fuori del buffer previsto per i pascoli naturali perimetrati del PPTR nell'intorno dell'Area di Intervento.

Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Struttura antropica e storico-culturale

Componenti culturali e insediative

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti culturali e insediative dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Componenti dei valori percettivi

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti dei valori percettivi dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Regolamento Regionale n.24 del 30 Dicembre 2010

Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 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.

Ha la finalità di accelerare e semplificare i procedimenti di autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere connesse.

Il Regolamento ha per oggetto l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, come previsto dal Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010.

Nelle aree e nei siti elencati nell'Allegato 3 non è consentita la localizzazione delle specifiche tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili indicate per ciascuna area e sito.

L'inidoneità delle singole aree o tipologie di aree è definita tenendo conto degli specifici valori dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale, che sono ritenuti meritevoli di tutela e quindi evidenziandone l'incompatibilità con determinate tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili.

Regolamento Regionale n.24 del 30 dicembre 2010 (Allegato 1)

In riferimento all'Allegato 1 del R.R. n°24 (riportante i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inidoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili e le ragioni che evidenziano un'elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni) si è verificata l'eventuale interferenza dell'impianto fotovoltaico in progetto (moduli fotovoltaici, cavidotto MT (tra CdS e Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV) e SSE Utente 30/150 kV) con aree non idonee ai sensi del richiamato Regolamento, di cui si riporta l'elenco puntuale.

- Aree naturali protette nazionali: non presenti
- Aree naturali protette regionali: non presenti
- Zone umide Ramsar: non presenti
- Sito d'Importanza Comunitaria (SIC): non presenti
- Zona Protezione Speciale (ZPS): non presenti
- Important Bird Area (IBA): non presenti
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità (Vedi PPTR, Rete ecologica Regionale per la conservazione della Biodiversità): non presenti
- Siti Unesco: non presenti
- Beni Culturali +100 m (Parte II D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1089/1939): non presenti
- Immobili ed aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1497/1939): non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Territori costieri fino a 300 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Laghi e Territori contermini fino a 300 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Boschi + buffer di 100 m: non presenti.
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Zone Archeologiche + buffer di 100 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Tratturi + buffer di 100 m: non presenti
- Aree a pericolosità idraulica: il cavidotto MT esterno di collegamento tra la CdS e la SSE attraversa un'area a media pericolosità idraulica. Si fa presente che l'attraversamento dell'area MP è periferico. Inoltre, il cavo MT è di tipo AIRBAG ed è previsto l'interramento su strada esistente. In ogni caso, per scongiurare un

eventuale rischio il rinterro verrà eseguito con gli stessi materiali dello scavo o materiali permeabili aventi pezzatura maggiore per facilitare il deflusso delle acque.

- Aree a pericolosità geomorfologica: non presenti
- Ambito A (PUTT): non presenti
- Ambito B (PUTT): non presenti
- Area edificabile urbana + buffer di 1 km: non presenti
- Segnalazione carta dei beni + buffer di 100 m: non presenti
- Coni visuali: non presenti
- Grotte + buffer di 100 m: non presenti
- Lame e gravine: non presenti
- Versanti: non presenti
- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità (Biologico, D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G.): le posizioni dei moduli fotovoltaici, delle piste, delle cabine elettriche, del cavidotto MT (tra CdS e Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV) e della SSE Utente 30/150 kV sono tali da non interferire con aree coltivate a vigneto e uliveto pur presenti nell'area.

Da detta analisi è pertanto emerso che non si hanno interferenze dirette dell'impianto con tali aree.

Determina Dirigenziale n°1 del 3 gennaio 2011

Nell'allegato A di tale Determina (Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 - DGR n.3029 del 30.12.2010 - Approvazione delle "Istruzioni tecniche per la informatizzazione della documentazione a corredo dell'Autorizzazione Unica" e delle "Linee Guida Procedura Telematica") si riportano le istruzioni tecniche per l'informatizzazione della documentazione a corredo dell'Autorizzazione Unica.

Il documento, nel particolare, fornisce indicazioni di tipo tecnico per la redazione degli elaborati richiesti dalla normativa vigente, riportandone la descrizione e la relativa modalità di restituzione. Ciò al fine di facilitare i rapporti tra operatori del settore e pubblica amministrazione.

Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Lecce

Il PTCP elaborato ai sensi della legge 142/1990 e tenendo conto dello strumento di pianificazione territoriale regionale (Piano Urbanistico Territoriale Tematico-Paesaggio della Regione Puglia, dicembre 2000) e delle leggi regionali (nn.16, 17, 18/ 2000, della L.R. n.15/2000 e della L.R. n.25/2000), si applica all'intero territorio provinciale e in particolare individua:

- le diverse destinazioni del territorio in considerazione della prevalente vocazione delle sue parti;
- la localizzazione di massima delle maggiori infrastrutture e delle principali linee di comunicazione;
- le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica e idraulico forestale e in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- le aree destinate all'istituzione di parchi o riserve naturali.

È utile evidenziare che, in coerenza con le caratteristiche attribuite dalla legge, le disposizioni del Piano Territoriale di Coordinamento assumono meramente valore di indirizzo alla pianificazione comunale, escludendosi pertanto, la possibilità che obblighi e divieti previsti assumano comunque il valore di prescrizioni, ad esclusione, ovviamente, dei casi in cui la tematica disciplinata dal P.T.C.P. corrisponda a materia di competenza provinciale. Per questo motivo la scala di rappresentazione utilizzata nelle cartografie allegate e le individuazioni e le classificazioni in esso riportate risultano talvolta poco dettagliate.

Il Piano è strutturato secondo tematismi definiti Politiche del Welfare, per ognuno di essi sono definite delle azioni di tutela. Le Politiche del Welfare sono le:

- politiche della salubrità (riferite al ciclo delle acque e al ciclo dei rifiuti);
- politiche della naturalità;
- politiche delle energie rinnovabili;
- politiche di prevenzione dei rischi;
- politiche delle infrastrutture sociali.

Le politiche del welfare riguardano la salvaguardia dei caratteri fondamentali dell'ambiente e del paesaggio del territorio salentino, la protezione dai rischi naturali o che conseguono alle attività agricole ed alle modifiche e trasformazioni del territorio e la costruzione di territori ecologicamente corretti, la formazione del capitale umano e la sua salvaguardia.

Le azioni tendono a evitare o diminuire ogni forma di vulnerabilità del territorio e di rischio per le cose e le persone incrementando, in questo modo, la salubrità del territorio, diminuendo i costi sociali delle opere e dei servizi.

In generale le norme del Piano Territoriale di Coordinamento indicano azioni che debbono essere svolte dai soggetti pubblici e privati in occasione di ogni intervento di manutenzione, modificazione e trasformazione del territorio.

Con riferimento al progetto in esame si è verificata una sostanziale coerenza tra gli obiettivi posti dal Piano Territoriale di Coordinamento e le trasformazioni prodotte dall'impianto fotovoltaico in progetto sul territorio.

Piano Faunistico Venatorio Pluriennale della Provincia di Lecce

Il Piano faunistico-venatorio pluriennale della Provincia di Lecce è stato approvato con deliberazione consiliare n. 217 del 21/07/2009.

Dalla consultazione della tavola del Piano Faunistico-Venatorio Pluriennale Provinciale 2009-2014 della Provincia di Lecce, reso attuativo dal Regolamento Regionale 30 luglio 2009 n.17 del 30/07/2009 e prorogato con Delibera della Giunta Regionale Pugliese n. 1336 del 24/07/2018, risulta che in linea generale l'impianto e le infrastrutture necessarie per la costruzione ed esercizio (impianto, cavidotti, SSE) non ricadono in corrispondenza di elementi ed aree sottoposti a vincolo Ambientale, Paesaggistico e Faunistico". Fa eccezione il solo cavidotto MT esterno di collegamento tra la CdS e la SSE in quanto attraversa un Oasi di Protezione denominata "Masseria La Lama". Si fa presente, però, che il cavidotto sarà interrato e non influenza in alcun modo la sosta, il rifugio, la riproduzione naturale della fauna selvatica.

Aree percorse da incendi

L'area di intervento non rientra tra quelle censite dal Corpo Forestale dello Stato e facenti parte del Catasto incendi ai sensi della Legge n. 353 del 21 novembre 2000.

PRAE

Dalla consultazione della Cartografia relativa al Piano Regione delle Attività Estrattive redatta dalla Regione Puglia – Ufficio Attività Estrattive, si evince che non vi sia alcuna interferenza tra l'impianto fotovoltaico in progetto con le cave attive presenti nell'area di intervento.

Piano di Tutela delle Acque

La Regione Puglia ai sensi dell'art. 121 del D.lgs. 152/06 ha approvato il Piano di Tutela delle Acque, che risulta distinto in:

1. Misure di tutela quali-quantitativa dei corpi idrici sotterranei;
2. Misure di salvaguardia per le zone di protezione speciale idrogeologica;
3. Misure integrative.

Le opere in oggetto, non risultano interferenti con zone di Protezione Speciale Idrogeologica, così come definite dal Piano di Tutela delle Acque, come aree destinate all'approvvigionamento idrico di emergenza, per le quali vigono specifiche misure di controllo sull'uso del suolo.

Nelle aree di progetto è presente solo l'acquifero carsico del Salento (cosiddetta "Falda di base"), che circola all'interno della successione carbonatica mesozoica.

Per approfondimenti sul tema si veda la Relazione di Compatibilità al Piano di Tutela delle Acque.

Piano di bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)

Il Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI) è stato approvato dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia il 30 novembre 2005.

Il PAI definisce i concetti di rischio idrogeologico, di pericolosità di frana e di pericolosità idrogeologica. Il rischio (R) è definito come l'entità del danno atteso in seguito al verificarsi di un particolare evento calamitoso, in un intervallo di tempo definito, in una data area; esso è correlato alla pericolosità (P) ovvero la probabilità di accadimento dell'evento calamitoso entro un definito arco temporale (frequenza), con determinate caratteristiche di magnitudo (intensità).

In riferimento all'assetto idraulico, le Norme Tecniche di Attuazione del PAI definiscono aree ad alta pericolosità idraulica (AP), a media pericolosità idraulica (MP), ed a bassa pericolosità idraulica (BP). Le aree in cui sarà installato l'impianto fotovoltaico non ricadono in aree di AP, MP o BP. Per quanto riguarda le opere accessorie (cavidotti, SSE, etc.), il cavidotto MT esterno di collegamento tra la CdS e la SSE attraversa un'area a media pericolosità idraulica. Si fa presente che l'attraversamento dell'area MP è periferico. Inoltre, il cavo MT è di tipo AIRBAG ed è previsto l'interramento su strada esistente. In ogni caso, per scongiurare un eventuale rischio il rinterro verrà eseguito con gli stessi materiali dello scavo o materiali permeabili aventi pezzatura maggiore per facilitare il deflusso delle acque.

In riferimento all'assetto geomorfologico le Norme Tecniche di Attuazione del PAI definiscono aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (PG3), a pericolosità geomorfologica elevata (PG2) ed a pericolosità geomorfologica media e moderata (PG1).

Le aree in cui sarà installato l'impianto fotovoltaico e le opere accessorie (cavidotti, SSE, etc.) non ricadono in aree a pericolosità geomorfologica PG1, PG2 o PG3.

Per quanto concerne la classificazione del rischio, il PAI definisce quattro classi di rischio:

moderato (R1), per il quale i danni sociali, economici ed al patrimonio ambientale sono marginali;

medio (R2), per i quali sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità del personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;

elevato (R3), per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici ed alle infrastrutture, con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione di funzionalità delle attività socioeconomiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale;

molto elevato (R4), per il quali sono possibili la perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale e la distruzione delle attività socioeconomiche.

Le aree in cui sarà installato l'impianto fotovoltaico e le opere accessorie (cavidotti, SSE, etc.) non ricadono in aree classificate a rischio R1, R2, R3 o R4.

La verifica è stata effettuata sulla cartografia consultabile sul sito dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia ed aggiornata al 19 gennaio 2016.

Carta Idrogeomorfologica - Autorità di Bacino della Regione Puglia

Dalla consultazione della Carta Idrogeomorfologica redatta dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia e scaricabile dal SIT Puglia, risulta che nessuna delle opere accessorie necessarie alla realizzazione dell'impianto interferisce con componenti idro – geomorfologiche. Possiamo pertanto affermare che il progetto del Parco Fotovoltaico è compatibile con la Carta Idrogeomorfologica dell'AdB.

Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (Direttiva Habitat)

Ha lo scopo di promuovere il mantenimento della biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali nel territorio europeo, e disciplina l'istituzione della rete europea di aree protette denominata Rete Natura 2000. La direttiva individua tipi di habitat necessari di conservazione, definiti di interesse comunitario; tra questi ve ne sono alcuni, definiti prioritari, per la cui conservazione l'UE ha una responsabilità particolare. Tali habitat sono elencati nell'allegato I della direttiva. Analogamente, la direttiva individua anche un set di specie di interesse comunitario e prioritarie, elencate negli allegati II, IV e V.

Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2001, n. 137 (D.L. 22/01/2004 n. 42, approvato con G.U. 24/02/2004)

Promuove e disciplina la tutela e la valorizzazione del patrimonio culturale, costituito dai beni culturali e dai beni paesaggistici.

Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2001, n. 137 (D.L. 22/01/2004 n. 42, approvato con G.U. 24/02/2004)

Orientamento e modernizzazione del settore forestale, a norma dell'articolo 7 della legge 5 marzo 2001 n. 57 (D.L. 18/05/2001 n. 227)

Orientamento e modernizzazione del settore forestale, a norma dell'articolo 7 della legge 5 marzo 2001 n. 57 (D.L. 18/05/2001 n. 227)

Ha le finalità di valorizzare la selvicoltura quale elemento fondamentale per lo sviluppo socio-economico e per la salvaguardia ambientale del territorio della Repubblica italiana, nonché la conservazione, l'incremento e la razionale gestione del patrimonio forestale nazionale.

Strategia dell'UE per la biodiversità fino al 2020

È stata adottata dalla Commissione europea nel maggio 2011; essa definisce il quadro per l'azione dell'UE nel prossimo decennio al fine di conseguire l'obiettivo chiave per il 2020 in materia di biodiversità. La strategia si articola attorno a sei obiettivi complementari e sinergici incentrati sulle cause primarie della perdita di biodiversità e volti a ridurre le principali pressioni esercitate sulla natura e sui servizi ecosistemici nell'UE.

DGR 2442/2018

Individua e localizza gli habitat e delle specie animali e vegetali inserite negli allegati delle Direttive 92/43/CEE e 9/147/CEE presenti nel territorio della Regione Puglia.

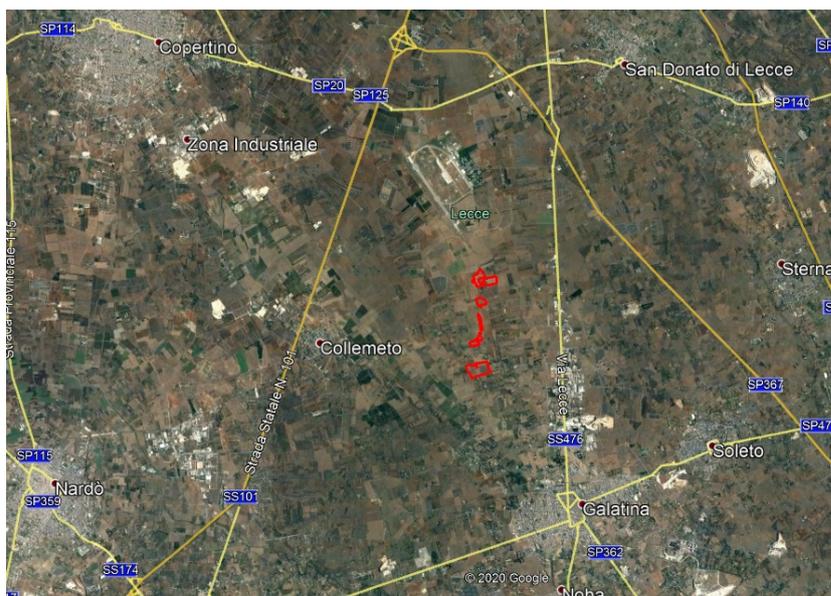
Convenzione sul commercio internazionale delle specie minacciate di estinzione (CITES)

Regolamenta il commercio internazionale di fauna e flora selvatiche in pericolo di estinzione. L'applicazione della CITES in Italia si applica con la L. 7 febbraio 1992 n. 150.

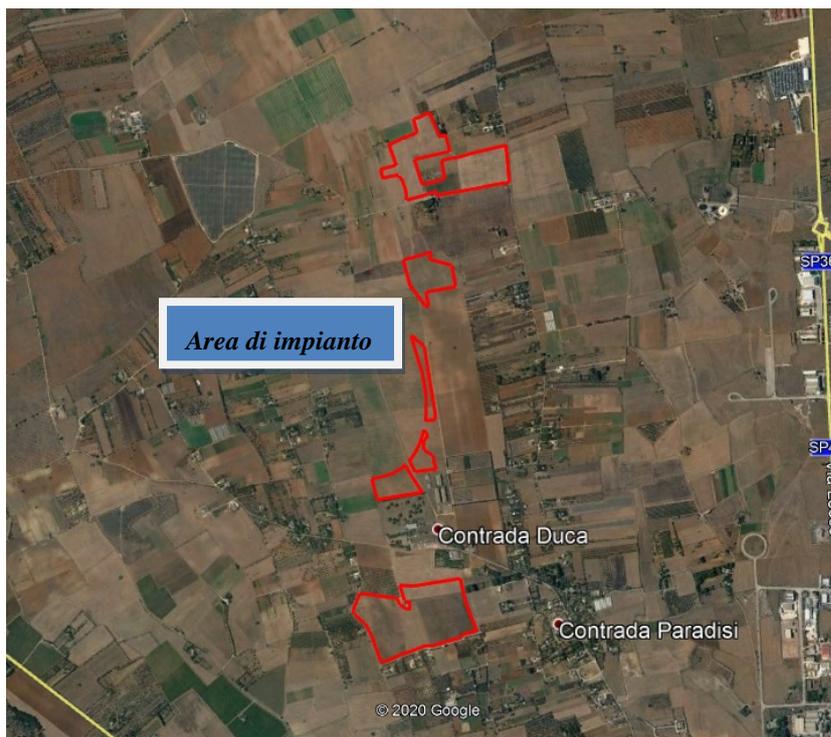
2.3 Descrizione del progetto

2.3.1 Principali caratteristiche dell'area di intervento e occupazione territoriale

L'impianto fotovoltaico propriamente detto è ubicato a nord-ovest dell'abitato di Galatina (LE), distante dal centro urbano circa 3 Km.



Area di Intervento (in rosso)



Area di Intervento (in rosso)

L'intero impianto fotovoltaico di progetto è installato in aree a seminativo di classe che va dalla prima alla quarta. Come detto tutte le aree di Impianto sono ubicate in agro di Galatina (LE).

Sarà poi realizzato un cavidotto MT di lunghezza pari a circa 9,9 km, per il collegamento elettrico tra impianto fotovoltaico (Cabina di Smistamento) e SSE Utente 30/150 kV, dove avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite la posa di un cavo AT interrato che si atterrerà da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA di Galatina, dall'altro su un sistema di sbarre di condivisione AT a 150 kV posto nella SSE. Il cavidotto MT sarà interrato e correrà quasi esclusivamente al di sotto di strade esistenti (trattasi di viabilità Vicinale), fatta eccezione per alcuni brevi tratti localizzati nella seconda parte del cavidotto. La profondità di posa (1,2 m dal piano campagna) e la larghezza delle trincee (40-50 cm circa), non pregiudicherà in alcun modo l'utilizzo agricolo dei terreni attraversati. L'impatto elettromagnetico, già di per sé ridotto, è ulteriormente mitigato dalla localizzazione in area rurale del cavidotto, ovvero in luoghi dove non è prevista (né pensabile) la permanenza di persone per periodi superiori a 4

ore. Lungo il suo percorso il cavidotto sarà individuato in superficie da appositi cartelli segnalatori.

All'interno delle aree di impianto saranno realizzati cavidotti interrati BT e MT, per uno sviluppo lineare di circa 12,0 km. In questo caso la profondità di posa varierà da 0,8 m a 1,2 m.

Nel progetto dell'impianto Fotovoltaico è prevista la realizzazione di una nuova viabilità necessaria alla costruzione ed esercizio dell'impianto stesso. In particolare, saranno realizzate delle piste lungo il perimetro e all'interno delle aree di impianto di larghezza massima pari a 6,5 m e delle aree di manovra per una superficie totale pari a 5,58 ha. Le piste e le aree di manovra saranno realizzate con materiale di origine naturale proveniente da cave di prestito.

2.3.2 Accessibilità al sito

In linea generale, un aspetto non trascurabile nella scelta di un sito per lo sviluppo di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è l'accessibilità. È infatti necessario che possano essere trasportati tutti i componenti che andranno a costituire l'impianto stesso. In particolare, nel nostro caso trattasi di: moduli fotovoltaici, strutture di sostegno dei moduli, le cabine di Campo, la Cabina di Smistamento (previste ad elementi prefabbricati) e tutti i componenti elettrici (trasformatore MT/BT, inverter, quadri elettrici, cavi BT e MT ecc.).

Nel caso in esame, da un punto di vista logistico, si potrà usufruire delle strade esistenti poiché i mezzi di trasporto che saranno utilizzati sono del tipo normalmente circolanti su strada. Sarà possibile raggiungere il sito di impianto utilizzando la SS101, la SP362 o la SP476 e successivamente viabilità secondaria, così come indicato nella "Planimetria di accesso da viabilità pubblica", elaborato parte integrante del presente progetto.

Di seguito si fa riferimento ai seguenti aspetti:

- caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto;

- impiego delle migliori tecnologie disponibili e di misure di mitigazione per rendere minimo l'uso delle risorse naturali, i quantitativi dei residui, le emissioni degli inquinanti e per ottimizzare l'inserimento dell'opera nel territorio.

Per qualsiasi ulteriore dettaglio si rimanda agli specifici elaborati di Progetto.

2.3.3 Caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto

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;
- 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;
- le linee elettriche interrate in bassa tensione in c.a. dagli inverter di campo alle Cabine di Campo (locali tecnici);
- 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 Cabine di Campo;
- la Cabina di Smistamento, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 10 Cabine di Campo)
- il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 9,9 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (raccolta nella CdS) verso la SSE 30/150 kV;
- la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite la posa di un cavo AT interrato che si attesterà da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA

di Galatina, dall'altro su un sistema di sbarre di condivisione AT a 150 kV posto nella SSE. La SSE sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "Galatina".

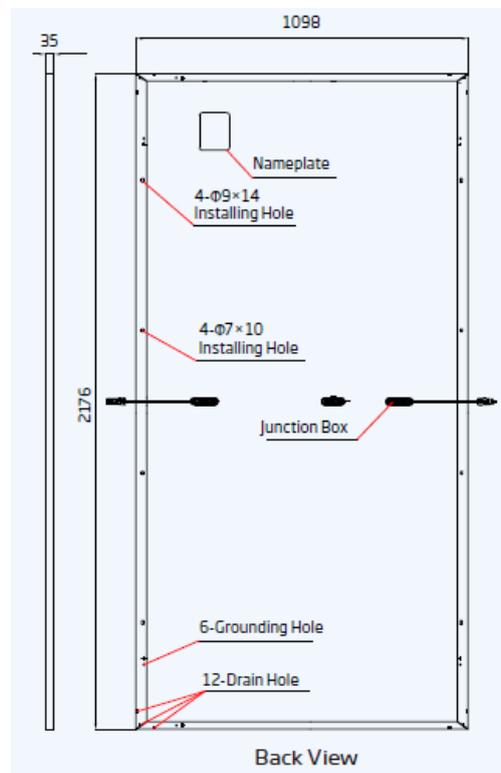
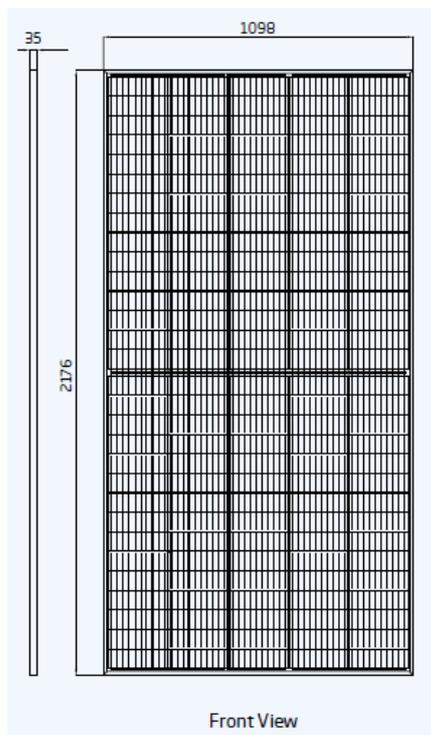
L'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici (ogni stringa ha in uscita circa 1.118 V), viene prima raccolta all'interno degli Inverter di campo, all'interno dei quali avviene la conversione della corrente da c.c. a c.a. Da questi, tramite linee in Bassa Tensione, viene trasportata all'interno delle Cabine di Campo, dove subisce un innalzamento di tensione sino a 30 kV per mezzo di trasformatori MT/BT di opportuna taglia. Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella Cabina di Smistamento (CdS), posizionata all'interno dell'impianto e poi immessa, in cavo interrato sempre a 30 kV, nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite la posa di un cavo AT interrato che si attesterà da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA di Galatina, dall'altro su un sistema di sbarre di condivisione AT a 150 kV posto nella SSE.

Opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione del parco fotovoltaico, sono le strade interne all'impianto, consistenti in una strada perimetrale e altre strade interne di collegamento tra le varie zone dell'impianto, la recinzione che delimita le aree, il cancello di accesso, ovviamente i locali tecnici (cabine) ove saranno installate le apparecchiature elettriche di protezione, sezionamento e controllo e la SSE Utente.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (43.238), alla loro potenza unitaria (505 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto, è stato effettuato il calcolo della Producibilità dell'Impianto. A tale proposito si rimanda alla specifica Relazione di Calcolo della Producibilità, parte del Progetto. In sintesi sulla base dei dati ottenuti, è stata stimata una Producibilità pari a **42.473 MWh/anno**, pari a circa 1.945 kWh/m². Tale valore non rappresenta però l'Irraggiamento globale stimato per la zona geografica di installazione dei moduli (come detto in precedenza a pg.12), ma l'irraggiamento raccolto sul piano del modulo fotovoltaico.

Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno del tipo monocristallino, di potenza massima pari a 505 Wp, e saranno montati su inseguitori solari monoassiali orizzontali (Tracker) in file parallele orientate nel verso dell'asse Nord-Sud.



Caratteristiche dimensionali dei moduli

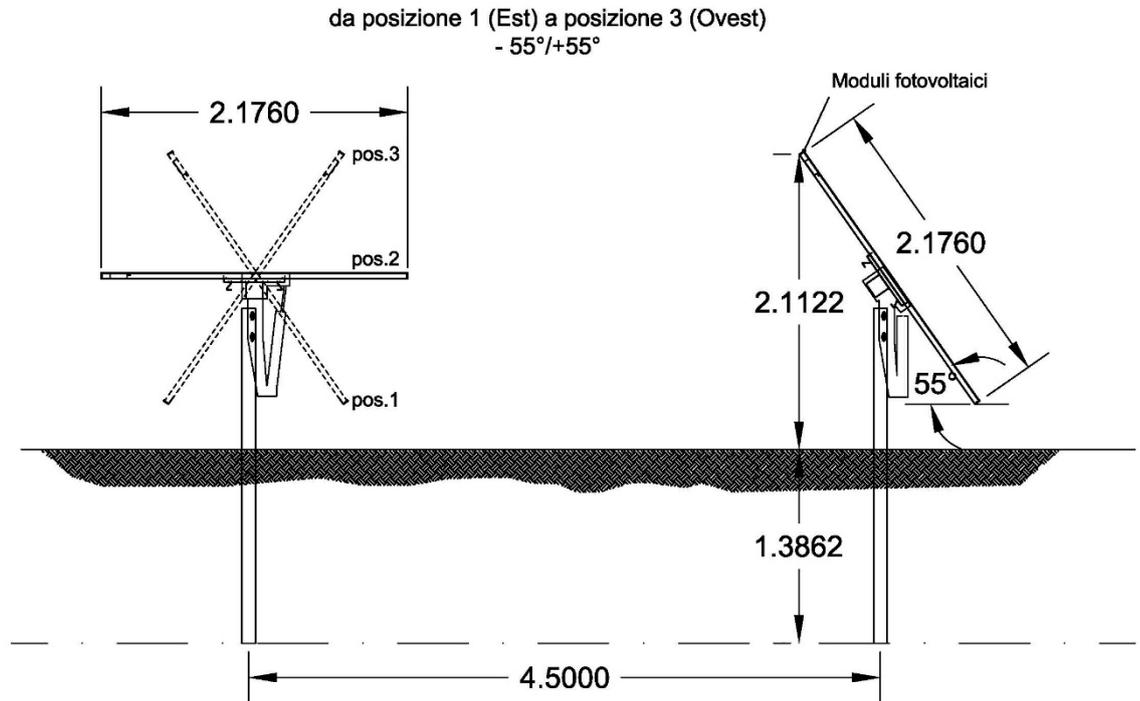
I Tracker saranno di due tipi, da 26 e 13 moduli in configurazione portrait, quindi con pannello montato in posizione verticale.

Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest è pari a 110° ($-55^\circ/+55^\circ$), come indicato in figura.

I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo inseguitori da 13 e 26 moduli.



Dimensioni principali del tracker

Ciascun tracker monofila si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di *backtracking* per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità all'Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker

possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni, i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,5 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore, evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



Palo del tracker infisso nel terreno



Esempio file di Tracker

Trincee ed elettrodotti

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza pari a 40-50 cm, dal momento che è prevista l'installazione di massimo una terna di cavi. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 1 m, mentre per i cavi MT sarà di 1,2 m.

Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati per quanto più possibile al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto.

Strade e aree di manovra

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) e aree di manovra all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale e da alcune strade trasversali interne.

Le strade, di ampiezza pari a circa 6,5 m, e le aree di manovra saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.

Aree di cantiere per lo stoccaggio dei materiali

All'interno delle aree di impianto, nella fase di costruzione, saranno realizzate aree di cantiere di dimensioni tali da poter ospitare i baraccamenti per il personale tecnico e lavoratori, e tutti i materiali necessari al montaggio dell'impianto.

Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento

Per la realizzazione del Progetto saranno impiegati i seguenti mezzi d'opera:

- betoniere per il trasporto del cls;
- camion per il trasporto dei moduli fotovoltaici;
- camion per il trasporto dei componenti delle strutture di supporto dei moduli (inseguitori monoassiali);
- camion per il trasporto degli elementi prefabbricati delle Cabine di Campo e della Cabina di Smistamento;
- camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- Camion per il trasporto dei componenti della SSE (componenti AT, recinzione prefabbricata, scomparti MT, trasformatore MT/AT, etc.)
- altri mezzi di dimensioni minori, per il trasporto di attrezzature e maestranze;
- altri mezzi per la movimentazione delle cabine prefabbricate e dei trasformatori (camion con gru).

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo.

Esercizio e funzionamento dell'impianto

L'impianto funzionerà in un arco temporale mattino/sera, dipendente dalla stagione e quindi dipendente dal numero di ore di luce solare.

Al momento dell'entrata in funzione, gli inseguitori saranno rivolti verso est con inclinazione dei pannelli a 55° sino a quando il sole raggiungerà una altezza sull'orizzonte tale da che i raggi solari siano perpendicolari al pannello. Superata tale altezza, il tracker comincerà a ruotare verso ovest in modo tale che i raggi solari rimangano sempre perpendicolari ad esso.

L'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici sarà convogliata con cavidotti interrati (a 30 kV) alla Cabina di Sezionamento (CdS) per essere poi immessa, sempre con cavo interrato a 30 kV, nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite la posa di un cavo AT interrato che si attesterà da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA di Galatina, dall'altro su un sistema di sbarre di condivisione AT a 150 kV posto nella SSE.

Utilizzazione delle risorse naturali

Il processo di produzione di energia elettrica da fonte solare è per definizione "pulito", ovvero privo di emissioni nocive nell'ambiente.

L'unica risorsa necessaria al funzionamento dell'impianto fotovoltaico, oltre ovviamente al sole, è l'occupazione territoriale.

Durante la fase di esercizio l'area occupata si ridurrà a circa 29,50 ha.

L'impatto sulla vegetazione è molto limitato.

Al fine di eliminare rischi e limitare l'impatto paesaggistico e quello dovuto alle radiazioni non ionizzanti, tutte le linee elettriche dell'intero impianto (BT e MT) saranno interrate.

Dismissione dell'impianto

L'impianto sarà dismesso dopo 20 anni dalla entrata in regime seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- a) Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- b) Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
- c) Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- d) Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
- e) Impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;

- f) Smontaggio sistema di illuminazione;
- g) Smontaggio sistema di videosorveglianza;
- h) Sfilaggio cavi da canali interrati;
- i) Rimozione tubazioni interrate;
- j) Rimozione pozzetti di ispezione;
- k) Rimozione parti elettriche dai prefabbricati;
- l) Smontaggio struttura metallica;
- m) Rimozione del fissaggio al suolo;
- n) Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
- o) Rimozione manufatti prefabbricati e/o demolizione manufatti gettati in opera;
- p) Rimozione recinzione;
- q) Rimozione ghiaia dalle strade;
- r) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
- s) Rimozione SSE Utente 30/150 kV.

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto sono mesi 10.

Programma di attuazione

Ottenute tutte le autorizzazioni si procederà alla stesura del Progetto Esecutivo ed all'affidamento dei lavori. L'esecuzione dei lavori durerà circa 11 mesi, compreso collaudi e ripristini ambientali.

Le fasi di cantiere prevedono la realizzazione delle seguenti opere:

- Allestimento dell'area di cantiere;
- Realizzazione delle vie di transito interno al parco e delle aree di manovra;
- Montaggio strutture di sostegno dei moduli;
- Scavo delle trincee per la posa dei cavi e posa dei cavi stessi;
- Montaggio dei moduli fotovoltaici;
- Connessioni elettriche;
- Realizzazione del cavidotto MT tra la CdS e la SSE Utente
- Realizzazione della SSE Utente 30/150 kV
- Ripristini ambientali, alla fine delle attività di cantiere.

Dopo circa 14 mesi dall'inizio dei lavori, finiti tutti i collaudi, l'impianto sarà pronto per entrare in funzione.

Misure di mitigazione e compensazione

Il Progetto prevede l'adozione di una serie di misure atte a mitigare l'impatto della costruzione, esercizio e dismissione del medesimo sulle varie componenti ambientali caratterizzanti l'area d'intervento.

Alcune misure di mitigazione saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, altre durante questa fase ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco fotovoltaico. Le misure di mitigazione consisteranno in:

- protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui;
- conservazione del suolo vegetale;
- trattamento degli inerti;
- protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico;
- ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione;
- integrazione paesaggistica delle strutture.

✓ Protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui

Al fine di evitare possibili contaminazioni dovute a dispersioni accidentali che si potrebbero verificare durante la costruzione ed il funzionamento dell'impianto, saranno adottate le seguenti misure preventive e protettive:

- durante la costruzione dell'impianto e durante il suo funzionamento, in caso di spargimento di combustibili o lubrificanti, sarà asportata la porzione di terreno contaminata e trasportata alla discarica autorizzata più vicina; le porzioni di terreno contaminate saranno definite, trattate e monitorate con i criteri prescritti dalla Parte Quarta del D.Lgs 152/06;
- durante il funzionamento dell'impianto si effettuerà un'adeguata gestione degli oli e degli altri residui dei macchinari. Tali residui sono classificati come rifiuti pericolosi e pertanto, una volta terminato il loro utilizzo, saranno consegnati ad un ente autorizzato, affinché vengano trattati adeguatamente.

✓ Conservazione del suolo vegetale

Nel momento in cui saranno realizzate le operazioni di scavo e riporto, per rendere pianeggianti le aree di cantiere, saranno realizzate anche le nuove strade e gli accessi alle aree di cantiere. Il terreno asportato verrà stoccato in cumuli che non superino i 2 m di altezza, al fine di evitare la perdita delle proprietà organiche e biotiche. I cumuli verranno protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni.

Tale terreno sarà successivamente utilizzato come ultimo strato di riempimento sulle aree in cui saranno eseguiti i ripristini.

✓ Trattamento degli inerti

I materiali inerti prodotti, che in nessun caso potrebbero divenire suolo vegetale, saranno riutilizzati per il riempimento di scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio, eccetera. Non saranno create quantità di detriti incontrollate né saranno abbandonati materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere. Gli inerti eventualmente non utilizzati saranno conferiti alla discarica autorizzata per inerti più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

✓ Protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico

Non risulta che siano presenti beni archeologici nelle aree interessate dalle strutture dell'impianto, tuttavia i lavori di costruzione dell'impianto ed in special modo tutte le operazioni di scavo e sbancamento, saranno supervisionate da Archeologi, il cui compito sarà quello qualora, durante l'esecuzione dei lavori di costruzione del parco si dovessero rinvenire resti archeologici, di informare tempestivamente l'ufficio della sovrintendenza competente per l'analisi archeologica.

✓ Ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

✓ Integrazione paesaggistica delle strutture

Al fine di rendere minimo l'impatto visivo delle varie strutture del progetto e favorire la loro integrazione paesaggistica, è prevista la piantumazione di una siepe perimetrale lungo la recinzione dell'impianto.

2.3.4 Utilizzo Sostenibile del suolo di installazione dei moduli

Stern Energy alleva ovini, fin dal 2017, con l'obiettivo di coniugare la generazione di energia pulita con l'utilizzo efficiente e sostenibile del suolo. Il progetto avviato da Stern Energy Energy nel 2017 ha registrato risultati molto positivi ed oltre al proprio allevamento Stern Energy Energy ha anche stabilito diversi accordi di filiera con allevatori locali nelle regioni del centro Italia.

Oggi Stern Energy alleva ovini presso 10 impianti per un totale di 50 MW dislocati in Piemonte, Emilia Romagna, Marche, Abruzzo e Lazio. Stern Energy gestisce oltre 500 capi ovini di cui 200 capi di razza Bergamasca, di razza Biellese e di razza *Suffolk* in allevamento proprio (*allevamento n° 027PR780 dell'anagrafe ovicaprina nazionale*), mentre gli altri capi sono di proprietà di terzi, ed ospitati in impianti Stern Energy per il pascolo.

L'allevamento di ovini all'interno dei parchi fotovoltaici consente a Stern Energy di utilizzare il suolo agricolo, in misura pari almeno al 99% dell'area di impianto perimetrata dalla recinzione, per il pascolo e per la preparazione dei foraggi destinati all'allevamento, in modo permanente durante tutto l'anno.

L'allevamento ovino rappresenta per Stern Energy un'opportunità di:

- (i) reale utilizzo del suolo in abbinamento alla produzione di energia da fonte solare,
- (ii) mantenimento della biodiversità e di creazione di filiere locali,
- (iii) (iii) manutenzione del manto erboso in modo naturale e ad "emissioni zero" annullando l'utilizzo di mezzi meccanici e minimizzando ulteriormente l'impatto ambientale, anche rispetto alle colture agricole.

Circa il mantenimento della biodiversità è noto che sono molte le razze ovine in via di estinzione sul territorio nazionale e che la conservazione di razze autoctone è principalmente affidata ad appassionati ed allevatori non professionisti che non hanno fini di lucro. Infatti, nonostante i diversi strumenti di sostegno economico predisposti dai Piani regionali di Sviluppo Rurale, l'allevamento di razze minori ed antiche non è economicamente vantaggioso e non viene perseguito ai fini imprenditoriali.

La possibilità e la volontà di Stern Energy di abbinare la produzione di energia rinnovabile con l'allevamento ovino, rappresenta una straordinaria opportunità, economicamente sostenibile, per il mantenimento della biodiversità e protezione delle razze in via di estinzione nonché per la creazione di filiere locali e biologiche certificate di carne e latticini.

Il Piano di Sviluppo Rurale della Regione Puglia tutela 3 razze: *Pecora gentile di Puglia*, la *Pecora Altamurana*, e la *Pecora Leccese*.

Presso l'impianto "*Galatina Fedele*", Stern Energy intende creare e valorizzare la razza autoctona e ha previsto di allevare direttamente e tramite accordi di filiera la "*Pecora Leccese*".

La permanenza dei capi all'interno dell'impianto fotovoltaico lungo tutto il periodo dell'anno, impone la divisione dell'impianto fotovoltaico in settori per mezzo di reti pastorali metalliche o filo elettrificato per consentire la rotazione dei capi all'interno dei diversi settori in modo da garantire al gregge pascolo fresco e prevenire l'insorgere di parassiti.

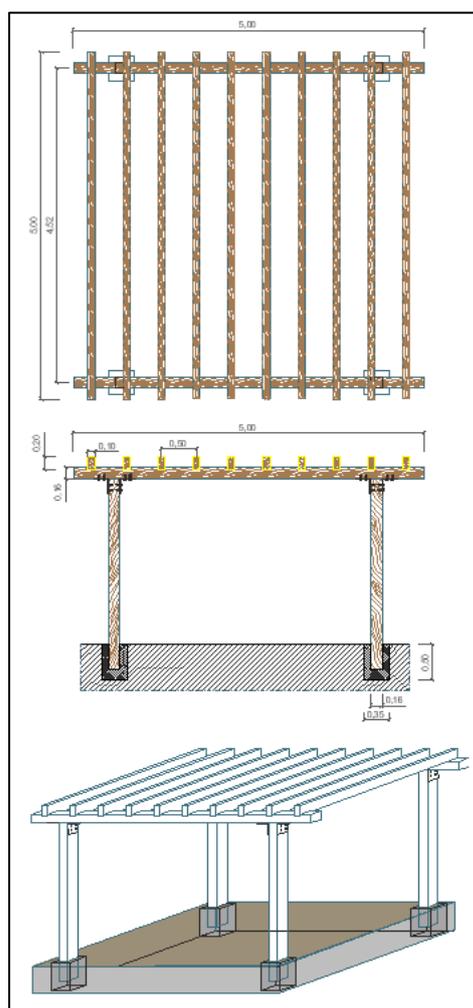
È previsto dunque, l'allevamento di "*Pecora Leccese*" in ragione di n° 6 capi per ettaro, per un totale quindi di circa 150 animali. L'allevamento è concepito allo stato brado/libero dove i capi sono allevati all'aperto e le strutture dei moduli costituiscono un ricovero naturale dalle intemperie e dal sole.



Tuttavia dislocate in tre punti, ed in particolare nell'area 1 a nord e nelle aree 5 e 6 (a sud), sono previste delle tettoie/ricoveri (di dimensioni pari a 40 m² ciascuna) di sosta per eventuali parti, per la tosatura e per i trattamenti sanitari. Questi manufatti, saranno realizzati

con struttura in legno con copertura ad una falda costituita da pannelli coibentati tipo *sandwich*. La struttura sarà completamente aperta sui quattro lati.

In aggiunta ai detti ricoveri, sono previsti degli edifici di circa 20 mq ciascuno per lo stoccaggio del foraggio e per le mangiatoie, nonché dei punti acqua costituiti da serbatoi da 1.000 l. Verrà posizionato un punto acqua per ognuna delle 6 aree di Impianto, in prossimità del cancello di accesso alle stesse, in modo tale da rendere più agevole il rifornimento e l'approvvigionamento idrico.



Tipologico di tettoia in legno per ricovero/sosta animali da allevamento

Di seguito alcuni cenni sulla “*Pecora Leccese*” che è anche un presidio *Slow Food* per la biodiversità.

La pecora leccese (o *moscia leccese*) è una razza italiana di taglia medio-grande, con testa leggera, allungata, asciutta. Sono frequenti le corna aperte e a spirale nei maschi, mentre le femmine ne sono sprovviste. Le orecchie sono medie e quasi orizzontali. Ha un ciuffo di lana corto sulla fronte. Il tronco è lungo, con altezza al garrese inferiore a quella della groppa, fianchi e costati piatti. Ha una coda lunga e sottile. Il vello è generalmente bianco, con varianti a vello nero, a blocchi conici con filamenti penduli. La pelle è rosa negli esemplari a vello bianco, con macchie nere allo Stern Energyo. Si ritiene che questa razza provenga dagli ovini di razza asiatica o siriana del Sanson (*Ovis aries asiatica*). Furono importati in Salento in età medioevale. La zona di origine è il Salento (Puglia), ma limitati gruppi di popolazione sono diffusi fino alla provincia di Matera, nel territorio tarantino e nella Calabria settentrionale. Un tempo era considerata una razza a triplice attitudine (latte, carne e lana. La sua rusticità ne fa un animale straordinariamente adattabile a condizioni estreme di pascolo povero, di siccità e di terreni accidentati poiché l'inconfondibile muso appuntito le consente di brucare anche fra le connessure rocciose delle serre salentine notoriamente avare di erba. Il latte di questa pecora viene trasformato principalmente in pecorino leccese. A causa delle politiche attuate dagli organi preposti alla zootecnia regionale, nei passati due decenni, questa razza è stata incrociata con esemplari di razza bergamasca e comisana. Se ne sono ottenute popolazioni estremamente diversificate, con l'unico risultato di condurre quasi all'estinzione la razza leccese.



Foto Pecora Moscia Leccese – esemplare di maschio Adulto

3. 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 sono stati definiti gli ambiti territoriali ed ambientali di influenza potenziale, espressi in termini di area di interesse (o di studio).

L'area di *impatto potenziale* sarà pertanto così suddivisa:

- *Area di studio o di interesse* che si estende fino ad una distanza di 3 km dal perimetro delle aree di impianto

L'*Area di Studio* o di interesse, rappresenta quella in cui si manifestano le maggiori interazioni (dirette e indirette), tra l'impianto fotovoltaico in progetto e l'ambiente circostante.

Nella figura seguente è riportata la perimetrazione dell'area di studio, come detto rappresentata dall'area racchiusa nel cerchio di 3 km dal perimetro dell'Impianto.



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

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.

4. Peculiarità dell'area di intervento

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (sole), per una potenza installata pari a 21.835,19 kWp. Sarà costituito da 43.238 moduli fotovoltaici da 505 W ognuno, raggruppati, dal punto di vista elettrico, in stringhe e montati su strutture metalliche ad inseguitori solari monoassiali.

L'energia prodotta dall'impianto sarà convogliata dopo la trasformazione da BT in MT, mediante un cavidotto interrato di lunghezza pari a circa 9,9 km, ad una Sottostazione Elettrica Utente, anch'essa di nuova costruzione ed oggetto del presente progetto, ubicata nei pressi della Stazione Elettrica AT di Terna "Galatina", per l'immissione nella RTN ad Alta Tensione.

L'impianto fotovoltaico propriamente detto (moduli fotovoltaico, strutture di supporto dei moduli, Cabine di Trasformazione MT/BT, Cabina di Consegna o Smistamento, cavidotti interrati fra le Cabine di Trasformazione) interesserà un'area ubicata in agro di Galatina (LE), di estensione netta pari a circa 29,50 ha, a nord ovest dal centro abitato.

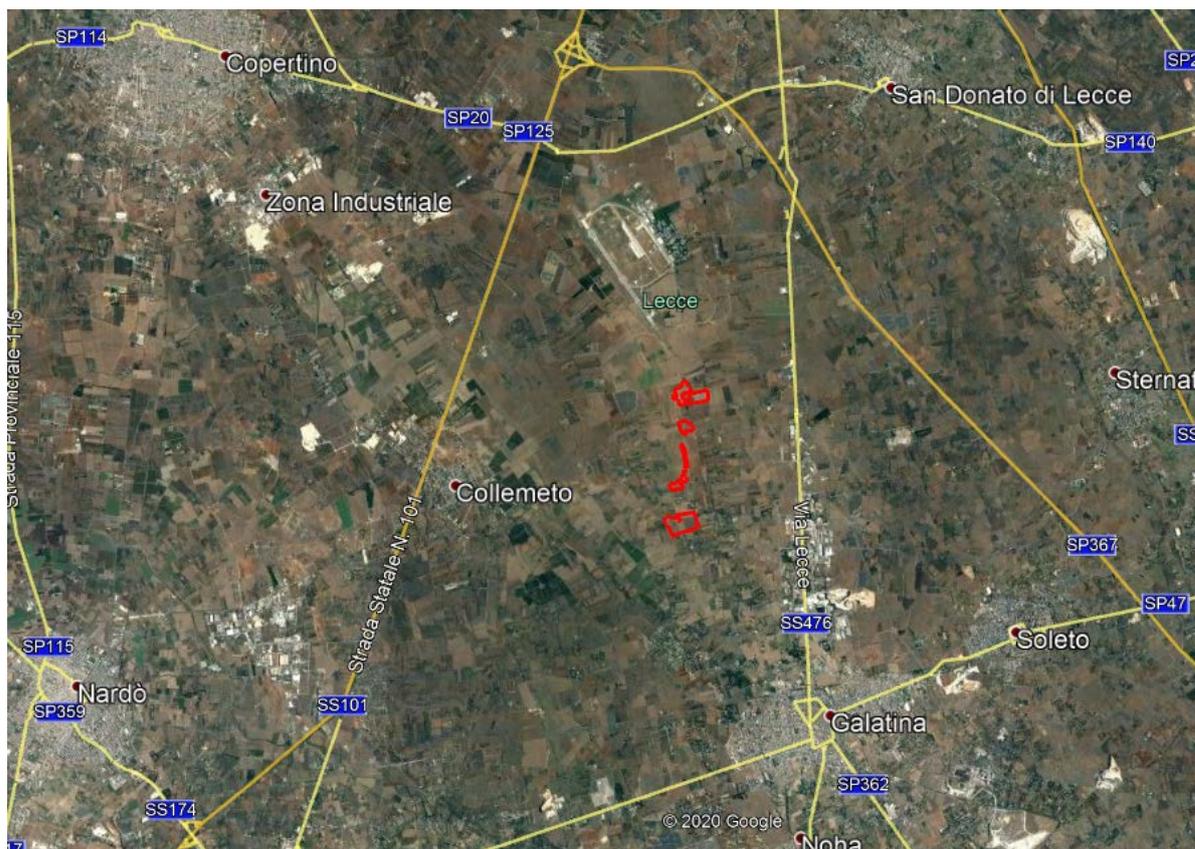
L'area precedentemente detta è suddivisa in sei aree, delimitate da recinzioni diverse, questo per mantenere una strada interpodereale di accesso ad altre proprietà intercluse.

È previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla Stazione Elettrica AT di Terna "Galatina", nei pressi della quale sarà realizzata una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) di trasformazione e

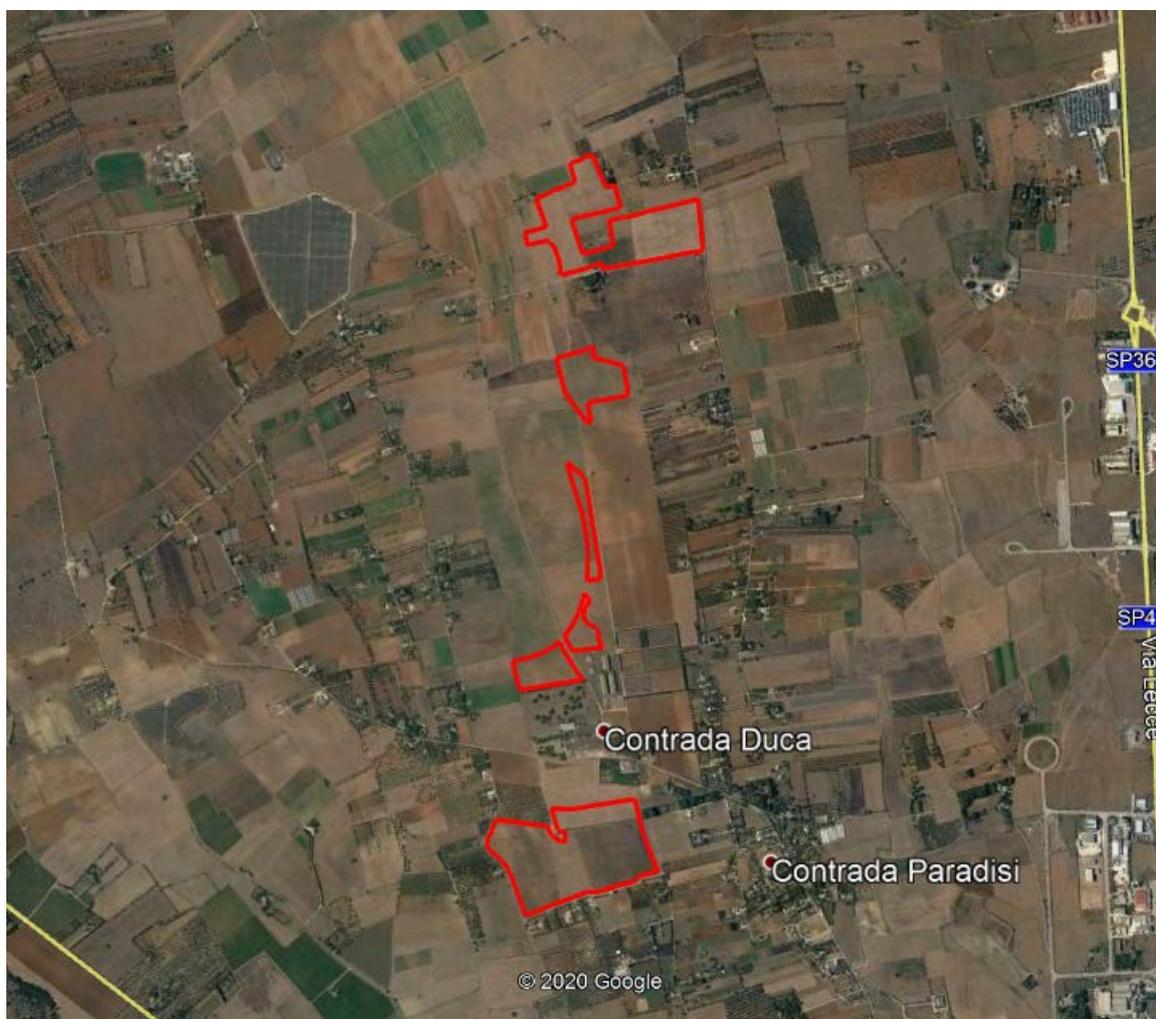
consegna. Il cavidotto in media tensione di connessione Parco Fotovoltaico – SSE sarà interrato ed interesserà il territorio Comunale di Galatina (LE).

Rispetto all'area di impianto gli abitati più vicini sono:

- 3 km a sud est, Galatina - LE;
- 3 km a ovest, Collemeto - LE;
- 4,5 km a est Soleto - LE;
- 5,2 km a sud Noha - LE;
- 6 km a est Sternatia - LE;
- 8 km a est Zollino - LE;
- 8 km a sud-ovest Galatone - LE;
- 8,5 km a ovest Copertino - LE;
- 8,7 km a sud-ovest Nardò - LE.



Inquadramento generale su Ortofoto estratta da Google Earth



Inquadramento generale su Ortofoto estratta da Google Earth

Le aree di impianto sono pressoché pianeggianti ed hanno altezza media sul livello del mare di circa 50 m, attualmente investite a seminativo, e possiamo considerarle confinate tra:

- a est dalla SP362/SP476;
- a ovest dalla SS101;
- a sud da SP 18 (Via Guidano) che collega Galatina a Collemeto;
- a nord dall'aeroporto ad uso militare di Galatina.

5. ANALISI DELLO STATO AMBIENTALE

L'analisi è stata eseguita con riferimento ai seguenti aspetti

1. Fattori ambientali
 - a. Popolazione e salute umana
 - b. Biodiversità
 - c. Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare
 - d. Geologia e acque
 - e. Atmosfera: Aria e Clima
 - f. Sistema paesaggistico
2. Agenti Fisici
 - a. Rumore
 - b. Vibrazioni
 - c. Campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici
 - d. Radiazioni Ottiche
 - e. Radiazioni Ionizzanti

La prima parte dello Studio, paragrafo § 6, sarà dedicato alla descrizione dei fattori ambientali e degli agenti fisici sopra elencati e posti in relazione con le attività dell'impianto fotovoltaico in progetto con riferimento alla fase di costruzione, esercizio e dismissione dell'impianto.

Il **paragrafo 7** sarà dedicato:

- All'analisi degli impatti diretti ed indiretti prodotti dalla realizzazione dell'opera
- Ad 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 (tabella di Sintesi)

Il **paragrafo 8** sarà dedicato alle conclusioni finali

6. FATTORI AMBIENTALI

5.1 Popolazione e salute umana

Individuazione degli individui apparenti a categorie sensibili o a rischio eventualmente presenti all'interno della popolazione potenzialmente coinvolta dagli impatti dell'intervento proposto.

Come descritto nel Quadro Progettuale facente parte del presente SIA e nei vari elaborati di progetto l'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto fotovoltaico recintata con rete metallica di altezza pari a circa 2 m, in area agricola non abitata e comunque lontana da edifici residenziali.

Realizzato l'impianto fotovoltaico, l'area sarà esclusivamente accessibile a personale specializzato per manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto. La presenza di questo personale sarà saltuaria, non continuativa e comunque per tempi inferiori a 4 ore con l'impianto in funzione. Nell'ipotesi di attività di manutenzione straordinaria che richiedano la presenza in campo per periodi più lunghi l'impianto sarà spento e quindi non potranno generarsi campi elettromagnetici potenzialmente nocivi alla salute umana.

In definitiva la costruzione, l'esercizio e lo smaltimento dell'impianto non hanno alcun impatto sulla salute umana ed in particolare su categorie a rischio.

b) valutazione degli aspetti socio-economici (livello di istruzione, livello di occupazione/disoccupazione, livello di reddito, diseguaglianze, esclusione sociale, accesso a servizi sanitari, tessuto urbano).

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico oggetto dello studio non ha impatti rilevanti sugli aspetti socio – economici sopra citati. Nella fase di costruzione genera effetti positivi sul livello occupazionale, sulla filiera di costruzione dei componenti, sui trasporti, nella cantieristica. In fase di esercizio la manutenzione tecnica e la gestione dell'impianto interesserà un paio di addetti. Benefici locali sono rappresentati dalla tassazione sulla rendita dei terreni.

Inoltre all'interno dell'impianto, si prevede di realizzare un allevamento di ovini. La possibilità e la volontà di abbinare la produzione di energia rinnovabile con l'allevamento ovino, rappresenta una straordinaria opportunità, economicamente sostenibile, per il mantenimento della biodiversità e protezione delle razze in via di estinzione nonché per la creazione di filiere locali e biologiche certificate di carne e latticini.

Non si prevedono né appaiono pensabili effetti su diseguaglianze sociali, accesso a servizi sanitari, livello di reddito, tessuto urbano.

c) verifica della presenza di attività economiche (pesca, agricoltura), aree ricreative, mobilità/ incidentalità.

Non sono state individuate attività limitrofe che potenzialmente possano entrare in “conflitto” con la realizzazione dell’impianto.

Gli effetti limitati di impatto elettromagnetico, che rimane di fatto confinato nell’area di impianto, il fatto che la presenza di un impianto fotovoltaico non generi aumento del traffico locale fa sì che l’impatto sulle attività economiche limitrofe sia di fatto nullo.

L’impianto occupa una superficie di circa 29,50 ha di superficie agricola Trattasi di un terreno incolto, non irriguo di scarso valore agricolo. Pertanto molto bassi se non addirittura nulli sono gli impatti sulla salute umana correlati alla mancata produzione agricola.

d) reperimento e analisi dati su morbilità e mortalità della popolazione relativi alla realizzazione dell’opera.

Considerazioni di puro buon senso porterebbero ad escludere che la realizzazione dell’opera abbia conseguenze dirette ed indirette sulla salute umana. Ad ogni modo non esistono dati e/o studi in letteratura che abbiamo affrontato il tema della correlazione tra salute umana e presenza in un’area di uno o più impianti fotovoltaici del tipo di quello in progetto. Osserviamo inoltre che i moduli fotovoltaici sono abitualmente installati sui tetti delle abitazioni, senza che si sia riscontrati effetti in qualche modo nocivi sulla salute umana.

e) individuazione di effetti dovuti al cambiamento climatico, ed effetti derivanti da possibili impatti sulla biodiversità che ne alterino lo stato naturale che siano direttamente o indirettamente collegati con il benessere, la salute umana, l’incolumità della popolazione presente.

La realizzazione di un impianto fotovoltaico non genera emissione di sostanze che hanno effetti diretti o indiretti sul cambiamento climatico.

L’impianto è realizzato in parte su area agricola in parte su cava dismessa. Trattasi in ogni caso di aree antropizzate. La realizzazione dell’impianto non genera impatti sulla biodiversità.

L’area è completamente recintata ed accessibile solo ad addetti ai lavori, le strutture son alte al più 2,8 m. Sono da escludere incidenti che possano mettere a repentaglio l’incolumità della popolazione.

Per quanto sopra non possono essere riscontrati effetti su cambiamenti climatici o effetti sulla biodiversità che abbiano impatti sulla salute umana., inoltre l’area è completamente recintata ed accessibile solo ad addetti ai lavori, le strutture son alte al più 2,8 m. Sono da escludere incidenti che possano mettere a repentaglio l’incolumità della popolazione.

5.2 Biodiversità

5.2.1 Caratteristiche botanico-vegetazionali dell'area di intervento

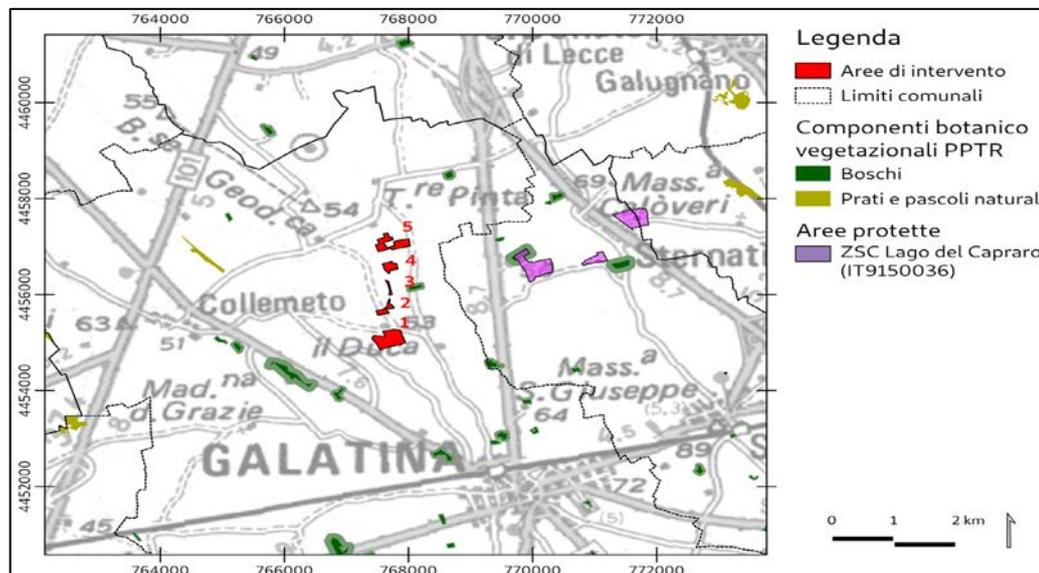
Gli aspetti botanico-vegetazionali sono stati valutati in maniera approfondita allo scopo di verificare in maniera puntuale eventuali interferenze sulla totalità dell'area interessata dal progetto, su particolari componenti floristiche, habitat definiti dalla Direttiva 92/43/CEE (Natura 2000) e specie rare o a rischio di estinzione. La sintesi dell'analisi è la verifica della congruenza delle soluzioni progettuali rispetto ad eventuali interferenze rilevate in fase di redazione del progetto.

AREA DI STUDIO

L'impianto fotovoltaico interesserà cinque *aree di intervento*, descritte in Tabella 1 e rappresentate in Figura.

Tabella 1 - Caratteristiche dell'area di studio

Baricentro geografico	Long. 18,1456° est - Lat. 40,2132° nord (datum WGS84)
Superficie totale	31,0 ha
Distanza minima dalla linea di costa	14,7 km
Intervallo altimetrico	48-56 m s.l.m.
Località	il Duca
Comuni	Galatina
Provincia	Lecce



- Sistema dei suoli

I tipi di vegetazione spontanea sono distribuiti sul territorio in risposta alle caratteristiche edafiche. Il sistema dei suoli dell'area di studio, derivato sulla base del sistema informativo sui suoli della Regione Puglia (Timesis, 2001), è illustrato in Figura 2. Si riscontrano i seguenti tipi di suolo (tra parentesi quadra i codici delle unità tematiche secondo la pubblicazione originale):

- Suoli debolmente pendenti (pendenza massima 3%), franco argillosi, sottili o molto sottili. La classe tessiturale del primo metro è media. La pietrosità superficiale ha frequenza compresa nell'intervallo 5-25%. Il drenaggio è buono. La disponibilità di ossigeno per gli apparati radicali è buona. Il substrato litologico è rappresentato da argille residuali (codifica ESB). [CRT3, CRT4]
- Suoli da pianeggianti a pendenti (nell'intervallo 0-8%), franco sabbioso argillosi o franchi, profondi. La classe tessiturale del primo metro è media. La pietrosità superficiale ha frequenza compresa nell'intervallo 0-15%. Il drenaggio è buono. La disponibilità di ossigeno per gli apparati radicali è buona. Il substrato litologico è rappresentato da arenaria calcarea o depositi non consolidati (alluvium, residui di alterazione...(codifica ESB). [LEM1, GAL1]
- Suoli debolmente pendenti (pendenza massima 2%), franco sabbioso argillosi o franco argillosi, sottili o molto sottili. La classe tessiturale del primo metro è media. La pietrosità

superficiale ha frequenza pari a 15%. Il drenaggio è buono. La disponibilità di ossigeno per gli apparati radicali è buona. Il substrato litologico è rappresentato da argille ridepositate e residuali da rocce calcaree (codifica ESB). [SSM2, SSM3]

- Stato delle conoscenze botaniche

L'area di studio è un'area "ben conosciuta" dal punto di vista floristico (Albano et al., 2005). Tuttavia sono scarsissimi gli studi botanici noti per il comune di Galatina; in particolare si cita il lavoro di Montelucci (1967).

Gli habitat e le specie delle direttive europee presenti sul territorio regionale sono oggetto di monitoraggio da parte della Regione Puglia. Con il DGR 2442/2018 (sezione **Errore. Il segnalibro non è definito.**), sono stati pubblicati i risultati dell'ultima campagna di tale monitoraggio. Non ci sono tipi di habitat della Direttiva 92/43/CEE che rientrano nei perimetri delle aree di intervento. Invece, sono due le specie vegetali della Direttiva 92/43/CEE prossime alle aree di intervento; si tratta di *Ruscus aculeatus* L. (codice Natura 2000: 1849) e *Stipa austroitalica* Martinovský (codice Natura 2000: 1883). La distribuzione della specie è rappresentata su una griglia costituita da celle quadrate di 5 km di lato.

Sistema delle tutele

Il sistema delle tutele, con specifico riferimento alle aree protette e alle componenti botanico vegetazionali del PPTR, è illustrato nella seguente tabella e nella seguente figura.

Aree protette	Nessuna area protetta ricade in area di studio. L'area più prossima è rappresentata dalla seguente: <ul style="list-style-type: none">• ZSC Lago del Capraro (IT9150036), che dista 1,6 km a est delle aree di intervento.
Componenti botanico vegetazionali del PPTR	Nessuna componente botanico vegetazionale ricade nelle aree di studio. L'area più prossima è rappresentata dalla seguente: <ul style="list-style-type: none">• Area di rispetto dei boschi, che dista 240 m a est dell'area di intervento 3.

Tabella : Relazione spaziale dell'area di studio con il sistema delle tutele

Aspetti normativi e strumenti di pianificazione considerati

Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e

della flora e della fauna selvatiche (Direttiva Habitat) ha lo scopo di promuovere il mantenimento della biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali nel territorio europeo, e disciplina l'istituzione della rete europea di aree protette denominata Rete Natura 2000. La direttiva individua tipi di habitat necessari di conservazione, definiti *di interesse comunitario*; tra questi ve ne sono alcuni, definiti *prioritari*, per la cui conservazione l'UE ha una responsabilità particolare. Tali habitat sono elencati nell'allegato I della direttiva. Analogamente, la direttiva individua anche un set di *specie di interesse comunitario e prioritarie*, elencate negli allegati II, IV e V.

Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) (approvato con DGR 176/2015) persegue la promozione e la realizzazione di uno sviluppo socioeconomico autosostenibile e durevole e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità. L'ultimo aggiornamento dell'Atlante del patrimonio ambientale, territoriale e paesaggistico (cioè quello considerato in questo studio) è del 15/02/2019 (DGR n. 2439 del 21 dicembre 2018).

Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2001, n. 137 (D.L. 22/01/2004 n. 42, approvato con G.U. 24/02/2004) promuove e disciplina la tutela e la valorizzazione del patrimonio culturale, costituito dai beni culturali e dai beni paesaggistici.

Orientamento e modernizzazione del settore forestale, a norma dell'articolo 7 della legge 5 marzo 2001 n. 57 (D.L. 18/05/2001 n. 227) ha le finalità di valorizzare la selvicoltura quale elemento fondamentale per lo sviluppo socio-economico e per la salvaguardia ambientale del territorio della Repubblica italiana, nonché la conservazione, l'incremento e la razionale gestione del patrimonio forestale nazionale.

DGR 2442/2018 individua e localizza gli habitat e delle specie animali e vegetali inserite negli allegati delle Direttive 92/43/CEE e 9/147/CEE presenti nel territorio della Regione Puglia.

Determinazione e caratteristiche delle specie

Nell'area di intervento si riscontra un solo tipo di vegetazione.

Denominazione	Definizione	Syntaxa corrispondenti
Comunità degli incolti	Prati terofitici, pionieri, su suoli coltivati recentemente o temporaneamente abbandonati.	<i>Stellarietea mediae</i> ; <i>Tuberarietea guttatae</i>
Comunità con erbe infestanti delle aree coltivate	Vegetazione di erbe nitrofile, infestanti nelle colture o colonizzanti i muri a secco.	<i>Stellarietea mediae</i> ; <i>Parietarietea judaicae</i>
Comunità dei substrati artificiali	Comunità nitrofile, pioniere, di terofite ed emicriptofite, su suoli calpestati (sentieri, bordi stradali, fessure di selciati e lastricati), muri, impianti per la produzione energetica.	<i>Stellarietea mediae</i> ; <i>Parietarietea judaicae</i> ; <i>Polygono arenastri-Poetea annuae</i>

Tabella A – definizione dei tipi di vegetazione

Tipi di vegetazione	Area totale (ha)	Area totale (%)
Comunità degli incolti	0,00	0,0
Comunità con erbe infestanti delle aree coltivate	30,64	98,9
Comunità dei substrati artificiali	0,33	1,1
<i>Totale</i>	<i>30,97</i>	<i>100,0</i>

Tabella B – coperture dei tipi di vegetazione nelle aree di intervento

Individuazione dei target di conservazione

La classificazione dei tipi di habitat nei tipi di habitat di interesse comunitario e prioritari della Direttiva 92/43/CEE (sezione **Errore. Il segnalibro non è definito.**) ha seguito i criteri definiti da Biondi et al. (2009), European Commission (2013) e Biondi & Blasi (2015).

I *target di conservazione* sono gli elementi del sistema ecologico locale che necessitano di essere tutelati. Essi sono stati individuati sulla base della normativa ambientale (sezioni **Errore. Il segnalibro non è definito.**). In questo studio sono considerati target di conservazione le seguenti categorie di piante, habitat ed entità spaziali:

- Specie della Direttiva 92/43/CEE;
- Specie a rischio di estinzione;

- Tipi di habitat della Direttiva 92/43/CEE;
- Componenti botanico vegetazionali secondo le categorie del PPTR.

TARGET DI CONSERVAZIONE

Nelle aree di intervento non si rileva la presenza di alcun tipo di habitat della Direttiva 92/43/CEE, alcun tipo di componente botanico vegetazione sensu PPTR e alcuna specie target di conservazione.

Confrontando lo scenario di progetto con quello attuale, si rileva la sostituzione di 30,64 ha di Comunità con erbe infestanti delle aree coltivate con un'uguale superficie di Comunità dei substrati artificiali (Tabella 7). A questa sostituzione corrisponde un incremento dell'artificialità del 98,9% delle aree di intervento.

Le interferenze del progetto con i target di conservazione sono illustrate nella in Tabella 8. In sintesi, non essendoci target di conservazione non si rilevano neanche interferenze di alcun tipo.

Per quanto concerne la valutazione degli effetti del progetto sulla componente faunistica si rimanda al relativo studio faunistico. Per quanto concerne le descrizioni dettagliate delle soluzioni progettuali si rimanda alla relazione generale.

.Tabella: Valutazione sintetica delle interferenze del progetto con i target di conservazione.

Target di conservazione	Interferenze	Soluzioni progettuali
Habitat della Direttiva 92/43/CEE	Nelle aree di intervento non è presente alcun tipo di habitat target di conservazione.	-
Componente botanico vegetazione PPTR	Nelle aree di intervento non è presente alcuna componente botanico vegetazionale.	-
Specie vegetali	Nelle aree di intervento non è presente alcuna specie target di conservazione. Nessuna delle specie segnalate dal DGR 2442/2018 (si veda la sezione Errore. Il segnalibro non è definito.) è stata rilevata nelle aree di intervento nel corso dei rilievi; a conferma di ciò, si noti che <i>Stipa austroitalica</i> è specie di praterie steppiche, mentre <i>Ruscus aculeatus</i> è specie nemorale.	-

Target di conservazione	Interferenze	Soluzioni progettuali
Sistema delle aree protette	Limitatamente agli aspetti botanici, data la lontananza delle aree protette naturali dalle aree di intervento (Tabella 2), si assume che l'interferenza del progetto con il sistema di aree protette sia trascurabile.	-

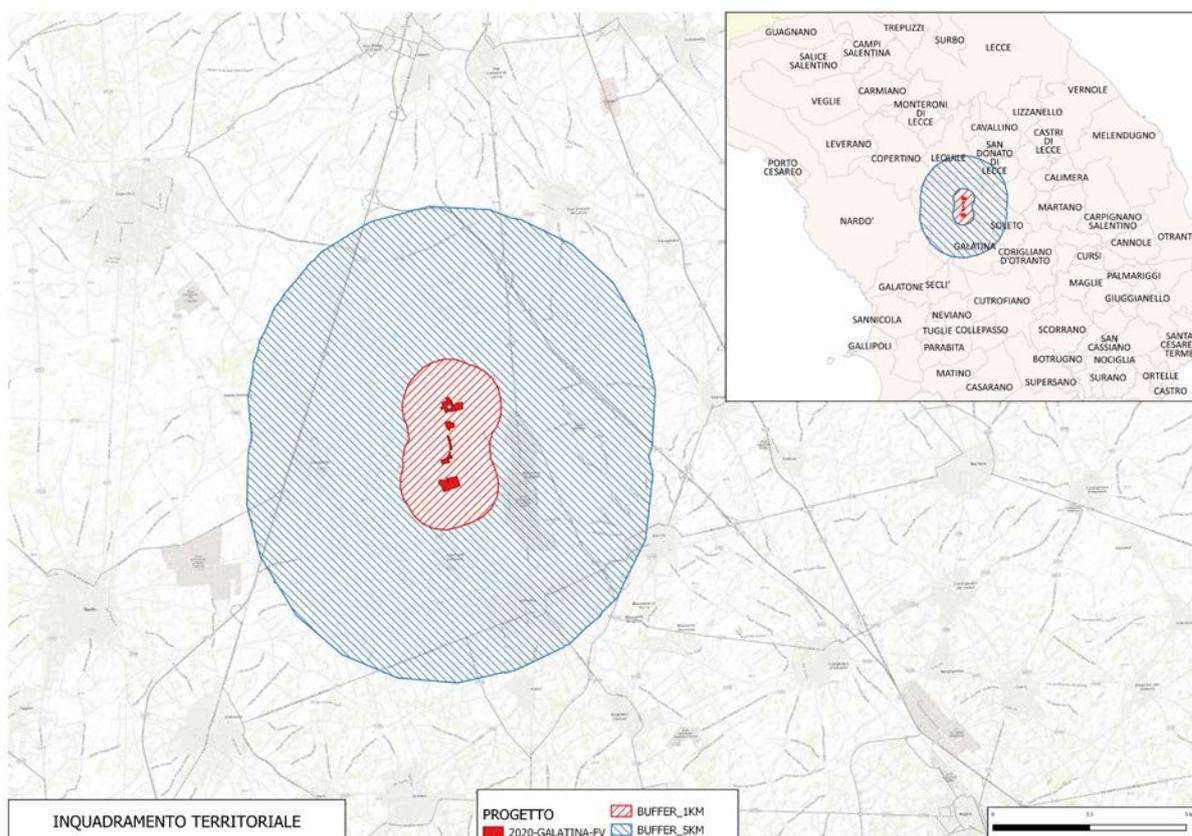
5.2.2 Caratteristiche della fauna e dell'ecosistema e aree di interesse conservazionistico

Lo Studio Faunistico, ai fini della valutazione del potenziale Impatto Ambientale dell'Impianto in progetto con il Sistema dell'Avifauna ha esaminato le aree su cui sorgerà l'Impianto, in base alle caratteristiche ambientali, alla localizzazione geografica, alla presenza e distribuzione della fauna, valutata l'importanza naturalistica e stimati i possibili impatti sull'ecosistema.



Inquadramento territoriale delle aree di progetto

In particolare è stata considerata un'area di dettaglio con un buffer di circa 1 km attorno all'area di installazione e "un'area vasta" che si sviluppa attorno alla precedente con buffer di 5 km (Fig. sotto).



Inquadramento area di “dettaglio” (1 km dai confini dell’Impianto)” e area “vasta” (5 km dai confini dell’Impianto)

Il sito è stato analizzato utilizzando dati originali, ottenuti con ricognizioni in campo, dati di archivio del tecnico che ha effettuato lo studio Faunistico e dati bibliografici reperiti in letteratura.

La caratterizzazione condotta sull'area vasta ha avuto lo scopo di inquadrare l'unità ecologica di appartenenza dell'area di dettaglio e quindi la funzionalità che essa assume nell'ecologia della fauna presente. Ciò per un inquadramento completo del sito sotto il profilo faunistico,

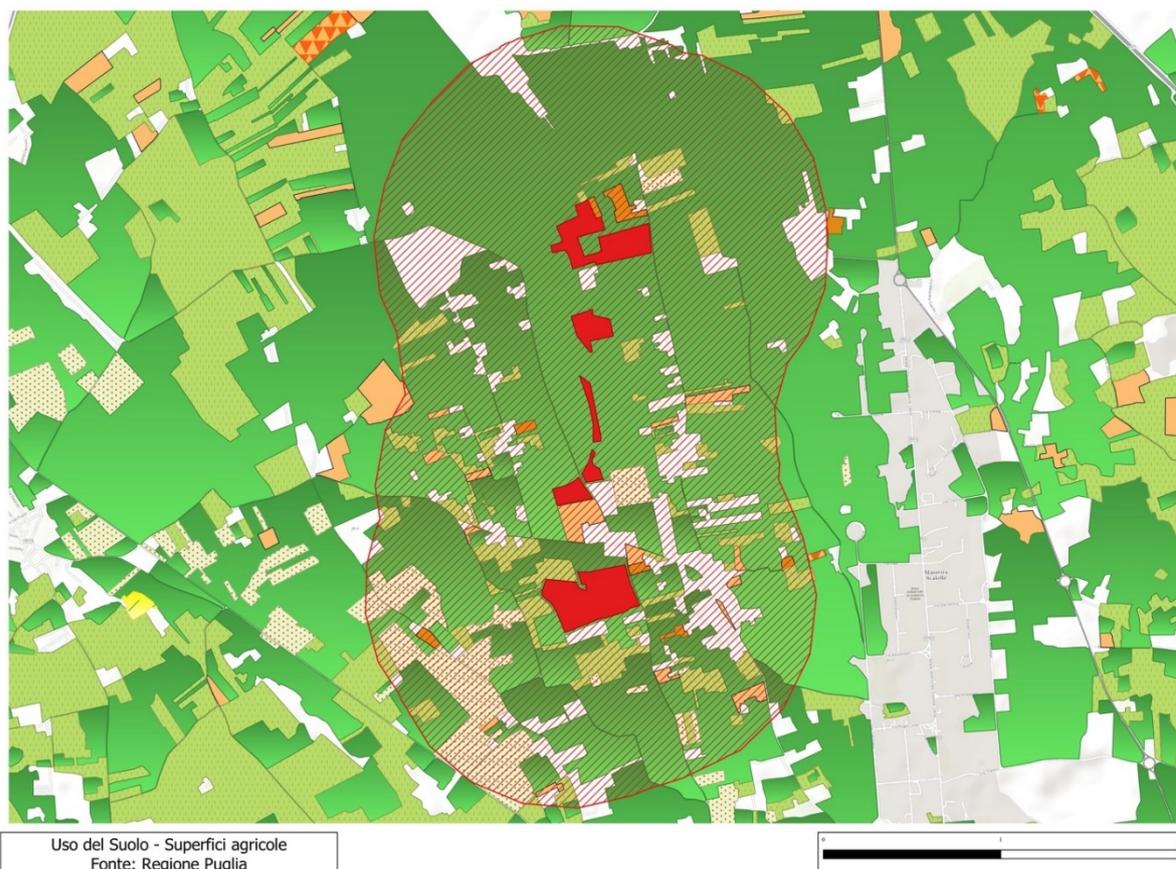
soprattutto in considerazione della motilità propria della maggior parte degli animali presenti. L'unità ecologica è rappresentata dal mosaico di ambienti, in parte inclusi nell'area interessata dal progetto ed in parte ad essa esterni, che nel loro insieme costituiscono lo spazio vitale per gruppi tassonomici di animali presi in considerazione.

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

Gli animali selvatici mostrano un legame con l'habitat che pur variando nelle stagioni dell'anno resta comunque persistente. La biodiversità e la "vocazione faunistica" di un territorio può essere considerata mediante lo studio di determinati gruppi tassonomici, impiegando metodologie di indagine che prevedono l'analisi di tali legami di natura ecologica.

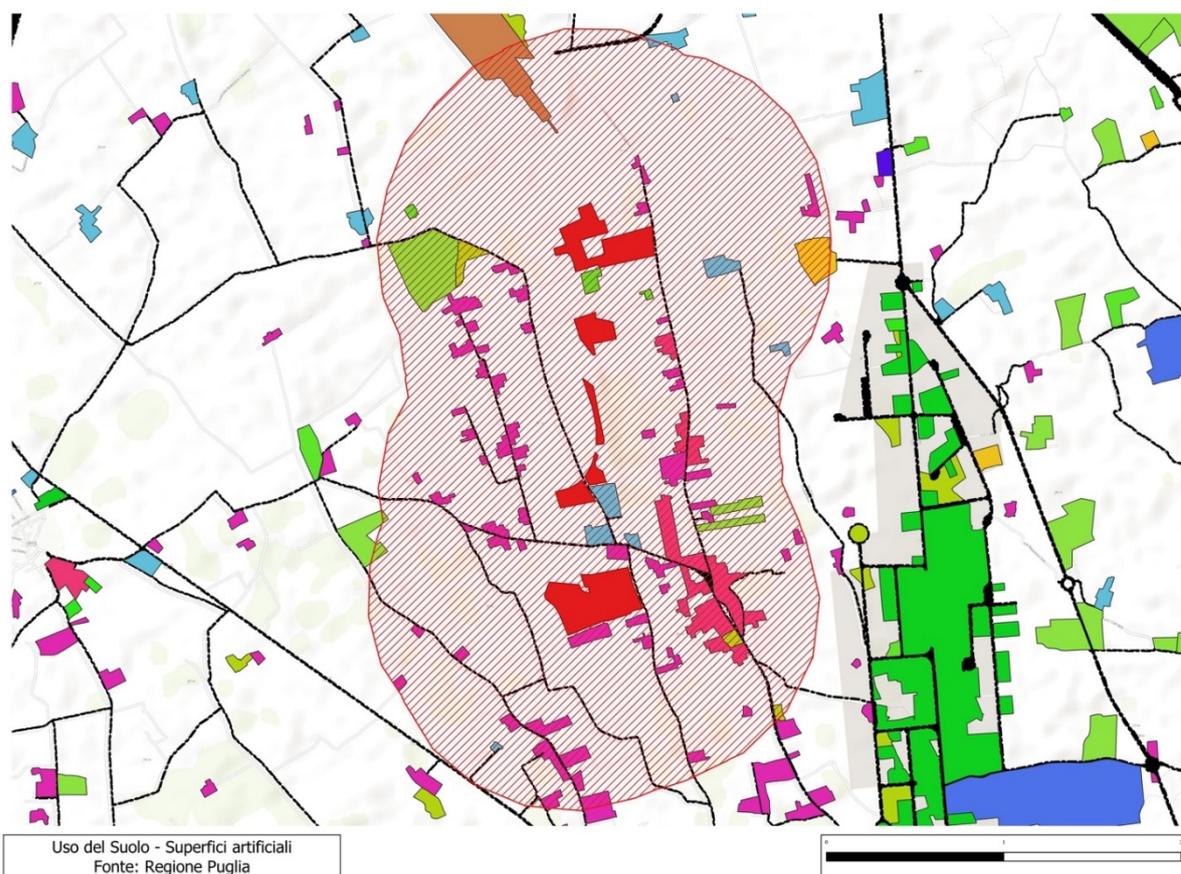
Tra i Vertebrati terrestri, la classe sistematica degli Uccelli è la più idonea ad essere utilizzata per effettuare il monitoraggio ambientale, in virtù della loro diffusione, diversità e della possibilità di individuazione sul campo. Possono fungere da indicatori ambientali tanto singole specie quanto comunità intere. I rilievi in campo sono stati condotti nei mesi di Settembre-Dicembre 2019, sia di giorno che dopo il crepuscolo. Sono stati utilizzati, inoltre, dati rilevati nell'anno precedente (mesi di Aprile e Maggio 2018) durante sopralluoghi in aree limitrofe. Sono stati effettuati censimenti "a vista" e "al canto", sia da punti fissi che lungo transetti, esaminate le tracce e analizzate le "borre" di strigiformi.

Da un punto di vista territoriale, sia l'Area di Dettaglio che l'Area Vasta sono caratterizzate da un mosaico agricolo (v. figura sotto – Carta uso del suolo, superfici agricole). Il territorio si presenta pianeggiante, percorso da strade tra cui la *SP 120*, la *SP 119*, la *Strada Regionale 1* circondano il sito di progetto (v. figura sotto – Carta uso del suolo, superfici artificiali). Sono presenti costruzioni isolate, alcune delle quali abbandonate. Il terreno è fertile e ciò ha favorito le pratiche agricole. Le colture dominanti sono l'ulivo e il seminativo, in misura minore la vite e alberi da frutto. Gli habitat naturali e semi-naturali sono puntiformi ed isolati (v. figura sotto – Carta uso del suolo, ambienti naturali).



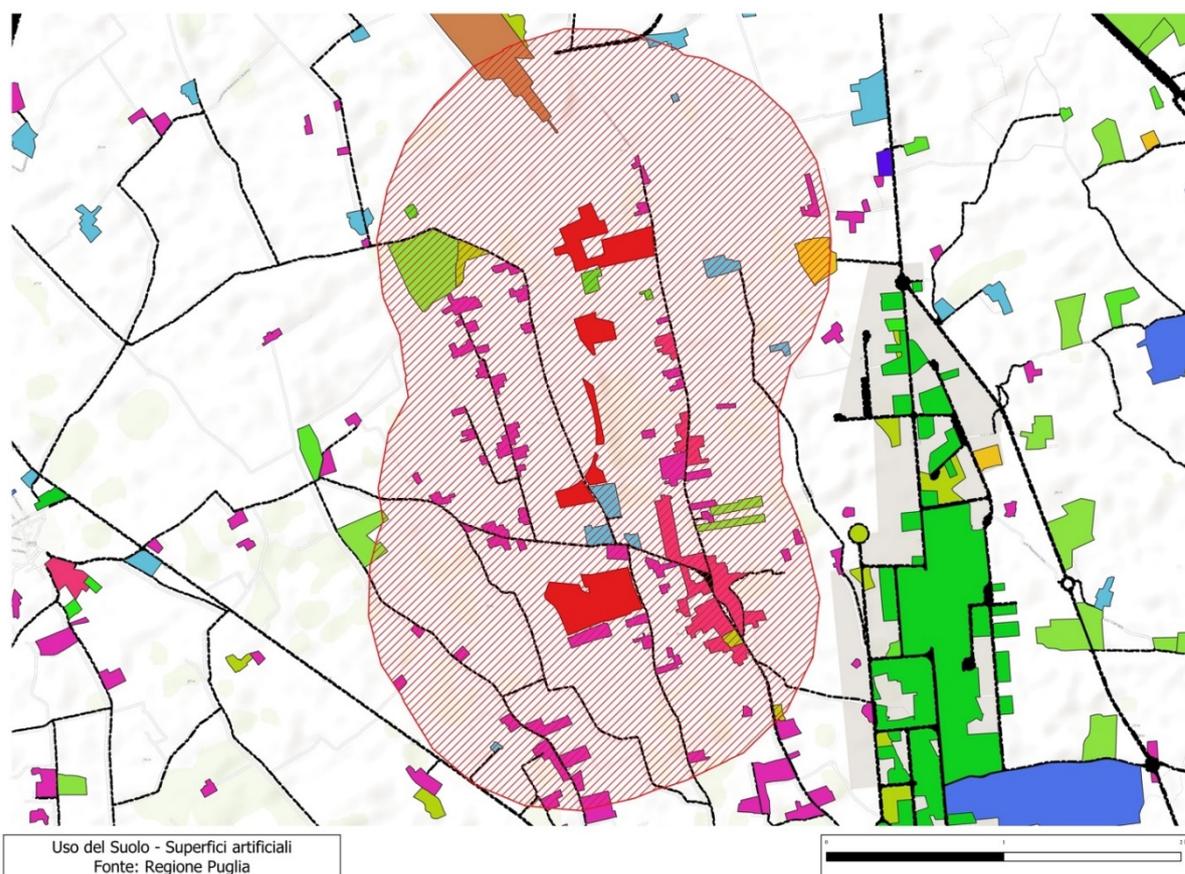
PROGETTO	USO DEL SUOLO	 frutteti e frutti minori
 2020-GALATINA-FV	UDS_SUD_CLASS	 seminativi semplici in aree non irrigue
 BUFFER_1KM	 aree prevalentemente occupate da coltura agrarie con presenza di spazi naturali	 sistemi colturali e particellari complessi
	 colture orticole in pieno campo in serra e sotto plastica in aree non irrigue	 uliveti
	 colture temporanee associate a colture permanenti	 vigneti

Carta del suolo – superfici agricole



PROGETTO	aree estrattive	reti ed aree per la distribuzione, la produzione e il trasporto dell'energia
2020-GALATINA-FV	cantieri e spazi in costruzione e scavi	reti stradali e spazi accessori
BUFFER_1KM	depositi di rottami a cielo aperto, cimiteri di autoveicoli	suoli rimaneggiati e artefatti
USO DEL SUOLO	insediamenti produttivi agricoli	tessuto residenziale discontinuo
UDS_SUD_CLASS	insediamento degli impianti tecnologici	tessuto residenziale rado e nucleiforme
aree aeroportuali ed eliporti	insediamento in disuso	tessuto residenziale sparso
	insediamento industriale o artigianale con spazi annessi	

Carta del suolo – superfici artificiali

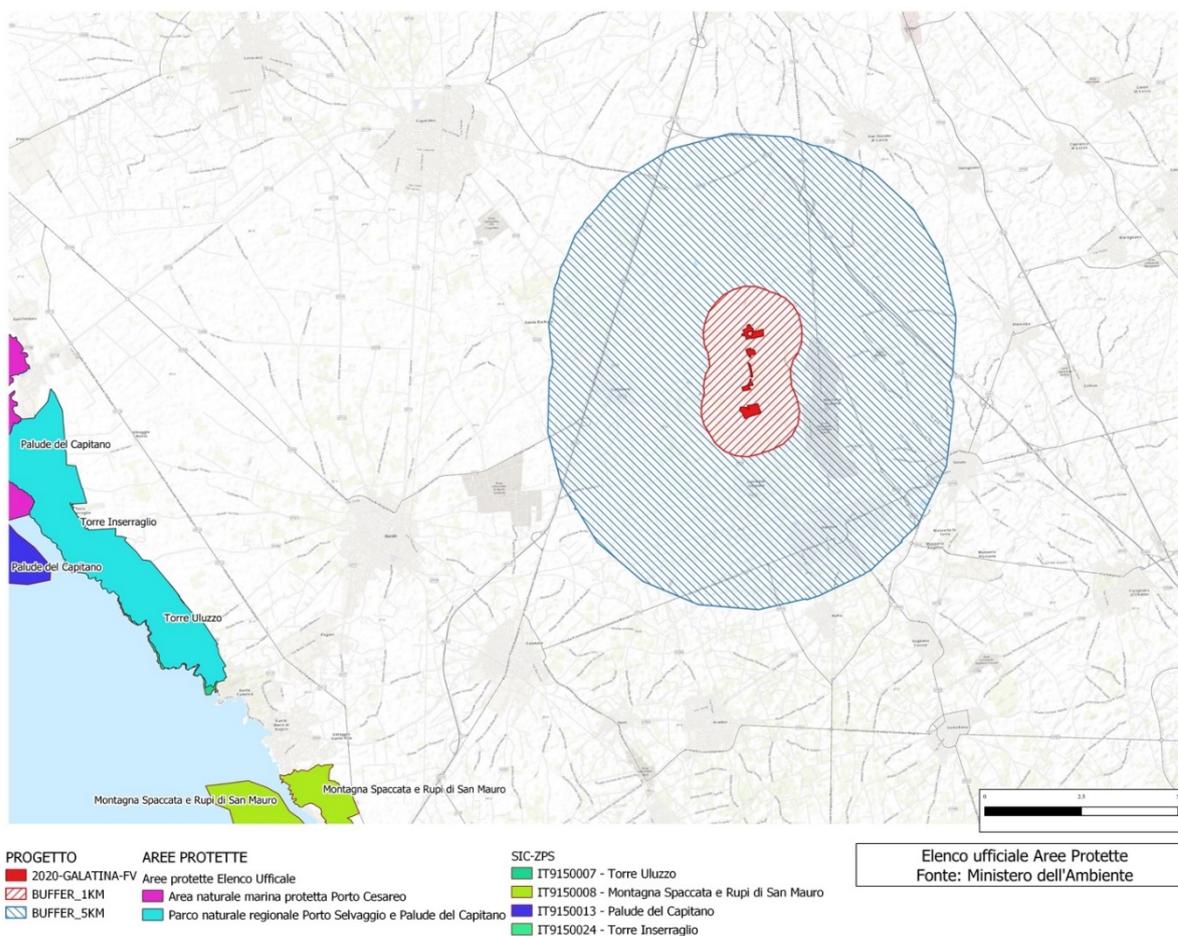


- | | | |
|-------------------------------|---|--|
| PROGETTO | aree estrattive | reti ed aree per la distribuzione, la produzione e il trasporto dell'energia |
| 2020-GALATINA-FV | cantieri e spazi in costruzione e scavi | reti stradali e spazi accessori |
| BUFFER_1KM | depositi di rottami a cielo aperto, cimiteri di autoveicoli | suoli rimaneggiati e artefatti |
| USO DEL SUOLO | insediamenti produttivi agricoli | tessuto residenziale discontinuo |
| UDS_SUD_CLASS | insediamento degli impianti tecnologici | tessuto residenziale rado e nucleiforme |
| aree aeroportuali ed eliporti | insediamento in disuso | tessuto residenziale sparso |
| | insediamento industriale o artigianale con spazi annessi | |

Carta del suolo – superfici naturali (area ristretta 1 km)

Zone di interesse conservazionistico

Le zone di interesse conservazionistico sono distanti dal sito e sono: il parco naturale regionale fiume Ofanto, il SIC Valle del Cervaro e Bosco dell'Incoronata, il SIC Accada Deliceto (v. figura sotto – aree protette).

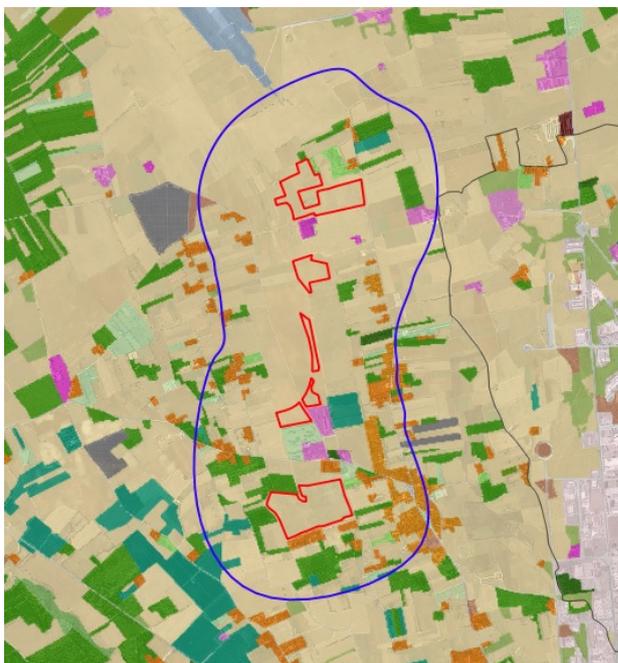


Aree protette presenti nel territorio circostante e nell'area vasta

5.2.3 Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare

Nell'area entro i 3 km circa dal perimetro dell'impianto, troviamo seminativi, uliveti, e in misura minore vigneti concentrati a ovest. Rientra in questa area l'aeroporto di Galatina ubicato a Nord dell'impianto, la zona industriale di Galatina ubicata ad est dell'impianto ed alcune aree estrattive. Troviamo alcuni impianti fotovoltaici ad est.

Di seguito la planimetria con l'uso del suolo.



Carta dell'uso del suolo (agg. 2011), in blu il buffer di 500 m

5.3 Geologia – Caratterizzazione dell'area

L'assetto geologico del territorio indagato è caratterizzato dall'affioramento di unità formazionali di età differente e di ambiente marino o continentale che vengono a contatto lungo superfici trasgressive, discordanti o paraconcordanti, di solito evidenziate da cambi di pendenza in corrispondenza di appena pronunciati orli morfologici.

Tali orli, infatti, sono interpretabili come antiche linee di costa sulle quali si sono addossati sedimenti marini più recenti.

Nelle sue linee fondamentali, l'assetto stratigrafico e strutturale dell'area è quindi caratterizzato dalla presenza di un potente basamento carbonatico mesozoico interessato da un sistema di faglie dirette che lo hanno suddiviso in vari settori che, essendo dislocati a quote e profondità variabili da zona a zona, danno origine ad un continuo alternarsi di rilievi strutturali (strutture tipo “horst”) e depressioni di origine tettonica (strutture tipo “graben”), entrambi allungati in direzione “appenninica” (NW-SE) ed aventi andamento sub-parallelo.

La successione stratigrafica comprende, dal basso verso l'alto, le seguenti Formazione ed Unità:

- Calcari mesozoici (“*Calcarea di Altamura*”)
- Calcareniti mioceniche (“*Pietra Leccese*”)
- Calcareniti pleistoceniche (“*Calcareniti di Gravina*”)
- Depositi marini terrazzati

Calcari mesozoici

La Formazione è costituita da una successione carbonatica stratificata, con strati che hanno spessore decimetrico comunque non superiore al metro. Nella successione si alternano in prevalenza calcari e calcari dolomitici, ed eccezionalmente dolomie calcaree.

I calcari sono in prevalenza micritici, di colore biancastro, compatti ed a frattura irregolare; associati si rinvengono calcari più scuri aventi le stesse caratteristiche. I calcari dolomitici e le dolomie calcaree, di colore da avana a grigio, sono di norma subcristallini.

La Formazione è interessata da fratturazione diffusa e talora anche intensa, a cui si associa una più o meno intensa carsificazione. Ciò determina una elevata permeabilità per fratturazione e per carsismo, con una circolazione idrica diffusa che va a costituire una falda acquifera cosiddetta “profonda”.

La successione è indicata nella C.G.I. (1968) con i nomi formazionali di *Calcari di Melissano* e *Dolomie di Galatina* e viene generalmente attribuita al Cretaceo sup.; Ciaranfi et al. (1988, 1993), hanno preferito adottare il termine *Calcarea di Altamura* in considerazione delle strette analogie stratigrafiche, di facies e di età tra queste formazioni, codificate nell'area murgiana, e quelle salentine.

I sedimenti affiorano, in corrispondenza dell'impianto fotovoltaico Galatina 5 (interessando solo una porzione di esso), ed interessano una buona parte del cavidotto esterno fino alla connessione con la rete nazionale in località San Vito (Vedere Tavole A₁ ed A₂ in allegato).

Calcareniti mioceniche

Dal punto di vista litologico i depositi miocenici si possono schematicamente distinguere in tre livelli:

- livello basale caratterizzato da una calcarenite più o meno marnosa passante a calcare bioclastico verso l'alto;
- livello intermedio di calcarenite marnosa grigio-verdina a granulometria fine, moderatamente dura con abbondanti granuli di glauconite;
- livello sommitale costituito da calcareniti e calciruditi organogene, localmente marnose, di colore dal bianco avorio al giallastro.

L'intervallo tra il livello intermedio e quello sommitale definisce il passaggio tra la Formazione della "*Pietra Leccese*" (Burdigaliano-Messiniano) e la soprastante Formazione delle "*Calcareniti di Andrano*" (Messiniano inf.).

La Formazione della "*Pietra Leccese*" è costituita da calcari detritici più o meno compatti, talvolta relativamente friabili, a grana uniforme medio-fine, con una colorazione variabile dal tipico giallo paglierino a tonalità verdastre nella varietà glauconitica ("*piromafo*").

La stratificazione è mal definita, ma comunque in banchi che superano in genere il metro di spessore.

Sono frequenti le bioturbazioni ed i macrofossili, in particolare i lamellibranchi, echinodermi, i quali possono trovarsi dispersi nella roccia o concentrati in plaghe o in veri e propri livelli.

A seconda dei luoghi la Pietra leccese poggia in trasgressione con discordanza o sui calcari cretacei, o su quelli paleogenici.

La parte basale è contrassegnata da un conglomerato con ciottoli calcarei, generalmente con elementi angolosi, a volte con diametro superiore ai 10 cm.; l'intervallo stratigrafico basale della Pietra leccese presenta ovunque una maggiore litificazione, una grana fine, talvolta laminitica e una colorazione scura grigiasta (la "*pietra nera*" dei locali cavaatori).

Il livello superiore della Pietra leccese presenta talvolta una colorazione verdastra dovuta a facies micritiche glauconitiche.

Affiora sotto forma di esigui lembi addossati ai rilievi calcarei.

Calcareniti pleistoceniche

Questa Formazione affiora diffusamente in tutta l'area interessata dall'impianto fotovoltaico di progetto, con spessori massimi di circa 15-20 metri.

Si tratta prevalentemente di biocalcareni e biocalciruditi poco diagenizzate, di aspetto tufaceo a grana media o grossolana, di colore avana-giallastro e a luoghi biancastro, variabili sia in senso orizzontale che verticale. Si presentano massicce (tipo a panchina), e talora nettamente stratificate con strati debolmente piegati a costituire una sinclinale e intervallati da esigui livelletti di argilla.

Sono presenti fratture subverticali beanti e cavità carsiche di dimensioni notevoli riempite di terra rossa talora stratificate (dal basso verso l'alto, il colore varia dal rosso al giallastro e talora sono interposti livelletti non continui grigiastri).

Dal punto di vista fossilifero, i macrofossili sono frequenti e rappresentati da ricorrenti Alghe Corallinacee, Molluschi, Brachiopodi e Briozoi.

Le *Calcareniti di Gravina* affioranti in quell'area sono attribuibili al Pleistocene inf.

Depositi marini terrazzati

Si ritrovano affioramenti solo presso l'abitato di Galatina, dove sono presenti con spessori che non superano gli 8-10 metri.

Generalmente si tratta di sabbie calcaree più o meno argillose passanti inferiormente a limi argillosi e/o argille limose con livelli di sabbie fini alla base.

Sovente a tale successione, si sostituisce un'alternanza di livelli argillosi, argilloso-limosi, limoso-sabbiosi e sabbiosi che si susseguono senza un ordine apparente. In seno a detta successione i livelli più grossolani tendono tuttavia a prevalere nella parte superiore dove sono anche presenti livelli corticali ciottolosi calcarenitici e livelli arenacei discontinui.

5.4 Idrogeologia

La circolazione idrica sotterranea del Salento è caratterizzata dalla presenza di due distinti sistemi la cui interazione tende a variare da luogo a luogo. (Vedere Allegato 1)

Il primo, più profondo, è rappresentato dalla falda carsica circolante nel basamento carbonatico mesozoico, fortemente fratturato e carsificato; il secondo, è costituito da una serie di falde superficiali che si rinvergono a profondità ridotte dal piano campagna, ovunque la presenza di livelli impermeabili vada a costituire uno sbarramento a letto.

La falda profonda rappresenta tuttavia il fenomeno idrologico più importante della zona.

Tale falda carsica tende a galleggiare sulle acque più dense d'intrusione marina, assumendo una tipica forma a lente biconvessa con spessori che vanno decrescendo dal centro verso i margini ionico e adriatico.

La superficie di separazione tra acque dolci ed acque salate, a differente densità, è data da una fascia di transizione il cui spessore, anch'esso variabile, cresce all'aumentare della distanza dalla costa ed è, inoltre, funzione dello spessore dell'acquifero di acque dolci.

Lo spessore delle acque dolci, che risulta legato da un rapporto di proporzionalità diretta al carico idraulico, può essere stimato sulla base della legge di Ghyben-Herzberg esprimibile nella forma:

$$\mathbf{H} = [\rho_d / (\rho_m - \rho_d)] \cdot \mathbf{h} \rightarrow \mathbf{H} \approx 40\mathbf{h}$$

dove **H** è la profondità dell'interfaccia acqua dolce-acqua salata, ρ_d è la densità dell'acqua dolce ($\approx 1.0028 \text{ g/cm}^3$), ρ_m è la densità dell'acqua marina ($\approx 1.028 \text{ g/cm}^3$) ed **h** è la quota del livello statico.

Nella pratica, comunque si adoperano formule con coefficienti minori di 40, di solito compresi tra 30 e 35 (in genere $H \approx 33h$).

Notiamo, quindi, che i livelli piezometrici variano man mano che dalla costa, ci spostiamo verso l'interno, con valori che raggiungono circa 3,5 m .s.l.m. (Ved. All. 2)

La falda profonda trova direttamente recapito nel Mar Ionio e nel Mar Adriatico, verso cui defluisce con pendenze piezometriche piuttosto modeste (circa 0,15%). A luoghi può risultare intercettata da livelli poco permeabili dello stesso Calcarea di Altamura, della Pietra Leccese, o da terra rossa ed argille che ne determinano il confinamento a tetto.

Da questo deriva che la falda può essere sia pelo libero che in pressione, inoltre trae alimentazione esclusivamente dalle precipitazioni meteoriche.

La circolazione idrica all'interno dei terreni che costituiscono il substrato dell'area presa in esame, è condizionata e determinata dalla litologia degli stessi.

Nella zona oggetto d'indagine, in riferimento ai dati posseduti si evince la presenza in affioramento di un banco di rocce calcaree mesozoiche.

Le rocce calcaree del Cretaceo sono dotate di una elevata permeabilità per fessurazione e carsismo; la quale comporta l'esistenza di una cospicua falda acquifera cosiddetta "profonda" sostenuta alla base dalle acque marine.

Nella zona indagata è presente una falda freatica che scorre a pelo libero, all'interno della Formazione calcarea mesozoica con cadenti piezometriche dell'ordine di circa 3 metri.

5.4 Sismicità

Il territorio pugliese, pur risultando un'area in cui il rischio sismico è relativamente basso, può risentire di effetti sismici tali da produrre dei danni. Questo è dovuto sia alla presenza di aree sismogenetiche poste ad una certa distanza dal territorio, capaci di generare terremoti di un certo livello; sia alla presenza di zone ad attività sismica potenzialmente pericolosa, poste all'interno del territorio pugliese.

La pericolosità sismica di un'area, è accertata dalla frequenza temporale con cui risente di eventi di un certo livello; questo ha evidenziato che le zone che risentono maggiormente degli effetti di un terremoto sono ubicate nella porzione settentrionale della Regione.

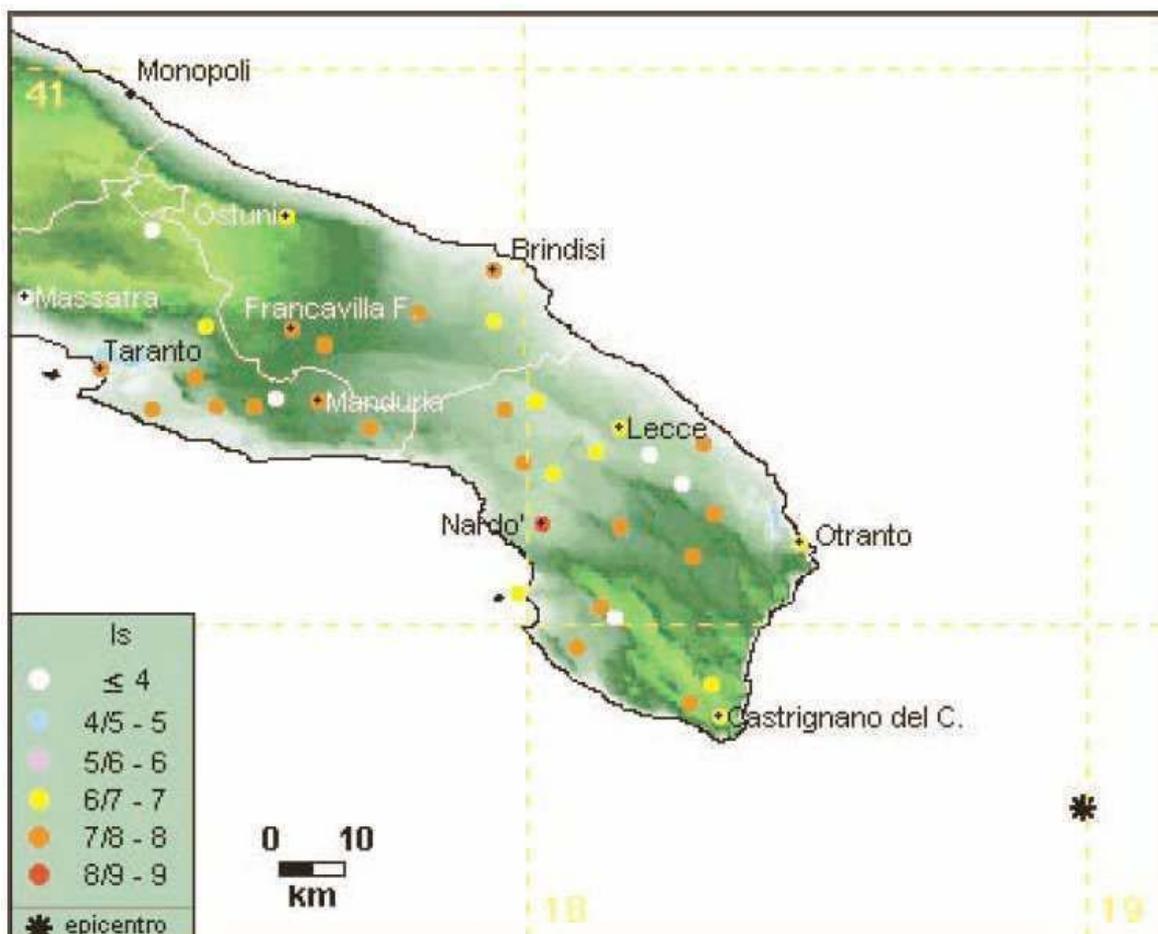
In particolare, sono da annoverarsi gli eventi che hanno colpito la provincia foggiana negli anni 1361, 1627, e 1731, in tutti i casi si sono avuti notevoli danni e numerose vittime, tali da attribuire a questi eventi un grado prossimo al X della scala M.C.S. (Mercalli – Cancani – Sielberg). L'evento più devastante è quello del 1627, che colpì il settore settentrionale della provincia foggiana, ci furono oltre 5000 vittime e notevoli ripercussioni sulla morfologia dell'area.

Dal punto di vista sismico il basso Salento può essere considerato un'area complessivamente stabile e di per sé praticamente asismica.

Infatti, negli ultimi 100.000 anni questa zona è stata interessata essenzialmente da sollevamenti di origine isostatica avvenuti su scala regionale, essendosi l'ultima fase tettonica di rilievo esauritasi presumibilmente nel Pleistocene inf. (Siciliano).

La quasi totalità delle scosse sismiche avvertite nel territorio salentino, sia in tempi recenti che in epoche storiche, è in realtà da attribuirsi a terremoti di elevata magnitudo avvenuti in aree limitrofe altamente sismiche. Forti eventi sismici con epicentro nel Gargano, nell'Appennino meridionale, nel Mare Jonio e nell'Arco Egeo hanno infatti frequentemente fatto risentire i loro effetti, con intensità variabile, nella Penisola Salentina.

Alcuni eventi sismici verificatisi in periodi storici antichi (1396, 1661, 1743, ecc..) hanno presumibilmente avuto luogo lontano dal territorio salentino, nel quale hanno solo fatto risentire i propri effetti. Di tali eventi sismici si ha notizia essenzialmente grazie a documenti storici, che non forniscono tuttavia dati sufficienti per ubicarne con certezza gli epicentri.



Ubicazione presunta dell'epicentro del sisma del 1743 e mappatura delle relative intensità M.C.S. registrate nei centri abitati salentini (da Del Gaudio, 2007).

In alcuni casi le cronache d'epoca, raccolte da De Giorgi (1898), descrivono in maniera piuttosto precisa gli effetti di alcuni importanti eventi sismici avvenuti nei secoli scorsi, evidenziando danni ad edifici ed abitazioni e perdita di vite umane tali da poter assegnare a tali eventi intensità presunte pari anche all'VIII - IX grado M.C.S..

Particolarmente gravi furono le conseguenze di un evento sismico avvenuto nel 1743 che ebbe un'intensità presunta pari anche al IX grado M.C.S. (v. Fig. 3) e che distrusse il centro abitato di Nardò, provocando numerose vittime: tuttavia, è opinione diffusa che gli effetti distruttivi associati a questo sisma siano da imputare, in gran parte, all'azione sismoesaltatrice ("amplificazione sismica locale") indotta da talune condizioni geologiche e stratigrafiche locali particolarmente sfavorevoli.

Nel complesso, i dati e le osservazioni sismologiche finora disponibili segnalano una sostanziale assenza di aree epicentrali sicure nell'ambito del territorio salentino, mentre, in ordine alla massima intensità macrosismica risentita, il medesimo territorio è stato interessato da effetti di VIII grado M.C.S..

Facendo espresso riferimento al vigente strumento di classificazione sismica del territorio italiano, in base alle disposizioni contenute nell'O.P.C.M. n. 3519/2006, il territorio amministrativo del Comune di Galatina ricade interamente in "Zona 4", ovvero in area con minimo livello di pericolosità sismica.

Volendo invece esprimere il livello di pericolosità sismica in termini di massima accelerazione sismica del suolo di probabilità statisticamente apprezzabile, si può fare riferimento alle indicazioni contenute nella "Mappa di Pericolosità Sismica del Territorio Nazionale" redatta dall'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia e pubblicata in allegato all'O.P.C.M. n. 3519/2006 sulla G.U. n. 108 dell'11 maggio 2006.

In base alla suddetta mappa, (Vedere Allegato 3), il territorio in esame ricade in zona di bassa pericolosità sismica, espressa in termini di accelerazione massima del suolo (riferita a suoli rigidi di Categoria A così come definiti al punto 3.2.2 delle nuove Norme Tecniche per le Costruzioni approvate con D.M. 17/01/2018) di $0,050 \div 0,075$ g, con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni.

CATEGORIE SUOLO DI FONDAZIONE

Il nuovo NTC 2018 recita che ai fini della definizione dell'azione sismica di progetto, l'effetto della risposta sismica locale si valuta mediante specifiche analisi. In alternativa, qualora le condizioni stratigrafiche e le proprietà dei terreni siano chiaramente riconducibili alle categorie definite nella Tab. I, si può fare riferimento a un approccio semplificato che si basa sulla classificazione del sottosuolo in funzione dei valori della velocità di propagazione delle onde di taglio V_S . I valori dei parametri meccanici necessari per le analisi di risposta sismica locale o delle velocità V_S per l'approccio semplificato costituiscono parte integrante della caratterizzazione geotecnica dei terreni compresi nel volume significativo.

Cat egoria	Descrizione
A	<i>Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massimo pari a 3 m.</i>
B	<i>Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.</i>
C	<i>Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 180 m/s e 360 m/s.</i>
D	<i>Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.</i>
E	<i>Terreni con caratteristiche e valori di velocità equivalente riconducibili a quelle definite per le categorie C o D, con profondità del substrato non superiore a 30 m.</i>

Tab. I: Categorie di sottosuolo

La classificazione del sottosuolo si effettua in base alle condizioni stratigrafiche ed ai valori della velocità equivalente di propagazione delle onde di taglio $V_{s,eq}$ (in m/s), definita dall'espressione:

$$V_{s,eq} = \frac{H}{\sum_{i=1}^N \frac{h_i}{V_{s,i}}}$$

con:

h_i spessore dell'i-esimo strato;

V_{S,i} velocità delle onde di taglio nell'i-esimo strato;

N numero di strati;

H profondità del substrato, definito come quella formazione costituita da roccia o terreno molto rigido, caratterizzata da VS non inferiore a 800 m/s.

Per le fondazioni superficiali, la profondità del substrato è riferita al piano di imposta delle stesse, mentre per le fondazioni su pali è riferita alla testa dei pali.

Per depositi con profondità H del substrato superiore a 30 m, la velocità equivalente delle onde di taglio $V_{S,eq}$ è definita dal parametro VS_{30} , ottenuto ponendo H=30 m nella precedente espressione e considerando le proprietà degli strati di terreno fino a tale profondità.

Per qualsiasi condizione di sottosuolo non classificabile nelle categorie precedenti (Tab. I), è necessario predisporre specifiche analisi di risposta locale per la definizione delle azioni sismiche.

In tutta l'area interessata dagli interventi di progetto, sono presenti diverse successioni stratigrafiche (Vedere tav. 1), sulla base dei litotipi affioranti, possiamo affermare che solo una porzione dell'impianto fotovoltaico denominato Galatina 5 e buona parte del cavidotto esterno fino alla sottostazione compresa, sarà installato sul bedrock affiorante (roccia con $V_s > 800$ m/s), pertanto potranno rientrare nella Categoria A della classificazione del sottosuolo (Tab. I), per i rimanenti impianti fotovoltaici (installati su sedimenti calcarenitici, sarà necessario effettuare specifiche indagini in sito per la determinazione della $V_{s,eq}$ e della corrispondente Categoria di sottosuolo.

DETERMINAZIONE PERICOLOSITÀ SISMICA

Di fatto con il nuovo NTC 2018, si confermano i criteri prestazionali di verifica dell'azione sismica nella progettazione di nuove opere ed in quelle esistenti, valutata mediante un'analisi della risposta sismica locale.

Vita nominale VN per diversi tipi di opere (NTC 2008)

TIPI DI COSTRUZIONE		Vita Nominale Vn (anni)
1	Opere provvisorie – Opere provvisionali – Strutture in fase costruttiva	≤ 10
2	Opere ordinarie, ponti, opere infrastrutturale e dighe di dimensioni contenute o di importanza normale	≥ 50
3	Grandi opere, ponti, opere infrastrutturale e dighe di grandi dimensioni o di importanza strategica	≥ 100

In assenza di queste analisi, la stima preliminare dell'azione sismica può essere effettuata sulla scorta delle categorie di sottosuolo e della definizione della pericolosità di base fondata su un reticolo di punti di riferimento costruito per l'intero territorio nazionale.

La vita nominale di un'opera strutturale V_N , è intesa come il numero di anni nel quale la struttura deve poter essere usata per lo scopo al quale è destinata. La vita nominale delle diverse opere è quella riportata nella Tab. II e che deve essere nominata nei documenti di progetto.

In presenza di Azioni Sismiche, le costruzioni sono suddivise in quattro classi d'uso, la cui definizione viene di seguito sinteticamente riportata:

Classe I: Costruzioni con presenza solo occasionale di persone, edifici agricoli.

Classe II: Costruzioni il cui uso preveda normali affollamenti, industrie con attività non pericolose per l'ambiente, ponti e reti viarie la cui interruzione non provochi situazioni di emergenza, dighe il cui collasso non provochi conseguenze rilevanti.

Classe III: Costruzioni il cui uso preveda affollamenti significativi, industrie con attività pericolose per l'ambiente, ponti e reti viarie la cui interruzione provochi situazioni di emergenza, dighe il cui collasso provochi conseguenze rilevanti.

Classe IV: Costruzioni con funzioni pubbliche o strategiche importanti, industrie con attività particolarmente pericolose per l'ambiente, reti viarie di tipo A o B, importanti per il mantenimento delle vie di comunicazione, dighe annesse al funzionamento di acquedotti e ad impianti di produzione di energia elettrica.

Le azioni sismiche su ciascuna costruzione vengono valutate in relazione ad un periodo di riferimento V_R che si ricava, per ciascun tipo di costruzione, moltiplicandone la vita nominale V_N per il coefficiente d'uso C_U :

$$V_R = V_N \cdot C_U$$

Il valore del coefficiente d'uso C_U è definito, al variare della classe d'uso, come mostrato nella Tabella sotto

Valori del coefficiente d'uso C_U (NTC 2008)

CLASSE D'USO	I	II	III	IV
COEFFICIENTE C_U	0,7	1,0	1,5	2,0

Nei confronti delle azioni sismiche gli stati limite, sia di esercizio che ultimi, sono individuati riferendosi alle prestazioni della costruzione nel suo complesso, includendogli elementi strutturali, quelli non strutturali e gli impianti.

Gli stati limite di esercizio sono:

- **Stato Limite di Operatività (SLO);**
- **Stato Limite di Danno (SLD).**

Gli stati limite ultimi sono:

- **Stato Limite di salvaguardia della Vita (SLV);**
- **Stato Limite di prevenzione del Collasso (SLC).**

Le probabilità di superamento nel periodo di riferimento P_{Vr} , cui riferirsi per individuare l'azione sismica agente in ciascuno degli stati limite considerati, sono riportate nella tabella seguente.

Probabilità di superamento PVr al variare dello stato limite considerato (NTC 2008)

Stati limite		P _{Vr} : Probabilità di superamento nel periodo di riferimento V _R
Stati limite di esercizio	SLO	81%
	SLD	63%
Stati limite ultimi	SLV	10%
	SLC	5%

Ai fini della definizione dell'Azione Sismica di progetto occorre valutare gli effetti che le condizioni stratigrafiche locali hanno sulla Risposta Sismica Locale.

Per la determinazione dell'azione sismica occorre considerare anche il contributo derivante dalla morfologia superficiale. Per condizioni topografiche complesse occorre predisporre specifiche analisi di Risposta Sismica Locale; nel caso in cui la topografia non presenti particolare complessità, è possibile adottare la classificazione riportata nella tabella seguente.

Caratteristiche della superficie topografica (NTC 2008)

Categoria	Caratteristiche della superficie topografica
T1	Superficie pianeggiante, pendii e rilievi isolati con inclinazione media $i \leq 15^\circ$
T2	Pendii con inclinazione media $i > 15^\circ$
T3	Rilievi con larghezza in cresta molto minore che alla base e inclinazione media $15^\circ \leq i \leq 30^\circ$
T4	Rilievi con larghezza in cresta molto minore che alla base e inclinazione media $i > 30^\circ$

Analisi sismica del sito di progetto e del terreno di fondazione

In riferimento al sito di progetto, la struttura da realizzare rientra in classe II – Costruzioni il cui uso preveda normali affollamenti, industrie con attività non pericolose per

l'ambiente, ponti e reti viarie la cui interruzione non provochi conseguenze rilevanti. Con una vita nominale $VN \geq 50$ anni.

Trattandosi di area pianeggiante, l'area in esame ricade in categoria T1, a cui non è attribuibile alcun fenomeno di amplificazione sismica legato alle condizioni topografiche.

Dal punto di vista progettuale, lo spettro di risposta elastico in accelerazione riveste particolare importanza nella definizione delle Azioni Sismiche da adottare. Esso viene riferito ad uno smorzamento η convenzionale pari al 5% e la sua forma spettrale dipende dai fattori quali (pericolosità di base ag, stratigrafia, topografia, probabilità di superamento nel periodo di riferimento riferiti agli stati limite di progetto).

Sulla base dell'**ubicazione dell'area** si determina l'azione sismica mediante gli spettri di risposta elastici per le componenti orizzontali e verticali:

- Coefficiente di smorzamento viscoso ζ : 5%
- Fattore che altera lo spettro elastico η : 1,000

In fase esecutiva, sulla base delle risultanze delle indagini sismiche, volte alla definizione della categoria del suolo di fondazione, **inoltre saranno definiti i parametri sismici ai sensi delle Nuove NTC 2018 (DM Infrastrutture 17 Gennaio 2018) e della Circolare Ministeriale n. 7/C.S.LL.PP. del 21 Gennaio 2019.**

5.5 Caratteristiche meteo climatiche dell'area di studio

La caratterizzazione dello stato attuale della componente "atmosfera" è stata eseguita mediante l'analisi di:

- descrizione qualitativa del clima nel Tavoliere Salentino
- dati meteorologici di lungo termine, con particolare riferimento alla velocità del vento, ottenuti da una stazione anemometrica installata nelle vicinanze dell'area di impianto;
- dati relativi alla qualità dell'aria, estratti dal Piano Regionale della Qualità dell'Aria (PRQA) della Regione Puglia redatto nel 2009.

Di seguito sono riportate le analisi effettuate in dettaglio.

5.5.1 Clima

Il clima della zona considerata è stato studiato utilizzando i dati rilevati nel periodo 1926-2013 dalla Stazione Meteorologica di Lecce (la più vicina al sito di installazione dei pannelli fotovoltaici), dati disponibili sul sito web della *Protezione Civile – sezione Protezione Civile Regione Puglia*.

Le temperature medie giornaliere vanno dai 4,7 °C di febbraio, il mese più freddo, ai 31,9 °C e 31 °C rispettivamente di agosto e luglio, i mesi più caldi. La media dei minimi giornalieri di febbraio è 6,2 °C quella dei massimi giornalieri di luglio e agosto rispettivamente di 34,4 °C e 33,2 °C. L'escursione media annua è di 9,1°C.

Raramente si possono verificare giorni di grande freddo, quelli in cui la temperatura minima assoluta risulta uguale o inferiore allo 2°C, da gennaio a febbraio.

A partire da aprile le temperature cominciano a salire superando spesso i 19 – 20 °C ma rimanendo comunque inferiori ai 25 °C..A maggio aumentano i giorni in cui le temperature cominciano a sfiorare i 25 °C, superandoli non di rado. Da giugno ad agosto si verificano i primi giorni tropicali, cioè con temperatura massima assoluta maggiore o uguale ai 30°C. In estate quasi tutti i giorni hanno temperatura estiva, spesso superando i 30 °C ed occasionalmente sfiorando i 35.

In autunno si hanno giorni estivi/primaverili fino a ottobre e molto raramente a novembre.

L'analisi nel periodo considerato, porta ad un valore della temperatura media pari a 17,1 °C.

Come meglio specificato più avanti, le precipitazioni medie nell'area in esame, hanno un valore pari a 658,2 mm di pioggia.

Dai questi dati si evince che:

- Il clima, secondo la classificazione di DE MARTONNE, è di tipo temperato senza inverno, risultando per circa 10 mesi la temperatura media maggiore di 10°C;
- Il pluviometro di LANG - P/T (dove P è la precipitazione e T è il valore di temperatura)- assume il valore di **38,46** che essendo minore di 40, indica che il clima è *Steppico*;

Classificazione di LANG: Pluviofattore (R)

La classificazione di Lang è la più semplice. Si basa sul rapporto fra il valore delle precipitazioni annue (mm) e quello della temperatura media annua (°C).

$$R = P/T$$

= Precipitazione annua (mm)

= temperatura media annua (°C)

CLIMA	R
Umido	>160
Temperato umido	160-100
Temperato caldo	100-60
Semiarido	60-40
Steppico	<40

z

- L'indice di aridità di DE MARTONNE $P/T+10$ - è pari a **48,46**; con tale il clima risulta "Umido".

Indice di Aridità di De Martonne (1923)

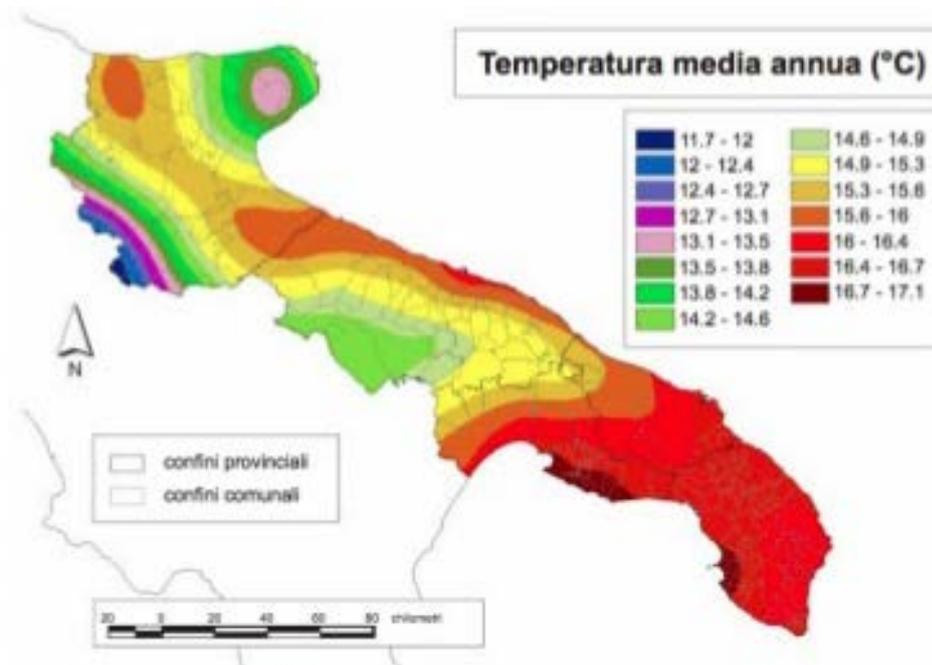
La formula proposta da De Martonne è la seguente:

$$Ia = P/T + 10$$

= Precipitazione annua (mm)

= temperatura media annua (°C)

CLIMA	Ia
Perumido	>60
Umido	60-30
Subumido	30-20
Semiarido (di tipo mediterraneo)	20-15
Arido (steppe)	15-5
Arido estremo (deserto)	0-5



Distribuzione spaziale delle temperature medie annue in Puglia

5.5.2 Precipitazioni

L'area indagata risulta abbastanza vicina alla stazione di rilevamento dei dati pluviometrici che si trova nel territorio di Lecce (LE). I dati considerati coprono un intervallo temporale compreso tra il 1921 ed il 2013.

Le osservazioni sono costituite dai valori massimi annuali delle altezze di pioggia in mm per durate di 1, 3, 6, 12, 24 e 48 ore. Inoltre vengono riportate le precipitazioni mensili per l'intervallo considerato.

Dall'analisi di questi dati, il mese più piovoso risulta essere Novembre (con un valore medio pari a 99,1 mm), mentre il mese più asciutto è Luglio (con un valore pari a 15,5 mm) - Ved. Tabella sotto riportata; il mese con il numero più elevato di giorni piovosi è Dicembre (circa 10 gg), quello con il più basso è Luglio/Agosto (circa 2 gg); a tal riguardo è bene evidenziare che quest'ultimi dati sono riferiti ai giorni con una precipitazione pari o maggiore di 1 mm.

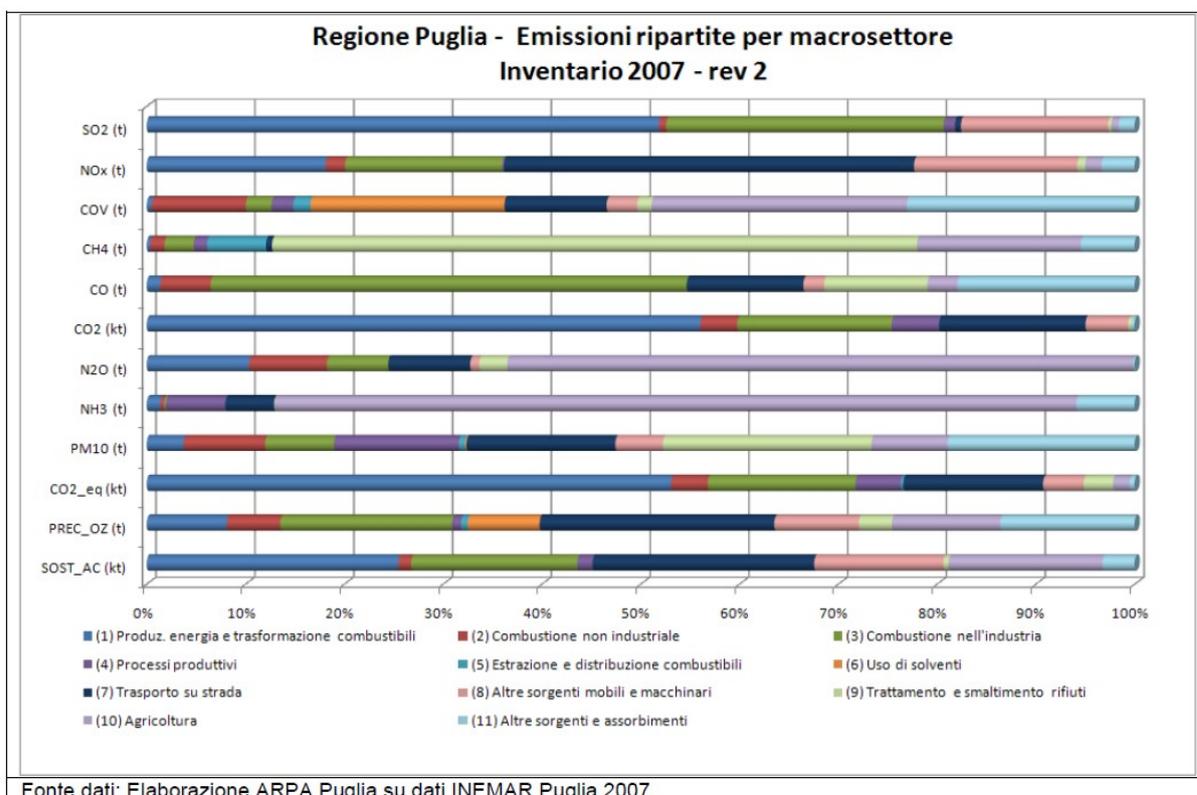
REGIONE PUGLIA																										
SEZIONE PROTEZIONE CIVILE																										
Centro Funzionale Decentrato																										
LECCE																										
latitudine 40° 21' 29,86" N										longitudine 18° 10' 3,00" E																
ANNO	Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre		Anno	
	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi	mm	giorni piovosi
1921	98,0	8	25,0	5	38,0	6	55,0	4	33,0	5	127,0	9	0,0	0	14,0	4	141,0	7	20,0	4	127,0	13	175,0	12	853,0	77
1922	54,0	11	56,0	9	50,0	6	32,0	6	34,0	2	23,0	1	5,0	1	1,0	1	23,0	4	53,0	7	24,0	6	30,0	5	385,0	59
1923	110,0	12	75,0	7	71,0	9	83,0	5	2,0	1	10,0	1	0,0	0	82,0	2	61,0	3	43,0	5	131,0	10	110,0	13	778,0	68
1924	109,0	13	53,0	11	43,0	7	42,0	7	9,0	1	10,0	2	9,0	1	24,0	3	3,0	1	115,0	8	215,0	13	56,0	5	688,0	72
1925	6,0	3	77,0	8	47,0	4	52,0	8	48,0	7	9,0	2	2,0	1	0,0	0	78,0	4	84,0	5	125,0	11	38,0	8	566,0	61
1926	58,0	7	6,0	2	39,0	5	45,0	6	30,0	3	8,0	4	41,0	5	8,0	1	20,0	2	17,0	4	81,0	6	56,0	14	409,0	59
1927	67,0	8	12,0	6	57,0	5	8,0	4	81,0	4	7,0	2	0,0	0	24,0	2	13,0	1	168,0	9	45,0	4	145,0	17	627,0	62
1928	47,0	6	45,0	4	125,0	13	6,0	2	16,0	4	0,0	0	0,0	0	0,0	0	6,0	3	97,0	6	61,0	7	41,0	5	444,0	50
1929	71,0	13	102,0	9	63,0	5	23,0	5	18,0	3	21,0	2	4,0	1	39,0	5	22,0	3	46,0	7	123,0	7	87,0	10	619,0	70
1930	119,0	10	134,0	11	37,0	5	30,0	3	13,0	5	80,0	5	9,0	1	2,0	1	53,0	6	49,0	7	41,0	4	200,0	14	767,0	72
1931	113,0	10	139,0	14	19,0	7	151,0	14	32,0	4	10,0	2	0,0	0	0,0	0	38,0	5	15,0	3	141,0	11	104,0	10	762,0	80
1932	57,0	4	35,0	6	137,0	12	142,0	8	12,0	6	19,0	2	0,0	0	7,0	1	23,0	2	44,0	4	117,0	9	82,0	7	675,0	61
1933	152,0	12	93,0	8	13,0	4	27,0	5	39,0	6	70,0	4	3,0	2	49,0	4	49,0	4	49,0	7	124,0	10	161,0	20	829,0	86
1934	26,0	6	69,0	5	68,0	4	70,0	6	28,0	5	32,0	3	4,0	2	2,0	1	48,0	3	99,0	7	109,0	8	108,0	9	663,0	59
1935	82,0	15	62,0	10	51,0	7	4,0	2	12,0	2	12,0	4	26,0	2	6,0	2	31,0	2	61,0	6	147,0	9	75,0	14	569,0	75
1936	53,0	6	89,0	9	38,0	8	26,0	5	153,0	10	21,0	2	3,0	1	3,0	1	11,0	1	83,0	7	62,0	4	69,0	6	611,0	60
1937	33,0	8	102,0	6	41,0	4	57,0	11	18,0	7	11,0	2	11,0	2	22,0	2	57,0	9	49,0	8	112,0	11	153,0	15	666,0	85
1938	99,0	7	34,0	6	18,0	4	66,0	8	40,0	9	7,0	1	0,0	0	77,0	6	3,0	2	85,0	9	66,0	5	134,0	16	629,0	73
1939	53,0	8	30,0	3	101,0	14	31,0	4	40,0	8	23,0	3	0,0	0	25,0	2	169,0	8	101,0	9	68,0	9	108,0	12	749,0	80
1940	90,0	15	25,0	6	27,0	5	59,0	8	74,0	9	67,0	9	8,0	1	21,0	2	8,0	2	83,0	9	87,0	6	95,0	14	644,0	86
1941	91,0	15	35,0	9	7,0	3	74,0	7	45,0	8	26,0	3	5,0	1	23,0	1	117,0	6	34,0	7	98,0	11	27,0	8	582,0	79
1942	89,0	18	183,0	14	66,0	11	28,0	3	3,0	1	35,0	5	7,0	1	0,0	0	2,0	1	72,0	4	68,0	9	31,0	3	584,0	70
1943	54,0	11	37,0	5	63,0	7	30,0	4	5,0	4	9,0	1	0,0	0	0,0	0	2,0	1	45,0	9	132,0	11	52,0	8	429,0	61
1944	36,0	5	104,0	7	138,0	15	28,0	6	12,0	5	0,0	0	7,0	1	23,0	2	37,0	5	214,0	12	13,0	2	135,0	9	747,0	69
1945	145,0	22	11,0	3	9,0	2	12,0	2	14,0	1	1,0	1	2,0	0	0,0	0	39,0	6	40,0	4	236,0	13	108,0	15	617,0	69
1946	99,0	13	4,0	2	58,0	6	17,0	3	18,0	4	0,0	0	0,0	0	0,0	0	85,0	6	66,0	8	141,0	16	488,0	58		
1947	57,0	14	54,0	6	8,0	4	28,0	4	21,0	4	0,0	0	0,0	0	25,0	2	48,0	4	33,0	4	60,0	7	104,0	12	438,0	61
1948	67,0	9	64,0	7	1,0	0	53,0	8	17,0	7	34,0	5	21,0	2	4,0	1	25,0	3	82,0	6	82,0	8	64,0	4	514,0	60
1949	52,0	9	0,0	0	160,0	17	17,0	2	11,0	2	34,0	2	1,0	1	12,0	2	69,0	6	207,0	9	174,0	14	21,0	3	758,0	67
1950	72,0	11	41,0	4	74,0	5	44,0	5	98,0	4	48,0	1	0,0	0	80,0	4	41,0	4	147,0	3	53,0	8	96,0	12	794,0	61
1951	143,0	12	81,0	7	57,0	8	19,0	5	40,0	5	14,0	1	62,0	2	52,0	4	128,0	9	198,0	14	65,0	7	55,0	7	914,0	81
1952	118,0	10	43,0	9	60,0	6	11,0	2	17,0	5	5,0	1	26,0	3	0,0	0	28,0	4	21,0	5	152,0	15	71,0	9	552,0	69
1953	64,0	8	15,0	6	7,0	2	18,0	6	82,0	8	27,0	4	29,0	2	30,0	2	17,0	4	103,0	13	73,0	6	108,0	7	573,0	68
1954	146,0	14	181,0	14	105,0	12	47,0	9	84,0	11	16,0	3	0,0	0	0,0	0	17,0	3	113,0	6	177,0	19	67,0	6	953,0	97
1955	103,0	11	53,0	6	74,0	6	72,0	7	0,0	0	29,0	2	20,0	2	70,0	5	130,0	11	123,0	8	73,0	11	4,0	1	751,0	70
1956	51,0	8	266,0	20	79,0	11	38,0	7	54,0	3	37,0	6	1,0	0	2,0	1	34,0	2	40,0	5	124,0	11	101,0	10	827,0	84
1957	118,0	11	4,0	1	70,0	5	10,0	3	37,0	7	0,0	0	1,0	1	36,0	3	19,0	4	162,0	10	84,0	8	130,0	13	671,0	66
1958	63,0	9	2,0	1	66,0	10	53,0	10	60,0	5	66,0	2	0,0	0	2,0	1	35,0	3	59,0	4	287,0	14	51,0	8	744,0	67
1959	34,0	9	0,0	0	46,0	4	115,0	8	56,0	8	24,0	7	14,0	2	25,0	4	110,0	6	34,0	6	124,0	13	58,0	8	640,0	75
1960	67,0	8	111,0	10	141,0	11	116,0	10	47,0	7	34,0	1	45,0	5	0,0	0	54,0	7	81,0	6	155,0	7	161,0	14	1012,0	86
1961	57,0	13	16,0	5	16,0	2	24,0	2	47,0	5	9,0	2	6,0	2	27,0	1	0,0	0	88,0	6	62,0	9	55,0	10	407,0	57
1962	25,0	5	29,0	8	181,0	13	62,0	7	20,0	2	8,0	3	6,0	2	0,0	0	42,0		98,0	6	124,0	13	105,0	13	700,0	72
1963	42,0	9	88,0	16	72,0	12	39,0	7	70,0	6	47,0	8	35,0	2	24,0	3	40,0	6	188,0	10	29,0	2	96,0	3	770,0	84
1964	34,0	4	33,0	7	71,0	9	30,0	4	16,0	4	118,0	7	25,0	2	23,0	2	36,0	4	126,0	13	195,0	11	67,0	13	774,0	80
1965	46,0	8	36,0	7	50,0	5	65,0	9	11,0	3	6,0	1	0,0	0	6,0	2	30,0	5	7,0	2	33,0	8	102,0	7	392,0	57
1966	95,0	15	28,0	4	80,0	11	12,0	3	65,0	10	2,0	1	40,0	5	0,0	0	87,0	5	76,0	12	73,0	8	89,0	12	647,0	86
1967	74,0	10	28,0	4	51,0	5	69,0	11	1,0	0	46,0	3	24,0	3	7,0	1	31,0	3	41,0	2	36,0	6	123,0	12	531,0	60
1968	80,0	10	30,0	7	27,0	6	8,0	3	80,0	5	103,0	10	0,0	0	59,0	3	5,0	1	19,0	3	203,0	8	173,0	15	787,0	71
1969	63,0	8	77,0	11	138,0	14	41,0	4	9,0	2	36,0	4	23,0	3	71,0	3	158,0	9	59,0	4	15,0	2	129,0	17	819,0	81
1970	73,0	10	31,0	8	57,0	6	5,0	2	36,0	6	29,0	2	16,0	2	10,0	2	158,0	5	175,0	6	11,0	1	47,0	7	648,0	57
1971	54,0	11	92,0	9	70,0	11	10,0	4	6,0	1	12,0	2	14,0	3	0,0	0	178,0	10	9,0	2	30,0	5	30,0	6	505,0	64
1972	277,0	15	62,0	12	47,0	4	53,0	8	17,0	2	2,0	1	83,0	6	89,0	5	118,0	9	108,0	12	10,0	2	99,0	7	965,0	83
1973	72,0	10	61,0	11	130,0	15	25,0	8	6,0	2	20,0	3	0,0	0	60,0	5	61,0	6	47,0	5	30,0	3	62,0	8	574,0	76
1974	128,0	9	73,0	11	70,0	7	102,0	12	14,0	5	6,0	2	4,0	1	48,0	6	53,0	5	144,0	9	59,0	7	84,0	8	785,0	82
1975	9,0	3	95,0	9	62,0	6	10,0	3	27,0	3	7,0	2	7,0	2	47,0	5	2,0	1	90,0	8	103,0					

5.5.3 Qualità dell'aria

Per la caratterizzazione della componente atmosfera è stato preso in esame il Piano Regionale della Qualità dell'Aria (PRQA) della Regione Puglia redatto nel 2007 e la Relazione sullo Stato dell'Ambiente redatta dall'ARPA Puglia relativa al 2011. In particolare è stato considerato l'inventario delle emissioni in atmosfera relativo al 2007, che fornisce una stima delle emissioni di inquinanti funzionale e propedeutica agli interventi di pianificazione territoriale.

La stima delle emissioni inquinanti è stata effettuata evidenziando i contributi dei diversi macrosettori (industriale, civile, trasporti, ecc.).

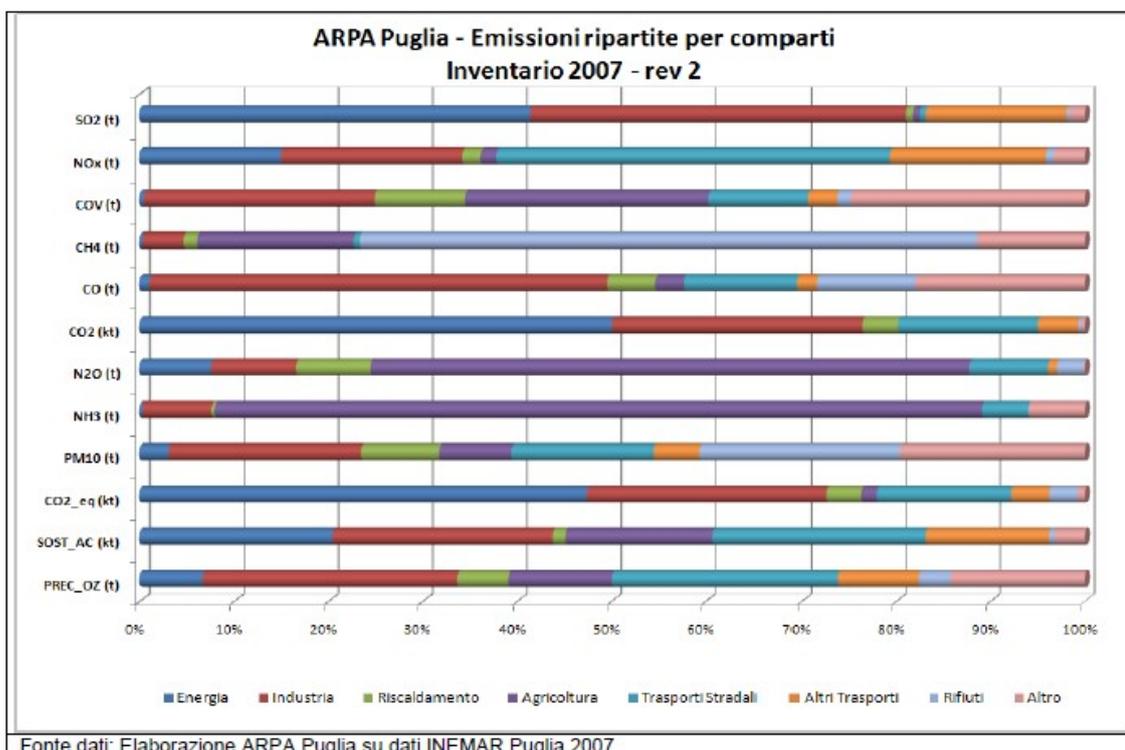
Nelle immagini seguenti sono rappresentati i contributi percentuali di ciascun macrosettore alle emissioni degli inquinanti, che possono essere prodotti dalla combustione di combustibili fossili per la varie Province Pugliesi (dati da inventario delle emissioni in atmosfera relativo al 2007 – ARPA Puglia).



Emissioni in atmosfera di varie sostanze inquinanti	u.m.	Descrizione comparto								Totali
		Energia	Industria	Riscaldamento	Agricoltura	Trasporti Stradali	Altri Trasporti	Rifiuti	Altro	
SO ₂	t	19.700,1	18.881,3	340,7	352,5	295,7	7.087,0	155,7	767,0	47.580,0
	%	41,40	39,68	0,72	0,74	0,62	14,89	0,33	1,61	100,00
NO _x	t	17.199,9	22.113,4	2.259,7	1.920,0	47.702,9	18.995,5	923,7	3.828,9	114.944,0
	%	14,96	19,24	1,97	1,67	41,50	16,53	0,80	3,33	100,00
COV **	t	556,5	30.139,7	11.747,6	31.783,7	12.720,1	3.800,1	1.802,5	30.484,7	123.034,8
	%	0,45	24,50	9,55	25,83	10,34	3,09	1,47	24,78	100,00
CH ₄	t	379,1	5.645,4	1.880,1	21.445,3	792,8	14,2	84.389,9	14.746,7	129.297,5
	%	0,29	4,37	1,45	16,59	0,61	0,01	65,27	11,41	100,00
CO	t	6.073,5	294.558,3	31.073,2	18.391,5	71.700,6	12.661,8	63.545,7	108.832,7	606.837,4
	%	1,00	48,54	5,12	3,03	11,82	2,09	10,47	17,93	100,00
CO ₂ *	kt	31.925,9	16.831,7	2.387,2	-	9.455,8	2.752,1	218,9	197,5	63.769,2
	%	50,06	26,39	3,74	-	14,83	4,32	0,34	0,31	100,00
N ₂ O	t	259,9	310,6	270,8	2.180,1	285,4	31,5	97,3	4,7	3.440,4
	%	7,56	9,03	7,87	63,37	8,30	0,92	2,83	0,14	100,00
NH ₃	t	38,6	1.076,8	54,7	11.947,3	726,0	1,2	7,8	866,7	14.721,2
	%	0,26	7,33	0,37	81,16	4,93	0,01	0,05	5,89	100,00
PM10	t	821,9	5.423,9	2.199,0	2.047,3	4.005,8	1.278,2	5.620,9	5.206,7	26.603,7
	%	3,09	20,39	8,27	7,70	15,06	4,80	21,13	19,57	100,00
PTS	t	1.229,9	9.503,6	2.290,7	2.934,7	4.733,3	1.278,2	8.032,9	8.256,3	38.259,6
	%	3,21	24,84	5,99	7,67	12,37	3,34	21,00	21,58	100,00
CO ₂ eq	kt	32.014,4	17.046,7	2.510,6	1.126,2	9.561,0	2.762,2	2.021,3	508,7	67.550,9
	%	47,39	25,24	3,72	1,67	14,15	4,09	2,99	0,75	100,00
SOST_AC	kt	991,8	1.134,2	63,0	755,5	1.089,0	634,5	25,4	158,2	4.851,7
	%	20,44	23,38	1,30	15,57	22,45	13,08	0,52	3,26	100,00
PREC_OZ	t	22.213,8	89.598,6	17.948,8	36.449,4	78.815,7	28.367,5	11.100,9	47.334,0	331.828,8
	%	6,69	27,00	5,41	10,98	23,75	8,55	3,35	14,26	100,00

Fonte: Regione Puglia/Arpa Puglia - Centro Regionale Aria - IN.EM.AR. Puglia (Inventario Regionale Emissioni in Atmosfera) - Inventario 2007 - rev 2
 I dati rappresentano le emissioni massiche annue e non i dati di monitoraggio di qualità dell'aria (inmissioni)
 * Non sono comprese le emissioni di CO₂ derivanti da combustione di biomasse e incendi forestali.
 ** La quota maggiore di emissioni di COV del comparto Agricoltura ha origine biogenica.

Emissioni per Comparti emissivi – Anno 2007



Le emissioni di ossidi di zolfo (SO₂), legate all'utilizzo di combustibili fossili, derivano principalmente dai comparti energia, industria e altri trasporti (porti), con contributi rispettivamente di circa il 41%, 40%, 15%.

Le emissioni di ossidi di azoto (NO_x) provengono per oltre il 41% dal trasporto stradale, per quasi il 17% da altri trasporti e per il 34% dai comparti energia e industria.

Le emissioni di composti organici volatili (COV) sono legate per circa il 26% al comparto agricoltura (emissioni biogeniche delle colture permanenti), per il 25% ai contributi delle foreste (emissioni biogeniche) e degli incendi, rientranti nel comparto altro, e per il 24% al comparto industria, ovvero all'utilizzo di vernici e solventi.

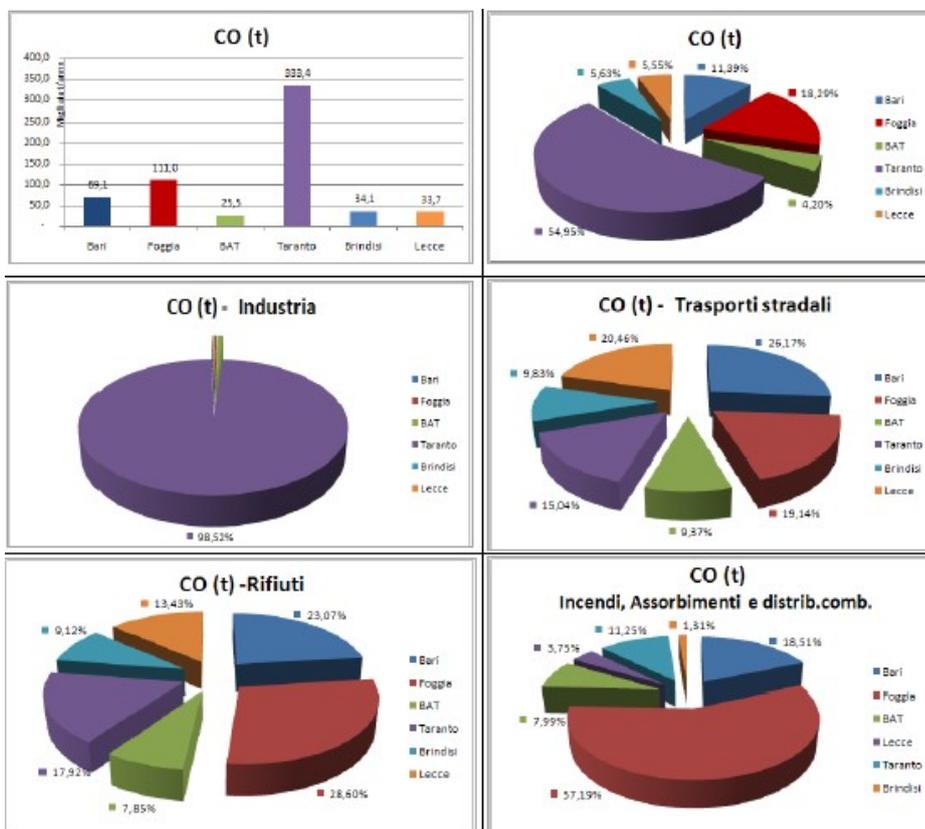
Le emissioni di metano (CH₄) derivano in maniera prioritaria dal comparto rifiuti (65%), ovvero dalle emissioni delle discariche; si attestano intorno al 10% i comparti agricoltura, dovuto soprattutto agli allevamenti di bestiame, e le emissioni legate alle reti di distribuzione di combustibile (altro).

Le emissioni di particolato (PM₁₀) sono legate per quasi il 40% alla combustione incontrollata di biomasse, ovvero di rifiuti agricoli in campo (es. scarti di potatura) e agli incendi boschivi. Incidono con percentuali rispettive intorno al 20% i comparti industria e traffico.

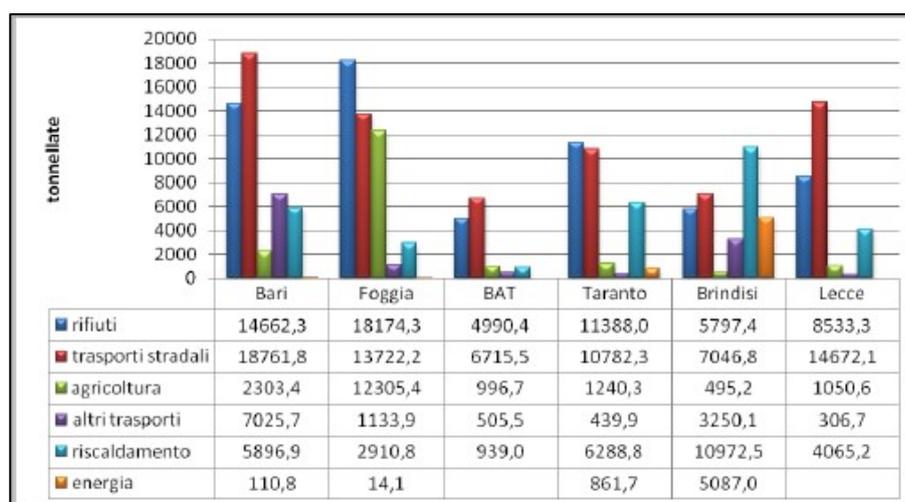
Per l'ammoniaca, infine, si evidenzia il contributo emissivo del comparto agricoltura, pari a circa l'81%.

Di seguito vediamo nel particolare le emissioni relative a ciascun agente inquinante, distinte per Settore e Provincia.

Monossido di Carbonio (CO)

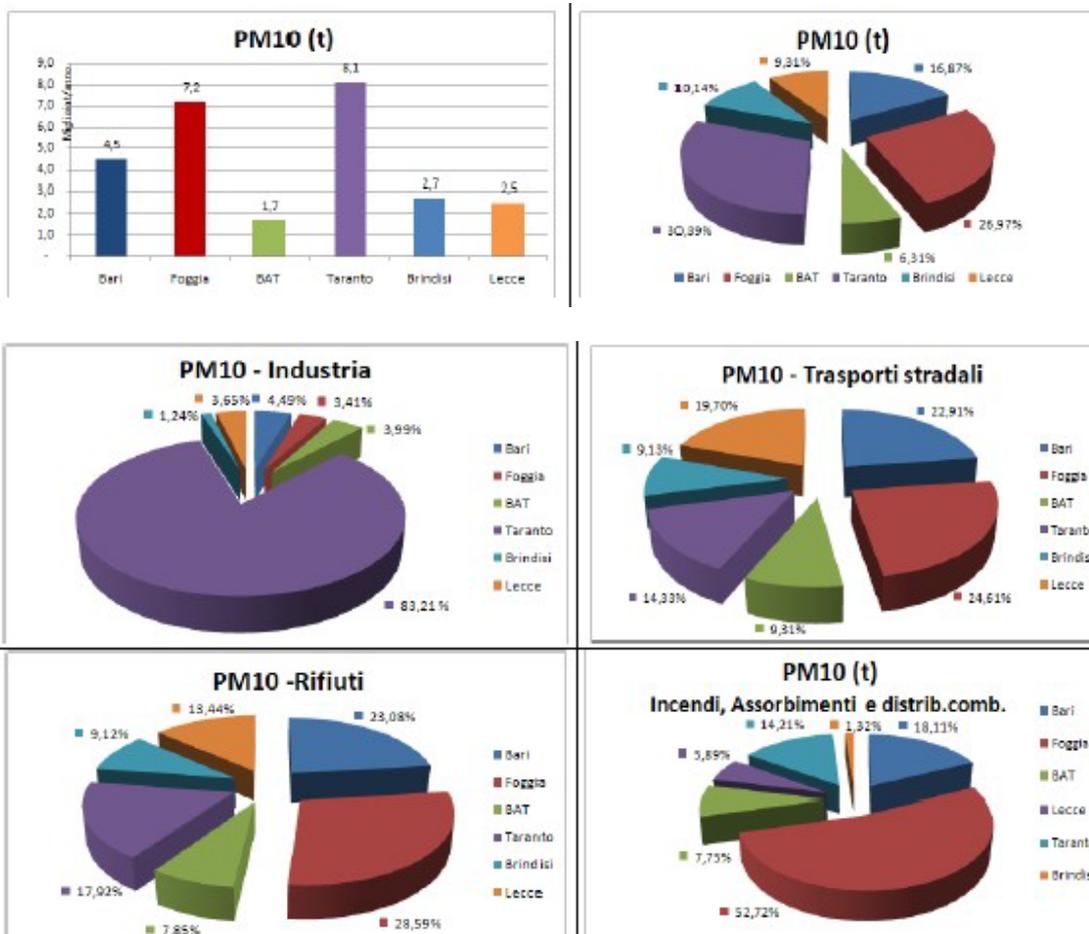


Contributo in % di ciascun macrosettore alle emissioni di CO

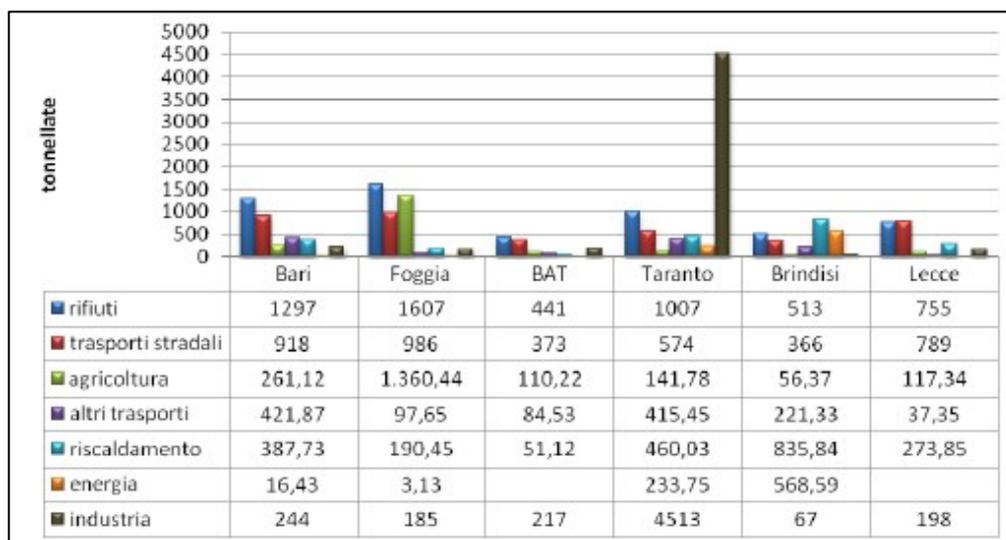


Contributo in tonnellate anno per comparto alle emissioni di CO eccetto Industria

Particolato (PM10)

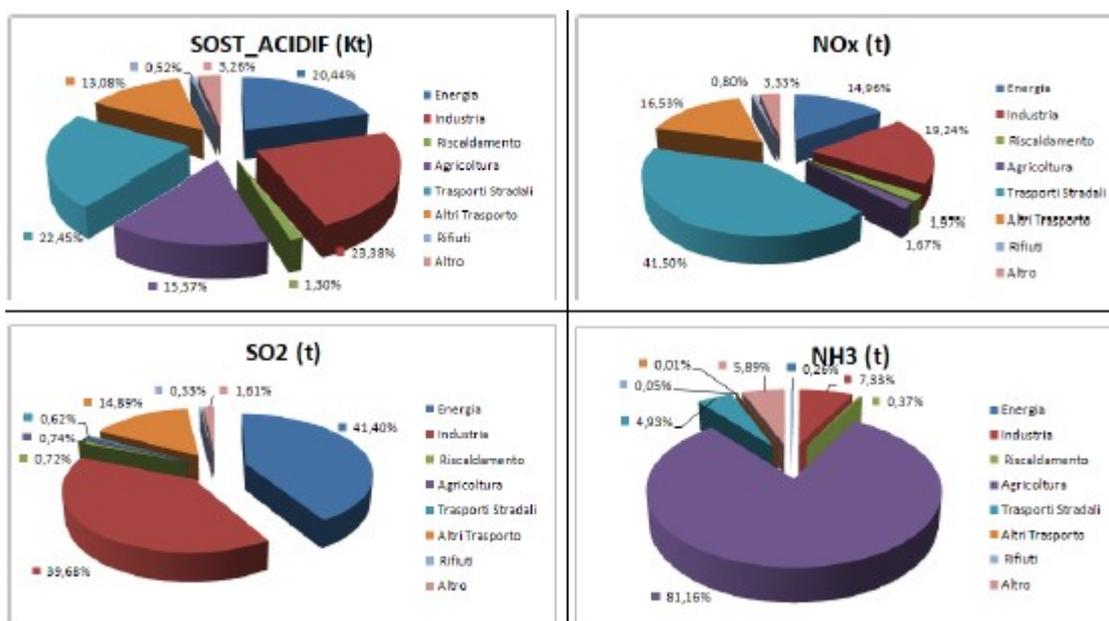


Contributo in % di ciascun macrosettore alle emissioni di PM10



Contributo in tonnellate anno per comparto alle emissioni di PM10

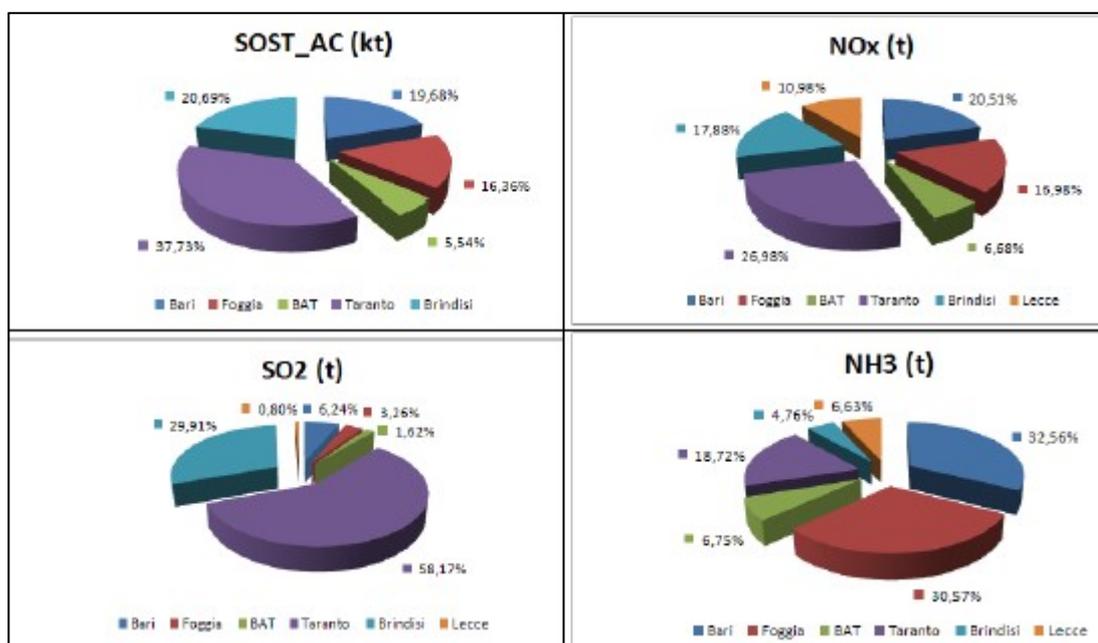
Sostanze acidificanti (NO_x - SO_x e NH₃)



Contributo in % per Comparti alle emissioni di sostanze acidificanti

Comparti emissivi	SO2 (t)	NOx (t)	NH3 (t)	SOST_AC (kt)
Energia	19.700,1	17.199,9	38,6	991,8
Industria	18.881,3	22.113,4	1.078,8	1.134,2
Riscaldamento	340,7	2.259,7	54,7	63,0
Agricoltura	352,5	1.920,0	11.947,3	755,5
Trasporti Stradali	295,7	47.702,9	726,0	1.089,0
Altri Trasporto	7.087,0	18.995,5	1,2	634,5
Rifiuti	155,7	923,7	7,8	25,4
Altro	767,0	3.828,9	866,7	158,2
Totali	47.580,0	114.944,0	14.721,2	4.851,7

Contributo in tonnellate anno per Comparti alle emissioni di sostanze acidificanti



Contributo in % per Provincia alle emissioni di sostanze acidificanti

Province	SO2 (t)	NOx (t)	NH3 (t)	SOST_AC (kt)
Bari	2.968,0	23.571,9	4.792,8	887,1
Foggia	1.553,3	19.516,4	4.500,7	737,6
BAT	772,1	7.678,9	994,3	249,6
Taranto	27.676,0	31.006,8	2.756,1	1.701,1
Brindisi	14.229,2	20.553,2	700,9	932,7
Lecce	381,3	12.616,8	976,4	343,6
Totali	47.580,0	114.944,0	14.721,2	4.851,7

Contributo in tonnellate anno per Provincia alle emissioni di sostanze acidificanti

Dai grafici sopra riportati si evince in Provincia di Brindisi le emissioni sono principalmente dovute ai macrosettori:

- agricoltura;
- trasporti su strada;
- trattamento e smaltimento rifiuti.

Per quanto riguarda le concentrazioni degli inquinanti in atmosfera, si fa presente che, nell'intorno del territorio interessato dall'intervento in progetto la centralina della rete regionale della qualità dell'aria più vicina è quella di Candela. Gli inquinanti, le cui concentrazioni vengono rilevate dalla centralina, sono il monossido di Carbonio (CO), il **PM₁₀** (particelle con diametro aerodinamico inferiore a 10 **µm**), e l'Ozono (O₃).

Consultando i dati storici riportati dall'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente (ARPA) della Puglia, ed in particolare quelli relativi all'anno 2018, emerge che, relativamente ai quattro parametri sopra menzionati, la qualità dell'aria del territorio è buona.

In particolare da una analisi diretta sulla centralina di monitoraggio dell'ARPA di *Galatina - I.T.C. La Porta* risulta che dalle ultime rilevazioni:

- il valore medio della concentrazione di CO è pari a 0,4 µg/m³, valore decisamente inferiore al valore limite annuale (10 µg/m³), definito dal D.Lgs. 155/2010;

- il valore medio della concentrazione dei PM₁₀ è pari a 18 µg/m³, valore decisamente inferiore al valore limite annuale (50 µg/m³), definito dal D.Lgs. 155/2010; il numero di superamenti della media giornaliera di 40 µg/m³ è di 8, inferiore a quello fissato dal medesimo decreto in 35, nonostante la posizione in ambito urbano della centralina risenta delle emissioni da traffico;
- il valore medio annuo del 2018 della concentrazione di NO₂ è pari a circa 10 µg/m³. Questo valore è decisamente inferiore al valore limite su base annuale (40 µg/m³) definito dal D. Lgs. 155/2010;

In conclusione:

L'area non presenta particolari criticità in termini di qualità dell'aria.

La produzione di energia elettrica prodotta dal sole è per definizione pulita, ovvero priva di emissioni a qualsiasi titolo inquinanti.

Inoltre come è noto, la produzione di energia elettrica da combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e gas serra, tra questi il più rilevante è l'anidride carbonica. È ovvio d'altra parte che l'effettivo livello di emissioni di gas con effetto serra prodotto da tali impianti dipende dalla tecnologia di produzione utilizzata.

Assumendo il valore specifico associato alla produzione di energia elettrica da combustibili fossili di 1.000 g di CO₂ per ogni kWh prodotto l'impianto fotovoltaico in studio, con una potenza installata complessiva di 21,835 MWp ed una produzione annua stimata di 42,5 milioni kWh/anno, evita con la sua produzione di energia elettrica pulita, l'emissione di 42,5 milioni di Kg di CO₂ ogni anno.

Possiamo pertanto concludere che

- ***sulla scala territoriale dell'area di intervento la realizzazione di un impianto fotovoltaico non introduce alcuna modificazione delle condizioni climatiche;***
- ***su scala globale, la realizzazione di un impianto fotovoltaico da un contributo indiretto alla riduzione di emissione di gas con effetto serra, migliorando la qualità dell'aria e riducendo l'indice di desertificazione in altre aree terrestri.***

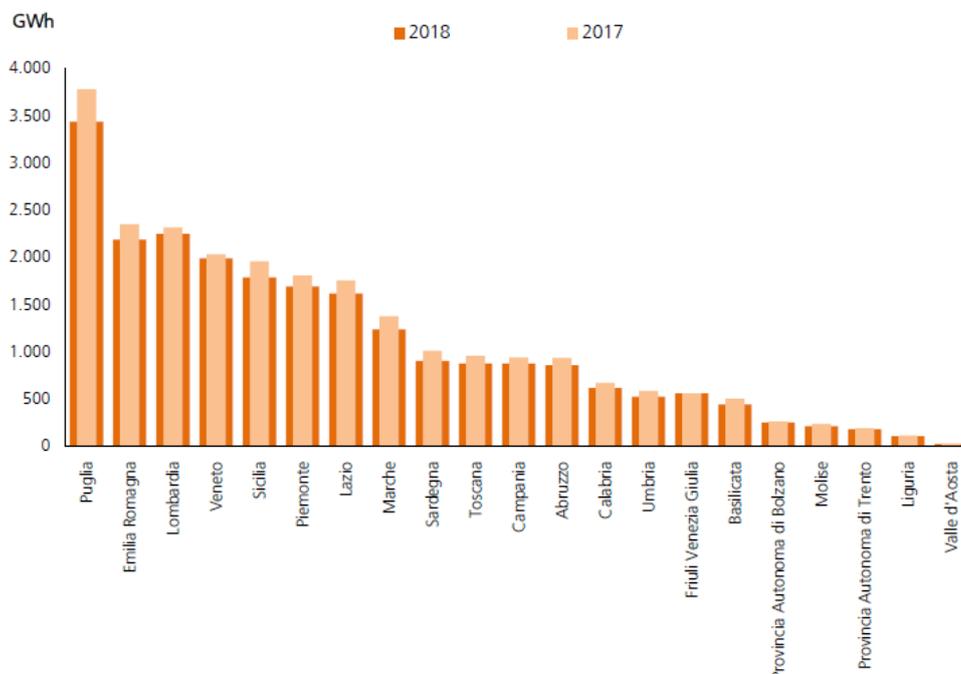
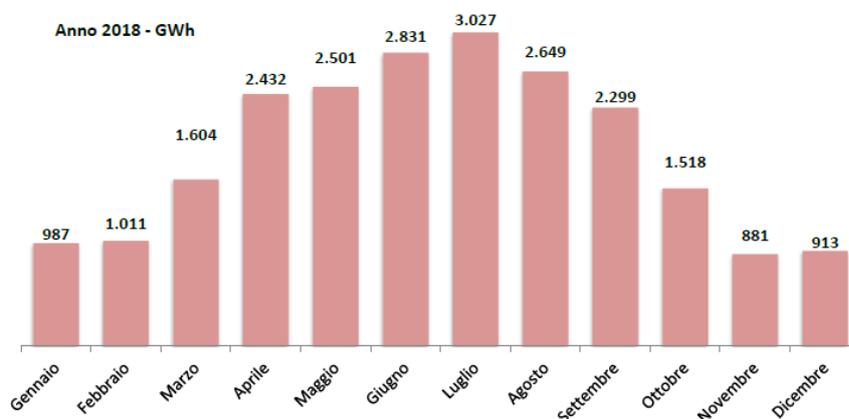
5.6 Sole e analisi dell'irraggiamento

L'area scelta per l'installazione dell'impianto fotovoltaico risulta essere ad *elevata efficienza energetica*. E' infatti quella che risulta avere uno dei valori più alti di *Irraggiamento Solare* (misurato in kWh/mq) in Italia.



Irraggiamento solare in Italia nel 2016 – fonte “Rapporto Statistico 2016 – solare fotovoltaico” (GSE)

Nel 2018 la produzione degli impianti fotovoltaici in Italia ha raggiunto 22.654 GWh; per il primo anno si assiste a una diminuzione della produzione rispetto all’anno precedente, pari a -3,7%, fenomeno verosimilmente dovuto in primis a un minor irraggiamento. Osservando l’andamento della produzione degli impianti durante l’anno, emerge il primato di produzione dei mesi centrali, con Luglio che fa registrare la maggiore produzione nel corso del 2016 con 3,0 TWh di energia prodotta.



***Produzione degli impianti fotovoltaici nelle regioni italiane nel 2017 -2018 – fonte
 “Rapporto Statistico 2018 – solare fotovoltaico” (GSE)***

Dall'istogramma nella figura precedente e dalla mappa sotto si evince che la Puglia, con 3.438 GWh, è la regione con la maggiore produzione (15,5% del totale).

Seguono la Lombardia con 2.252 GWh e l'Emilia Romagna con 2.187 GWh, che hanno fornito un contributo pari rispettivamente al 9,6% e al 9,5% della produzione complessiva nazionale.

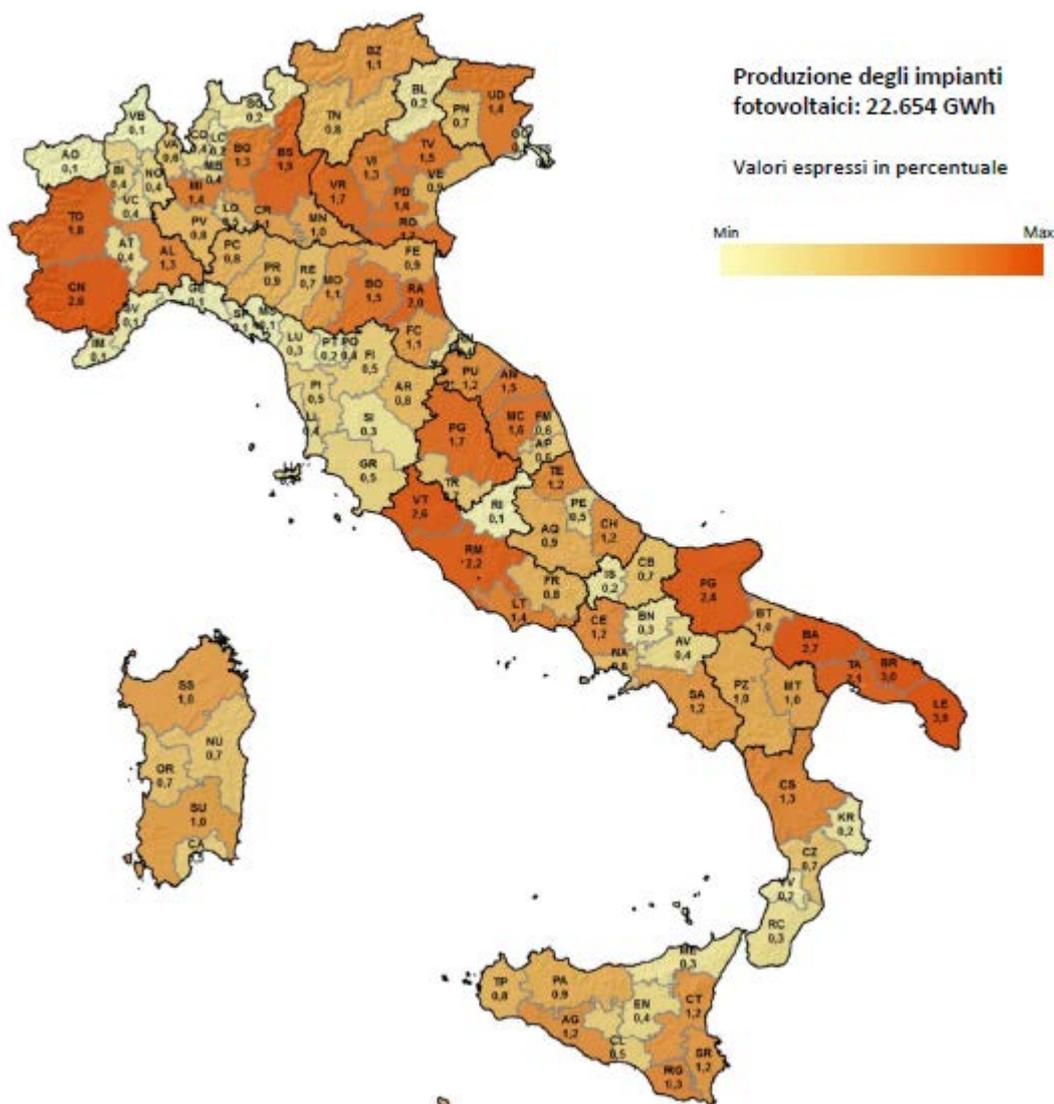
Per tutte le regioni italiane, nel 2018 si osservano variazioni negative delle produzioni rispetto all'anno precedente; la regione caratterizzata dal calo più rilevante è la Basilicata (-11,8% rispetto al 2017), seguita da Marche, Umbria e Sardegna con variazioni prossime al -10%.

Distribuzione regionale della produzione nel 2018



Are

**Contributo regionale alla produzione italiana da impianti fotovoltaici nel 2018 – fonte
 “Rapporto Statistico 2018 – solare fotovoltaico” (GSE)**



**Contributo Provinciale alla produzione italiana da impianti fotovoltaici nel 2016 – fonte
 “Rapporto Statistico 2016 – solare fotovoltaico” (GSE)**

Il Rapporto cui fanno riferimento i dati sopra riportati, evidenzia anche il trend delle ore equivalenti medie di utilizzazione degli impianti, calcolate come rapporto tra la produzione

di tali impianti e la loro potenza (tale metodo di calcolo equivale alla media ponderata delle ore di utilizzazione degli impianti utilizzando come fattore di peso la potenza di ogni impianto).

Le performance migliori si sono riscontrate per gli impianti ubicati nel Sud Italia, grazie al favorevole irraggiamento e alla diffusione dei grandi impianti ubicati a terra (mediamente caratterizzati da maggiori ore di produzione), e nel Lazio, premiato dall'incidenza di impianti a terra e ad inseguimento.

I trend osservati negli anni dipendono da vari fattori, tra i quali la variazione nel tempo dell'irraggiamento e della composizione del parco degli impianti.

Regione	Ore 2011	Ore 2012	Ore 2013	Ore 2014	Ore 2015	Ore 2016	Ore 2017	Ore 2018
Puglia	1.476	1.502	1.476	1.401	1.416	1.327	1.441	1.302
Sicilia	1.447	1.523	1.476	1.477	1.396	1.316	1.436	1.288
Molise	1.319	1.371	1.338	1.310	1.333	1.193	1.351	1.236
Basilicata	1.416	1.433	1.409	1.342	1.341	1.232	1.385	1.228
Lazio	1.550	1.429	1.348	1.322	1.339	1.224	1.361	1.210
Sardegna	1.446	1.401	1.349	1.340	1.272	1.260	1.355	1.197
Calabria	1.335	1.375	1.349	1.354	1.285	1.255	1.320	1.189
Abruzzo	1.336	1.362	1.270	1.251	1.257	1.179	1.305	1.179
Marche	1.276	1.309	1.198	1.197	1.226	1.157	1.291	1.151
Umbria	1.319	1.320	1.188	1.161	1.210	1.121	1.250	1.108
Campania	1.319	1.293	1.260	1.217	1.180	1.121	1.216	1.106
Toscana	1.323	1.275	1.182	1.164	1.183	1.133	1.222	1.094
Emilia Romagna	1.300	1.246	1.157	1.139	1.158	1.094	1.199	1.092
Piemonte	1.183	1.196	1.117	1.105	1.148	1.093	1.163	1.069
Friuli Venezia Giulia	1.213	1.179	1.107	1.033	1.133	1.024	1.091	1.068
Veneto	1.230	1.166	1.105	1.054	1.125	1.061	1.113	1.059
Valle d'Aosta	1.243	1.163	1.133	1.112	1.136	1.141	1.149	1.056
Provincia Autonoma di Bolzano	1.162	1.108	1.096	1.025	1.094	1.064	1.097	1.040
Liguria	1.233	1.161	1.075	1.075	1.079	1.051	1.101	1.004
Provincia Autonoma di Trento	1.158	1.075	1.023	985	1.042	1.029	1.072	996
Lombardia	1.150	1.096	1.009	1.004	1.037	1.008	1.055	996
Italia	1.326	1.313	1.241	1.211	1.225	1.158	1.252	1.141

5.7 Sistema Paesaggistico: Paesaggio, Patrimonio culturale e Beni materiali

All'interno dell'Area di Studio definita, secondo quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali, si è proceduto alla ricognizione di tutti i beni potenzialmente interessati dagli effetti dell'impatto visivo dell'impianto in progetto, facendo riferimento alle seguenti fonti:

- PPTR: Analisi delle Schede d'Ambito

- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali)
- Altri regimi di tutela

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

- Invarianti strutturali
 - Principali lineamenti morfologici
 - Sistema agro ambientale
 - Sistema insediativo
- Luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio
 - Punti panoramici potenziali: sistema delle torri costiere e dei Castelli e Masserie fortificate nell'entroterra;
 - Strade panoramiche;

La ricognizione ha successivamente individuato i Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali), ai sensi del D.lgs. 42/2004

- art. 136 - aree a vincolo paesaggistico;
- art 142 a) - territori costieri;
- art 142 b) - territori contermini ai laghi;
- art 142 c) - fiumi, torrenti, corsi d'acqua;
- art 142 f) - parchi e riserve nazionali o regionali;
- art 142 g) - territori coperti da foreste e da boschi;
- art 142 h) - aree assegnate alle università agrarie e zone gravate da usi civici;
- art 142 i) - zone umide (Zone umide RAMSAR, aree umide retrodunari);
- art 142 m) - zone di interesse archeologico.

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

- Altri regimi di tutela
 - Zone sottoposte a regimi di tutela particolare quali SIC, SIR, ZPS.
- Centri abitati.

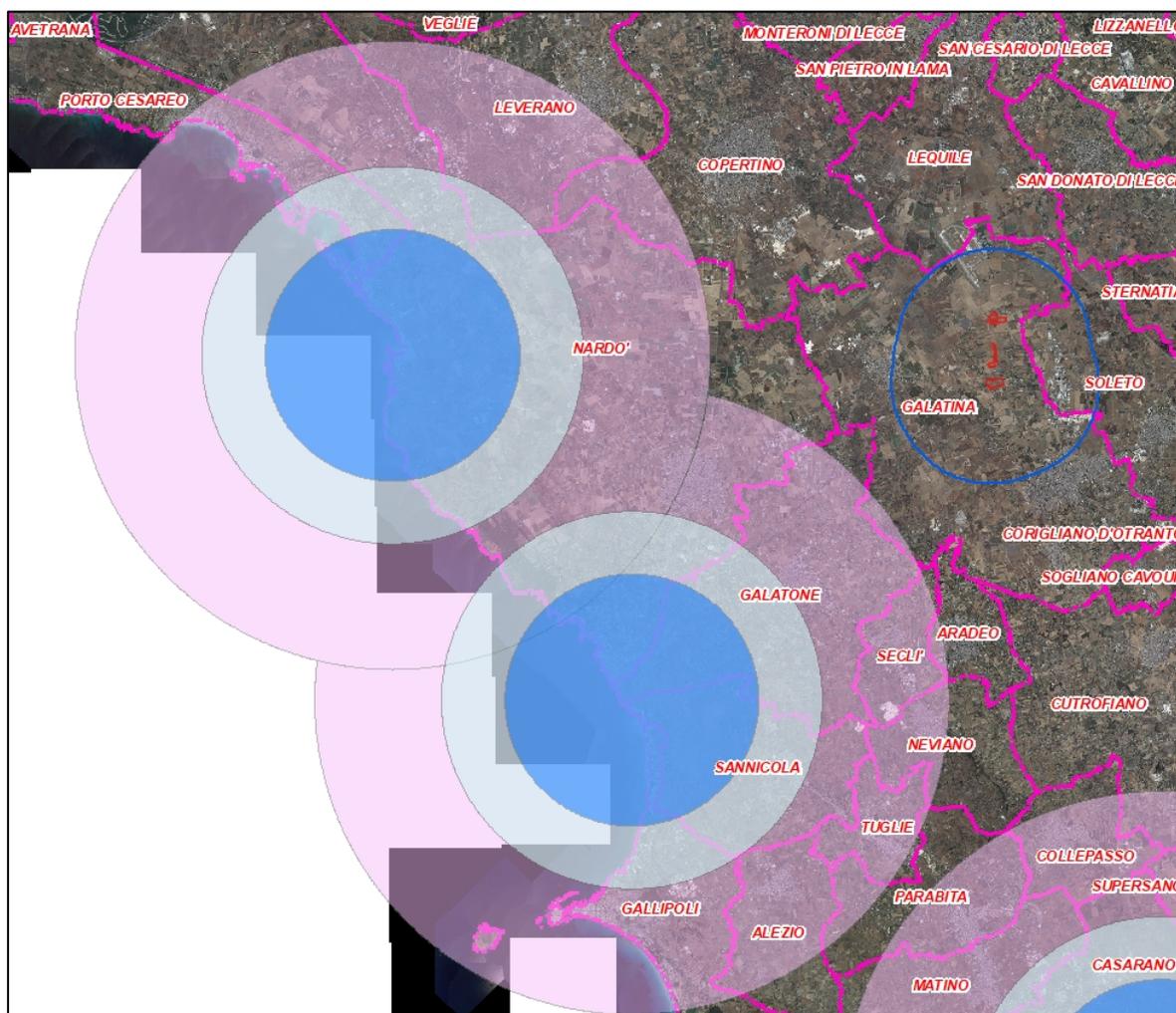
L'indagine è stata infine estesa a quelli più significativi tra gli ulteriori contesti individuati nel sistema delle tutele del PPTR ai sensi dell'art. 143 comma e) del D. Lgs. 42/2004.

- PPTR: ulteriori contesti
 - aree umide;
 - altre zone archeologiche (aree a rischio archeologico, segnalazioni archeologiche);
 - testimonianze della stratificazione insediativa (vincoli architettonici);
 - strade a valenza paesaggistica;
 - luoghi panoramici con i relativi coni visuali.

Infine, sempre dal punto di vista paesaggistico si è rilevato che i più vicini luoghi panoramici censiti dal PPTR sono:

- località *Montagna Spaccata* distante circa 16 km;
- *Porto Selvaggio* distante circa 16,5 km.

Il PPTR perimetra intorno ad essi un *cono visivo* di salvaguardia a cui il parco fotovoltaico è esterno. Attesa la notevole distanza, nessuna interferenza è possibile e prefigurabile con detti punti di vista. Si preclude, quindi, l'effettiva visibilità dell'impianto in progetto e quindi qualsiasi tipo di interazione.



Coni visuali della località Montagna Spaccata e Porto Selvaggio

7. AGENTI FISICI

6.1 Rumore Caratteristiche del clima sonoro

In questo paragrafo si darà una valutazione generale del clima sonoro dell'area ante – operam, e più avanti si scenderà nel dettaglio avvalendosi di un rilievo acustico in una posizione, che trovandosi all'interno dell'area interessata dal progetto, fotografa in modo appropriato la condizione acustica della generalità dei ricettori presenti; infatti, il territorio interessato dall'impianto fotovoltaico, prevalentemente agricolo, è caratterizzato dalla rara presenza di corpi di fabbrica generalmente a destinazione agricola

Quadro normativo

Il quadro normativo di riferimento è costituito dalle seguenti disposizioni statali e regionali:

- DPCM 1 Marzo 1991: “Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno”;
- Legge 26 ottobre 1995, n. 447: “Legge quadro sull'inquinamento acustico”;
- DPCM 14 novembre 1997: “Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore”;
- DM 16 marzo 1998: “Tecniche di rilevamento e misurazione dell'inquinamento acustico”;
- Legge Regionale 12 febbraio 2002, N. 3: “Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico”;

La tabella A del DPCM 14 novembre 1997, Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore, definisce, dal punto di vista della salvaguardia dall'inquinamento acustico, le sei classi di destinazione d'uso del territorio, che sono:

- CLASSE I – aree particolarmente protette: rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc;
- CLASSE II – aree destinate ad uso prevalentemente residenziale: rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali;

- CLASSE III – aree di tipo misto: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici;
- CLASSE IV – aree di intensa attività umana: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali, le aree con limitata presenza di piccole industrie;
- CLASSE V – aree prevalentemente industriali: rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni;
- CLASSE VI – aree esclusivamente industriali: rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi.

Nelle tabelle B e C dello stesso DPCM 14 novembre 1997, sono riportati rispettivamente i valori limite di emissione, i valori limite assoluti d'immissione e i valori di qualità per le classi definite nella tabella A.

L'art. 2, comma 1, lettera e) ed f) della legge 26 ottobre 1995, n. 447 e gli art. 2 e 3, del DPCP 14 novembre 1997, definiscono come:

- valore limite di emissione, il valore massimo che può essere emesso da una sorgente sonora;
- valore limite assoluto d'immissione, il livello equivalente di rumore ambientale immesso nell'ambiente esterno dall'insieme di tutte le sorgenti.

I valori limite di emissioni ed i valori limite assoluti di immissione, relativi alle classi di destinazione d'uso del territorio comunale sono riportati nelle tabelle 1 e 2.

Classi di destinazione d'uso del territorio	Tempi di riferimento	
	Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)
I - aree particolarmente protette	45 dB(A)	35 dB(A)
II – aree prevalentemente residenziali	50 dB(A)	40 dB(A)
III – aree di tipo misto	55 dB(A)	45 dB(A)
IV – aree di intensa attività umana	60 dB(A)	50 dB(A)
V – aree prevalentemente industriali	65 dB(A)	55 dB(A)
VI – aree esclusivamente industriali	65 dB(A)	65 dB(A)

Tab. 1: valori limite di emissione - tabella B del DPCM 14 novembre 1997.

Classi di destinazione d'uso del territorio	Tempi di riferimento	
	Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)
I - aree particolarmente protette	50 dB(A)	40 dB(A)
II – aree prevalentemente residenziali	55 dB(A)	45 dB(A)
III – aree di tipo misto	60 dB(A)	50 dB(A)
IV – aree di intensa attività umana	65 dB(A)	55 dB(A)
V – aree prevalentemente industriali	70 dB(A)	60 dB(A)
VI – aree esclusivamente industriali	70 dB(A)	70 dB(A)

Tab. 2: valori limite assoluti d'immissione - tabella C del DPCM 14 novembre 1997.

In assenza di zonizzazione acustica del territorio comunale, secondo quanto prescritto dall'art. 8, comma 1 del D.P.C.M 14/11/97, si applicano, i limiti di cui all'art. 6, comma 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 Marzo 1991 (Cfr tabella 3).

DPCM 01/03/1991		
	Limite diurno (6.00-22.00) [dB(A)]	Limite notturno (22.00-6.00) [dB(A)]
<i>Tutto il territorio nazionale</i>	70	60
<i>Zona A (decreto ministeriale n. 1444/68)</i>	65	55
<i>Zona B (decreto ministeriale n. 1444/68)</i>	60	50
<i>Zona esclusivamente industriale</i>	70	70

Tab. 3: valori limite di immissione di cui all'art. 6, comma 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 Marzo 1991.

L'art. 2, comma 3, lettera b) della legge 26 ottobre 1995, n. 447, definisce il valore limite differenziale come differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il livello equivalente di rumore residuo; l'art. 4, comma 1, del DPCM 14 novembre 1997, impone, per tali limiti differenziali, i valori massimi, all'interno degli ambienti abitativi, di: 5

dB per il periodo diurno e 3 dB per il periodo notturno. Tali valori non si applicano alla Classe VI – aree esclusivamente industriali (l'art. 4, comma 1, del DPCP 14 novembre 1997).

Inoltre, i valori limite differenziali d'immissione non si applicano, poiché ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile, nei seguenti casi (art. 4, comma 2, del DPCM 14 novembre 1997):

- se il rumore misurato a finestre aperte sia inferiore a 50 dB(A) durante il periodo diurno e 40 dB(A) durante il periodo notturno;
- se il livello di rumore ambientale misurato a finestre chiuse sia inferiore a 35 dB(A) durante il periodo diurno e 25 dB(A) durante il periodo notturno.

In ultimo, i valori limite differenziali d'immissione non si applicano inoltre al rumore prodotto (art. 4, comma 3, del DPCM 14 novembre 1997): dalle infrastrutture stradali, ferroviarie, aeroportuali e marittime; da attività e comportamenti non connesse ad attività produttive, commerciali e professionali; da servizi ed impianti fissi dell'edificio ad uso comune, limitatamente al disturbo provocato all'interno dello stesso.

6.2 Vibrazioni

Nell'impianto fotovoltaico così come nelle opere accessorie non sono presenti sorgenti vibrazionali

6.3 Campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici

Scopo del progetto è la realizzazione di un "Impianto Fotovoltaico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (sole) e l'immissione, attraverso un'opportuna connessione, dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale di TERNA S.p.A. L'impianto avrà potenza installata pari a 21.835,19 kWp. Interesserà un'area agricola ricadente nel Comune di Galatina (LE). Tutte le opere di connessione ad esso annesse (linea interrata MT e SSE Utente 30/150 kV) interesseranno il Comune di Galatina; L'impianto sarà costituito da 43.238 moduli fotovoltaici da 505 Wp ognuno, raggruppati in 1.663 stringhe e montati su strutture metalliche ad inseguitori solari monoassiali, "Tracker".

L'energia prodotta dall'impianto sarà convogliata, dopo la trasformazione da BT in MT, mediante linee interrate in MT a 30 kV, ad una Cabina di Smistamento, interna al parco fotovoltaico, e da qui, mediante linea interrata in MT a 30 kV, sarà trasportata nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, dove avverrà la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite cavo interrato AT, che si attesterà da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA di Galatina, dall'altro su un sistema di sbarre AT a 150 kV.

L'impianto fotovoltaico propriamente detto è ubicato a Nord-Ovest del Comune di Galatina (LE). L'area su cui sorgerà l'impianto ha una estensione di circa 29,50 ha.

6.1.1 Riferimenti normativi

- D.M. del 29 maggio 2008;
- Linee Guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato A al DM 29.05.08;
- Norma CEI 106-11 (*Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del D.P.C.M. 8 luglio 2003 (art.6)*);
- D.P.C.M. del 8 luglio 2003 "*Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti*";
- Legge n.36 del 22 febbraio 2001;
- Decreto Interministeriale del 21 marzo 1988 n.449.

6.1.2 Valutazione dell'esposizione umana. Valori limite

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.3 comma 1: nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati da elettrodotti, non deve essere superato il **limite di**

esposizione di 100

μT per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico, intesi come valori efficaci;

- All'art.3 comma 2: a titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il **valore di attenzione di 10 μT** , da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio;
- Art.4 comma 1. Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e
- delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, é fissato **l'obiettivo di qualità di 3 μT per il valore dell'induzione magnetica**, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio
- Lo stesso DPCM, 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 (**$B=3\mu\text{T}$**) di cui all'art. 4 sopra richiamato ed 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.
- Ai fini del calcolo della fascia di rispetto si omettono verifiche del campo elettrico, in quanto nella pratica questo determinerebbe una fascia (basata sul limite di esposizione, nonché valore di attenzione pari a 5kV/m) che è sempre inferiore

a quella fornita dal calcolo dell'induzione magnetica.

- *Pertanto, obiettivo dei paragrafi successivi sarà quello di calcolare le fasce di rispetto dagli elettrodotti del progetto in esame, facendo riferimento al limite di qualità di $3 \mu T$.*

6.1.3 Campo magnetico

I campi elettromagnetici sono un insieme di grandezze fisiche misurabili, introdotte per caratterizzare un insieme di fenomeni osservabili indotti senza contatto diretto tra sorgente ed oggetto del fenomeno, vale a dire fenomeni in cui è presente un'azione a distanza attraverso lo spazio.

Esso è composto in generale da tre campi vettoriali, il *campo elettrico*, il *campo magnetico* e un terzo campo che spesso per semplicità viene escluso che è il "*termine di sorgente*". Questo significa che i vettori che caratterizzano il campo elettromagnetico hanno ciascuno un valore definito in ciascun punto del tempo e dello spazio.

I vettori che modellizzano le grandezze introdotte nella definizione del modello fisico dei campi elettromagnetici sono quindi:

E: Campo elettrico

B: Campo di induzione magnetica
parallelamente:

D: spostamento elettrico o induzione dielettrica

H: Campo magnetico

L'esposizione umana ai campi elettromagnetici è una problematica relativamente recente che assume notevole interesse con l'introduzione massiccia dei sistemi di telecomunicazione e dei sistemi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. In realtà anche in assenza di tali sistemi siamo costantemente immersi nei campi elettromagnetici per tutti quei fenomeni naturali riconducibili alla natura elettromagnetica, primo su tutti l'irraggiamento solare.

Per quanto concerne i fenomeni elettrici si fa riferimento al campo elettrico, il quale può essere definito come una perturbazione di una certa regione spaziale determinata dalla presenza nell'intorno di una distribuzione di carica elettrica.

Per i fenomeni di natura magnetica si fa riferimento ad una caratterizzazione dell'esposizione ai campi magnetici, non in termini del vettore campo magnetico, ma in termini di induzione magnetica, che tiene conto dell'interazione con ambiente ed i mezzi materiali in cui il campo si propaga. Dal punto di vista macroscopico ogni fenomeno elettromagnetico è descritto dall'insieme di equazioni note come equazioni di Maxwell.

La normativa attualmente in vigore disciplina in modo differente i valori ammissibili di campo elettromagnetico, distinguendo così i "campi elettromagnetici quasi statici" ed i "campi elettromagnetici a radio frequenza".

Nel caso dei campi quasi statici, ha senso ragionare separatamente sui fenomeni elettrici e magnetici e ha quindi anche senso imporre separatamente dei limiti normativi alle intensità del campo elettrico e dell'induzione magnetica.

Il modello quasi statico è applicato per il caso concreto della distribuzione di energia, in relazione alla frequenza di distribuzione dell'energia della rete che è pari a 50 Hz. In generale gli elettrodotti dedicati alla trasmissione e distribuzione di energia elettrica sono percorsi da correnti elettriche di intensità diversa, ma tutte alla frequenza di 50 Hz, e quindi tutti i fenomeni elettromagnetici che li vedono come sorgenti possono essere studiati correttamente con il modello per campi quasi statici. Gli impianti per la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica alla frequenza di 50 Hz, costituiscono una sorgente di campi elettromagnetici nell'intervallo 30-300 Hz.

DENOMINAZIONE	SIGLA	FREQUENZA	LUNGHEZZA D'ONDA	
FREQUENZE ESTREMAMENTE BASSE	ELF	0 - 3kHz	> 100Km	
FREQUENZE BASSISSIME	VLF	3 - 30kHz	100 - 10Km	
RADIOFREQUENZE	FREQUENZE BASSE (ONDE LUNGHE)	LF	30 - 300kHz	10 - 1Km
	MEDIE FREQUENZE (ONDE MEDIE)	MF	300kHz - 3MHz	1Km - 100m
	ALTE FREQUENZE	HF	3 - 30MHz	100 - 10m
	FREQUENZE ALTISSIME (ONDE METRICHE)	VHF	30 - 300MHz	10 - 1m
MICROONDE	ONDE DECIMETRICHE	UHF	300MHz - 3GHz	1m - 10cm
	ONDE CENTIMETRICHE	SHF	3 - 30GHz	10 - 1cm
	ONDE MILLIMETRICHE	EHF	30 - 300GHz	1cm - 1mm
INFRAROSSO	IR	0,3 - 385THz	1000 - 0,78mm	
LUCE VISIBILE		385 - 750THz	780 - 400nm	
ULTRAVIOLETTA	UV	750 - 3000THz	400 - 100nm	
RADIAZIONI IONIZZANTI	X	> 3000THz	< 100nm	

Spettro elettromagnetico

6.1.4 Campo elettrico

Il campo elettrico è legato in maniera direttamente proporzionale alla tensione della sorgente; esso si attenua, allontanandosi da un elettrodotto, come l'inverso della distanza dai conduttori. I valori efficaci delle tensioni di linea variano debolmente con le correnti che le attraversano; l'intensità del campo elettrico può considerarsi, in prima approssimazione, costante.

La presenza di alberi, oggetti conduttori o edifici in prossimità delle linee riduce l'intensità del campo elettrico, e in particolare all'interno degli edifici, si possono misurare intensità di campo fino a 10 (anche 100) volte inferiori a quelle rilevabili all'esterno.

Per le linee elettriche aeree, l'intensità maggiore del campo elettrico si misura generalmente al centro della campata, ossia nel punto in cui i cavi si trovano alla minore distanza dal suolo. L'andamento e il valore massimo delle intensità dei campi dipenderà anche dalla disposizione e dalle distanze tra i conduttori della linea.

6.1.5 Fonti di emissione

Le apparecchiature elettriche previste nella realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto generano normalmente, durante il loro funzionamento, campi elettromagnetici con radiazioni non ionizzanti.

In particolare, sono da considerarsi come sorgenti di campo elettromagnetico le seguenti componenti del parco fotovoltaico:

- Elettrodotti:
 - linee elettriche BT di interconnessione fra gli inverter di campo e le cabine di trasformazione;
 - linee elettriche MT di interconnessione fra le Cabine di Trasformazione dei sottocampi e la Cabina di Smistamento;
 - linea elettrica interrata MT fra la Cabina di Smistamento e la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV;
- Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV:
 - Trasformatore MT/AT;
 - Sbarre AT;
 - Cavo interrato AT.

6.4 Radiazioni ottiche – fenomeni di abbagliamento

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad una intensa sorgente luminosa. L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia quello che giunge all'osservatore non direttamente ma precedentemente riflesso o scomposto.

L'esame del fenomeno dell'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.

Nel progetto in esame saranno utilizzati moduli fotovoltaici montati su inseguitori mono assiali. Ciò significa che i pannelli si muovono ogni giorno inseguendo la radiazione solare da est verso ovest con l'obiettivo di mantenersi, nel corso della giornata per quanto più possibile perpendicolari alla direzione dei raggi del sole. Al mattino hanno l'inclinazione massima di circa 55° rispetto all'orizzontale e guardano ad est, a mezzogiorno sono perfettamente orizzontali (paralleli al terreno), a fine giornata ancora inclinati di 55° guardando questa volta a ovest.

I moduli hanno una notevole efficienza, ciò significa che riflettono gran parte della radiazione solare e gli effetti di riflessione sono in realtà molto scarsi.

Gli effetti della riflessione potrebbero avere effetti negativi sulla circolazione stradale, ovvero nel caso in cui la luce riflessa investa abitazioni o comunque edifici destinati all'attività umana.

Vedremo nel paragrafo dedicato all'analisi degli impatti che gli effetti di riflessione della luce solare sono di fatto trascurabili.

6.5 Radiazioni ionizzanti

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico non prevede l'installazione di apparecchiature che emettano radiazioni ionizzanti. L'impianto, come detto, è previsto che sia realizzato in un'area attualmente occupata da una cava di tufo dismessa in cui non è pensabile siano presenti radionuclidi.

8. ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA

In base alle risultanze dello STATO AMBIENTALE esaminate evidentemente in relazione alle caratteristiche del progetto in esame è stato possibile definire già in fase preliminare la significatività degli impatti potenziali. Abbiamo infatti verificato che alcuni dei *fattori ambientali* non sono oggetto di impatto, così come alcuni *agenti fisici* non sono generati dall'impianto fotovoltaico.

In particolare la realizzazione dell'impianto fotovoltaico non genera impatti sui seguenti *fattori ambientali*:

- Acque
- Qualità dell'aria

Inoltre lo stesso impianto non produce i seguenti *agenti fisici*:

- Vibrazioni
- Radiazioni ionizzanti

Vi sono poi fattori ambientali su cui l'impianto genera impatti pressoché trascurabili e pertanto la valutazione dell'impatto avviene con un approccio più qualitativo, come nel caso dell'impatto sulla popolazione e salute umana.

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 impatti sui seguenti *fattori ambientali*:

- popolazione e salute umana;
- Biodiversità (flora, fauna ed ecosistema);
- Suolo ed uso del suolo;
- Sistema paesaggistico;

Inoltre la realizzazione dell'impianto genera i seguenti *agenti fisici*, di cui sarà valutato l'impatto:

- emissione di rumore;
- campi elettromagnetici;
- radiazioni ottiche;

Nella Tabella sottostante è riportata la matrice di correlazione tra le fasi di progetto ed i *fattori ambientali* oggetto di impatto, ovvero gli *agenti fisici* che generano impatti nelle diverse fasi.

Matrice azioni di progetto/fattori di impatto

FATTORI DI IMPATTO	FASI DI PROGETTO		
	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Popolazione e salute umana	X	X	X
Flora, Fauna Ecosistema	X	X	X
Suolo ed uso del suolo	X	X	
Sistema paesaggistico		X	

FATTORI DI IMPATTO	FASI DI PROGETTO		
	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Emissione di rumore	X	X	X
Campi elettromagnetici		X	
Radiazioni ottiche		X	

Schema di valutazione dell'impatto ambientale

La valutazione dell'impatto sui singoli fattori 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

La sintesi della valutazione di impatto sulle singole componenti ambientali è la “*matrice di impatto*”.

Dalle matrici di impatto dei singoli componenti si è poi passati ad una valutazione dell’impatto complessivo generato dalla costruzione, esercizio e gestione dell’impianto.

Il giudizio di impatto nelle matrici è stato attribuito secondo la seguente scala relativa, atteso che la stessa scala si applica anche agli impatti positivi oltre che a quelli negativi.

IMPATTO	<i>Negativo</i>	<i>Positivo</i>
Trascurabile	T	T
Molto Basso	BB	BB
Basso	B	B
Medio Basso	MB	MB
Medio	M	M
Medio Alto	MA	MA
Alto	A	A
Molto Alto	AA	AA

Con riferimento alle caratteristiche delle componenti di impatto, valgono per tutti le seguenti considerazioni di carattere generale.

La *durata nel tempo* definisce l'arco temporale in cui è presente l'impatto e potrà essere:

- breve, quando l'intervallo di tempo è inferiore a 5 anni;
- media, per un tempo compreso tra 5 e 25 anni (indicativi di un ciclo generazionale);
- lunga, per un impatto che si protrae per oltre 25 anni.

La *probabilità o distribuzione temporale* definisce con quale cadenza avviene il potenziale impatto e si distingue in:

- discontinua: se presenta accadimento ripetuto periodicamente o casualmente nel tempo;
- continua: se distribuita uniformemente nel tempo.

La *reversibilità* indica la possibilità di ripristinare lo stato qualitativo della componente a seguito delle modificazioni intervenute mediante l'intervento dell'uomo e/o tramite la capacità autonoma della componente, in virtù delle proprie caratteristiche di resilienza. Si distingue in:

- reversibile a breve termine: se la componente ambientale ripristina le condizioni originarie in un breve intervallo di tempo (<5 anni);
- reversibile a medio/lungo termine: se il periodo necessario al ripristino delle condizioni originarie varia tra 5 e 25 anni (indicativi di un ciclo generazionale);
- irreversibile: se non è possibile ripristinare lo stato qualitativo iniziale della componente interessata dall'impatto.

La *magnitudine* rappresenta l'entità delle modifiche e/o alterazioni causate dal potenziale impatto sulla componente ambientale e si distingue in:

- bassa: quando l'entità delle alterazioni/modifiche è tale da causare una variazione rilevabile strumentalmente o sensorialmente percepibile ma circoscritta

alla componente direttamente interessata, senza alterare il sistema di equilibri e di relazioni tra le componenti;

- **media:** quando l'entità delle alterazioni/modifiche è tale da causare una variazione rilevabile sia sulla componente direttamente interessata sia sul sistema di equilibri e di relazioni esistenti tra le diverse componenti;
- **alta:** quando si verificano modifiche sostanziali tali da comportare alterazioni che determinano la riduzione del valore ambientale della componente.

I *limiti spaziali (area di influenza)* dell'impatto potranno essere riferiti all'Area Ristretta (o di Intervento) o estesi all'Area di Interesse o all'Area Vasta. E' anche possibile in linea di principio che alcuni effetti degli impatti vadano a ricadere su aree la cui estensione non può essere definita a priori.

Di seguito vengono analizzati gli impatti prodotti sulle diverse componenti ambientali seguendo lo schema sopra indicato.

7.1 Popolazione e salute umana

7.1.1 Analisi di impatto

Individuazione delle principali fonti di disturbo per la salute umana, e classificazione del rischio.

I rischi per la salute umana potrebbero essere derivanti dalla possibile generazione /emissione /diffusione di micro organismi patogeni, sostanze chimiche e componenti di natura biologica, inquinanti atmosferici (CO, CO₂, NOX, O₃, PM₁₀, ecc.), emissioni odorigene, rumore, vibrazioni, radiazioni ionizzanti, radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici). Analizziamo puntualmente ciascuno di questi.

Organismi patogeni. La costruzione, l'esercizio e la dismissione di un impianto fotovoltaico non genera emissione e diffusione di organismi patogeni.

Sostanze chimiche. La costruzione, l'esercizio e la dismissione di un impianto fotovoltaico non genera emissione e diffusione di sostanze chimiche.

Emissioni odorigene. La costruzione, l'esercizio e la dismissione di un impianto fotovoltaico non genera emissione e diffusione di emissioni odorigene.

Vibrazioni. L'esercizio di un impianto fotovoltaico non genera vibrazioni. In fase di costruzione e ripristino potrebbero essere utilizzati macchinari ed utensili (escavatori, martelli pneumatici, macchine battipalo, ecc.) che generano vibrazioni. L'utilizzo di questi macchinari ed utensili è però limitato alla sola fase di cantiere, quindi per un periodo limitato di tempo e gli effetti sono limitati anche dal punto di vista spaziale, di fatto alla sola area di cantiere. Gli operatori saranno dotati di dispositivi di protezione collettivi ed individuali, che attenueranno l'impatto, saranno informati e formati su tali rischi.

Rumore. Gli effetti del rumore in fase di esercizio saranno accuratamente indagati nel paragrafo dedicato a questo *agente fisico*, qui ci limitiamo ad osservare che il rumore generato dagli inverter installati nelle cabine elettriche e che i suoi effetti sono limitati ad una decina di metri nell'intorno delle cabine stesse. Si tratta di aree in cui non è prevista la presenza umana, fatta eccezione per operatori tecnici che saltuariamente sono presenti nell'area di impianto per le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria. Trattasi ovviamente di personale addestrato portato a conoscenza dei rischi e dotato di dispositivi di protezione, peraltro non strettamente necessari.

Nei cantieri di costruzione e dismissione dell'impianto i rumori provocati da macchinari ed utensili saranno gestiti in termini di sicurezza per la salute umana con le procedure descritte nel piano di sicurezza: dispositivi di protezione collettivi ed individuali, turni di lavoro con tempistiche limitate. Gli effetti del rumore prodotto saranno limitati al cantiere ed alle aree immediatamente circostanti, ovvero aree agricole non abitate.

Radiazioni ionizzanti. La costruzione, l'esercizio e la dismissione di un impianto fotovoltaico non genera emissione e diffusione di radiazioni ionizzanti.

Radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici). Gli effetti dei campi elettromagnetici in fase di esercizio saranno accuratamente indagati nel paragrafo dedicato a questo *agente fisico*, qui ci limitiamo ad osservare che tali effetti restano confinati all'area di impianto, in cui come più volte detto è prevista la presenza saltuaria degli operatori addetti alla manutenzione dell'opera, per periodi sicuramente inferiori a 4 ore. Il cavidotto MT di

connessione dell'impianto alla Rete di Distribuzione, corre lungo strade pubbliche. Gli effetti del campo elettromagnetico, nocivi alla salute umana (indice di salubrità) restano confinati nell'ambito della sede stradale stessa, ove, ovviamente non è prevista la presenza continuative di persone per più di quattro ore.

Nella fase di costruzione e dismissione dell'impianto dal momento che gli impianto sono fuori esercizio, non è prevista l'emissione di campi elettromagnetici.

7.1.2 Definizione dei limiti spaziali d'impianto

Vibrazioni. Sono prodotte solo in fase di cantiere (costruzione e dismissione) e sono limitati all'area di cantiere stessa.

Rumore. In fase di esercizio il rumore è generato dagli inverter e limitato all'area di impianto, non ha effetti tangibili sulla salute umana.

In fase di cantiere è limitato alla sola area di impianto e a quelle immediatamente limitrofe. Possono avere effetti sui soli operatori in cantiere.

Radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici). In fase di esercizio gli effetti dei campi elettromagnetici sono limitati ad uno stretto intorno delle cabine MT (3 m), e quindi restano confinati all'interno dell'area di impianto, e su una stretta fascia (ampiezza 4 m) a cavallo del cavidotto MT che comunque corre lungo strade pubbliche. Si tratta di aree in cui non prevista la presenza continuativa di persone.

7.1.3 Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

Vibrazioni. Impatto sulla salute umana in fase di cantiere trascurabile

Rumore. Impatto sulla salute umana in fase di esercizio ed in fase di cantiere trascurabile.

Radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici). Impatto sulla salute umana solo in fase di esercizio.

7.1.4 Durata dell'impatto

Vibrazioni. Impatto sulla salute umana limitato alla fase di cantiere e solo per alcune lavorazioni.

Rumore. Impatto sulla salute umana in fase di esercizio ed in fase di cantiere.

Radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici). Impatto sulla salute umana in fase di esercizio quando l'impianto è in funzione (durante il giorno).

7.1.5 Probabilità dell'impatto

Vibrazioni. Impatto sulla salute umana pressoché certo nella fase di cantiere.

Rumore. Impatto sulla salute umana in fase di esercizio ed in fase di cantiere, pressoché certo.

Radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici). Impatto sulla salute umana in fase di esercizio pressoché certo.

7.1.6 Reversibilità dell'impatto

Vibrazioni. Impatto sulla salute umana reversibile, non è pensabile che produca effetti irreversibili sulla salute umana, purché siano rispettate le elementari norme di sicurezza in cantiere.

Rumore. Impatto sulla salute umana reversibile, non è pensabile che produca effetti irreversibili sulla salute umana, purché siano rispettate le elementari norme di sicurezza in cantiere e così come per gli operatori addetti alla manutenzione dell'impianto.

Radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici). Impatto sulla salute umana reversibile, non è prevista la permanenza per tempi prolungati sia nell'area di impianto sia sulle strade pubbliche interessate dal percorso del cavidotto.

7.1.7 Misure di mitigazione dell'impatto

Vibrazioni. Utilizzo dei DPI per gli operatori, tempi di esposizione (utilizzo di macchinari che producono vibrazioni), per periodi limitati e controllati.

Rumore. Utilizzo dei DPI per gli operatori, tempi di esposizione, per periodi limitati e controllati, sia in fase di cantiere sia in fase di esercizio.

Radiazioni non ionizzanti (campi elettromagnetici). Accessibilità dell'impianto solo agli addetti alla manutenzione. Inversione delle fasi dei cavi MT lungo il percorso del cavidotto per attenuare i campi elettromagnetici indotti.

La matrice di impatto sotto riportata è riferita esclusivamente al fattore VIBRAZIONI. Gli effetti dei campi elettromagnetici e del rumore sono oggetto di trattazione specifica più avanti riportata.

Matrice di Impatto Salute Umana

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Vibrazioni	Durata nel tempo	Breve	X		X
		Media			
		Lunga			
	Distribuzione temporale	Discontinuo	X		X
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine	X		X
		Reversibile a medio/lungo termine			
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa	X		X
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta	X		X
		Area di Interesse			
		Area vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>			BB	T

FATTO RI DI IMPAT TO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO	FASE DI COSTRUZ IONE	FASE DI ESERCI ZIO	FASE DI DISMISSI ONE
---	---	-------------------------------------	---------------------------------------	-------------------------------------

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. () Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +*

7.2 Flora e vegetazione

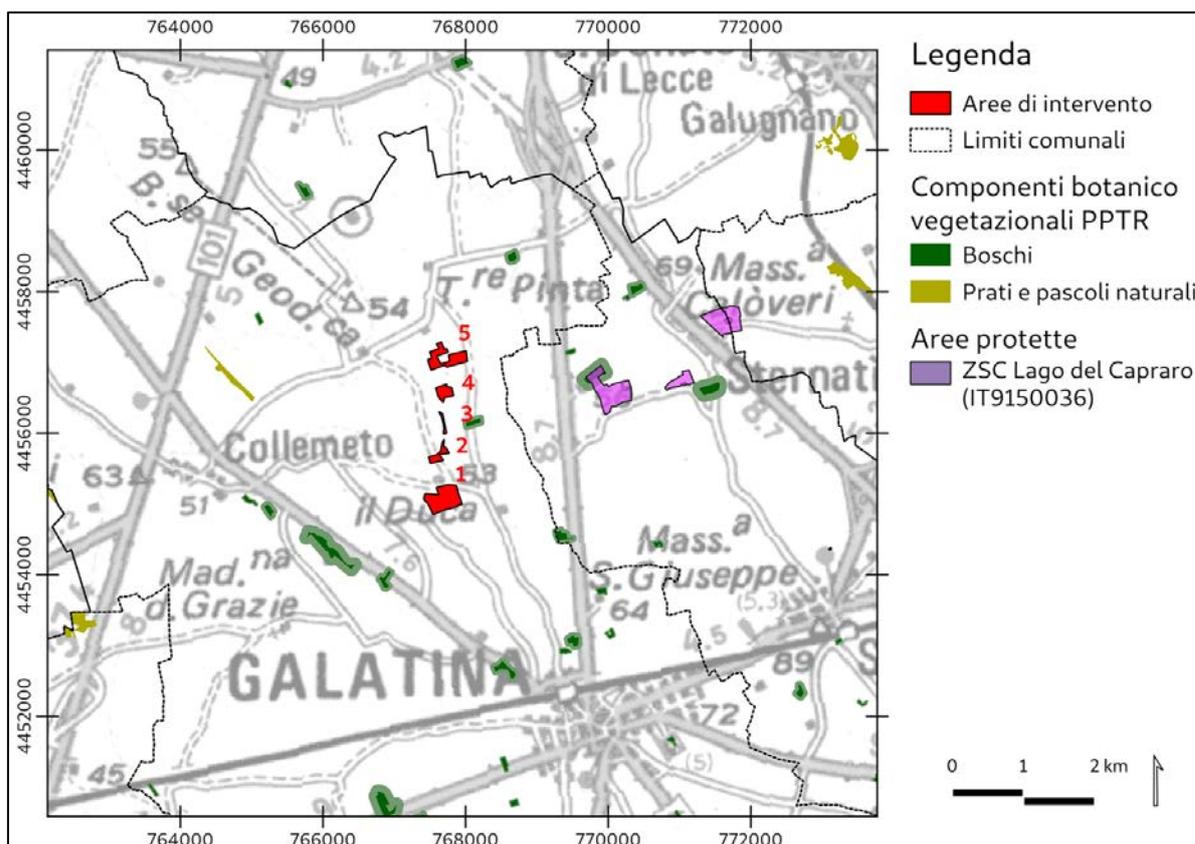
7.2.1 3.8.1 Analisi dell'Impatto

Interferenze del progetto con le componenti botanico vegetazionali delle aree protette

Il sistema delle tutele è illustrato in Tabella e in figura

Relazione spaziale delle aree di intervento con il sistema delle tutele.

<p>Aree protette</p>	<p>Nessuna area protetta ricade in area di studio. L'area più prossima è rappresentata dalla seguente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ZSC Lago del Capraro (IT9150036), che dista 1,6 km a est delle aree di intervento.
<p>Componenti botanico vegetazionali del PPTR</p>	<p>Nessuna componente botanico vegetazionale ricade nelle aree di studio. L'area più prossima è rappresentata dalla seguente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Area di rispetto dei boschi, che dista 240 m a est dell'area di intervento 3.



Localizzazione dell'intervento e rappresentazione del sistema delle tutele [Sistema di coord.: UTM fuso 33 WGS84].

In relazione alle caratteristiche di queste aree protette, ben diverse da quelle dell'area d'intervento (seminativi), nessuna correlazione esiste tra gli ecosistemi di queste due aree e pertanto l'interferenza del progetto con il sistema delle aree protette è del tutto trascurabile.

Infine ribadiamo che gli impatti riguardano esclusivamente la Fase di Esercizio e non quella di Costruzione e Dismissione. Durante la costruzione e dismissione dell'impianto non sono previste interferenze e con le *componenti botanico vegetazionali delle aree protette*.

Interferenze con i target di conservazione

Nelle aree di intervento non si rileva la presenza di alcun tipo di habitat della Direttiva 92/43/CEE, alcun tipo di componente botanico vegetazione sensu PPTR e alcuna specie target di conservazione.

Confrontando lo scenario di progetto con quello attuale, si rileva la sostituzione di 30,64 ha di Comunità con erbe infestanti delle aree coltivate con un'uguale superficie di Comunità dei substrati artificiali (Tabella 7). A questa sostituzione corrisponde un incremento dell'artificialità del 98,9% delle aree di intervento.

Le interferenze del progetto con i target di conservazione sono illustrate nella in Tabella 8. In sintesi, non essendoci target di conservazione non si rilevano neanche interferenze di alcun tipo.

Per quanto concerne la valutazione degli effetti del progetto sulla componente faunistica si rimanda al relativo studio faunistico. Per quanto concerne le descrizioni dettagliate delle soluzioni progettuali si rimanda alla relazione generale.

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

Target di conservazione	Interferenze	Soluzioni progettuali
-------------------------	--------------	-----------------------

Target di conservazione	Interferenze	Soluzioni progettuali
Habitat della Direttiva 92/43/CEE	Nelle aree di intervento non è presente alcun tipo di habitat target di conservazione.	-
Componente botanico vegetazione PPTR	Nelle aree di intervento non è presente alcuna componente botanico vegetazionale.	-
Specie vegetali	Nelle aree di intervento non è presente alcuna specie target di conservazione. Nessuna delle specie segnalate dal DGR 2442/2018 (si veda la sezione Errore. Il segnalibro non è definito.) è stata rilevata nelle aree di intervento nel corso dei rilievi; a conferma di ciò, si noti che <i>Stipa austroitalica</i> è specie di praterie steppiche, mentre <i>Ruscus aculeatus</i> è specie nemorale.	-
Sistema delle aree protette	Limitatamente agli aspetti botanici, data la lontananza delle aree protette naturali dalle aree di intervento (Tabella 2), si assume che l'interferenza del progetto con il sistema di aree protette sia trascurabile.	-

7.2.2 Definizione dei limiti spaziali dell'Impatto

Per quanto affermato nell'Analisi dell'Impatto il suo limite spaziale è limitato alle aree su cui insiste l'impianto fotovoltaico (aree recintate).

7.2.3 Durata dell'Impatto

La durata dell'impatto è limitata alla vita utile dell'impianto (20 anni). Smantellato l'impianto le aree torneranno nello stato attuale e se pianificato potranno essere oggetto di progetti di rinaturalizzazione.

7.2.4 Probabilità dell'Impatto

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico pone sull'area un grado di antropizzazione che sicuramente limita i processi di naturalizzazione.

7.2.5 Reversibilità dell'Impatto

L'impatto è reversibile. Smantellato l'impianto le aree torneranno nello stato attuale e se pianificato potranno essere oggetto di progetti di rinaturalizzazione.

7.2.6 Mitigazione dell'Impatto

A mitigazione degli impatti generati dal progetto, si opererà così come riportato nella tabella a pagina precedente,

7.2.7 Ordine di grandezza e complessità dell'Impatto

La *magnitudo* (ordine di grandezza) di impatto e da considerarsi medio bassa, in relazione al fatto che:

- Le aree perimetrate dall'impianto non interferiscono direttamente con habitat protetti, le aree di impianto, infatti interessano esclusivamente aree di evidente antropizzazione agricola. Si tratta, infatti, di aree attualmente utilizzate come seminativi.
- Sono previsti importanti azioni di mitigazione dell'impatto

Componente botanico vegetazionale: matrice di impatto

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Impatto su Aree Naturali Protette	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga			
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			

FATTO RI DI IMPATT O	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZI ONE	FASE DI ESERCIZ IO	FASE DI DISMISSI ONE	
		Reversibile a medio/lungo termine				
		Irreversibile				
	Magnitudine	Bassa				
		Media				
		Alta				
	Area di influenza	Area ristretta				
		Area di Interesse				
		Area Vasta				
	<i>Giudizio di impatto</i>				T	
	Impatto Componenti botanico vegetazio nali area ristretta	Durata nel tempo	Breve			
Media						
Lunga						
Distribuzione temporale		Discontinuo				
		Continuo				
Reversibilità		Reversibile a breve termine				
		Reversibile a medio/lungo termine				
		Irreversibile				
Magnitudine		Bassa				
		Media				
	Alta					

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
	Area di influenza	Area ristretta			
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>			T	
Impatto indiretto: sottrazione e frammentazione di habitat	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga			
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine			
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa			
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area ristretta			
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>			T	

COMPONENTE VEGETAZIONALE	BOTANICO	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
---------------------------------	-----------------	----------------------------	--------------------------	----------------------------

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
		ONE	IO	ONE
GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO		T	T	T -

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +

7.3 Fauna e avifauna

7.3.1 Analisi dell'impatto

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

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



Inquadramento area di “dettaglio” (1 km dai confini dell’Impianto)” e area “vasta” (5 km dai confini dell’Impianto)

La caratterizzazione condotta sull’area vasta ha avuto lo scopo di inquadrare l’unità ecologica di appartenenza dell’area di dettaglio e quindi la funzionalità che essa assume nell’ecologia della fauna presente. L’unità ecologica è rappresentata dal mosaico di ambienti, in parte inclusi nell’area interessata dal progetto ed in parte ad essa esterni, che nel loro insieme costituiscono lo spazio vitale per gruppi tassonomici di animali presi in considerazione.

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

Gli animali selvatici mostrano un legame con l'habitat che pur variando nelle stagioni dell'anno resta comunque persistente. La biodiversità e la "vocazione faunistica" di un territorio può essere considerata mediante lo studio di determinati gruppi tassonomici, impiegando metodologie di indagine che prevedono l'analisi di tali legami di natura ecologica.

Tra i Vertebrati terrestri, la classe sistematica degli Uccelli è la più idonea ad essere utilizzata per effettuare il monitoraggio ambientale, in virtù della loro diffusione, diversità e della possibilità di individuazione sul campo. Possono fungere da indicatori ambientali tanto singole specie quanto comunità intere. I rilievi in campo sono stati condotti nei mesi di Settembre-Dicembre 2019, sia di giorno che dopo il crepuscolo. Sono stati utilizzati, inoltre, dati rilevati nell'anno precedente (mesi di Aprile e Maggio 2018) durante sopralluoghi in aree limitrofe. Sono stati effettuati censimenti "a vista" e "al canto", sia da punti fissi che lungo transetti, esaminate le tracce e analizzate le "borre" di strigiformi.

Monitoraggio degli uccelli

Alcune specie, quelle con comportamento scarsamente "elusivo", si prestano ad un'osservazione diretta (censimento a vista). Tali specie, comprese principalmente negli ordini di Ciconiiformes, Anseriformes, Falconiformes (fig. 3), Gruiformes, Charadriiformes, Columbiformes e Cuculiformes, hanno dimensioni corporee medio-grandi, compiono movimenti migratori prevalentemente nelle ore diurne, si aggregano nei siti trofici e risultano per tutto ciò rilevabili mediante l'osservazione. È stato adoperato un binocolo 8x40, un cannocchiale 20-60 x 60 ed una fotocamera digitale.

Il censimento al canto trova impiego prevalentemente nella determinazione delle specie nidificanti, basandosi sull'ascolto dei canti emessi con funzione territoriale dai maschi o dalle coppie in riproduzione. Il numero di specie presenti in un'area e la densità di coppie per specie, forniscono indicazioni per una lettura in chiave ecologica dello stato di conservazione di un habitat. Si realizza da "stazioni" o "transetti".

Il metodo delle stazioni di ascolto ripropone il metodo I.P.A. (Indices Ponctuels d'Abondance) (Blondel et al., 1970), modificato secondo quanto di seguito precisato. Tale

metodo consiste nell'effettuare una stazione d'ascolto in un tempo prefissato annotando gli individui di ogni specie di uccelli acquatici (compresi quelli marini) visti e/o uditi all'interno di un raggio fisso di 250 m, in un intervallo temporale della durata di 10 minuti, tra le 7 e le 11 di mattina (Bibby et al., 2000). Saranno evitate le giornate di pioggia e di vento forte (cfr. Bibby et al., 2000). Rispetto alla metodologia standard, che prevede stazioni d'ascolto della durata di 20 minuti, il tempo di rilevamento viene ridotto a 10 minuti, in quanto è ritenuto un tempo sufficiente per osservare la maggioranza delle specie (Bibby et al., 2000; Sarrocco et al., 2002; Sorace et al., 2002). Il censimento lungo i canali è effettuato con il metodo del transetto lineare. Il metodo del transetto lineare (line transect method) è largamente adottato negli studi sui vertebrati. Tale metodo consiste nel seguire tragitti lineari da percorrere a velocità costante, nelle prime ore del mattino, annotando tutti gli individui di avifauna acquatica visti, uditi in verso o in canto entro i 50 m a destra e a sinistra dell'osservatore (avendo l'accortezza di non segnare più volte un individuo in movimento) e i segni di presenza. Per aumentare l'efficacia del campionamento, i transetti saranno effettuati nelle prime ore del mattino, quando l'attività della maggior parte degli animali è massima, evitando le giornate di pioggia e vento forte. I transetti hanno la lunghezza di 500 m. Sono state annotate tutte le specie di uccelli viste e/o udite e il numero complessivo d'individui per ciascuna specie.

Monitoraggio dei mammiferi

Il monitoraggio condotto nello studio faunistico, ha previsto uscite in campo durante le quali sono state rilevate le “tracce” e gli escrementi, lasciati sul terreno e le tane. in tal modo sono stati individuati i mammiferi di dimensioni medio-grandi (riccio, volpe, lepre, ecc.).

Più difficili da individuare sono invece i “micro-mammiferi”, che rappresentano un numero considerevole delle specie presenti. Con questo termine si indicano i “mammiferi di piccola taglia”, inferiore ai 25 – 30 cm e di peso non superiore al Kg. Rientrano in tale categoria solo rappresentanti degli ordini degli Insettivori e dei Roditori. Tale denominazione, di micro-mammifero, non ha quindi alcun valore sistematico ma rappresenta una

denominazione di comodo quando li si considera come cenosi. Il loro studio fornisce delle importantissime indicazioni circa le condizioni ambientali dei biotopi in cui vivono e sulla catena alimentare di cui essi stessi rappresentano la risorsa di base per molti predatori. Il censimento dei micro-mammiferi è stato condotto mediante l'analisi delle "borre" di Strigiformi (rapaci notturni), raccolte nelle stazioni di nidificazione/posatoio dei rapaci.

Con il termine "borra" si indica il rigurgito di forma appallottolata, meno frequentemente detto anche "bolo" o "cura", emesso da alcuni uccelli: rapaci, aironi, gabbiani, gruccioni, ecc. contenenti i resti non digeribili delle prede (ossa, piume, peli, squame di rettili, scaglie di pesci, cuticole di artropodi, frammenti di conchiglie). La maggior parte delle borre di strigiformi contiene numerose ossa di micro-mammiferi che rappresentano la loro preda elettiva, sino al punto da condizionare i loro cicli vitali. La borra, dopo essere stata rigurgitata, resta compatta e si accumula ad altre se queste vengono emesse nello stesso luogo, ad esempio sotto al medesimo posatoio o nido. Da qui possono essere comodamente raccolte per essere analizzate e quindi censiti i micro-mammiferi in esse contenuti. Ma per ricavare un quadro affidabile della popolazione presente, che tenga in considerazione sia gli aspetti quantitativi, sia le specie più rare, è necessario utilizzare solo le borre di alcuni strigiformi, ovvero di quelli che compiono una predazione generica, tutt'altro che specializzata. Tra tali predatori, detti "eurifagi", il Barbagianni (*Tyto alba*) è presente nell'area.

Il censimento realizzato dall'analisi delle borre, comunque, pone dei problemi causati dalla quantità del campione, dalle scelte operate dal predatore, dalla competizione che può esistere con altri predatori, dalla differente distribuzione ecologica di preda e predatore, dalle variazioni stagionali della dieta. La rottura dei crani, inoltre, operata selettivamente dagli strigiformi, comporta in alcuni casi la difficoltà o impossibilità di determinazione della specie di appartenenza del micro-mammifero. Per ovviare a ciò è opportuno reperire, là dove possibile, un campione sufficientemente ampio riferibile ad un'intera annata (Contoli, 1986).

Il Barbagianni (*Tyto alba*) è comunque il predatore che pone meno di fronte a tali difficoltà, tant'è che viene ampiamente impiegato per censimenti quali-quantitativi di micro-mammiferi in gran parte del suo areale distributivo.

Il censimento da borre inizia con l'individuazione dei posatoi di Barbagianni (Tyto alba) e la raccolta seguita dall'analisi in laboratorio; qui si dissezionano le borre mediante pinzette ed aghi. La prima raccolta effettuata in un sito non è databile, poiché le borre si accumulano, mentre le successive, se condotte con cadenza mensile e magari per più anni, si prestano per analisi stagionali.

Oltre alle borre integre si reperiscono anche i "fondi" ossia resti di borre disfatte.

Si passa quindi al conteggio delle prede ed alla formulazione degli indici ecologici, tenendo conto che ossa della stessa preda possono essere emesse in più borre, o che alcune possono essere digerite e disperse. Le ossa impiegate nel conteggio sono le emiarcate, mascellari e mandibolari, che si presentano quasi sempre separate e vanno nuovamente appaiate, quelle riferibili allo stesso individuo.

Monitoraggio di rettili e anfibi

E' stato condotto usando il metodo del transetto lineare, annotando tutte le specie viste e/o udite e il numero complessivo di individui per ciascuna specie. Il metodo del transetto lineare (line transect method) è largamente adottato negli studi sui vertebrati. Tale metodo consiste nel seguire tragitti lineari da percorrere a velocità costante, nelle prime ore del mattino, annotando tutti gli individui di rettili (fig. 7) e anfibi visti e uditi in verso (avendo l'accortezza di non segnare più volte un individuo in movimento), uova, forme larvali e segni di presenza. Per aumentare l'efficacia del campionamento, i transetti sono stati effettuati nelle prime ore del mattino, quando l'attività della maggior parte degli animali è massima, evitando le giornate di pioggia e vento forte. I transetti hanno la lunghezza di 500 m.

I dati faunistici sono stati esaminati criticamente oltre che dal punto di vista del loro intrinseco valore anche alla luce della loro eventuale inclusione in direttive e convenzioni internazionali, comunitarie e nazionali, al fine di evidenziarne il valore sotto il profilo conservazionistico.

Successivamente sono stati valutati i possibili impatti dell'opera progettata sulla fauna stanziale e migratrice e quelli cumulativi che potrebbero derivare dalla presenza di altri impianti in area vasta.

In conclusione 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.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 86, di cui n°64 uccelli, 14 mammiferi, 5 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 9 ordini sistematici, 47 sono le specie di passeriformi e 17 di non passeriformi. Appartengono all'allegato I della Dir. Uccelli n° 9 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. 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.**

7.3.2 Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

L'area individuata per l'intervento è localizzata nell'entroterra Brindisino.

Le aree di impianto interessano esclusivamente aree a seminativo attualmente utilizzate per scopi agricoli.

La circostanza, ovviamente non casuale, che le aree di impianto interessino solo aree a seminativo di tipico sfruttamento agricolo attenua notevolmente l'impatto sulla fauna, si rileva soltanto un impatto indiretto di sottrazione di habitat trofico di alcune specie (migratori) in alcuni periodi dell'anno. Peraltro dal momento che altre aree a seminativo sono presenti nell'area, tali specie utilizzeranno per la caccia tali aree limitrofe e pertanto si

ritiene che la realizzazione dell'impianto non comporti una modificazione dell'habitat con conseguente allontanamento di alcune specie dall'area.

Pertanto possiamo definire complessivamente l'impatto medio- basso.

7.3.3 Limiti spaziali dell'impatto

La circostanza che non sia abbia perdita di habitat, limitata l'impatto all'area ristretta, quindi le aree dell'impianto fotovoltaico e quelle immediatamente adiacenti.

7.3.4 Probabilità dell'impatto

L'impianto produrrà un disturbo continuo in fase di esercizio soprattutto alla fauna stanziale e all'avifauna ed un disturbo discontinuo in fase di cantiere e di dismissione.

7.3.5 Durata e reversibilità dell'impatto

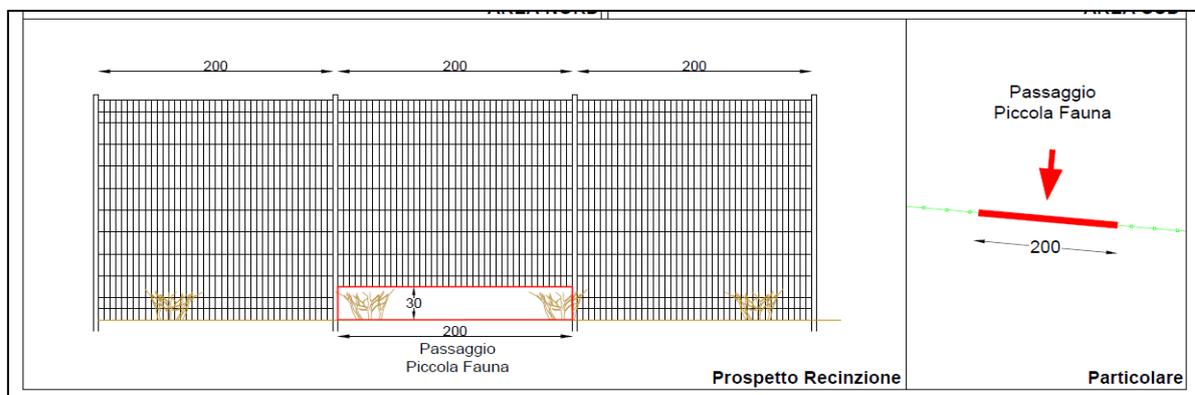
Il limite temporale è dato dalla vita utile dell'impianto pari a 20 anni. L'impatto potrebbe avere effetti non reversibili se alcune specie abbandonassero definitivamente l'area, ipotesi come abbiamo visto da escludere. Pertanto ripristinata l'area a fine vita utile dell'impianto fotovoltaico (20 anni) termineranno tutti gli effetti. L'impatto è pertanto reversibile.

L'allegata tabella (Tabella 1) riporta le specie presenti. Per ognuna è indicato lo status biologico e quello legale. Tali specie sono state determinate attraverso rilievi condotti in campo, o indirettamente dall'affinità per gli habitat o perché citate in bibliografia. Non sono disponibili dati quantitativi, la cui raccolta necessiterebbe di tempi maggiori per i rilievi in campo.

7.3.6 Misure di mitigazione dell'impatto

Le scelte progettuali che avranno, di fatto, effetto di mitigazione di impatto su fauna e avifauna sono:

- La realizzazione di varchi lungo la recinzione delle aree di impianto che permettono gli spostamenti della piccola fauna anche all'interno delle aree di impianto.



Varchi per il passaggio della piccola fauna

7.3.7 Impatto su fauna e avifauna durante la costruzione/ dismissione dell'impianto

Infine per quanto attiene l'impatto in fase di costruzione e dismissione dell'impianto, possiamo affermare che la presenza di mezzi e attrezzature di cantiere sicuramente genererà un impatto sulla fauna stanziale, per un periodo limitato e comunque durante alcune ore della giornata.

Dal momento che le specie che popolano l'area hanno un elevato adattamento a condizioni poste dall'uomo è sicuramente **da escludere che possano abbandonare l'area durante la costruzione/dismissione. D'altra parte è evidente che il disturbo e il rumore non siano superiori e molto diversi a quelli delle macchine operatrici agricole che tipicamente operano nell'area durante i vari periodi dell'anno.**

Fauna: matrice di impatto

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Impatto diretto:	Durata nel tempo	Breve	X		X
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo	X		X
		Continuo		X	
	Reversibilità	Reversibile a breve termine	X		X
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa	X		X
		Media		X	
		Alta			
	Area di influenza	Area ristretta	X	X	X
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>giudizio di impatto</i>			T -	MB -
Impatto indiretto: sottrazione di habitat,	Durata nel tempo	Breve	X		X
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo	X		X
		Continuo		X	
	Reversibilità	Reversibile a breve termine	X		X
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area ristretta	X	X	X
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>giudizio di impatto</i>			T -	T -
FAUNA			FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE

7.4 Ecosistema

Le aree di impianto ed altre zone limitrofe sono interessate da seminativi. Ciò ha determinato la modificazione nella composizione della fauna, con adattamenti di alcune specie, scomparsa di altre e ingresso di altre ancora.

Il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori, si presenta pianeggiante e in gran parte destinato a colture agricole. Tuttavia il sito si presenta nel complesso di discreto interesse faunistico, nonostante la destinazione prevalentemente agricola, per la presenza di un habitat naturale (macchia e gariga) in alcune aree limitrofe a quelle di intervento.

La fauna stanziale è costituita da specie sinantropiche nelle aree agricole e da specie d'interesse naturalistico negli habitat naturali.

Nessun habitat naturale o semi-naturale è stato interessato dalla localizzazione dell'impianto fotovoltaico, il cui posizionamento è stato predisposto in maniera tale da non interessare aree di valore naturalistico.

Alcun impatto è previsto a carico della fauna stanziale (mammiferi, rettili ed anfibi) poiché attestata nelle aree naturali non interessate dal progetto. Inoltre alcuni varchi saranno aperti lungo la recinzione dell'impianto fotovoltaico per consentire e facilitare gli spostamenti della piccola fauna, anche all'interno delle aree utilizzate per l'impianto fotovoltaico.

Allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale dei professionisti che hanno redatto la relazione ecologica, e da dati raccolti per il presente studio, non si ritiene esistano interazioni tra la costruzione dell'impianto fotovoltaico, la fauna e le componenti botanico vegetazionali presente nelle aree protette più vicine:

- SIC IT9120011 - Valle dell'Ofanto – lago di Capaciotti – (12,5 km a Sud delle aree di Impianto);
- Parco Naturale Regionale fiume Ofanto – LR n°19 del 24/7/1997;
- SIC IT9110033 – Accadia Deliceto – (9,5 km a Ovest delle aree di Impianto);
- SIC IT9110032 – Valle del Cervaro, Bosco dell'Incoronata – (12 km a Nord delle aree di Impianto);

- Parco Naturale Regionale, Bosco dell’Incoronata – LR n°10 del 15/05/2006 – (16 km a Nord-Est delle aree di Impianto).

Si tratta infatti di aree con caratteristiche ben diverse da quelle dell’area di intervento.

In definitiva l’impatto sull’ecosistema si riduce alla sottrazione di un habitat trofico per alcuni periodi dell’anno che interessa soprattutto avifauna migratrice. Tuttavia la presenza di aree di altri seminativi nell’immediato intorno dell’impianto scongiura il rischio di abbandono delle aree da parte delle specie faunistiche e avifaunistiche che lo popolano o che la attraversano durante alcuni periodi dell’anno.

Si prevede che a fine vita utile di impianto (20 anni), possano essere ripristinate le condizioni attuali.

In definitiva l’impatto sull’ecosistema è basso ed è completamente reversibile.

Ecosistema: matrice di impatto

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Sottrazione di habitat	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo		X	
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudi	Bassa		X	

FATTO RI DI IMPAT TO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTR UZIONE	FASE DI ESERCI ZIO	FASE DI DISMIS SIONE
	ne	Media			
Area di influenza		Alta			
		Area ristretta		X	
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>		-	MB -	
ECOSISTEMA			FASE DI COSTR UZIONE	FASE DI ESERCI ZIO	FASE DI DISMIS SIONE
GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO			-	MB -	-

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +.

7.5 Suolo e sottosuolo

7.5.1 Analisi dell'impatto

I fattori di impatto in grado di interferire con la componente suolo e sottosuolo, come anticipato nella fase di scoping, sono rappresentati da:

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

Occupazione di suolo

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

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

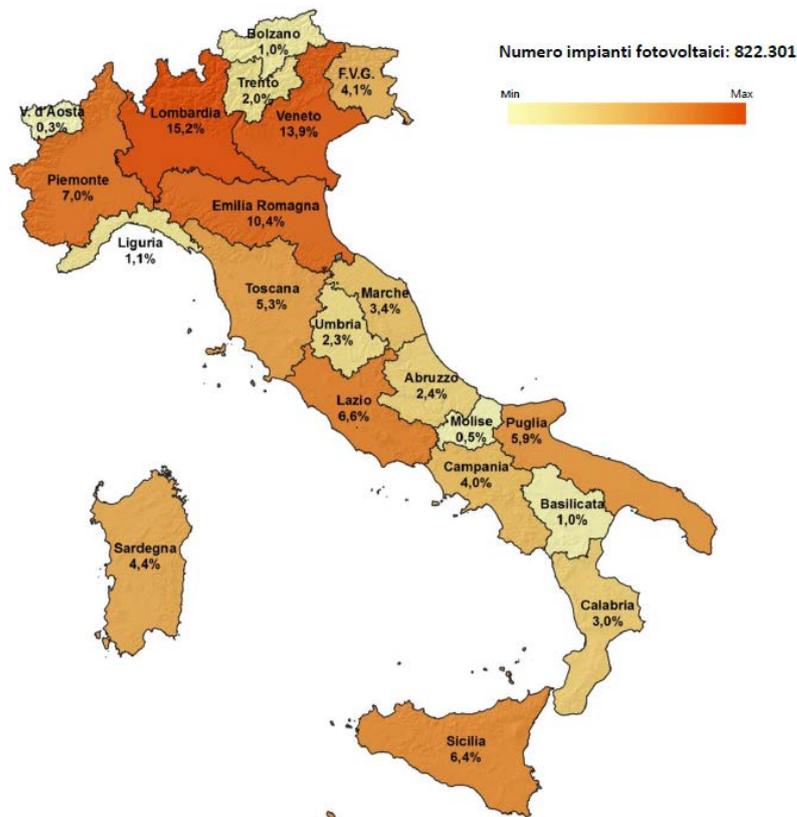
<i>Lotto</i>	<i>Estensione Area impianto</i>	<i>Superficie totale moduli fotovoltaici</i>	<i>Superficie Cabine elettriche</i>	<i>Superficie strade</i>
<i>UNICO LOTTO</i>	<i>295.000 mq</i>	<i>103.306 m² (35,01%)</i>	<i>660 m² (0,22 %)</i>	<i>60.842 (20,62 %)</i>

La “cementificazione” prodotta dalle Cabine Elettriche è di circa 0,22% 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 20,62%, dell'intera superficie di impianto. Anche queste rimovibili a fine vita utile.

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

A fine 2018 le regioni italiane con maggior numero di impianti sono Lombardia e Veneto (rispettivamente 125.250 e 114.264); considerate insieme esse concentrano il 29,1% degli impianti installati in Italia. In termini di potenza installata è invece la Puglia a detenere, con 2.652 MW, il primato nazionale, sempre in Puglia si rileva la dimensione media degli impianti più elevata (54,8 kW).

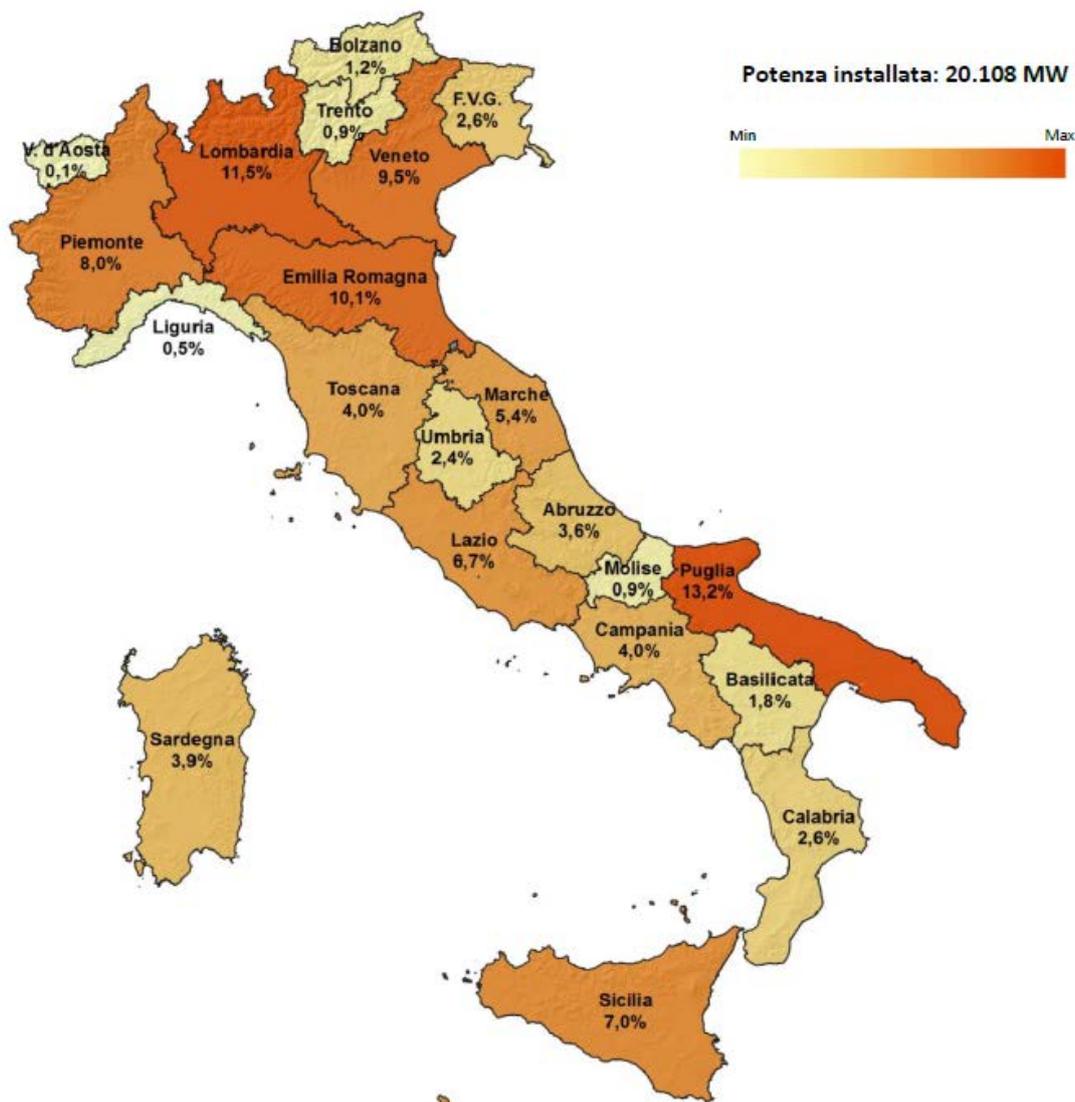


***Distribuzione regionale impianti fotovoltaici a fine 2018 – Fonte Rapporto
statistico solare fotovoltaico GSE 2018***

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

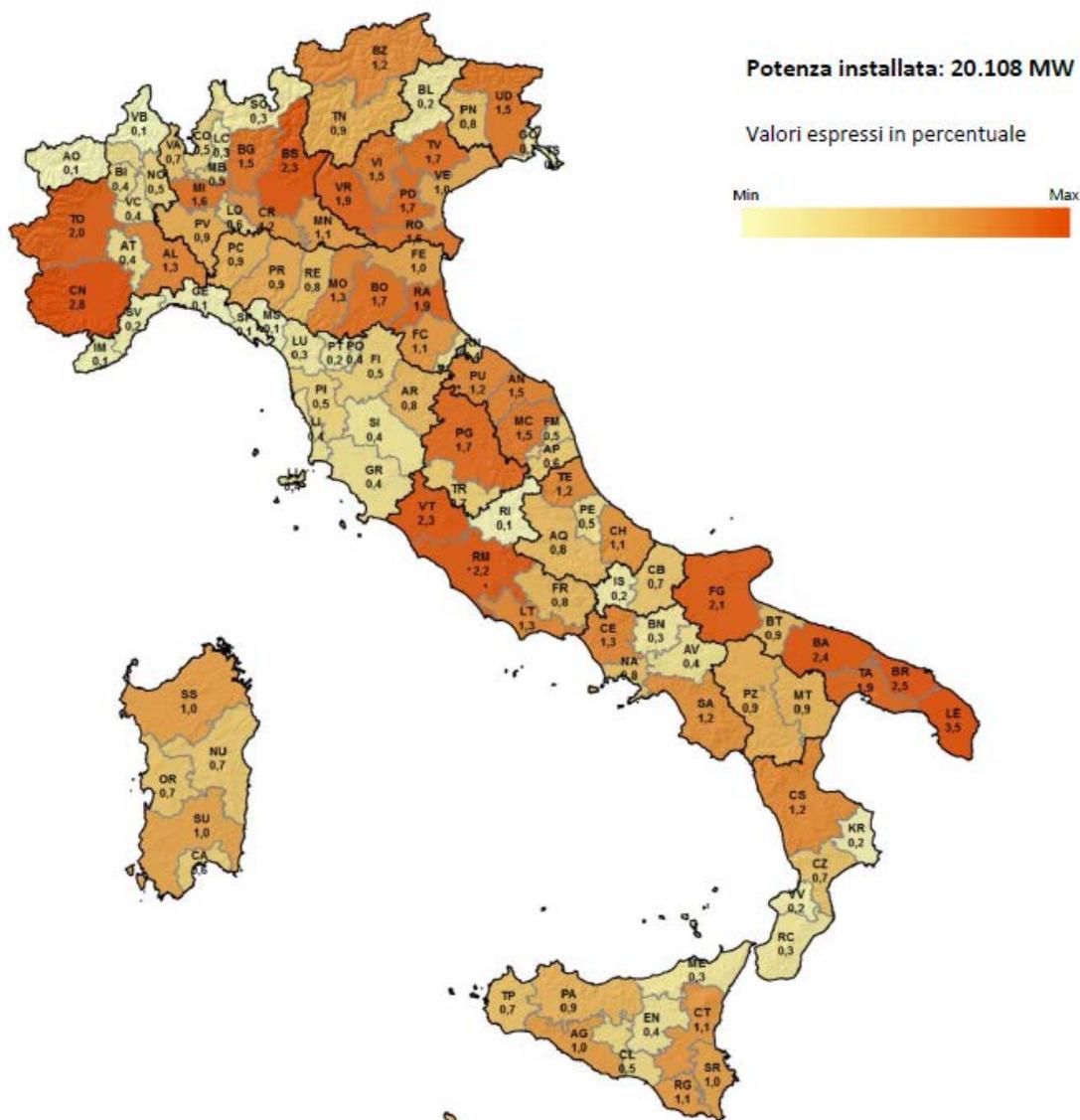
La distribuzione su base provinciale Roma è la prima provincia italiana con il 3,9% del totale nazionale, seguita da Treviso e Brescia (3,2%). Al sud la provincia con maggior numero di impianti installati è Lecce (1,9%).

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



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

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



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

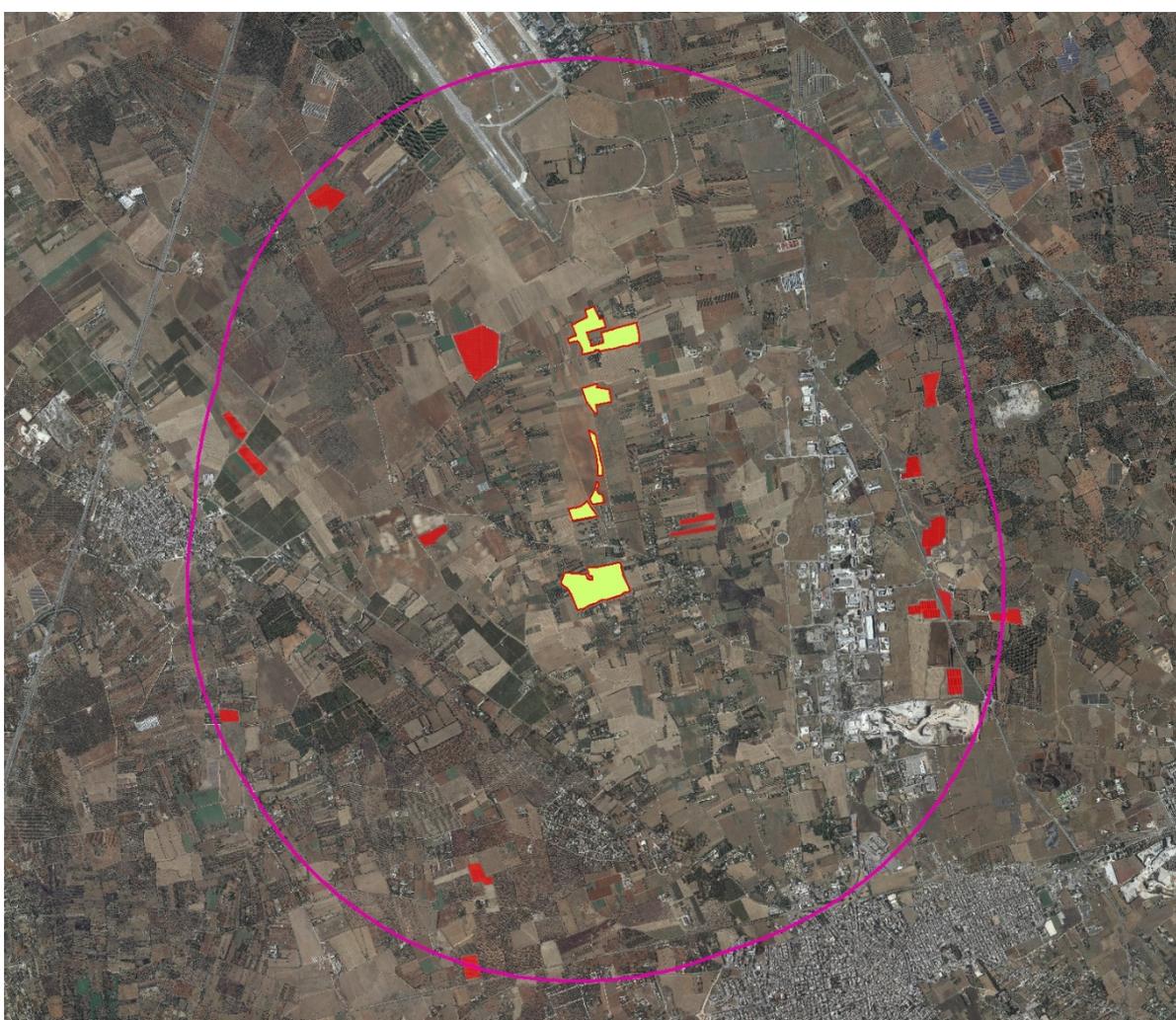
Per quanto attiene la densità della potenza installata ovvero i kWh per kmq, la media nazionale si attesta a 67 kW/kmq, quella regionale pugliese a 136 kWh/kmq, quella della provincia di Lecce 248,3 kWh/kmq.



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

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

Per quanto attiene più specificatamente l'area di impianto, riportiamo uno stralcio cartografico dal SIT della Regione Puglia in cui sono indicati in conformità a quanto indicato dalla DGR 2122/2012 tutti gli impianti fotovoltaici esistenti. Sulla stessa cartografia è indicata l'area dell'impianto in progetto.



***DGR 2122/2012 Regione Puglia – impianti fotovoltaici esistenti (in rosso)
nell'intorno di circa 3 km dall'impianto in progetto (in viola)***

In termini numerici l'Area di studio ha una superficie di circa 2.826 ha, gli impianti fotovoltaici esistenti (18 Impianti nell'intorno dei 3 km) ricoprono un'area di circa 136,15 ha, pari al 4,81 % dell'Area di Studio.

L'impianto in progetto interessa una superficie di circa 29.5 ha. Considerando gli impianti esistenti e quello in progetto nel complesso andrebbero a ricoprire una superficie pari $136,15 + 29,5 = 165,65$ ha, pari allo 5,85 % della superficie dell'Area Studio, con un incremento, dovuto alla realizzazione dell'impianto in progetto del 1,04 % circa.

È evidente, quindi, che l'impianto fotovoltaico si inserisce in un contesto Regionale, Provinciale e locale in cui **è già presente una forte infrastrutturazione di impianti da fonti FER**, in particolare Impianti Fotovoltaici (come detto sono presenti ben 43 Impianti).

D'altra parte è altrettanto evidente che l'area ha caratteristiche che si prestano alla realizzazione di un impianto fotovoltaico:

- terreni di scarso valore agricolo;
- andamento piano – altimetrico idoneo
- prossimità al punto di connessione;
- distanza da centri abitati
- irraggiamento solare tra i migliori in Italia

Pertanto l'obiettivo sarà quello di individuare delle attività agricole o pastorali che possano essere condotte sullo stesso terreno utilizzato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

○ ***UTILIZZO SOSTENIBILE DEL SUOLO DI INSTALLAZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI***

Si riprende di seguito quanto già detto nella descrizione del Progetto fatta nei primi paragrafi della presente trattazione.

Stern Energy alleva ovini, fin dal 2017, con l'obiettivo di coniugare la generazione di energia pulita con l'utilizzo efficiente e sostenibile del suolo. Il progetto avviato da Stern Energy nel 2017 ha registrato risultati molto positivi ed oltre al proprio allevamento

Stern Energy Energy ha anche stabilito diversi accordi di filiera con allevatori locali nelle regioni del centro Italia.

Oggi Stern Energy Energy alleva ovini presso 10 impianti per un totale di 50 MW dislocati in Piemonte, Emilia Romagna, Marche, Abruzzo e Lazio. Stern Energy gestisce oltre 500 capi ovini di cui 200 capi di razza Bergamasca, di razza Biellese e di razza *Suffolk* in allevamento proprio (*allevamento n° 027PR780 dell'anagrafe ovicaprina nazionale*), mentre gli altri capi sono di proprietà di terzi, ed ospitati in impianti Stern Energy Energy per il pascolo.

L'allevamento di ovini all'interno dei parchi fotovoltaici consente a Stern Energy di utilizzare il suolo agricolo, in misura pari almeno al 99% dell'area di impianto perimetrata dalla recinzione, per il pascolo e per la preparazione dei foraggi destinati all'allevamento, in modo permanente durante tutto l'anno.

L'allevamento ovino rappresenta per Stern Energy un'opportunità di:

- (iv) reale utilizzo del suolo in abbinamento alla produzione di energia da fonte solare,
- (v) mantenimento della biodiversità e di creazione di filiere locali,
- (vi) (iii) manutenzione del manto erboso in modo naturale e ad "emissioni zero" annullando l'utilizzo di mezzi meccanici e minimizzando ulteriormente l'impatto ambientale, anche rispetto alle colture agricole.

Circa il mantenimento della biodiversità è noto che sono molte le razze ovine in via di estinzione sul territorio nazionale e che la conservazione di razze autoctone è principalmente affidata ad appassionati ed allevatori non professionisti che non hanno fini di lucro. Infatti, nonostante i diversi strumenti di sostegno economico predisposti dai Piani regionali di Sviluppo Rurale, l'allevamento di razze minori ed antiche non è economicamente vantaggioso e non viene perseguito ai fini imprenditoriali.

La possibilità e la volontà di Stern Energy di abbinare la produzione di energia rinnovabile con l'allevamento ovino, rappresenta una straordinaria opportunità, economicamente sostenibile, per il mantenimento della biodiversità e protezione delle razze in via di estinzione nonché per la creazione di filiere locali e biologiche certificate di carne e latticini.

Il Piano di Sviluppo Rurale della Regione Puglia tutela 3 razze: *Pecora gentile di Puglia*, la *Pecora Altamura*, e la *Pecora Leccese*.

Presso l'impianto "Galatina Fedele", *Stern Energy* intende creare e valorizzare la razza autoctona e ha previsto di allevare direttamente e tramite accordi di filiera la "Pecora Leccese".

La permanenza dei capi all'interno dell'impianto fotovoltaico lungo tutto il periodo dell'anno, impone la divisione dell'impianto fotovoltaico in settori per mezzo di reti pastorali metalliche o filo elettrificato per consentire la rotazione dei capi all'interno dei diversi settori in modo da garantire al gregge pascolo fresco e prevenire l'insorgere di parassiti.

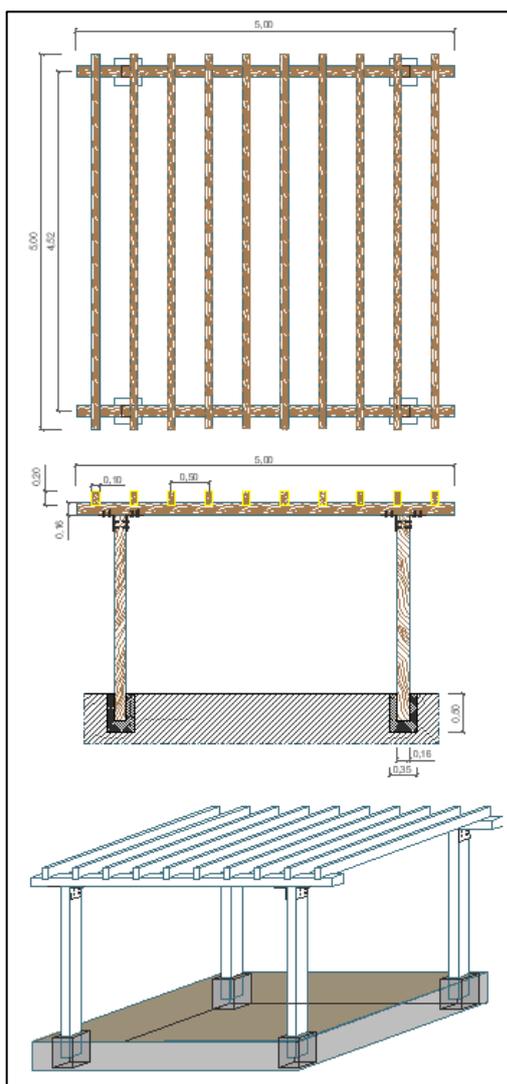
È previsto dunque, l'allevamento di "*Pecora Leccese*" in ragione di n° 6 capi per ettaro, per un totale quindi di circa 150 animali. L'allevamento è concepito allo stato brado/libero dove i capi sono allevati all'aperto e le strutture dei moduli costituiscono un ricovero naturale dalle intemperie e dal sole.





Tuttavia dislocate in tre punti, ed in particolare nell'area 1 a nord e nelle aree 5 e 6 (a sud), sono previste delle tettoie/ricoveri (di dimensioni pari a 40 m² ciascuna) di sosta per eventuali parti, per la tosatura e per i trattamenti sanitari. Questi manufatti, saranno realizzati con struttura in legno con copertura ad una falda costituita da pannelli coibentati tipo *sandwich*. La struttura sarà completamente aperta sui quattro lati.

In aggiunta ai detti ricoveri, sono previsti degli edifici di circa 20 mq ciascuno per lo stoccaggio del foraggio e per le mangiatoie, nonché dei punti acqua costituiti da serbatoi da 1.000 l. Verrà posizionato un punto acqua per ognuna delle 6 aree di Impianto, in prossimità del cancello di accesso alle stesse, in modo tale da rendere più agevole il rifornimento e l'approvvigionamento idrico.



Tipologico di tettoia in legno per ricovero/sosta animali da allevamento

Di seguito alcuni cenni sulla “*Pecora Leccese*” che è anche un presidio *Slow Food* per la biodiversità.

La pecora leccese (o *moscia leccese*) è una razza italiana di taglia medio-grande, con testa leggera, allungata, asciutta. Sono frequenti le corna aperte e a spirale nei maschi, mentre le femmine ne sono sprovviste. Le orecchie sono medie e quasi orizzontali. Ha un ciuffo di lana corto sulla fronte. Il tronco è lungo, con altezza al garrese inferiore a quella della groppa, fianchi e costati piatti. Ha una coda lunga e sottile. Il vello è generalmente

bianco, con varianti a vello nero, a blocchi conici con filamenti penduli. La pelle è rosa negli esemplari a vello bianco, con macchie nere allo Stern Energyo. Si ritiene che questa razza provenga dagli ovini di razza asiatica o siriana del Sanson (*Ovis aries asiatica*). Furono importati in Salento in età medioevale. La zona di origine è il Salento (Puglia), ma limitati gruppi di popolazione sono diffusi fino alla provincia di Matera, nel territorio tarantino e nella Calabria settentrionale. Un tempo era considerata una razza a triplice attitudine (latte, carne e lana. La sua rusticità ne fa un animale straordinariamente adattabile a condizioni estreme di pascolo povero, di siccità e di terreni accidentati poiché l'inconfondibile muso appuntito le consente di brucare anche fra le connessure rocciose delle serre salentine notoriamente avare di erba. Il latte di questa pecora viene trasformato principalmente in pecorino leccese. A causa delle politiche attuate dagli organi preposti alla zootecnia regionale, nei passati due decenni, questa razza è stata incrociata con esemplari di razza bergamasca e comisana. Se ne sono ottenute popolazioni estremamente diversificate, con l'unico risultato di condurre quasi all'estinzione la razza leccese.



Foto Pecora Moscia Leccese – esemplare di maschio Adulto

In definitiva la soluzione possibile e realistica (poiché adottata già in altri Impianti della Società Proponente) all'occupazione del suolo sarà quella di inserire attività di

allevamento compatibili con l'utilizzo dei terreni per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica.

L'occupazione del suolo è un impatto che interesserà solo la **fase di esercizio** e complessivamente possiamo quantificarlo come medio-basso, in considerazione degli effetti di mitigazione appena descritti che si attueranno.

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. Nelle foto seguenti riprese gli ultimi giorni di aprile presso un impianto fotovoltaico nel Salento è evidente questo effetto.



La ramificazione delle radici sono componente essenziale per garantire l'aerazione del terreno e la circolazione di acqua;

La presenza di erba e graminacee è indice della presenza di complesse reazioni biochimiche e forti interazioni tra vegetazione, humus e terreno. E' stato osservato (e le foto sopra riportate ne sono una ulteriore dimostrazione) che un prato misto ben gestito (come

solitamente avviene nelle aree interessate da impianti fotovoltaici, in cui l'erba viene falciata più volte durante l'anno) anche in presenza di coperture che diminuiscano la ventilazione, l'insolazione, con aumenti di temperatura, non diminuisce la sua capacità di incrementare la produzione di humus e, conseguentemente, di trattenere l'acqua meteorica.

L'acqua di pioggia scivolando sulla superficie inclinata dei pannelli fa sì che un'area limitata di suolo sia interessata da una quantità pari a quella che cadrebbe nell'intera superficie sottesa dal pannello (effetto gronda). Tuttavia anche per questo effetto la presenza del manto erboso negli interspazi (specialmente le graminacee, sempre presenti nelle aree quali quella dell'impianto in studio) frena l'effetto erosivo.

Più in generale nell'ultimo decennio numerosi studi sono stati condotti per verificare come gli impianti fotovoltaici a terra di grande estensione e potenza generano cambiamenti del micro clima, in particolare *durante l'estate è stato osservato un raffreddamento, fino a 5,2 ° C, ed un essiccamento nelle aree coperte maggiore rispetto a quelle tra i moduli o nelle zone di controllo. Al contrario, durante l'inverno, gli spazi fra i pannelli risultavano fino a 1,7 ° C più freddi rispetto al suolo coperto dal fotovoltaico.* A cambiare non è solo la temperatura, ma anche l'**umidità**, i **processi fotosintetici**, il **tasso di crescita** delle piante e quello di **respirazione** dell'ecosistema, tuttavia questi effetti non sono necessariamente negativi, bisogna capirne e sfruttarne gli effetti. Soprattutto in zone calde che possono soffrire di siccità (quale quella in esame) l'ombra sotto i pannelli non solo raffredda ma aumenta il grado di umidità trattenendo parte dell'evaporazione del terreno (*Solar park microclimate and vegetation management effects on grassland carbon cycling* - Alona Armstrong, Nicholas J Ostle, Jeanette Whitaker- Journal Environmental Research Letters – 11 luglio 2007).

In un altro studio più recente (*Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency* Elnaz Hassanpour Adeh, John S. Selker, Chad W. Higgins dell'Università dell'Oregon – pubblicato sulla rivista scientifica open access *Plos One* nel marzo 2019) riferito ad un impianto di 1,5 MW circa installato in una zona semi arida ma con inverni piuttosto umidi (caratteristiche climatiche simili a quelle dell'area in studio) è stato verificato che oltre al cambiamento di alcune grandezze in atmosfera i

moduli fotovoltaici hanno consentito di aumentare l'umidità del suolo mantenendo acqua disponibile alla base delle radici per tutto il periodo estivo, in un terreno che altrimenti diverrebbe molto secco, come verificato in un limitrofo terreno di controllo non coperto dai pannelli.

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

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

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

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

Caratteri stazionali:

- Presenza di fenomeni erosivi.
- Dati meteo e umidità del suolo (ove stazioni meteo, dotate di sensoristica pedologica).

Caratteri del profilo pedologico e degli orizzonti:

- Descrizione della struttura degli orizzonti

- Presenza di orizzonti compatti
- Porosità degli orizzonti
- Analisi chimico-fisiche di laboratorio
- Indice di Qualità Biologica del Suolo (QBS)
- Densità apparente

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

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

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

AZIONE. La realizzazione dell'impianto fotovoltaico interesserà circa 29,5 ha di terreno attualmente coltivato a seminativi avvicendati.

EFFETTO. Relativamente al problema del consumo di suolo, si fa osservare che, nel caso dell'impianto in progetto, non sono 29,5 ettari "consumati", e nemmeno "impermeabilizzati". Soltanto una percentuale molto ridotta della superficie viene occupata dalle strutture di installazione dei "moduli", la restante parte è dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, a viabilità di collegamento (non asfaltata),

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

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

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

La non significatività dell'impatto sarà garantita anche dalle scelte progettuali adottate. In particolare, le strutture di supporto dei pannelli non saranno realizzate mediante fondazioni costituite da plinti, cubi di calcestruzzo semplice e/o piastre di calcestruzzo armato; queste strutture presentano lo svantaggio, in termini di impatti ambientali indotti, di

richiedere la realizzazione di costruzioni in cemento e quindi la necessità di scavi e l'impiego di materie prime, oltre alla produzione di rifiuti al momento dello smantellamento dell'impianto.

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

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



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

- relativamente al problema del consumo di suolo, si fa osservare che, nel caso dell'impianto in progetto, non sono 25 ettari "consumati", e nemmeno "impermeabilizzati". Soltanto una percentuale molto ridotta della superficie viene occupata dalle strutture di installazione dei "moduli", la restante parte è dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, a viabilità di collegamento (non asfaltata), a infrastrutture accessorie. Ne consegue che, sotto il profilo della permeabilità, la grandissima parte, almeno 98% della superficie

asservita all'impianto, non prevede alcun tipo di ostacolo all'infiltrazione delle acque meteoriche, né alcun intervento di impermeabilizzazione e/o modifica irreversibile del profilo dei suoli. Inoltre, le aree occupate dai pannelli in breve tempo si inerbiranno in modo da ricostituire una copertura vegetante di specie erbacee (prateria), ambiente idoneo all'alimentazione per la fauna locale. Non si ritiene, quindi, significativo l'impatto;

- la fertilità del suolo non subirà variazioni negative, come dimostrato nello studio condotto da IPLA per la Regione Piemonte, nel 2017. "Monitoraggio degli effetti del fotovoltaico a terra sulla fertilità del suolo e assistenza tecnica";
- nelle aree interessate dalle opere in progetto non sono presenti piante di ulivo monumentali ai sensi della L. R. 4 Giugno 2007 N.14 e ss.mm.ii.;
- la realizzazione dell'impianto fotovoltaico non interesserà aree caratterizzate dalla presenza di oliveti e/o vigneti i cui prodotti potrebbero essere impiegati nelle produzioni di qualità;
- le altezze rispetto al suolo dei pannelli assicurano la giusta areazione nella parte sottostante, queste possono favorire la normale crescita della vegetazione erbacea e, nel contempo conservare la normale attività microbica autoctona del suolo;
- l'impianto permetterà il passaggio dell'acqua piovana nella parte sottostante e non verranno sfavoriti i normali fenomeni di drenaggio e di accumulo sottosuperficiale;
- l'utilizzazione delle acque e di altre risorse naturali risulterà assente o bassissima, a parte l'uso e l'occupazione limitata del suolo e lo sfruttamento del vento;
- la contaminazione del suolo e del sottosuolo risulterà in genere assente o possibile solo durante la fase di costruzione per perdita d'olio da qualche macchinario per i lavori edili;
- gli scarichi di reflui risulteranno assenti;
- la produzione di rifiuti avverrà eventualmente solo durante i lavori di costruzione e sarà gestita secondo la normativa vigente.

Rimozione di suolo

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

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

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

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

L'impatto è riferito esclusivamente alla **fase di esercizio** ed quantificabile come molto basso.

7.5.2 Definizione dei limiti spaziali dell'impatto

Per quanto sopra discusso i limiti spaziali dell'impatto restano confinati all'area recintata dell'impianto.

7.5.3 Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

È evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico introduce un consumo di territorio che viene così sottratto alle attività agricole e pastorali. In termini quantitativi essa corrisponde a circa lo 2,55 % dell'Area di Studio (3 km intorno al perimetro delle aree di impianto). L'impatto esiste e la sua magnitudine è media, in relazione ai fattori di mitigazione più avanti descritti.

7.5.4 Durata dell'impatto

La durata dell'impatto è limitata agli anni di vita utile dell'impianto più probabilmente una stagione vegetativa per riportare le aree nelle condizioni agronomiche originali. Ricordiamo a tal proposito che si tratta di suoli attualmente utilizzati a seminativo peraltro di scarso valore agricolo (classe III).

7.5.5 Probabilità dell'impatto

L'impatto si manifesterà sicuramente in termini di consumo del territorio.

7.5.6 Reversibilità dell'impatto

Il terreno, poiché curato durante l'esercizio dell'impianto fotovoltaico, senza utilizzo di pratiche distruttive quali il diserbo, e possibilmente utilizzato per attività di allevamento o agricole compatibili, non subirà modifiche tali da inficiarne o ridurne le possibilità di utilizzo agricolo.

7.5.7 Mitigazione dell'impatto

Come ampiamente argomentato nel paragrafo dedicato all'Analisi dell'Impatto scelte progettuali che accentuano la compatibilità ambientale sul terreno agricolo dell'impianto fotovoltaico in progetto, mitigandone l'impatto, sono i seguenti.

- 1) Utilizzo di aree a seminativo di redditività ridotta (Classe 3), non irrigue.
- 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 (come detto in precedenza);
- 7) Piantumazione di siepe perimetrale costituita da idonea essenze autoctone.

Suolo e sottosuolo: matrice di impatto

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Occupazione di suolo	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo		X	
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa			X
		Media		X	
		Alta			
	Area di influenza	Area ristretta		X	
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>			--	M
Effetti microclimatici sul terreno	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo		X	

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa			
		Media		X	
		Alta			
	Area di influenza	Area ristretta		X	
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>				M-B -
Rimozione di suolo	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo		X	
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DIMISSIONE
Area di influenza		Alta			
		Area ristretta		X	
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
		<i>Giudizio di impatto</i>		T-	

SUOLO E SOTTOSUOLO	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DIMISSIONE
GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO	-	M	

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +

7.6 Geologia

7.6.1 Analisi dell'impatto

Le opere fondali necessarie alla realizzazione dell'opera sono:

- 1) Realizzazione delle platee di fondazione delle cabine elettriche: Saranno realizzate 5 cabine elettriche prefabbricate di dimensioni 10x3 m. Le platee di sottofondazione, realizzate in calcestruzzo, avranno dimensioni 12x5 m e pertanto occuperanno una superficie di 300 mq. A queste si aggiungeranno le tre platee su cui sono poggiati gli shelter di dimensioni unitaria 8x5=40 mq e complessiva di 120 mq. La profondità di tali fondazioni non supera gli 1,5 m, ed interesseranno la parte superficiale e quindi si poggiano sul calcare fratturato superficiale, che come si evince dalle prove geologiche effettuate si trova ad una profondità compresa tra 0,2 e 1,6 m, al di sotto del primo strato di terreno vegetale.

- 2) Pali di fondazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici direttamente infissi con la tecnica del battipalo sino ad una profondità di circa 1,5 m.
- 3) Trincee per la posa di cavidotti interrati sino ad una profondità massima di 1,5 m, sia nell'area di impianto, sia al di sotto delle strade lungo il percorso del cavidotto di connessione alla rete di distribuzione nazionale.

La realizzazione delle opere fondali non prevede emungimento o iniezioni di fluidi nel terreno.

Queste attività non generano interferenze e/o impatti:

- a) Sui processi di modellamento geomorfologico o con dinamiche naturali direttamente o indirettamente correlate ai cambiamenti climatici.
- b) Con aree contaminate o potenzialmente contaminate del tutto assenti in tutta l'area di intervento e nel suo intorno.
- c) La realizzazione dell'opera non prevede emungimento o iniezione di fluidi che potrebbero determinare l'insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o accentuazione di fenomeni pre esistenti e stimolare la sismicità.
- d) Sulla stabilità e comportamento geomeccanico dei terreni, derivanti dalla realizzazione delle opere di fondazione.
- e) Sull'ambiente marino costiero con alterazione degli equilibri esistenti, attesa la notevole distanza dalla costa.
- f) Su aree a rischio sismico (la sismicità dell'area è molto bassa), a rischio vulcanico, a rischio idraulico, a rischio idrogeologico, rischio di frana. A tal proposito rammentiamo che l'area non è perimetrata dall'Autorità di bacino della Regione Puglia come area a rischio idraulico. Inoltre il posizionamento di tutti i componenti di impianto è molto distante dal ciglio della cava, mentre una parte dei moduli sono installati sul fondo cava.

In definitiva in relazione alle caratteristiche dell'area e delle opere di fondazione l'impatto sul *Fattore Ambientale Geologia* è praticamente nullo.

7.6.2 Definizione dei limiti spaziali di impatto

Atteso che l'impatto è assente, resterebbe comunque confinato all'area di impianto.

7.6.3 Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

Per quanto sopra affermato l'impatto è praticamente nullo.

7.6.4 Durata dell'impatto

Non è possibile definire una durata atteso che l'impatto è assente

7.6.5 Probabilità dell'impatto

La probabilità di impatto è di fatto nulla.

7.6.6 Reversibilità dell'impatto

Non è possibile definire una reversibilità atteso che l'impatto è assente

7.6.7 Misure di mitigazione dell'impatto

L'impatto non esiste e di conseguenza le misure di mitigazione.

Geologia: matrice di impatto

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Geologia	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga			
	Distribuzione e temporale	Discontinuo			
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine			
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa			
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area ristretta			
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>				T

SUOLO E SOTTOSUOLO	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO	-	T	

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +

Le caselle della matrice sono vuote perché l'impatto è di fatto inesistente

7.7 Impatto su atmosfera e microclima

7.7.1 Analisi di impatto

In **fase di costruzione** e in **fase di dismissione** si verificherà un limitato impatto sul traffico dovuto alla circolazione dei mezzi speciali per il trasporto dei componenti dell'impianto, dei mezzi per il trasporto di attrezzature e maestranze e delle betoniere.

Gli stessi mezzi potranno produrre in fase di realizzazione dell'opera un sollevamento di polveri, peraltro circoscritto all'interno delle aree di impianto e lungo il percorso del cavidotto. Si tratta in entrambi i casi di aree agricole con scarsa presenza umana. La bagnatura potrà in ogni caso limitare gli effetti del sollevamento di polveri in fase di cantiere.

Entrambi questi fattori di impatto saranno di intensità trascurabile, saranno reversibili a breve termine ed avranno effetti unicamente al livello dell'Area Ristretta.

In **fase di esercizio** gli impatti potenziali previsti 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

La produzione di energia elettrica da combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e gas con effetto serra. Tra questi il più rilevante è l'anidride carbonica. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei

fumi. Di seguito sono riportati i fattori di emissione per i principali inquinanti emessi in atmosfera per la generazione di energia elettrica da combustibile fossile

- CO₂ (anidride carbonica): 1.000 g/kWh;
- SO₂ (anidride solforosa): 1,4 g/kWh;
- NO₂ (ossidi di azoto): 1,9 g/kWh.

Si stima che il Progetto, con una produzione attesa di circa 42,47 milioni di kWh annui, possa **evitare l'emissione di circa 42,5 milioni di Kg di CO₂** ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di **59.462,2 kg di SO₂** e **80.698,7 kg di NO₂** ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

Impatto potenziale sul microclima

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

In particolare uno studio molto interessante sull'argomento è quello pubblicato sul Environmental Research Letter, Volume 11, Numero 7 del 13 luglio 2016 a firma di Alona Armstrong, Nicholas J Ostle e Jeanette Whitaker. Lo studio è stato condotto su un impianto fotovoltaico (Westmill Solar Park) del Regno Unito con capacità di 5 MW con 36 file di pannelli fotovoltaici che coprono 12,1 ha, con ingombro dell'area sotto i pannelli fotovoltaici di 2,9 ettari. L'area prima della costruzione dell'impianto fotovoltaico era coltivata a seminativo.

Per studiare gli effetti di un parco solare sul microclima e sui processi dell'ecosistema, sono state misurate le temperature del terreno *al di sotto* dei moduli fotovoltaici e *tra* i moduli fotovoltaici per un intero anno. Dalla primavera all'autunno (quindi nei mesi caldi), nel ciclo diurno, il terreno sotto i moduli fotovoltaici era più fresco fino ad un massimo di -5,2 ° C, (media giornaliera), con valori massimi e minimi di diminuzione (sempre media giornaliera) compresi tra 3,5°C e 7,6°C. Inoltre la variazione giornaliera della temperatura dell'aria era

inferiore sotto gli array fotovoltaici, pertanto sono state registrate temperature minime più alte (fino a +2,4°C) e massime più fredde (fino a -6°C). Queste tendenze opposte, peraltro non hanno prodotto differenze significative nella temperatura media giornaliera dell'aria, anche se ovviamente nel periodo caldo (aprile – settembre) l'aria era costantemente più fresca sotto i pannelli durante il giorno e più calda la notte.

Nel periodo autunno inverno (mesi freddi) è stata rilevata una temperatura del terreno 1,7°C (media diurna) più fredda al di sotto dei moduli fotovoltaici, mentre la temperatura dell'aria negli spazi vuoti era significativamente più fresca (fino a 2,5°C) durante il giorno ma non durante la notte.

In definitiva lo studio dimostra, per la prima volta, la validità della ipotesi di una supposta variazione climatica stagionale tra le aree *sotto* i pannelli e le aree *tra* i pannelli.

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 possiamo concludere quanto segue:

- Come indicato nello Studio sopra richiamato la temperatura media giornaliera dell'aria non subisce variazioni significative e quindi gli effetti microclimatici non possono avere conseguenze sulla temperatura dell'aria nell'intorno dell'impianto fotovoltaico. In altri termini le variazioni di temperatura restano confinate all'interno dell'aria di impianto.
- Benché l'Area di impianto sia relativamente estesa (circa 30 ha), è evidente che su scala territoriale resta comunque un'area di piccola estensione e quindi non può in alcun modo influenzare il clima di un'area geografica.
- L'area di impianto presenta caratteristiche di ventosità apprezzabili durante tutto l'anno, sia nei mesi freddi sia nei mesi caldi. Il vento produce effetti di “miscelazione” di aria più calda ed aria più fredda soprattutto se queste afferiscono ad aree contigue, mitigando di fatto le differenze di temperatura.

- L'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto è un'area agricola in cui non sono presenti abitazioni e in cui la presenza umana è saltuaria, pertanto l'attesa variazione del microclima non genera effetti sulle attività e la salute dell'uomo.
- L'impianto fotovoltaico è realizzato con inseguitori mono assiali, che si muovono nel corso della giornata con lo scopo di mantenere i moduli per quanto più possibile perpendicolari alla direzione dei raggi solari, questo fa sì che le zone d'ombra al di sotto dei moduli non siano sempre le stesse, attenuando in tal modo i gradienti di temperatura.

In definitiva possiamo concludere che 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.

7.7.2 Definizione dei limiti spaziali di impatto

Per quanto discusso nell'analisi di impatto i limiti spaziali restano confinati nell'area di impianto propriamente detta.

7.7.3 Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

Su scala locale abbiamo visto che gli effetti sul microclima sono del tutto trascurabili. Rileviamo su scala globale degli effetti positivi indiretti legati alla riduzione dei gas con effetto serra.

7.7.4 Probabilità dell'impatto

Gli impatti sia positivi che negativi si manifesteranno sicuramente al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto.

7.7.5 Reversibilità dell'impatto

Gli impatti sono reversibili. Terminata la vita utile dell'impianto gli effetti sul microclima non potranno più manifestarsi.

7.7.6 Mitigazione dell'impatto

Non sono posti in atto particolari azioni di mitigazione, attesi anche gli effetti bassi o trascurabili di impatto.

Emissioni in atmosfera: matrice di impatto

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Emissioni polveri in atmosfera	Durata nel tempo	Breve	X		X
		Media			
		Lunga			
	Distribuzione temporale	Discontinuo	X		X
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine	X		X
		Reversibile a medio/lungo termine			
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa	X		X
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta	X		X
		Area di Interesse			
		Area vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>			T -	-
Effetti sul microclima	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo			

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta		X	
		Area di Interesse			
		Area vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>			BB	
Mancata emissione CO ₂	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X+	
	Distribuzione temporale	Discontinuo		X+	
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X+	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa			
		Media		X+	

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
		Alta			
Area di influenza		Area Ristretta			
		Area di Interesse			
		Area vasta		X+	
	<i>Giudizio di impatto</i>			B+-	

IMPATTO SU ATMOSFERA	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
<i>GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO</i>	T -	B+-*	T -

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +

* in realtà l'area di influenza è diffusa in quanto si tratta di una mancata emissione da parte di impianti che producono energia da combustibili fossili.

7.8 Sistema Paesaggistico

7.8.1 Analisi del Paesaggio e impatto visivo

La finalità di un'analisi del paesaggio, oltre a riuscire a leggere i segni che lo connotano, è quella di poter controllare la qualità delle trasformazioni in atto, affinché i nuovi segni, che verranno a sovrapporsi sul territorio, non introducano elementi di degrado, ma si inseriscano in modo coerente con l'intorno.

Il paesaggio deve essere il frutto dell'equilibrio tra permanenza e cambiamento; tra l'identità dei luoghi, legata alla permanenza dei segni che li connotano ed alla conservazione dei beni rari, e la proiezione nel futuro, rappresentata dalle trasformazioni, che vengono via via introdotte con finalità di maggiore sviluppo e benessere delle popolazioni insediate.

Affrontare in questo modo il tema rende necessario assumere una visione integrata, capace di interpretare l'evoluzione del paesaggio, in quanto sistema unitario, nel quale le componenti ecologica e naturale interagiscono con quelle insediativa, economica e socio-culturale.

Ogni intervento di trasformazione territoriale contribuisce a modificare il paesaggio, consolidandone o destrutturandone relazioni ed elementi costitutivi, proponendo nuovi riferimenti o valorizzando quelli esistenti.

Assumere questa consapevolezza significa conseguentemente interrogarsi su come rendere esplicito e condivisibile il rapporto tra previsioni di progetto e l'idea di paesaggio, che esse sottendono; cercare di individuare momenti specifici e modalità di comunicazione utili ad aprire il confronto sui caratteri del paesaggio che abbiamo e quelli del paesaggio che avremo o potremmo avere.

Nell'attuale fase culturale, l'attenzione per il paesaggio porta con sé un implicito apprezzamento per ciò che mantiene un'immagine tradizionale, che denuncia la sedimentazione secolare delle proprie trasformazioni in tracce ben percepibili, o addirittura per ciò che pare intatto e non alterato dal lavoro dell'uomo. Non si tratta, tuttavia, di un atteggiamento permanente ed anzi rappresenta una recente inversione di tendenza, da quando i maggiori apprezzamenti erano rivolti ai paesaggi dell'innovazione, ai segni dello sviluppo rappresentati dalle nuove infrastrutture, dai centri produttivi industriali, dai

quartieri “urbani” e dalle colture agrarie meccanizzate. È quindi, relativamente, solo da pochi decenni che ciò che resta e dura nel tempo è divenuto non meno importante di ciò che cambia.

In questo contesto, gli impianti fotovoltaici a terra in aree agricole, per il loro carattere fortemente tecnologico, devono essere per quanto più possibile integrati nel paesaggio e il loro impatto visivo ridotto per quanto più possibile da opportuni interventi di mitigazione.

L'impatto, che l'inserimento dei nuovi elementi produrrà all'interno del sistema territoriale, sarà, comunque, più o meno consistente in funzione, oltre che dell'entità delle trasformazioni previste, della maggiore o minore capacità del paesaggio di assorbire nuove variazioni, in funzione della sua vulnerabilità.

Vanno, quindi, effettuate indagini di tipo descrittivo e percettivo. Le prime indagano i sistemi di segni del territorio dal punto di vista naturale, antropico, storico-culturale. Quelle di tipo percettivo sono volte a valutare la visibilità dell'opera.

È quindi necessario, per cogliere le potenziali interazioni e le conseguenze che una nuova opera può introdurre dal punto di vista paesaggistico, individuare gli elementi caratteristici dell'assetto attuale del paesaggio, riconoscerne le relazioni, le qualità e gli equilibri, nonché verificare i modi di fruizione e di percezione da parte di chi vive all'interno di quel determinato ambito territoriale o lo percorre.

In funzione di quest'ultimo obiettivo, in via preliminare, si è reso necessario delimitare il campo di indagine in funzione delle caratteristiche dimensionali e qualitative dell'opera da realizzare, individuando, in via geometrica, le aree interessate dalle potenziali interazioni percettive, attraverso una valutazione d'intervisibilità. Successivamente, mediante opportuni sopralluoghi nell'area d'indagine, si è cercato di cogliere le relazioni tra i vari elementi esistenti ed individuare i canali di massima fruizione del paesaggio (punti e percorsi privilegiati), dai quali indagare le visuali principali dell'opera in progetto, ricorrendo a fotosimulazioni dell'intervento previsto. Nel caso in esame, il territorio esaminato si presenta pianeggiante e ciò determina una visibilità potenziale a 360 gradi attorno all'impianto in progetto.

Per quanto concerne la modificazione fisica dei luoghi, gli elementi percepibili sono costituiti principalmente dagli inseguitori mono assiali che sostengono e movimentano i moduli fotovoltaici nella fase di esercizio, le cabine elettriche, la recinzione perimetrale.

Per quanto riguarda la viabilità, invece, l'impatto è ridotto e comunque confinato nelle aree di impianto. I cavidotti, tutti interrati, non daranno luogo ad impatti sul paesaggio.

Nello studio dell'impatto visivo e dell'impatto sul paesaggio di un impianto tecnologico, quale quello in progetto, occorre definire innanzi tutto un ambito di intervisibilità tra gli elementi di nuova costruzione e il territorio circostante, in base al principio della “*reciprocità della visione*” (bacino visuale).

I dati per l'analisi del paesaggio sono stati ricavati principalmente dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) dall'analisi della cartografia esistente (IGM, ortofotocarte, immagini satellitari disponibili sul web) nonché dai sopralluoghi condotti in situ.

La stima e la valutazione dell'impatto allo scopo di renderne più fruibile la lettura è stato condotto secondo il seguente schema:

- a) *Limiti spaziali dell'impatto*: identificazione dell'area di impatto visivo, ovvero estensione della Zona di Visibilità Teorica (**ZTV**)
- b) *Analisi generale dell'Area*: inquadramento storico e paesaggistico dell'area
- c) *Analisi visibilità dell'impianto*: identificazione delle *aree* da cui l'impianto è visibile all'interno della ZTV, con l'ausilio delle Mappe di Intervisibilità Teorica e sempre all'interno della ZTV individuazione di punti chiave dai quali l'impianto fotovoltaico può essere visto (Punti sensibili), dai quali proporre foto e foto inserimenti allo scopo di “visualizzare l'impatto”
- d) *Analisi dell'Impatto*: identificazione delle *aree* da cui l'impianto è visibile all'interno della ZTV, con l'ausilio delle Mappe di Intervisibilità Teorica e sempre all'interno della ZTV individuazione di punti chiave dai quali l'impianto fotovoltaico può essere visto (Punti sensibili), dai quali proporre foto e foto inserimenti allo scopo di “visualizzare l'impatto”

- e) *Ordine di grandezza e complessità dell'impatto*: con l'ausilio di parametri euristici
- f) *Probabilità dell'impatto*
- g) *Durata e reversibilità dell'impatto*
- h) *Misure di mitigazione dell'impatto*

7.8.2 Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

Premessa

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

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

In letteratura vengono proposte varie metodologie, tra le quali, la più utilizzata, quantifica l'impatto paesaggistico (**IP**) attraverso il calcolo di due indici:

- un **indice VP**, rappresentativo del valore del paesaggio
- un **indice VI**, rappresentativo della visibilità dell'impianto

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

$$\mathbf{IP=VP*VI}$$

Valore del paesaggio VP

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

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

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

$$VP = N + Q + V$$

○ Indice di Naturalità del Paesaggio (N)

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

L'indice di naturalità deriva da una classificazione del territorio, a seconda del livello di naturalità delle aree. L'indice assumerà, nel nostro Studio, valori compresi tra 1 e 8, secondo quanto riportato in tabella.

Macro Aree	Aree	Indice N
<i>Territori modellati artificialmente</i>	Aree industriali, commerciali e infrastrutturali	1
	Aree estrattive, discariche	1
	Tessuto Urbano e/o Turistico	2
	Aree Sportive, Ricettive e Cimiteriali	2
<i>Territori Agricoli</i>	Seminativi e incolti	3

	Zone agricole eterogenee	4
	Vigneti, oliveti, frutteti	4
Boschi e ambienti semi-naturali	Aree a pascolo naturale e prati	5
	Boschi di conifere e misti + Aree Umide	6
	Rocce nude, falesie, rupi	7
	Spiagge sabbiose e dune + Acque continentali	8
	Macchia mediterranea alta, media, bassa	9
	Boschi di latifoglie	10

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

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

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

○ *Indice relativo alla presenza di vincoli (V)*

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

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

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

$$0 < VP < 30$$

Pertanto assumeremo:

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

Di seguito riportiamo il calcolo dell'indice relativo al *Valore del Paesaggio VP*, per ciascuno dei Punti di Osservazione individuati.

Id	Denominazione	N	Q	V	VP=N+Q+V
1	<i>Masseria Torre Pinta</i>	4	5	10	19
2	<i>Masseria Del Duca</i>	4	5	10	19
3	<i>Villa Congedo</i>	4	5	10	19
4	<i>Masseria Montisani</i>	4	5	10	19
5	<i>Masseria Seno</i>	4	5	10	19
	MEDIA	4	5	10	19 – MEDIO ALTO

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

Valore del paesaggio VI

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

- la percettibilità dell'impianto, P
- l'indice di bersaglio, B
- la fruizione del paesaggio o frequentazione, F

da cui si ricava l'indice **VI (Visibilità Impianto)** che risulta pari a:

$$\mathbf{VI = P \times (B + F)}$$

○ **Percettibilità P**

Per quanto riguarda la percettibilità P dell'impianto, la valutazione si basa sulla simulazione degli effetti causati dall'inserimento di nuovi componenti nel territorio considerato. A tal fine i principali ambiti territoriali sono essenzialmente divisi in tre categorie principali:

- i crinali, i versanti e le colline
- le pianure
- le fosse fluviali.

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

Aree	Indice P
Aree pianeggianti - panoramicità bassa	1 - 1.2
Aree collinari e di versante - panoramicità media	1.5
Aree montane, vette, crinali, altopiani – panoramicità alta	2

Il valore di P per le aree pianeggianti, secondo la letteratura è assunto pari a 1. All'interno dell'area di studio, ossia entro il raggio di 3 km dall'impianto, si è ritenuto aumentare questo indice in modo conservativo, portandolo a 1,2, in considerazione delle caratteristiche morfologiche del territorio, che, per quanto non si possa che definire pianeggiante, di fatto presenta leggere variazioni di quota, che vanno dai 20 m dell'area a sud-est sino a oltre 50 m s.l.m. nell'area prossima a Squinzano.

In questo modo si ritiene che il risultato ottenuto non possa risentire di eventuali sottostime.

o Indice Bersaglio B

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

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

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

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

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

o Indice di Fruibilità o di Frequentazione

Infine, l'indice di fruibilità F stima la quantità di persone che possono potenzialmente frequentano o possono raggiungere un Punto di Osservazione, e quindi trovare in tale zona o punto la visuale panoramica alterata dalla presenza dell'opera.

I principali fruitori sono le popolazioni locali e i viaggiatori che percorrono le strade e le ferrovie limitrofe e comunque a distanze per le quali l'impatto visivo teorico è sempre superiore al valor medio. L'indice di frequentazione viene quindi valutato sulla base della densità degli abitanti residenti nei singoli centri abitati e dal volume di traffico per strade e ferrovie.

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

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

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

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

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

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

Nel caso di centri abitati, strade, zone costiere, abbiamo R= alto, I=alto, Q=alto e quindi F= alta:

Regolarità osservatori (R)	Alta	Frequentazione	Alta	10 (8)
Quantità osservatori (I)	Alta			
Qualità osservatori (Q)	Alta (Media)			

Nel caso di zone archeologiche, abbiamo:

Regolarità osservatori (R)	Media	Frequentazione	Medio Alta	8
Quantità osservatori (I)	Bassa			
Qualità osservatori (Q)	Molto Alta			

Nel caso di zone rurali, abbiamo:

Regolarità osservatori (R)	Bassa	Frequentazione	Media	6
Quantità osservatori (I)	Media			
Qualità osservatori (Q)	Medio/Bassa			

Nel caso di Masserie ad uso privato non ricettivo come quelle in esame, abbiamo:

Regolarità osservatori (R)	Bassa	Frequentazione	Bassa	4
Quantità osservatori (I)	Bassa			
Qualità osservatori (Q)	Medio/Bassa			

Nel caso delle strade a valenza paesaggistica a media intensità di traffico, quale quella in esame, abbiamo:

Regolarità osservatori (R)	Media	Frequentazione	Media	7
Quantità osservatori (I)	Media			
Qualità osservatori (Q)	Media			

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

Id	Denominazione	R	I	Q	F= R + I + Q
1	Masseria Torre Pinta	B	B	M/B	4
2	Masseria Del Duca	B	B	M/B	4
3	Villa Congedo	B	B	M/B	4
4	Masseria Montisani	B	B	M/B	4
5	Masseria Seno	B	B	M/B	4
	MEDIA	M/B	M/B	M/B	4 –BASSA

La quantificazione è stata effettuata facendo le seguenti considerazioni.

Le masserie sono ubicate tutte nell'entroterra. Sono tutte a carattere residenziale/produttivo quindi la frequentazione è limitata a poche persone (agricoltori) con bassa regolarità.

Indice di Visibilità dell'Impianto – intervallo dei valori

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

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

Sulla base dei valori attribuiti all'Indice di Percezione P, all'Indice di Bersaglio B, e all'indice di Fruibilità-Frequentazione F, avremo:

$$6 < VI < 40$$

Pertanto assumeremo:

Visibilità dell'Impianto	VI
Trascurabile	6<VI<10
Molto Bassa	10<VI<15
Bassa	15<VI<18
Medio Bassa	18<VI<21

Media	21<VI<25
Medio Alta	25<VI<30
Alta	30<VI<35
Molto Alta	35<VI<40

Di seguito la quantificazione dell'Indice di Visibilità per i Punti di Osservazione individuati. In termini conservativi il moltiplicatore P viene posto pari a 1,2.

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

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

Il valore del moltiplicatore P è stato portato a 1,5 per le Masserie poiché dai piani in elevato l'effetto è quello di panoramicità equiparabile a punti di vista collinari.

Id	Denominazione	P	B	F	VI= $P \times (B+F)$
1	Masseria Torre Pinta	1,5	8	4	18
2	Masseria Del Duca	1,5	10	4	21
3	Villa Congedo	1,5	6	4	15
4	Masseria Montisani	1,5	8	4	18
5	Masseria Seno	1,5	6	4	15
	MEDIA	1,5	7,6	4	17,4

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

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

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

VALORE DEL PAESAGGIO NORMALIZZATO

Valore del Paesaggio	VP	VP normalizzato
Trascurabile	0<VP<4	1
Molto Basso	4<VP<8	2
Basso	8<VP<12	3
Medio Basso	12<VP<15	4
Medio	15<VP<18	5
Medio Alto	18<VP<22	6
Alto	22<VP<26	7
Molto Alto	26<VP<30	8

VISIBILITA' DELL'IMPIANTO NORMALIZZATA

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

MATRICE DI IMPATTO VISIVO IV

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

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

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

IMPATTO VISIVO

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

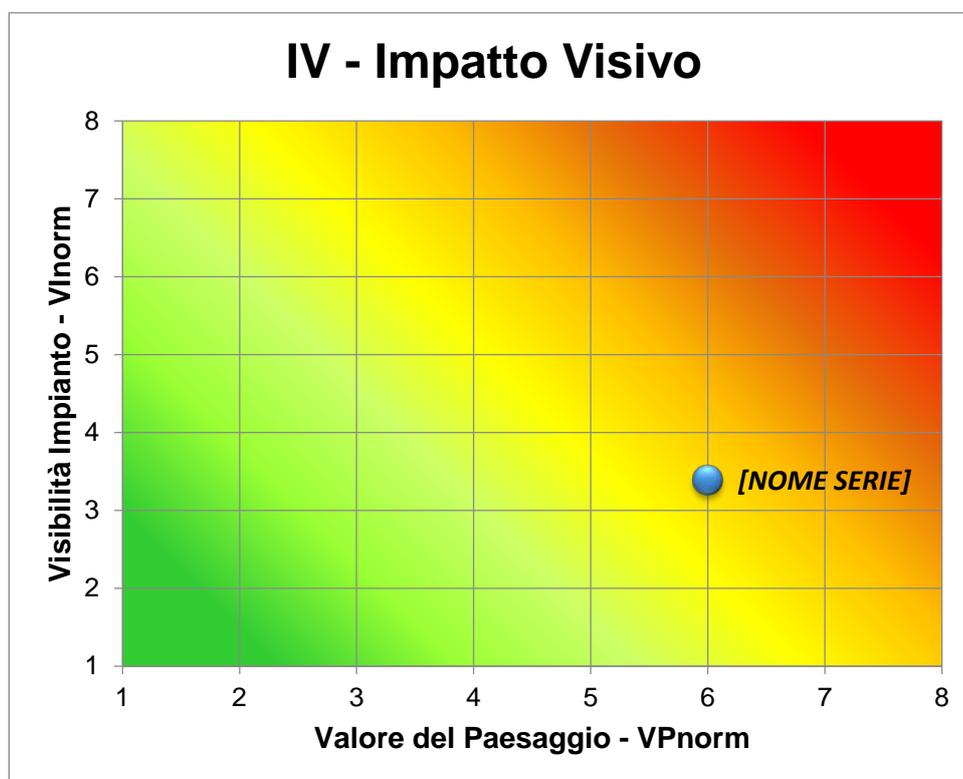
Molto Alta	56<VI<64
------------	----------

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

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

$$IV = VP_n \times VI_n$$

Id	Denominazione	VP	VP _n	VI	VI _n	IV
1	Masseria Torre Pinta	19	6	18	3	18
2	Masseria Del Duca	19	6	21	4	24
3	Villa Congedo	19	6	15	3	18
4	Masseria Montisani	19	6	18	4	24
5	Masseria Seno	19	6	15	3	18
	MEDIA	19	6	17,4	3,4	20,4



In conclusione il Valore del Paesaggio Normalizzato è MEDIO ALTO (6), mentre la Visibilità di Impianto Normalizzata è BASSA (3,4), l'**Impatto Visivo** è complessivamente pari a **20,4 / 64** ovvero **BASSO**.

Limiti spaziali dell'impatto – estensione della ZTV

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

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

Per questa perimetrazione si è tenuto in conto che:

- i moduli montati sugli inseguitori mono assiali raggiungono un'altezza massima dal terreno di 2,3 m circa;
- la cabine elettriche hanno un'altezza di circa 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 dall’Impianto (area in verde)

In generale è evidente che la visibilità di oggetti di altezza pari a 3 m, circa, in un’area sostanzialmente pianeggiante a distanze superiori a 3 km, diventa praticamente impossibile. A questo si aggiunga che il futuro Impianto è, soprattutto nella parte va da sud-ovest a sud-est, circondato da uliveti numerosi uliveti, mentre al limite dei 3 km si trovano centri abitati; questi ostacoli generano, in tutte le direzioni, un’azione schermante che non rende visibile l’impianto anche a poche centinaia di metri per l’osservatore posto sul piano di campagna (si veda più avanti trattazione relativa alle Mappe di Intervisibilità Teorica relative alla periferia dei centri abitati).

Possiamo in definitiva affermare che l’area di visibilità dell’impianto resta confinata nel cerchio di 3 km dal perimetro esterno delle aree di impianto. Queste considerazioni sui

limiti di visibilità dettate dalla conoscenza dell'area di intervento saranno confermate, nel corso della trattazione, dalle Carte di Intervisibilità.

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

Analisi dell'impatto

Caratteristiche dell'intervento

Il progetto prevede la realizzazione di un "impianto fotovoltaico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza nominale pari a 18.500 kVA e una potenza installata pari a 21.835,19 kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero:

- 1) linee MT interne di collegamento tra le Cabine di Campo (CdC) in configurazione entra-esce;
- 2) linee MT in cavo interrato sino a una Cabina di Smistamento (CdS) ubicata all'interno dell'impianto, per la raccolta della potenza proveniente dalle Cabine di Campo;
- 3) linea MT in cavo interrato, dalla Cabina di Smistamento sino ad una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV, che sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "Galatina";
- 4) Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Galatina", tramite cavo interrato AT. Nella SSE sarà installato un trasformatore elevatore 30/150 kV.

L'impianto fotovoltaico propriamente detto è ubicato a Nord-Ovest dell'abitato di Galatina (LE).

L'intorno delle aree di intervento presenta le caratteristiche tipiche del "Tavoliere Salentino".

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

- Villa Congedo (Comune di Galatina), 2,5 km a sud-est dei confini di Impianto;

- Masseria Montisani (Comune di Galatina), 1,5 km sud-ovest dei confini di Impianto;
- Masseria Torre Pinta (Comune di Galatina), 1,15 km a nord dei confini di Impianto;
- Masseria Seno (Comune di Soleto), 2,1 km a est dei confini di Impianto;
- Masseria del Duca (Comune di Galatina), 0.16 km dai confini di Impianto;

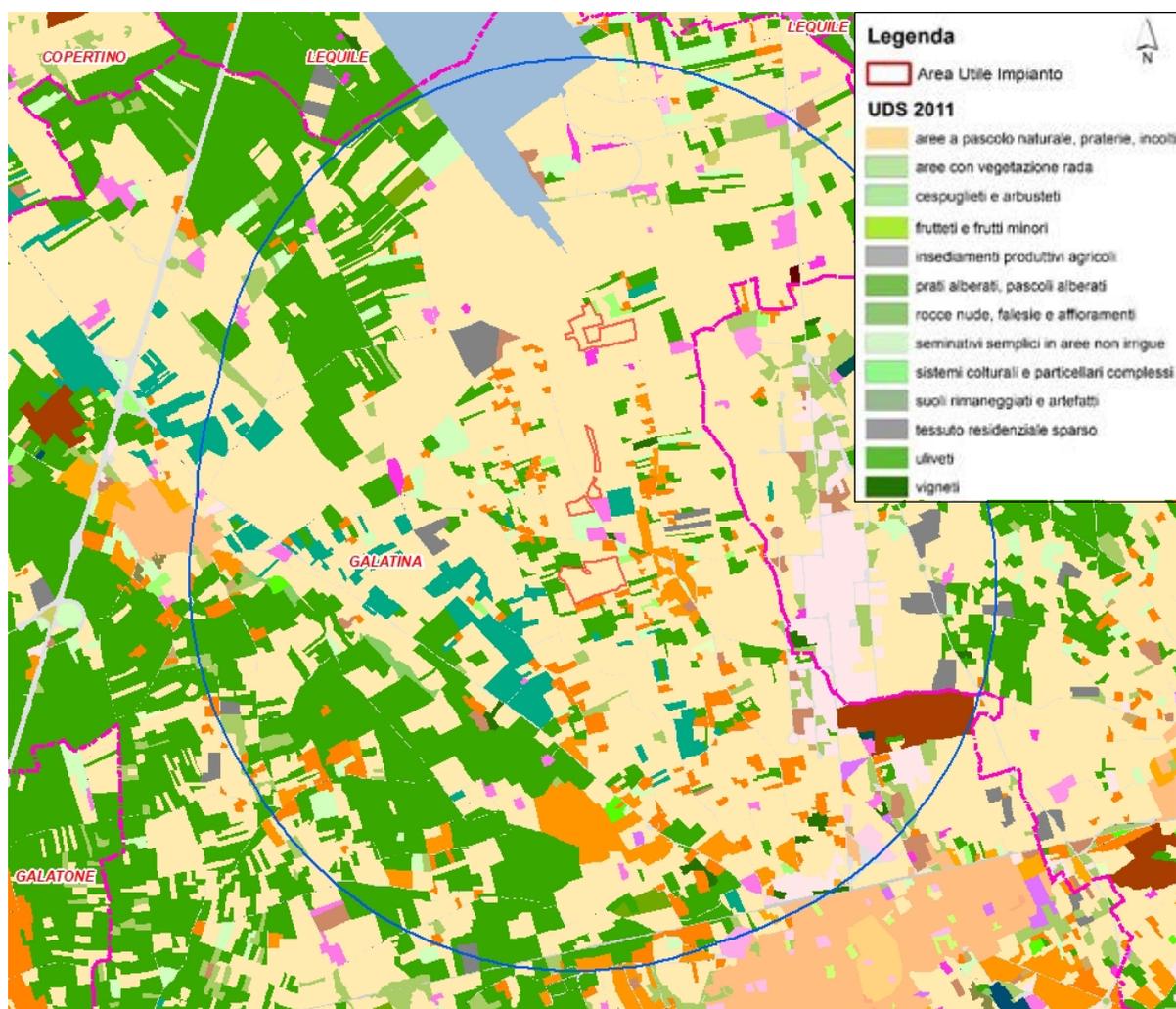
Così come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata *l'Ambito del Tavoliere Salentino*, questo interessa la parte nord della Provincia di Lecce, la parte sud-orientale della Provincia di Taranto, alcuni comuni a sud della Provincia di Brindisi (Torchiarolo, San Donaci, San Pancrazio), si estende 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.



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:								
Aresano	13,45	100%	Lequile	36,37	100%	San Donaci	33,64	100%
Avetrana	73,34	100%	Leverano	48,87	100%	San Donato Di Lecce	21,16	100%
Bagnolo Del Salento	6,76	100%	Lizzanello	25,07	100%	San Marzano	19,02	100%
Calimera	11,16	100%	Lizzano	46,35	100%	San Pancrazio Salentino	55,87	100%
Campi Salentina	45,14	100%	Maglie	22,38	100%	San Pietro in Lama	7,94	100%
Cannole	20,04	100%	Manduria	178,36	100%	Sava	44,08	100%
Caprarica di Lecce	10,83	100%	Martano	21,85	100%	Sogliano Cavour	5,17	100%
Carmiano	23,68	100%	Martignano	6,36	100%	Soletto	30,02	100%
Carpignano Salentino	48,09	100%	Maruggio	48,43	100%	Squinzano	29,30	100%
Castri di Lecce	12,24	100%	Melendugno	91,29	100%	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%	Torriceella	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%			

Questo territorio presenta le seguenti caratteristiche distintive che lo caratterizzano:



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

Nell'intorno dell'area dell'impianto fotovoltaico sono del tutto assenti muretti a secco.

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

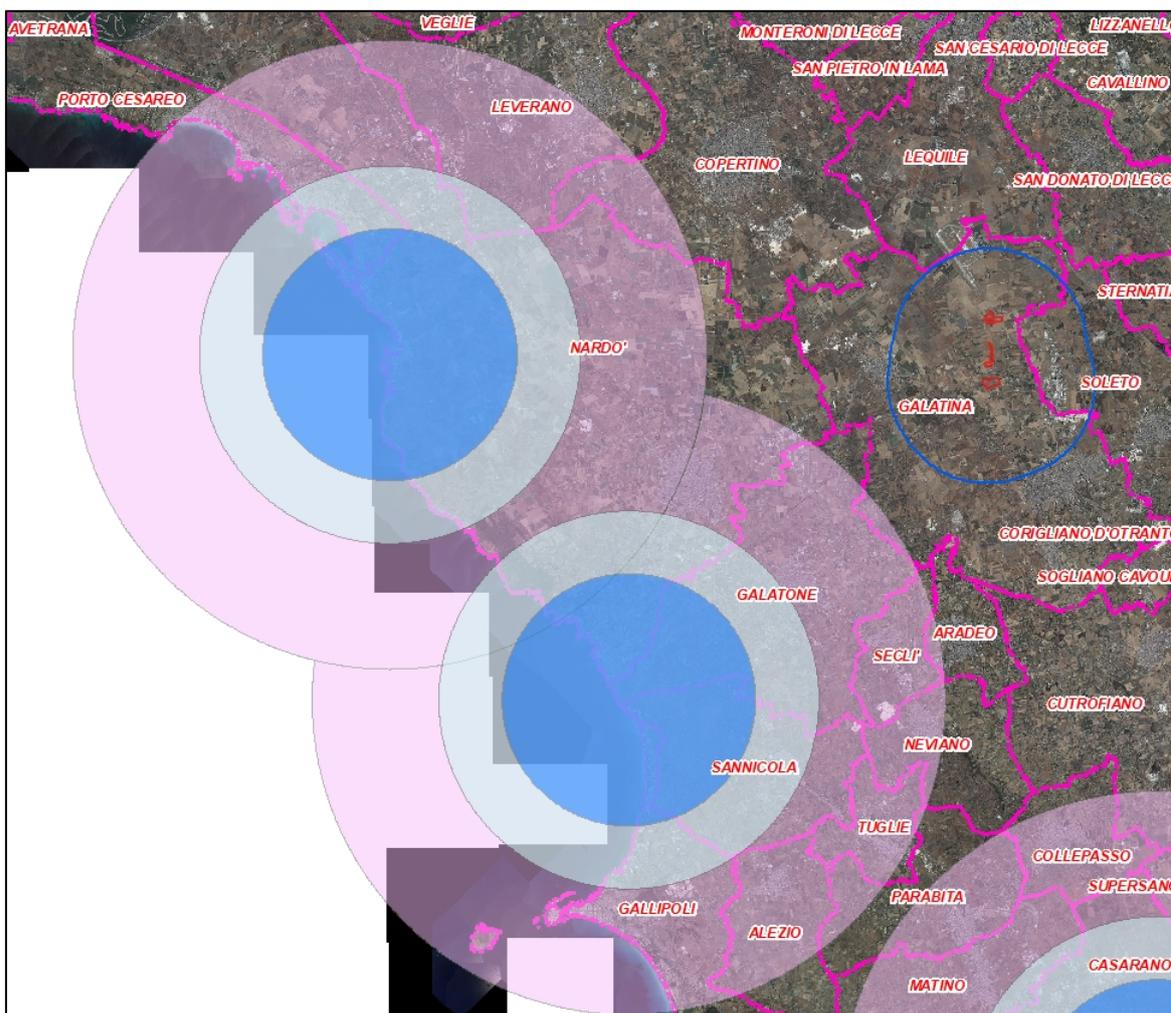
- Masserie;
- Strade a valenza paesaggistica;

L'impatto verrà indagato anche con riferimento ai centri abitati più vicini, le cui periferie rientrano nell'ambito dei 3 km dai confini dell'impianto. In particolare si

considereranno osservatori posizionati alla periferia degli abitati di Galatina (a sud-est dell'impianto), Collemeto (a ovest dell'impianto)

I punti panoramici più vicini risultano essere:

- *Montagna Spaccata* (Galatone) distante circa 16 km dai confini di Impianto;
- *Porto Selvaggio* (Nardò) distante circa 16,5 km dai confini di impianto.



Coni visuali di Porto Selvaggio (Nardò – LE) e Montagna Spaccata (Galatone – LE) – area impianto (in rosso) e buffer 3 km (in blu)

Analisi dell'intervisibilità – Mappe di Intervisibilità Teorica (MIT)

Ipotesi di base

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 una 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.

Nel caso specifico le MIT sono state ottenute mediante le funzioni specializzate nell'analisi di visibilità proprie dei software **G.I.S. (Geographical Information Systems)**. Le funzioni utilizzate nell'analisi hanno consentito di determinare, con riferimento alla conformazione plano-altimetrica del terreno e alla presenza sullo stesso dei principali oggetti territoriali che possono essere considerati totalmente schermanti in termini di intervisibilità, le aree all'interno delle quali l'impianto fotovoltaico risulta visibile da un punto di osservazione posto convenzionalmente a quota 1,65 m. dal suolo nonché, di contro, le aree da cui l'impianto fotovoltaico non risulta visibile.

Per effettuare le analisi di visibilità sono stati utilizzati, oltre che il **Modello Digitale del Terreno (DTM – Digital Terrain Model)**, anche altri strati informativi che contengono informazioni plano-altimetriche considerate schermanti per l'osservatore convenzionale.

Per quel che riguarda il DTM, è stato utilizzato quello realizzato dalla Regione Puglia (www.sit.puglia.it).

Per quel che riguarda gli oggetti territoriali schermanti, si è deciso di considerare:

- gli edifici;
- le aree boscate dense;
- le aree arborate ad olivo.

Informazioni disponibili e scaricabili dal sito www.sit.puglia.it.

Non sono state, invece, prese in considerazione le aree boscate rade poiché in tali superfici la densità delle piante e le condizioni delle chiome potrebbero non assicurare un sufficiente effetto schermo.

Gli strati informativi contenenti le informazioni plano-altimetriche degli oggetti schermanti sono stati ottenuti mediante apposite elaborazioni effettuate sui dati della Cartografia Tecnica Regionale (CTR), per gli edifici; della Carta di Uso del Suolo della Regione Puglia, con l'ausilio dell'ortofoto digitale a colori della Regione Puglia, per le aree arborate ad olivo; del PPTR per le aree boscate dense(www.sit.puglia.it).

Le mappe individuano soltanto una visibilità potenziale, ovvero l'area da cui è visibile l'impianto anche parzialmente o in piccolissima parte, senza peraltro dare alcun tipo di informazione relativamente all'ordine di grandezza (o magnitudo) e la rilevanza dell'impatto visivo.

In pratica le MIT suddividono l'area di indagine in due categorie o classi:

- La classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore non può vedere l'impianto (*not visible*);
- La classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore può vedere l'impianto (*visible*).

Benché le MIT siano uno strumento di indagine molto potente hanno anch'esse dei limiti:

- l'accuratezza è legata alla accuratezza dei dati su cui si basa;
- non può indicare l'impatto visivo potenziale né la magnitudo di impatto;
- non è facile verificare in campo l'accuratezza di una MIT, benché alcune verifiche puntuali possono essere condotte durante le ricognizioni in campo;
- una MIT non sarà mai "perfetta" per varie motivazioni di carattere tecnico, la più importante delle quali è legata alle vastità dell'area indagata con informazioni sull'andamento del terreno che necessariamente mancheranno di alcuni dettagli.

Strati informativi

Nel dettaglio, le fasi lavorative per la produzione degli strati informativi necessari all'analisi sono quelle di seguito elencate:

- 1) definizione dell'area di studio, corrispondente all'unione dei cerchi (dai vertici del quadrilatero che racchiude l'impianto) con un raggio 3 km, che circoscrivono il perimetro dell'impianto, per una superficie complessiva di circa 41,46 kmq.
- 2) generazione dello strato informativo degli edifici (poligoni) ricadenti nell'area di studio e riportati dalla CTR (aggiornamento dell'urbanizzato al 2011).
- 3) generazione dello strato informativo delle aree boscate (poligoni) ricadenti nell'area di studio e riportate dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Regione Puglia. Ridefinizione dei poligoni delle aree boscate attraverso l'eliminazione delle aree in cui la vegetazione appare rada (effettuata sulla base dell'interpretazione dell'ortofoto digitale a colori dell'anno 2016 e dei rilievi in campo).
- 4) generazione dello strato informativo delle aree olivetate (poligoni) ricadenti nell'area di studio e riportate dalla Carta di Uso del Suolo della Regione Puglia (aggiornamento al 2011).
- 5) attribuzione delle "quote in gronda" a tutti i poligoni dello strato informativo degli edifici di cui al precedente punto 2), mediante le modalità descritte nel paragrafo successivo.
- 6) attribuzione del valore presunto dell'altezza degli alberi, fissata in 10 m, a tutti i poligoni dello strato informativo delle aree boscate di cui al precedente punto 3), mediante rilevazioni in campo a campione ed il confronto, sull'ortofoto digitale del 2016, tra le lunghezze delle ombre generate dagli alberi e quelle delle ombre generate da edifici per i quali l'altezza è risultata certa.
- 7) attribuzione del valore presunto dell'altezza minima degli ulivi, fissata in 5 m, a tutti i poligoni dello strato informativo delle aree olivetate di cui al precedente punto 4).
- 8) generazione del modello delle superfici dei tetti degli edifici, a partire dallo strato informativo degli edifici di cui al punto 2), così come modificato a seguito delle operazioni di cui al punto 5). In tale modello, di tipo *raster*, i poligoni degli edifici

sono stati discretizzati mediante una griglia regolare a maglia quadrata (GRID) di dimensioni 8x8 m (stessa griglia del Modello Digitale del Terreno della Regione Puglia); alla porzione di edificio contenuta in ogni maglia (o cella) della griglia è associato un valore numerico che rappresenta la quota in gronda dell'edificio nell'area occupata dalla cella (vedi Tabella al paragrafo successivo).

- 9) generazione del modello GRID delle altezze dei boschi, a partire dallo strato informativo delle aree boscate di cui al punto 3), così come modificato a seguito delle operazioni di cui al punto 6). In tale modello i poligoni dei boschi sono stati discretizzati mediante una griglia regolare a maglia quadrata di dimensioni 8x8 metri; alla porzione di area boscata contenuta in ogni maglia (o cella) della griglia è associato un valore numerico che rappresenta l'altezza degli alberi nell'area occupata dalla cella.
- 10) generazione del modello GRID delle altezze uliveti, a partire dallo strato informativo delle aree olivetate di cui al punto 4), così come modificato a seguito delle operazioni di cui al punto 7). In tale modello i poligoni degli uliveti sono stati discretizzati mediante una griglia regolare a maglia quadrata di dimensioni 8x8 metri; alla porzione di area olivetata contenuta in ogni maglia (o cella) della griglia è associato un valore numerico che rappresenta l'altezza degli alberi nell'area occupata dalla cella.
- 11) sovrapposizione spaziale con l'operazione di "somma" (Map Algebra¹) tra il DTM della Regione Puglia ed il GRID delle altezze dei boschi; il risultato è un nuovo modello GRID
- 12) che, anziché DTM, può essere più propriamente denominato **DSM (Digital Surface Model)**, dato che le informazioni altimetriche che contiene non sono solo quelle del terreno.

¹ Con tale operazione, le celle del DTM che coincidono spazialmente con le celle del GRID delle aree boscate nelle quali i boschi sono presenti acquisiscono automaticamente un valore di quota pari alla somma tra il valore che gli stessi avevano nel DTM ed il valore riportato nel GRID dei boschi (altezza del bosco), mentre le celle che coincidono spazialmente con le celle del GRID delle aree boscate nelle quali i boschi non sono presenti conservano invariato il loro valore originario. Si ottiene pertanto un modello che riproduce l'andamento altimetrico del terreno ad eccezione delle zone in cui sono presenti delle aree boscate, laddove invece riproduce la superficie delle chiome.

- 13) sovrapposizione spaziale con l'operazione di "somma" (Map Algebra) tra il DSM così ottenuto ed il GRID delle altezze degli uliveti; il risultato è un nuovo modello GRID DSM (Digital Surface Model), che contiene tutte le informazioni relative alle aree alberate.
- 14) sovrapposizione spaziale con sostituzione di valori² tra il modello GRID delle superfici dei tetti degli edifici di cui al punto 8) ed il DSM di cui al punto 12); il risultato è un nuovo DSM che rappresenta l'andamento altimetrico della superficie del terreno unitamente a quella degli oggetti territoriali considerati schermanti (edifici ed aree alberate) situati su di esso. Tale modello costituisce lo strato di base per le analisi di visibilità.
- 15) georeferenziazione delle aree utili all'Impianto fotovoltaico e produzione del relativo strato informativo, a cui è stata attribuita la quota di 2,5 m (entità poligonale).

Determinazione delle quote in gronda degli edifici

Per procedere all'attribuzione delle quote in gronda ai poligoni dell'edificato estratti dalla CTR (Urbanizzato aggiornato al 2011), si è operato come di seguito descritto:

1. Dallo strato informativo contenente le entità poligonali della CTR sono stati selezionati solo i poligoni il cui attributo "descrizione" corrispondesse a "Area Impianto fotovoltaico, Baracca, Campo sportivo, Capannone, Castello, Chiesa, Edificio civile, Torre, Trullo", considerando che nella descrizione 'Edificio civile' sono comprese anche le Masserie, ottenendo così lo strato informativo "Edificato" (poligoni).
2. Allo scopo di minimizzare l'incertezza dovuta ad eventuali imprecisioni, verificando le lunghezze delle ombre sull'ortofoto digitale del 2016 della Regione Puglia, per

² Con tale operazione, le celle del modello DSM terreno-boschi-ulivi che coincidono spazialmente con quelle del GRID dell'edificato nelle quali sono presenti edifici acquisiscono automaticamente la quota in gronda di questi ultimi, mentre le celle che coincidono spazialmente con quelle del GRID dell'edificato nelle quali non sono presenti edifici conservano invariato il loro valore originario. Si ottiene pertanto un modello che riproduce l'andamento altimetrico del terreno ad eccezione delle zone in cui sono presenti delle aree alberate (boschi e ulivi) oppure degli edifici, laddove invece riproduce la superficie delle chiome oppure quella delle coperture.

ciascuna tipologia di fabbricato si è individuata l'altezza minima; in questo modo l'impatto degli

3. ostacoli è stato sottostimato, a favore di sicurezza nell'esito della valutazione di visibilità dell'impianto. Attraverso tali operazioni, a tutti i poligoni dello strato informativo "edificato" è
4. stato associato un valore di quota in gronda (vedi tabella) che si ritiene sufficiente per i fini della presente analisi di visibilità.

I poligoni individuati nell'area racchiusa nei 3 km dai confini dell'Impianto Fotovoltaico sono:

TIPO	N. poligoni	H _{min} [m]	Note
Baracca	627	2,5	
Cabina acquedotto	1	0,5	altezza minima pozzetti/camere di manovra AQP
Cabina elettrica	75	2,50	altezza minima cabine elettriche (moderne)
Cabina gas	3	2,00	altezza minima
Chiesa	2	5,00	altezza minima chiese non monumentali
Edificio Civile	1.743	5,5	altezza abitazioni a 1 piano fuori terra (NB sono state considerate per l'altezza minima tutte le abitazioni come se fossero a un piano, anche nei centri abitati più grandi)
Edificio diroccato	291	3	Altezza minima edifici incompleti
Edificio in costruzione	18	4	Altezza minima edifici a un piano
Edificio interrato	6	2	Altezza minima per edifici seminterrati
Pagghiara	10	3,50	altezza minima pagghiara tipica della zona
Ponte	19	7	Altezza minima ponte stradale
Serbatoio	37	8,5	Altezza minima manufatti industriali
Serbatoio Torre Piezometrica		10,00	Altezza minima torri piezometriche (verifica a <u>campiano</u>)
Serra	35	2,50	altezza minima serre nelle tipologie più diffuse
Sylos	7	8,50	altezza minima manufatti industriali (v. serbatoi)
Tettoia	757	2,5	Altezza minima tettoie in ambito urbano rurale
Tribuna campo sportivo	1	5,00	altezza minima di una tribuna
Trullo	10	3,50	v. <u>pagghiara</u>

Analisi della Visibilità

L'analisi di visibilità per la realizzazione delle MIT è stata condotta mediante la funzione *OBSERVER POINT* del software *ArcGIS* al modello **DSM** di cui al punto 14), § 1.2.2 e allo strato informativo dell'Impianto fotovoltaico di cui al punto 15), § 1.2.2. I parametri utilizzati nell'esecuzione dell'elaborazione sono i seguenti:

altezza convenzionale dell'osservatore rispetto al suolo = 1,65 m;

altezza del target da osservare rispetto alla base dell'Impianto fotovoltaico = 3.0 m.

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

Carte della Intervisibilità

Area di studio e beni oggetto di ricognizione

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

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

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

- Invarianti strutturali
 - Principali lineamenti morfologici.
 - Sistema agro ambientale.
 - Sistema insediativo.

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

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

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

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

- Altri regimi di tutela: zone sottoposte a regimi di tutela particolare quali SIC, SIR, ZPS.
- Centri abitati.

L'indagine è stata infine estesa a quelli più significativi tra gli ulteriori contesti individuati nel sistema delle tutele del PPTR ai sensi dell'art. 143 comma e) del D. Lgs. 42/2004.

- PPTR: ulteriori contesti
 - aree umide;
 - altre zone archeologiche (aree a rischio archeologico, segnalazioni archeologiche);
 - testimonianze della stratificazione insediativa (vincoli architettonici);
 - strade a valenza paesaggistica;
 - luoghi panoramici con i relativi con visuali.

In particolare sono stati presi in esame un certo numero di *Punti Sensibili* per i quali sarà quantificato l'impatto. Saranno esclusi tutti i punti sensibili dai quali, sulla base dei risultati delle MIT, l'impianto non è visibile. Dei rimanenti, andremo a quantificare l'impatto visivo non per tutti, ma solo per alcuni di essi considerati significativi sulla base:

- dell'importanza e delle caratteristiche del vincolo,
- della posizione rispetto all'impianto fotovoltaico in progetto,
- della fruibilità ovvero del numero di persone che possono raggiungere il Punto,
- di considerazioni di carattere pratico,

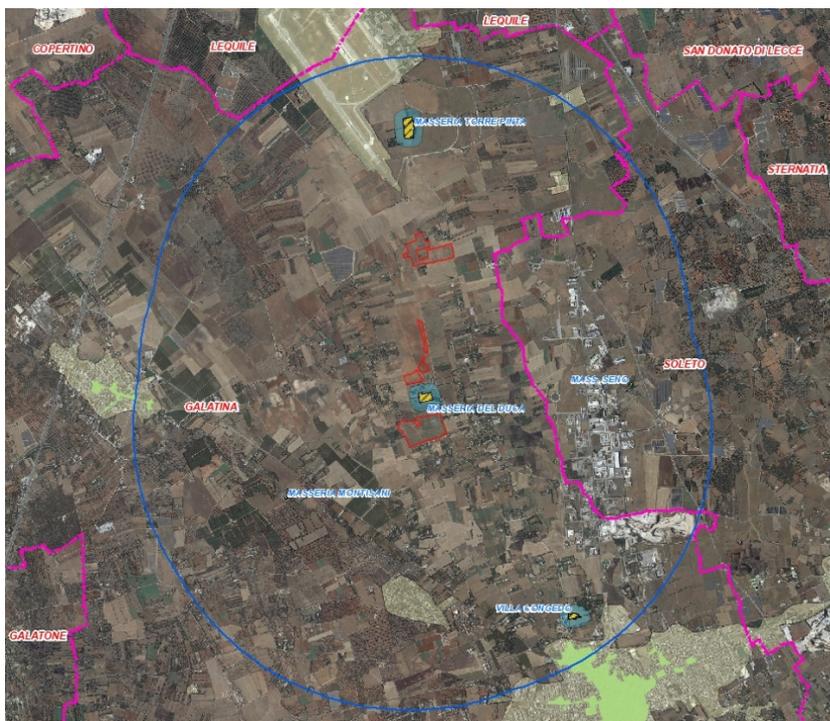
al fine di definire una lista ristretta di *Punti di Osservazione (PO)* ricadenti all'interno dell'*area di impatto potenziale* individuata (3 km dal perimetro dell'impianto), per i quali sarà valutata l'entità dell'impatto visivo con una metodologia più avanti descritta.

Sulla base delle risultanze delle Mappe di Intervisibilità Teorica presentate, non saranno considerati i seguenti gruppi di beni tutelati e oggetto di ricognizione:

- a) Strade panoramiche poiché non presenti nell'intorno dei 3 km dal perimetro dell'impianto;
- b) Luoghi panoramici e relativi con visuali, ovvero *Montagna Spaccata* (Galatone) e *Porto Selvaggio* (Nardò), attesa la notevole distanza da questi punti (circa 16 km).

Saranno invece prese in considerazione al fine di individuare i *Punti di Osservazione* da cui stimare l'impatto visivo:

- a) Le Componenti Culturali del PPTR, in particolare le Masserie (presenti 5 Masserie con Segnalazione architettonica);
- b) La periferia dei centri abitati di Galatina e , Villa Baldassarri e Collemeto (sistema insediativo).
- c) Alcuni punti sulle strade a Valenza Paesaggistica, in particolare la SP18, ricadente nell'ambito dei 3 km dall'impianto.



Componenti Culturali Insediative (Masserie) e Componenti Valori Percettivi (Stade a valenza Paesaggistica) nell'ambito dei 3 km dai confini di Impianto

Il dettaglio con le Mappe di Intervisibilità Teorica, è riportato nella Relazione “Studio di Visibilità” alla quale si rimanda.

7.8.3 Durata e reversibilità dell'impatto

La durata dell'impatto è strettamente legata alla durata dell'Autorizzazione Unica, che costituisce titolo alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto fotovoltaico e che, ai sensi del D. Lgs. 387/2003 e della normativa regionale, avrà una durata di 20 anni. Alla scadenza di tale termine la società proponente provvederà alla rimozione integrale delle opere.

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

7.8.4 Probabilità dell'impatto

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

7.8.5 Misure di mitigazione dell'impatto visivo

L'impatto visivo dell'impatto fotovoltaico sarà fortemente limitato dalla realizzazione di una siepe perimetrale che avrà altezza pari a 2 m circa ovvero pari all'altezza della recinzione.

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

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

7.8.6 Entità dell'impatto: conclusioni

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

In conclusione il Valore del Paesaggio Normalizzato è MEDIO ALTO (6), mentre la Visibilità di Impianto Normalizzata è BASSA (3,4), l'**Impatto Visivo** è complessivamente pari a **20,4 / 64** ovvero **BASSO**.

Impatto Visivo: matrice di impatto

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Storico culturale	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo		X	
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta			
		Area di Interesse		X	
		Area vasta			
		<i>Giudizio di impatto</i>		B	
Percettivo	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo			
		Continuo		X	

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta			
		Area di Interesse		X	
		Area vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>			B	

PAESAGGIO E PATRIMONIO STORICO-ARTISTICO	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO	T	BB	T

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +

7.9 Rumore

7.9.1 Analisi dell'impatto

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

- nella prima fase, trattata nel precedente capitolo è stato valutato il clima sonoro ante-operam, in una posizione all'interno dell'area interessata dal progetto;
- nella seconda fase, trattata nel presente capitolo, 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 individuati, sia una ulteriore modellizzazione per la fase transitoria di cantiere.

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

Classe di destinazione acustica delle aree intorno all'impianto

Il Comune di Galatina, con Delibera del Consiglio Comunale n. 4 del 4/3/04 ha adottato la propria zonizzazione acustica; successivamente la Provincia di Lecce ha approvato il tutto con Delibera n. 2448 del 14/7/05.

L'amministrazione Comunale di Galatina ha, quindi, adempiuto a quanto previsto dall'Art. 6, comma 1, lettera a), della Legge 26 Ottobre 1995, n. 447, ed ha inserito le aree intorno all'impianto in progetto in Classe III – Aree di tipo misto che include anche le aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici. A tal fine, valgono i limiti assoluti prescritti dal D.P.C.M. 14 Novembre 1997 e quelli differenziali di cui all'Art. 4, comma 1, dello stesso. Tali limiti sono riportati in Tab. 1 e Tab. 2 (Cfr. Tabelle B, C e D dell'Allegato al D.P.C.M).

Modello di calcolo

La propagazione del suono in un ambiente esterno è la somma dell'interazione di più fenomeni: la divergenza geometrica, l'assorbimento del suono nell'aria, rilevante solo nel caso di ricevitori posti ad una certa distanza dalla sorgente, l'effetto delle riflessioni multiple dell'onda incidente sul selciato e sulle facciate degli edifici e/o su altri ostacoli naturali e/o artificiali, la diffrazione e la diffusione sui bordi liberi degli oggetti nominati. I fenomeni sommariamente descritti, inoltre, hanno effetti che variano con la frequenza del suono incidente: occorre, dunque, un'analisi almeno per bande d'ottava.

Le stesse sorgenti, inoltre, sono in genere direttive: la funzione di direttività, a sua volta, varia con la frequenza.

Di seguito viene riportata una breve descrizione dello standard di calcolo **ISO 9613-2**, il cui scopo principale è quello di determinare nei punti di ricezione il livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato “A”, secondo leggi analoghe a quelle descritte nelle norme tecniche ISO 9613, per condizioni meteorologiche favorevoli alla propagazione del suono emesso da sorgenti di potenza nota. La propagazione del suono avviene “sottovento”: il vento, cioè, soffia dalla sorgente verso il ricettore.

Secondo la norma ISO 9613-2, il livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato “A”, mediato su un lungo periodo, viene calcolato utilizzando la seguente formula:

$$L_{Aeq,LT} = L_{Aeq,dw} - C_m - C_{t,per} \quad (1)$$

dove:

$L_{Aeq,LT}$ è il livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato “A”, mediato nel lungo periodo [dB(A)];

C_m è la correzione meteorologica;

$C_{t,per}$ è la correzione che tiene conto del tempo durante il quale è stata attiva la sorgente nel periodo di riferimento calcolato;

$L_{Aeq,dw}$ è il livello continuo equivalente medio di pressione sonora, ponderato “A”, calcolato in condizioni di propagazione sottovento [dB(A)]. Tale livello viene calcolato sulla base dei valori ottenuti per bande di ottava, da 63Hz a 8000 Hz, secondo l’equazione

$$L_A \text{ al } q\bar{v} = L_w - R - A \quad (2)$$

dove:

L_w è il livello di potenza sonora emesso dalla sorgente [dB(A)];

R è la riduzione in bande di ottava del livello emesso dalla sorgente, eventualmente definita dall’utente del programma;

A è l’attenuazione del livello sonoro, in bande di ottava, durante la propagazione [dB(A)].

L'attenuazione del livello sonoro è calcolata in base alla formula seguente

$$A = D_c + A_d + A_{atm} + A_{ground} + A_{refl} + A_{screen} + A_{misc} + A_{foliage} + A_{site} + A_{housing} \quad (3)$$

dove:

D_c è l'attenuazione dovuta alla direttività della sorgente [dB(A)];

A_{div} è l'attenuazione causata alla divergenza geometrica [dB(A)];

A_{atm} è l'attenuazione dovuta all'assorbimento atmosferico, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

A_{ground} è l'attenuazione causata dall'effetto suolo, calcolata per bande di ottava [dB(A)]. Le proprietà del suolo sono descritte da un fattore di terreno, G, che vale 0 per terreno duro, 1 per quello poroso ed assume un valore compreso tra 0 ed 1 per terreno misto (valore che corrisponde alla frazione di terreno poroso sul totale);

A_{refl} è l'attenuazione dovuta alle riflessioni da parte degli ostacoli presenti lungo il cammino di propagazione, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

A_{screen} è l'attenuazione causata da effetti schermanti, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

A_{misc} è l'attenuazione dovuta all'insieme dei seguenti effetti [dB(A)]:

$A_{foliage}$ è l'attenuazione causata dalla propagazione attraverso il fogliame, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

A_{site} è l'attenuazione dovuta alla presenza di un insediamento industriale, calcolata per bande di ottava [dB(A)];

$A_{housing}$ è l'attenuazione causata dalla propagazione attraverso un insediamento urbano, a causa dell'effetto schermante e, contemporaneamente, riflettente delle case, calcolata per bande di ottava [dB(A)].

Per eseguire il calcolo del livello sonoro, il programma di simulazione richiede in *input* alcuni parametri ambientali tra i quali la temperatura, il grado di umidità relativa ed il coefficiente di assorbimento acustico dell'aria, ecc.; si deve inserire anche un fattore di assorbimento rappresentativo dei diversi tipi di terreno. In funzione di tali parametri, è possibile ottenere un coefficiente di riduzione che permette di valutare l'attenuazione che

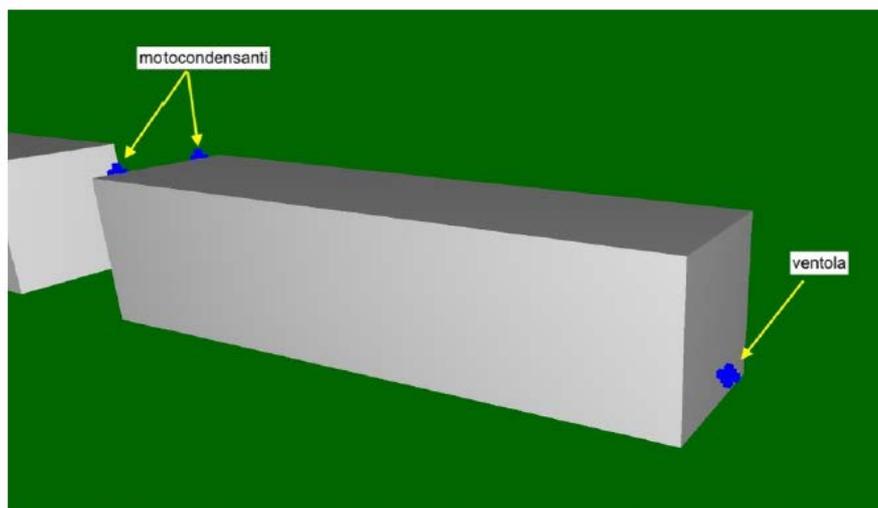
l'onda sonora subisce durante la propagazione per l'influenza delle condizioni meteorologiche e di tutti gli elementi esplicitati nella (3) come, per esempio, l'effetto suolo e quello dell'aria. Il suono che giunge al ricettore, quindi, è dato dalla somma dell'onda diretta e di tutti i raggi secondari, riflessi dagli edifici e da ostacoli naturali e/o artificiali, debitamente attenuati. Nel presente studio sono state considerate le riflessioni fino al 2° ordine.

Le sorgenti sonore poste sulle cabine di campo e su quella di consegna (ventole di raffreddamento degli apparati elettronici e 2 unità motocondensanti esterne degli split di raffrescamento), sono state considerate puntiformi in campo libero; il livello di potenza sonora, ponderato A, delle stesse è stato il seguente:

- **Ventole di raffrescamento $L_{wA} = 80,8 \text{ dB(A)}$** : calcolato attraverso i dati di livello equivalente, ponderato A, misurati a 1 m dalle ventole di raffrescamento, introducendo nel software di simulazione una sorgente puntiforme ed un ricevitore a 1 m, variando la potenza sonora in modo da ricostruire il valore di 64,7 dB(A) misurato;
- **Unità motocondensanti $L_{wA} = 62,0 \text{ dB(A)}$** : utilizzando valori di potenza sonora di macchinari presenti sul mercato (Daikin RX35GV).

Per il coefficiente di assorbimento del suolo G è stato utilizzato il valore intermedio 0,5, mentre, vista la posizione geografica dell'impianto in progetto, si è impostata, nelle simulazioni, la temperatura pari a 20 °C e l'umidità relativa pari al 50%.

In figura seguente è rappresentato lo stralcio, con vista 3D, del modello di simulazione di una cabina elettrica con evidenziate le sorgenti puntiformi rappresentative della ventola e delle unità motocondensanti.



Stralcio modello di simulazione cabina elettrica - vista 3D

Risultati delle simulazioni

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.

Impatto acustico e verifica limiti di legge

Limiti di emissione e d'immissione

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, così come specificato nel paragrafo precedente, nelle aree intorno agli impianti in progetto. Tali valori possono essere confrontati con i limiti acustici prescritti per la Classi III.

Al fine di effettuare la verifica dei limiti di legge è importante notare che dai calcoli

eseguiti, come meglio evidenziato nelle mappe con isofoniche a colori, le emissioni e le immissioni generate dalle sorgenti annesse alle cabine di campo, ventole e motocondensanti, sono tali da non essere più percepite già a distanze rispettivamente di circa 40 m e 5 m. I potenziali ricettori presenti sul territorio si trovano a distanze notevolmente superiori (cfr. figura 4) 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.

Di seguito gli stralci delle mappe isofoniche a colori.



Stralcio modello di simulazione distanza ricettori

Limiti differenziali

Come detto nel paragrafo riguardante i riferimenti normativi, il valore limite differenziale si definisce come differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il livello equivalente di rumore residuo, con misure eseguite all'interno dell'ambiente abitativo. Nel presente studio è stata effettuata una valutazione qualitativa a partire dai livelli al di sotto dei quali il criterio differenziale è, per la normativa in vigore, non applicabile.

Nell'allegato A, al DM 16 Marzo 1998, si precisa che il rumore ambientale, costituito dall'insieme del rumore residuo e da quello prodotto dalle specifiche sorgenti disturbanti, con esclusione degli eventi sonori singolarmente identificabili di natura eccezionale rispetto al valore ambientale della zona, è il livello che si confronta con i limiti massimi di esposizione riferiti:

- 1) nel caso dei limiti differenziali, al tempo di misura TM;
- 2) nel caso di limiti assoluti, al tempo di riferimento TR.

Per tutti i ricettori, così come esplicitato nell'art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97, il criterio differenziale non è applicabile, in quanto, "ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile:

a) se il rumore misurato a finestre aperte è inferiore a 50 dB(A) durante il periodo diurno e 40 dB(A) durante il periodo notturno; b) se il livello di rumore ambientale misurato a finestre chiuse è inferiore a 35 dB(A) durante il periodo diurno e 25 dB(A) durante il periodo notturno".

Così come esplicitato per i limiti di emissione e di immissione, a causa delle notevoli distanze sorgenti ricevitrici, l'insieme degli impianti non è in grado di modificare, in facciata agli edifici, il livello sonoro già presente ed acquisito durante il monitoraggio del clima acustico di 24 ore; ne consegue che non si ricade in nessun caso nella possibilità di determinare un differenziale superiore a quanto prescritto dalle vigenti norme sia per il periodo diurno sia per quello notturno.

Impatto acustico in fase di cantiere

Ai fini normativi per la fase di cantiere vale quanto prescritto dall'art. 17, comma 3 e 4, della L.R. 3/02, secondo il quale: "3. le emissioni sonore, provenienti da cantieri edili, sono

consentite negli intervalli orari 7.00 - 12.00 e 15.00 - 19.00, fatta salva la conformità dei macchinari utilizzati a quanto previsto dalla normativa della Unione europea e il ricorso a tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo, salvo deroghe autorizzate dal Comune. 4. Le emissioni sonore di cui al comma 3, in termini di livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato (A) [Leq(A)] misurato in facciata dell'edificio più esposto, non possono inoltre superare i 70 dB (A) negli intervalli orari di cui sopra. Il Comune interessato può concedere deroghe su richiesta scritta e motivata, prescrivendo comunque che siano adottate tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo sentita la AUSL competente.”.

Dal punto di vista dell'impatto acustico l'attività di cantiere, relativa alla realizzazione dell'impianto oggetto di studio, può essere così sintetizzata:

- fase 1: scavi;
- fase 2: movimentazione terra;
- fase 3: posa e montaggio canalizzazioni e impianti;
- fase 4: sistemazione piazzali.

La valutazione dell'impatto acustico prodotta dall'attività di cantiere oggetto di studio è stata condotta adottando i dati forniti dallo studio del Comitato Paritetico Territoriale per la prevenzione infortuni, l'igiene e l'ambiente di lavoro di Torino e Provincia, “ Conoscere per prevenire n° 11”. Tale studio si basa su una serie di rilievi fonometrici che hanno consentito di classificare dal punto di vista acustico n°358 macchinari rappresentativi delle attrezzature utilizzate per la realizzazione delle principali attività cantieristiche.

Nella tabella seguente, per ogni fase di cantiere sono indicati i macchinari utilizzati e le rispettive potenze sonore. Per le fasi, caratterizzate da utilizzo di più sorgenti di rumore, non contemporanee, è stato considerato esclusivamente il livello di potenza della sorgente (macchinario) più rumorosa.

Noti i livelli di potenza acustica, associabili ad ogni fase di lavorazione, attraverso l'utilizzo della formula di propagazione sonora in campo aperto relativo alle sorgenti puntiformi, ed in via cautelativa considerando solo il decadimento per divergenza geometrica, sono state calcolate le distanze per le quali il livello di pressione L_p è pari a 70 dB(A):

$$L_p = L_w - 20\text{Log}(d) - 11$$

dove :

- L_p = livello di pressione sonora;
- d = distanza.

Macchina	L_w dB(A)	d ($L_p = 70$ dB(A)) [m]
Fase1: Scavi		
Pala escavatrice	103,5	13,5
Fase 2: movimentazione terra		
Pala meccanica	98,3	7,3
Fase 3: posa e montaggio canali e impianti		
Autocarro + gru	98,8	7,8
Fase 4: Sistemazione piazzali		
Pala escavatrice	97,6	6,7
Fase 5: Realizzazione linea di connessione		
Taglio sede stradale (da rilievo in cantieri simili)	110,0	28,0
Contemporaneità fasi 1 e 2		
Pala escavatrice e Pala meccanica	104,6	15,2

Risultati della valutazione dell'impatto acustico derivante dalle attività di cantiere

Le distanze calcolate rappresentano quindi la distanza che intercorre tra la sorgente considerata (luogo nel quale si svolge la i -esima operazione di cantiere) e la relativa isofonica a 70 dB(A).

I possibili ricettori si trovano a distanze nettamente superiori a quelle che li farebbero rientrare nell'applicazione del comma 4, art 17, della L.R. 3/02, secondo cui prima dell'inizio del cantiere, si rende necessaria la richiesta di autorizzazione in deroga, al comune interessato, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici.

È evidente che durante la fase di esecuzione del cavidotto di collegamento tra l'impianto fotovoltaico e la Sottostazione sarà necessario verificare se tale operazione avviene in prossimità di edifici (distanza inferiore a 28 m) in tal caso sarà richiesta autorizzazione in deroga, al comune interessato, per il superamento del limite dei 70 dB(A).

Impatto acustico traffico indotto

Per la realizzazione del progetto, durante le varie fasi di lavorazioni, è previsto un traffico di mezzi pesanti all'interno dell'area d'intervento e nelle vie di accesso.

Generalmente per la realizzazione di tale tipologia di opera, il traffico veicolare previsto si suppone pari a circa 5 veicoli pesanti al giorno, ovvero circa 10 passaggi A/R. Tale transito di mezzi pesanti, determina un flusso medio di 1,25 veicoli/ora, che risulta acusticamente ininfluenza rispetto al clima già presente nelle aree intorno l'impianto.

Durante la fase di esercizio non sono previsti significativi flussi veicolari.

Conclusioni

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;
- l'impatto acustico generato dagli impianti sarà tale da rispettare i limiti di emissione e d'immissione imposti per la Classe III della Zonizzazione Acustica sia per il periodo diurno sia per quello notturno;
- 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.

7.9.2 Delimitazione dei limiti spaziali d'impatto

L'impatto acustico nella fase di esercizio, peraltro contenuto nei limiti imposti dalla normativa sia nel periodo diurno che notturno, sarà circoscritto alle aree di impianto e alle ristrette aree limitrofe.

7.9.3 Ordine di grandezza e complessità di impatto

In considerazione del fatto che 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, e che il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici (per cui sarà, in accordo al comma 4, dell'art 17, della L.R.3/02, prima dell'inizio della realizzazione della connessione, richiesta autorizzazione in deroga, ai comuni interessati), l'impatto generato può ritenersi MOLTO BASSO.

7.9.4 Durata dell'impatto

L'impatto con superamento dei limiti di 70 dB(A) di cui al punto precedente, avrà durata pari alla fase di costruzione e dismissione dell'impianto. In fase di esercizio, rientrando i livelli sonori generati dall'impianto nei limiti di legge, non si genererà impatto.

7.9.5 Probabilità dell'impatto

L'impatto nella fase di costruzione e dismissione ha probabilità certa di essere generato.

7.9.6 Reversibilità dell'impatto

L'impatto è totalmente reversibile, avendo durata limitata alle fasi di costruzione e dismissione.

7.9.7 Mitigazione dell'impatto

La scelta di aree agricole non abitate costituisce la principale componente di mitigazione dell'impatto.

Rumore e vibrazioni: matrice di impatto

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Emissioni di rumore	Durata nel tempo	Breve	X		X
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo	X	X	X
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine	X		X
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudini	Bassa		X	
		Media	X		X
		Alta			
	Area di influenza	Area ristretta	X	X	X
		Area di Interesse			
		Area Vasta			
	<i>giudizio di impatto</i>			BB -	MB -
Traffico indotto	Durata nel tempo	Breve	X		X
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione	Discontinuo	X	X	X
		Continuo			

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
	temporale				
	Reversibilità	Reversibile a breve termine	X		X
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudini	Bassa	X	X	X
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Locale	X	X	X
		Diffusa			
	<i>giudizio di impatto</i>		T -	T -	T -
RUMORE E VIBRAZIONI			FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO			BB -	MB -	BB -

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +

7.10 Impatto elettromagnetico

7.10.1 Analisi di impatto

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

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

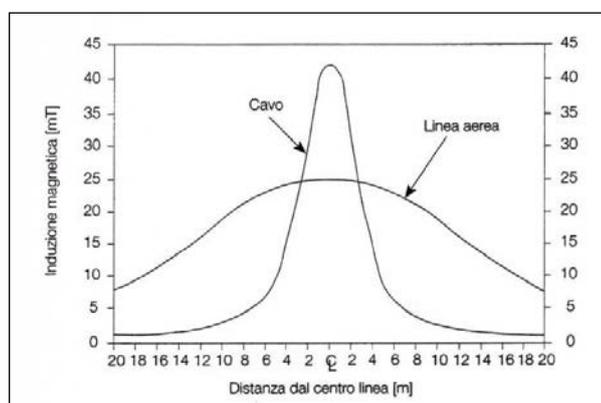
- 1) Linee MT in cavidotti interrati;
- 2) Sottostazione Elettrica (SSE) in prossimità della SE Terna Galatina, sempre in agro di Galatina (LE);
- 3) Linea interrata di connessione AT, che collega la SSE alla SE Terna Galatina.

I cabinati contenenti il gruppo conversione/trasformazione e 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.

Il campo magnetico, per caratteristiche geometriche, a parità di corrente, presenta valori di picco superiori in corrispondenza dell'asse dei cavi ed una riduzione più rapida ad un suo allentamento come illustrato in figura.



Induzione magnetica per linea aerea e cavo interrato

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.

Ricordiamo a tal proposito che:

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.3 comma 1: nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati da elettrodotti, non deve essere superato il limite di esposizione di 100 μT per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico, intesi come valori efficaci;
- All'art.3 comma 2: a titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10 μT , da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio;
- Art.4 comma 1. Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, è fissato l'obiettivo di qualità di 3 μT per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio
- Lo stesso DPCM, 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 ($B=3\mu\text{T}$) di cui all'art. 4 sopra richiamato ed 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.

- Ai fini del calcolo della fascia di rispetto si omettono verifiche del campo elettrico, in quanto nella pratica questo determinerebbe una fascia (basata sul limite di esposizione, nonché valore di attenzione pari a 5kV/m) che è sempre inferiore a quella fornita dal calcolo dell'induzione magnetica.
- Pertanto, obiettivo dei paragrafi successivi sarà quello di calcolare le fasce di rispetto dagli elettrodotti del progetto in esame, facendo riferimento al limite di qualità di 3 μ T.

Quella che viene presentata in questi paragrafi è una valutazione analitica del campo magnetico generato dagli elettrodotti, basata sulle metodologie di calcolo suggerite dall'APAT (Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici), approvate dal D.M. 29/05/2008, e specificate dalla norma CEI 106-11.

Per la valutazione del campo magnetico generato dall'elettrodotto occorre innanzitutto distinguere gli elettrodotti in funzione della tipologia dei cavi utilizzati.

In linea generale l'utilizzo di cavi MT in configurazione ad "elica visibile" con sezione sono a 240 mm², fanno sì che il campo magnetico prodotto sia notevolmente inferiore a quello prodotto da cavi analoghi posati in piano o a trifoglio. Le particolarità costruttive di questi cavi, ossia la ridotta distanza tra le fasi e la loro continua trasposizione dovuta alla cordatura, fa sì che il campo elettromagnetico generato dai cavi di sezione 120 – 240 mm² risulti essere infatti di gran lunga inferiore ai valori limite richiesti e, pertanto, già dopo una prima analisi qualitativa, se ne può escludere la valutazione numerica, così come previsto dalla normativa e dalle leggi vigenti.

Nello specifico del nostro caso, sono stati considerati cavi posati a trifoglio "worst-case". Tale scelta è stata dettata dal fatto che al momento non è nota la disponibilità sul mercato e quindi quelle che potranno essere le scelte in fase di progettazione esecutiva.

Nella tabella che segue si schematizza la configurazione dei cavidotti MT all'interno del campo, specificandone la tipologia, la lunghezza e il tratto di appartenenza.

LINEA 1									
Tratti	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm ²)	Portata	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. In Cabina (m)	Stima finale (m)
A-B	2 389,66	30,00	46,93	50,00	173 A	522,73	548,87	10,00	558,87
C-B	2 468,44	30,00	48,47	50,00	173 A	277,83	291,72	11,00	302,72
B-D	7 313,41	30,00	143,62	95,00	254 A	747,33	784,70	12,00	796,70
D-E	9 571,77	30,00	187,97	95,00	254 A	1 033,87	1 085,56	13,00	1 098,56
E-Cds	12 013,95	30,00	235,93	120,00	290 A	812,18	852,79	14,00	866,79
LINEA 2									
Tratti	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm ²)	Portata	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. In Cabina (m)	Stima finale (m)
F-G	2 455,31	30,00	48,22	50,00	173 A	23,89	25,08	10,00	35,08
G-I	4 936,88	30,00	96,95	50,00	173 A	129,57	136,05	11,00	147,05
I-L	6 512,48	30,00	127,89	95,00	254 A	24,12	25,33	12,00	37,33
L-H	8 350,68	30,00	163,99	95,00	254 A	254,30	267,02	13,00	280,02
H-Cds	9 821,24	30,00	192,87	95,00	254 A	113,56	119,24	14,00	133,24
LINEA Cds - SSE									
Tratti	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm ²)	Portata	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. In Cabina (m)	Stima finale (m)
Cds - SSE	21 835,19	30,00	428,79	400,00	557 A	9 433,00	9 904,65	10,00	9 914,65

Lunghezze tratte di cavidotto MT e formazione cavi

Per la valutazione del campo magnetico generato da tali elettrodotti occorre innanzitutto individuare le possibili diverse configurazioni che si presentano nel caso in esame, e sulla base di questi individuare i diversi casi sui quali effettuare la valutazione del campo.

Nel nostro caso, consideriamo il tratto di elettrodotto che accoglie il numero di sezioni maggiore, le sezioni di cavo maggiore (120 mm² – v. tabella sopra riportata) e successivamente il tratto di elettrodotto esterno che unisce la CdS alla SEE, costituito come detto da 1 terna di cavi in alluminio da 400 mm².

Caso A - Linea elettrica in cavo interrato costituita da 2 terne di cavi MT posati a trifoglio (arrivo linea in Cabina di Smistamento da Cabine di Campo)

Ricordiamo che l'Impianto è stato elettricamente configurato in modo tale da formare 2 sottocampi. Ciascuno di essi trasporta una quota parte della potenza complessivamente prodotta dall'Impianto stesso, così come dettagliato nelle tabelle già viste sopra che si ripropongono.

LINEA 1									
Tratti	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm ²)	Portata	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. In Cabina (m)	Stima finale (m)
A-B	2 389,66	30,00	46,93	50,00	173 A	522,73	548,87	10,00	558,87
C-B	2 468,44	30,00	48,47	50,00	173 A	277,83	291,72	11,00	302,72
B-D	7 313,41	30,00	143,62	95,00	254 A	747,33	784,70	12,00	796,70
D-E	9 571,77	30,00	187,97	95,00	254 A	1 033,87	1 085,56	13,00	1 098,56
E-Cds	12 013,95	30,00	235,93	120,00	290 A	812,18	852,79	14,00	866,79
LINEA 2									
Tratti	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm ²)	Portata	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. In Cabina (m)	Stima finale (m)
F-G	2 455,31	30,00	48,22	50,00	173 A	23,89	25,08	10,00	35,08
G-I	4 936,88	30,00	96,95	50,00	173 A	129,57	136,05	11,00	147,05
I-L	6 512,48	30,00	127,89	95,00	254 A	24,12	25,33	12,00	37,33
L-H	8 350,68	30,00	163,99	95,00	254 A	254,30	267,02	13,00	280,02
H-Cds	9 821,24	30,00	192,87	95,00	254 A	113,56	119,24	14,00	133,24

Sottocampi elettrici Linea 1 e Linea 2

Nelle tabelle sopra riportate sono indicate anche le sezioni dei cavi uscenti da ciascun sottocampo.

Come indicato nell'elaborato "Planimetria vie cavi MT", il tratto di scavo che conterrà il maggior numero di terne di cavi MT è quello in prossimità della Cabina di Smistamento. In particolare all'interno di detto scavo saranno presenti:

- 1 terna di cavi in alluminio ARP1H5(AR)E (Linea 1) da 120 mm²;
- 1 terne di cavi in alluminio ARP1H5(AR)E (Linea 2) da 95 mm²;

Nel seguente paragrafo verrà calcolato il campo di induzione magnetica generato dalle 2 linee MT in arrivo alla Cabina di Smistamento. Possiamo considerare questo il "worst case" cioè la situazione più gravosa riscontrabile all'interno dell'impianto.

In linea generale, nel caso di cavidotti in cui sono posate più terne di cavi, è possibile fare ricorso ad un modello matematico che tenga conto del campo magnetico generato da ogni singola terna.

Il modello costituito, secondo quanto previsto e suggerito dalla norma CEI 211-4 cap. 4.3, tiene conto delle componenti spaziali dell'induzione magnetica, calcolate come somma del contributo delle correnti nei diversi conduttori.

$$B_x = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i I_i \left[\frac{y_i - y}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right] \quad B_y = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i I_i \left[\frac{x_i - x}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right]$$

È possibile a questo punto effettuare una semplificazione del modello, che consideri il contributo non del singolo conduttore ma dell'intera terna, della quale sono note le caratteristiche geometriche. Si terrà conto nel seguito per il modello del sistema di cavi unipolari posati a trifoglio e non elicordati: in questo modo viene introdotto un grado di protezione maggiore nel sistema, essendo il campo magnetico generato dal un cavo elicordato meno intenso di quello di una terna posata a trifoglio.

Per i cavi unipolari posati a trifoglio è possibile ricorrere ad una espressione approssimata del campo magnetico, come di seguito riportato.

$$B = 0,1 * \sqrt{6} \frac{S*I}{R^2} \quad (1)$$

dove:

- B [μ T] è l'induzione magnetica in un generico punto distante;
- R [m] dal conduttore centrale;
- S [m] è la distanza fra i conduttori adiacenti, percorsi da correnti simmetriche ed equilibrate di ampiezza pari a 1 [A].

Considerata la natura vettoriale del campo magnetico, è possibile sommare i contributi dovuti

alle singole terne e calcolare, attraverso il modello semplificato di cui prima, il valore del campo magnetico nello spazio circostante l'elettrodotto.

Possiamo quindi riscrivere la formula nella maniera seguente:

$$B_i = 0,1 * \sqrt{6} \frac{S_i * I_i}{(x-x_i)^2 + (y-d)^2} \quad (2)$$

dove B_i è il campo magnetico generato dalla i -esima terna di cavi.

Nel particolare, il nostro caso prevede come detto cinque terne di cavi. Quindi il campo di induzione sarà dato dalla somma dei campi di induzione generati dalle singole terne.

Per cui, applicando la formula di cui sopra, si ottengono i risultati riportati nella tabella seguente.

Il calcolo è stato effettuato per diverse altezze dal livello del suolo e con intervallo di campionamento dei valori in ascissa (ossia della distanza dall'asse centrale) pari a 0,5 m. Inoltre, si è tenuto conto della profondità di posa dei cavi all'arrivo in cabina prima dell'attestazione nei quadri MT. Si è considerata quindi una profondità pari a 0,80 m.

Si fa riferimento ai valori delle correnti e delle sezioni riportati nella in *tabella 2*.

Distanza dall'asse centrale (m)	B _{tot} a 0 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 1 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 1,5 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 2 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 2,5 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 3 m dal suolo (μT)
-10,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
-9,50	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
-9,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
-8,50	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
-8,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
-7,50	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04
-7,00	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04
-6,50	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05
-6,00	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05
-5,50	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06
-5,00	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07
-4,50	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08
-4,00	0,17	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09
-3,50	0,21	0,18	0,15	0,14	0,12	0,10
-3,00	0,28	0,22	0,19	0,16	0,14	0,12
-2,50	0,40	0,28	0,23	0,19	0,16	0,13
-2,00	0,58	0,37	0,29	0,22	0,18	0,15
-1,50	0,91	0,48	0,35	0,26	0,20	0,16
-1,00	1,54	0,61	0,41	0,30	0,22	0,17
-0,50	2,63	0,72	0,46	0,32	0,24	0,18
0,00	3,44	0,77	0,48	0,33	0,24	0,18
0,50	2,63	0,72	0,46	0,32	0,24	0,18
1,00	1,54	0,61	0,41	0,30	0,22	0,17
1,50	0,91	0,48	0,35	0,26	0,20	0,16
2,00	0,58	0,37	0,29	0,22	0,18	0,15
2,50	0,40	0,28	0,23	0,19	0,16	0,13
3,00	0,28	0,22	0,19	0,16	0,14	0,12
3,50	0,21	0,18	0,15	0,14	0,12	0,10
4,00	0,17	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09
4,50	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08
5,00	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07
5,50	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06
6,00	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05
6,50	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05
7,00	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04
7,50	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04
8,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
8,50	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
9,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
9,50	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
10,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02

Tabella A – valori del campo di Induzione elettromagnetica per diverse altezze dal suolo e distanza dall'asse dei conduttori

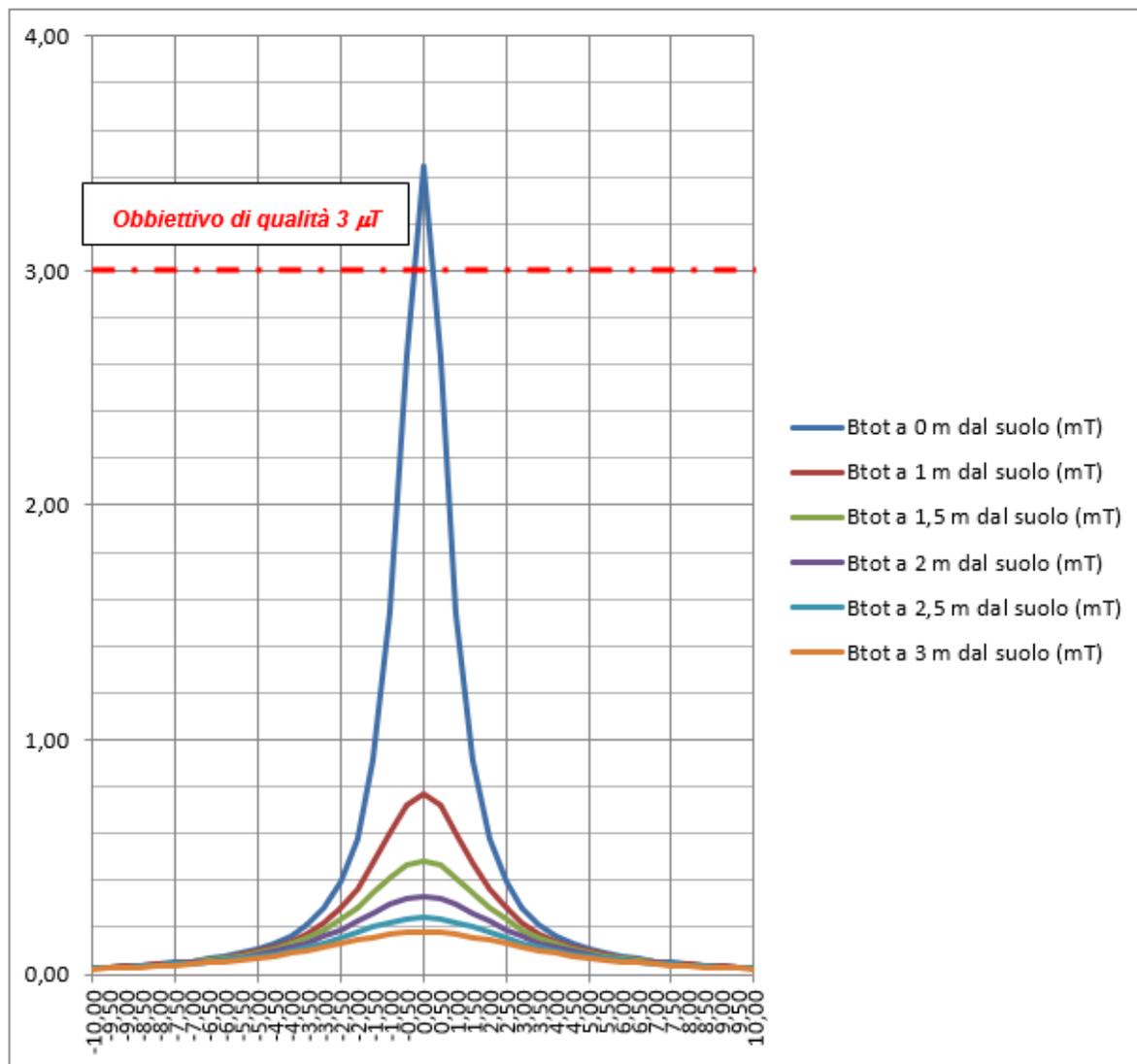


Tabella B – andamento grafico del valore della Induzione Elettromagnetica per diverse altezze dal suolo e distanza dall’asse dei conduttori

Il grafico mostra come nel caso in esame, il valore del Campo di Induzione Elettromagnetica risulta superiore all’obiettivo di qualità, pari a 3 μT, risultando ad una quota dal suolo pari ad 0 m e sull’asse dei conduttori, pari a **3,44 μT** (v. Tab. A). Tuttavia si può anche vedere che sull’asse dei conduttori già ad 1 metro dal suolo il valore dell’induzione elettromagnetica scende a **0,77 μT < 3 μT**. Se consideriamo poi che ad 1

metro di distanza dai conduttori (anche a quota 0 m dal suolo), il valore di B è pari a $1,54 \mu T$ $< 3 \mu T$, possiamo affermare che l'impatto elettromagnetico è limitato.

Si prevedono comunque, nelle fasi di esercizio e manutenzione dell'impianto, tempi di permanenza di personale addetto all'interno delle Cabine inferiori alle 4 ore. Per tempi che dovessero prospettarsi superiori, si prevede comunque la disalimentazione di parte o di tutto l'impianto, a seconda della zona sulla quale si andrà ad operare.

In fase di esercizio, pertanto, il funzionamento dei cavidotti elettrici produrrà campi elettromagnetici di entità modesta ed inferiore ai livelli di qualità previsti dal DPCM 8 luglio 2003. Inoltre i cavidotti saranno installati in gran parte al di sotto di strade secondarie in aree agricole dove non vi è presenza di abitazioni, e dove non è prevista la permanenza continuativa di persone.

Caso B - Dorsale esterna di collegamento della CdS (Cabina di Smistamento) alla SSE (Sottostazione Elettrica). Cavo interrato costituito da 1 terne di cavi MT posate a trifoglio, da 400 mm^2 (collegamento dalla Cabina di Smistamento alla SSE 30/150 kV)

L'elettrodotto esterno che collegherà la Cabina di Smistamento (CdS) alla Sottostazione Elettrica Utente (SSE), avrà una lunghezza pari a circa 9,9 km. Si svilupperà interamente nel territorio Comunale di Galatina (LE) e sarà costituito da un'unica terna di cavi MT in alluminio del tipo ARP1H5(AR)E.

La metodologia per il calcolo del valore del campo di induzione elettromagnetica generato dal detto elettrodotto, è la medesima utilizzata per gli elettrodotti interni all'impianto che afferiscono alla Cabina di Smistamento.

In particolare il cavidotto esterno avrà le seguenti caratteristiche principali:

LINEA CdS - SSE									
Tratti	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm^2)	Portata	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. In Cabina (m)	Stima finale (m)
CdS - SSE	21.835,19	30,00	428,79	400,00	557 A	9.433,00	9.904,65	10,00	9.914,65

Come nel caso precedente utilizziamo per il calcolo del campo B la formula (1):

Distanza dall'asse centrale (m)	B _{tot} a 0 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 1 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 1,5 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 2 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 2,5 m dal suolo (μT)	B _{tot} a 3 m dal suolo (μT)
-10,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
-9,50	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
-9,00	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04
-8,50	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05
-8,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05
-7,50	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
-7,00	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07
-6,50	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07
-6,00	0,11	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08
-5,50	0,14	0,12	0,12	0,11	0,10	0,09
-5,00	0,16	0,15	0,14	0,13	0,11	0,10
-4,50	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12
-4,00	0,25	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13
-3,50	0,32	0,27	0,23	0,20	0,18	0,15
-3,00	0,43	0,33	0,28	0,24	0,20	0,17
-2,50	0,60	0,43	0,35	0,29	0,24	0,20
-2,00	0,87	0,55	0,43	0,34	0,27	0,22
-1,50	1,37	0,72	0,52	0,39	0,30	0,24
-1,00	2,32	0,91	0,62	0,45	0,33	0,26
-0,50	3,97	1,09	0,70	0,49	0,36	0,27
0,00	5,19	1,16	0,73	0,50	0,36	0,28
0,50	3,97	1,09	0,70	0,49	0,36	0,27
1,00	2,32	0,91	0,62	0,45	0,33	0,26
1,50	1,37	0,72	0,52	0,39	0,30	0,24
2,00	0,87	0,55	0,43	0,34	0,27	0,22
2,50	0,60	0,43	0,35	0,29	0,24	0,20
3,00	0,43	0,33	0,28	0,24	0,20	0,17
3,50	0,32	0,27	0,23	0,20	0,18	0,15
4,00	0,25	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13
4,50	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12
5,00	0,16	0,15	0,14	0,13	0,11	0,10
5,50	0,14	0,12	0,12	0,11	0,10	0,09
6,00	0,11	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08
6,50	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07
7,00	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07
7,50	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06
8,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05
8,50	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05
9,00	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04
9,50	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
10,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

Tabella C – valori del campo di Induzione elettromagnetica per diverse altezze dal suolo e distanza dall'asse dei conduttori

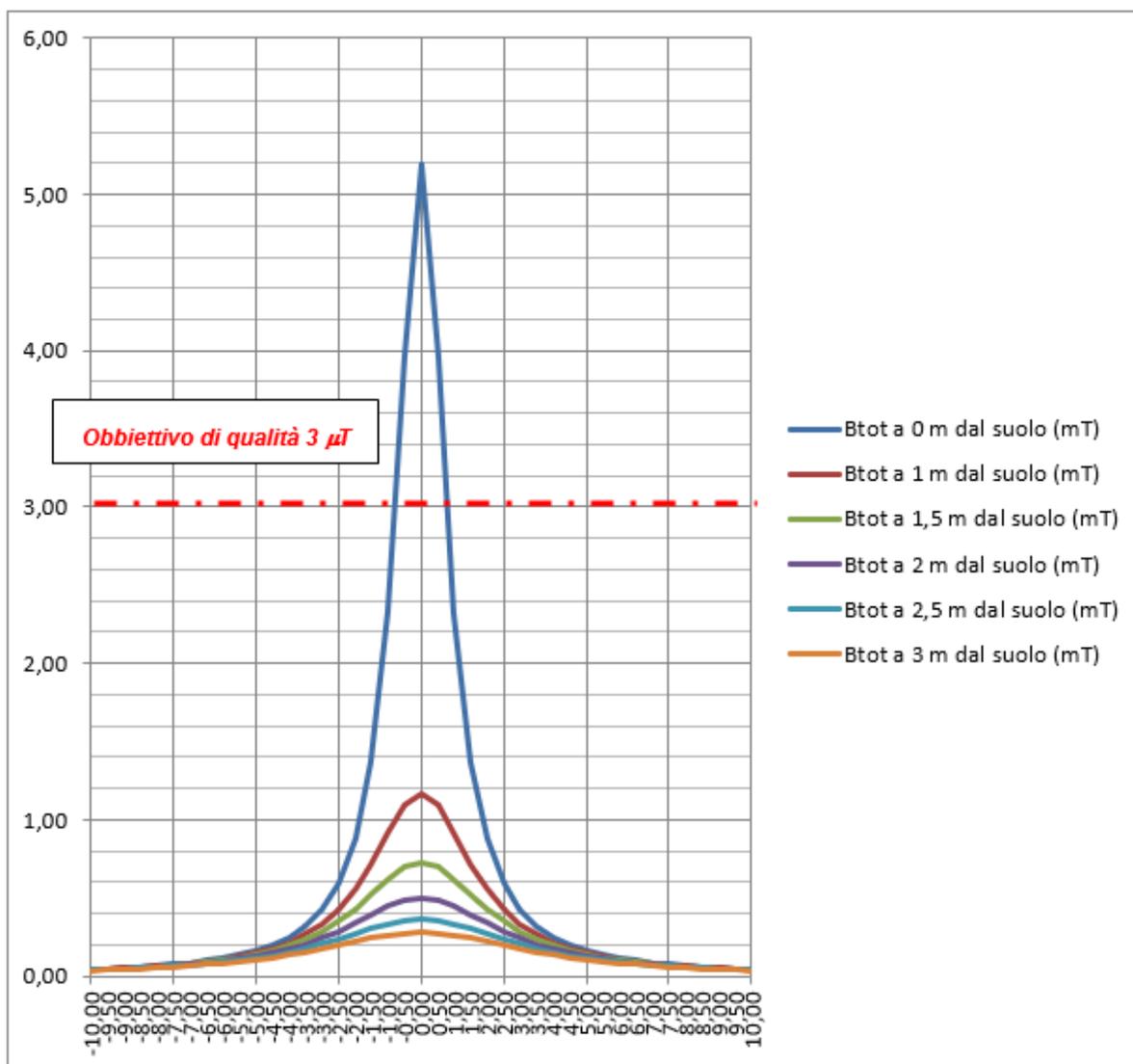


Tabella D– andamento grafico del valore della Induzione Elettromagnetica per diverse altezze dal suolo e distanza dall’asse dei conduttori

Il grafico mostra come nel caso in esame, il valore del Campo di Induzione Elettromagnetica risulti superiore all’obiettivo di qualità, pari a 3 μT , risultando ad una quota dal suolo pari ad 0 m e sull’asse dei conduttori, pari a **5,19 μT** (v. Tab. B). Tuttavia si può anche vedere che sull’asse dei conduttori già ad 1 metro dal suolo il valore

dell'induzione elettromagnetica scende a $1,16 \mu T < 3 \mu T$. Se consideriamo poi che ad 1 metro di distanza dai conduttori (anche a quota 0 m dal suolo), il valore di B è pari a $2,32 \mu T < 3 \mu T$, possiamo affermare che l'impatto elettromagnetico è limitato ad una ristretta fascia. Inoltre per la quasi totalità del suo percorso l'elettrodotto esterno "correrà" su strada pubblica ad una profondità minima di 1,2 m dal piano viabile. I tratti non su strada si svolgeranno su terreni a destinazione agricola sempre ad una profondità minima di 1,2 m dal piano campagna.

In caso di manutenzione della linea, si prevedono nelle fasi di esercizio dell'Impianto, tempi di permanenza di personale addetto inferiori alle 4 ore. Per tempi che dovessero prospettarsi superiori, si prevede comunque la disalimentazione di parte o di tutto l'impianto, a seconda della zona sulla quale si andrà ad operare.

In fase di esercizio, pertanto, il funzionamento dei cavidotti elettrici produrrà campi elettromagnetici di entità modesta ed inferiore ai livelli di qualità previsti dal DPCM 8 luglio 2003. Inoltre i cavidotti saranno installati in gran parte al di sotto di strade secondarie in aree agricole dove non vi è presenza di abitazioni, e dove non è prevista la permanenza continuativa di persone.

Gruppi di Trasformazione

Nel caso delle Cabine di Campo e Trasformazione, determiniamo direttamente il valore della **DPA**.

La **DPA**, **D**istanza di **P**rima **A**pprossimazione, per le cabine è la distanza, in pianta sul livello del suolo, da tutte le pareti della cabina stessa, che garantisce che ogni punto, la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del perimetro di cabina più di DPA, si trovi all'esterno delle fasce di rispetto.

Per fascia di rispetto s'intende, in questo caso, lo spazio circostante la cabina che comprende tutti i punti, al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da un'induzione magnetica d'intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità ($3 \mu T$). Il calcolo della DPA deve essere effettuato anche per le *Cabine di Campo*, all'interno delle quali avviene la trasformazione da BT in MT a mezzo di un Trasformatore BT/MT. Si

prende a tale scopo in considerazione, il trasformatore di taglia maggiore previsto all'interno dell'impianto e che risulta avere una potenza pari a 2.500 kVA.

Ai sensi del *DM del MATTM del 29.05.2008, cap.5.2.1*, la **DPA** si determina applicando la formula di seguito riportata.

La struttura semplificata sulla base della quale si calcola la **DPA** è un sistema trifase, percorso da una corrente pari alla corrente nominale di bassa in uscita dal trasformatore, e con distanza tra le fasi pari al diametro dei cavi reali in uscita dal trasformatore stesso. Quindi i dati necessari per il calcolo delle **DPA** sono:

- corrente nominale di bassa tensione del trasformatore;
- diametro dei cavi reali in uscita dal trasformatore.

$$\frac{DPA}{\sqrt{I}} = 0.40942 * x^{0.5241}$$

Dove: **I** è la corrente nominale di bassa del trasformatore in (A);

x il diametro dei cavi in (m).

Nel caso in esame i dati di ingresso saranno assegnati considerando il “*worst-case*” del nostro progetto:

I = 1.905 A (valore massimo della corrente di bassa all'interno dell'impianto in ingresso al trasformatore).

x = diametro esterno massimo del cavo pari a 33 mm trattandosi un *FG16R16 3 x (1 x 300 mm²)*.

Dal calcolo si ottiene:

DPA pari a 2,99 m

che arrotonda per eccesso all'intero superiore fissa il valore della **Distanza di Prima Approssimazione** pari a **3 m**.

Quindi, la fascia di rispetto rientra nei confini dell'aerea di pertinenza dell'impianto stesso, essendo le cabine sempre ubicate oltre il margine interno delle strade perimetrali,

cioè ad una distanza dalla recinzione sempre superiore ai 6,5 m. Inoltre cabina è posizionata all'aperto e normalmente non è permanentemente presidiata.

Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV

L'energia proveniente dall'Impianto Fotovoltaico, raggiungerà la Sottostazione di Trasformazione, ubicata in prossimità della SE TERNA di "Galatina". Qui è previsto:

- un ulteriore innalzamento della tensione con una trasformazione 30/150 kV;
- la misura dell'energia prodotta;
- la consegna a TERNA S.p.a.

La sottostazione avrà una superficie di circa 924 m². Al suo interno sarà presente un edificio adibito a locali tecnici, in cui saranno allocati gli scomparti MT, i quadri BT, il locale comando controllo. Il gruppo elettrogeno, invece, sarà installato in apposito alloggio esterno, con copertura in lamiera.

È prevista altresì la realizzazione di uno stallo di trasformazione. Il collegamento e quindi la cessione dell'energia a Terna, avverrà a mezzo di sbarre AT facenti parte di uno stallo (in area esterna ma adiacente alla SSE) di condivisione con altro produttore.

Il trasformatore 30/150 kV avrà potenza nominale di 40/50 MVA raffreddamento in olio ONAN/ONAF, con vasca di raccolta sottostante, in caso di perdite accidentali.

Oltre al trasformatore MT/AT saranno installate apparecchiature AT per protezione, sezionamento e misura:

- scaricatori di tensione;
- sezionatore tripolare con lame di terra;
- trasformatori di tensione induttivi per misure e protezione;
- interruttore tripolare 150kV;
- trasformatori di corrente per misure e protezione;
- trasformatori di tensione induttivi per misure fiscali.

La superficie su cui sorgerà la SSE avrà una forma rettangolare, con dimensione 42 x 22 m (924 m²).

La recinzione sarà realizzata con elementi prefabbricati “a pettine”, che saranno installati su apposito cordolo in calcestruzzo (interrato). La finitura del piazzale interno alla SSE sarà in asfalto. In corrispondenza delle apparecchiature AT sarà realizzata una finitura in ghiaietto.

Per quanto concerne la determinazione della fascia di rispetto, la SSE è del tutto assimilabile ad una Cabina Primaria, per la quale la fascia di rispetto rientra, nei confini dell’area di pertinenza dell’impianto (area recintata). Ciò in conformità a quanto riportato al paragrafo 5.2.2 dell’Allegato al Decreto 29 maggio 2008 che afferma che: per questa tipologia di impianti la DPA e, quindi, la fascia di rispetto, rientrano generalmente nei confini dell’area di pertinenza dell’impianto stesso.

L’impatto elettromagnetico nella SSE è essenzialmente prodotto:

- dall’utilizzo dei trasformatori BT/MT e MT/AT;
- dalla realizzazione delle linee/sbarre aeree di connessione tra il trafo e le apparecchiature elettromeccaniche
- dalla linea interrata AT (già trattata nel paragrafo precedente)

L’impatto generato dalle linee/sbarre AT è di gran lunga quello più significativo e pertanto si propone il calcolo della fascia di rispetto dalle linee/sbarre AT.

raggiungerà la Sottostazione di Trasformazione, ubicata in prossimità della SE TERNA di Erchie. Qui è previsto:

- un ulteriore innalzamento della tensione con una trasformazione 30/150 kV;
- la misura dell’energia prodotta;
- la consegna a TERNA S.p.a.

L’impatto generato dalle linee/sbarre AT è di gran lunga quello più significativo e pertanto si propone il calcolo della fascia di rispetto dalle linee/sbarre AT.

Le sbarre AT sono assimilabili ad una linea aerea trifase 150 kV, con conduttori posti in piano ad una distanza reciproca di 2,2 m, ad un’altezza di circa 7,5 m dal suolo, percorsi da correnti simmetriche ed equilibrate.

Nel caso in esame si ha:

- **S** (distanza tra i conduttori) = 2,2 m;
- **P_n** = Potenza massima dell'impianto in progetto (21,835 MW);
- **V_n** = Tensione nominale delle sbarre AT (150kV).

Indicando con: P_{max} = Potenza massima dell'impianto si avrà: $P_{max} = 21,835$ MW

$$I_{b_max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} V_n \cos \varphi} = \frac{21,835 * 10^6}{0,95 * \sqrt{3} * 150 * 10^3} = 88,46 \text{ A}$$

ed utilizzando la **formula di approssimazione** proposta al paragrafo 6.2.1 della norma CEI

106-11, si avrà:

$$R' = 0,34 \times \sqrt{2,2 \times 88} = 4,73 \text{ m}$$

La distanza **$R' = 4,73$ m** risulta inferiore all'altezza delle stesse sbarre (come detto pari a **7,5** m).

Conclusioni e Distanze di prima approssimazione (DPA)

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano problematiche particolari relative all'impatto elettromagnetico dei componenti del Parco Fotovoltaico in oggetto ed in particolare delle 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.

Lo studio condotto conferma la conformità dell'impianto dal punto di vista degli effetti del campo elettromagnetico sulla salute umana.

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 non interessano 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

<u>Gruppo Conversione / Trasformazione (Shelter):</u>	4 m in tutto l'intorno
<u>Cabina di Campo:</u>	4 m in tutto l'intorno
<u>Cabina di Smistamento:</u>	4 m in tutto l'intorno
<u>Cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico</u>	2 m dall'asse
<u>Cavidotto MT da CdS a SSE 30/150 kV</u>	2,5 m dall'asse

Cabina di Smistamento e Cabine di Campo

Come riportato nel paragrafo ad essi dedicati, per i Gruppi Conversione / Trasformazione è stata considerata una fascia di rispetto pari a 4 m, oltre la quale il valore del Campo di induzione magnetica risulta inferiore a 3 μ T (valore di qualità).

Per la Cabina di Smistamento e per le Cabine di Campo si considereranno i medesimi valori.

Cavidotti MT interni

Pure essendo i valori del campo di induzione elettromagnetica ben al di sotto dei limiti di qualità, assumeremo come larghezza della fascia di rispetto 4,00 m, cioè 2,00 metri dall'asse da entrambi i lati.

7.10.2 Delimitazione dei limiti spaziali di impatto

L'impatto da campi elettromagnetici sarà circoscritto alle aree di impianto che si estendono ben oltre le fasce di rispetto oltre le quali i valori del campo di induzione magnetica risulta inferiore ai valori di qualità ($3\mu\text{T}$) imposti dalla vigente normativa.

7.10.3 Ordine di grandezza e complessità dell'impatto

In considerazione del fatto che:

- le aree di impianto sono da considerarsi “officina elettrica”, quindi l'accesso alle stesse sarà consentito esclusivamente a personale addestrato e specializzato in lavori in presenza di linee elettriche in tensione;
- la permanenza dello stesso personale non sarà mai superiore alle 4 ore. Nel caso tale tempo dovesse essere superiore, è prevista la disalimentazione dell'impianto o di parte di esse, a seconda della zona di lavoro;
- le aree di impatto ricadono quasi interamente all'interno delle aree di impianto. Seppure parte dell'impatto ricade all'esterno, ciò avverrà in zona agricola dove non si prevede la permanenza di persone per un tempo superiore alle 4 ore.

Si rimanda a tale proposito, agli allegati alla “*Relazione di verifica esposizione ai campi elettromagnetici*”, parte integrante del presente progetto.

Inoltre le opere elettriche in progetto e relative DPA non interessano 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.

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*”.

Possiamo ritenere che l’impatto avrà una **magnitudo BASSA**.

7.10.4 Durata dell’impatto

L’impatto avrà una durata pari a tutta la vita utile dell’impianto (20 anni).

7.10.5 3.6.5 Probabilità impatto

L’impatto ha una probabilità certa di essere generato. L’impatto è discontinuo è di fatto assente nelle ore notturne.

7.10.6 Reversibilità impatto

L’impatto è del tutto reversibile poiché a fine vita dell’impianto, tutte le fonti di generazione di radiazioni non ionizzanti, saranno dismesse.

7.10.7 Mitigazione di impatto

L’impatto è ben mitigato da:

- la profondità di posa dei cavidotti (min 1,20 sino a 1,50 m dal piano campagna);
- la configurazione a trifoglio delle fasi;
- trasposizione delle fasi lungo il percorso del cavidotto esterno.



Radiazioni non ionizzanti: matrice di impatto

FATTO RI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
Esercizio cavidotto	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo		X	
		Continuo			
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta		X	
		Area di Interesse			
		Area vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>				BB
Esercizio SSE	Durata nel tempo	Breve			
		Media			
		Lunga		X	
	Distribuzione temporale	Discontinuo		X	
		Continuo			

FATTORI DI IMPATTO	CARATTERISTICHE DELL'IMPATTO		FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
	Reversibilità	Reversibile a breve termine			
		Reversibile a medio/lungo termine		X	
		Irreversibile			
	Magnitudine	Bassa		X	
		Media			
		Alta			
	Area di influenza	Area Ristretta		X	
		Area di Interesse			
		Area vasta			
	<i>Giudizio di impatto</i>			BB-	

IMPATTO SU ATMOSFERA	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
<i>GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO</i>		BB—(*)	

T = trascurabile, BB= molto basso, B= basso, MB= medio basso, M= Medio, MA= medio alto, A= alto, AA= molto alto. () Gli impatti possono essere negativi -, o positivi +*

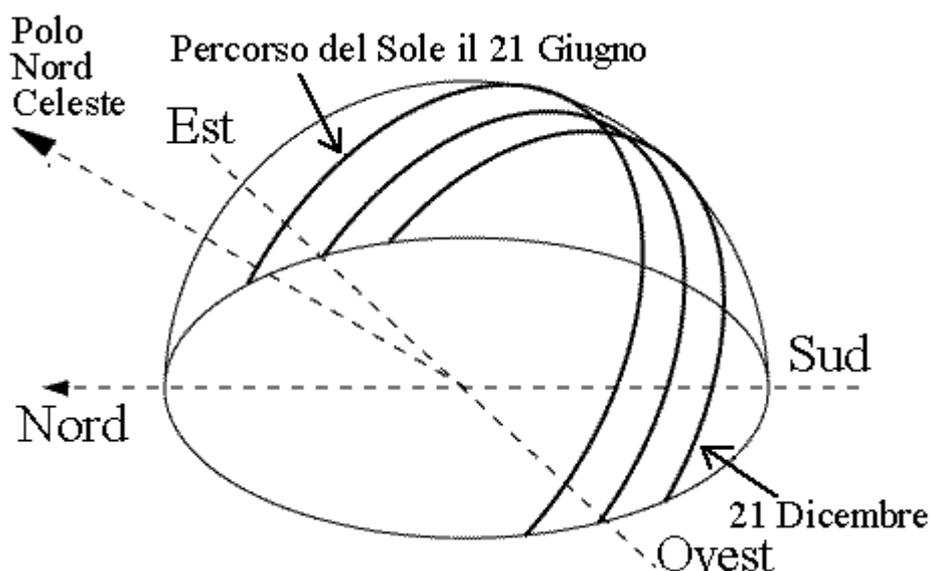
7.11 Impatto ottico e luminoso

7.11.1 Inquinamento Ottico

Come detto l'inquinamento ottico è legato alla possibilità che i moduli fotovoltaici generino rifrazioni della luce solare dannose per l'attività umana.

Geometria della radiazione solare

Il moto apparente giornaliero del sole, dovuto alla rotazione della terra su se stessa, parte da est, raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e termina a ovest, descrivendo un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).



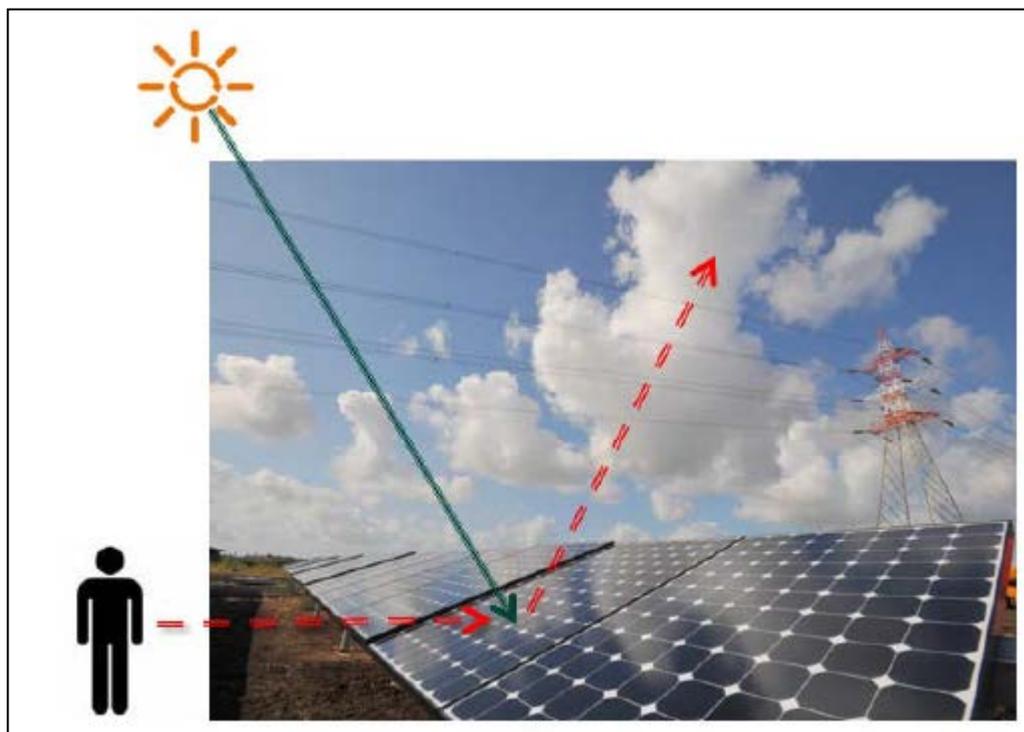
Moto apparente del sole per osservatore posizionato ad una latitudine nord di circa 45°

Analisi dell'impatto

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 0,61 e 2,80 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.

Ricordiamo a tal proposito che l'impianto sorge in un'area completamente pianeggiante per cui non è pensabile che la luce solare riflessa raggiunga edifici ubicati in posizione più alta rispetto all'impianto (p.e. su colline circostanti).

In conclusione, tale fenomeno è stato 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°. Nel caso in esame l'inclinazione massima dei moduli fotovoltaici rispetto l'orizzontale si spinge sino a 55°. Tuttavia anche con questa inclinazione la riflessione della luce avviene verso l'alto e non può interessare in alcun modo le strade poiché l'impianto è completamente recintato con una muratura in tufo di altezza pari a 3 m circa.



Angolo di osservazione ad altezza d'uomo

Infine, 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 o altra attività antropica. In particolare la SP 4 è ubicata a sud dell'area di impianto, mentre i moduli montati sui tracker "inseguono" la luce solare nella direzione est – ovest, e potenzialmente riflettono la luce verso l'alto in queste due direzioni (est ed ovest appunto). Di fatto è quindi impossibile che i fenomeni di riflessione della luce si abbiano verso la direzione di detta Strada Provinciale.

Impianti fotovoltaici presso strutture aeroportuali

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 Wojtyla; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti ecc.). 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.



Aeroporto di Bari Palese con moduli fotovoltaici installati sul piano di copertura

7.11.2 Inquinamento luminoso

L'inquinamento luminoso altera il naturale ciclo di 24 ore di luce e buio, modificando l'equilibrio dei processi di base che aiutano il nostro corpo a funzionare normalmente: la luminosità artificiale, infatti, porta il nostro organismo a “convincersi” che sia sempre giorno, modificando il normale ritmo circadiano degli organismi viventi.

L'inquinamento luminoso ha effetti dannosi anche per gli animali migratori, come le tartarughe o gli uccelli. Studi scientifici hanno accertato che sono tutte queste luci cittadine a fargli perdere la bussola. È come se non ricordassero più la rotta giusta.

I roditori, ad esempio, che si nutrono principalmente di notte, se esposti ad eccessivo inquinamento luminoso tendono ad essere attivi per un periodo più breve. Gli uccelli, invece, iniziano a cantare prima e a cercare nutrimento in anticipo.

In tutte le specie animali esaminate, poi, gli studiosi hanno riscontrato livelli ridotti di melatonina, un ormone che regola i cicli del sonno, a causa della luce artificiale presente anche durante la notte.

La presenza di luce anche nelle ore notturne ha effetti negativi anche sulle piante che hanno fioriture forzate dall'esposizione alla luce artificiale con effetti dannosi al ciclo vitale (il fiore tende a morire prima)

Per quanto concerne l'impianto fotovoltaico in progetto, non è previsto che l'area sia illuminata nel periodo notturno in condizioni di normale esercizio. Esso è comunque dotato di un impianto di illuminazione perimetrale collegato con l'impianto antintrusione che entra automaticamente in funzione qualora siano rilevate presenze non desiderate.

Parimenti l'impianto di illuminazione perimetrale potrà essere utilizzato in caso di manutenzione straordinaria nel caso in cui questa si protragga eccezionalmente anche nel periodo notturno.

Per l'illuminazione saranno utilizzati proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza, la direzione di proiezione del raggio luminoso, sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

Da quanto appena esposto si può evincere che detto impianto di illuminazione è conforme a quanto riportato all'art.6 della L.R. N.15/05 "Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico", ed in particolare al comma 1, lettere a), b), e) ed f).

In definitiva entrambi gli impatti sia quello legato all'inquinamento ottico (effetti di rifrazione della luce solare) sia quello legato all'inquinamento luminoso sono di fatto inesistenti in relazione alle caratteristiche dell'area e delle modalità di funzionamento ed esercizio dell'impianto fotovoltaico.

9. 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.

Per quanto riguarda l'utilizzo del suolo, l'impatto su di esso generato dalla costruzione dell'Impianto fotovoltaico, è *largamente mitigato/compensato* (come ampiamente dettagliato in precedenza), dalla "politica" adottata da Stern Energy nel suo progetto "Galatina Fedele", che è quella di coniugare la generazione di energia pulita con l'utilizzo efficiente e sostenibile del suolo con l'allevamento allo stato brado/libero di ovini di razza autoctona, la "Pecora Leccese". Peraltro tale progetto è già realtà in diversi Impianti di proprietà della stessa proponente il progetto "Galatina Fedele". Oggi Stern Energy alleva ovini presso 10 impianti per un totale di 50 MW dislocati in Piemonte, Emilia Romagna, Marche, Abruzzo e Lazio. Stern Energy gestisce oltre 500 capi ovini di cui 200 capi di razza Bergamasca, di razza Biellese e di razza Suffolk in allevamento proprio (allevamento n° 027PR780 dell'anagrafe ovicaprina nazionale), mentre gli altri capi sono di proprietà di terzi, ed ospitati in impianti Stern Energy per il pascolo

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 interazione tra parti del terreno in ombra e parti soleggiate esistono e non comportano significative variazioni della biodiversità.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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