

IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA NOMINALE
DI 40.683,52 kWp
"SALICE SANCHIRICO"

UBICATO NEL COMUNE DI SALICE SALENTINO (LE)

CODICE IDENTIFICATIVO PRATICA AU REGIONALE: T141QE2

Titolo Elaborato:

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

IDENTIFICAZIONE ELABORATO (MITE)

LIVELLO PROGETTAZIONE	TIPO DOCUMENTO	CODICE IDENTIFICATIVO	DATA	SCALA
PD	R	T141QE2_REL_01	LUGLIO 2022	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	07/22	Prima emissione	Ing. Cosimo Totaro	Ing. Cosimo Totaro	Ing. Cosimo Totaro

PROGETTAZIONE:



TECNICO:

Ing. Cosimo Totaro
Ordine degli Ingegneri
Provincia di Brindisi n.1718



PROPONENTE:

TRINA SOLAR PAPIRO S.R.L.
Piazza Borromeo, 14
20123, Milano (MI) - Italy



INDICE

1. PREMESSA	4
1.1 DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE	4
1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO.....	5
1.3 SCOPO DEL PROGETTO: L’AGRO-FOTOVOLTAICO	6
2. INQUADRAMENTO NORMATIVO	7
3. INQUADRAMENTO PROGETTUALE	19
3.1 DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO	19
3.2 UBICAZIONE DEL PROGETTO	19
3.3 AREE IDONEE AI SENSI DELL’ART. 20 DEL D.LGS 199/21	23
3.4 INQUADRAMENTO CLIMATICO	24
4. GEOLOGIA E GEOMORFOLOGIA	25
4.1 INQUADRAMENTO MORFOLOGICO-STRUTTURALE	25
4.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO	27
4.3 INQUADRAMENTO IDROGEOLOGICO.....	29
4.4 INDAGINI ESEGUITE E RISULTATI.....	33
5. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE - INQUADRAMENTO DELL’AREA DI STUDIO	35
6. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE - ANALISI DEGLI IMPATTI	36
7. VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI	37
7.1 CUMULO CON ALTRI PROGETTI.....	37
7.2 VALUTAZIONE DI IMPATTI CUMULATIVI	39
7.3 IMPATTI CUMULATIVI VISIVI	40
7.4 IMPATTO CUMULATIVO SU PATRIMONIO CULTURALE E IDENTITARIO.....	44
7.5 IMPATTO CUMULATIVO SU BIODIVERSITÀ E ECOSISTEMI	44
7.6 IMPATTO CUMULATIVO SU SUOLO E SOTTOSUOLO.....	45
7.7 MISURE DI MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI.....	47
7.8 ESITO DELLA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI.....	57
7.9 PIANO DI MONITORAGGIO.....	59
7.10 ALTERNATIVE ZERO-NON REALIZZARE L’IMPIANTO	59
8. DESCRIZIONE TECNICA INTERVENTO PROGETTUALE	61
8.1 DESCRIZIONE TECNICA DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	61

8.1.1	DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE GENERALI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO	61
8.1.1.1	DESCRIZIONE GENERALE.....	61
8.1.1.2	ELENCO CARATTERISTICHE TECNICHE	63
8.1.1.3	ELEMENTI COSTITUENTI L’IMPIANTO.....	66
8.1.1.4	SISTEMA IDRICO.....	67
8.1.1.5	CONFIGURAZIONE ELETTRICA	71
8.2	COLLEGAMENTO IN CAVO A.T. INTERRATO ALLA SSM	72
8.2.1	GENERALITA’	72
8.2.2	CARATTERISTICHE TECNICHE.....	73
8.3.	INTERFERENZE CON INFRASTRUTTURE: DESCRIZIONE E RISOLUZIONE.....	74
8.3.1	INTERFERENZE DELL’ELETTRODOTTO CON CANALI IRRIGUI/IDRICI.....	74
8.3.2	INTERFERENZA DELL’ELETTRODOTTO CON LA LINEA FERROVIA	75
8.3.3	RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE RILEVATE.....	76
8.3.4	EVENTUALI INTERFERENZE CON LINEE ELETTRICHE MT/BT.....	78
8.3.5	EVENTUALI INTERFERENZE CON CONDOTTE METALLICHE	78
9.	ESECUZIONE DEI LAVORI – FASI DI CANTIERE.....	78
9.1	MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI	78
9.2	ELENCO DELLE FASI COSTRUTTIVE	79
9.3	CRONOPROGRAMMA DELLE FASI DI COSTRUZIONE.....	81
10.	CONFORMITÀ ALLE LINEE GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI DEL MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA DIPARTIMENTO PER L’ENERGIA.....	82
11.	FORTE ENERGETICA. PRODUCIBILITÀ E BENEFICI AMBIENTALI.....	90
11.1	DESCRIZIONE FONTE ENERGETICA UTILIZZATA E MODALITÀ APPROVVIGIONAMENTO.....	90
11.2	PRODUCIBILITÀ ATTESA	92
11.3	BENEFICI AMBIENTALI.....	98
12.	ANALISI DEI BENEFICI SOCIO-ECONOMICI	99
12.1	METODOLOGIA	99
12.2	RICADUTE OCCUPAZIONALI FER	99
12.3	RICADUTE OCCUPAZIONALI SULLA REALTÀ LOCALE.....	100
12.4	AGRIVOLTAICO: SINERGIA TRA I PROPRIETARI DEI TERRENI E L’OPERATORE ENERGETICO	103
13.	QUADRO ECONOMICO DELL’OPERA	105
13.1	QUADRO ECONOMICO DI COSTRUZIONE	105
13.2	QUADRO ECONOMICO DI DISMISSIONE	106

14. SISTEMA DI GESTIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO E MATERIALI DA DEMOLIZIONE	107
14.1 PIANO DI INDAGINE	107
14.2 PARAMETRI DA DETERMINARE	108
14.3 TERRENI DI RIPORTO	109
14.4 PIANO DI UTILIZZO TERRE E ROCCE DA SCAVO E MATERIALI DA DEMOLIZIONE	110
14.4.1 TERRE E ROCCE – STIMA DEI QUANTITATIVI	110
14.4.1.1 CAMPO FV	110
14.4.1.2 ELETTRDOTTO DI VETTORIAMENTO AT	112
14.4.2 RIUTILIZZO IN SITO - ADEMPIMENTI	113
14.4.3 VOLUMI DI NON RIUTILIZZO E POSSIBILE DESTINAZIONE	113
14.5 QUANTITATIVI STIMATI E DISPONIBILITÀ DI IMPIANTI DI CONFERIMENTO	114
15. SISTEMA DI GESTIONE E MANUTENZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	115
16. PIANO DI DISMISSIONE, RIFIUTI E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	116
16.1 SISTEMI FOTOVOLTAICI E NORMATIVA DI RIFERIMENTO	116
16.2 FASI PRINCIPALI DEL PIANO DI DISMISSIONE	116
16.3 CRONOPROGRAMMA DELLE OPERAZIONI DI DISMISSIONE	118

1. PREMESSA

1.1 DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

La società proponente è la **TRINA SOLAR PAPIRO S.R.L.** con sede legale in Piazza Borromeo, 14 – 20123 Milano (MI) C.F. e P.I. 12202020967, rappresentata dal Presidente del Consiglio di Amministrazione Lotti Leonardo, nato a Roma, il 13/03/1975, Codice Fiscale LTTLRD75C13H501K.

Fondato in Cina nel 1997, il Gruppo Trina Solar si è rapidamente sviluppato fino a divenire uno dei principali attori mondiali nel settore della tecnologia solare fotovoltaica: oggi Trina Solar è infatti tra i primi tre produttori di moduli fotovoltaici al mondo, nonché uno dei maggiori operatori mondiali impegnati nella costruzione e nell’esercizio di centrali fotovoltaiche su scala internazionale.

In particolare, da oltre dieci anni Trina Solar ha costituito una divisione di business (la ISBU - International System Business Unit), dedicata principalmente allo sviluppo, alla progettazione, realizzazione e messa in esercizio di grandi centrali elettriche fotovoltaiche, che ha connesso alla rete elettrica per un totale di oltre 2.000 MW in tutto il mondo.

La divisione ISBU è nata nel 2010 in Italia ed oggi impiega circa 150 professionisti internazionali con uffici regionali anche in Svizzera, Spagna, Francia, Stati Uniti, India, Giappone, Messico, Brasile, Cile e Colombia.

Nello specifico, il team europeo di ISBU si compone di circa 60 professionisti multi-disciplinari, di comprovata e decennale esperienza internazionale nello sviluppo, nella progettazione, nella costruzione e nella gestione di impianti fotovoltaici.

In Italia Trina Solar impiega stabilmente dal 2010 direttamente e indirettamente più di 50 persone tra impiegati, collaboratori e professionisti contribuendo allo sviluppo e all’indotto di una industria che è diventata una parte importante del tessuto economico e sociale dell’Italia e del Mezzogiorno. Trina Solar vanta inoltre il titolo di essere il solo produttore di moduli su scala mondiale ad essere certificato per il quinto anno consecutivo come pienamente “bancabile” dal 100% degli esperti indipendenti di settore interpellati da Bloomberg New Energy Finance (BNEF) – la principale fonte di “business intelligence” utilizzato come riferimento per le istituzioni finanziarie nella valutazione dei progetti in energie rinnovabili e relative componentistiche di settore.

La Mission di Trina Solar è rendere l’energia solare sempre più affidabile ed accessibile, impegnandosi a proteggere l’ambiente ed a favorire i cambiamenti del settore con ricerca e sviluppo innovativi e all’avanguardia.

Fin dal 2014, Trina Solar ha raggiunto un traguardo di produzione trimestrale di moduli fotovoltaici superiore ad 1 GW ed ha battuto il record mondiale di efficienza delle celle solari per ben 7 volte consecutive. L’elettricità complessiva generata da tutti i moduli prodotti e venduti da Trina Solar in tutto il mondo ad oggi è equivalente alla riduzione di 27 milioni di tonnellate di CO2 equivalenti generate da fonti di energia convenzionali e inquinanti oppure alla riforestazione di 18.000 km2 di terreno.

Il Gruppo Trina Solar è stato quotato alla Borsa di New York (NYSE) dal 2006 fino al 2017.

Dal 10 giugno 2020, Trina Solar è diventata la prima società cinese, tra quelle attive nel campo della produzione di moduli fotovoltaici, sistemi fotovoltaici e smart energy ad essere quotata alla Borsa di Shanghai, allo Stock Exchange Science and Technology Innovation Board, noto anche come STAR Market.

Il Gruppo Trina Solar, pertanto, vanta tutte le capacità tecniche e finanziarie necessarie al corretto sviluppo, costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico e del progetto agronomico proposto nella presente relazione.

1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Tale relazione ha lo scopo di descrivere le opere da realizzare e che devono essere oggetto di autorizzazione. L'impianto agrivoltaico denominato “**SALICE SANCHIRICO**” sorgerà nel comune di Salice Salentino (LE) verrà collegato in antenna a 36 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV “Brindisi Sud – Galatina”. (come da Soluzione Tecnica Minima Generale).

La potenza complessiva sarà pari a **40,683 MWp**, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC); la potenza in immissione alla rete elettrica nazionale è di **40,000 MW**, come nel preventivo di connessione rilasciato dal gestore di rete, riportato in allegato al presente progetto in un elaborato specifico.

La sua realizzazione comporterà un significativo contributo alla produzione di energie rinnovabili.

In sintesi l'intervento proposto:

- è finalizzato alla realizzazione di un'opera infrastrutturale, non incentivata;
- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- è compatibile con gli obiettivi di qualità e delle normative d'uso
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento acustico;
- non è fonte di inquinamento atmosferico;
- utilizza viabilità di accesso già esistente;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio, relativamente alle fondazioni superficiali delle cabine.
- **rende fattibile il binomio tra energia rinnovabile e produzione agricola (vedi paragrafo 1.3).**

1.3 SCOPO DEL PROGETTO: L’AGRO-FOTOVOLTAICO

Gli impianti “agrivoltaici” sono sostanzialmente degli impianti fotovoltaici che consentono di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021) di recepimento della direttiva RED II, l’Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050.

L’obiettivo suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

In tale ambito, risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie, che consentano di coniugare l’esigenza di rispetto dell’ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Fra i diversi punti da affrontare vi è certamente quello dell’integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo.

Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. “agrivoltaici”, ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

A riguardo, è stata anche prevista, nell’ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l’obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti.

Il tema è rilevante e merita di essere affrontato in via generale, anche guardando al processo di individuazione delle c.d. “aree idonee” all’installazione degli impianti a fonti rinnovabili, previsto dal decreto legislativo n. 199 del 2021 e, dunque, ai diversi livelli possibili di realizzazione di impianti fotovoltaici in area agricola, ivi inclusa quella prevista dal PNRR. In tutti i casi, gli impianti agrivoltaici costituiscono possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard. In tale quadro, è stato elaborato e condiviso il presente documento, prodotto nell’ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L’ENERGIA, e composto da:

- CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria
- GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;
- ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile;
- RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Il lavoro prodotto ha, dunque, lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico, sia per ciò che

riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre tipologie di impianti agrivoltaici, che possono comunque garantire un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

Obiettivi e finalità specifiche del progetto "SALICE SANCHIRICO"

L'obiettivo della società Proponente è quello di rendere fattibile e realistico il binomio tra energia rinnovabile e produzione agricola e quindi di valorizzazione del terreno individuato.

Le misure individuate sono le seguenti:

- A. Realizzazione di impianto arboreo superintensivo di olivo e di prato permanente stabile;
- B. Realizzazione di prato permanente stabile;
- C. Realizzazione di vigneto di uva da vino;

Ad integrazione e complementari alla realizzazione dell'intervento, con l'obiettivo di mitigare la realizzazione dell'impianto dal punto di vista percettivo ed ambientale saranno messe in atto le seguenti opere:

- D. Siepe perimetrale esterna;
- E. Fascia boschiva,

2. INQUADRAMENTO NORMATIVO

Leggi e decreti

- D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro".
- Legge 1° marzo 1968, n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici".
- Legge 5 novembre 1971, N. 1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica"
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".
- Legge 18 ottobre 1977, n. 791 "Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (n° 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione".
- Legge 5 marzo 1990, n.46 "Norme tecniche per la sicurezza degli impianti". Abrogata dall'entrata in vigore del D.M n.37del 22 /01/2008, ad eccezione degli art. 8, 14 e 16.
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 "Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza".

- D.L. 19 settembre 1994, n. 626 e ss.mm.ii “Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro”.
- D.M. 16 gennaio 1996 “Norme tecniche relative ai criteri generali per la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi”.
- Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156 “Istruzioni per l’applicazione del D.L. 16 gennaio 1996”.
- D.L. del Governo n° 242 del 19/03/1996 “Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro”.
- D.L. 12 novembre 1996, n. 615 “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993”.
- D.L. 25 novembre 1996, n. 626 “Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione”.
- D.L. 16 marzo 1999, n. 79 “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”.
- D.M. 11 novembre 1999 “Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79”.
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274 “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.
- D.L. 29 dicembre 2003, n.387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”.
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 “Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d’energia”.
- Ordinanza PCM 3431 (03/05/2005) Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».
- D.M. 14/09/05 “Testo unico norme tecniche per le costruzioni”.
- Normativa ASL per la sicurezza e la prevenzione infortuni.
- D.M. 28 luglio 2005 “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.

- D.M. 6 febbraio 2006 “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.
- Decreto interministeriale 19 febbraio 2007 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell’articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387”.
- Legge 26 febbraio 2007, n. 17 “Norme per la sicurezza degli impianti”.
- D.lgs. 22 gennaio 2008, n. 37 “Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici”.
- D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”.

Deliberazioni AEEG

- Delibera n. 188/05 - Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.
- Delibera 281/05 - Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensioni nominale superiore a 1KV i cui gestori hanno obbligo di connessione a terzi.
- Delibera n. 40/06 - Modificazione e integrazione alla deliberazione dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.
- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06 alla deliberazione AEEG n. 188/05.
- Delibera n. 182/06 - Intimazione alle imprese distributrici a adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04.
- Delibera n. 260/06 - Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 88/07 - Disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera n. 90/07 - Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

- Delibera n. 280/07 - Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera ARG/elt 33/08 - Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Delibera ARG/elt 119/08 - Disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

Criteri di progetto e documentazione

- CEI 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici”;
- CEI EN 60445: “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”.

Sicurezza elettrica

- CEI 0-16: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”.
- CEI 64-12: “Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario”.
- CEI 64-14: “Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori”.
- IEC TS 60479-1 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 (70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”.
- CEI 64-57: “Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita”.
- CEI EN 61140: "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature".

Fotovoltaico

- CEI EN 60891 (82-5) “Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento”.

- CEI EN 60904-1 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione”.
- CEI EN 60904-2 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento”.
- CEI EN 60904-3 (82-3) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”.
- CEI EN 61173 (82-4) “Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida”.
- CEI EN 61215 (82-8) “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo”.
- CEI EN 61277 (82-17) “Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida”.
- CEI EN 61345 (82-14) “Prova all’UV dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61701 (82-18) “Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61724 (82-15) “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati”.
- CEI EN 61727 (82-9) “Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell’interfaccia di raccordo alla rete”.
- CEI EN 61730-1 (82-27) “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione”.
- CEI EN 61730-2 “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove”.
- CEI EN 61829 (82-16) “Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V”.
- CEI EN 62093 (82-24) “Componenti di sistema fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”.

Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (17-13/1) “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”.
- CEI EN 60439-3 (17-13/3) “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD”.
- CEI 23-51 “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”.

Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti

- CEI 0-16 ed. II “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI 11-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”.
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”.
- CEI 11-20 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria”.
- CEI 11-20, V1 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria - Variante”.
- CEI EN 50110-1 (11-40) “Esercizio degli impianti elettrici”.
- CEI EN 50160 “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2003-03)”.

Cavi, cavidotti ed accessori

- CEI 20-19/1 “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-19/4 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”.
- CEI 20-19/10 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”.
- CEI 20-19/11 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”.
- CEI 20-19/12 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”.
- CEI 20-19/13 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in miscela reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi”.
- CEI 20-19/14 “Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità”.
- CEI 20-19/16 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all’acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente”.
- CEI 20-20/1 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.

- CEI 20-20/3 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/4 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/5 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili”.
- CEI 20-20/9 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura”.
- CEI 20-20/12 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore”.
- CEI 20-20/14 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni”.
- CEI-UNEL 35024-1 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516”.
- CEI-UNEL 35026 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777”.
- CEI 20-40 “Guida per l’uso di cavi a bassa tensione”.
- CEI 20-67 “Guida per l’uso dei cavi 0,6/1kV”.
- CEI EN 50086-1 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI EN 50086-2-1 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”.
- CEI EN 50086-2-2 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”.
- CEI EN 50086-2-3 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”.
- CEI EN 50086-2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”.
- CEI EN 60423 (23-26) “Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori”.

Conversione della potenza

- CEI 22-2 “Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione”.

- CEI EN 60146-1-1 (22-7) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali”.
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori”.
- CEI UNI EN 455510-2-4 “Guida per l’approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza”.

Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI 81-3 “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”.
- CEI 81-4 “Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- CEI 81-8 “Guida d’applicazione all’utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione”.
- CEI 81-10 “Protezione contro i fulmini”.
- CEI EN 50164-1 (81-5) “Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione”.
- CEI EN 61643-11 (37-8) “Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove”.
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Principi generali”.
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio”.
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”.
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture”.

Dispositivi di potenza

- CEI EN 60898-1 (23-3/1) “Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata”.
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) “Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici”.

Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26 “Guida alle norme generiche EMC”.

- CEI EN 50081-1 (110-7) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 50082-1 (110-8) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 50263 (95-9) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione”.
- CEI EN 60555-1 (77-2) “Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni”.
- CEI EN 61000-2-2 (110-10) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione”.
- CEI EN 61000-3-2 (110-31) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)”.
- CEI EN 61000-3-3 (110-28) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A”.

Energia solare

- UNI 8477 “Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta”.
- UNI EN ISO 9488 “Energia solare – Vocabolario”.
- UNI 10349 “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici”.

Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici

- Decreto del 29.05.08 “Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica”.
- DM del 29.5.2008 “Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”, G.U. 28 agosto 2003, n. 200.
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36 “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”, G.U. 7 marzo 2001, n.55.

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 28/09/1995 “Norme tecniche procedurali di attuazione del D.P.C.M. 23/04/92 relativamente agli elettrodotti”, G.U. 4 ottobre 1995, n. 232 (abrogato da luglio 2003).
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23/04/1992 “Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”, G.U. 6 maggio 1992, n. 104 (abrogato dal luglio 2003).
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee aeree esterne” (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)
- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, “Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”.
- CEI 106-12 2006-05 “Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT”.
- CEI 106-11 2006-02 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6) - Parte I: Linee elettriche aeree in cavo”
- CEI 11-17 1997-07 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 211-6 2001-01 “Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell’intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all’esposizione umana”.
- CEI 211-4 1996-12 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”.
- CEI 11-60 2000-07 “Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne”.

Opere di connessione

Le opere in argomento, se non diversamente precisato nelle Prescrizioni o nelle Specifiche Tecniche ENEL, saranno in ogni modo progettate, costruite e collaudate in osservanza di:

- norme CEI, IEC, CENELEC, ISO, UNI in vigore al momento della accettazione, con particolare attenzione a quanto previsto in materia di compatibilità elettromagnetica;
- vincoli paesaggistici ed ambientali;
- disposizioni e prescrizioni delle Autorità locali, Enti ed Amministrazioni interessate;
- disposizioni nazionali derivanti da leggi, decreti e regolamenti applicabili, con eventuali aggiornamenti, vigenti al momento della consegna del nuovo impianto, con particolare attenzione a quanto previsto in materia antinfortunistica.

Vengono di seguito elencati come esempio, alcuni riferimenti normativi relativi ad apparecchiature e componenti d’impianto.

- Norma CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici.

- Norma CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- Norma CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne.
- Norma CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- Norma CEI EN 62271-100 Interruttori a corrente alternata ad alta tensione.
- Norma CEI EN 62271-102 Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione.
- Norma CEI EN 60898-1 Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- Norma CEI EN 60896 Batterie stazionarie al piombo – tipi regolate con valvole.
- Norma CEI 20-22 Prove d’incendio sui cavi elettrici.
- Norma CEI 20-37 Prove sui gas emessi durante la combustione dei materiali prelevati dai cavi.
- Norma CEI EN 61009-1 Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari.
- Norma CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi
- Norma CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V.
- Norma CEI EN 60044-1 Trasformatori di corrente.
- Norma CEI EN 60044-2 Trasformatori di tensione induttivi.
- Norma CEI EN 60044-5 Trasformatori di tensione capacitivi.
- Norma CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata.
- Norma CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate.
- Norma CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione.
- Norma CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua.
- Norma CEI 79-2; AB Impianti antieffrazione, antintrusione, antifurto e antiaggressione – Norme particolari per le apparecchiature.
- Norma CEI 79-3 Impianti antieffrazione, antintrusione, antifurto e antiaggressione – Norme particolari per gli impianti.
- Norma CEI 79-4 Impianti antieffrazione, antintrusione, antifurto e antiaggressione – Norme particolari per il controllo accessi.
- CEI EN 60335-2-103 Norme particolari per attuatori per cancelli, porte e finestre motorizzati.
- Norma CEI EN 60076-1 Trasformatori di potenza.
- Norma CEI EN 60137 Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1 kV.
- Norma CEI EN 60721-3-3 Classificazioni delle condizioni ambientali.
- Norma CEI EN 60721-3-4 Classificazioni delle condizioni ambientali.

- Norma CEI EN 60068-3-3 Prove climatiche e meccaniche fondamentali Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature.
- Norma CEI EN 60099-4 Scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata.
- Norma CEI EN 60099-5 Scaricatori – Raccomandazioni per la scelta e l'applicazione.
- Norma CEI EN 50110-1-2 Esercizio degli impianti elettrici.
- Norma CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici.
- Norma UNI EN ISO 2178 Misurazione dello spessore del rivestimento.
- Norma UNI EN ISO 2064 Rivestimenti metallici ed altri rivestimenti inorganici. Definizioni e convenzioni relative alla misura dello spessore.
- Norma CEI EN 60507 Prove di contaminazione artificiale degli isolatori per alta tensione in sistemi a corrente alternata.
- Norma CEI EN 62271-1 Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione.
- Norma CEI EN 60947-7-2 Morsetti componibili per conduttori di protezione in rame.
- Norma CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (Codice IP).
- Norma CEI EN 60168 Prove di isolatori per interno ed esterno di ceramica e di vetro per impianti con tensione nominale superiore a 1000 V.
- Norma CEI EN 60383-1 Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 1
- Isolatori in materiale ceramico o in vetro per sistemi in corrente alternata.
- Norma CEI EN 60383-2 Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 2
- Catene di isolatori e equipaggiamenti completi per reti in corrente alternata.
- Norme CEI EN 61284 Linee aeree – Prescrizioni e prove per la morsetteria.
- Norme UNI EN 54 Componenti di sistemi di rilevazione automatica di incendio.
- Norme UNI 9795 Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione manuale d'incendio.
- Norma CEI EN 61000-6-2 Immunità per gli ambienti industriali.
- Norma CEI EN 61000-6-4 Emissione per gli ambienti industriali.
- CEI 7-2 "Conduttori in alluminio-acciaio, lega di alluminio e lega di alluminio acciaio per linee elettriche aeree"
- CEI 7-6 "Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinato a linee e impianti elettrici"
- CEI 7-9 "Morsetteria per linee elettriche aeree per trasporto di energia con conduttori nudi"
- CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche esterne";

- CEI 36-5 "Isolatori di materiale ceramico o di vetro destinati a linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V";
- CEI 36-13" Caratteristiche di elementi di catene di isolatori a cappa e perno";
- CEI 11-60 "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne";
- CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana";
- Unificazione ENEL.

3. INQUADRAMENTO PROGETTUALE

3.1 DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO

Il Progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza installata pari a 40.683,52 kWp e 40.000,00 kW in immissione alla rete elettrica nazionale; l'opera sarà realizzata nel Comune di Salice Salentino (LE), con moduli fotovoltaici in silicio monocristallino con una potenza di picco di 685 Wp posizionati su inseguitori solari (tracker). È previsto l'utilizzo di inverter di stringa e cabine di trasformazione 36kV/BT da 2000kVA.

Le varie cabine di trasformazione BT/36kV saranno raggruppate in dorsali che confluiranno nelle cabine di raccolta, per mezzo di linee elettriche in cavo interrato elettrificati a 36 kV; dalla "CABINA DI RACCOLTA N", ubicata nel CAMPO 1 (vedi layout), partirà un unico cavidotto a 36 kV che percorrerà circa 16 km (quasi interamente su strade pubbliche asfaltate) fino a giungere nei pressi della futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV.

La Soluzione Tecnica Minima Generale (**Codice Pratica: 202101258**) prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Brindisi Sud – Galatina".

3.2 UBICAZIONE DEL PROGETTO

L'area oggetto di intervento è collocata in agro del Comune di SALICE SALENTINO (LE) a circa 2,5 Km in direzione sud-ovest del centro abitato. L'area asservita al progetto dell'impianto fotovoltaico presenta una estensione complessiva di Ha 66.83.03 (area catastale) con un'area contrattualizzata di Ha 50,1. ed è suddivisa in tre corpi principali, distanti tra di loro massimo 0,7 Km così come evidenziato nella Figura 1.

L'area di pertinenza al progetto (contrattualizzata) nel suo complesso è facilmente raggiungibile grazie alla presenza della SP 255 che collega il centro abitato di Salice Salentino (LE) alla rete viaria principale.



Fig. 1 – Individuazione dell'area di intervento su foto satellitare

SITO

Ubicazione	Salice Salentino (LE)
Uso	Terreno agricolo
Inclinazione superficie	Orizzontale
Fenomeni di ombreggiamento	Assenza di ombreggiamenti rilevanti
Altitudine	45-50 m slm
Latitudine – Longitudine	Latitudine Nord: 40°22'12.3"; Longitudine Est: 17°56'12.6".
Dati relativi al vento	Circolare 4/7/1996
Carico neve	Circolare 4/7/1996
Condizioni ambientali speciali	NO

Nella tabella I viene riportato l'elenco delle particelle interessate alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico oggetto della presente:

COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE
SALICE SALENTINO	28	73, 119, 120, 121, 122, 123, 139, 225, 226, 250, 251, 275, 277, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 385, 387
SALICE SALENTINO	29	324, 325, 326, 327, 328
SALICE SALENTINO	38	97, 122, 123
SALICE SALENTINO	39	20, 24, 25, 71, 72, 73, 74, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 100, 101, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 151

Tabella I – Estremi catastali e dimensioni delle particelle interessate dal progetto

L’area geograficamente si colloca nella “piattaforma apula” in piena penisola salentina. E’ costituita da tre corpi irregolari di complessivi Ha 66.83.03, ed è identificato toponomasticamente sull’IGM e CTR come C.da Farsano e Masseria San Chirico, delimitata nel complesso ad ovest da superficie agricola afferente a Masseria Il Palombaro e C.da Farsano, a sud da SP 255, a est da Masseria Cagnazzi e Masseria Il Pastore e a nord da strada di collegamento con SP 107. L’area si colloca tra un’altitudine compresa tra i 48 e 47 m s.l.m. con giacitura pressoché piana ed esposizione non prevalente. Nella Figura 3 si riporta stralcio della carta IGM.

Di seguito vengono riportate le perimetrazioni delle aree oggetto di impianto su base CTR e IGM:

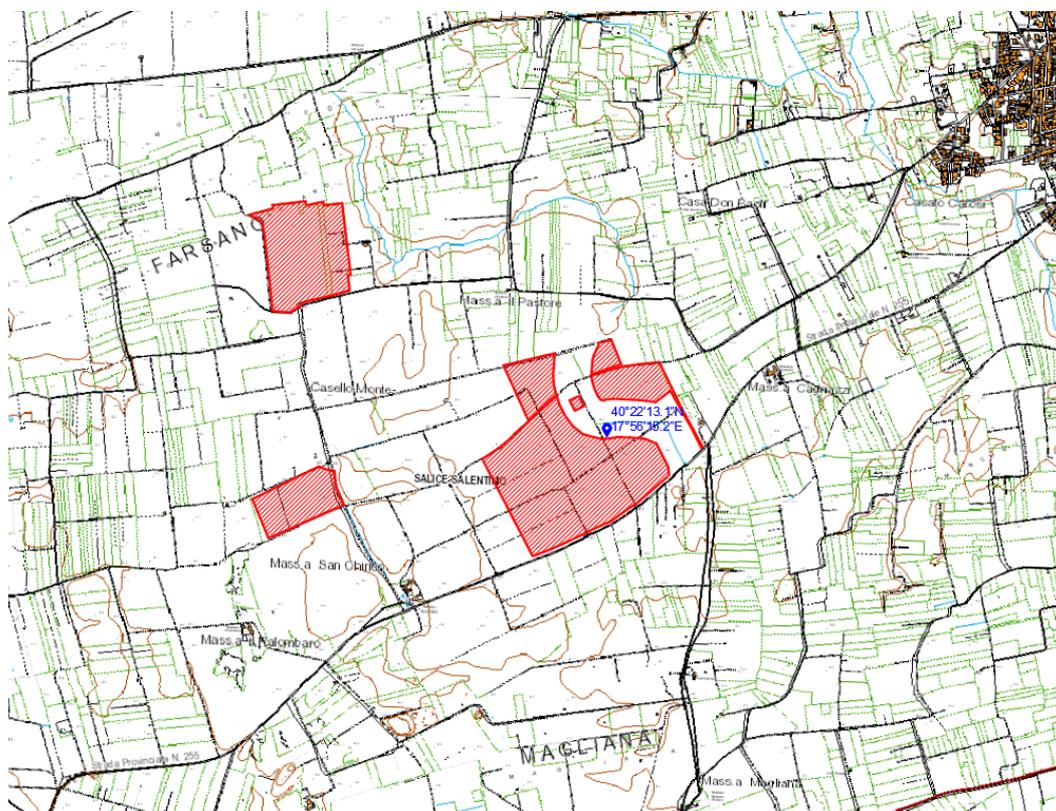


Fig. 2 - Perimetrazione dell’area di Salice Salentino su base CTR

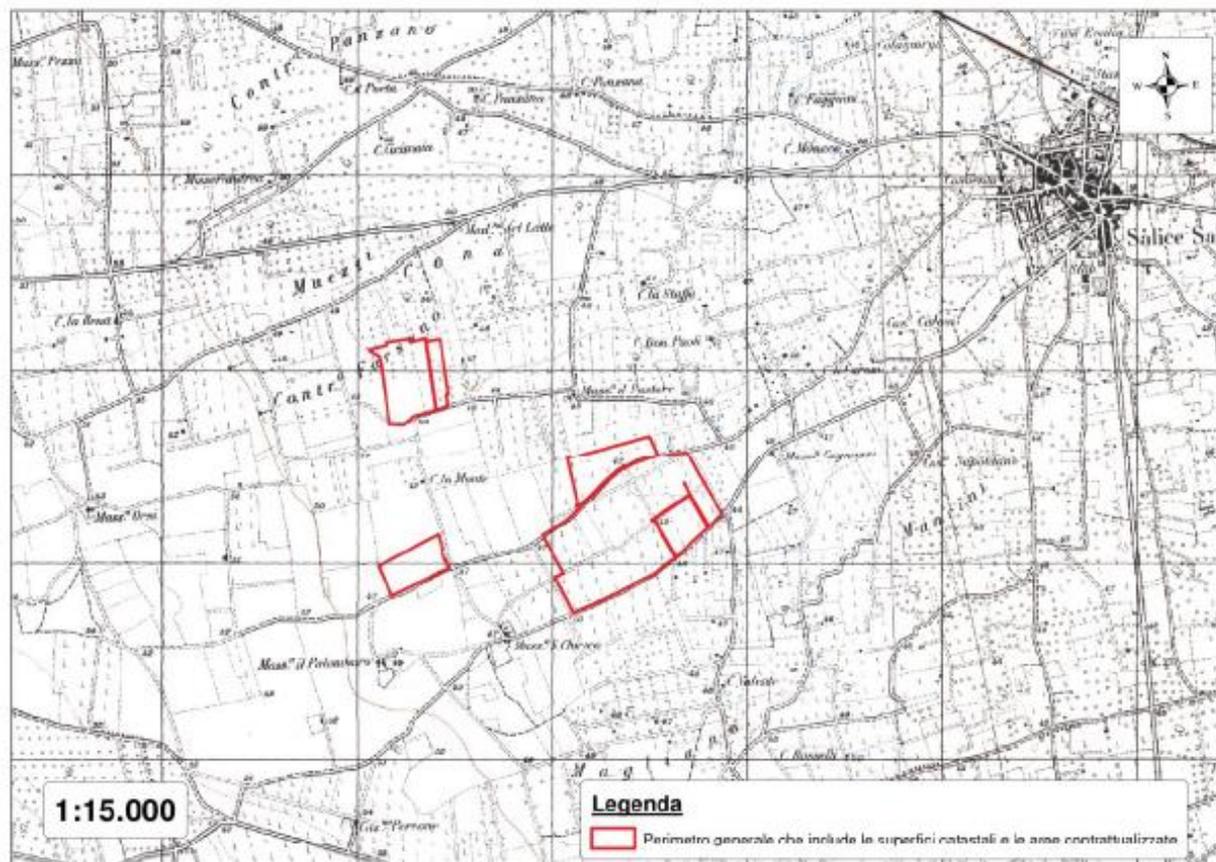


Fig. 3 - Perimetrazione dell’area di Salice Salentino su base IGM

L’area di impianto si estende su terreni pianeggianti.

L’uso del suolo dell’area è ascrivibile principalmente alla coltivazione di Seminativo irriguo e vigneto. Le coltivazioni erbacee riscontrate sono legate alle usuali rotazioni colturali. L’area è prossima all’abitato di Salice Salentino.

PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	
Superficie particelle catastali (disponibilità superficie)	50,1287 ettari
Moduli FV (superficie netta al suolo):	186,818 mq
Superficie di verde (mitigazione perimetrale + piantumazione interna):	46,0821 ettari
percentuale di superficie coltivata	91,93%
percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)*	37%
Potenza nominale complessiva	40.683,52 kWp
coordinate geografiche	40°22'12.3"; 17°56'12.6".

*LAOR (Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell’impianto agrivoltaico (Spv) e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (S tot). Il valore è espresso in percentuale

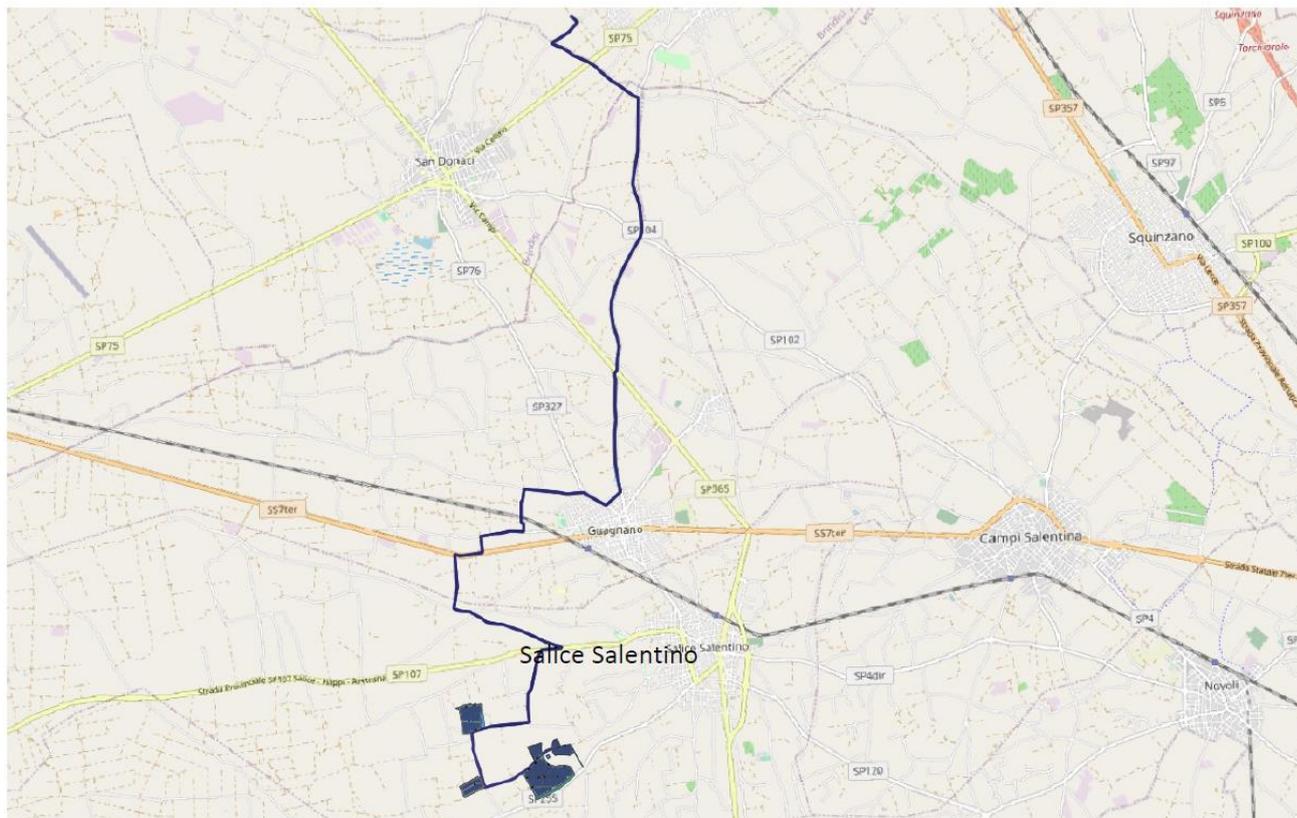


Fig. 4 – Inquadramento territoriale – area di impianto e tracciato del cavidotto

3.3 AREE IDONEE AI SENSI DELL'ART. 20 DEL D.LGS 199/21

In base a quanto riportato nell'elaborato "T141QE2_TAV_00 - TAVOLA AREE IDONEE", i campi agrivoltaici risultano essere idonei ai sensi del D.Lgs 199/2021 art 20. Comma 8 lettera c-quater) che riporta quanto segue: "Fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis), e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004 n 42 ne ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di sette chilometri per gli impianti eolici e di un chilometro per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma l'applicazione dell'articolo 30 del decreto-legge 31 maggio 2021 n.77 convertito con modificazione dalla legge 29 luglio 2021 n. 108."

Di seguito (Fig. 5) si riporta uno stralcio dell'elaborato, richiamato in precedenza, dal quale si evince l'assenza di aree tutelate nell'intorno di un km dal sito oggetto di intervento (fonte: Vincoli in rete – beni culturali).



Fig. 5 – Aree idonee (ai sensi del D.LGS. 199/2021 Art.20 comma 8)

3.4 INQUADRAMENTO CLIMATICO

Per il comprensorio dove è ubicata l'area di indagine si fa riferimento ai dati climatici rilevati in letteratura (fonti varie) per il comprensorio del Comune di Salice Salentino (LE). Sotto l'aspetto climatico la zona di Salice Salentino si colloca all'interno della penisola salentina.

Sotto l'aspetto climatico la zona di Salice Salentino presenta un clima caldo e temperato, con maggiore piovosità in inverno che in estate.

Nello specifico sono stati riscontrati i seguenti dati termo-pluviometrici:

Piovosità media annuale di circa 634 mm con regime pluviometrico max invernale;

- Temperatura media annua 17,5 °C;
- Mese più secco: luglio;
- Mese più piovoso: novembre;
- Media temperatura del mese più caldo (agosto): 27,1 °C
- Media temperatura del mese più freddo (gennaio): 9,2 °C

In base al Sistema di classificazione climatica di W. Koppen (1846-1940) la classificazione del clima è Csa. Nello specifico la sigla Csa ha il seguente significato:

- C= Climi temperato caldi (mesotermici). Il mese più freddo ha una temperatura media inferiore a 18°C, ma superiore a -3°C; almeno un mese ha una temperatura media superiore a 10°C. Pertanto, i climi C hanno sia una stagione estiva che una invernale.
- s = stagione secca nel trimestre caldo (estate del rispettivo emisfero).
- a = Con estate molto calda; il mese più caldo è superiore a 22°C.

In base alla classificazione climatica di Strahler (1975) l'area si colloca nella fascia climatica mediterranea.

4. GEOLOGIA E GEOMORFOLOGIA

4.1 INQUADRAMENTO MORFOLOGICO-STRUTTURALE

Il Salento, come evidente dall'andamento delle curve di livello, si sviluppa poco a sud di quella che è la ideale direttrice che collega le città di Brindisi e di Taranto, laddove una costante digradazione della morfologia apre verso la “Conca di Brindisi”, area tettonicamente depressa.

Le Murge, altopiano che si estende prevalentemente nella provincia di Bari ed il cui tratto terminale, immergente verso SSE, ricade nella zona WNW del brindisino, sono caratterizzate da una monoclinale il cui orientamento è sub-parallelo alla linea di costa e la cui immersione varia tra 5° e 20° a SSW.

Le formazioni in esse affioranti mostrano uno stile tettonico essenzialmente tabulare con pieghe a raggio molto ampio e fianchi poco inclinati.

L'attuale configurazione geologica è frutto della tettonica distensiva che ha interessato il basamento carbonatico durante il terziario e creato un'alternanza di rilievi e depressioni con andamento preferenziale NNW-SSE.

Come naturale conseguenza di una tale tettonica, il sistema di faglie principale assume la stessa direzione. Si tratta di faglie normali che hanno provocato il movimento relativo di porzioni dell'impalcatura calcarea cretacea con blocchi in sollevamento (horst) sugli altri sprofondati (graben).

L'area di studio si colloca quindi in corrispondenza di graben entro cui si sono deposte in trasgressione le sequenze sedimentarie Plio-Pleistoceniche.

Di regola le formazioni affioranti nelle parti più elevate sono le più antiche (cretacee); sui piani che circondano le alture mesozoiche affiorano terreni plio-pleistocenici. Le formazioni più antiche corrispondono al territorio delle Murge, costituito da un esteso altopiano sviluppato in direzione WNW-ESE. Sui diversi ripiani di queste formazioni calcaree sono presenti strutture derivanti da una intensa attività carsica, quali numerose doline, riempite da depositi terrosi con ottime possibilità di coltivazioni agricole, e inghiottitoi.

Le Murge sono delimitate a NE, lato adriatico, da alte scarpate e ripiani poco estesi, mentre, lungo la direttrice che unisce l'altopiano al Salento, sono caratterizzate da una serie di vasti ripiani che

digradano a mezzo di scarpate, alte al massimo poche decine di metri. La formazione più recente, che occupa la posizione più depressa, tende, in prossimità della scarpata, a raccordarsi con quest'ultima, assumendone la stessa immersione.

Le caratteristiche delle scarpate, le particolarità del contatto tra le due formazioni di diversa età, le caratteristiche litologiche della formazione più recente in prossimità della scarpata e le relazioni tra quest'ultima e la formazione più antica, provano che le scarpate rappresentano antiche linee di costa, attive nel tempo corrispondente all'età del sedimento situato in posizione depressa.

La fascia costiera si presenta incisa da solchi erosivi a pareti molto ripide (“lame”) che l'attraversano secondo linee di massima pendenza. Si tratta di incisioni torrentizie che definiscono corsi d'acqua temporanei paralleli tra di loro e perpendicolari alla linea di costa.

Su questa è presente una catena irregolare e discontinua di cordoni dunari, allungata parallelamente alla riva del mare, poco estesa in larghezza. Le coste sono per certi tratti rocciose, spesso frastagliate, a tratti invece basse e sabbiose (soprattutto a sud di Brindisi).

Vi è una corrispondenza generale tra forme ed andamento strutturale: l'altopiano delle Murge, i gradoni, i terrazzamenti si sviluppano in via preferenziale lungo le direttrici WNW-ESE, cioè le stesse dei principali piani di faglia.

Le pieghe sono a raggio molto ampio ed a fianchi pochissimo inclinati con blande ondulazioni trasversali; queste condizioni rendono difficile stabilire la loro direzione assiale.

Tenendo presente che il numero delle misure di strato con direzione WNW-ESE è statisticamente superiore, si può affermare che esse hanno un andamento molto vicino alla direttrice appenninica. I piegamenti sono relativamente intensi solo nelle formazioni cretacee, mentre sono quasi impercettibili nelle formazioni plio-pleistoceniche.

Per quanto concerne le faglie, l'uniformità litologica dei terreni cretacei e la mancanza di livelli di riferimento non consentono una facile individuazione del loro andamento.

Nell'area murgiana si riconosce comunque la presenza di due sistemi principali di faglie normali: il primo, più evidente, a direzione appenninica, che ha causato il sollevamento del lato più interno dell'altopiano cretaceo; il secondo, a direzione SW-NE, interrotto dal primo. La dislocazione dei blocchi ha originato un'estesa struttura a gradinata orientata anch'essa da WNW a ESE.

Le faglie sono generalmente subverticali e con rigetti non superiori a qualche decina di metri; la loro età dovrebbe essere ascrivibile almeno al Calabriano (Pleistocene inf.) per la presenza di lembi residui di calcareniti calabriane a quote notevolmente più elevate rispetto a quelle affioranti lungo il bordo adriatico.

I sistemi di faglia interessano prevalentemente le successioni mesozoiche. In corrispondenza della piana brindisina, caratterizzata dalla presenza di formazioni plio-pleistoceniche, non sono state rilevate faglie, se si esclude quella orientata SW-NE posta al confine tra le Murge ed il Salento che ha portato alla formazione della depressione tettonica aperta sul lato adriatico, che è la piana brindisina stessa.

All'interno di queste zone strutturalmente depresse, tuttavia, è possibile la presenza di faglie anteriori ai terreni plio-pleistocenici, che risultano perciò sepolte dagli stessi.

Il sito oggetto del presente studio risulta posto in un'area sub-pianeggiante, con quote altimetriche comprese tra 45 e 49 m s.l.m.

Come si dirà più in dettaglio all'interno della Relazione Idraulica, la porzione sud-est dell'impianto risulta “solcata” da un corso d'acqua episodico presente nella Carta Idrogeomorfologica redatta dall'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale.

4.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Le formazioni più antiche che si rinvengono nell'area in esame sono riferibili all'instaurarsi, nel Cretaceo, di una sedimentazione di ambiente marino avvenuta in seguito alla fase di rifting (fine Paleozoico- inizio Mesozoico) connessa con la frammentazione della Pangea. Esse sono costituite da calcari e calcari dolomitici che danno vita all'impalcatura geologica della Penisola Salentina e sono il risultato dell'evoluzione della “piattaforma carbonatica apula”.

Questa è solo marginalmente interessata, nel Cretaceo sup., dagli effetti dell'orogenesi alpina che si manifestano con lacune stratigrafiche e blandi piegamenti. In quest'area la lacuna perdura fino al Pliocene Sup., periodo in cui, in seguito all'orogenesi appenninica, la Puglia assume il ruolo di avampaese.

In trasgressione sulle formazioni carbonatiche cretacee si sovrappongono sedimenti marini pliocenici e quaternari, spesso rappresentati dai “tufi” (Calcarenite di Gravina e Depositi Marini Terrazzati). Si tratta di depositi marini che individuano un'alternanza di gradini e terrazzi digradanti verso il mare.

Infine, lungo alcuni tratti di costa si hanno depositi continentali costituenti cordoni di dune recenti e depositi alluvionali composti da sabbie calcaree, talvolta argillose.

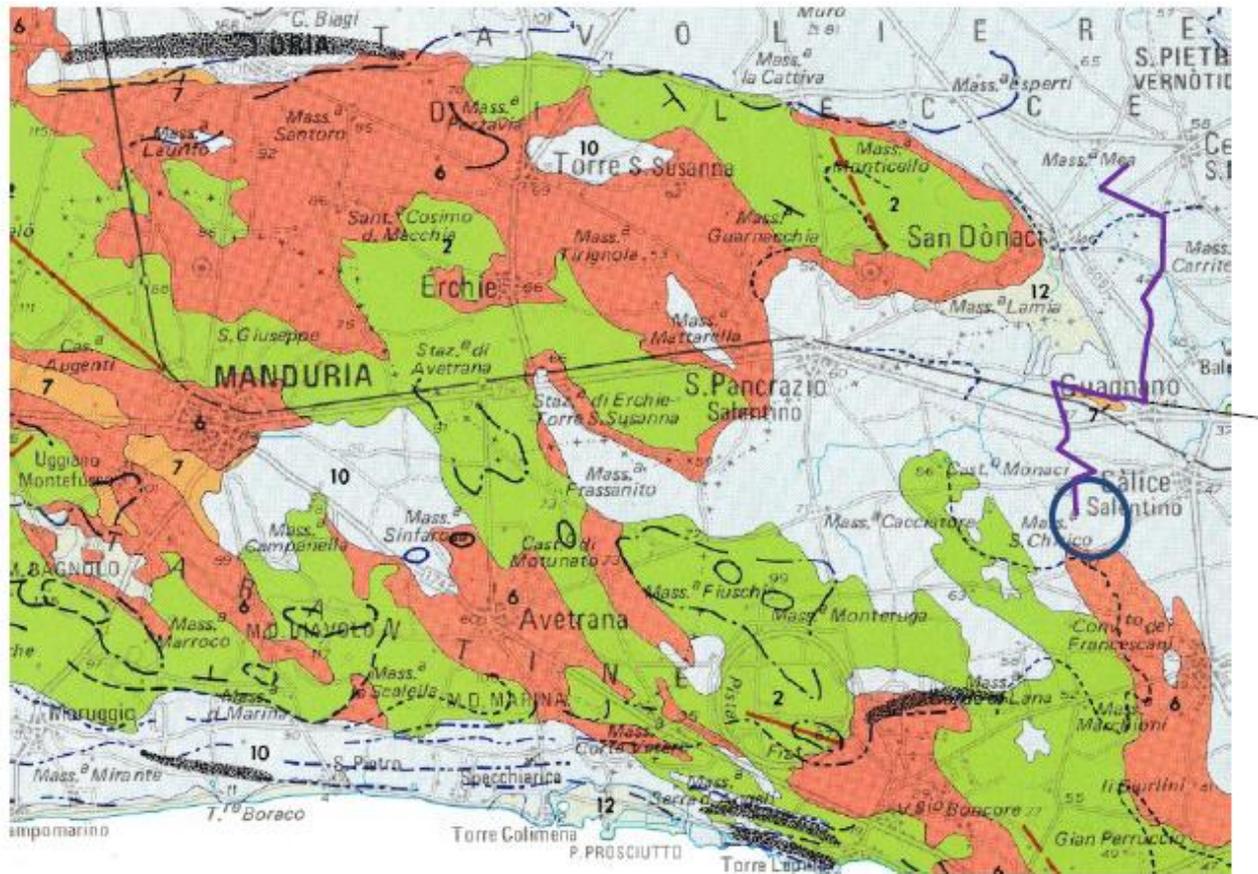
In sintesi, le formazioni affioranti all'interno dell'area oggetto di studio, facendo riferimento alle “Note alla carta geologica delle Murge e del Salento” di Ciaranfi et alii (1992), sono, a partire dal basso:

depositi marini

1. Calcarenite di Altamura (Cretaceo sup.)
2. Calcarenite di Gravina (Pliocene sup.–Pleistocene inf.)
3. Argille subappennine (Pleistocene inf.)
4. Depositi marini terrazzati (Pleistocene med.-sup.)

depositi continentali

5. Depositi alluvionali ed eluvio-colluviali (Olocene)



LEGENDA

-  UBICAZIONE DEL PROGETTO "SALICE SANCHIRICO"
-  CAVIDOTTO
-  DEPOSITI MARINI TERRAZZATI (PLEISTOCENE MEDIO E SUP.)
-  ARGILLE SUBAPPENNINE (PLEISTOCENE INF.)
-  CALCARENITE DI GRAVINA (PLIOCENE MEDIO - PLEISTOCENE INF.)
-  CALCARE DI ALTAMURA (CRETACEO)

Fig. 6 - Carta geologica

4.3 INQUADRAMENTO IDROGEOLOGICO

I caratteri idrogeologici dell'area indagata sono in stretta relazione con le caratteristiche di permeabilità dei terreni presenti.

Le rocce calcareo-dolomitiche mesozoiche, fessurate e carsificate, presentano nel complesso una certa omogeneità litologico-strutturale ed idrogeologica. Nell'insieme, tali terreni sono caratterizzati da un medio-alto grado di permeabilità per fessurazione e carsismo, come peraltro è dimostrato dall'assenza di una idrografia superficiale e dalla cospicua presenza di acque nel sottosuolo.

Anche i terreni calcarenitici plio-pleistocenici sono più o meno omogenei e dotati di una certa permeabilità per porosità interstiziale.

Nell'area in esame vi è presenza di due acquiferi: uno profondo, l'altro superficiale.

Il primo ha sede nei calcari cretacei costituenti l'impalcatura geologica e non affioranti nella zona considerata. Essi presentano un'elevata permeabilità secondaria sia verticale che orizzontale dovuta alla loro fratturazione di origine tettonica ed all'azione della dissoluzione carsica ad opera delle acque meteoriche e di penetrazione che li attraversano.

Si tratta quindi di una falda cospicua, unica risorsa idrica della regione, la cui acqua galleggia per differenza di densità su quella marina che invade i calcari della penisola salentina e la cui area di ricarica è individuabile nella contigua idrostruttura delle Murge.

Il secondo è di tipo a falda libera, o al più semiconfinata, circola nei litotipi sabbiosocalcarenitici calabrianici e post-calabrianici ed è presente solo laddove, come in zona, vi è il sostegno di uno strato argilloso impermeabile (argille grigio-azzurre calabrianiche).

L'acquifero è costituito da sabbie, a grana medio-grossolana, appartenenti ai Depositi Marini Terrazzati, presenti in corrispondenza della Conca di Brindisi, fortemente assorbenti per permeabilità di tipo primario legata alle peculiarità intrinseche che ne conferiscono buona porosità. I livelli calcarenitici sono dotati di una bassa permeabilità soprattutto secondaria per fratturazione. Nell'insieme la formazione ha permeabilità medio-bassa anche per il contributo offerto dalle frazioni limose sempre o quasi presenti.

La falda freatica ha potenzialità irrilevanti rispetto alla falda profonda e la sua ricarica è legata esclusivamente a fenomeni di infiltrazione locale che hanno sede nei depositi marini sabbiosocalcarenitici pleistocenici permeabili per porosità.

Essa, pertanto, è soggetta a variazioni di quota stagionali in stretta connessione coi regimi pluviometrici dell'area in esame, presentando quindi i livelli massimi in corrispondenza dei mesi autunnali e invernali ed i minimi in quelli estivi.

Nella zona considerata, come detto, l'apporto alla falda profonda delle acque meteoriche è ben scarso per la presenza degli strati argillosi impermeabili e le acque provenienti dal massiccio murgiano rappresentano per essa la prevalente fonte di arricchimento. Gli afflussi pluviali incidenti

sui terreni affioranti vanno ad alimentare sia la falda superficiale presente sia i corsi d'acqua temporanei esistenti, fluendo così a mare.

Non vi è, inoltre, possibilità alcuna di travasi di acque dalla falda superficiale alla profonda a meno di condizioni eccezionali, non osservabili nell'area di studio, dovute alla presenza di pozzi mal funzionanti, a locali assottigliamenti degli strati impermeabili o alla tettonizzazione degli stessi con formazioni di faglie ormai sepolte.

Le acque dolci di falda risultano sostenute alla base dalle acque marine di invasione continentale, sulle quali esse "galleggiano" in virtù della loro minore densità: in condizioni di quiete ed in assenza di perturbazioni della falda, si stabilisce una situazione di equilibrio e non si verifica alcun fenomeno di mescolamento tra le due diverse masse idriche.

Detta condizione di galleggiamento della lente di acqua dolce sulla sottostante acqua salata, può essere esplicitata mediante la legge di GHYBEN-HERZBERG che permette di determinarne lo spessore (h) in funzione della densità e del carico piezometrico:

$$h = (d_f / (d_m - d_f)) \times t$$

dove d_m è la densità dell'acqua di mare (1.03 g/cmc), d_f la densità dell'acqua dolce di falda (1.0028 g/cmc) e t il carico piezometrico.

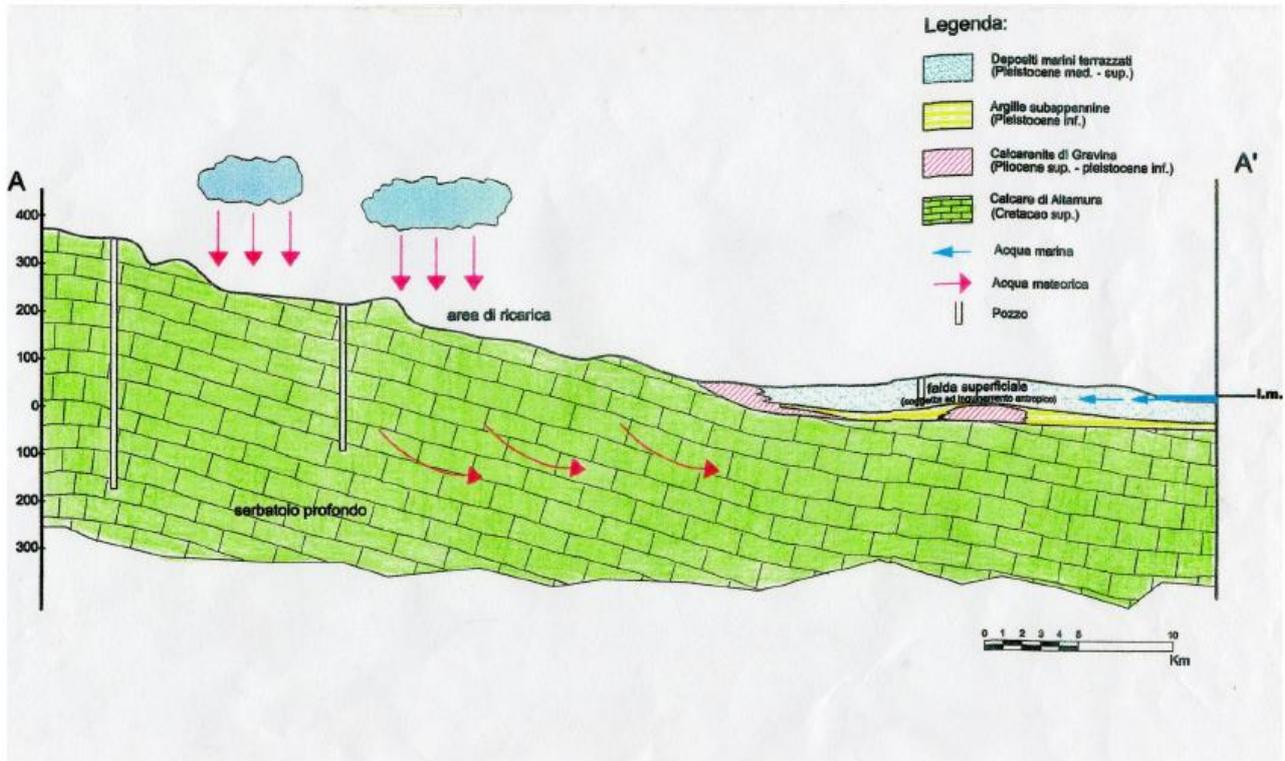
Dalla lettura dei valori che t assume in zona, si deduce che lo spessore dell'acquifero in questione è valutabile in 100 m circa.

La falda profonda salentina (vedi Fig. 6) presenta, su grande scala, una forma pseudolenticolare con spessori massimi nella parte centrale della penisola, che si assottigliano poi progressivamente in direzione della costa. Il livello di base verso cui le acque di falda defluiscono è, infatti, costituito dal livello marino: il deflusso, di tipo radiale, si esplica pertanto dall'entroterra verso le zone costiere, con cadenti piezometriche molto basse, raramente superiori all'1‰.



Fig. 7 - Sezione idrologica della Penisola Salentina

Le informazioni assunte consentono di affermare la possibile presenza di una falda sospesa superficiale il cui livello statico potrebbe attestarsi a quote non superiori -1.50 ÷ -2.00 m ca. dal p.c., in stretta connessione coi regimi pluviometrici dell'area in esame.





 UBICAZIONE DEL PROGETTO "SALICE SANCHIRICO"

Fig. 9 - PTA Regione Puglia 2009 - TAV. 6.2 - Carta delle isopieze

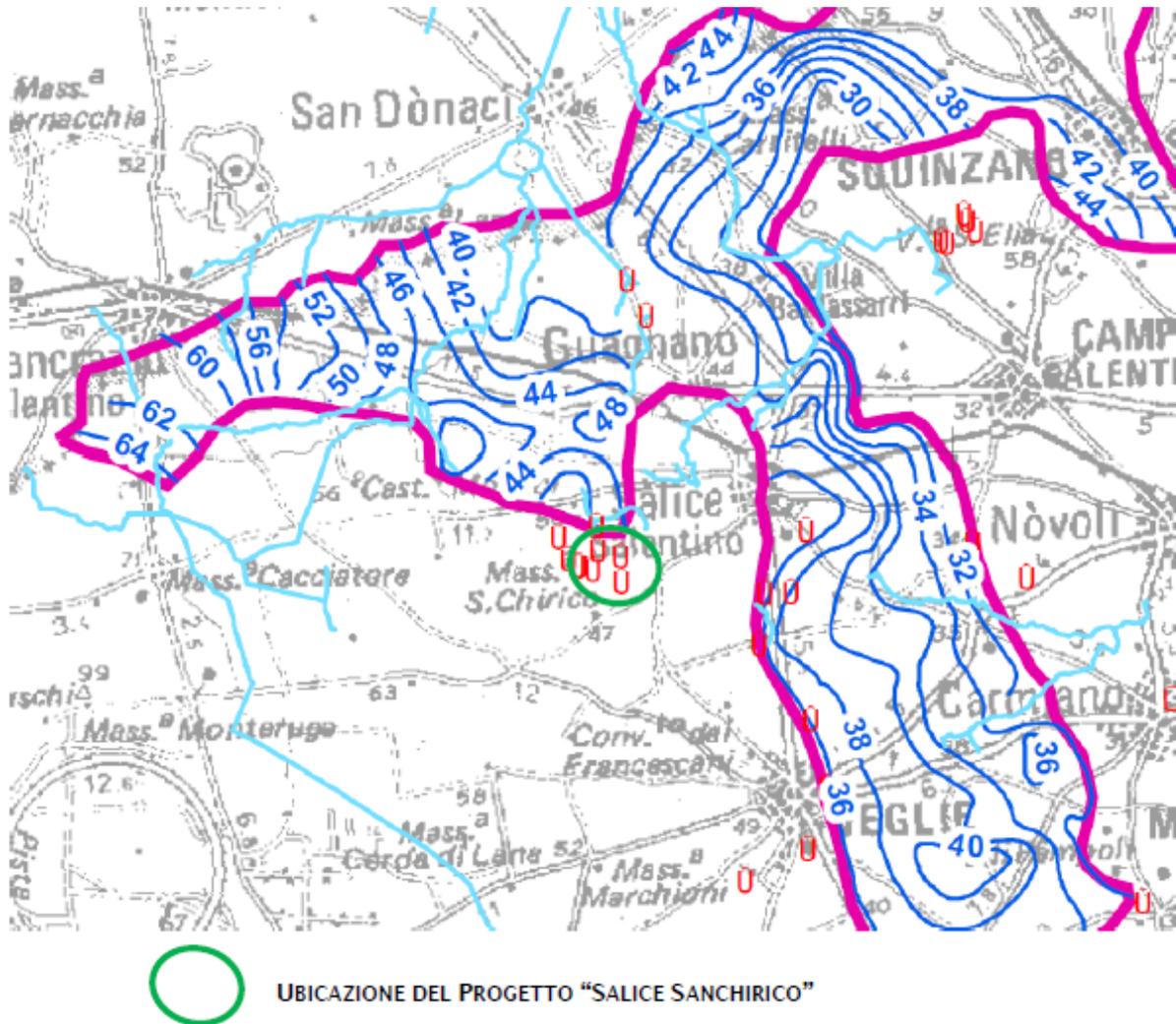


Fig. 10 - PTA Regione Puglia 2009 - TAV. 060302 - Carta delle isopieze superficiali

4.4 INDAGINI ESEGUITE E RISULTATI

Al fine di ricostruire l'assetto litostratigrafico dell'area oggetto di studio e di pervenire ad una sua caratterizzazione geologica, si è proceduto:

- al rilevamento geologico di campagna di dettaglio;
- all'analisi di dati in possesso dello scrivente;
- all'analisi di dati e informazioni desunte da letteratura tecnica;
- all'esecuzione di un piano di investigazione costituito da indagini indirette:
 - n.4 profili sismici a rifrazione;
 - n.4 profili sismici con metodologia MASW per caratterizzazione sismica con individuazione delle Vs,eq.

Lo studio ha evidenziato che:

- nell'area in cui sorgerà l'impianto i litotipi che interesseranno direttamente la struttura in progetto appartengono alla formazione dei "Depositi marini terrazzati", con copertura di terreno vegetale;
- in base all'analisi dei profili simici, la successione stratigrafica nei diversi settori, può essere ricostruita nel seguente modo:

Colonna stratigrafica 1

0,00 m ÷ 0,90/1,00 m

terreno vegetale

0,90/1,00 m ÷ prof. non indagata

sabbie concrezionate, mediamente addensate, con possibile presenza di noduli calcarenitici

Colonna stratigrafica 2

0,00 m ÷ 0,60/0,80 m

terreno vegetale

0,60/0,80 m ÷ prof. non indagata

sabbie concrezionate con presenza di orizzonti calcarenitici tipo "Panchina"

Colonna stratigrafica 3

0,00 m ÷ 1,20/1,70 m

terreno vegetale

1,20/1,70 m ÷ prof. non indagata

sabbie concrezionate

Colonna stratigrafica 4

0,00 m ÷ 0,40/0,70 m

terreno vegetale

0,40/0,70 m ÷ prof. non indagata

orizzonti calcarenitici tipo "Panchina"
frammisti a sabbie concrezionate

- il cavidotto di collegamento dell'impianto agrivoltaico alla SE di Cellino S. Marco, di futura costruzione, sarà interrato; il suo tracciato si snoderà, laddove possibile, lungo strade esistenti. Ricadrà anch'esso interamente all'interno dell'unità individuata dei Depositi marini Terrazzati di cui alla letteratura e verrà alloggiato in scavi, eseguiti fino a quote comprese tra -0,50 e -1,00 m dal p.c., che pertanto, intercetteranno il primo sismostrato (terreno vegetale) e la parte superiore del secondo sismostrato (sabbie concrezionate).
- lo studio idrogeologico eseguito, unitamente alla conoscenza dell'area in cui ricade il sito, consentono di affermare che le condizioni litostratigrafiche possono comportare localmente la presenza di una falda sospesa superficiale il cui livello statico potrebbe attestarsi a quote non superiori -1.50 ÷ -2.00 m ca. dal p.c., in stretta connessione coi regimi pluviometrici dell'area in esame; è presente, inoltre, una falda profonda, che circola nel basamento calcareo cretaceo, quindi su tutto il territorio oggetto di studio, con quote teoriche comprese tra -42 e -47 m dal p.c.; lo spessore dell'acquifero in questione è valutabile in 100 m circa;

- ai fini della definizione delle azioni sismiche secondo le nuove “Norme Tecniche per il progetto sismico di opere di fondazione e di sostegno dei terreni”, l’analisi dei profili sismici con metodologia MASW e le correlazioni relative, hanno permesso di assegnare ai terreni di fondazione, le seguenti categorie di suoli:
 - **MASW 1 – MASW 2 – MASW 4**
Categoria B: 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.
 - **MASW 3**
Categoria C: Depositati 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.
- secondo la “Deliberazione della Giunta Regionale” n° 153 del 02/03/2004, il comune di Salice Salentino è inserito in Zona sismica 4.

5. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE - INQUADRAMENTO DELL’AREA DI STUDIO

Il quadro di riferimento ambientale è finalizzato a descrivere, con riferimento alle singole componenti ambientali:

- l’area di studio, intesa come l’ambito territoriale entro cui è da presumere che possano manifestarsi effetti significativi;
- i sistemi ambientali interessati ed i livelli di qualità preesistenti all'intervento, ponendo in evidenza l'eventuale sensibilità degli equilibri esistenti;
- gli usi attuali delle risorse, la priorità negli usi delle medesime e gli ulteriori usi potenziali coinvolti dalla realizzazione del progetto;
- la stima qualitativa o quantitativa degli eventuali impatti indotti dall'opera, nonché le loro interazioni con le diverse componenti ed i fattori ambientali, anche in relazione ai rapporti esistenti tra essi;
- la descrizione delle eventuali modificazioni delle condizioni d'uso e della fruizione potenziale del territorio, in rapporto alla situazione preesistente;
- i sistemi di intervento nell'ipotesi di manifestarsi di emergenze particolari.

Il Quadro di Riferimento Ambientale è organizzato in una prima parte di inquadramento dell’area di studio, paragrafo che contiene sia una descrizione generale delle caratteristiche salienti delle singole componenti ambientali, sia le informazioni relative allo stato di qualità delle stesse; e in una seconda parte di stima degli impatti ambientali, che contiene la descrizione della metodologia

applicata per la stima di tali impatti, la fase di scoping, ossia la identificazione delle componenti potenzialmente interessate dal Progetto ed, infine, la stima qualitativa o quantitativa degli impatti, per le componenti ambientali ritenute significative.

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 vasta e di area ristretta.

L'area ristretta corrisponde ad un limitato intorno dall'area interessata dal progetto, avente una dimensione variabile in funzione della componente ambientale considerata; l'ambito all'interno del quale gli impatti potenziali del Progetto si manifestano mediante interazioni dirette tra i fattori di impatto e le componenti ambientali interessate.

L'area vasta rappresenta l'ambito di influenza potenziale del Progetto, ovvero, il territorio entro il quale gli effetti delle interazioni tra Progetto ed ambiente, anche indiretti, diventano trascurabili o si esauriscono.

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 ristretta.

In linea generale, le componenti ed i fattori ambientali indagati nel seguente studio sono:

- Clima e Aria: caratterizzazione meteo-climatica e qualità dell'aria;
- Paesaggio: aspetti morfologici e culturali del paesaggio, identità delle comunità umane interessate e relativi beni culturali.
- Fauna e flora: formazioni vegetali ed associazioni animali, emergenze più significative, specie protette ed equilibri naturali;
- Suolo e sottosuolo: profilo geologico, geomorfologico e pedologico, nel quadro dell'ambiente in esame;
- Acqua: acque sotterranee ed acque superficiali considerate come componenti, come ambienti e come risorse;
- Rumore e vibrazioni: considerati in rapporto all'ambiente sia naturale che umano;
- Componente socio economica, infrastrutturale e salute pubblica: considerati in rapporto alla situazione provinciale.

6. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE - ANALISI DEGLI IMPATTI

Rispetto al complesso quadro ambientale precedentemente descritto, in questo capitolo si vuole porre in evidenza la risultanza degli impatti legati all'opera rispetto allo stato attuale dei luoghi.

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 analizzati i seguenti fattori di impatto potenziali:

- emissione di polveri e inquinanti in atmosfera;
- emissioni elettromagnetiche;
- modificazioni dell'idrografia e contaminazione acque;
- occupazione di suolo;
- emissione di rumore;
- asportazione della vegetazione;
- creazione di ostacoli all'avifauna;
- emissioni luminose;
- frammentazione di habitat;
- inserimento di elementi estranei al contesto paesaggistico esistente;
- traffico indotto;
- creazione di posti lavoro.

7. VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI

7.1 CUMULO CON ALTRI PROGETTI

La DGR 2122/2012 "Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale" e D.D. 162/2014 della Regione Puglia "indirizzi applicativi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale – regolamentazione degli aspetti tecnici e di dettaglio" dispongono la verifica dei potenziali impatti cumulativi connessi alla presenza di impianti di produzione di energia rinnovabile.

Nella valutazione di impatti cumulativi va considerata la compresenza di impianti eolici e fotovoltaici al suolo per i quali:

- l'impianto risulta già in esercizio;
- le procedure abilitative sono già concluse;
- le procedure abilitative sono in corso di svolgimento.

Tale accertamento è effettuato tenendo conto di altri impianti da fonti rinnovabili presenti, alla data della presente relazione, nell’anagrafe FER georeferenziata disponibile sul SIT Puglia, nell’apposita sezione.

Inoltre, la D.D. 162/2014 definisce i vari tematismi da considerare per la valutazione degli impatti cumulativi:

- impatti visivo cumulativo (definizione di una zona di visibilità teorica nel raggio di 3 km dall’impianto proposto);
- impatto su patrimonio culturale e identitario (l’unità di analisi è definita dalle figure territoriali del PPTR contenute nel raggio di 3 km dall’impianto proposto);
- tutela della biodiversità e degli ecosistemi (ai fini della valutazione degli impatti cumulativi dovranno essere considerate le interferenze già prodotte o attese con le componenti – corridoi ecologici, nodi, ecc. - così come individuate dalla Rete Ecologica Regionale, definita dallo Scenario Strategico del PPTR, nonché le possibili interferenze con le aree protette presenti nelle vicinanze dell’area oggetto di intervento);
- Salute e pubblica incolumità (inquinamento acustico, elettromagnetico e di gittata)
- impatti cumulativi su suolo e sottosuolo (con riferimento al criterio A).

Infine, così come riportato nella D.D. 162/2014, ai fini della valutazione degli impatti cumulativi, gli impianti vanno considerati unitamente alle rispettive opere di connessione, le quali devono essere accuratamente analizzate nella valutazione degli impatti cumulativi, anche al fine di accertare l’ottimizzazione delle infrastrutture ed evitare eccessive concentrazioni che possono determinare un sovraccarico del territorio.

La “Relazione sugli impatti cumulativi” è sviluppata in virtù del fatto che l’impianto proposto, considerato in un contesto unitario, può anche non indurre impatti “significativi”; lo stesso, però, in un contesto territoriale ove sussistono in adiacenza altri impianti di simile tecnologia, può produrre “effetti” che possono accelerare il processo di saturazione della così detta “ricettività ambientale di un territorio”. E’ del tutto evidente che la “ricettività ambientale” è direttamente connessa a particolari componenti e condizioni ambientali e/o di vincolo, che ne determinano la “impronta ecologica” nel tempo.

In merito agli “impatti cumulativi” di impianti fotovoltaici, la normativa nazionale di cui al comma 2, art. 4 del D.Lgs 28/2011 ess.mm. ed ii., consente l’uso della facoltà, da parte delle Regioni, di disciplinare i casi in cui la presentazione di più progetti per la realizzazione di impianti localizzati nella medesima area o in aree contigue, sia da valutare in termini “cumulativi” nell’ambito delle procedure di verifica ambientale.

Si precisa che per quanto riguarda il tema III “Tutela delle biodiversità e degli ecosistemi”, il sottotema II “contesto agricolo e colture di pregio” e il sottotema III “rischio idrogeologico” si rimanda alle relazioni specialistiche “Relazione Pedo-Agronomica” e “Relazione di compatibilità idraulica”.

Per ogni tema verrà individuata un'apposita AVIC (Aree Vaste ai fini degli Impatti Cumulativi), calcolata in base alla tipologia di impianto, al tipo di ricaduta che avrà sull'ambiente circostante e in relazione alle possibili interazioni con gli altri impianti presenti nell'area oggetto di valutazione, seguendo le indicazioni dell'Atto Dirigenziale n. 162 del 6 giugno 2014.

La figura che segue rappresenta le aree d'intervento e le aree NON idonee che concorrono alla definizione degli impatti cumulativi a carico di quello oggetto di valutazione, attorno a cui l'areale è impostato.

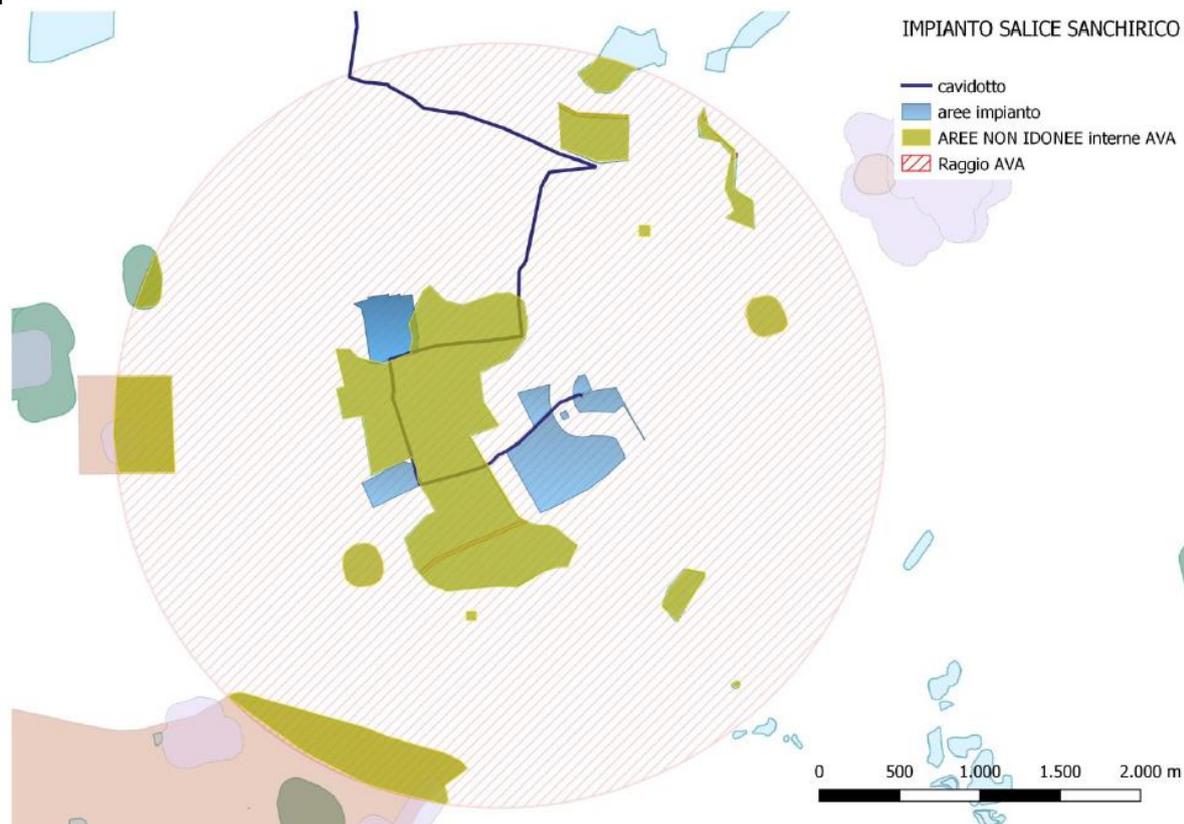


Fig. 11 – Area AVA

In merito alle aree non idonee che rientrano nel calcolo dell'impatto cumulativo e per quanto si riporterà innanzi, queste sono pari a 188,54 ha.

7.2 VALUTAZIONE DI IMPATTI CUMULATIVI

Sono qui analizzati i potenziali impatti cumulativi che l'impianto fotovoltaico può generare nei confronti di un'area vasta, su beni architettonici o archeologici.

Per ulteriori approfondimenti e per una visione d'insieme dello studio effettuato, si rimanda alle Carte di Visibilità e Modello di Intervisibilità e ai Modelli di Elevazione riportati nell'elaborato "T141QE2_PaeAmb_04"

7.3 IMPATTI CUMULATIVI VISIVI

Definizione di una zona di visibilità teorica

La valutazione degli impatti cumulativi visivi presuppone l'individuazione di una zona di visibilità teorica, definita come l'area in cui il nuovo impianto può essere teoricamente visto e dunque l'area all'interno della quale le analisi andranno ulteriormente specificate. Si può assumere preliminarmente un'area visibile o Area Vasta ai fini degli Impatti Cumulativi (AVIC) definita da un raggio di almeno 3 Km dall'impianto proposto.

A seguito di un'analisi specifica del sito oggetto di studio, e dei potenziali punti di osservazione presenti all'esterno dell'area teorica di osservazione, si è individuata un'ulteriore area di valutazione di 3 km dall'impianto.

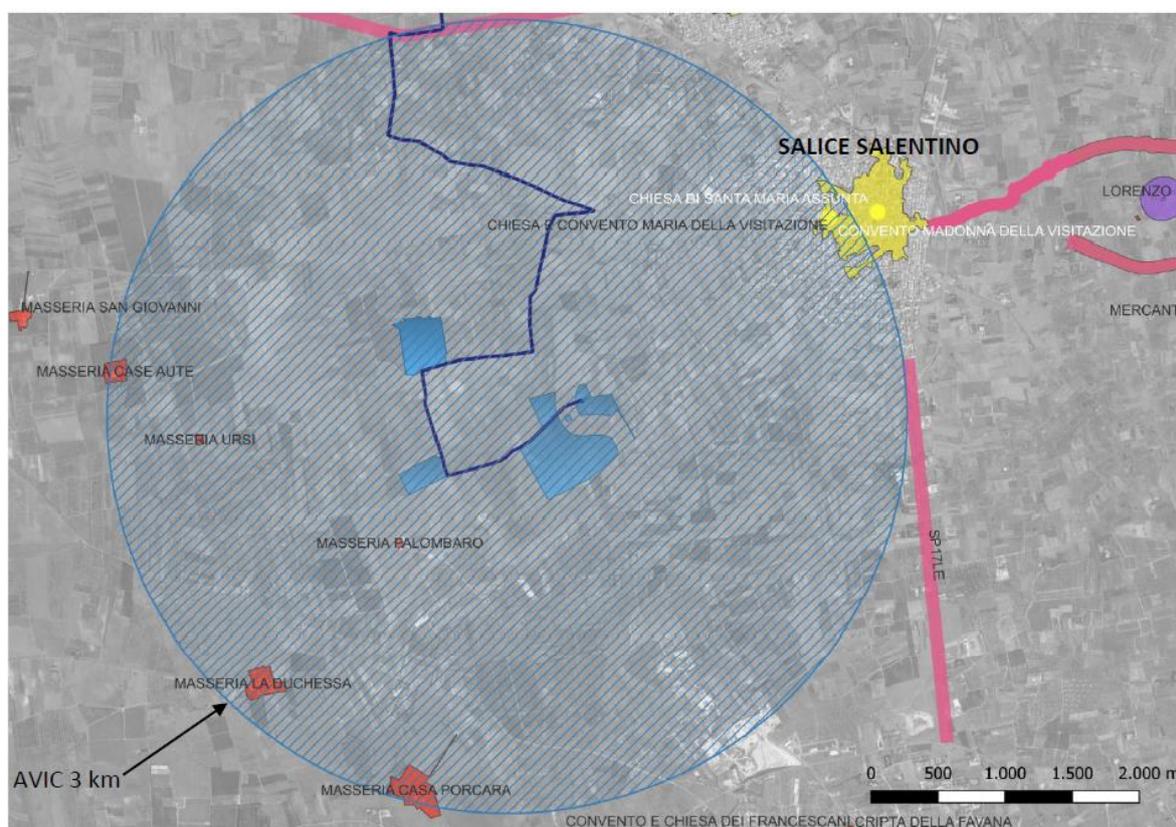


Fig. 12 – Individuazione AVIC

Partendo dallo studio delle figure territoriali del PPTR all'interno dell'area teorica di di 3 km, sono stati selezionati, in seguito sopralluoghi e ad uno studio del territorio, i punti sensibili di osservazione e Beni di interesse storico culturale o VIR (Vincoli In Rete).

Da ogni punto è stato effettuato lo studio di visibilità mediante 3 passaggi:

- sopralluogo;
- redazione di carte di visibilità;

- modelli di intervisibilità ;

Successivamente sono stati elaborati i modelli di elevazione relativi ai campi di visibilità riscontrati. Sono stati confrontati i risultati e si è giunti al risultato finale.

La redazione delle carte di visibilità è stata eseguita attraverso la Viewshed Analysis.

L'analisi, eseguita ponendo l'osservatore in corrispondenza di ciascun bene di interesse naturalistico, percettivo e storico architettonico individuato, ha restituito varie carte di visibilità.

La lettura delle carte è riferita in base a vari gradi di visibilità; I toni più scuri rappresentano i punti più visibili dall'osservatore, mentre i toni più chiari rappresentano una visibilità più bassa, così come riportato nella legenda.

Le carte riportano inoltre i sistemi dei tracciati di Intervisibilità teorici riscontrati tra i vari campi dell'impianto e le emergenze individuate.

Sulla base dei risultati ottenuti sono stati elaborati modelli di elevazione lungo le sezioni di intervisibilità, specificate e riportate sulla mappa, condotte per tutti i punti di osservazione, che hanno permesso di verificare ulteriormente quanto già elaborato attraverso la Viewshed Analysis e soprattutto di comprendere la morfologia del sito.

L'analisi di visibilità tiene conto della sola orografia del suolo prescindendo dall'effetto di occlusione visiva data dalla vegetazione e da eventuali strutture esistenti, in modo da consentire una mappatura dell'area di studio, non legata a fattori stagionali, soggettivi o contingenti (parliamo quindi di INTERVISIBILITA' TEORICA).

Tale analisi risulta oltremodo cautelativa dal momento che nella realtà gli elementi antropici, nonché naturalistici presenti nel territorio, riducono notevolmente la percezione di un oggetto estraneo nell'ambiente. Pertanto, i risultati ottenuti nella realtà, grazie alle mitigazioni previste (arbusti e vegetazione) garantiranno una mitigazione assoluta della visibilità diretta; l'impianto potrebbe non risultare visibile dai punti da cui nell'analisi teorica risultava percepibile.

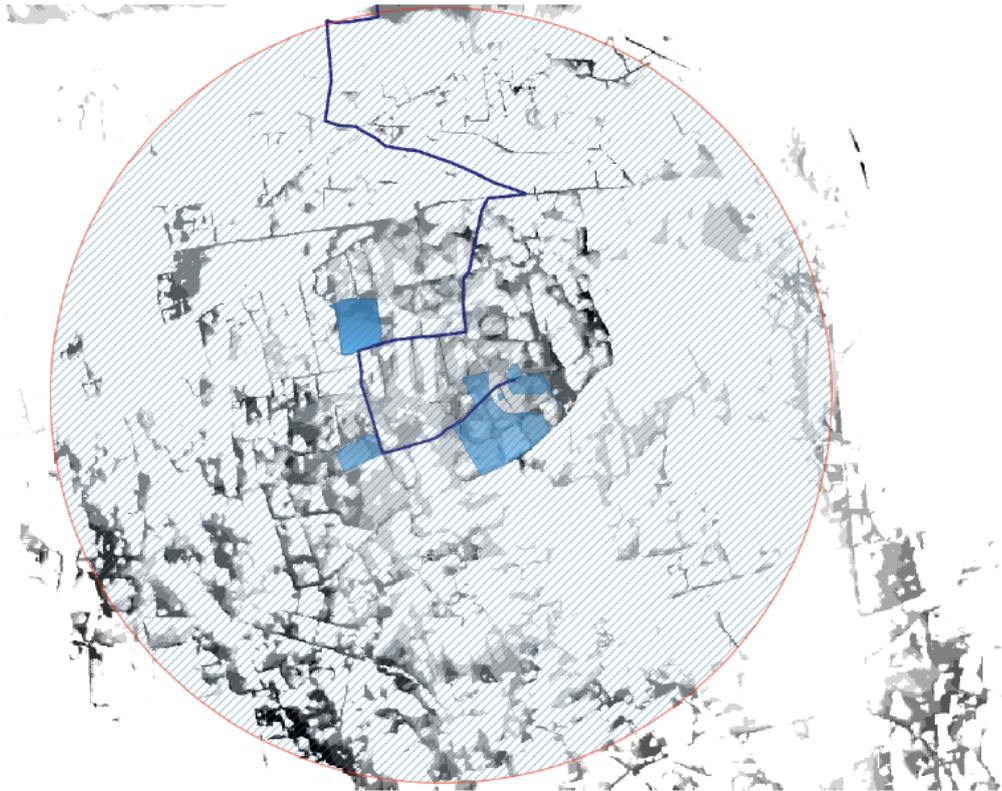


Fig. 13 – Carta di Visibilità e AVIC 3 km

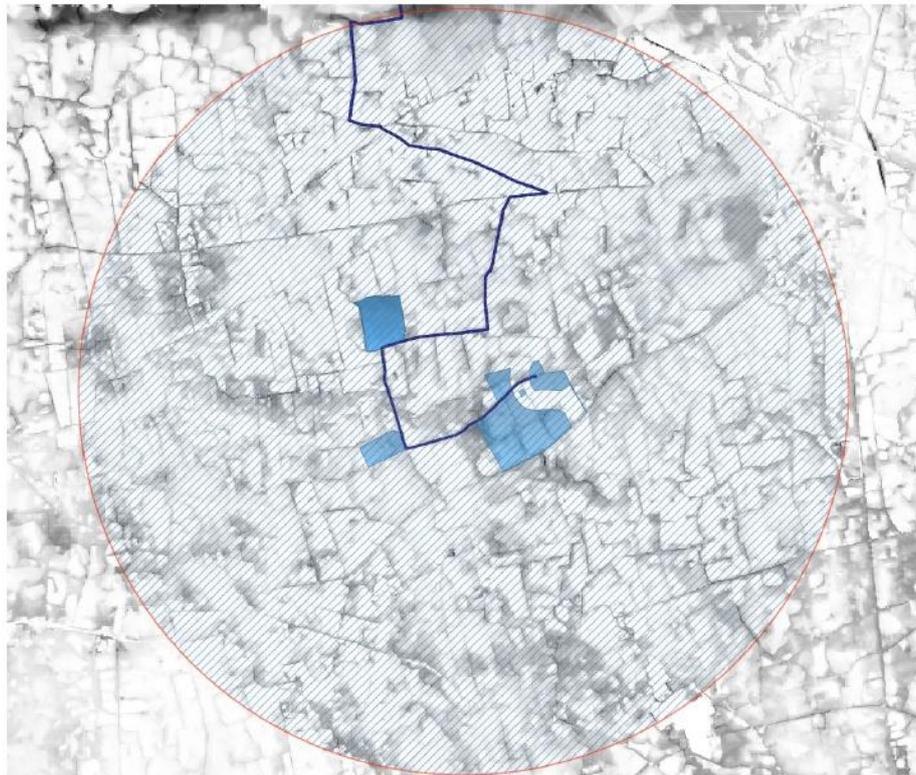


Fig. 14 – Visibility index e AVIC 3 km

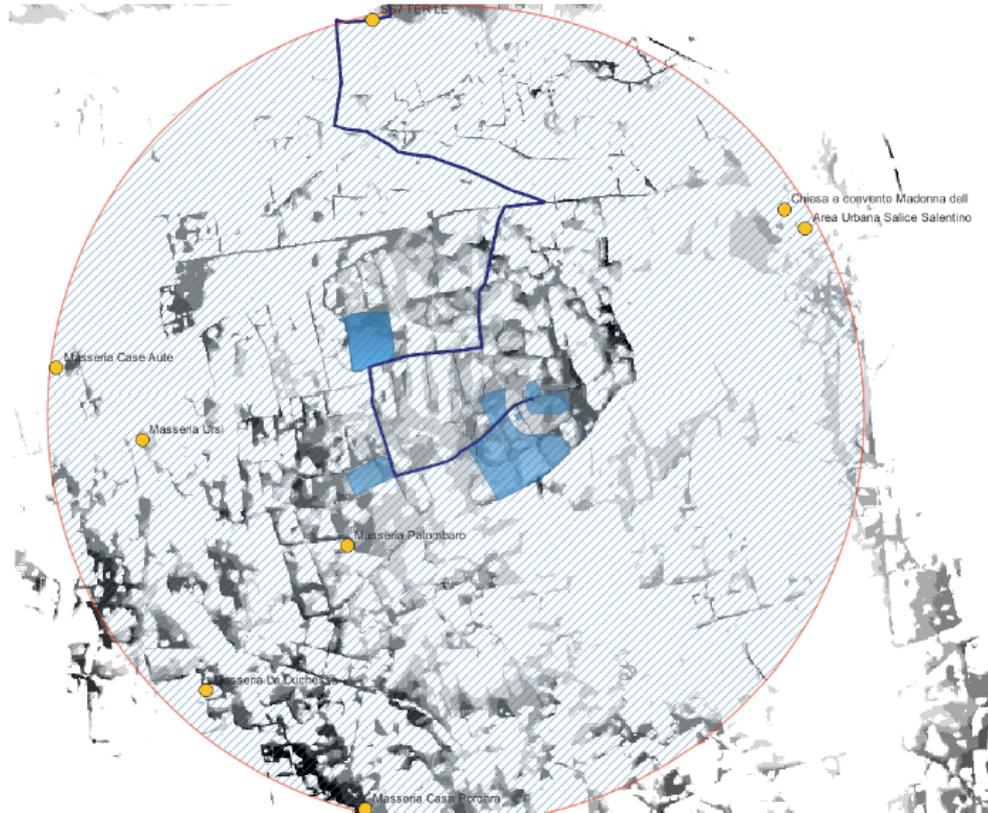


Fig. 15 – Carta di Visibilità e elementi presenti in AVIC 3 km

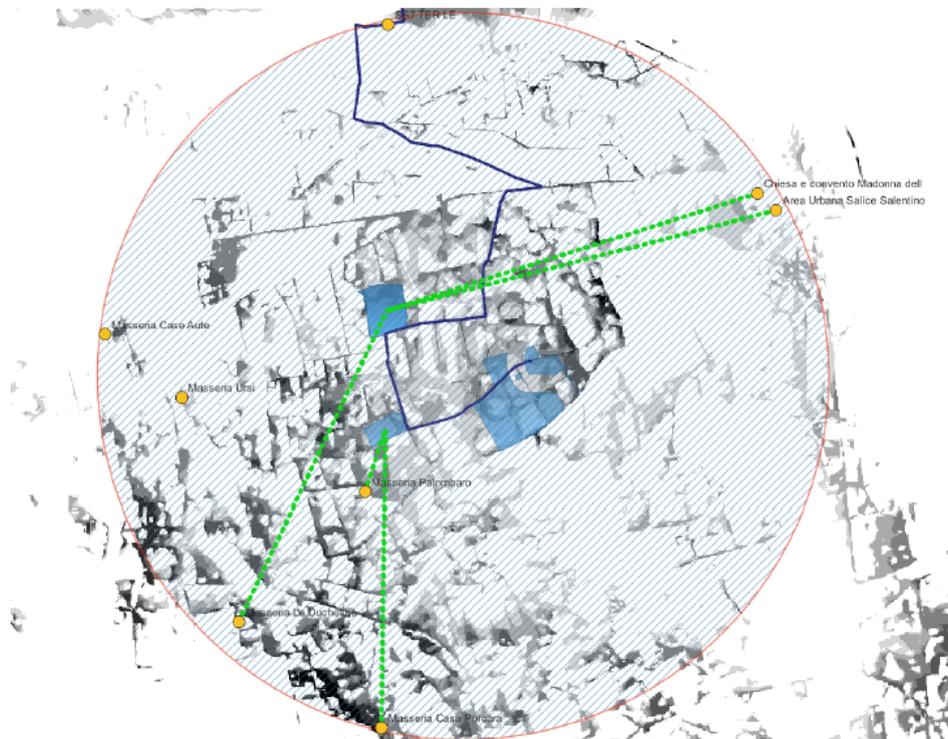


Fig. 16 – Tracciati di intervisibilità rilevati in AVIC 3 km

Dall'analisi dei tracciati di intervisibilità risulta che la totalità dei potenziali campi visivi sono interrotti da rilievi orografici.

Inoltre, nella realtà, gli elementi antropici, nonché quelli naturalistici presenti nel territorio, operano come barriere riducendo notevolmente la percezione.

Nella realtà la percezione effettiva dai punti sensibili presenti nell'Area Vasta sarà pressochè nulla anche grazie alle mitigazioni previste (arbusti e vegetazione). Nella realtà, quindi, l'impianto potrebbe non risultare visibile dai punti da cui nell'analisi teorica risultava visibile.

7.4 IMPATTO CUMULATIVO SU PATRIMONIO CULTURALE E IDENTITARIO

Il PPTR nelle Schede d'Ambito Paesaggistico individua una serie di invarianti strutturali ovvero una serie di sistemi e componenti che strutturano la figura territoriale. La valutazione paesaggistica dell'impianto ha considerato le interazioni dello stesso con l'insieme degli impianti, presenti nel territorio di riferimento, sotto il profilo della vivibilità, della fruibilità e della sostenibilità che la trasformazione dei progetti proposti produce sul territorio. Si è quindi partiti dal riconoscimento delle invarianti strutturali che connotano le figure territoriali definite nelle schede d'ambito del PPTR per verificare che il cumulo prodotto dagli impianti presenti nella unità di analisi non interferisca con le regole di riproducibilità delle stesse invarianti. I fattori di rischio e gli elementi di vulnerabilità riscontrati in questo contesto si possono riferire all'alterazione e alla compromissione della leggibilità dei mosaici agro-ambientali e all'Occupazione antropica delle superfici naturali degli alvei dei corsi d'acqua, Abbandono e progressivo deterioramento delle strutture, dei manufatti e dei segni delle pratiche rurali tradizionali, dell'edilizia e dei manufatti della riforma. Uno dei possibili elementi di salvaguardia e di riproducibilità delle invarianti strutturali è nella tutela dei mosaici agrari e nella salvaguardia dell'integrità dei profili morfologici che rappresentano riferimenti visuali significativi nell'attraversamento dell'ambito e dei territori contermini.

L'intervento proposto NON interviene o modifica questi elementi; l'organizzazione dei campi fotovoltaici e la loro disposizione planimetrica mantiene inalterata la maglia particellare del territorio, senza apportare modifiche al disegno originale delle partizioni agrarie esistenti.

7.5 IMPATTO CUMULATIVO SU BIODIVERSITÀ E ECOSISTEMI

Per quanto riguarda lo studio degli impatti cumulativi sulla tutela della biodiversità e degli ecosistemi, NON sono presenti aree della Rete Natura 2000 entro un raggio di 5 km dall'area di impianto.

Zone I.B.A./Zone Ramsar/Zone S.I.C. e Zone Z.P.S./Aree Protette Nazionali-Regionali

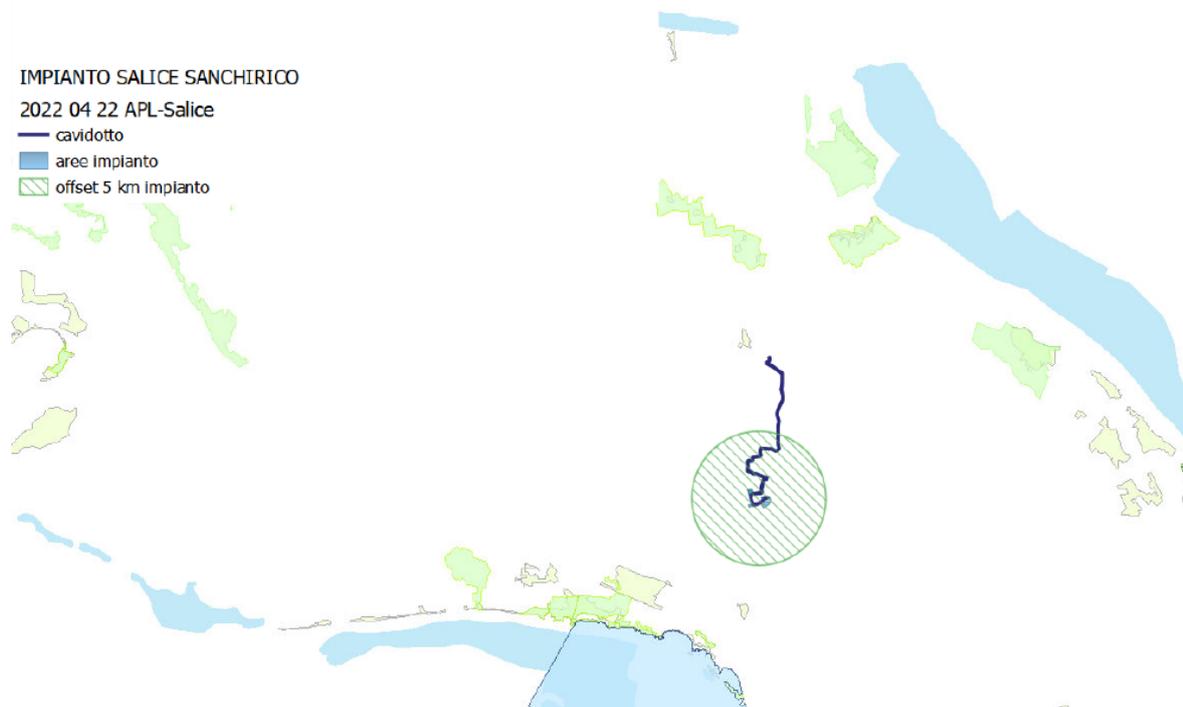


Fig. 17 – Mappa RETE NATURA 2000

L'impianto oggetto del presente studio, non interferisce direttamente con aree della Rete Natura 2000.

7.6 IMPATTO CUMULATIVO SU SUOLO E SOTTOSUOLO

La Valutazione di Impatto cumulativa legata al consumo e all' impermeabilizzazione di suolo, deve tener conto anche del rischio di sottrazione suolo fertile e di perdita di biodiversità dovuta all'alterazione della sostanza organica del terreno. L'analisi è condotta in base alle istruzioni applicative dell'allegato tecnico della DGR 2122 del 23/10/2012, contenenti la “Definizione dei criteri metodologici per l'analisi degli impatti cumulativi per impianti FER” che prevede i seguenti criteri :

CRITERIO A : impatto cumulativo tra impianti fotovoltaici

Si definiscono:

SIT= Σ (superfici impianti Fotovoltaici autorizzati realizzati, in corso di Autorizzazione Unica Fonte sit.puglia)

AVA = Area di Valutazione Ambientale (AVA) nell'intorno dell'impianto, al netto delle aree non idonee (da R.R. 24 del2010) in m² si calcola tenendo conto:

- **S1** = Superficie dell'impianto preso in valutazione in m²
 - **R** raggio del cerchio avente area pari alla superficie dell'impianto in valutazione $R = (S1/\pi)^{1/2}$;
- Per la valutazione dell'Area di Valutazione Ambientale (AVA) si ritiene di considerare la superficie di un cerchio (calcolata a partire dal baricentro dell'Impianto fotovoltaico in oggetto), il cui raggio è pari a 6 volte R, ossia:

RAvA = 6 R da cui **AVA= πRAVA² - aree non idonee**

AVA definisce la superficie all'interno della quale è richiesto di effettuare una verifica consistente nel calcolo dell'indice di seguito espresso:

Indice di Pressione Cumulativa: **IPC = 100 x SIT / AVA**

Per quanto riguarda l'impatto cumulativo su suolo e sottosuolo, come previsto dai criteri metodologici per l'analisi degli impatti cumulativi per impianti FER, è stato ricavato il cerchio AVA (Area di Valutazione Ambientale) avente centro coincidente con il baricentro dell'impianto oggetto di valutazione.

Per la valutazione dell'area AVA si è considerata la superficie del cerchio il cui raggio è pari a 6 volte R ovvero il raggio del cerchio avente area pari alla superficie dell'impianto in valutazione.

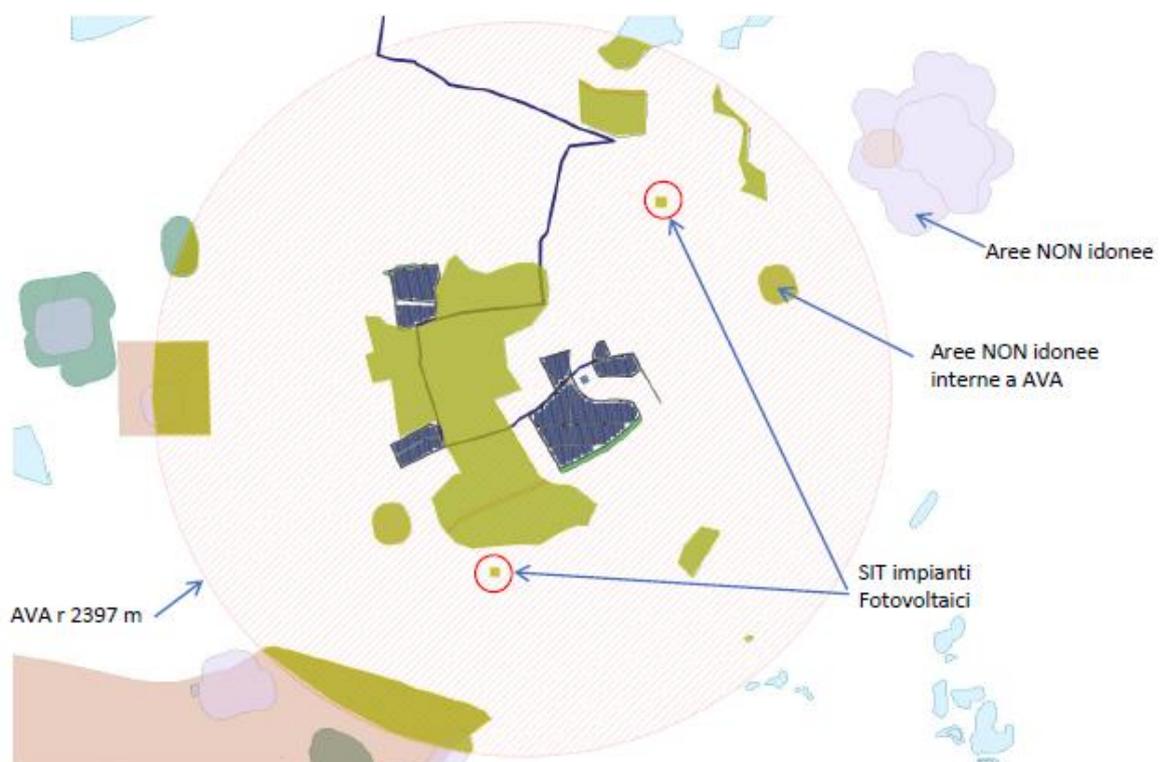


Fig. 18 – Area AVA e aree NON idonee

<i>INDICI</i>	<i>VALORI</i>
S _{IT}	11.905 mq
S _I	501.287 mq
R	399 mq
R _{AVA}	2.397 mq
Aree Non idonee	3.100.847 mq
AVA	14.957.390 mq
IPC	0,08

L'indicazione di sostenibilità sotto il profilo dell'impegno di SAU consiste nel verificare che IPC sia non superiore a 3.

Nel caso in analisi, l'Indice di pressione cumulativa è inferiore al valore di 3.

Si evince quindi un'indicazione di assenza di criticità; l'esito favorevole del criterio abbinato agli interventi di “mitigazione” proposti permetterà di ridurre e/o annullare i potenziali effetti negativi. Si ritiene infatti che un impianto agrivoltaico, caratterizzato da misure di “mitigazione” adeguate, possa positivamente garantire un corretto grado di “ricettività ambientale” del progetto rispetto al contesto territoriale ed ambientale.

CRITERIO B – Eolico con Fotovoltaico

Il criterio B non risulta applicabile in quanto l'impianto proposto è della categoria fotovoltaica e non eolica. Infatti il Criterio B indicato dalla determina riguarda l'impatto tra gli aerogeneratori in istruttoria (ovvero di progetto, che nel caso specifico non è di pertinenza) e gli impianti fotovoltaici appartenenti al dominio di cui al par. 2 della determina. Pertanto il criterio non verrà valutato.

7.7 MISURE DI MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI

Le misure di mitigazione hanno l'obiettivo di ridurre o contenere gli impatti ambientali negativi previsti in termini ambientali e paesaggistici.

L'Elaborato “T141QE2_PROGETTO DI MIGLIORAMENTO AMBIENTALE E VALORIZZAZIONE AGRICOLA” specifica quali sono stati i criteri progettuali finalizzati a contenere tutti i possibili impatti sulle varie componenti ambientali e a rendere complementare e sinergica la produzione di energia rinnovabile con la produzione agricola, e quindi a valorizzazione l'area di intervento. Le misure individuate sono le seguenti:

- A. Realizzazione di impianto arboreo superintensivo di olivo e di prato permanente stabile;
- B. Realizzazione di prato permanente stabile;
- C. Realizzazione di vigneto di uva da vino;

Ad integrazione e complementari alla realizzazione dell'intervento, con l'obiettivo di mitigare la realizzazione dell'impianto dal punto di vista pervettivo ed ambientale saranno messe in atto le seguenti opere:

- D. Siepe perimetrale esterna;
- E. Fascia boschiva.

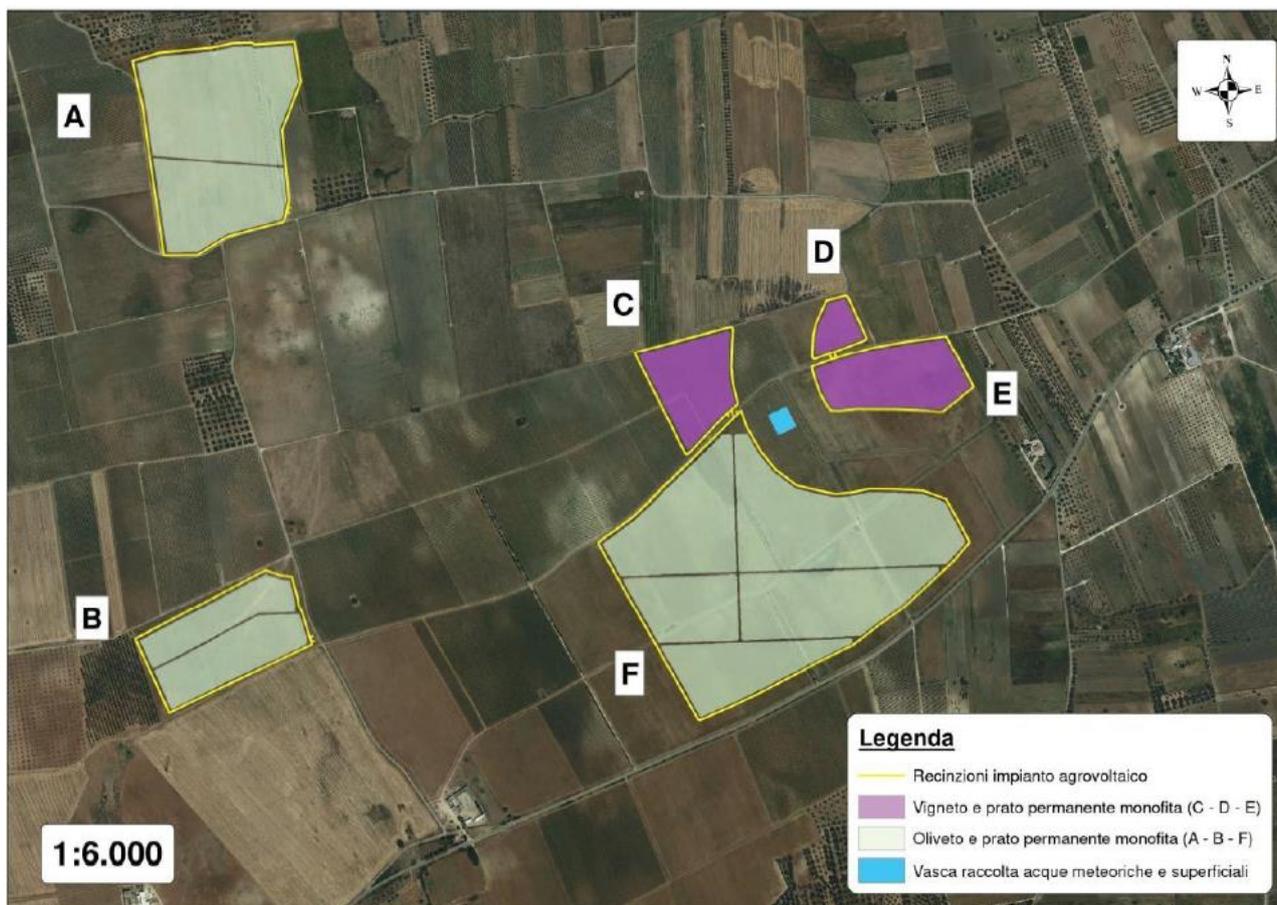


Fig. 19 - Colture agrarie previste nei diversi comparti dell'impianto (da elaborato "PROGETTO DI MIGLIORAMENTO AMBIENTALE E VALORIZZAZIONE AGRICOLA")

A. Realizzazione di impianto arboreo superintensivo di olivo e di prato permanente stabile monospecifico

La scelta della edificazione di un impianto superintensivo di olivo e di prato permanente stabile monospecifico è dovuta alla risultanza della valutazione dei seguenti fattori:

- Caratteristiche fisico-chimiche del suolo agrario;
- Caratteristiche morfologiche e climatiche dell'area;
- Caratteristiche costruttive dell'impianto fotovoltaico;

- Vocazione agricola dell'area e disponibilità idriche.

Gli obiettivi da raggiungere sono:

- Stabilità del suolo attraverso una copertura continua della vegetazione arborea ed erbacea;
- Miglioramento della fertilità del suolo;
- Mitigazione degli effetti erosivi dovuti agli eventi meteorici soprattutto eccezionali quali le piogge intense;
- Realizzazione di coltura agricola che ha valenza economica;
- Tipologia di attività agricola che non crea problemi per la gestione e manutenzione dell'impianto fotovoltaico;
- Operazioni colturali agricole semplificate e ridotte di numero;
- Favorire la biodiversità creando anche un ambiente idoneo per lo sviluppo e la diffusione di insetti pronubi.

L'area complessiva di insidenza dei moduli fotovoltaici dell'impianto (area sottesa dal singolo modulo in posizione orizzontale) risulta essere pari ad Ha 18,6818.

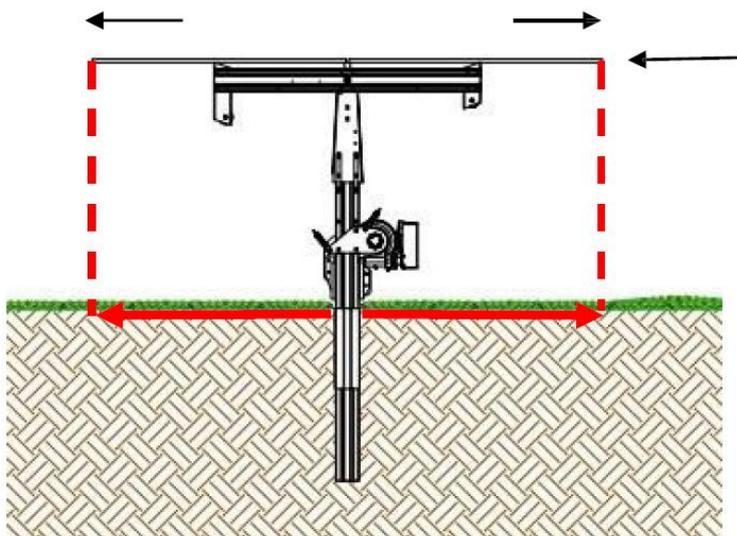


Fig. 20 - Area d'insidenza massima del modulo fotovoltaico su tracker raggiunta in posizione orizzontale (indicata con le frecce rosse)

L'area d'insidenza dei pannelli fotovoltaici (Ha 15.91.38 per i comparti A-B-F dove è previsto l'oliveto) sarà utilizzata per la realizzazione di prato permanente stabile a trifoglio sotterraneo. La superficie che sarà utilizzata per la realizzazione dell'oliveto è quella compresa tra i tracker.

Nella figura 19 viene evidenziata la superficie che si prevede venga occupata dal parco fotovoltaico.

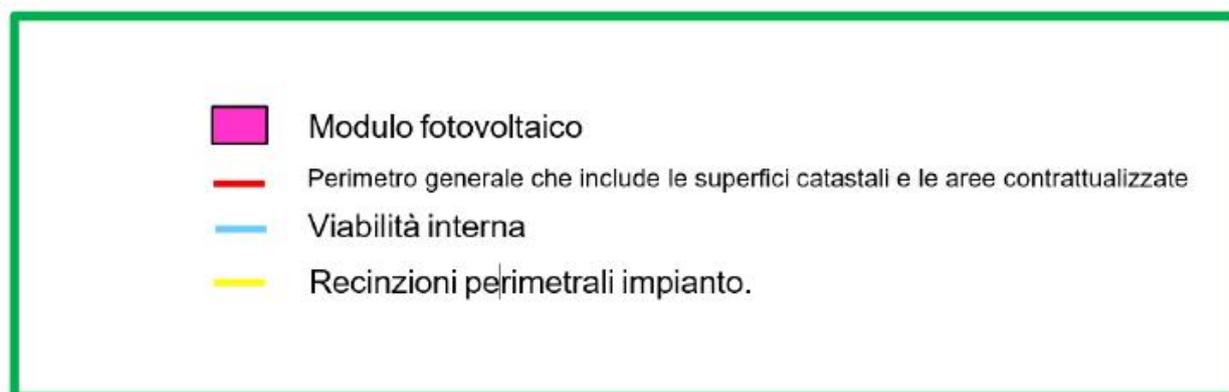
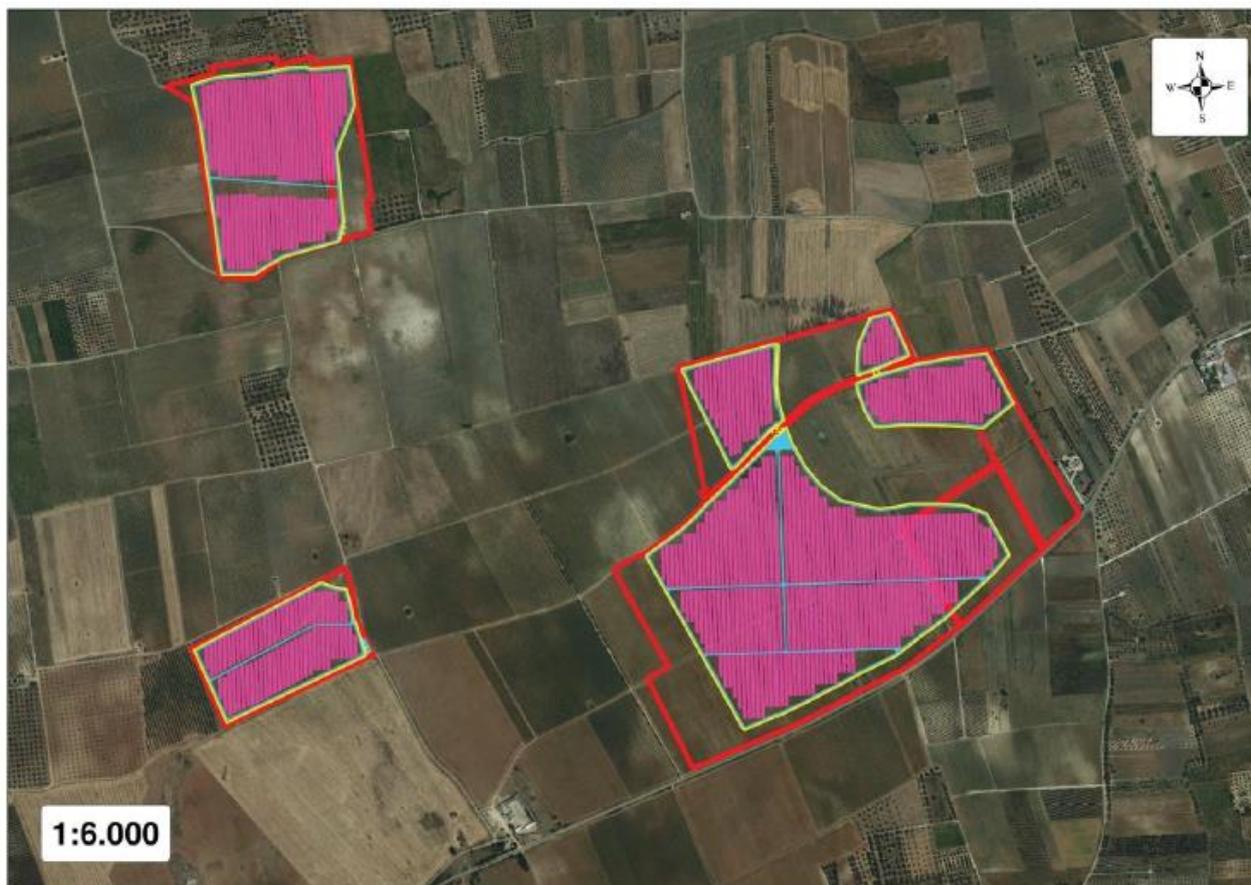


Fig. 21 - Area di progetto con l'indicazione del posizionamento dei moduli fotovoltaici

Per i comparti A – B ed F sia l'area d'insidenza (Ha 15.91.38) dei pannelli fotovoltaici che la restante superficie di pertinenza al progetto interna alle recinzioni perimetrali (esclusa l'area destinata alla sede stradale perimetrale ed interna e le cabine di Ha 2,6320), di Ha 18.51.46, sarà utilizzata per la realizzazione di opere di carattere agrario (oliveto superintensivo e prato stabile).

Tale superficie coincide con la superficie di pertinenza dei tracker e quella esistente tra le file dei moduli fotovoltaici (tracker).

Scelta delle specie vegetali

Per le caratteristiche pedoclimatiche della superficie di progetto si ritiene opportuno edificare un prato permanente monofita di leguminose nell'area d'insidenza dei pannelli e oliveto superintensivo nello spazio libero tra i tracker. Le piante che saranno utilizzate sono:

- Olivo (*Olea europaea* L.);
- Trifoglio sotterraneo (*Trifolium subterraneum* L.).

Tipologia impianto

Si ipotizza una gestione agricola dell'impianto dove, tra due tracker contigui, venga impiantato n. 1 filare (vedi sez. di Fig. 20) di piante di olivo con intervallate la presenza di cotico erboso permanente di trifoglio sotterraneo.

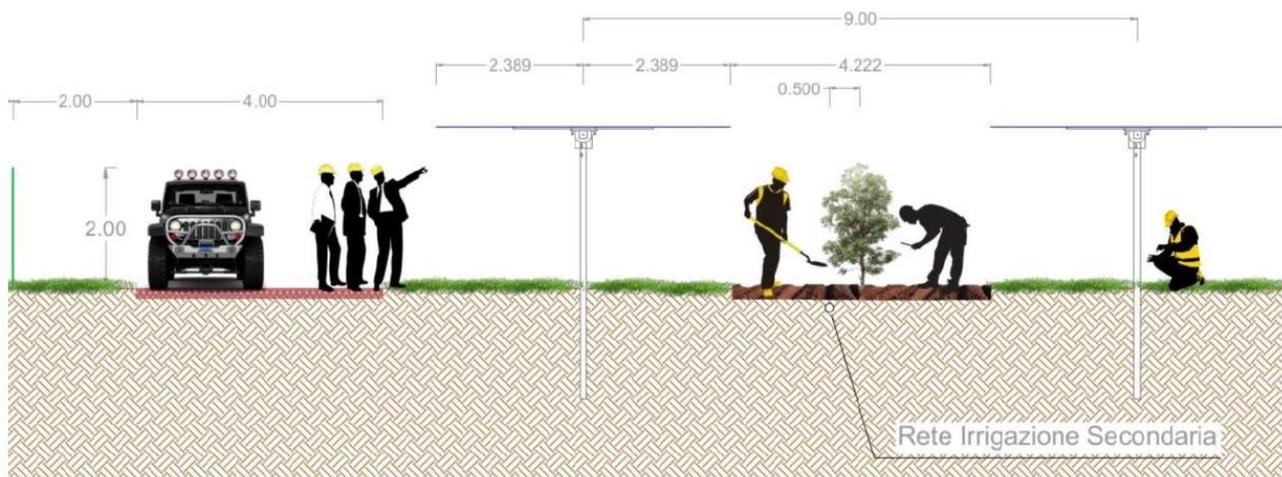


Fig. 22 - Sezione dell'impianto con l'indicazione della disposizione delle colture agrarie e della recinzione perimetrale (area dei tracker)

Come evidenziato nella figura, nello spazio esistente tra le file di tracker si ha disponibilità di una fascia di terreno utilizzabile di 4,222 ml che sarà disponibile per l'impianto dell'oliveto superintensivo irriguo.

Per la scelta della cultivar si è costretti ad utilizzare le uniche due cultivar che è possibile impiantare in area infetta da batterio *Xylella fastidiosa* che sono la Leccino e la FS-17 Favolosa.

Negli ultimi anni queste due cultivar utilizzate nelle aree infette del salento stanno dando buoni risultati. Bisogna però ricordare che trattasi di cultivar tolleranti/resistenti e non indenni a *Xylella fastidiosa*. Pertanto, affinché ci sia un ritorno economico dall'utilizzo di queste due cultivar risulta

essere necessario l'applicazione delle BPA (Buone Pratiche Agronomiche) e soprattutto una oculata gestione del fabbisogno idrico delle piante.

Sesto d'impianto e messa a dimora delle piante

Il sesto d'impianto previsto è di 9 ml tra le file e 1,5 ml nell'interfila con orientamento delle file Nord – Sud. Questa tipologia di sesto d'impianto consente alle piante di intercettare maggiore luce solare ed un ottimale arieggiamento delle chiome (favorisce l'impollinazione e previene malattie dovute all'eccesso di umidità).

La superficie complessiva (inclusa e sottesa dai tracker) di intervento è pari ad Ha 34.42.84 con un numero di piante complessivo pari a 25.477.

B. Realizzazione di prato permanente stabile

La specie vegetale scelta per la costituzione del prato permanente stabile appartiene alla famiglia delle leguminosae e pertanto aumenta la fertilità del terreno principalmente grazie alla capacità di fissare l'azoto. La tipologia di pianta scelta ha ciclo poliennale, a seguito anche della capacità di autorisemina, consentendo così la copertura del suolo in modo continuativo per diversi anni dopo la prima semina.

Si considera l'intera superficie afferente a tutti i lotti “agrovoltaici” e cioè l'intera superficie sottesa dai tracker di Ha 18.68.18. Infatti, la messa a coltura di prato permanente monofita a trifoglio sotterraneo riguarda sia i lotti coltivati ad olivo superintensivo che quelli a vigneto.

C. Realizzazione di vigneto di uva da vino

La scelta della edificazione di un vigneto di uva da vino è dovuta alla risultanza della valutazione dei seguenti fattori:

- Caratteristiche fisico-chimiche del suolo agrario;
- Caratteristiche morfologiche e climatiche dell'area;
- Caratteristiche costruttive dell'impianto fotovoltaico;

Nella figura 21 si riporta la disposizione dei pannelli fotovoltaici con l'indicazione delle misure utili a definire le attività agricole (vedi anche T141QE2_Agri_07).

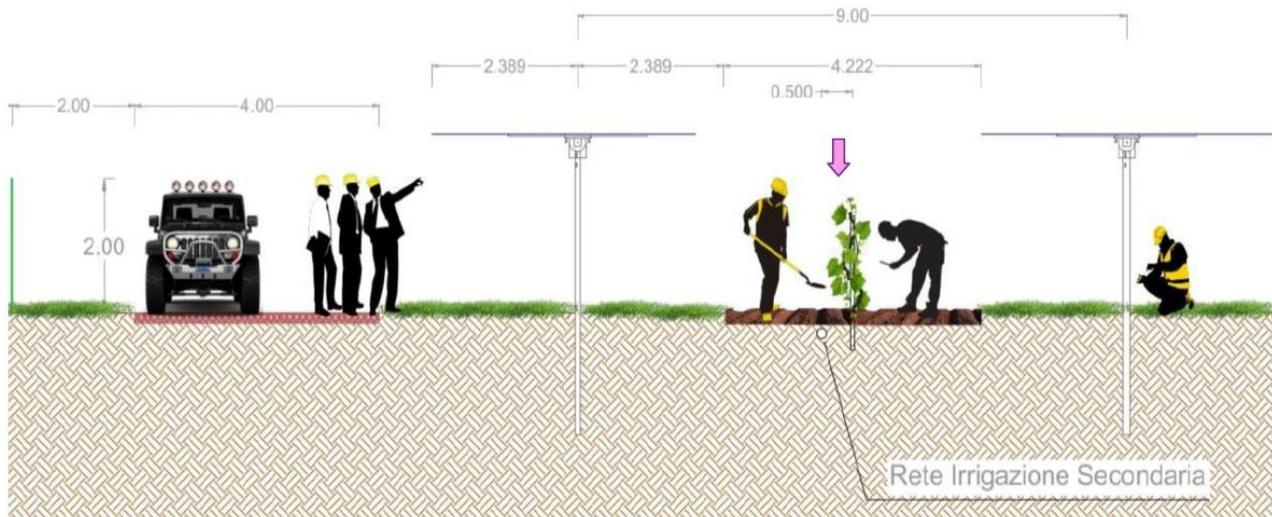


Fig. 23 - Dati tecnici dell’impianto fotovoltaico con pannello (2P) in posizione orizzontale con indicazione del posizionamento della struttura di allevamento (spalliera) della vite

La superficie lorda che sarà investita a vigneto da uva da vino è pari ad Ha 6.55.20 e suddivisa in tre corpi (C – D e E).

Per le caratteristiche pedoclimatiche della superficie di progetto e per opportunità di mercato si ritiene opportuno edificare un impianto di uva da vino sperimentale cv “Primitivo di Manduria” con struttura di allevamento a spalliera ad archetto.

D. Siepe perimetrale esterna

Per aumentare il valore naturalistico e la resilienza dell’area si prevede la realizzazione di una siepe mista a doppia fila sfasata lungo il perimetro esterno dell’impianto per una profondità di circa 4 ml. Questa tipologia di siepe viene realizzata lungo il confine perimetrale esternamente alla recinzione dell’impianto). La realizzazione della siepe ha finalità climatico-ambientali (assorbimento CO₂), protettive (difesa idrogeologica) e paesaggistiche (alimento e rifugio per l’avifauna in particolare). Per quanto riguarda le specie vegetali da utilizzare si fa riferimento a quanto riportato nelle “Linee guida per la progettazione e realizzazione degli imboschimenti e dei sistemi agro-forestali”. Nello specifico, in base alla Classificazione e composizione delle aree regionali ai fini dell’individuazione delle specie autoctone adatte agli ambienti di riferimento di cui alla D.D. n.757/2009, il comprensorio del Comune di Salice Salentino ricade nell’area della Penisola Salentina e pertanto vengono indicate le piante (principali ed accessorie) che possono essere utilizzate per opere forestali in funzione delle caratteristiche ambientali in base di quanto previsto dal D.Lgs. 386/2003.

In base alle caratteristiche ambientali dell’area di progetto possono essere utilizzate le seguenti piante per formare la fascia di vegetazione:

Le specie da utilizzare sono così identificate:

- Leccio (*Quercus ilex* L.),
- Roverella (*Quercus pubescens* Mill.),
- Corbezzolo (*Arbutus unedo* L.),
- Alaterno (*Rhamnus alaternus* L.),
- Alloro (*Laurus nobilis* L.)
- Lentisco (*Pistacia lentiscus* L.)
- Biancospino (*Crataegus monogyna* Jacq.),
- Mirto (*Myrtus communis* L.),
- Fillirea (*Phyllirea latifolia* L.),
- Cisto salvifolio (*Cistus salvifolius* L.)
- Rosa selvatica (*Rosa canina* L.).

Nella figura seguente si riporta lo schema d'impianto.

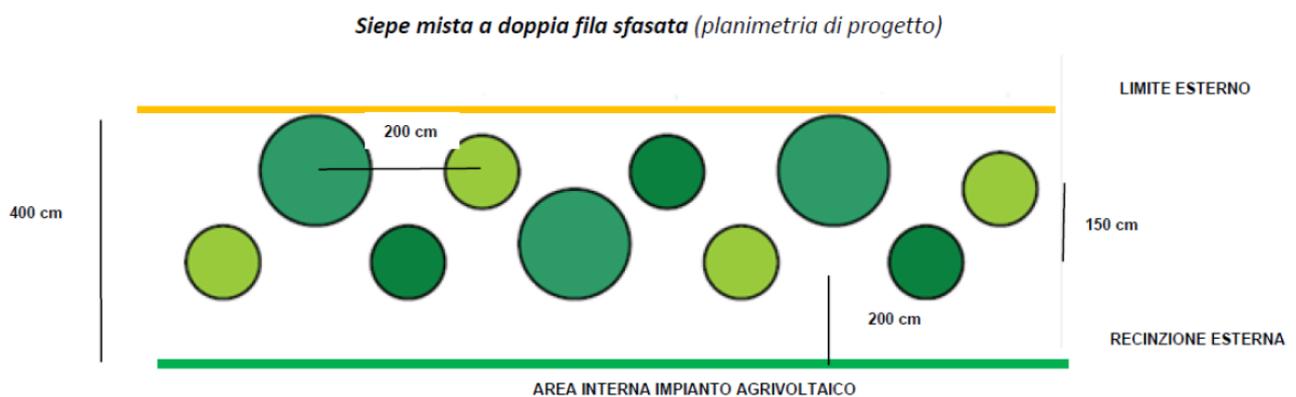


Fig. 24 - Schema d'impianto siepe

La disposizione delle diverse specie di piante lungo il perimetro sarà effettuata in modo discontinuo ed alterno, in modo tale che si crei un ambiente quanto più naturale possibile con l'obiettivo, nel giro di 3-4 anni di creare una barriera verde (fascia di vegetazione) fitta e diversificata anche nelle tonalità di colori.

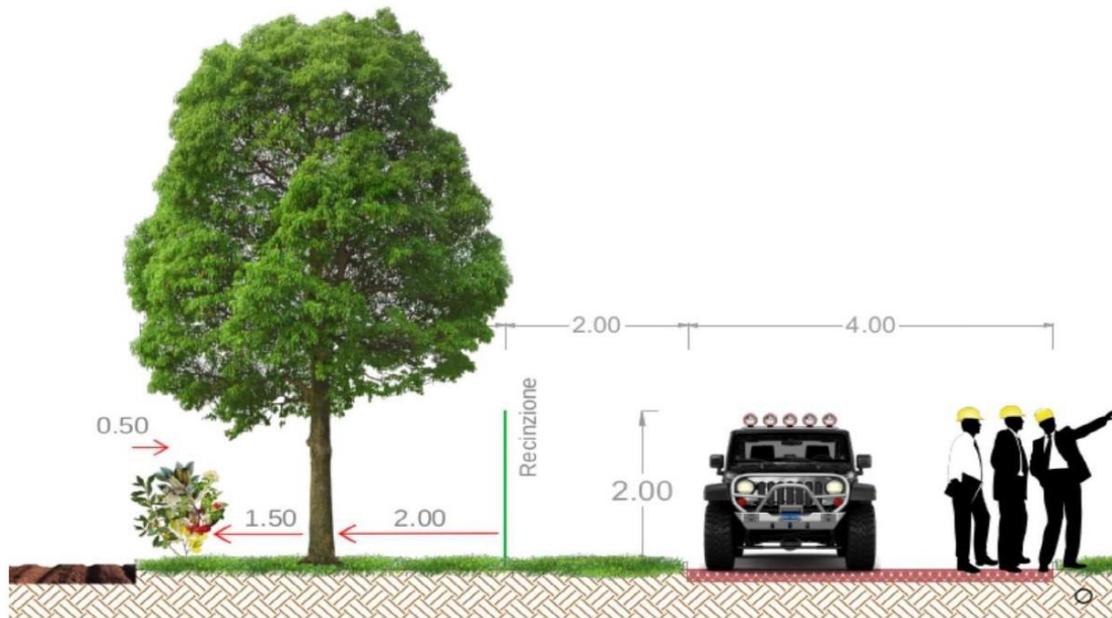


Fig. 25 - Sezione tipo d'impianto della siepe perimetrale

Per l'area esterna del lotto agrivoltaico in adiacenza con la SP 255 si prevede la realizzazione di una fascia boschiva di Ha 1,9241 avente una larghezza di 15.

Per la realizzazione della fascia boschiva rimangono valide le note tecniche prese in considerazione per la realizzazione della siepe arbustiva/arborea perimetrale. Le specie arbore principali (querce) saranno posizionate lungo la stessa fila a distanza non inferiore ai 6 ml. Così facendo si raggiungerebbe l'obiettivo, nel giro di 3-4 anni di creare superficie boschiva fitta e diversificata anche nelle tonalità di colori che sarà fonte di rifugio e nutrimento per la fauna selvatica. In questo modo si andrà a creare un ecotono (zona di transizione) tra sistemi antropizzati di forma differente ad alto valore ecologico. Nella figura seguente si riporta lo schema d'impianto.



Fig. 26 - Fascia boschiva (arbustiva ed arborea) a fila sfasata

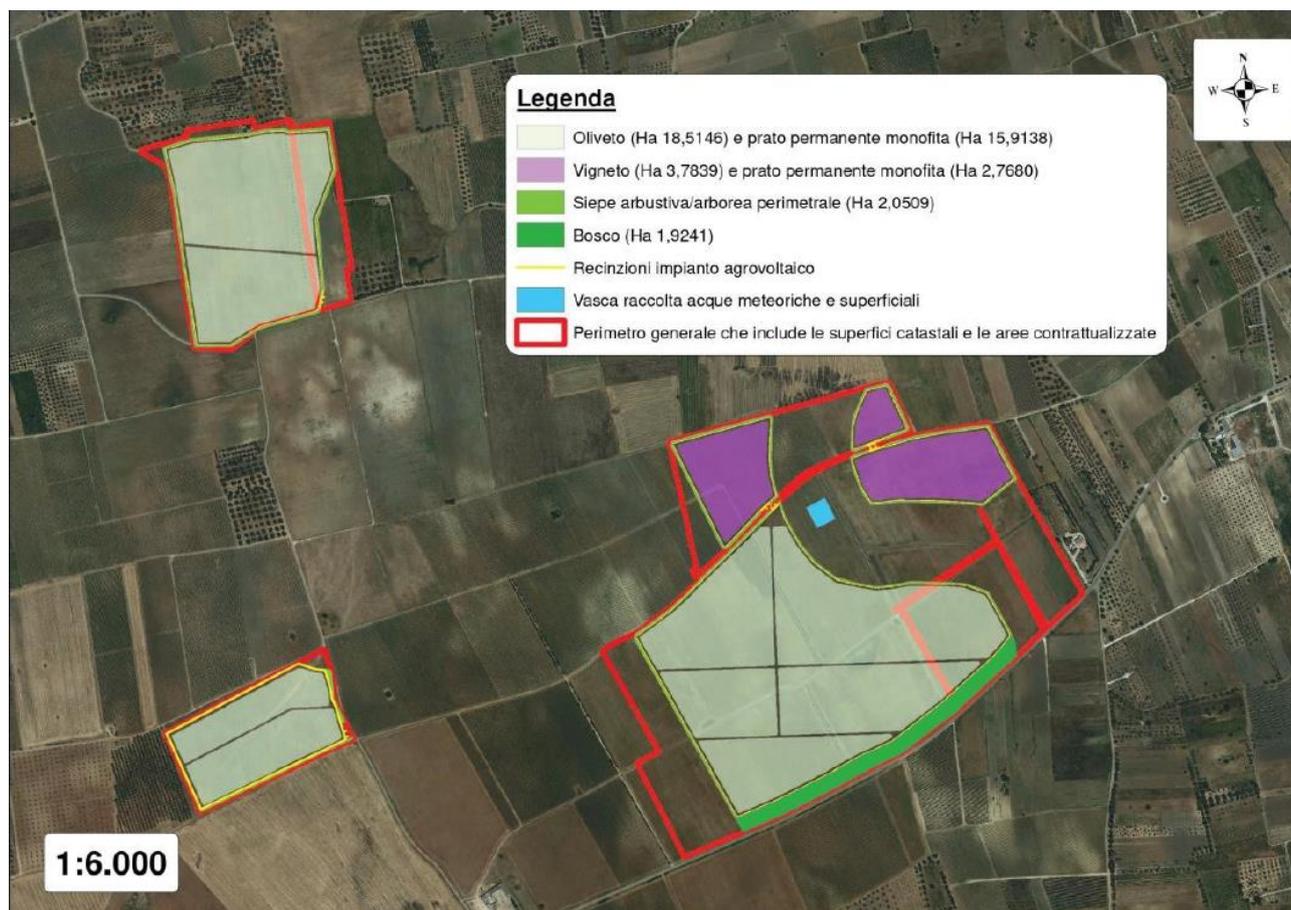


Fig. 27 - Carta riepilogativa degli interventi previsti

L'insieme delle soluzioni progettuali sono coerenti con le caratteristiche e requisiti individuati dalle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" pubblicate dal MITE; in particolare, sono soddisfatti i criteri A e B in quanto:

- A. Il sistema è progettato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi rispettando i seguenti parametri:**
- La percentuale di superficie agricola rispetto alla superficie catastale è pari al 91,93%;
 - percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR) è inferiore al 37%.
- B. Il sistema agrivoltaico nel corso della vita tecnica, garantisce la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromette la continuità dell'attività agricola e pastorale, assicurando la biodiversità.**

Per implementare ulteriormente la mitigazione dell'intervento ed il suo inserimento ambientale sono previste le seguenti misure:

- La recinzione prevede aperture che consentano il passaggio della piccola/media fauna;
- Sono state progettate strutture ancorate al terreno tramite pali in acciaio infissi e/o avvitati fino alla profondità necessaria evitando così ogni necessità di fondazioni in c.a. che oltre a porre problemi di contaminazione del suolo in fase di costruzione creano la necessità di un vero piano di smaltimento e di asporto in fase di ripristino finale. Inoltre, l'utilizzo di questa tecnica consente di coltivare il terreno adiacente ai pali.
- Le direttrici dei cavidotti, interni ed esterni all'impianto, seguono i percorsi delle vie di circolazione, al fine di ridurre gli scavi per la loro messa in opera.
- Le vie di circolazione interne saranno realizzate con materiali e/o soluzioni tecniche in grado di garantire un buon livello di permeabilità, evitando l'uso di pavimentazioni impermeabilizzanti, prediligendo ad esempio ghiaia, terra battuta, o stabilizzato semipermeabile, del tipo macadam, con l'ausilio di geo-tessuto con funzione drenante.

L'insieme delle soluzioni progettuali sono coerenti con le caratteristiche e requisiti individuati dalle “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” pubblicate dal MITE; in particolare, sono soddisfatti i criteri A e B in quanto:

- **Il sistema è progettato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi rispettando i seguenti parametri:**
- **La percentuale di superficie coltivata (mitigazione perimetrale + piantumazione) interna all'area di impianto è di 46,0821 ettari, corrispondente al 91,93%**
- **La percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR) è pari al 37% della superficie totale d'impianto**
- **Il sistema agrivoltaico nel corso della vita tecnica, garantisce la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromette la continuità dell'attività agricola e pastorale, assicurando la biodiversità.**

7.8 ESITO DELLA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI

La valutazione degli impatti ambientali del progetto prevede uno specifico schema analitico e metodologico finalizzato a definire l'interazione dei fattori di impatto, identificati ai precedenti paragrafi, sulle componenti e quindi gli effetti positivi o negativi su queste. In particolare, individuate le varie fasi ed i potenziali impatti si è proceduto alla loro caratterizzazione in base ai seguenti parametri:

- la **PROBABILITÀ** o tempo di persistenza dell'impatto, cioè la possibilità che esso avvenga o si verifichi;

- la REVERSIBILITÀ/IRREVERSIBILITÀ dell'impatto, cioè la possibilità/modalità di tornare allo stato e alle condizioni iniziali.

Ciascuno di questi parametri è definito in base ad un indice/livello di rilevanza.

La sintesi delle analisi riferite alle differenti componenti ambientali, paesaggistiche e antropiche è riportata nella seguente tabella:

componente	fattori di impatto	valutazione impatti negativi nelle fasi di					
		costruzione		esercizio		dismissione	
		P	R	P	R	P	R
atmosfera	emissione di polveri in atmosfera;	N		N		N	
	emissione di inquinanti in atmosfera;	N		N		N	
ambiente idrico	modificazioni dell'idrografia	PP	BT	PP	LT	N	
	contaminazione acque	N		N		N	
agenti fisici	emissioni elettromagnetiche;	N		N		N	
	emissione di rumore;	PP	BT	N		PP	BT
suolo	emissioni luminose	N		PP	LT	N	
	occupazione di suolo;	PP	BT	PP	LT	N	
flora e fauna	asportazione della vegetazione;	P	LT	PP	LT	N	
	creazione di ostacoli all'avifauna;	PP	BT	N		N	
	frammentazione di habitat;	PP	BT	N		N	
paesaggio	interferenze con beni storici, culturali ed archeologici	N		N		N	
	alterazioni assetto percettivo	N		PP	LT	N	
sistema antropico	traffico indotto;	PP	BT	N		PP	BT
	creazione di posti lavoro.	P	BT	P	LT	P	BT

	Nessun Impatto	N
P= Indice di Probabilità o tempo di persistenza La probabilità dell'impatto è la possibilità che esso avvenga o si verifichi a seguito delle attività	Impatto Poco Probabile	PP
	Impatto Probabile	P
	Breve Termine	BT
R= Indice di Reversibilità La reversibilità dell'impatto è la possibilità/modalità di tornare allo stato e alle condizioni iniziali	Lungo Termine	LT
	Irreversibile	IRR

Fig. 28 – Sintesi analisi degli impatti

Nel complesso, l'impatto generato dall'impianto agrivoltaico nelle sue fasi di vita, sulle componenti paesaggistiche, culturali ed ambientali, può considerarsi molto limitato e reversibile nel tempo. La realizzazione dell'intervento può comunque generare effetti positivi in termini di

sostenibilità ambientale grazie alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile ed in termini di innovazione ambientale innescata dalle culture agricole introdotte.

7.9 PIANO DI MONITORAGGIO

Il Piano di Monitoraggio Ambientale è integralmente riportato nella relazione specialistica "T141QE2_ PROGAMMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE ED INNOVAZIONE AGRICOLA (AGRICOLTURA 4.0 " allegata al progetto.

7.10 ALTERNATIVE ZERO-NON REALIZZARE L'IMPIANTO

L'analisi dell'evoluzione dei sistemi antropici e ambientali in assenza della realizzazione del progetto (ossia la cosiddetta opzione zero) è analizzata nel presente paragrafo, con riferimento alle componenti ambientali considerate nel SIA.

L'analisi è volta alla caratterizzazione dell'evoluzione del sistema nel caso in cui l'opera non venisse realizzata al fine di valutare la miglior soluzione possibile dal punto di vista ambientale, sociale ed economico.

Alla base di tale valutazione è presente la considerazione che, in relazione alle attuali linee strategiche nazionali ed europee che mirano a incrementare e rafforzare il sistema delle "energie rinnovabili", nuovi impianti devono comunque essere realizzati.

La mancata realizzazione di qualsiasi progetto alternativo atto a incrementare la produzione energetica da fonti rinnovabili, porta infatti delle ricadute negative in termini di poca flessibilità del sistema. A livello globale tali ricadute negative vanno comunque ad annullare i benefici associati alla mancata realizzazione del progetto (benefici intesi in termini di mancato impatto sulle componenti ambientali).

L'esercizio della nuova infrastruttura è caratterizzato da una totale assenza di emissioni di inquinanti e gas serra (CO₂).

In generale i benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire l'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali.

Per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2.56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0.43 kg di anidride carbonica (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0.43 kg di anidride carbonica. Questo ragionamento può essere ripetuto per tutte le tipologie di inquinanti.

La mancata realizzazione del progetto non consentirebbe il risparmio di inquinanti e gas serra per la produzione di energia elettrica.

In generale il principale impatto sull'ambiente associato alla fase di esercizio di un impianto agrovoltaiico è quello relativo all'occupazione di suolo.

Nello specifico, la realizzazione del progetto in esame prevede gradi di integrazione ed innovazione (superfici destinate all'uso agricolo, altezza dei moduli da terra e sistemi di supporto dei moduli), che permettono di massimizzare le sinergie produttive tra i sottosistemi fotovoltaico e colturale, e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche del sito.

La realizzazione del progetto prevede l'installazione di strutture che potranno essere comunque dismesse a fine esercizio senza implicare particolari complicazioni di ripristino ambientale dell'area in esame. La mancata realizzazione del progetto comporterebbe, data la stagnazione della imprenditoria agricola locale, il mantenimento delle aree sottoutilizzate dal punto di vista agricolo con conseguenze negative.

La mancata realizzazione del progetto comporterebbe il mantenimento dello stato di attuale dell'area. Per quanto riguarda, poi, la componente paesaggio la mancata realizzazione del progetto eliminerebbe gli impatti riconducibili alla presenza dei moduli dell'impianto fotovoltaico. Il nuovo impianto andrebbe comunque ad inserirsi in un contesto paesaggistico già caratterizzato dalla presenza di impianti fotovoltaici.

La mancata realizzazione del progetto non esclude la possibilità che altri impianti siano comunque realizzati, anche maggiormente impattanti per localizzazione.

La realizzazione del progetto comporta effetti positivi in termini di incremento di disponibilità energetica da fonti rinnovabili e risparmio di inquinanti e gas serra nel ciclo di produzione di energia elettrica.

In caso di non realizzazione del progetto, la quota energetica che potrebbe fornire l'impianto fotovoltaico deriverà da fonti fossili con le conseguenti ripercussioni in termini di qualità dell'aria ambiente (emissioni di inquinanti).

8. DESCRIZIONE TECNICA INTERVENTO PROGETTUALE

8.1 DESCRIZIONE TECNICA DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO

8.1.1 DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE GENERALI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO

8.1.1.1 DESCRIZIONE GENERALE

L’impianto agrivoltaico in oggetto, di potenza in DC di 40.683,52 kWp e potenza di immissione massima pari a 40.000,00 kW, è costituito da 20 sottocampi (20 cabine di trasformazione 36kV/BT) divisi su quattro siti di installazione localizzati nei pressi della medesima area avente raggio di circa 1 km, come riportato nell’immagine sottostante.

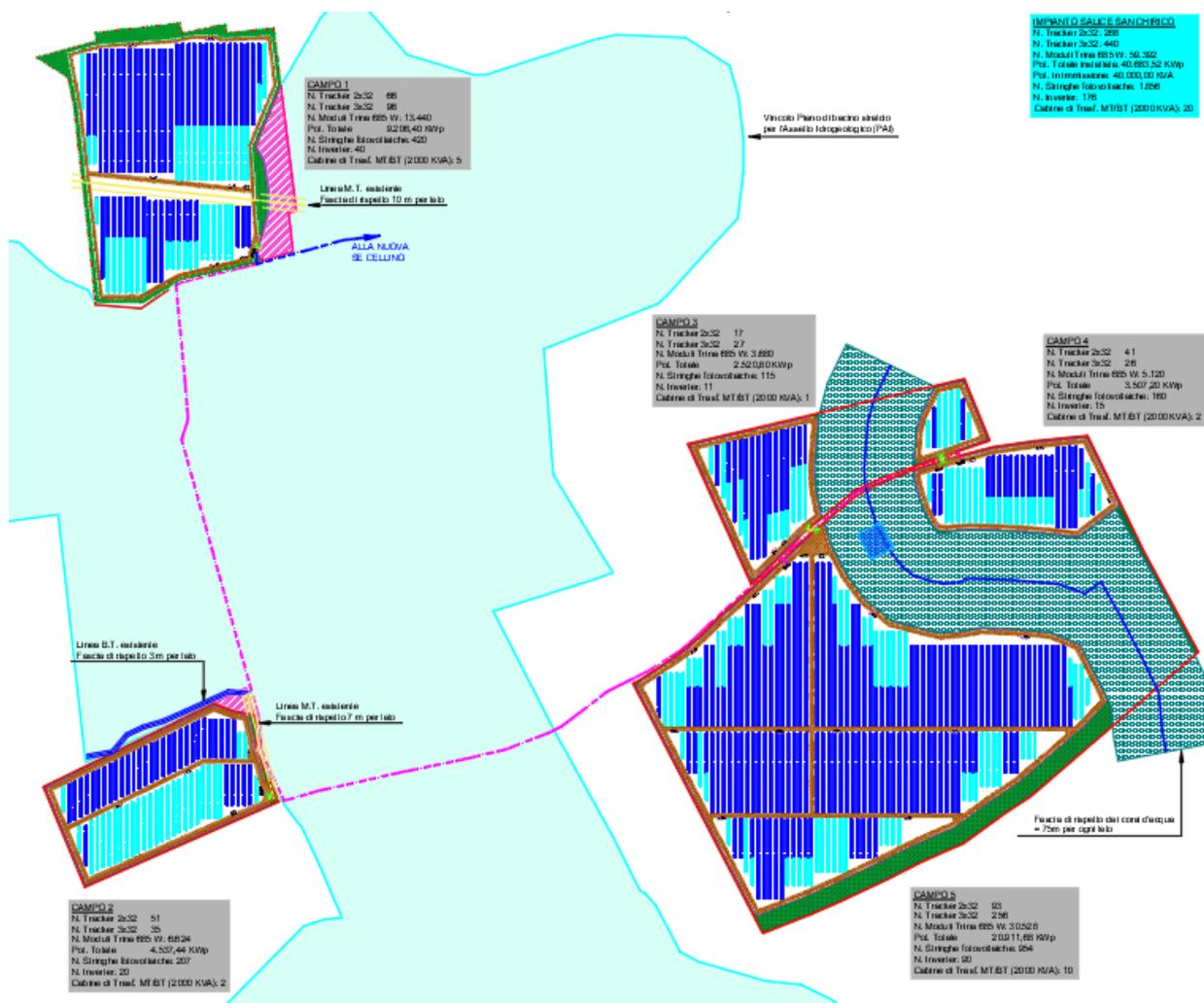


Fig. 29 - Layout di impianto

L’impianto sarà realizzato con 708 strutture (tracker): 440 in configurazione 2x48 moduli in verticale e 268 in configurazione 2x32 con pitch=9,00 m. In totale saranno installati 59.520 moduli fotovoltaici monocristallini della potenza di 685W.

Il progetto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici del tipo Trina Solar TSM-NEG21C.20 con potenza nominale di 685 Wp con celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio presentano rendimenti di conversione più elevati. I moduli fotovoltaici sono posizionati su tracker, con l'asse di rotazione disposta in direzione nord-sud, distanziati di 9,00 m (rispetto all'asse di rotazione) l'uno dall'altro.

I tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente “battuti” nel terreno. Questa tipologia di struttura evita in generale l'esecuzione di opere di calcestruzzo e faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, diminuendo drasticamente le modifiche subite dal suolo.

Le stringhe fotovoltaiche, derivanti dal collegamento dei moduli, saranno da 32 moduli; il collegamento elettrico tra i vari moduli avverrà direttamente sotto le strutture con cavi esterni graffiati alle stesse. Le stringhe saranno disposte secondo file parallele e collegate direttamente a ciascun ingresso degli inverter distribuiti multistringa del tipo SUNGROW SG250HX.

Gli inverter con potenza nominale di 250kVA (225kVA @40°C) saranno collocati all'interno di cabine in cemento prefabbricato in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua, e sono caratterizzati dalle seguenti caratteristiche: elevata resa (2x12 MPPT con efficienza massima 99%, funzione anti-PID integrata, compatibilità con moduli bifacciali), gestione intelligente (funzione scansione curva IV e diagnosi, tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa), elevata sicurezza (protezione IP66, SPD tipo II sia per CC che CA, conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali IEC).

L'energia viene convertita negli inverter, trasformando la tensione da 1500Vcc (continua) a 800 Vca (alternata) e, e viene trasportata, con linee indipendenti per ciascun inverter, per mezzo di cavi BT a 800 V direttamente interrati alle cabine di trasformazione BT/36kV che innalzano la tensione da 800 V a 36kV.

Ciascun inverter verrà collegato al quadro di parallelo inverter, collocato nello scomparto di bassa tensione nelle cabine di trasformazione nel locale, equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico o elettronici a controllo di massima corrente e cortocircuito) per ciascuna linea inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per mezzo del quale verrà effettuato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore BT/36kV.

Le cabine di trasformazione sono della tipologia plug-and-play, pre-assemblate in fabbrica, trasportabile in sito pronte per essere installate e rappresentano una soluzione funzionale con un considerevole risparmio di tempo e di costi, dal momento che vengono fornite in campo già assemblate sia meccanicamente che elettricamente, nonché rapidità e facilità nella fase di smontaggio a fine vita utile dell'impianto. Le principali caratteristiche delle cabine di trasformazione sono: trasformatori BT/36kV 0,80/36 kV con potenza da 2000 kVA (Vcc% 6%, ONAN, Dy11, IP54),

quadro da 36kV 16kA conformi alla norma IEC 62271 isolati in gas sigillato ermeticamente a semplice manutenzione, quadro BT con interruttori e fusibili di protezione.

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione è predisposto un quadro elettrico a 36kV, cella di arrivo linea e cella di protezione con un interruttore automatico con protezione 50, 51 e 51N per la protezione dei montanti di alimentazione dei trasformatori, un sezionatore di linea sottocarico interbloccato con un sezionatore di terra, eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta, un trasformatore per i servizi ausiliari.

Sarà realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e sovratensione impulsiva al quale saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. L'impianto fotovoltaico così descritto sarà dotato di sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto, impianto di illuminazione perimetrale e area cabine, impianto antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi).

Le varie cabine di trasformazione BT/36kV saranno raggruppate in dorsali che confluiranno nelle cabine di raccolta, per mezzo di linee elettriche in cavo interrato elettrificati a 36 kV che andrà ad innestarsi sulla corrispondente cella di linea del quadro elettrico di distribuzione installato all'interno della cabina di raccolta. Dalle tre cabine di raccolta denominate "CABINA DI RACCOLTA SO", "CABINA DI RACCOLTA E", "CABINA DI RACCOLTA 3+5" partirà un cavidotto a 36 kV (uno per ognuna) che andrà ad innestarsi sulla "CABINA DI RACCOLTA N" ubicata nel CAMPO 1 (vedi layout). Da quest'ultima cabina partirà un unico cavidotto a 36 kV che percorrerà circa 16,5 km (quasi interamente su strade pubbliche asfaltate) fino a giungere nei pressi della futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV.

La Soluzione Tecnica Minima Generale (**Codice Pratica: 202101258**) prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Brindisi Sud – Galatina".

8.1.1.2 ELENCO CARATTERISTICHE TECNICHE

Dati caratteristiche tecniche generali:

La centrale fotovoltaica avrà le seguenti caratteristiche generali:

- potenza fotovoltaica di 40.683,52 kWp
- potenza apparente inverter prevista (@ 30°C) di 44.000,00 kVA
- potenza nominale disponibile (immiss. in rete) pari a 40.000,00 kW
- produzione annua stimata: 74.000 MWh
- superficie totale sito (area recinzione): 45,1 ettari
- superficie occupata dall'impianto fotovoltaico: 22,4 ettari
 - viabilità interna al campo: 34.000 mq
 - moduli FV (superficie netta): 184.492 mq

- cabine: 917 mq
- basamenti (pali ill. e videosorveglianza): 190 mq
- drenaggi: 4.682 mq

Dati caratteristiche tecniche elettromeccaniche:

Il generatore fotovoltaico nella sua totalità tra i due siti sarà costituito da:

- n. 59.392 moduli fotovoltaici Trina Solar TSM-NEG21C.20 da 685 W;
- n. 440 tracker da 2x48 e 268 tracker da 2x32 moduli in verticale con le seguenti caratteristiche dimensionali:
 - ancoraggio a terra con pali infissi direttamente "battuti" nel terreno;
 - altezza minima da terra dei moduli 61,5 cm;
 - altezza massima da terra dei moduli 2,679 m;
 - pitch 9,00 m
 - tilt $\pm 55^\circ$
 - azimut 0°
- n. 176 inverter SUNGROW SG250HX che possono lavorare in conformità alle prescrizioni presenti del Codice di Rete.

Nell'impianto saranno inoltre presenti complessivamente:

- n. 20 cabine di trasformazione: trattasi di cabine prefabbricate, oppure container delle stesse dimensioni, ciascuna con volumetria lorda complessiva pari a 4700x2760x2500 mm (W x H x D), così composte:
 - vano quadri BT e 36kV;
 - trasformatore 36kV/BT.
- n. 20 cabine inverter: trattasi di cabine prefabbricate, oppure container delle stesse dimensioni, ciascuna con volumetria lorda complessiva pari a 6000x2760x2480 mm (W x H x D);
- n. 4 cabine di raccolta: cabina prefabbricata avente volumetria lorda complessiva pari a 12400x2480x2500 mm (W x H x D), al loro interno saranno installati:
 - Locale Distribuzione con quadro di distribuzione a 36kV, trasformatore ausiliario 36 kV/BT e quadro per i servizi ausiliari della centrale;
 - Locale Monitoraggio e Controllo con la componentistica dei sistemi ausiliari e monitoraggio.
- n.4 locali tecnici per la videosorveglianza: installazione di cabine prefabbricate oppure container con volumetria lorda complessiva pari a 3500x2660x2480 mm (W x H x D), costituiti da un singolo o più vani interni;

- n.4 locali magazzino: installazione di cabine prefabbricate oppure container con volumetria lorda complessiva pari a 4400x2960x5900 mm (W x H x D), costituita da un singolo vano;
- n.5 locali per l'alimentazione ausiliaria con dimensioni 6900x2660x2480 mm (W x H x D);
- rete elettrica interna a 36 kV per il collegamento tra le varie cabine di trasformazione e le cabine di raccolta;
- rete elettrica interna a 1500V tra i moduli fotovoltaici e gli inverter;
- rete elettrica interna a 800V tra gli inverter e le cabine di trasformazione;
- impianto di terra (posizionato lungo le trincee dei cavi di potenza) e maglia di terra delle cabine.

Dati caratteristiche tecniche civili:

Tutte le opere civili necessarie alla corretta collocazione degli elementi dell'impianto e al fine di garantire la fruibilità in termini di operazione e mantenimento dell'impianto nell'arco della sua vita utile:

- recinzione perimetrale a maglia metallica plastificata pari a ca. 2,25 ml dal terreno con circa 15 cm come misura di mitigazione ambientale, con pali a T infissi 60 cm;
- viabilità interna al parco larghezza di 4 metri realizzata con un materiale misto cava di cava o riciclato spessore ca. 30-50cm;
- minima regolarizzazione del piano di posa dei componenti dell'impianto fotovoltaico (strutture e cabinati) in ogni caso con quote inferiori a 1 metro al fine di non introdurre alterazioni della naturale pendenza del terreno;
- scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna e a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee dei cavidotti a 36 kV, BT e ausiliari, in ogni caso inferiori a 1 metro all'interno delle aree recintate;
- canalizzazioni all'ingresso delle cabine, cavi inverter e cabine, cavi perimetrali per i sistemi ausiliari;
- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/36kV, cabine di raccolta e locali tecnici) e plinti di fondazione delle palificazioni per illuminazione, videosorveglianza perimetrale e recinzione;
- pozzetti per le canalizzazioni perimetrali e gli accessi nelle cabine di trasformazione;
- opere di piantumazione tra le fila dei tracker e piantumazione fascia arborea di protezione e mitigazione dell'impianto;
- eventuali drenaggi in canali aperti a sezione ristretta, a protezione della viabilità interna e delle cabine, nel caso si riscontrassero basse capacità drenanti delle aree della viabilità interna o delle aree di installazione delle cabine.

Dati caratteristiche tecniche sistemi ausiliari:

I sistemi ausiliari che saranno realizzati sono:

- sistema di controllo e monitoraggio impianto fotovoltaico;
- sistema antintrusione lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine, costituito da un sistema di videosorveglianza con telecamere fisse poste su pali in acciaio, da un sistema di allarme a barriere microonde (RX-TX di circa 60 m) con centralina di gestione degli accessi;
- sistema di illuminazione lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine (si accenderà solo in caso di intrusione dall'esterno);
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (illuminazione perimetrale, controllo, etc.).
- rete telematica interna per la trasmissione dei dati del campo fotovoltaico;
- rete idrica per l'irrigazione delle colture (vedi paragrafo 8.1.1.4).

8.1.1.3 ELEMENTI COSTITUENTI L'IMPIANTO

Gli elementi principali dell'impianto fotovoltaico, in termini di componenti e opere, possono essere così riassunti e verranno dettagliati nei successivi paragrafi.

Componenti e opere elettromeccaniche:

- moduli fotovoltaici;
- tracker
- inverter;
- cabine di trasformazione 36kV/BT (con i trasformatori e quadri di protezione e distribuzione);
- cabine di raccolta (con quadri di protezione, distribuzione e misura a 36kV dell'impianto);
- locali tecnici (locali per magazzino, per videosorveglianza e locali per l'alimentazione ausiliaria);
- cavi elettrici e canalizzazioni di collegamento;
- terminali e le derivazioni di collegamento;
- impianto di terra;

Componenti e opere civili:

- recinzione perimetrale;
- viabilità interna (e esterna ove presente);
- movimentazione di terra;
- scavi e trincee;
- cabinati;

- basamenti e opere in calcestruzzo;
- pozzetti e camerette;
- drenaggi e regimazione delle acque meteoriche
- opere di verde

Componenti e opere servizi ausiliari:

- sistema di monitoraggio;
- sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi);
- sistema di illuminazione;
- sistema idrico.

8.1.1.4 SISTEMA IDRICO

Per la valutazione delle colture agricole da realizzare per l’impianto agrivoltaico fondamentale è risultata essere la verifica e ricognizione delle disponibilità idriche dell’area.

L’area è servita dal Consorzio di Bonifica dell’Arneo che non risulta essere attivo.

L’azienda SAN CHIRICO DI DELL'ANTOGLIETTA GIANLUCA & C. S.S. AGRICOLA che risulta essere titolare di gran parte dell’area che sarà dedicata all’impianto fotovoltaico, allo stato attuale può irrigare le superfici vitate aziendali grazie all’utilizzo di acque sotterranee dovuto alla presenza di pozzo artesiano aziendale, regolarmente autorizzato.



Fig. 30 - Pozzo artesiano dell’azienda agricola SAN CHIRICO DI DELL'ANTOGLIETTA GIANLUCA & C. S.S. AGRICOLA

L'utilizzo del pozzo artesiano sarà garantito per rendere irrigue le colture agricole che saranno realizzate all'interno del parco agrivoltaico.

Vista l'estensione dell'impianto agrivoltaico e la distanza tra i singoli corpi, per poter soddisfare le esigenze idriche delle colture ed ottimizzare l'utilizzo della risorsa idrica, si è deciso di adeguare/realizzare impianto idrico in sub-irrigazione con idonea compartimentazione della linea idrica primaria e con linea secondaria definita da ala gocciolante. Tale sistema di irrigazione consente un risparmio idrico di circa il 50% rispetto all'irrigazione a goccia usualmente utilizzato nell'area agricola di riferimento.

La realizzazione dell'impianto va effettuata successivamente alle lavorazioni del terreno principali. Si prevede l'interramento della linea principale a max 30-40 cm di profondità e disposta parallelamente alla viabilità interna ai lotti fotovoltaici. Dalla linea principale si dipartiranno le ali gocciolanti lungo la linea dei tracker con erogatore posizionato lungo il tubo ogni 40-60 cm per garantire l'uniformità di distribuzione dell'acqua lungo la fila. L'ala gocciolante (rete irrigua secondaria) sarà posizionata a circa 40 cm di distanza dalle piante ed anch'essa ad una profondità di circa 30-40 cm (T141QE2_Agri_09).

Vista la natura del terreno, l'interramento delle linee idriche sarà effettuato con trattore agricola munita di aratro con il supporto di una svolta tubi.

Nell'area ad est dell'impianto, lungo la linea di impluvio presente nell'area, è prevista a supporto delle colture agrarie ed anche ai fini antincendio, la realizzazione di una vasca raccolta acque piovane.



Fig. 31 – Area dove è prevista la realizzazione della vasca raccolta acque meteoriche e superficiali. In evidenza (freccia rossa) il canale di scolo/drenaggio rinvenibile nell'area.

La vasca sarà realizzata mediante scavo e successivo posizionamento di adeguato tessuto impermeabile; si prevede debba avere le seguenti dimensioni: Lungh. 45 ml x Largh. 40 ml x Profondità di 2 ml per una capacità d’invaso al colmo di mc 3.500.

Nel calcolare le dimensioni della vasca si tiene conto del fabbisogno idrico dell’olivo che mediamente risulta essere di 2.000 – 2.500 mc/ettaro/anno.



Fig. 32 – Esempio di vasca raccolta acque piovane

La vasca viene realizzata per le seguenti finalità:

- recupero acque piovane dovute in particolare ad eventi meteorici eccezionali (bombe d’acqua);
- fungere da *vasca di laminazione* in caso di eventi meteorici eccezionali evitando così perdite di suolo a causa dell’effetto ruscellamento;
- essere utilizzata in caso di incendio;
- regimazione delle portate della linea idrica;
- ridurre l’emungimento di acqua da falda acquifera sotterranea.

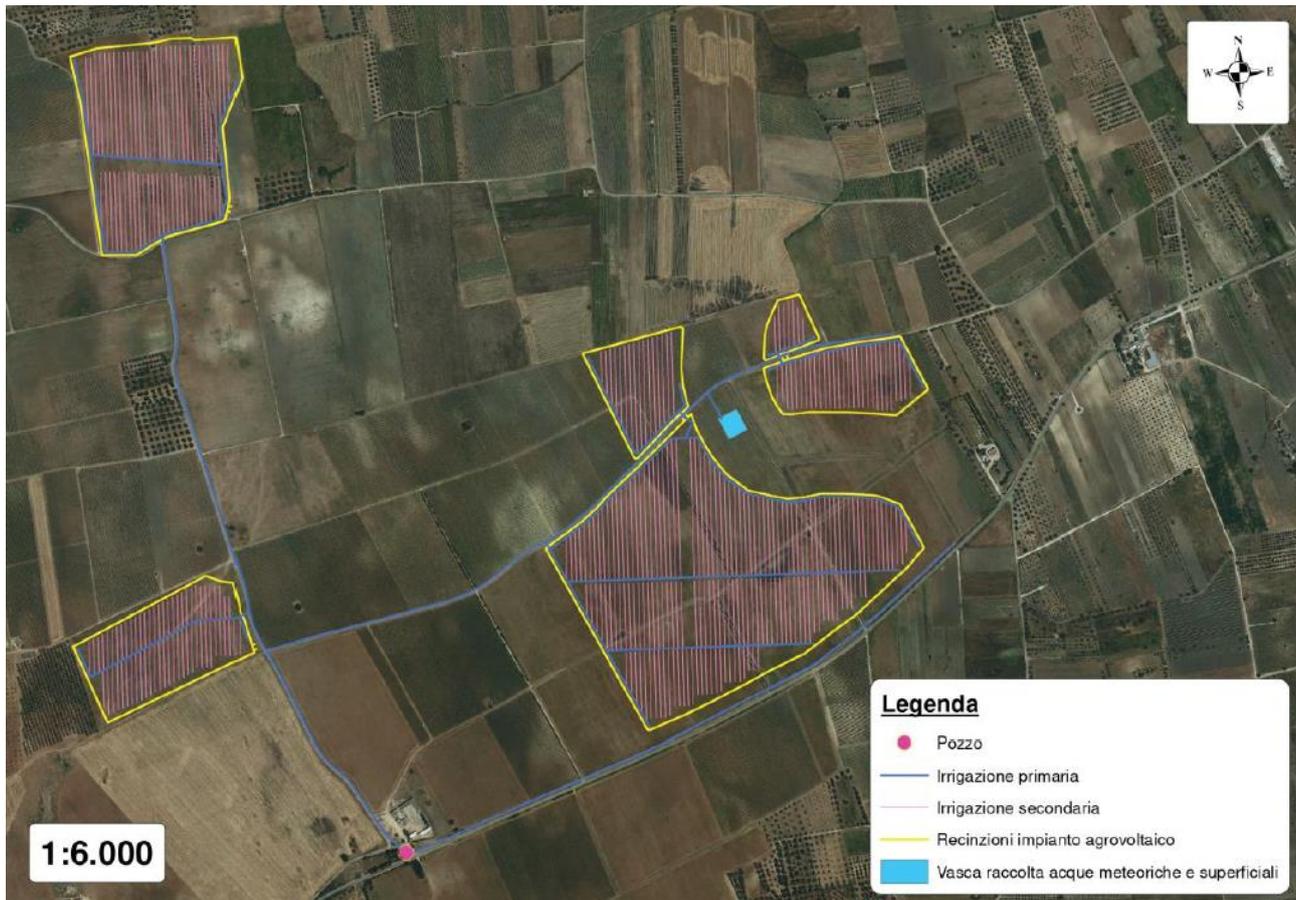


Fig. 33 – Impianto irriguo e collocazione della vasca raccolta acque

8.1.1.5 CONFIGURAZIONE ELETTRICA

La configurazione dell'impianto sarà la seguente:

CONFIGURAZIONE ELETTRICA											
SALICE SANCHIRICO - LINEA NORD - CAMPO 1											
Nome Cabina Trasformazione 36kV/BT	N. Inverter	N. Stringhe	N. Mod/stringa	Tot. Stringhe	Tot. Moduli	Potenza DC	Tot. Potenza DC	Potenza attiva max	Potenza trasformatore 36kV/BT	Nome Cabina Raccolta	
	[n.]	[n.]	[n.]	[n.]	[n.]	[kWp]	[kWp]	[kW]	[kVA]		
1	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000	C.RACC.N	
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
2	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
3	4	11	32	44	1.408	964	2.280	1.000	2.000		
	6	10	32	60	1.920	1.315		1.500			
4	4	11	32	44	1.408	964	2.280	1.000	2.000		
	6	10	32	60	1.920	1.315		1.500			
5	40	84	32	420	13.440	9.206,40	9.206,40	10.000	10.000		1
SALICE SAN CHIRICO - LINEA SUD/OVEST - CAMPO 2											
Nome Cabina Trasformazione 36kV/BT	N. Inverter	N. Stringhe	N. Mod/stringa	Tot. Stringhe	Tot. Moduli	Potenza DC	Tot. Potenza DC	Potenza attiva max	Potenza trasformatore 36kV/BT	Nome Cabina Raccolta	
	[n.]	[n.]	[n.]	[n.]	[n.]	[kWp]	[kWp]	[kW]	[kVA]		
6	4	11	32	44	1.408	964	2.280	1.000	2.000	C.RACC.SO	
	6	10	32	60	1.920	1.315		1.500			
7	3	11	32	33	1.056	723	2.258	750	2.000		
	7	10	32	70	2.240	1.534		1.750			
2	20	42	32	207	6.624	4.537,44	4.537,44	5.000	4.000		1
SALICE SAN CHIRICO - LINEA EST - CAMPO 4											
Nome Cabina Trasformazione 36kV/BT	N. Inverter	N. Stringhe	N. Mod/stringa	Tot. Stringhe	Tot. Moduli	Potenza DC	Tot. Potenza DC	Potenza attiva max	Potenza trasformatore 36kV/BT	Nome Cabina Raccolta	
	[n.]	[n.]	[n.]	[n.]	[n.]	[kWp]	[kWp]	[kW]	[kVA]		
8	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000	C.RACC.E	
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
9	4	11	32	44	1.408	964	1.184	1.000	1.000		
	1	10	32	10	320	219		250			
2	15	42	32	160	5.120	3.507,20	3.507,20	3.750	4.000		1
SALICE SAN CHIRICO - LINEA CAMPI 3+5											
Nome Cabina Trasformazione 36kV/BT	N. Inverter	N. Stringhe	N. Mod/stringa	Tot. Stringhe	Tot. Moduli	Potenza DC	Tot. Potenza DC	Potenza attiva max	Potenza trasformatore 36kV/BT	Nome Cabina Raccolta	
	[n.]	[n.]	[n.]	[n.]	[n.]	[kWp]	[kWp]	[kW]	[kVA]		
10	5	11	32	55	1.760	1.206	2.521	1.250	2.000	C.RACC.3+5	
	6	10	32	60	1.920	1.315		1.500			
11	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
12	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
13	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
14	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
15	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
16	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
17	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
18	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
19	6	11	32	66	2.112	1.447	2.324	1.500	2.000		
	4	10	32	40	1.280	877		1.000			
11	101	210	32	1.069	34.208	23.432,48	23.432,48	25.250	22.000	1	
SALICE SAN CHIRICO - TOTALE											
Nome Cabina Trasformazione 36kV/BT	N. Inverter	N. Stringhe	N. Mod/stringa	Tot. Stringhe	Tot. Moduli	Potenza DC	Tot. Potenza DC	Potenza attiva max @40°C	Potenza trasformatore 36kV/BT	N. Cabine Ricezione interne	
20	176	378	32	1.856	59.392	40.683,52	40.683,52	44.000,00	40.000,00	4	

8.2 COLLEGAMENTO IN CAVO A.T. INTERRATO ALLA SSM

8.2.1 GENERALITA'

Trattasi dell'elettrodotto interrato a 36 kV per il collegamento elettrico della Cabina di raccolta (CABINA DI RACCOLTA N) prevista all'interno dell'area dell'impianto di produzione (CAMPO 1) alla futura SE di Trasformazione della RTN a 380/150 kV.

Il percorso dell'elettrodotto esterno di vettoriamento in A.T. dell'energia elettrica è stato volutamente individuato privilegiando la posa interrata dei cavi sotto la sede stradale relativa a viabilità asfaltata già esistente e di una certa importanza, determinando così il minimo impatto su terreni di proprietà privata o pubblica.

L'elettrodotto sarà del tipo interrato e prevede un tracciato della lunghezza complessiva di circa 16.500 metri (vedere gli elaborati grafici di inquadramento territoriale).

Nella Figura seguente viene rappresentato l'intero tracciato dell'elettrodotto di vettoriamento in A.T. su stralcio da ortofoto satellitare:



Fig. 34 – Tracciato di collegamento tra l'impianto “SALICE SANCHIRICO” ed il punto di consegna

L'elettrodotto, uscendo dalla Cabina di raccolta N, prosegue per circa 1.700 metri sotto la sede stradale asfaltata di strade interpoderali prima di immettersi sulla Strada Provinciale SP107 per circa 300 metri. Da qui il cavo dotto prosegue per altri 2.450 metri circa lungo strade interpoderali (anch'esse asfaltate) prima di raggiungere la SS7ter (l'elettrodotto percorrerà circa 400 metri sotto la sede stradale).

L'elettrodotto proseguirà (all'interno del territorio comunale di Guagnano) per altri 850 metri sotto la sede stradale di strade interpoderali, poi si immetterà su strada non asfaltata per 150 metri prima di attraversare alcuni terreni identificati al N.C.T Guagnano al Fg. 24 P.lle 81, 634, 1267, 1270, 635 (per 272 metri) e percorrerà altri 250 metri su strada non asfaltata.

Qui proseguirà per 850 metri sotto la sede stradale asfaltata; percorrerà 380 metri su via Osanna e altri 280 su Via Venezia prima di immettersi sulla Strada Provinciale SP104 per 5.800 metri circa, poi ancora per altri 1.500 metri lungo strada asfaltata ed infine per altri 590 metri fino ad attestarsi al punto di consegna indicato nella STMG di Terna.

Si evince che circa il 98% dell'elettrodotto interrato risulterà posato sotto la sede di strade asfaltate.

8.2.2 CARATTERISTICHE TECNICHE

Il progetto dell'elettrodotto di vettoriamento in A.T. dell'energia prodotta dall'impianto prevede la realizzazione di un collegamento elettrico della Cabina di raccolta dell'impianto fotovoltaico punto di consegna, mediante un elettrodotto interrato con tensione di esercizio 36 kV, in cavo tipo ARE4H5(AR)E 24/45 kV – alluminio - 3x1x630 mm² per l'intera tratta di circa 16.500 metri:

Tipo di linea	Interrata
Numero conduttori attivi	3
Tensione nominale	36 kV
Disposizione dei conduttori	In piano
Profondità di interramento	1,6 m
Portata conduttori	835 A
Corrente di impiego	675 A

Tabella II: Caratteristiche tecniche del collegamento elettrico

Il progetto dell'elettrodotto a 36 kV è stato elaborato con l'intento di assicurare una adeguata funzionalità e flessibilità di esercizio e di ridurre, allo stesso tempo, le perdite dell'impianto entro valori accettabili.

A fronte di una portata in corrente del cavo $I_z=835$ A e tenendo conto della di una massima corrente di impiego $I_b=675$ A (la relazione $I_b < I_z$ risulta dunque ampiamente soddisfatta) consente di stimare

una caduta di tensione pari a circa lo 1,44%, parametro ampiamente entro la tolleranza stabilita dalle norme.

8.3. INTERFERENZE CON INFRASTRUTTURE: DESCRIZIONE E RISOLUZIONE

Nella presente sezione si descrivono le infrastrutture esistenti con le quali il tracciato dell'elettrodotto interferisce. Per ogni approfondimento di dettaglio si rimanda tuttavia all'apposito elaborato grafico (T141QE2_AT_03)

8.3.1 INTERFERENZE DELL'ELETTRODOTTO CON CANALI IRRIGUI/IDRICI

Lungo il percorso dell'elettrodotto sono state rilevate complessivamente n. 6 interferenze (attraversamenti o fiancheggiamenti) con canali irrigui/idrici in corrispondenza dei quali la sede stradale sovrasta i canali stessi grazie ad appositi ponti con struttura in calcestruzzo armato.

Nel citato elaborato grafico, tali interferenze sono state numerate progressivamente dalla n. 1 alla n. 7 nella direzione da sud a nord, ossia dall'impianto di produzione verso il punto di consegna.

In sede di progettazione esecutiva sarà eseguito, anche con l'ausilio delle più moderne tecnologie, un rilievo di dettaglio di eventuali infrastrutture interraste ed in generale di porzioni di reti di sottoservizi potenzialmente interferenti con il tracciato dell'elettrodotto.



Fig. 35 – Foto esemplificativa di un'interferenza del cavidotto AT con un canale irriguo/idrico

8.3.2 INTERFERENZA DELL'ELETRODOTTO CON LA LINEA FERROVIA

L'attraversamento della rete ferroviaria si è reso necessario solo dopo una valutazione di tutti i possibili tracciati alternativi, dalla quale si è rilevata l'impossibilità di non attraversare in nessun punto i binari (a tal proposito vedere l'elaborato grafico specifico).

L'interferenza con la ferrovia riguarda la tratta della ferrovia (vedi Figura 2) sarà risolta nel rispetto di quanto previsto dalla Norma CEI 11-17 sez. 4 che disciplina gli attraversamenti di ferrovie, autostrade, strade statali da parte di cavi elettrici interrati.

Si effettuerà la posa dei cavi con tecnica HDD Horizontal Directional Drilling prevedendo la esecuzione dei pozzi di lancio ed arrivo a distanza non inferiore a 5 m dal confine di proprietà delle aree di pertinenza delle ferrovie dello Stato.

L'attraversamento sarà eseguito perpendicolarmente alla linea ferroviaria garantendo una profondità di posa calcolata dalla generatrice superiore del tubo di protezione e l'estradosso del piano del ferro mai inferiore a 3 m. Tale profondità di interrimento si estenderà per una distanza pari a 4 m oltre la linea delle rotaie più esterna.

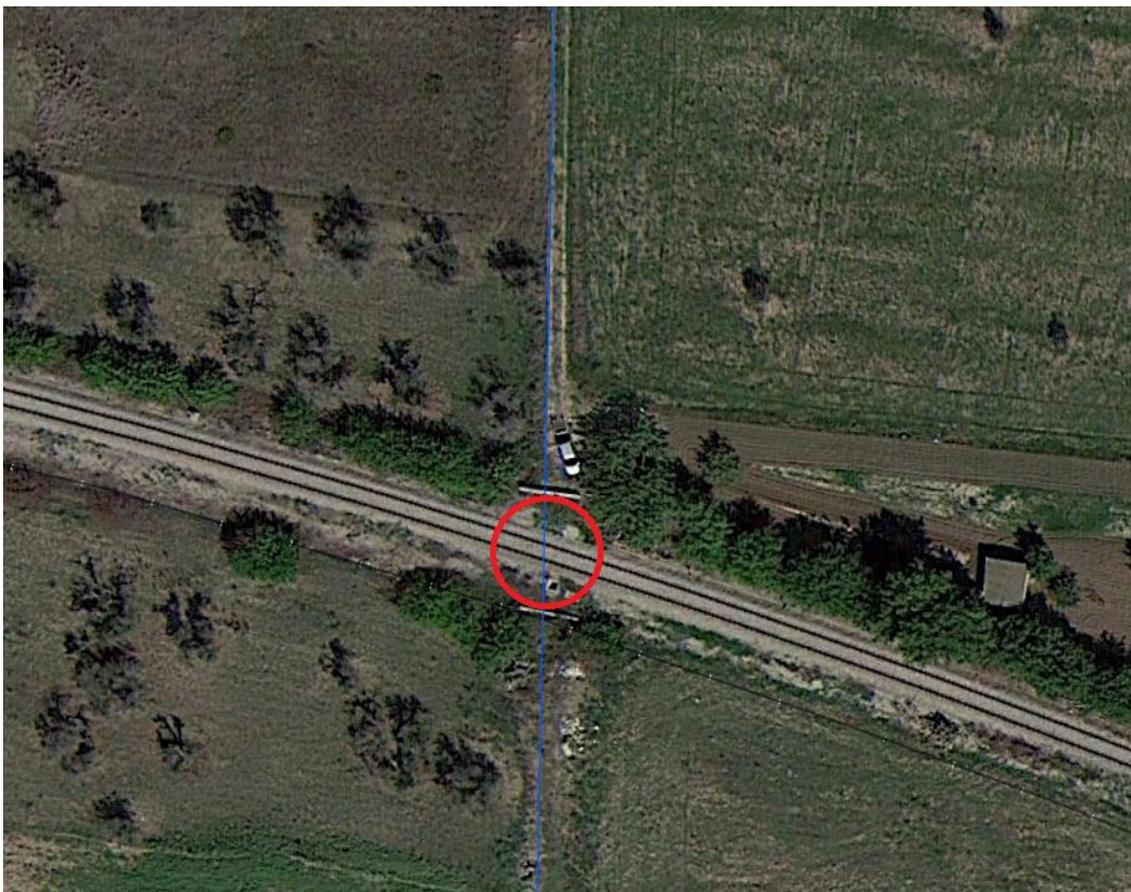


Fig. 36 – Interferenza del cavidotto AT con la linea ferroviaria

8.3.3 RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE RILEVATE

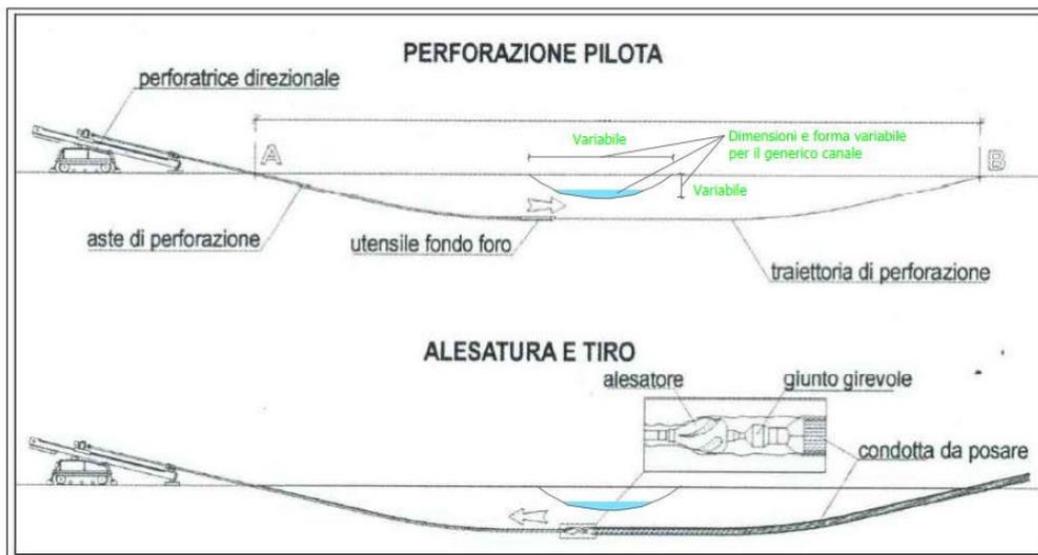
Le interferenze dell'elettrodotto con ciascun canale irriguo/idrico e con la linea ferroviaria potranno essere risolte mediante il ricorso alla tecnica della perforazione teleguidata (directional drilling) ovvero TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) la cui finalità è quella di aggirare il canale "sottopassandolo" ad una profondità di interramento dell'elettrodotto tale da garantire, in ciascun caso, un ampio margine di sicurezza (franco) rispetto all'intero bacino del canale stesso.

Tale tecnica si basa sui metodi sviluppati per la perforazione direzionale dei pozzi petroliferi e prevede l'impiego di un impianto costituito da rampa inclinata sulla quale trasla un carrello mobile che provvede alla rotazione e alla spinta delle aste di perforazione.

Essa prevede l'esecuzione degli attraversamenti impiegando tecnologie che eliminano l'uso dello scavo, anche delle buche di estremità dell'attraversamento, e prevedono un sistema per il controllo direzionale del foro che consente di variarne l'inclinazione in funzione dell'angolo formato dall'asse della condotta.

Ciò permette di eseguire scavi di lunghezze rilevanti anche in presenza di terreni disomogenei, di approfondire la quota di passaggio al di sotto del fondo del corso d'acqua/canale o del piano di lavoro dell'infrastruttura viaria e di non modificare in alcun modo il regime delle acque e la sistemazione esistente delle sponde e del fondo del corso d'acqua/canale attraversato.

Nelle figure che seguono, estrapolate dall'elaborato grafico di dettaglio, vengono proposte alcune rappresentazioni in sezioni (longitudinale e trasversale) dei dettagli tecnici dell'opera risolutiva dell'interferenza:



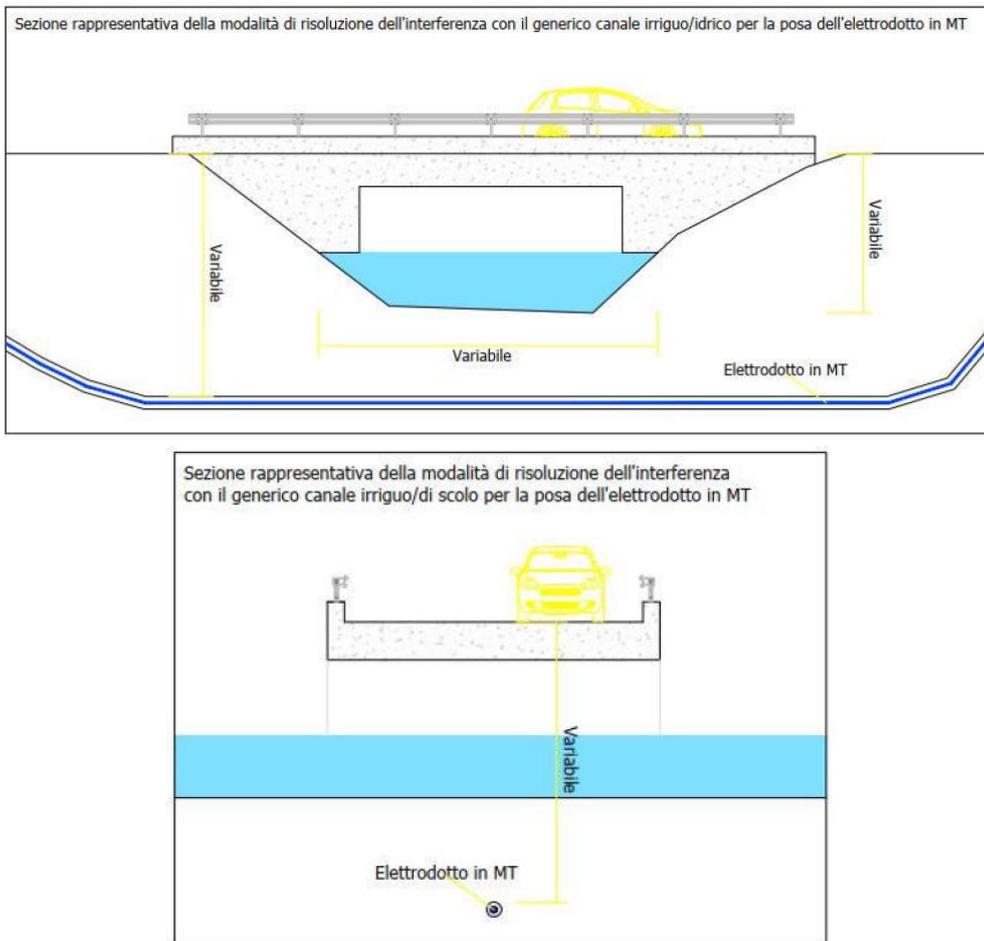


Fig. 37 – Modalità generica di risoluzione delle interferenze (attraversamento canali irrigui/di scolo con tecnica TOC)

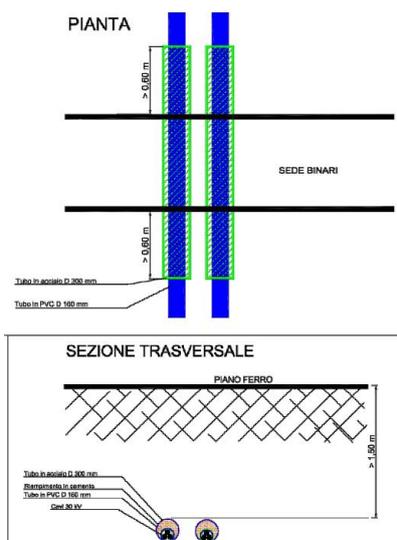


Fig. 38 – Modalità generica di risoluzione delle interferenze (attraversamento binari ferroviari)

8.3.4 EVENTUALI INTERFERENZE CON LINEE ELETTRICHE MT/BT

Eventuali interferenze con linee MT/BT interrato riguarderanno sia parallelismi che incroci.

Nella realizzazione di incroci tra i cavi di energia sarà rispettata una distanza di 0,5 m tra il cavidotto da realizzare e quelli esistenti, con scavi a cielo aperto, per eseguire l'attraversamento in sottopasso o sovrappasso.

8.3.5 EVENTUALI INTERFERENZE CON CONDOTTE METALLICHE

Parallelismi ed interferenze tra cavi elettrici e condotte metalliche verranno realizzati secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-17 o, comunque, secondo le modalità indicate dagli enti proprietari. Nei parallelismi i cavi elettrici e le tubazioni metalliche devono essere posati alla maggiore distanza possibile tra loro.

La distanza misurata in proiezione orizzontale tra le superfici esterne di eventuali altri manufatti di protezione non deve essere inferiore a 0,30 m.

La suddetta prescrizione può essere superata, previo accordo tra gli enti proprietari o concessionari, nei seguenti casi:

- se la differenza di quota tra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
- se tale differenza di quota è compresa tra 0,30 e 0,50 m ma tra le strutture sono interposti separatori non metallici, oppure se la tubazione è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Negli incroci, invece, deve essere rispettata una distanza di almeno 50 cm tra cavi elettrici e condotte metalliche.

9. ESECUZIONE DEI LAVORI – FASI DI CANTIERE

9.1 MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

L'intera progettazione e realizzazione dell'opera sono concepite nel rispetto del contesto naturale in cui l'impianto è inserito, ponendo alla base del progetto i concetti di reversibilità degli interventi e salvaguardia del territorio; questo al fine di ridurre al minimo le possibili interferenze con le componenti paesaggistiche. Durante la fase di cantiere, il terreno derivante dagli scavi eseguiti per la realizzazione di cavidotti, fondazioni delle cabine e viabilità interna, sarà accatastato nell'ambito del cantiere e successivamente utilizzato per il riempimento degli scavi dei cavidotti dopo la posa dei cavi. In tal modo, quindi, sarà possibile riutilizzare gran parte del materiale proveniente dagli scavi, e conferire a discarica solo una porzione dello stesso. I cavidotti per il trasporto dell'energia saranno posati in uno scavo in sezione ristretta livellato con un letto di materiale arido, e successivamente riempito con il terreno precedentemente scavato.

La viabilità interna alle aree dell'impianto sarà realizzata in materiale drenante in modo da consentire il facile ripristino geomorfologico a fine vita dell'impianto semplicemente mediante la rimozione del pacchetto stradale e il successivo riempimento con terreno vegetale.

Il progetto prevede l'utilizzo di strutture di sostegno dei moduli a pali infissi, evitando così la realizzazione di strutture portanti in cemento armato, salvo sia necessaria per la natura geologica del terreno. Analoga considerazione riguarda i pali di sostegno della recinzione, anch'essi del tipo infisso.

9.2 ELENCO DELLE FASI COSTRUTTIVE

Di seguito si riporta una lista sequenziale delle operazioni previste per la realizzazione dell'impianto e la sua messa in produzione.

Opere preliminari:

- Topografia
- predisposizione Fornitura Acqua ed Energia
- direzione Approntamento Cantiere
- delimitazione area di cantiere e segnaletica

Opere Civili:

- predisposizione area container e area di scarico materiale;
- opere di apprestamento terreno;
- realizzazione delle recinzioni lungo il tutto il perimetro del campo agrivoltaico;
- realizzazione viabilità in materiale arido;
- realizzazione piattaforme in calcestruzzo per basamento di tutte le cabine di campo;
- opere di drenaggio delle acque superficiali (ove ritenute necessario);
- scavi e rinterrati dei cavidotti interni ai campi fotovoltaici;
- realizzazione dell'impianto di terra durante l'esecuzione degli scavi;
- posa canalizzazioni e pozzetti di ispezione interni ai campi fotovoltaici;
- posa delle palificazioni perimetrali per illuminazione e sistema antintrusione
- realizzazione delle opere di verde previste per il progetto.

Opere Elettromeccaniche:

- montaggio pali di sostegno delle strutture metalliche con macchina battipalo
- montaggio dei moduli fotovoltaici
- posa in opera dei componenti dei gruppi di conversione e trasformazione (inverter e trasformatori 36kV/BT)
- posa in opera degli altri cabinetti elettrici

- posa cavi a 36kV / Terminazioni Cavi
- posa cavi BT in CC
- cablaggio stringhe
- cablaggio Inverter
- cablaggio Trasformatori 36kV/BT nelle cabine di sottocampo
- installazione/cablaggio dei quadri di bassa e a 36kV

Opere Sistemi ausiliari:

- montaggio sistema di monitoraggio;
- montaggio sistema di videosorveglianza e allarme;
- montaggio sistema di illuminazione.

Opere di Connessione:

- cavidotto di collegamento a 36kV
- realizzazione opere RTN (di competenza Terna)

Collaudo e Test:

- collaudo a freddo dei componenti meccanici ed elettrici (strutture, cablaggi, quadri, inverter, sistema monitoraggio);
- allaccio e messa in produzione dell'impianto.
- collaudo a caldo dei principali componenti elettrici, a valle dell'allaccio e messa in produzione dell'impianto.
- test e verifiche finali dell'impianto fotovoltaico e cabine di connessione alla rete.

10. CONFORMITÀ ALLE LINEE GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI DEL MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA DIPARTIMENTO PER L’ENERGIA

Allo stato dei fatti l’opera descritta nella presente relazione, nel suo complesso, può essere definita Impianto Agrivoltaico.

In riferimento al documento emesso nel giugno 2022 dal MI.T.E. – “Linee guida in materia di impianti Agrivoltaici” l’impianto fotovoltaico oggetto del presente lavoro ha le caratteristiche ed i requisiti per essere definito impianto agrivoltaico. Nello specifico le Linee guida del MITE citano quanto segue:

...omissis

si ritiene dunque che **“Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come “agrivoltaico”. Per tali impianti dovrebbe inoltre essere previsto il rispetto del requisito D.2.**

omissis...

Di seguito si riporta il riferimento specifico ai vari requisiti per quanto riportato nelle “Linee guida in materia di impianti Agrivoltaici”:

.....omissis

REQUISITO A: l’impianto rientra nella definizione di “agrivoltaico”

Il primo obiettivo nella progettazione dell’impianto agrivoltaico è senz’altro quello di creare le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell’attività agricola e pastorale, garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica.

Tale risultato si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali. In particolare, sono identificati i seguenti parametri:

A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;

A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

A.1 Superficie minima per l’attività agricola

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell’attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l’area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell’impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di “continuità” dell’attività se confrontata con quella precedente all’installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021). Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di

intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, Stot) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot Stot$$

A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Come già detto, un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità" o "porosità".

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Nella prima fase di sviluppo del fotovoltaico in Italia (dal 2010 al 2013) la densità di potenza media delle installazioni a terra risultava pari a circa 0,6 MW/ha, relativa a moduli fotovoltaici aventi densità di circa 8 m²/kW (ad. es. singoli moduli da 210 W per 1,7 m²). Tipicamente, considerando lo spazio tra le stringhe necessario ad evitare ombreggiamenti e favorire la circolazione d'aria, risulta una percentuale di superficie occupata dai moduli pari a circa il 50%.

L'evoluzione tecnologica ha reso disponibili moduli fino a 350-380 W (a parità di dimensioni), che consentirebbero, a parità di percentuale di occupazione del suolo (circa 50%), una densità di potenza di circa 1 MW/ha. Tuttavia, una ricognizione di un campione di impianti installati a terra (non agrivoltaici) in Italia nel 2019-2020 non ha evidenziato valori di densità di potenza significativamente superiori ai valori medi relativi al Conto Energia.

Una certa variabilità nella densità di potenza, unitamente al fatto che la definizione di una soglia per tale indicatore potrebbe limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, suggerisce di optare per la percentuale di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico.

...omissis

Al fine di non limitare l'aggiunta di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40%:

$$LAOR \leq 40\%$$

Omissis....

REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, dovrebbero essere verificate:

B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;

B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

Per verificare il rispetto del requisito B.1, l'impianto dovrà inoltre dotarsi di un sistema per il monitoraggio dell'attività agricola rispettando, in parte, le specifiche indicate al requisito D.

B.1 Continuità dell'attività agricola

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

a) L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici. In particolare, tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo. In assenza di produzione agricola sull'area negli anni solari precedenti, si potrebbe fare riferimento alla produttività media della medesima produzione agricola nella zona geografica oggetto dell'installazione.

In alternativa è possibile monitorare il dato prevedendo la presenza di una zona di controllo che permetterebbe di produrre una stima della produzione sul terreno sotteso all'impianto.

b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate. A titolo di esempio, un eventuale riconversione dell'attività agricola da un indirizzo intensivo (es. ortofloricoltura) ad uno molto più estensivo (es. seminativi o prati pascoli), o

l’abbandono di attività caratterizzate da marchi DOP o DOCG, non soddisfano il criterio di mantenimento dell’indirizzo produttivo.

B.2 Producibilità elettrica minima

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVstandard in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest’ultima:

$$FVagri \geq 0,6 \cdot FVstandard$$

...omissis

REQUISITI D ed E: i sistemi di monitoraggio

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell’impianto.

L’attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell’attività agricola sull’area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Gli esiti dell’attività di monitoraggio, con specifico riferimento alle misure di promozione degli impianti agrivoltaici innovativi citate in premessa, sono fondamentali per valutare gli effetti e l’efficacia delle misure stesse.

A tali scopi il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (REQUISITO D):

D.1) il risparmio idrico;

D.2) la continuità dell’attività agricola, ovvero: l’impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

...omissis

D.1 Monitoraggio del risparmio idrico

I sistemi agrivoltaici possono rappresentare importanti soluzioni per l’ottimizzazione dell’uso della risorsa idrica, in quanto il fabbisogno di acqua può essere talvolta ridotto per effetto del maggior ombreggiamento del suolo. L’impianto agrivoltaico, inoltre, può costituire un efficace infrastruttura di recupero delle acque meteoriche che, se opportunamente dotato di sistemi di raccolta, possono essere riutilizzate immediatamente o successivamente a scopo irriguo, anche ad integrazione del

sistema presente. È pertanto importante tenere in considerazione se il sistema agrivoltaico prevede specifiche soluzioni integrative che pongano attenzione all’efficientamento dell’uso dell’acqua (sistemi per il risparmio idrico e gestione acque di ruscellamento).

Il fabbisogno irriguo per l’attività agricola può essere soddisfatto attraverso:

- auto-provvigionamento: l’utilizzo di acqua può essere misurato dai volumi di acqua dei serbatoi/autobotti prelevati attraverso pompe in discontinuo o tramite misuratori posti su pozzi aziendali o punti di prelievo da corsi di acqua o bacini idrici, o tramite la conoscenza della portata concessa (l/s) presente sull’atto della concessione a derivare unitamente al tempo di funzionamento della pompa;
- servizio di irrigazione: l’utilizzo di acqua può essere misurato attraverso contatori/misuratori fiscali di portata in ingresso all’impianto dell’azienda agricola e sul by-pass dedicato all’irrigazione del sistema agrivoltaico, o anche tramite i dati presenti nel SIGRIAN;
- misto: il cui consumo di acqua può essere misurato attraverso la disposizione di entrambi i sistemi di misurazione suddetti.

Al fine di monitorare l’uso della risorsa idrica a fini irrigui sarebbe, inoltre, necessario conoscere la situazione ex ante relativa ad aree limitrofe coltivate con la medesima coltura, in condizioni ordinarie di coltivazione e nel medesimo periodo, in modo da poter confrontare valori di fabbisogno irriguo di riferimento con quelli attuali e valutarne l’ottimizzazione e la valorizzazione, tramite l’utilizzo congiunto delle banche dati SIGRIAN e del database RICA. Le aziende agricole del campione RICA che ricadono nei distretti irrigui SIGRIAN possono considerarsi potenzialmente irrigate con acque consortile in quanto raggiungibili dalle infrastrutture irrigue consortili, quelle al di fuori irrigate in autoapprovvigionamento. Le miste sono individuate con un ulteriore livello di analisi dei dati RICA-SIGRIAN.

Nel caso in cui questi dati non fossero disponibili, si potrebbe effettuare nelle aziende irrigue (in presenza di impianto irriguo funzionante, in cui si ha un utilizzo di acqua potenzialmente misurabile tramite l’inserimento di contatori lungo la linea di adduzione) un confronto con gli utilizzi ottenuti in un’area adiacente priva del sistema agrivoltaico nel tempo, a parità di coltura, considerando però le difficoltà di valutazione relative alla variabile climatica (esposizione solare).

Nelle aziende con colture in asciutta, invece, il tema riguarderebbe solo l’analisi dell’efficienza d’uso dell’acqua piovana, il cui indice dovrebbe evidenziare un miglioramento conseguente la diminuzione dell’evapotraspirazione dovuta all’ombreggiamento causato dai sistemi agrivoltaici. Nelle aziende non irrigue il monitoraggio di questo elemento dovrebbe essere escluso.

Gli utilizzi idrici a fini irrigui sono quindi funzione del tipo di coltura, della tecnica colturale, degli apporti idrici naturali e dall’evapotraspirazione così come dalla tecnica di irrigazione, per cui per

monitorare l'uso di questa risorsa bisogna tener conto che le variabili in gioco sono molteplici e non sempre prevedibili.

In generale le imprese agricole non misurano l'utilizzo irriguo nel caso di disponibilità di pozzi aziendali o di punti di prelievo da corsi d'acqua o bacini idrici (auto-provvigionamento), ma hanno determinate portate concesse dalla Regione o dalla Provincia a derivare sul corpo idrico a cui si aggiungono i costi energetici per il sollevamento dai pozzi o dai punti di prelievo.

Negli ultimi anni, in relazione alle politiche sulla condizionalità, il Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali ha emanato, con Decreto Ministeriale del 31/07/2015, le "Linee Guida per la regolamentazione da parte delle Regioni delle modalità di quantificazione dei volumi idrici ad uso irriguo", contenenti indicazioni tecniche per la quantificazione dei volumi prelevati/utilizzati a scopo irriguo. Queste includono delle norme tecniche contenenti metodologie di stima dei volumi irrigui sia in auto-provvigionamento che per il servizio idrico di irrigazione laddove la misurazione non fosse tecnicamente ed economicamente possibile.

Nel citato decreto è indicato che riguardo l'obbligo di misurazione dell'auto-provvigionamento, le Regioni dovranno prevedere, in aggiunta a quanto già previsto dalle disposizioni regionali, anche in attuazione degli impegni previsti dalla eco-condizionalità (autorizzazione obbligatoria al prelievo), l'impostazione di banche dati apposite e individuare, insieme con il CREA, le modalità di registrazione e trasmissione di tali dati alla banca dati SIGRIAN.

Si ritiene quindi possibile fare riferimento a tale normativa per il monitoraggio del risparmio idrico, prevedendo aree dove sia effettuata la medesima coltura in assenza di un sistema agrivoltaico, al fine di poter effettuare una comparazione. Tali valutazioni possono essere svolte, ad esempio, tramite una relazione triennale redatta da parte del proponente.

D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

Come riportato nei precedenti paragrafi, gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;
2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

Tale attività può essere effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione potranno essere allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

Ai fini della concessione degli incentivi previsti per tali interventi, potrebbe essere redatto allo scopo una opportuna guida (o disciplinare), al fine di fornire puntuali indicazioni delle informazioni da asseverare. Fondamentali allo scopo sono comunque le caratteristiche di terzietà del soggetto in questione rispetto al titolare del progetto agrivoltaico.

Parte delle informazioni sopra richiamate sono già comprese nell’ambito del “fascicolo aziendale”, previsto dalla normativa vigente per le imprese agricole che percepiscono contributi comunitari. All’interno di esso si colloca il Piano di coltivazione, che deve contenere la pianificazione dell’uso del suolo dell’intera azienda agricola. Il “Piano culturale aziendale o Piano di coltivazione”, è stato introdotto con il DM 12 gennaio 2015 n. 162.

Inoltre, allo scopo di raccogliere i dati di monitoraggio necessari a valutare i risultati tecnici ed economici della coltivazione e dell’azienda agricola che realizza sistemi agrivoltaici, con la conseguente costruzione di strumenti di benchmark, le aziende agricole che realizzano impianti agrivoltaici dovrebbero aderire alla rilevazione con metodologia RICA, dando la loro disponibilità alla rilevazione dei dati sulla base della metodologia comunitaria consolidata. Le elaborazioni e le analisi dei dati potrebbero essere svolte dal CREA, in qualità di Agenzia di collegamento dell’Indagine comunitaria RICA.

...omissis

In riferimento a quanto riportato nelle Linee guida del MI.T.E. si ribadisce che l’impianto agrivoltaico oggetto del presente lavoro consente un deciso miglioramento delle attività agropastorali ed una continuità delle stesse attività produttive nel tempo. Infatti, si passa da superfici agricole coltivate prevalentemente a cereali autunno vernini dove si ha un RN (Reddito Netto) ad Ha che non supera (dato medio ottimale) i 200/300 € ad una redditività che, a parità di superficie, viene quantomeno raddoppiata con la messa a coltura dell’oliveto superintensivo e del vigneto sperimentale. Inoltre, è previsto un piano di monitoraggio delle attività agricole, dello stato idrico e degli effetti sull’ecotono venutosi a creare (vedasi relazione PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE ED INNOVAZIONE AGRICOLA)

Di seguito si riporta un quadro riepilogativo con tabelle riassuntive dell’impianto agrivoltaico con i riferimenti richiesti dalle Linee guida ministeriali che confermano il rispetto dei requisiti minimi richiesti (A – B e D2) per essere definito “agrivoltaico”.

Quadro Riepilogativo

DESCRIZIONE	U.M.	ESTENSIONE
Moduli Fotovoltaici	Ha	18,6818
Prato stabile di trifoglio su area sottesa dai pannelli	Ha	18,6818
Superficie netta coltivata a Oliveto	Ha	18,5146
Superficie netta coltivata a Vigneto	Ha	3,7839
Siepe arbustiva e arborea perimetrale	Ha	2,0509
Bosco	Ha	3,0509
Superficie Totale	Ha	50,1287
Totale superficie coltivata	Ha	46,0821
Totale superficie coltivata	%	91,93



Indice da rispettare: Sup. Coltivata ≥ 70% Sup. Tot.

Producibilità media impianto standard [Kwh/Kwp/y]	FV standard [GWh/ha/y]	Mwp Agri	FV agri [Gwh/ha/y]	B.2 Producibilità Elettrica Minima
1514	1,514	40,6830	1,4770	98%



Parametro da rispettare: FV_agri ≥ 60% FV_standard

Valutazione Indice LAOR

Tipologia Impianto	Densità Potenza [MW/ha]	Potenza moduli [W]	Superficie singolo modulo [mq]	Densità moduli [mq/KW]	Superficie moduli [mq/ha]	LAOR [%]
Agrivoltaico	0,8116	685	3,1064	4,5348	3.727	37%



Limite Indice LAOR ≤ 40%

11. FONTE ENERGETICA. PRODUCIBILITÀ E BENEFICI AMBIENTALI

11.1 DESCRIZIONE FONTE ENERGETICA UTILIZZATA E MODALITÀ APPROVVIGIONAMENTO

Energia Solare

In tempi in cui il fabbisogno di energia elettrica non cessa ad invertire la sua tendenza sempre crescente, la necessità di svincolarsi dalle fonti energetiche tradizionali, legate ad alti costi e problematiche ambientali, risulta di fondamentale importanza.

Con queste premesse, nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole. Come per un qualsiasi impianto ad energia rinnovabile, la fonte primaria risulta aleatoria e quindi solo statisticamente prevedibile.

Quindi si può affermare che il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutta l'energia usata nel mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto vaste per raccoglierne quantitativi soddisfacenti.

L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettanza delle superfici.

Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente i raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio. La radiazione globale è la somma delle tre e, in Italia, in una bella giornata, può raggiungere un'intensità di 1000-1500 W/m². La media annuale degli apporti solari è di 4,7 kWh/giorno/m², ma gli apporti variano molto con le stagioni, si può infatti passare da un valore di 2,0 kWh/giorno/m² in Sicilia nel mese di dicembre, fino a 7,2 kWh/giorno/m² in luglio.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno, come accennato, sì bisogno di vaste aree, ma anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità (vita utile superiore a 25 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;
- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56

kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,47 kg di anidride carbonica (CO₂) (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,47 kg di anidride carbonica.

Un impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera di gas che contribuiscono all'effetto serra e risparmio sul combustibile fossile, argomento già trattato in Premessa nel paragrafo "Attenzione per l'Ambiente", in cui sono state stimate le quantità di emissioni evitate di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni. Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

Principio di funzionamento

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico, che si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (tra cui il silicio, opportunamente trattato) di generare elettricità una volta colpiti dai raggi del sole.

Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

I moduli fotovoltaici possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta generalmente intorno al 20%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 20 si trasformano in elettricità; per ovviare a questi rendimenti non molto elevati, grazie alla struttura modulare dei pannelli, è possibile accoppiare più celle così da raggiungere potenze che oggi arrivano a 700 Watt di picco. In altre parole, considerando ad esempio la superficie di ogni modulo fotovoltaico da 72 celle si aggira intorno a 2,3/2,5 m², per soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 5 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 12/13 m².

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel presente progetto sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata e immessa nella rete.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l’energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all’utilizzazione da parte dell’utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all’uscita dell’impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l’impianto in oggetto, con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

Moduli fotovoltaici

Tra le tecnologie disponibili allo stato attuale per la realizzazione di moduli fotovoltaici per il presente progetto sono stati scelti Moduli in silicio monocristallino.

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l’energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all’energia totale incidente sul modulo stesso.

L’efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).

L’efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata intorno ai 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta.

11.2 PRODUCIBILITÀ ATTESA

Quadro Generale

A livello territoriale, la Puglia presenta condizioni di irraggiamento piuttosto favorevoli rispetto alle regioni centrali e settentrionali del nostro paese. Questo vale a maggior ragione nei confronti degli

altri paesi del Centro-Nord Europa, in alcuni dei quali peraltro le applicazioni di questa tecnologia sono notevolmente maggiori, nonostante le condizioni ambientali peggiori.

In generale, la radiazione solare si presenta mediamente sulla fascia esterna dell’atmosfera terrestre con una potenza media di 1367 W/m² (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall’ultravioletto all’infrarosso termico. Sulla superficie terrestre invece, a causa della rotazione della terra sul proprio asse e poiché l’asse di rotazione terrestre è inclinato di 23,5° rispetto al piano su cui giace l’orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l’inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l’ora del giorno oltre che dal giorno dell’anno. Di conseguenza per una valutazione dettagliata ed affidabile della potenza della radiazione solare complessiva raccolta da un modulo fotovoltaico occorrerà tener conto di molti fattori come: la latitudine, l’inclinazione e l’orientamento dei moduli, i tre componenti della radiazione solare, diretta, diffusa e di albedo (contributo solare dalla riflessione sul suolo o da ostacoli) oltre all’aleatorietà delle condizioni climatiche.

Al fine di fare stime di producibilità di un impianto fotovoltaico con una accuratezza sufficiente, si può fare riferimento ai dati storici sull’irraggiamento solare e in particolare alle medie mensili giornaliere su base annua di radiazione globale sul piano orizzontale fornite dalla Norma UNI 10349, sulla base della banca di dati di irraggiamento ufficiali rilevati in località sparse sul territorio italiano ed elaborati su medie statistiche, riporta i dati standardizzati di radiazione solare per i 101 capoluoghi di provincia. In particolare, sono disponibili le medie giornaliere mensili di radiazione solare diretta e di radiazione solare diffusa rapportate al piano orizzontale. Da questa andrebbe valutata la radiazione solare incidente su superficie inclinata, sono diversi i metodi di calcolo (tra i quali il più noto è quello di Liu-Jordan).

Tuttavia, questi i dati di radiazione contenuti nelle norme non sono sempre i più aggiornati ed inoltre al fine di modellizzare la producibilità energetica occorrono algoritmi di calcolo via via sempre più complessi e accurati.

Critério di stima dell’energia prodotta

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell’impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione 7), software di riferimento per il settore fotovoltaico implementato dall’Università di Ginevra, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni, su base di dati di irraggiamento del sito resi disponibili da dati Meteonorm. Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d’impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sui relativi tracker, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d’impianto (moduli FV, inverter, cavi e trasformatori).

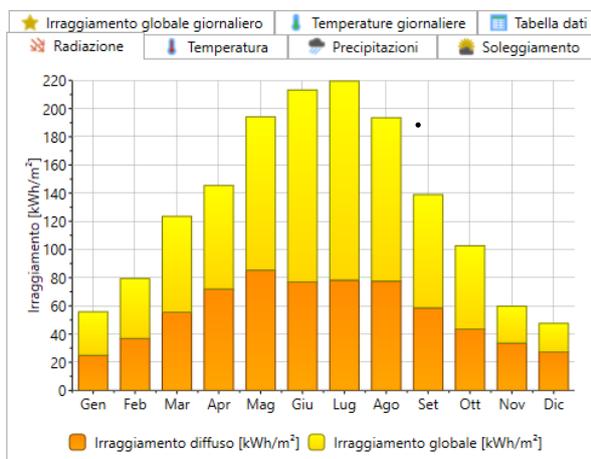
Dati Meteo del sito

Per la valutazione energetica del progetto si utilizzano dati meteo Meteonorm in cui sono presenti:

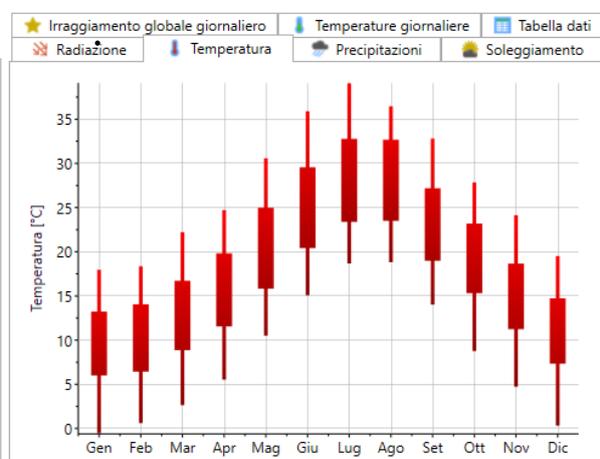
- i dati satellitari accurati di irraggiamento registrati nel periodo 1991-2012
- le temperature ottenute interpolando i dati delle stazioni meteo più vicine al sito.

Il luogo in esame è caratterizzato dai seguenti dati di Irraggiamento diffuso e globale, temperatura, precipitazioni, soleggiamento annuo diffuso e globale.

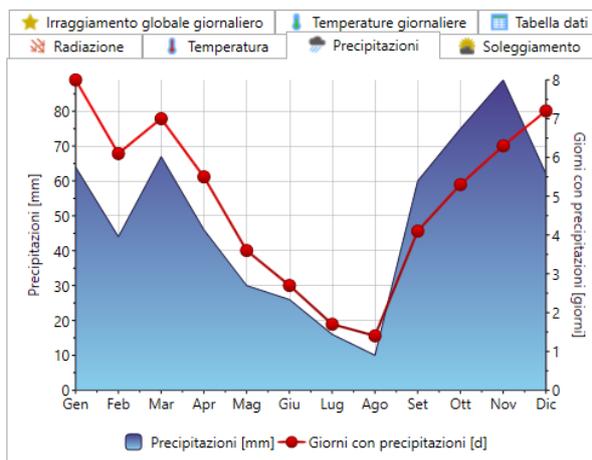
salice salentino



salice salentino



salice salentino



salice salentino

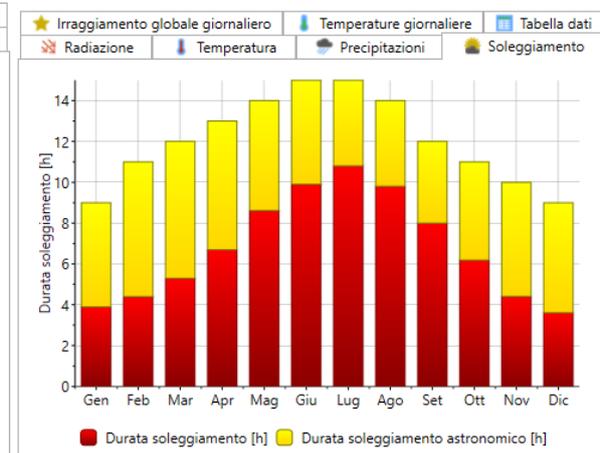


Fig. 39 – Dati di radiazione, temperatura, precipitazioni e soleggiamento (Riferiti al sito di Salice Salentino)

Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il sito in esame non è soggetto a fenomeni di ombreggiamento significativo da parte di edifici, alberi, tralicci o altri elementi di tipo puntuale quali antenne, fili ecc...; dal momento che i moduli fotovoltaici sono posizionati a terra, la sporcizia sui pannelli, dovuta a polvere, terra ed agenti atmosferici ecc., in condizioni ordinarie di manutenzione, avrà un'incidenza non inferiore al 5%. Per cui, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,95, che corrisponde ad una perdita di produttività del 5%.

Di seguito il diagramma solare, relativo alla località oggetto dell'intervento. I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimuth solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni, uno per mese, sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese. Nel riferimento polare, i raggi uniscono punti di uguale azimuth, mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°). Nel riferimento cartesiano, gli angoli azimuthale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio sono riportate le linee relative all'ora: si tratta dell'ora solare vera, che differisce dal tempo medio scandito dagli usuali orologi.

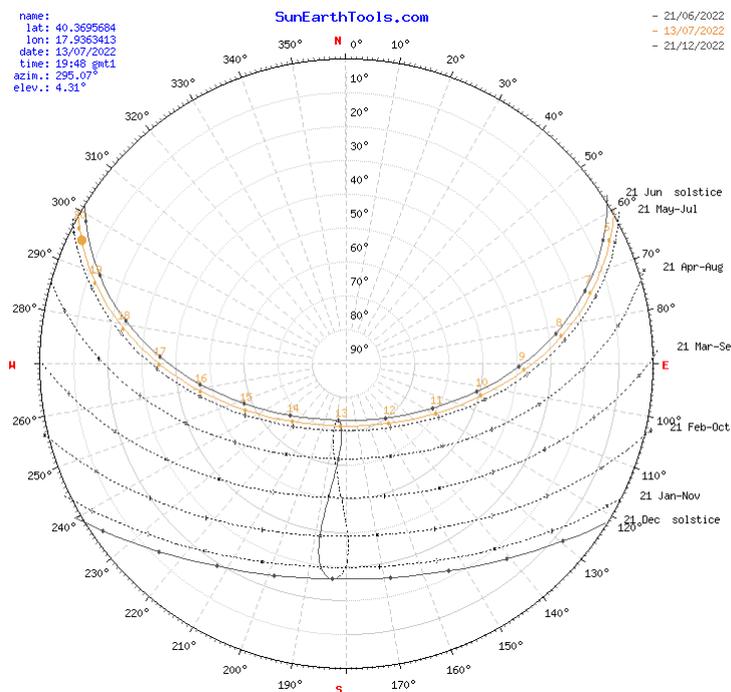


Fig. 40 - Diagramma Solare Polare (Salice Salentino)

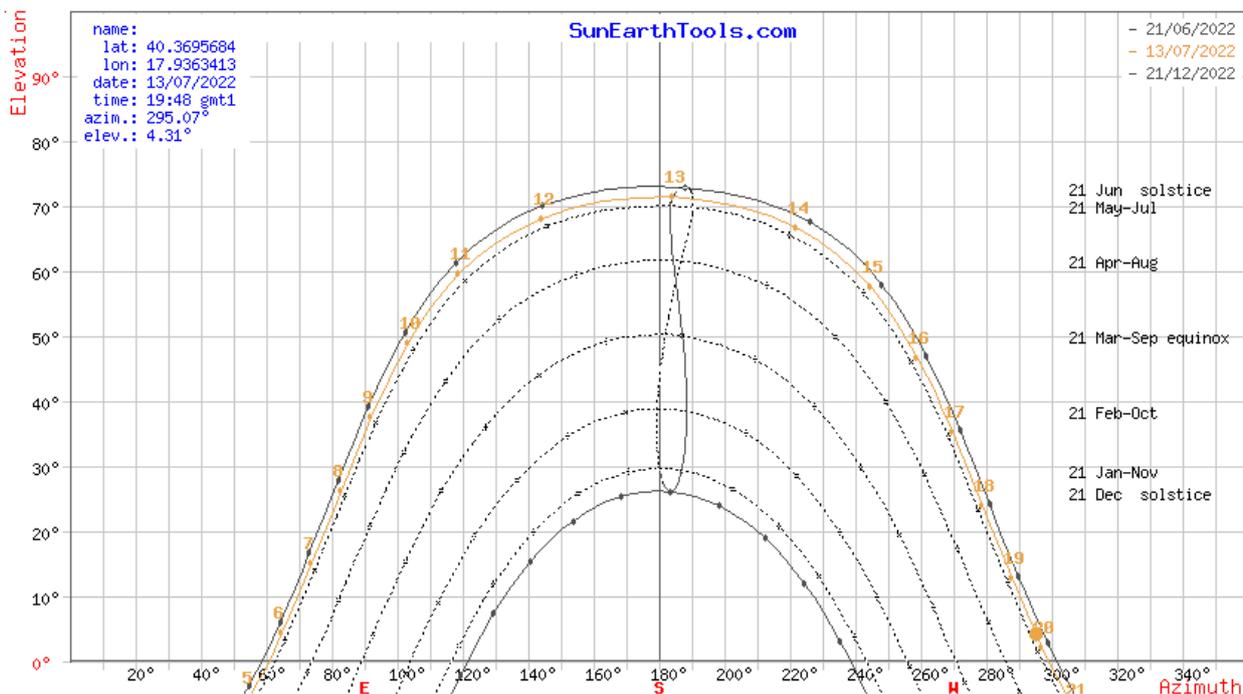


Fig. 41 - Diagramma Solare Polare (Salice Salentino)

Albedo

Bisogna inoltre tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici (capacità di riflettere parte della luce incidente su una data superficie o materiale) della zona in cui è inserito l'impianto. Vengono pertanto definiti i valori medi mensili di albedo.

Per tenere conto del contributo di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, pari a 0,2 (terreni con vegetazione secca).

Producibilità attesa in relazione al progetto specifico

La producibilità attesa è modellizzata per mezzo del software PVSYST 7, implementato dall'Università di Ginevra, per mezzo del quale è possibile calcolare la producibilità attesa partendo dai dati meteo e dalle caratteristiche costruttive dell'impianto.

La valutazione di produzione per l'impianto in esame è la seguente:

	TOTALE
Energia immessa in rete [MWh/anno]	74.000

Main results

System Production

Produced Energy 74 GWh/year

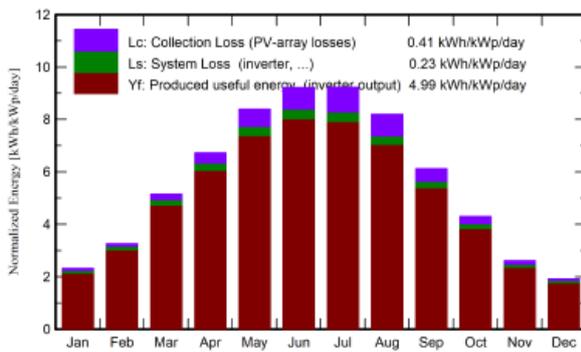
Specific production

1822 kWh/kWp/year

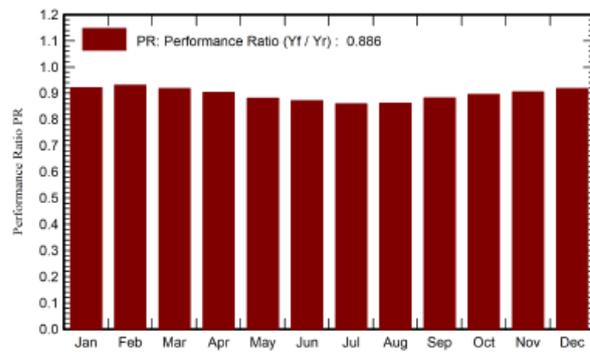
Performance Ratio PR

88.58 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	53.5	28.76	9.15	71.9	69.6	2.83	2.693	0.921
February	71.0	41.13	9.86	91.2	88.2	3.61	3.452	0.931
March	123.4	61.36	12.54	159.7	154.7	6.24	5.966	0.918
April	152.6	68.54	15.55	201.5	195.4	7.75	7.402	0.903
May	197.1	77.61	20.50	260.2	252.6	9.76	9.326	0.881
June	210.9	85.20	25.36	276.7	268.5	10.26	9.809	0.871
July	215.7	82.36	28.68	286.0	277.6	10.46	9.999	0.859
August	189.6	75.17	28.57	254.0	246.4	9.31	8.901	0.861
September	136.7	58.51	23.08	183.8	178.2	6.89	6.592	0.882
October	98.8	46.22	19.06	133.4	129.2	5.08	4.857	0.895
November	56.9	28.48	14.58	78.5	76.1	3.03	2.888	0.905
December	45.3	26.60	10.66	59.7	57.7	2.35	2.227	0.917
Year	1551.7	679.93	18.18	2056.5	1994.1	77.58	74.112	0.886

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

Fig. 42 - Risultati di calcolo (Fonte: PVsyst - Meteonorm)

11.3 BENEFICI AMBIENTALI

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno e la perdita di efficienza dello 0,45 % per i successivi, le considerazioni successive valgono per il ciclo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in ENERGIA PRIMARIA	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,19
TEP risparmiate in un anno	13.838
TEP risparmiate in 30 anni	391.937

Tabella III: Risparmio di combustibile

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO2	SO2	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474,00	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno [Ton]	35.076	27,6	31,6	1,0
Emissioni evitate in 30 anni [Ton]	993.466	781,8	895,0	29,3

Tabella IV: Emissioni evitate in atmosfera

12. ANALISI DEI BENEFICI SOCIO-ECONOMICI

12.1 METODOLOGIA

La metodologia utilizzata per la valutazione degli obiettivi di miglioramento del sistema elettrico è basata sul confronto dei costi e dei benefici dell'investimento sostenuto per la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici.

L'analisi è stata svolta confrontando l'insieme dei costi stimati di realizzazione dell'opera e degli oneri di esercizio e manutenzione con l'aggregazione dei principali benefici quantificabili e monetizzabili che si ritiene possano scaturire dall'entrata in servizio delle nuove installazioni.

I benefici principali derivanti dalla realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico sono:

1. maggiore sicurezza di copertura del fabbisogno nazionale
2. minore probabilità che si verifichino episodi di energia non fornita
3. incremento di affidabilità della rete
4. maggiore disponibilità di potenza per il mercato con aumento della riserva complessiva
5. minori emissioni di CO₂ in atmosfera,
6. accelerazione della Phase Out dal carbone.

La peculiarità di un impianto fotovoltaico è che questo richiede un forte impegno di capitale iniziale e basse spese di manutenzione. Un modulo fotovoltaico mediamente nel suo ciclo di vita produrrà quasi 10 volte l'energia che è stata necessaria per produrlo, mentre nell'arco di 3 anni vengono compensate le emissioni di CO₂ prodotte per realizzarlo. Questo significa che restano mediamente altri 25 anni del suo ciclo di vita in cui questo produce energia elettrica senza emettere CO₂ (carbon free).

Va considerato anche che la vita di un generatore fotovoltaico può essere a oggi stimata intorno ai 30 anni.

Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 74.000 MWh e la perdita di efficienza di 0,4% annui, nell'intero ciclo di vita si evita di immettere in atmosfera quasi 993 mila Ton. di CO₂ con un risparmio sul combustibile di 391 mila TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) in 30 anni.

Oltre ai benefici in termini ambientali, un impianto fotovoltaico rappresenta un vero e proprio investimento economico.

12.2 RICADUTE OCCUPAZIONALI FER

Le ricadute occupazionali sono una delle maggiori voci di beneficio del bilancio.

Gli occupati sono distribuiti lungo le diverse fasi della filiera (fabbricazione di impianti e componenti, installazione e O&M) e calcolati in termini differenziali, cioè considerando solo i posti di lavoro che non esisterebbero in assenza di FER. In totale i benefici cumulati lungo la vita utile degli impianti

realizzati al 2030 ammontano a 89,7 (nel caso BAU) o 94,4 (ADP) miliardi. Il beneficio maggiore delle rinnovabili in termini ambientali è il contributo alla riduzione delle emissioni di CO2. Grazie alla capacità installata al 2030, saranno evitate in quell'anno tra 68 e 83 milioni di ton di CO2. I benefici totali, calcolati lungo la vita utile degli impianti, sono compresi tra 107 e 131 miliardi. A questi, si aggiungono i vantaggi dovuti alle altre emissioni inquinanti evitate, 2,8-3,4 miliardi. L'analisi computa le mancate emissioni di NO2 e SO2, contabilizzandole in base ai valori UE-Extern.

Le rinnovabili creano anche rilevanti ricadute sul PIL, generando nuove attività economiche, sia industriali che di servizi. Il valore aggiunto generato dall'indotto in questi comparti, al netto di quanto pertinente agli occupati diretti, si divide nelle due fasi di vita degli impianti (quella di cantiere e quella di funzionamento). Si stima che mediamente gli effetti siano per il 73% legati alla fase di installazione e per il 27% a quella di esercizio e manutenzione. Nel complesso la voce nel 2011 ha contribuito con benefici tra i 27,8 e 31,7 miliardi. È stato infine considerato l'apporto che le rinnovabili possono dare alla riduzione del fuel risk. L'Italia, come è noto, dipende dalle importazioni di combustibili fossili, che sono ancora più del 60% delle fonti usate per la produzione elettrica. La voce è stata quantificata in termini di costi di hedging evitati sui combustibili sulla base delle opzioni sui futures scambiate sul NYMEX. Il beneficio totale è compreso tra 8,1 e 9,9 miliardi di euro. Tale metodo potrebbe però sottostimare la reale portata della voce, che potenzialmente potrebbe avere un impatto molto forte, soprattutto in situazioni di tensione sui prezzi di petrolio e gas.

12.3 RICADUTE OCCUPAZIONALI SULLA REALTÀ LOCALE

La realizzazione e la gestione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterà delle ricadute positive sul contesto occupazionale locale.

Infatti, sia per le operazioni di cantiere che per quelle di manutenzione e gestione delle varie parti di impianto è previsto di utilizzare in larga parte, compatibilmente con la reperibilità delle professionalità necessarie, risorse locali.

In particolare, per la fase di cantiere si stima di utilizzare, compatibilmente con il quadro economico di progetto, per le varie lavorazioni le seguenti categorie professionali:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;
- lavori civili (strade, recinzione, cabine): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine, illuminazione e videosorveglianza): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri;
- montaggio supporti pannelli: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde: vivaisti, agronomi, operai generici.

I lavori di realizzazione del solo campo agrivoltaico hanno una durata prevista pari a poco più di un anno (59/60 settimane) e vedrà impiegati le seguenti risorse:

- un numero di risorse coinvolte pari a 172 persone
- un numero massimo di presenza in cantiere pari a circa 158 persone
- un numero medio di personale pari a 37 persone nel periodo di costruzione
- ore uomo equivalenti pari a circa 84.084 ore.

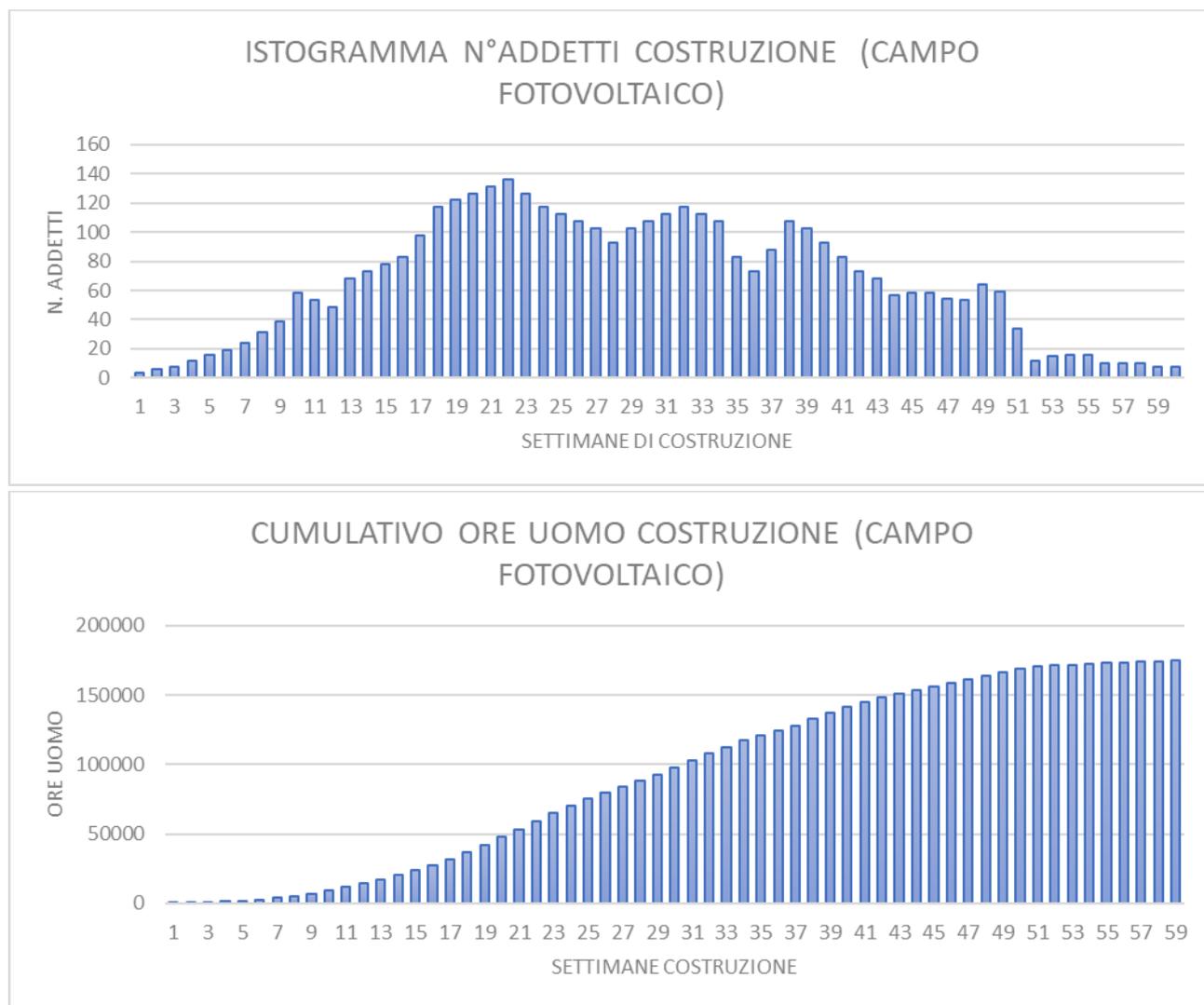


Fig. 43 – Istogramma n° addetti costruzione / cumulativo ore uomo costruzione (campo pv)

Anche l'approvvigionamento dei materiali, ad esclusione delle apparecchiature complesse quali pannelli, inverter e trasformatori, verrà effettuato per quanto possibile nel bacino commerciale locale dell'area di progetto, in particolar modo per il materiale inerte proveniente da cava per la realizzazione della viabilità del campo.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

- Evoluzione dei principali settori produttivi coinvolti
- Fornitura di materiali locali;
- Noli di macchinari;
- Prestazioni imprenditoriali specialistiche in subappalto,
- Produzione di componenti e manufatti prefabbricati, ecc;
- Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
- Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e dei loro familiari;
- Ristorazione;
- Ricreazione;
- Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.
- Variazioni prevedibili del saggio di attività a breve termine della popolazione residente e l'influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo della professionalizzazione indotta:
- Esperienze professionali generate;
- Specializzazione di mano d'opera locale;
- Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, in settori diversi.

Tali benefici, non dovranno intendersi tutti legati al solo periodo di esecuzione dei lavori; né resteranno confinati nell'ambito dei territori dei comuni interessati, perché le esperienze professionali e tecniche maturate saranno facilmente spendibili in altro luogo e/o tempo soprattutto in virtù del crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere.

Successivamente, ad impianto in esercizio, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza.

Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto, svolte da ditte che si servono di personale locale.

La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

Tenendo conto delle esperienze maturate nel settore e considerando anche gli addetti rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte

della realizzazione dell'impianto agrivoltaico si assume che il numero totale di addetti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame sia pari a:

- 47 addetti in fase di progettazione e sviluppo dell'impianto;
- 137 addetti in fase di realizzazione dell'impianto, dove almeno metà sarà costituito da manovalanza e professionalità locali, il che significa che durante la fase di realizzazione dell'impianto agrivoltaico saranno impegnate unità locali residenti nel Comune o comuni limitrofi;
- 21 addetti durante la fase di esercizio e gestione dell'impianto che daranno un salario garantito nel tempo.

I dati occupazionali confrontati con il limitato impatto ambientale e con l'incidenza contenuta sulle componenti ambientali, paesaggistiche e naturalistiche, confermano come sempre i vantaggi dei progetti fotovoltaici e la fattibilità dell'intervento.

12.4 AGRIVOLTAICO: SINERGIA TRA I PROPRIETARI DEI TERRENI E L'OPERATORE ENERGETICO

L'agrivoltaico rappresenta un settore nuovo e poco diffuso nel mondo produttivo ed economico, caratterizzato da un utilizzo ibrido di terreni agricoli e produzione di energia elettrica attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici sollevati da terra.

Finora le iniziative sono state proposte solo dagli "investitori energetici" che avevano interessi completamente diversi da quelli del mondo agricolo.

Oggi invece la spinta, oltre che dagli investitori, dall'Unione Europea e dallo Stato, arriva anche dal mondo agricolo che intravede la possibilità di integrare i redditi con un'attività industriale limitando l'uso del suolo. Tra l'altro nei fatti il fotovoltaico costituisce un falso problema perché da qui al 2030 se i 30/35 GW di fotovoltaico previsto dal PNIEC venissero realizzati solo su terreni agricoli, si occuperebbero circa 50.000 ettari, cioè meno della metà della superficie che annualmente viene abbandonata (100.000 ha) per mancanza di reddito o di ricambio generazionale degli addetti, lo 0,18 % della superficie totale italiana o il 6,6 % di quella non utilizzata.

L'agrivoltaico rappresenta un possibile compromesso tra l'agricoltura e l'industria, in quanto assicura la permanenza dei produttori agricoli in azienda e la coltivazione del suolo.

Assistiamo a un cambiamento culturale degli operatori, dei cittadini e delle Associazioni, perché hanno compreso chiaramente che la produzione integrata di energia rinnovabile e sostenibile, con le coltivazioni o gli allevamenti zootecnici, permette di assicurare:

agli agricoltori

- a) uno sviluppo sostenibile dell'agricoltura con la produzione di alimenti e di energia elettrica mediante la conversione diretta dell'irraggiamento solare. La capacità media di conversione è di circa il 15-20 % per i sistemi a silicio cristallino; paragonata alla capacità della fotosintesi del 3%

circa, il fotovoltaico aumenta di oltre 70 % l'efficienza complessiva di conversione dell'irraggiamento solare;

- b) la possibilità di continuare a coltivare circa il 73 % della superficie di terreno, ottimizzando la produzione;
- c) la parziale protezione delle colture dai fenomeni atmosferici quali: precipitazioni e venti di forte intensità, grandine e neve;
- d) una maggiore protezione delle colture praticate dagli aumenti di temperatura diurna e dalle forti e repentine riduzioni di quelle notturne;
- e) la riduzione di evaporazione e traspirazione di acqua dal terreno e dalle piante per effetto del parziale ombreggiamento da parte dei pannelli; questo può ridurre i rischi sulla produzione dovuti ai cambiamenti climatici;
- f) l'aumento dell'umidità dell'aria nelle zone sottostanti i moduli che, da un lato produce effetti favorevoli sulla crescita delle piante e dall'altro riduce la temperatura media dei moduli stessi con evidenti vantaggi nella conversione in energia elettrica;
- g) la possibilità di svolgere da parte dell'agricoltore le attività non specialistiche di manutenzione ordinaria dell'impianto stesso (come operatore dell'agrivoltaico per la gestione di un magazzino ricambi, il taglio dell'erba sotto i moduli, il lavaggio dei moduli, la guardiania, ecc.);

agli operatori energetici

- a) la possibilità di realizzare investimenti strategici nel settore dell'energia pulita anche sui campi agricoli coltivati mediante l'acquisizione di diritti di superficie a costi sopportabili;
- b) la possibilità di poter mitigare l'impatto dell'impianto sul territorio mediante la coltivazione degli spazi liberi del terreno;
- c) la riduzione dei costi di manutenzione attraverso l'affidamento di una parte delle attività di manutenzione necessaria per l'efficienza dell'impianto a persone di fiducia presenti sul territorio;
- d) la possibilità di avere un ottimo rapporto anche con le autorità locali per la condivisione dell'impianto con tutti gli operatori;
- e) la riduzione dei costi energetici per gli utenti finali privati e industriali;
- f) la possibilità di contribuire a ridurre la dipendenza energetica da altri Paesi.

alla collettività

- a) la riduzione dei costi energetici per gli utenti finali;
- b) la riduzione dei prezzi dei beni di prima necessità;
- c) la riduzione dell'inquinamento dell'aria, dell'acqua e del terreno.

13. QUADRO ECONOMICO DELL'OPERA

13.1 QUADRO ECONOMICO DI COSTRUZIONE

QUADRO ECONOMICO GENERALE Valore complessivo dell'opera privata			
Impianto agrivoltaico sito in Salice Salentino (LE), denominato "SALICE SANCHIRICO", avente potenza nominale pari a 40,683 MWp			
DESCRIZIONE	IMPORTO DEI LAVORI [€]	IVA %	TOTALE (IVA COMPRESA) [€]
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) Interventi previsti	25.158.660,40	10	27.674.526,44
A.2) Oneri di sicurezza	503.173,21	10	553.490,53
A.3) Opere di mitigazione	396.559,13	10	436.215,04
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	82.804,79	10	91.085,27
A.5) Opere connesse	2.046.376,68	10	2.251.014,35
TOTALE A	28.187.574,20		31.006.331,62
B) SPESE GENERALI			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità.	414.023,94	22	505.109,21
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	110.949,69	22	135.358,62
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	147.932,92	22	180.478,17
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	123.277,44	22	150.398,47
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	31.847,36	22	38.853,78
B.6) Imprevisti	135.605,18	10	165.438,32
B.7) Spese varie	119.064,92	22	145.259,20
TOTALE B	1.082.701,45		1.320.895,77
C) Acquisizione aree	255.079,25	15	311.196,69
VALORE COMPLESSIVO DELL'OPERA TOTALE (A+B+C)	29.525.354,91		32.638.424,08

13.2 QUADRO ECONOMICO DI DISMISSIONE

QUADRO ECONOMICO DEL PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO			
Valore complessivo dell'opera privata			
Impianto agrivoltaico sito in Salice Salentino (LE), denominato "SALICE SANCHIRICO", avente potenza nominale pari a 40,683 MWp			
DESCRIZIONE	IMPORTO DEI LAVORI [€]	IVA %	TOTALE (IVA COMPRESA) [€]
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) Interventi previsti	1.557.827,02	10	1.713.609,73
SUB. TOTALE A	1.557.827,02		1.713.609,73
B) SPESE GENERALI			
B.1) Costi in fase di sviluppo (Progettazione, SIA, pubblicazioni, ecc.)	0,00	22	0,00
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	0,00	22	0,00
B.3) Spese per rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini	0,00	22	0,00
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	25.000,00	22	30.500,00
B.5) Imprevisti	10.000,00	22	12.200,00
B.6) Varie	7.000,00	22	8.540,00
SUB. TOTALE B	42.000,00		51.240,00
TOTALE GENERALE			
TOTALE (A+B)	1.599.827,02		1.764.849,73

14. SISTEMA DI GESTIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO E MATERIALI DA DEMOLIZIONE

14.1 PIANO DI INDAGINE

Il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente il suo utilizzo, previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito per il rinterro degli scavi ed il rimodellamento morfologico del terreno alla quota finale di progetto.

Nel caso in cui i campionamenti eseguiti forniscano un esito negativo, il materiale scavato sarà destinato ad idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente e il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche proveniente da cava.

La caratterizzazione del materiale scavato ai fini della verifica dell'idoneità al riutilizzo sarà effettuata procedendo al prelievo di campioni di terre da sottoporre ad analisi di laboratorio.

La caratterizzazione ambientale, svolta per accertare la sussistenza dei requisiti di qualità ambientale dei materiali da scavo, deve, in ogni caso eseguirsi prima dell'inizio dello scavo, eseguita preferibilmente mediante scavi esplorativi (pozzetti o trincee) e, in subordine, con sondaggi a carotaggio, come da Allegato 2 del DPR 120/2017.

L'ubicazione e il numero di punti di indagine potranno subire modifiche a seguito di sopralluoghi per accertarne l'effettiva fattibilità. Tutte le posizioni dei singoli punti di sondaggio saranno individuate solo a seguito di attenta verifica, tenendo conto, in particolare, della presenza di tutti i possibili sottoservizi, delle restrizioni logistiche e dei riflessi sulla sicurezza degli operatori.

La caratterizzazione ambientale sarà svolta, prima dell'inizio dello scavo, nel rispetto di quanto riportato agli allegati 2 e 4 del D.P.R. 120/2017.

Qualora si riscontri l'impossibilità di eseguire prima dell'inizio dello scavo la completa caratterizzazione ambientale di tutti i punti di indagine previsti, il proponente si riserverà la possibilità di eseguire talune indagini in corso d'opera, secondo le indicazioni di cui all'allegato 9 del D.P.R. 120/2017.

In base a quanto stabilito nell'Allegato 2 dello stesso decreto, la densità dei punti di indagine e la loro ubicazione sono basate su un modello concettuale preliminare delle aree o sulla base di considerazioni di tipo statistico. Il numero dei campioni da prelevare è stabilito sempre nell'Allegato 2 secondo il seguente schema:

Le profondità di campionamento saranno determinate in base alla natura dei materiali costituenti il suolo e il sottosuolo, all'eventuale presenza di acque sotterranee, alle evidenze di contaminazione e facendo riferimento alle ipotesi progettuali.

La pulizia degli strumenti e delle attrezzature accessorie dovrà essere eseguita in maniera accurata, al termine di ogni manovra, con mezzi compatibili con i materiali di interesse, al fine di evitare fenomeni di contaminazione e/o di perdita di rappresentatività dei dati.

La scelta dei contaminanti da ricercare dovrà essere fatta allo scopo di determinare le caratteristiche qualitative dell'area in esame e di caratterizzare in maniera preventiva le terre e rocce da scavo. Nel caso di opere infrastrutturali lineari, il campionamento andrà effettuato almeno ogni 500 metri lineari di tracciato.

La profondità d'indagine sarà determinata in base alle profondità previste degli scavi. I campioni da sottoporre ad analisi chimico-fisiche saranno almeno:

- campione 1: da 0 a 1 m dal piano campagna;
- campione 2: nella zona di fondo scavo;
- campione 3: nella zona intermedia tra i due.

In ogni caso andrà previsto un campione rappresentativo di ogni orizzonte stratigrafico individuato ed un campione in caso di evidenze organolettiche di potenziale contaminazione. Per scavi superficiali, di profondità inferiore a 2 metri, i campioni da sottoporre ad analisi chimicofisiche possono essere almeno due: uno per ciascun metro di profondità. Nel caso in cui gli scavi interessino la porzione satura del terreno, per ciascun sondaggio oltre ai campioni sopra elencati sarà necessario acquisire un campione delle acque sotterranee.

Al fine di prelevare un numero di campioni di terreno sufficientemente rappresentativo del materiale di scavo prodotto durante la realizzazione del cavidotto, non essendo state individuate aree a rischio potenziale in corrispondenza del tracciato o a breve distanza (< 200 m), il piano delle indagini proposto prevede la realizzazione di un punto di indagine ogni 500 m.

Considerando la lunghezza complessiva del cavidotto pari a circa 16,5 km, indicativamente saranno eseguiti:

- n. 33 punti di indagine per la linea AT.

14.2 PARAMETRI DA DETERMINARE

Sui campioni di terreno prelevati, ai fini della verifica della conformità alle CSC normative, saranno eseguite determinazioni analitiche comprendenti un set mirato di parametri analitici allo scopo di accertare le condizioni chimiche del sito in rapporto ai limiti previsti dal D.Lgs.152/2006.

Come stabilito nell'Allegato 4 del D.P.R. 120/2017, il set di parametri analitici da ricercare è definito in base alle possibili sostanze ricollegabili alle attività antropiche svolte sui siti o nelle sue vicinanze, ai parametri caratteristici di eventuali pregresse contaminazioni, di potenziali anomalie del fondo naturale, di inquinamento diffuso, nonché di possibili apporti antropici legati all'esecuzione dell'opera.

Il cosiddetto set minimo di parametri analitici da determinare può essere considerato il seguente con le relative Concentrazioni Soglia di Contaminazione (CSC) di cui alla colonna A della Tabella 1, Allegato 5, al Titolo V, Parte IV del DLgs. 152/2006, per Siti ad uso Verde pubblico e privato e residenziale:

SET ANALITICO	A
	Siti ad uso verde pubblico privato e residenziale (mg·kg ⁻¹ espressi come ss)
Arsenico	20
Cadmio	2
Cobalto	20
Cromo totale	150
Cromo VI	2
Mercurio	1
Nichel	120
Piombo	100
Rame	120
Zinco	150
Idrocarburi pesanti C>12	50
Amianto	1000
BTEX + Stirene (aromatici)	1
IPA (aromatici policiclici)	10

Le ultime due voci sono previste solo qualora le aree di scavo si collochino a distanze minori o uguali a 20 m da infrastrutture viarie di grande comunicazione; pertanto, nel presente caso non risultano necessarie.

14.3 TERRENI DI RIPORTO

Considerato quanto indicato all’art. 41, comma 3 del D.L. 21 giugno 2013, n. 69 e nella nota MATTM (prot. 13338/TRI) del 14/05/2014: “Richiesta chiarimenti in merito all’applicazione della normativa su terre e rocce da scavo”, qualora durante le operazioni di campionamento si riscontri la presenza di terreni di riporto, si dovrà prevedere l’esecuzione di un test di cessione da effettuarsi sui materiali granulari, ai sensi dell’art. 9 del D.M. 05/02/1998 n.88, per escludere rischi di contaminazione delle acque sotterranee.

Per rientrare all’interno delle procedure di caratterizzazione ambientale dei materiali, la percentuale in massa del materiale di origine antropica contenuta nel terreno non deve essere maggiore del 20%.

In tale circostanza, inoltre, non essendo nota l’origine dei materiali inerti che costituiscono il terreno di riporto, la caratterizzazione ambientale, dovrà prevedere:

- l’ubicazione dei campionamenti in modo tale da poter caratterizzare ogni porzione di suolo interessata dai riporti, data la possibile eterogeneità verticale ed orizzontale degli stessi;
- la valutazione della percentuale in massa degli elementi di origine antropica.

La quantificazione dei materiali di origine antropica di cui all’articolo 4, comma 3 del D.P.R. 120/2017 sarà effettuata secondo la metodologia descritta nell’Allegato 4 del medesimo decreto, allo scopo di separare il terreno con caratteristiche stratigrafiche e geologiche naturali dai materiali origine antropica in modo che la presenza di questi ultimi possa essere pesata. Nello specifico, per il calcolo della percentuale si applica la seguente formula:

$$\%Ma = \frac{P_{-}Ma}{P_{-}tot} * 100$$

dove:

- %Ma: percentuale di materiale di origine antropica
- P_Ma: peso totale del materiale di origine antropica rilevato nel sopravaglio
- P_tot: peso totale del campione sottoposto ad analisi (sopravaglio+sottovaglio)

Il test di cessione sarà effettuato secondo la norma UNI10802-2013, con determinazione dei medesimi parametri previsti per i suoli, fatte salve specifiche indicazioni fornite dagli enti competenti.

Come precisato dal MATTM nella nota del 14/05/2014 (prot. 13338/TRI), i limiti di riferimento per confrontare le concentrazioni dei singoli analiti nell'eluato saranno quelli di cui alla Tabella 2, Allegato 5, Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06, previsti per le acque sotterranee.

14.4 PIANO DI UTILIZZO TERRE E ROCCE DA SCAVO E MATERIALI DA DEMOLIZIONE

Sulla base delle indagini di Due Diligence ambientale condotte è possibile fornire indicazioni riguardanti la gestione delle terre e rocce da scavo derivanti dalle attività in progetto.

14.4.1 TERRE E ROCCE – STIMA DEI QUANTITATIVI

14.4.1.1 CAMPO FV

I movimenti terra consistono negli scavi necessari per la realizzazione delle opere, nello scotico superficiale e scavo puntuale in corrispondenza delle fondazioni.

La profondità degli scavi risulta variabile a seconda dell'opera da realizzare.

Durante la realizzazione delle opere, il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso un'area opportunamente dedicata e successivamente il suo utilizzo per il rinterro degli scavi ed il rimodellamento morfologico del terreno alla quota finale di progetto.

Si prevede di riutilizzare interamente i volumi di terra escavati.

Per l'esecuzione dei lavori non sono normalmente utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le terre e rocce.

Nella Tabella II si riporta la valutazione dei quantitativi di materiali movimentati. In particolare, per ogni intervento si riporta:

- Il volume che verrà scavato
- Il volume di terreno riutilizzabile
- Il volume di terreno eccedente

Attività	Scavo Totale (m³)	Terreno Riutilizzabile (*) (m³)	Terreno Eccedente (m³)
Regolarizzazione piano di posa	5.726,00	5.726,00	-
Viabilità	13.140,00	13.140,00	-
Fondazioni cabine	731,00	731,00	-
Linee elettriche	6.600,00	6.600,00	-
Pozzetti	452,00	452,00	-
Drenaggi	1.592,00	1.592,00	-
Strutture di illuminazione, videosorveglianza e fondazione cancello	68,00	68,00	-
(*) previa effettuazione delle analisi che dimostrino il rispetto dei limiti di CSC. Qualora ciò non dovesse accadere, il terreno verrà conferito a discarica.			

Tabella V: Stima preliminare dei volumi di scavo campo FV

In fase di progettazione esecutiva il proponente si riserva di affinare i dati preliminari di cui sopra. In sostanza quindi si stima un volume complessivo di scavo pari a 28.309 m³ di cui si prevede, in caso di idoneità, il totale riutilizzo in sito.

Il materiale di risulta degli scavi sarà dunque opportunamente accumulato in aree di stoccaggio temporanee; i cumuli saranno realizzati mantenendo il più possibile l'omogeneità del materiale sia in termini litologici che in termini di contaminazione visiva; i cumuli avranno inoltre altezza proporzionale alla quantità di materiale ed alla sua stabilità allo stato sciolto.

Gli eventuali materiali in esubero non riutilizzati in loco per i riempimenti necessari, dovranno essere gestiti all'interno del regime dei rifiuti e dovranno essere allontanati dal cantiere con formulario d'identificazione, secondo la classificazione del rifiuto e l'attribuzione del codice CER, ai sensi della normativa vigente.

Saranno da eseguirsi in tal caso ulteriori determinazioni analitiche (test di cessione) finalizzate alla verifica della compatibilità dei terreni per l'eventuale conferimento ad impianti autorizzati di smaltimento e/o recupero, mediante l'attribuzione del codice CER e la classificazione della pericolosità del rifiuto con i parametri richiesti dalla normativa vigente.

Le caratteristiche del sito di destinazione finale sono determinate in base ai risultati del test di cessione in acqua per l'ammissibilità in discarica.

Per l'eventuale smaltimento dei materiali in esubero riferibili ai terreni in posto potrà essere presumibilmente utilizzato il codice CER 17 05 04 Terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03*, da confermare in base ai risultati delle opportune analisi suddette, e tali materiali potranno essere conferiti a un impianto autorizzato di trattamento per il recupero o in discarica per rifiuti non pericolosi, con le modalità previste dalla normativa vigente.

14.4.1.2 ELETTRDOTTO DI VETTORIAMENTO AT

La realizzazione del cavidotto comporterà movimenti terra che nella fase preliminare è possibile stimare solo in maniera indicativa, rimandando al progetto esecutivo la determinazione dei volumi di dettaglio.

La stratigrafia delle aree di intervento suggerisce di considerare mediamente un primo strato superficiale di 0,50 metri di terreno vegetale ed un successivo strato roccioso.

Nel caso di produzione di terreno vegetale, questo viene momentaneamente separato dal resto del materiale scavato, accantonato nei pressi dello scavo e parzialmente riutilizzato, ove previsto, per il rinterro.

Anche il restante materiale riveniente dagli scavi sarà depositato momentaneamente a bordo scavo ma comunque tenuto separato dal terreno vegetale.

E' possibile, qualora non ci siano gli spazi o le condizioni di sicurezza, che il deposito momentaneo avvenga in altre aree, ma sempre nell'ambito del cantiere.

Nel caso delle strade asfaltate sarà effettuato preliminarmente il taglio della sede stradale per la fascia di scavo necessaria, ed il materiale bituminoso risultante, tipicamente uno strato di circa 15 cm, sarà destinato al trasporto e conferimento in discarica.

Tale materiale, classificato quale rifiuto non pericoloso (CER 17.03.02), consta sostanzialmente di rifiuto solido costituito da bitume e inerte proveniente dalla rottura a freddo del manto stradale. Eliminato il materiale bituminoso, il restante materiale proveniente dallo scavo sarà momentaneamente accantonato possibilmente a margine dello scavo stesso, e comunque nell'ambito dell'area di cantiere, quindi terminata la posa dei cavi, riutilizzato per il rinterro nello stesso sito.

La seguente Tabella riassuntiva esprime il bilancio tra produzione di terre e rocce da scavo e loro quote di riutilizzo e conferimento in discarica:

Materiale	Volume prodotto (m ³)	Volume riutilizzato per rinterri e riempimenti (m ³)	Volume conferito (m ³)
Terreno vegetale	4.125,00	2.865,00	1260,00
Materiale roccioso	2.884,7	1.844,7	1.040,0
Materiale bituminoso	1.187,10	0,00	1.187,10
Altro materiale (massicciata)	1.703,20	0,00	1.600,00

Tabella VI: Stima preliminare dei volumi di scavo CAVIDOTTO AT

Ai fini del rinterro completo degli scavi dell'elettrodotta, oltre al totale riutilizzo del terreno vegetale riveniente dal relativo cantiere, si renderà necessario un ulteriore apporto di terreno vegetale

prodotto nei restanti cantieri dell'opera, per una lunghezza di circa 250 metri, una larghezza di 0,50 metri ed una profondità di 0,10 metri, dunque per un volume pari a circa 12,5 m³.

14.4.2 RIUTILIZZO IN SITO - ADEMPIMENTI

Per il riutilizzo in sito non è previsto nessun titolo abilitativo, previa conferma della conformità del materiale al riutilizzo nel sito con destinazione d'uso verde pubblico, privato e residenziale, ai sensi di quanto prescritto all'articolo 185 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., che recita:

"1. Non rientrano nel campo di applicazione della parte quarta del presente decreto:

[...] c) il suolo non contaminato e altro materiale allo stato naturale escavato nel corso di attività di costruzione, ove sia certo che esso verrà riutilizzato a fini di costruzione allo stato naturale e nello stesso sito in cui è stato escavato; [...]"

Nel caso in cui le indagini di laboratorio confermino tale conformità è previsto il totale riutilizzo in sito del materiale escavato.

14.4.3 VOLUMI DI NON RIUTILIZZO E POSSIBILE DESTINAZIONE

Relativamente alle terre e rocce da scavo non è attualmente previsto un quantitativo in esubero, da gestire all'interno del regime dei rifiuti.

Nel caso in cui, in fase esecutiva, dovesse risultare del materiale escavato in eccedenza o le risultanze analitiche dovessero individuarne la non conformità al riutilizzo in sito, tali materiali dovranno essere gestiti all'interno del regime dei rifiuti e dovranno essere allontanati dal cantiere con formulario di identificazione rifiuto, secondo la classificazione del rifiuto e l'attribuzione del codice CER, ai sensi della normativa vigente.

Per l'eventuale smaltimento dei materiali in esubero riferibili ai terreni in posto potrà essere presumibilmente utilizzato il codice CER 170504 Terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503* e tali materiali potranno essere conferiti ad un impianto autorizzato di trattamento per il recupero o in discarica per rifiuti non pericolosi, con le modalità previste dalla normativa vigente.

Nel caso della realizzazione della linea AT il materiale proveniente dagli scavi, se ritenuto idoneo ai sensi della normativa vigente, sarà parzialmente riutilizzato per i reinterri, ripristinando il preesistente andamento naturale del terreno, ai sensi dell'Art. 24 del DPR 120/2017. Nel caso di necessità di smaltimento a discarica, considerato che il tracciato sarà essenzialmente su terreno agricolo il codice CER potenzialmente utilizzato sarà il 170504.

In merito alla realizzazione del PR, il terreno eccedente sarà, in funzione delle sue caratteristiche e delle possibilità, parzialmente riutilizzato per i riempimenti, per una modellizzazione delle aree circostanti ovvero avviato a recupero / smaltimento ai sensi di legge.

In tal caso, il codice CER presumibilmente utilizzato potrà essere il codice 170504 Terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503*.

14.5 QUANTITATIVI STIMATI E DISPONIBILITÀ DI IMPIANTI DI CONFERIMENTO

Nella seguente tabella si riepilogano i quantitativi stimati per ciascuna tipologia di materiali da gestire all'interno del regime dei rifiuti nel caso di non riutilizzo.

Tipologia intervento	Tipologia materiale	Quantità (m ³)
Campi FV	CER 17 05 04 (Terre e rocce da scavo)	0
Cavidotto AT	CER 17 05 04 (Terre e rocce da scavo)	2.640,00
Cavidotto AT	CER 17 03 02 (Miscele bituminose)	1.187,00

Tabella VII: quantitativi di materiale "rifiuto"

Inoltre, è stata svolta una verifica sul territorio per l'individuazione degli impianti ubicati nelle vicinanze dell'area e disponibili alla ricezione dei materiali di cui si riporta un elenco di seguito.

IMPIANTI PER TERRE E ROCCE (CODICE CER 17 05 04)	
DENOMINAZIONE IMPIANTO	RIFERIMENTI
LEZZI® S.u.r.l.	Sede Legale: Viale Germania 10, Zona Industriale, 73010 Surbo (Lecce) – ITALY Sede Operativa: Viale Francia 22, Zona Industriale, 73010 Surbo (Lecce) – ITALY P.IVA/C.F. 03071000750

Sarà cura dell'appaltatore individuare l'impianto più idoneo alle sue esigenze per lo smaltimento. Il Produttore del rifiuto (Appaltatore) dovrà effettuare analisi sui cumuli di materiale derivante dagli scavi, da gestire come rifiuto, al fine di attribuire l'esatto codice CER e la classificazione della pericolosità del rifiuto per il conferimento presso impianti di smaltimento e/o recupero autorizzati.

15. SISTEMA DI GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il piano di manutenzione è il documento complementare al progetto esecutivo che prevede, pianifica e programma, tenendo conto degli elaborati progettuali esecutivi effettivamente realizzati, l'attività di manutenzione dell'intervento al fine di mantenerne nel tempo la funzionalità, le caratteristiche di qualità, l'efficienza ed il valore economico.

La manutenzione degli impianti elettrici ordinari e speciali, sia essa di tipo ordinaria che straordinaria, ha la finalità di mantenere costante nel tempo le loro prestazioni al fine di conseguire:

- le condizioni di base richieste negli elaborati progettuali;
- le prestazioni di base richieste quali illuminamento, automazione, ecc.;
- la massima efficienza delle apparecchiature;
- la loro corretta utilizzazione durante le loro vita utile.

Essa comprende quindi tutte le operazioni necessarie all'ottenimento di quanto sopra nonché a:

- Ottimizzare i consumi di energia elettrica;
- Garantire una lunga vita all'impianto, prevedendo le possibili avarie e riducendo nel tempo i costi di manutenzione straordinaria che comportano sostituzione e/o riparazione di componenti dell'impianto.
- Garantire ottimali condizioni di sicurezza e di regolazione e ottimizzazione degli ambienti.

Il Piano di Manutenzione si dovrà articolare nei seguenti documenti operativi, redatti ai sensi del D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207 Art.38

- Manuale d'uso
- Manuale di Manutenzione
- Programma di Manutenzione
- Schede per la redazione del Registro delle Verifiche

Quindi sostanzialmente sarà definita una programmazione dei lavori di manutenzione e di gestione delle opere, da sviluppare su base mensile, trimestrale, semestrale ed annuale per garantirne il corretto funzionamento. Sarà creato un registro dove dovranno essere indicate le caratteristiche principali dell'apparecchiatura e le operazioni di manutenzione effettuate, con le relative date.

La direzione ed il controllo degli interventi di manutenzione saranno seguiti da un tecnico che avrà il compito di monitorare l'impianto, effettuare visite mensili e, in esito a tali visite, coordinare le manutenzioni.

Per i dettagli del Piano di Manutenzione si rimanda al corrispondente elaborato di dettaglio.

16. PIANO DI DISMISSIONE, RIFIUTI E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

16.1 SISTEMI FOTOVOLTAICI E NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L’impianto fotovoltaico è da considerarsi l’impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l’inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (praticamente nullo non avendo parti in movimento).

Ogni singola parte dell’impianto fotovoltaico avrà dei componenti riciclabili e degli altri che saranno classificati come rifiuti.

Le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 25-30 anni contro la diminuzione dell’efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte quale il silicio garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti). I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo quali vetro (che ingiallisce) fogli di EVA e Tedlar. Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso. L’inverter, altro elemento “ricco” di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame o alluminio, materiali in acciaio e ferrosi delle strutture e recinzioni, così come diversi inerti da costruzione possono essere recuperati.

Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43.

16.2 FASI PRINCIPALI DEL PIANO DI DISMISSIONE

La dismissione dell’impianto agrivoltaico a fine vita di esercizio prevede lo smontaggio/smantellamento delle infrastrutture elettriche e civili di cui è costituito il progetto nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, ed il ripristino dello stato dei luoghi alla situazione ante operam.

Le operazioni di rimozione e demolizione, nonché il recupero e smaltimento dei materiali di risulta, verranno eseguite applicando le migliori e le più evolute metodologie di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.

Il piano di dismissione prevede le seguenti fasi:

- 1) Smontaggio di tutte le apparecchiature e attrezzature elettriche e smantellamento delle infrastrutture civili:

- disconnessione dell'intero impianto dalla rete elettrica
- operazioni di messa in sicurezza (sezionamento lato DC, AC, disconnessione delle serie moduli e dei cavi;
- smontaggio di moduli fotovoltaici, degli inverter e delle strutture di fissaggio;
- rimozione dei cavidotti interrati e pozzetti, previa apertura degli scavi;
- rimozione delle cabine e manufatti prefabbricati;
- rimozione del sistema di illuminazione e videosorveglianza;
- demolizione della viabilità interna;
- rimozione della recinzione e del cancello
- rimozione piantumazioni perimetrali;
- rimozione opere di connessione (elettrdotto e cabina elettrica);

2) Ripristino dello stato dei luoghi alla situazione ante operam.

Per i dettagli e le descrizioni puntuali delle fasi di dismissione e di ripristino dello stato dei luoghi si rimanda all'elaborato specialistico.

16.3 CRONOPROGRAMMA DELLE OPERAZIONI DI DISMISSIONE

Il cronoprogramma delle opere di dismissione e smaltimento dell'impianto fotovoltaico sono all'incirca 45 settimane ed è riportato di seguito:

Lavorazione - Attività	Settimane																																																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45									
Rimozione dei pannelli fotovoltaici smontaggio e conferimento presso centri di raccolta	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																																											
Rimozione degli inseguitori solari e conferimento a centri di riutilizzo/discarica autorizzata					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																																								
Rimozione delle opere elettriche e meccaniche interne al campo (cavi solari e inverter) e conferimento a centri di riutilizzo/discarica											■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																																	
Rimozione e smaltimento di apparecchiature elettriche, trasformatori, impianti di illuminazione e videosorveglianza compreso il trasporto a centri												■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																																
Rimozione strutture prefabbricate e conferimento a discarica autorizzata																■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
Rimozione e smaltimento della recinzione perimetrale e dei cancelli di ingresso e conferimento a centri di riutilizzo / discarica																																																						
Rimozione e smaltimento di piante o vegetazione e conferimento presso vivai																																																						
Rimozione e smaltimento di viabilità di servizio e conferimento presso centri autorizzati al recupero o riciclaggio																																																						
Ripristino Scavi cavidotti elettrici																																																						
Opere di ingegneria naturalistica per il ripristino vegetazionale dei luoghi																																																						

Per quanto riguarda la dismissione dell'elettrodotto AT di collegamento tra la cabina di raccolta del campo FV ed il punto di consegna saranno sufficienti 2 mesi di lavoro.