

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNE DI CERIGNOLA

LOCALITÀ LAGNANO

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO AVENTE POTENZA DI PICCO PARI A 17.57 MWp E POTENZA NOMINALE PARI A 17.31 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

Sezione:

SEZIONE A - RELAZIONI GENERALI

Elaborato:

RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

Nome file stampa:

FV.CRG01.PD.A.01.pdf

Codifica Regionale:

IRS75R7_RelazioneTecnicoDescrittivaGenerale

Scala:

Formato di stampa:

A4

Nome elaborato:

FV.CRG01.PD.A.01

Tipologia:

R

Proponente:

E-WAY 0 S.r.l.

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 16774611004



E-WAY 0 S.r.l.
P.zza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 - Roma
C.F./P.IVA 16774611004
PEC: e-way0srl@legalmail.it

Progettista:

E-WAY 0 S.r.l.

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 16774611004



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
FV.CRG01.PD.A.01	00	02/2023	G.Carrano	A.Bottone	A.Bottone

E-WAY 0 S.r.l.

Sede legale
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
PEC: e-way0srl@legalmail.it tel. +39 0694414500



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	2 di 97

INDICE

1	PREMESSA.....	11
2	INTRODUZIONE	12
1.1	Generalità.....	12
1.2	Obiettivi.....	13
3	DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO.....	14
3.1	Inquadramento territoriale del progetto	14
3.2	Layout d'impianto	19
3.3	Descrizione del progetto da un punto di vista elettrico	22
3.4	Stima della producibilità dell'impianto.....	23
3.5	Ricadute ambientali del progetto.....	23
3.6	Soluzione di connessione alla RTN	24
3.7	Viabilità di avvicinamento al sito	27
3.8	Analisi delle interferenze con il reticolo idrografico	28
4	CONFORMITÀ VINCOLISTICA DELLE OPERE DI PROGETTO	30
4.1	Normativa regionale vigente in materia di pianificazione energetica.....	30
4.1.1	Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia (PEAR).....	30
4.1.2	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)	31
4.1.3	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) della Provincia di Foggia	32
4.1.4	Compatibilità con i Piani Regolatori Generali	33
4.2	Compatibilità specifiche	35
4.2.1	Compatibilità naturalistico-ecologica	35
4.2.2	Compatibilità paesaggistico-culturale.....	36
4.2.3	Compatibilità geomorfologica-idrogeologica	38
4.2.4	Ulteriori compatibilità specifiche.....	41
5	PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO.....	45
5.1	Criteri progettuali.....	45
5.2	Particolari relativi al layout d'impianto	46
5.3	Producibilità dell'impianto	47
5.3.1	Dati climatici	47
5.3.2	Risultati	49
5.4	Stima della vita utile dell'impianto.....	50
5.5	Ricadute ambientali di progetto.....	50



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	3 di 97

6	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO	51
6.1	Sintesi della configurazione dell'impianto	51
6.2	Elementi tecnici costituenti l'impianto agrofotovoltaico	53
6.2.1	Moduli Fotovoltaici	53
6.2.2	Tracker – Strutture di sostegno	54
6.2.3	Quadro di stringa	55
6.2.4	Inverter Centralizzato	56
6.2.5	Power Station.....	57
6.3	Opere civili.....	58
6.3.1	Pali tracker	58
6.3.2	Fondazione Power Station	60
6.3.3	Cavidotti interrati.....	61
6.3.4	Cabina di raccolta MT e control room	63
6.3.5	Opere a contorno: recinzione, cancelli e piantumazione perimetrale	63
6.3.6	Scavi	64
6.3.7	Regimentazione delle acque meteoriche	64
6.4	Opere impiantistiche	65
6.4.1	Installazione moduli FV.....	65
6.4.2	Installazione Power Station	66
6.4.3	Cavi DC.....	67
6.4.4	Cavidotto a 36 kV	68
6.4.5	Impianto di illuminazione e videosorveglianza	71
6.4.6	Cabina di raccolta MT	72
6.4.7	Control room - Sistema di monitoraggio	73
7	PRESCRIZIONI ANTINCENDIO	74
8	STUDIO DI FATTIBILITÀ AGRONOMICA.....	75
8.1	Descrizione del territorio e del paesaggio.....	75
8.2	Definizione del piano colturale	76
8.3	Opere di mitigazione	77
8.4	Considerazioni economiche	78
9	IL FOTOVOLTAICO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA NAZIONALE: PIANO NAZIONALE ENERGETICO INTEGRATO DELL'ENERGIA E DEL CLIMA "PNIEC".....	79
9.1	Impatto macroeconomico.....	82
10	DISMISSIONE	85
10.1	Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione	86
10.1.1	Rimozione della recinzione perimetrale e dell'impianto di videosorveglianza	86
10.1.2	Rimozione e smaltimento dei moduli fotovoltaici.....	87
10.1.3	Rimozione tracker monoassiali (strutture di sostegno)	89
10.1.4	Rimozione Power Station	89



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	4 di 97

10.1.5	Rimozione cavi.....	90
10.1.6	Rimozione cabina di raccolta e misura.....	90
10.1.7	Rimozione siepe perimetrale.....	91
10.1.8	Ripristino viabilità interna al sito.....	91
10.2	Ripristino ambientale del sito	91
10.3	Cronoprogramma	92
11	<i>NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....</i>	<i>93</i>
11.1	Premessa	93
11.2	Legislazione e normativa nazionale in ambito elettrico.....	93
11.3	Normativa fotovoltaica.....	94
11.4	Quadri elettrici.....	95
11.5	Rete elettrica del distributore e allacciamento agli impianti	95
11.6	Cavi, cavidotti e accessori	96
11.7	Scariche atmosferiche e sovratensioni	97



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	5 di 97

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 - Corografia generale dell'area di impianto ed opere connesse su ortofoto (parte 1/2) (Rif. FV.CRG01.PD.B.02)</i>	14
<i>Figura 2 - Corografia generale dell'area di impianto ed opere connesse su ortofoto (parte 2/2) (Rif. FV.CRG01.PD.B.02)</i>	15
<i>Figura 3 - Corografia di dettaglio dell'area di impianto del parco Fotovoltaico ed opere connesse su ortofoto (Rif. FV.CRG01.PD.E.03)</i>	16
<i>Figura 4 - Inquadramento dell'area di impianto ed opere connesse sulla IGM 1:25000 (Rif. FV.CRG01.PD.B.01)</i>	16
<i>Figura 5 - Inquadramento catastale dell'area di impianto (Rif. FV.CRG01.PD.E.02)</i>	18
<i>Figura 6 - Inquadramento dell'area di impianto ed opere connesse sulla IGM 1:25000 (Rif. FV.CRG01.PD.B.01)</i>	19
<i>Figura 7 - Immagine rappresentativa del layout d'impianto</i>	20
<i>Figura 8 - Assetto colturale inerbimento da sovescio – Attività di sfalcio</i>	21
<i>Figura 9 - Assetto colturale ortive/officinali – Attività di raccolta</i>	21
<i>Figura 10 – Identificazione della posizione della stazione SE 150/36 KV RTN “Castelluccio Satellite”</i>	24
<i>Figura 11 – Estratto della localizzazione della stazione su base catastale</i>	25
<i>Figura 12 – Estratto di dettaglio della localizzazione della stazione su base catastale</i>	25
<i>Figura 13 - Inquadramento futura stazione elettrica su ortofoto (Rif. FV.CRG01.PD.H.02)</i>	26
<i>Figura 14 - Posizione della nuova stazione nell'atlante RTN</i>	26
<i>Figura 15 - Analisi dell'area vasta per l'individuazione della migliore soluzione di accessibilità al sito (Fonte: Google Earth)</i>	27
<i>Figura 16 – Soluzione di viabilità di accesso al sito scelta</i>	28
<i>Figura 17 - Suddivisione della Regione Puglia in 11 ambiti paesaggistici con riferimento all'area oggetto di studio (Fonte: Scheda d'Ambito 3/Tavoliere, PPTR Puglia)</i>	32
<i>Figura 18 - Stralcio del PRG: azionamento (Rif FV.CRG01.PD.C.09)</i>	33
<i>Figura 19 - Stralcio del PRG relativo ai vincoli ambientali, idrogeologici e archeologici (Rif FV.CRG01.PD.C.09)</i>	34
<i>Figura 20 - Distanza rispetto alle aree protette [Rif. Elaborato FV.CRG01.PD.C.02]</i>	36
<i>Figura 21 - Inquadramento dell'area di impianto ed opere connesse rispetto ai beni culturali e paesaggistici</i>	37
<i>Figura 22 - Inquadramento dell'area di impianto rispetto al vincolo idrogeologico (Rif. FV.CRG01.PD.C.04)</i>	39
<i>Figura 23 - Inquadramento delle opere di progetto rispetto al PAI-Pericolosità geomorfologica (Rif. FV.CRG01.PD.C.05)</i>	40
<i>Figura 24 - Inquadramento delle opere di progetto rispetto al PAI-Pericolosità idraulica (Rif FV.CRG01.PD.C.05)</i>	40
<i>Figura 25 - Inquadramento dell'area di impianto rispetto al Piano di Tutela delle Acque (PTA) Puglia (Rif PV.CRG01.PD.C.08)</i>	41
<i>Figura 26 - Inquadramento delle aree di progetto rispetto agli ATC definiti dal PFVR 2018-2023 (Rif FV.CRG01.PD.C.07)</i>	42
<i>Figura 27 - Inquadramento delle aree di progetto rispetto alle aree perimetrare dal PFVR 2018-2023 (Rif FV.CRG01.PD.C.07)</i>	42
<i>Figura 28 - Inquadramento dell'area di impianto ed opere connesse rispetto alla carta delle tipologie forestali (fonte: Piano Forestale Regionale Puglia)</i>	43
<i>Figura 29 - Inquadramento dell'area di impianto in riferimento al Webgis UNMIG</i>	44
<i>Figura 30 - Zonizzazione del territorio della Regione Puglia</i>	44
<i>Figura 31 - Schema funzionale backtracking</i>	47
<i>Figura 32 - Meteo per Castronovo di Sicilia - Typical Meteorological Year</i>	49
<i>Figura 33 - Esempio di disposizione dei pali di fondazione delle strutture</i>	59
<i>Figura 34 - Indicazioni minime degli spessori del basamento, valori forniti dalla casa produttrice</i>	60
<i>Figura 35 – Tipologico Soluzione di installazione su pali in caso di necessità</i>	61



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	7 di 97

<i>Figura 36 - Sezione del cavidotto singola Terna su terreno</i>	62
<i>Figura 37 - Sezione del cavidotto singola Terna su strada asfaltata</i>	62
<i>Figura 38 - Particolari delle recinzioni, cancelli e piantumazione perimetrale (Rif. FV.CRG01.PD.F.02)</i>	63
<i>Figura 39 - Tipologico- Cavo solare H1Z2Z2-K</i>	67
<i>Figura 40 – Tipologico Cavo BT ARG16R16 0,6/1 kV</i>	68
<i>Figura 41 - Collegamento entra-esci PS sottocampo A e sottocampo B</i>	69
<i>Figura 42 - Collegamento entra-esci PS Sottocampo C e Sottocampo D</i>	69
<i>Figura 43 - Immagine indicativa del tipo di Cavo</i>	70
<i>Figura 44 - Particolari videosorveglianza</i>	72
<i>Figura 45 - Esempi di specie coltivabili (officinali ed ortive)</i>	76
<i>Figura 46 - Sesto di impianto fascia arborea ed arbustiva di mitigazione</i>	77
<i>Figura 47 -Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC [Fonte: RSE] - Figura 64 del PNIEC</i>	79
<i>Figura 48 - Evoluzione dell'intensità energetica al 2040 – Figura 65 del PNIEC</i>	81
<i>Figura 49 -Mix del fabbisogno primario al 2030 - Figura 40.A del PNIEC</i>	81
<i>Figura 50 - Evoluzione della generazione elettrica al 2040 [Fonte: RSE] – Figura 41.A del PNIEC</i>	82
<i>Figura 51 - Processo Deutsche Solar</i>	87



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	8 di 97



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	9 di 97

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 - Coordinate del parco agro-fotovoltaico di progetto (Rif. FV.CRG01.PD.B.01)</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 2 - Riferimenti catastali dell'area di intervento.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 3 - Sintesi Impianto agrofotovoltaico.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabella 4 - Principali caratteristiche di potenza installata ed energia prodotta.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 5 - Mancate emissioni di inquinanti</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 6 - Elenco delle interferenze idrauliche individuate.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabella 7 - Dati meteorologici di irraggiamento per il sito di progetto</i>	<i>48</i>
<i>Tabella 8 - Principali caratteristiche di potenza installata ed energia prodotta.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabella 9 - Mancate emissioni di inquinanti (riferite alla P50)</i>	<i>50</i>
<i>Tabella 10 - Sintesi Impianto agrofotovoltaico.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabella 11 Modulo FV.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabella 12 Tracker 1P con moduli FV - vista longitudinale</i>	<i>55</i>
<i>Tabella 13 - TIPOLOGICO Quadro di stringa</i>	<i>56</i>
<i>Tabella 14 Tipologico Inverter interni alle Power Station (PS).....</i>	<i>56</i>
<i>Tabella 15 – Tipologico Power Station.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabella 16 - Dimensioni basamento Power Station.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabella 17 - Condizioni ambientali di riferimento per l'inverter</i>	<i>66</i>
<i>Tabella 18 - Dati cavo H1Z2Z2-K scelto.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabella 19 - Dati cavo ARG16R16 scelto</i>	<i>68</i>
<i>Tabella 20 - Dimensionamento cavi.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabella 21 - Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore), proiezioni 2020-2040 nello scenario PNIEC (ktep) [Fonte: RSE] – Tabella 66 del PNIEC.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabella 22 - Impatto netto degli investimenti aggiuntivi previsti dallo scenario Obiettivo. Media annua 2017-2030 [Fonte: ENEA] – Tabella 75 del PNIEC.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabella 23 - Dati estratti da Tabella 22 per i soli impianti fotovoltaici.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabella 24 - Codici CER dei rifiuti derivanti dalla rimozione della recinzione perimetrale e dell'impianto di videosorveglianza</i>	<i>86</i>
<i>Tabella 25 - Recupero/riciclaggio moduli FV</i>	<i>88</i>
<i>Tabella 26 - Cronoprogramma per la dismissione</i>	<i>92</i>



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	10 di 97



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	11 di 97

1 PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agro-fotovoltaico di produzione di energia elettrica da fonte solare, sito in agro di Cerignola (FG), località Lagnano.

In particolare, l'impianto in progetto ha una potenza di picco pari a 17.57 MWp e una potenza nominale di 17.31 MW ed è costituito dalle seguenti sezioni principali:

1. Un campo agro-fotovoltaico suddiviso in 4 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici bifacciali aventi potenza nominale pari a 670 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento solare mono-assiali (tracker);
2. Una stazione integrata per la conversione e trasformazione dell'energia elettrica detta "Power Station", per ogni sottocampo dell'impianto;
3. Una Cabina di Raccolta e Misura a 36 kV;
4. Linee elettriche a 36 kV in cavo interrato per l'interconnessione delle Power Station di cui al punto 2, con la Cabina di Raccolta e Misura;
5. Una linea elettrica a 36 kV in cavo interrato per l'interconnessione della Cabina di Raccolta e Misura con la Futura SE satellite 150/36 kV alla SE RTN 380/150 Castelluccio dei Sauri.

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way 0 S.R.L., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4 - 00198 Roma (RM), P.IVA 16774611004.



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	12 di 97

2 INTRODUZIONE

1.1 Generalità

E-Way 0 S.p.A., una società attiva nella progettazione di impianti di produzione di energia derivante da fonte rinnovabile, intende realizzare nel comune di Cerignola (FG), un impianto agro-fotovoltaico per la produzione di energia elettrica.

Il progetto si pone l'obiettivo di creare una virtuosa sinergia tra la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e la tutela dell'attività agricola, evitando così di sottrarre terreno utilizzabile ai fini dell'agricoltura ed il pascolo. Il progetto si caratterizza per una serie di aspetti innovativi, legati alla tecnologia e l'agronomia con cui si è deciso di operare, in particolare:

- a livello energetico si utilizzerà la tecnologia del fotovoltaico su tracker mono-assiale con direttrice nord-sud e pannelli orientabili nel piano est-ovest, opportunamente sollevati da terra, in modo da lasciare libera la superficie coltivabile sotto e tra le file di tracker e allo stesso tempo la massimizzazione della producibilità elettrica;
- a livello agronomico si dimostrerà che la combinazione di agricoltura e pannelli fotovoltaici potrebbe avere effetti sinergici per la produzione agricola, la regolazione del clima locale, la conservazione dell'acqua e la produzione di energia rinnovabile.

I moduli fotovoltaici trasformano parte dell'energia luminosa dei fotoni in energia elettrica, tale produzione avviene grazie all'esposizione alla luce solare e al materiale semiconduttore di cui si costituiscono le celle fotovoltaiche. La corrente prodotta dai moduli è di tipo CC "Corrente Continua", essa sarà trasformata in corrente alternata CA da apparati elettronici chiamati "inverter" e ceduta alla rete elettrica del gestore locale o di Terna S.p.A.

L'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

1. la produzione di energia elettrica senza alcun tipo di inquinamento;
2. il risparmio di combustibile fossile;
3. la riduzione di immissione di anidride carbonica nell'atmosfera;
4. la riduzione di immissione di NO_x e SO_x nell'atmosfera;
5. la produzione energetica azzerando l'inquinamento acustico;
6. un incremento occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale;
7. un ritorno economico dell'investimento negli anni di vita utile dell'impianto.

Tutta la progettazione è stata svolta con riferimento alle tecnologie più avanzate, assicurando i migliori rendimenti ad oggi disponibili sul mercato. Va, però, tenuto in conto che la tecnologia fotovoltaica risulta ad oggi in una fase di sviluppo molto rapida, per cui le tecnologie adoperate potrebbero risultare "datate" al momento dell'esecuzione. Per tenere conto di ciò, la società sottolinea che dalla progettazione definitiva alla realizzazione potranno prevedersi delle sostituzioni relative alle tecnologie e alle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto) al fine di adeguare il progetto all'avanzamento tecnologico del momento.



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	13 di 97

1.2 Obiettivi

La presente relazione tecnica generale si pone l'obiettivo di fornire una visione generale del progetto, con la premura di:

- descrivere nel dettaglio l'impianto agro-fotovoltaico e i suoi componenti;
- fornire una stima di producibilità dell'impianto e il calcolo dei proventi annui derivanti dalla valorizzazione dell'energia prodotta;
- descrivere i tempi e le modalità esecutive;
- descrivere le modalità di dismissione delle opere ed il successivo ripristino dello stato dei luoghi;
- analizzare le possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale.

3 DESCRIZIONE ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

3.1 Inquadramento territoriale del progetto

L'impianto di progetto è situato in Puglia, nel Comune di Cerignola (FG). Il terreno ricade in zona agricola E, ai sensi dello strumento urbanistico vigente PRG del Comune di Cerignola.



Figura 1 - Corografia generale dell'area di impianto ed opere connesse su ortofoto (parte 1/2) (Rif. FV.CRG01.PD.B.02)



Figura 2 - Corografia generale dell'area di impianto ed opere connesse su ortofoto (parte 2/2) (Rif. FV.CRG01.PD.B.02)



Figura 3 - Corografia di dettaglio dell'area di impianto del parco Fotovoltaico ed opere connesse su ortofoto (Rif. FV.CRG01.PD.E.03)

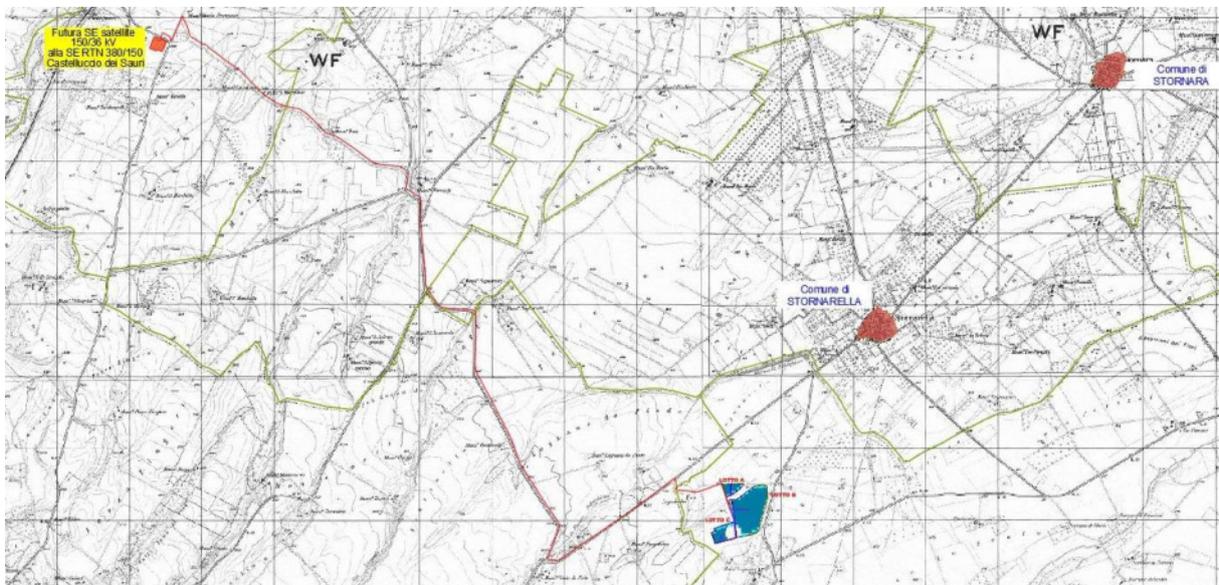


Figura 4 - Inquadramento dell'area di impianto ed opere connesse sulla IGM 1:25000 (Rif. FV.CRG01.PD.B.01)



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	17 di 97

Tabella 1 - Coordinate del parco agro-fotovoltaico di progetto (Rif. FV.CRG01.PD.B.01)

Coordinate Parco Agrovoltaiico di progetto - Comune di CERIGNOLA							
ID PARCO	UTM-WGS84 (m) – FUSO 33		UTM-ED 50 (m) – FUSO 33		GAUSS BOAGA (m)		Quote altimetriche (s.l.m.m.)
	EST	NORD	EST	NORD	EST	NORD	
	1748842,6	5046731,8	1748910,6	5046923,8	3768850,6	5046737,8	187

Per quanto concerne l'inquadramento su base catastale, le particelle interessate dalle opere di progetto e nella disponibilità del proponente, sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 2 - Riferimenti catastali dell'area di intervento

ID	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE
AREA LAYOUT	Cerignola	334	12 - 18 - 56 - 57 - 58 - 59 - 60 - 61 - 62 - 63 - 64 - 65 - 66 - 67 - 84 - 99 - 110 - 111 - 126 - 134 - 136 - 138 - 140 - 141

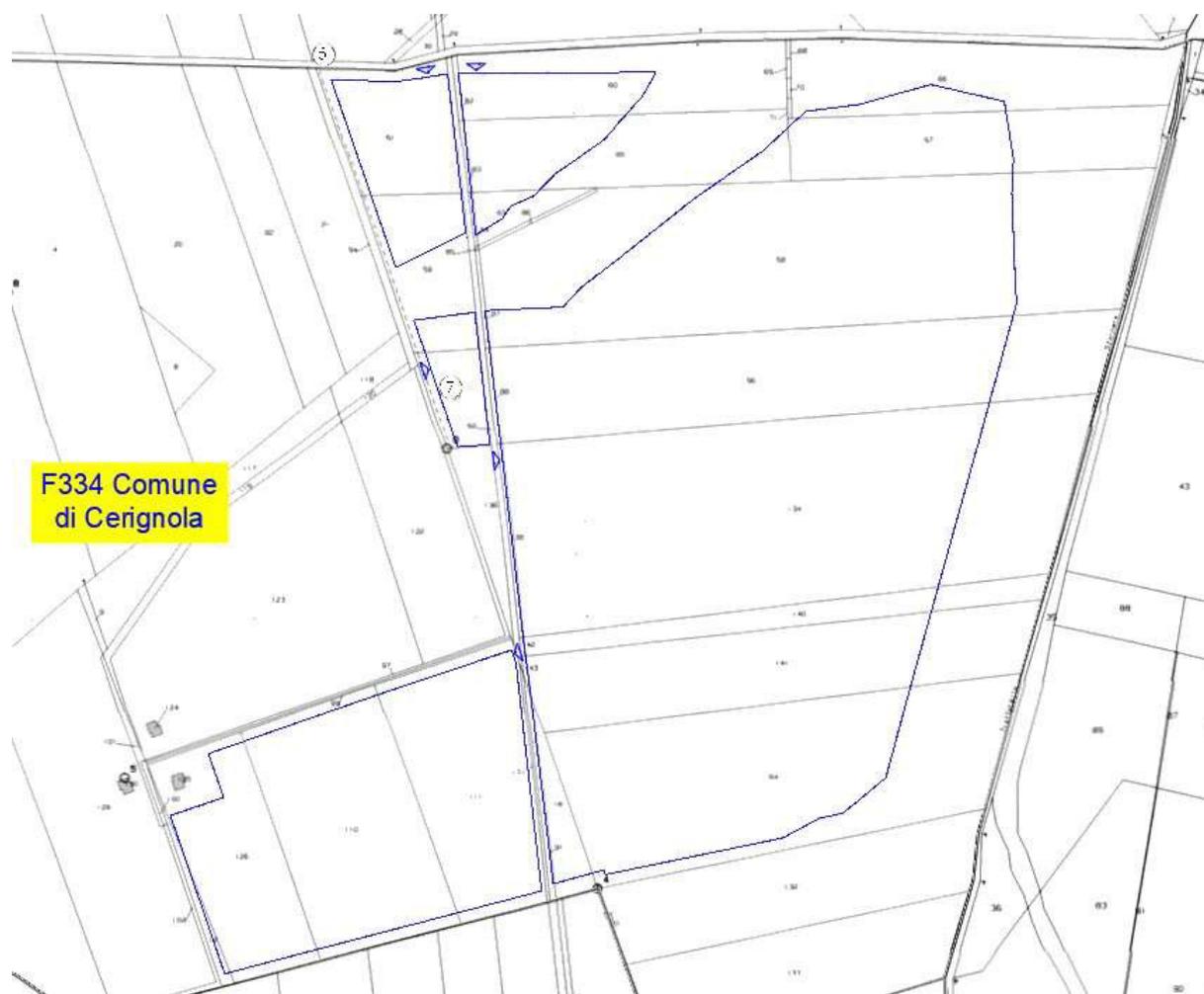


Figura 5 - Inquadramento catastale dell'area di impianto (Rif. FV.CRG01.PD.E.02)

All'interno della relazione "FV.CRG01.PD.L05 - Piano particellare di asservimento e di esproprio grafico e descrittivo" sono analizzate tutte le aree da espropriare ed asservire ai fini della corretta messa in servizio dell'impianto agro-fotovoltaico proposto, del cavidotto e della Stazione Utente.

E-Way 0 S.p.A. ha, inoltre, ottenuto la Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla RTN, Codice Pratica 202200298, la quale prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione

Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 150/36 kV da collegare con due nuovi elettrodotti RTN a 150 kV a una futura SE RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Deliceto - Foggia".

Le opere di progetto ricadono tutte nei comuni di Cerignola, Ascoli Satriano, Ortona, Orta Nova e Stornarella. L'ubicazione complessiva delle opere è riportata nell'allegato FV.CRG01.PD.B.01 – "Inquadramento generale su IGM e Coordinate".

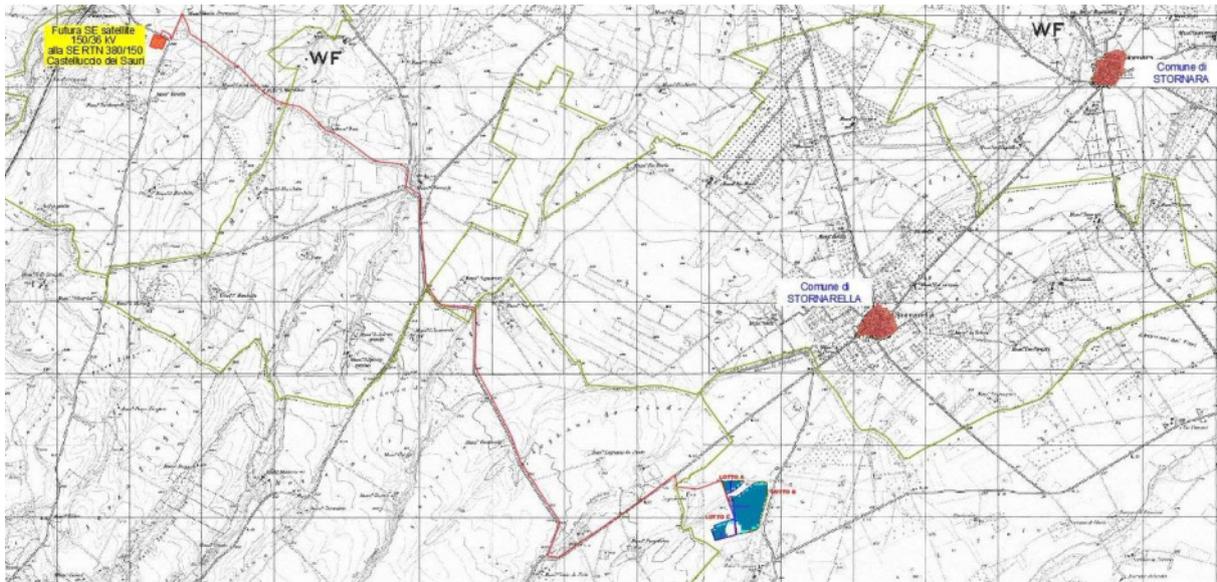


Figura 6 - Inquadramento dell'area di impianto ed opere connesse sulla IGM 1:25000 (Rif. FV.CRG01.PD.B.01)

3.2 Layout d'impianto

Il layout d'impianto si costituisce di una serie di elementi frutto delle considerazioni appena fatte, in particolare di:

1. strutture tracker sulle quali sono posizionati i moduli fotovoltaici;
2. power station;
3. cabina
4. di raccolta e misura;
5. cavidotto in media tensione (MT);
6. fascia di mitigazione con piante e alberi;
7. strade bianche di progetto;
8. recinzione perimetrale.

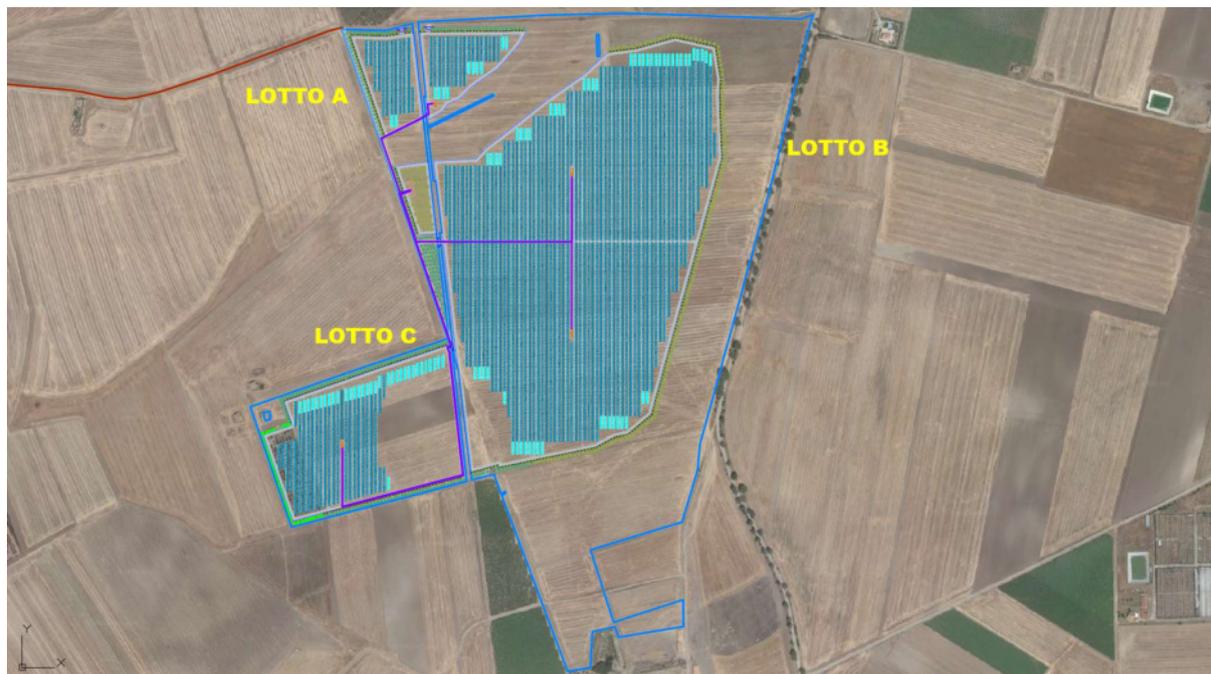


Figura 7 - Immagine rappresentativa del layout d'impianto

La localizzazione dell'impianto è il frutto di un'analisi legata sia alle caratteristiche di irraggiamento solare dell'area che a quelle antropiche ed ambientali del territorio. Per i tecnici è stato prioritario porre la massima attenzione verso il rispetto dei criteri di inserimento paesaggistico dell'impianto, allo scopo di armonizzare l'installazione con la valorizzazione ambientale e sociale del territorio che la ospiterà.

L'ottimizzazione del layout è stata anzitutto condotta allo scopo di massimizzare la produzione energetica del campo FV di progetto e al contempo assicurare la prosecuzione delle coltivazioni. Un criterio di buona progettazione per impianti fotovoltaici, infatti, consiste nel disporre le file di tracker (o strutture fotovoltaiche) con un'interlinea tale da evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che andrebbero a discapito della produzione energetica) ed assicurare gli spazi utili necessari per le attività di manutenzione. La distanza scelta tra le strutture dei tracker (pitch) è stata posta pari a 7,00 m, tale estensione permette ampiamente il passaggio di mezzi agricoli per le attività agricole. Si tenga in considerazione che il terreno sottostante i moduli sarà soggetto ad attività di sfalcio del manto erboso, oltre alle attività di raccolta delle specie vegetali ipotizzate nel piano culturale.

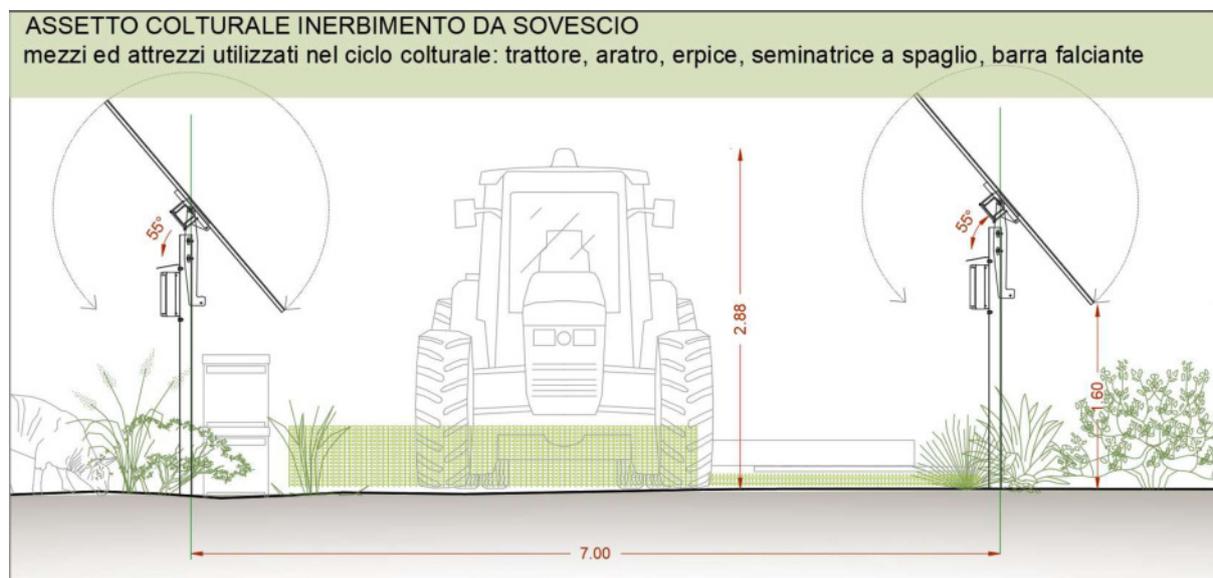


Figura 8 - Assetto culturale inerbimento da sovescio – Attività di sfalcio

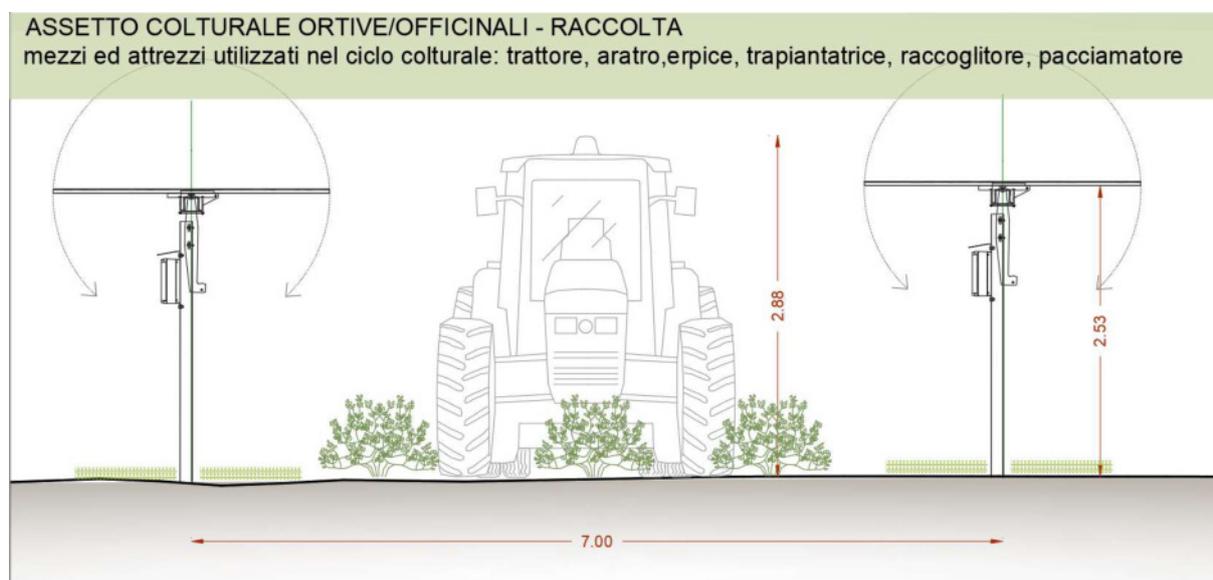


Figura 9 - Assetto culturale ortive/officinali – Attività di raccolta

3.3 Descrizione del progetto da un punto di vista elettrico

La proposta progettuale prevede la realizzazione di un parco agro-fotovoltaico complessivamente della potenza di 17,57 MWp, dove si ipotizza l'installazione di moduli FV bifacciali della Canadian Solar, 3.BiHiKu7 CS7N 670MB-AG (o simili) su inseguitori solari (o tracker) monoassiali N-S, con un'interdistanza fra le file (o pitch) di 7 m, tale da permettere la coltivazione e la lavorazione del terreno sottostante.

Si prevede la suddivisione dell'area in "Sottocampi", per ognuno dei quali è previsto l'utilizzo di una Power Station con diversi inverter centralizzati al suo interno. Il collegamento fra i sottocampi del parco in entrata fino al raggiungimento di una cabina di raccolta avverrà per mezzo di un "cavidotto interno" in media tensione interrato a 36 kV.

Segue un riassunto generale dei dati di impianto:

Tabella 3 - Sintesi Impianto agrofotovoltaico

	Sottocampo A	Sottocampo B	Sottocampo C	Sottocampo D
Tipologia di Pannelli	3.BiHiKu7 CS7N 670MB-AG			
N° Pannelli x Stringa	30			
Applicazione	Agro FV			
N° Tracker/Stringhe	60	354	355	287
Totale Tracker/Stringhe	1056			
N° Pannelli	3696	8596	7812	8036
Totale Pannelli	26220			
N° QdS	10	59	60	18
Totale QdS	147			
Potenza [kWp]	1206	7115,4	7135,5	2110,5
Potenza Totale [MWp]	17,57			
Tipologia Inverter	1170TL B450	1800TL B690	1800TL B690	1800TL B690
N° Inverter x PS	1	4	4	1
N° Power Station (PS)	4			
Potenza [kWac] a $\cos \phi = 1$	1169	7172	7172	1793
Sovraccaricabilità [%] a $\cos \phi = 1$	103%	99%	99%	118%
Potenza Totale [MWac] $\cos \phi = 1$	17,31			

3.4 Stima della producibilità dell'impianto

Il database internazionale PVGIS rende disponibili i dati meteorologici per la stazione meteo denominata Stornarella validi per la località di Lagnano del comune di Cerignola (FG). L'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, questi possono dunque essere usati per l'elaborazione statistica della stima di irraggiamento solare per il sito.

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate nei paragrafi precedenti, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto implementato nel software di calcolo PVSyst. Una ricapitolazione dei dati estrapolati dal software è:

Tabella 4 - Principali caratteristiche di potenza installata ed energia prodotta

POTENZA DI PICCO (MWp)	17,57
POTENZA AC (MWAC)	17,31
ENERGIA PRODOTTA P50 (MWh/anno)	33590
PRODUZIONE SPECIFICA P50 (kWh/kWp/anno)	1912
ENERGIA PRODOTTA P90 (MWh/anno)	32070
PRODUZIONE SPECIFICA P90 (kWh/kWp/anno)	1825

3.5 Ricadute ambientali del progetto

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. Le ulteriori ricadute ambientali del progetto possono essere analizzate in termini di inquinamento atmosferico mancato per la produzione di energia elettrica da fonti fossili, nello specifico si può far riferimento alle mancate emissioni¹ di CO₂, NO_x e SO_x, stimate secondo i parametri mostrati nella tabella successiva.

Tabella 5 - Mancate emissioni di inquinanti

Inquinante	Fattore di emissione specifico	Mancate Emissioni
CO ₂ (Anidride Carbonica)	251,26 t _{eq} /GWh	8439,82 t _{eq} /anno
NO _x (Ossidi di Azoto)	0,2054 t/GWh	6,90 t/anno
SO _x (Ossidi di Zolfo)	0,0455 t/GWh	1,53 t/anno
Combustibile ²	187 TEP/kWh	6281,33 TEP/anno

¹ <https://www.isprambiente.gov.it/files2021/pubblicazioni/rapporti/r343-2021.pdf>

² Delibera EEN 3/2008 - ARERA

3.6 Soluzione di connessione alla RTN

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e rete idrica (AEEG) con la delibera ARG/elt99/08 (TICA) e ss.mm.ii., stabilisce le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi per gli impianti di produzione di energia elettrica. Il campo di applicazione è relativo anche ad impianti di produzione e si prefigge di individuare il punto di inserimento e la relativa connessione, dove per inserimento s'intende l'attività d'individuazione del punto nel quale l'impianto può essere collegato, e per connessione s'intende l'attività di determinazione dei circuiti e dell'impiantistica necessaria al collegamento.

La Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla RTN, **Codice Pratica 202200298**, prevede che l'impianto venga *collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 150/36 kV da collegare con due nuovi elettrodotti RTN a 150 kV a una futura SE RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Deliceto – Foggia".*

La stazione elettrica SE 150/36 kV RTN "Castelluccio Satellite" sorge su un'area agricola nel Comune di Ortona, posta a margine della strada provinciale 85.

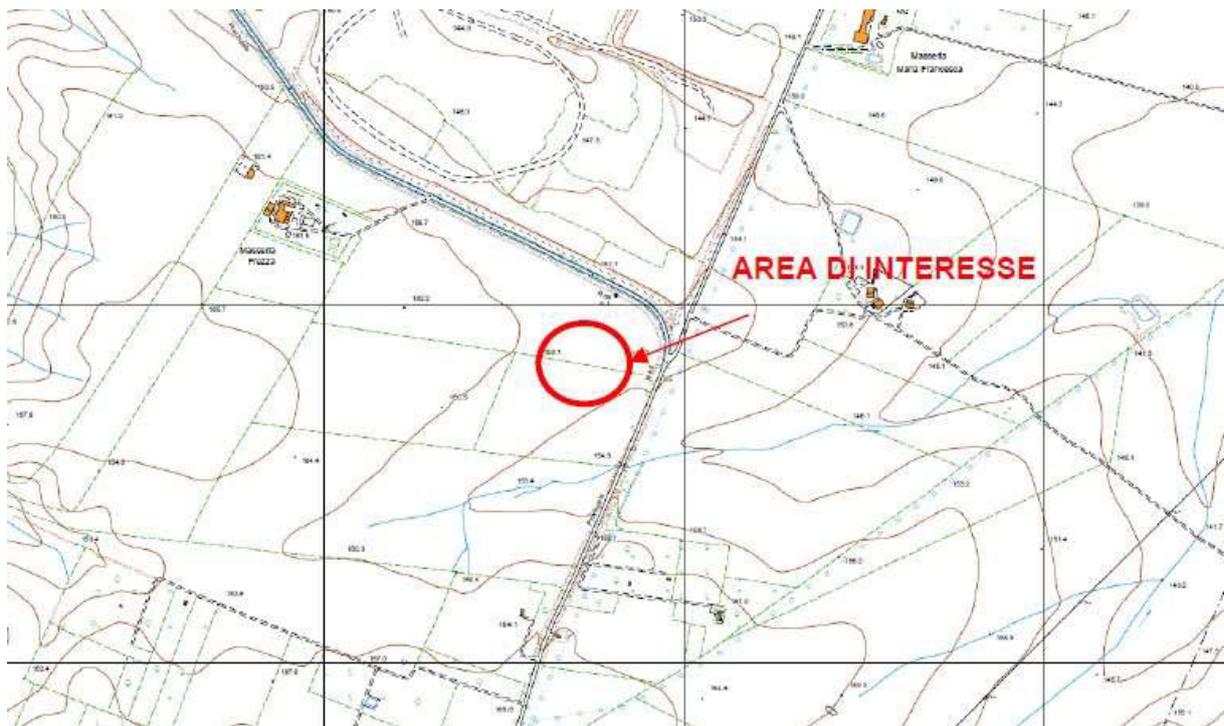


Figura 10 – Identificazione della posizione della stazione SE 150/36 KV RTN "Castelluccio Satellite"



Figura 11 – Estratto della localizzazione della stazione su base catastale

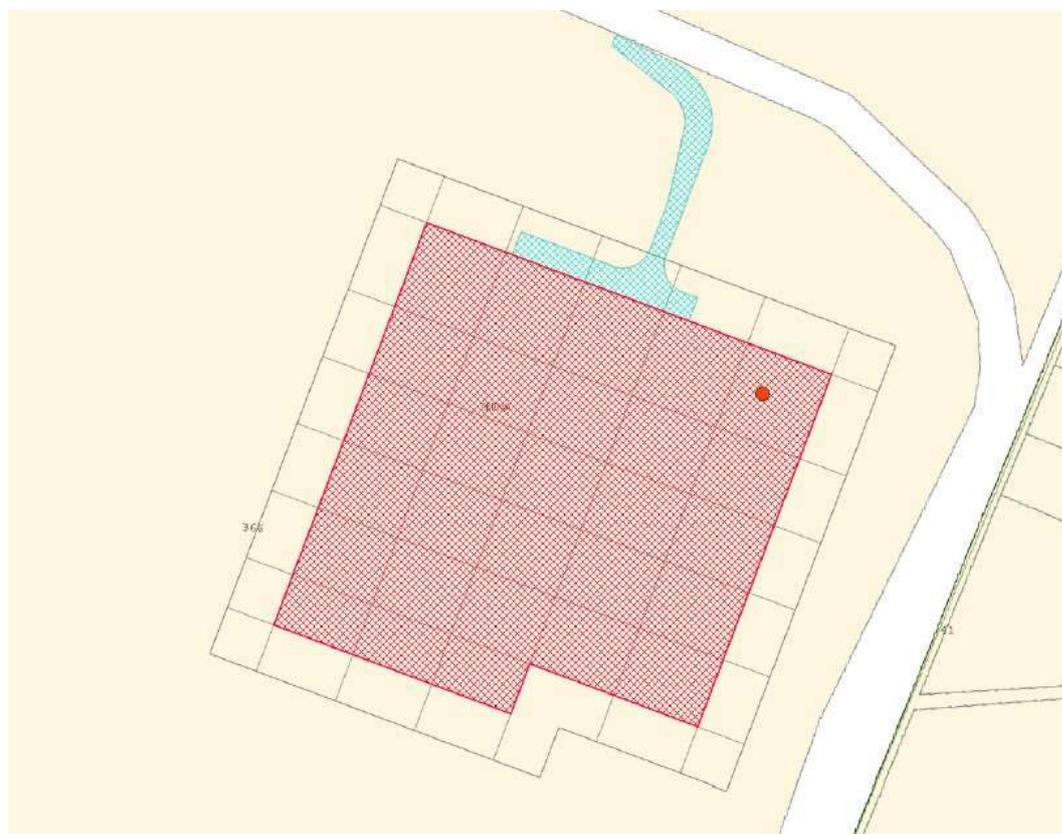


Figura 12 – Estratto di dettaglio della localizzazione della stazione su base catastale

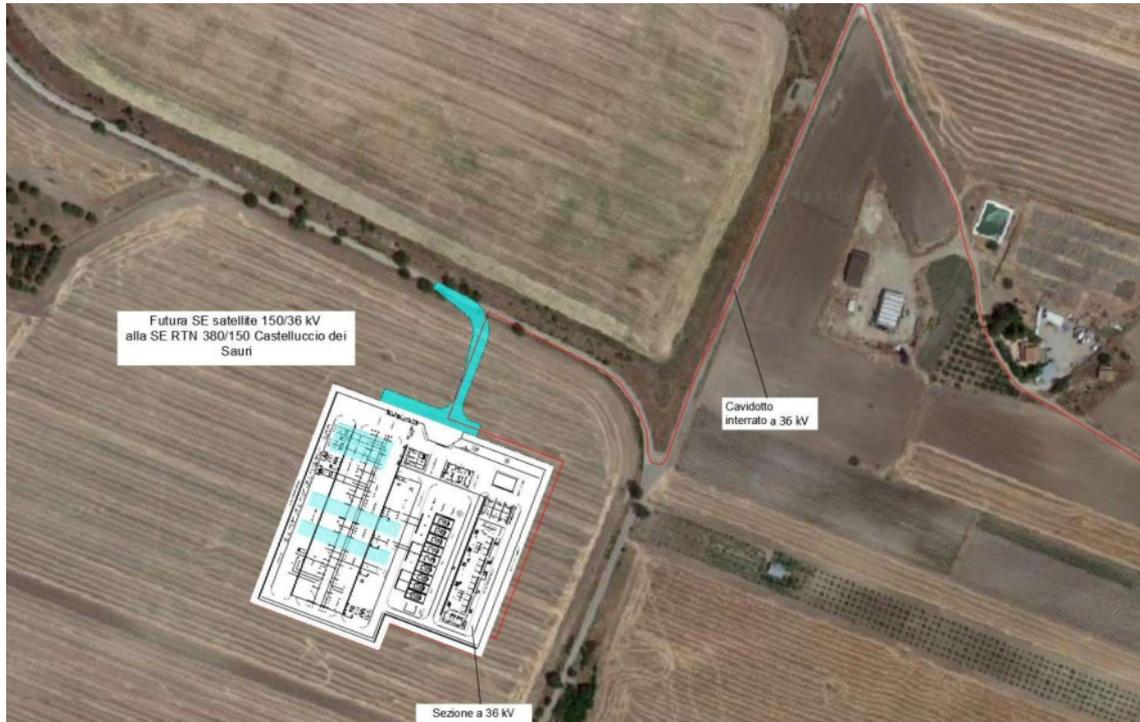


Figura 13 - Inquadramento futura stazione elettrica su ortofoto (Rif. FV.CRG01.PD.H.02)

La SE RTN 150/36 kV Castelluccio satellite è collegata, dal punto di vista della rete elettrica, ad ovest della SE 150 RTN Stornarella (a cui non è collegata). Le opere relative a raccordi e SE della nuova SE 380/150 kV sono in capo ad altro produttore. Lo schema successivo indica la posizione della nuova stazione nell'atlante RTN.



Figura 14 - Posizione della nuova stazione nell'atlante RTN

3.7 Viabilità di avvicinamento al sito

L'analisi di viabilità di avvicinamento al sito ha previsto l'individuazione, entro un raggio di circa 50 km, delle grandi realtà territoriali che possono essere di riferimento per l'approvvigionamento locale. Le realtà territoriali più prossime sono Foggia e la zona industriale di Melfi. Probabilmente la maggior parte degli approvvigionamenti prenderanno origine da Foggia, vista la disponibilità della stazione ferroviaria.



Figura 15 - Analisi dell'area vasta per l'individuazione della migliore soluzione di accessibilità al sito (Fonte: Google Earth)

La viabilità ipotizzata prevede di passare per le seguenti tratte:

- SS 544 e SS16 per 22,4 km;
- Sp 110 fino all'uscita per SP 82 3,7 km;
- SP 81 per 2,0 km fino all'area di cantiere.

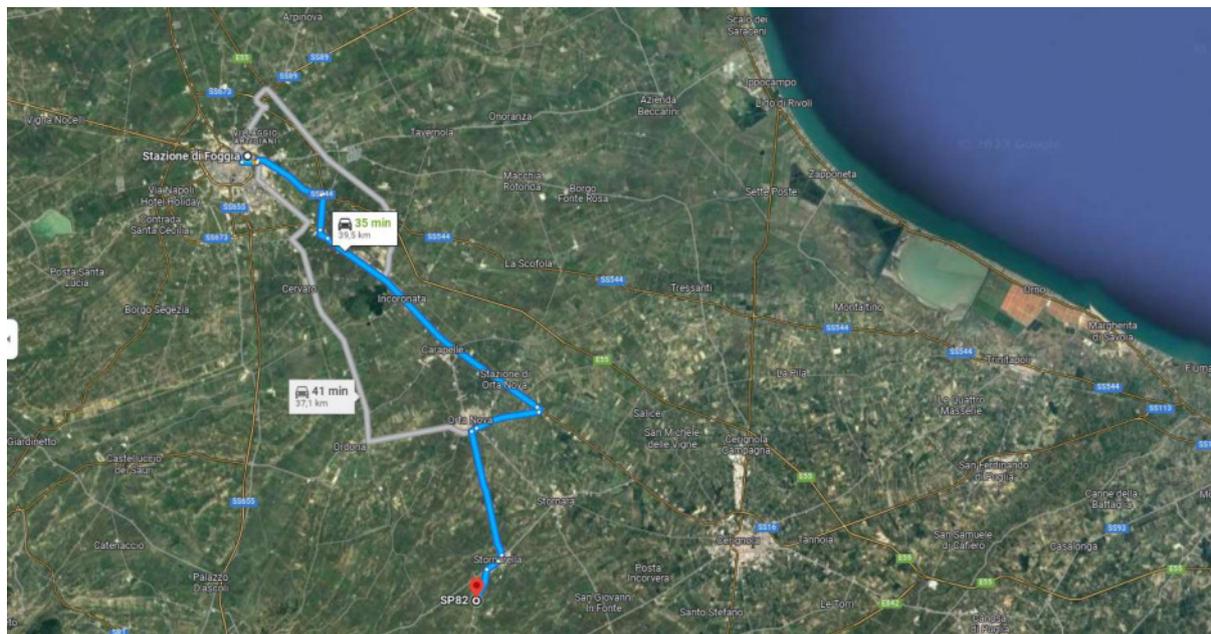


Figura 16 – Soluzione di viabilità di accesso al sito scelta

Si conclude, comunque, sostenendo che la tipologia di trasporto prevista non richiede alcun ricorso a interventi di adeguamento di quanto esistente poiché non afferente trasporti eccezionali per dimensione e/o peso.

3.8 Analisi delle interferenze con il reticolo idrografico

L'area interessata dalle opere di progetto si sviluppa su un reticolo idrografico abbastanza ampio, determinando una serie di interferenze tra il cavidotto e i corsi d'acqua. In particolare, le opere di progetto interferiscono in 16 punti con il reticolo idrografico, generando il medesimo numero di interferenze. Le interferenze individuate sono state verificate *in situ* mediante appositi sopralluoghi tecnici, mirati anche a capire la presenza di eventuali manufatti idraulici esistenti atti a mitigare le portate derivanti dai fenomeni di precipitazione. Ognuna delle interferenze succitate è stata studiata singolarmente con lo scopo di trovare la metodologia di risoluzione più efficace.

Tabella 6 - Elenco delle interferenze idrauliche individuate

Interferenza	Tipologia d'alveo	Denominazione	Opera interferente
I01	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022)	Privo di denominazione	Cavidotto
I02	Corso d'acqua rinvenuto da foto satellitari	Privo di denominazione	Cavidotto
I03	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022)	Privo di denominazione	Cavidotto
I04	Opera di canalizzazione delle acque rinvenuta da foto satellitari	Privo di denominazione	Cavidotto
I05	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022) e tutelato ai sensi dell'art. 142 del D. Lgs. n. 42/2004	Marana la Pidocchiosa	Cavidotto
I06	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022)	Privo di denominazione	Cavidotto
I07	Opera di canalizzazione delle acque rinvenuta da foto satellitari	Privo di denominazione	Cavidotto
I08	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022) e tutelato ai sensi dell'art. 142 del D. Lgs. n. 42/2004	Canale Ponticello, San Spirito e S. Leonardo	Cavidotto
I09	Opera di canalizzazione delle acque rinvenuta da foto satellitari	Privo di denominazione	Cavidotto
I10	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022) e tutelato ai sensi dell'art. 142 del D. Lgs. n. 42/2004	Canale Biasifiocco e Montecorvo	Cavidotto
I11	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022)	Privo di denominazione	Cavidotto
I12	Corso d'acqua rinvenuto da foto satellitari	Privo di denominazione	Cavidotto
I13	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022)	Privo di denominazione	Cavidotto
I14	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022)	Privo di denominazione	Cavidotto
I15	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022)	Privo di denominazione	Cavidotto
I16	Corso d'acqua rinvenuto dal Reticolo Idrografico UoM Puglia (agg. 2022)	Privo di denominazione	Cavidotto

Oltre alle interferenze direttamente legate al layout d'impianto, sono state analizzate anche le interferenze relative al cavidotto esterno a 36 kV. Lo scopo in fase di progettazione è di minimizzare le intersezioni con il reticolo idrografico oppure di individuare delle soluzioni atte a risolvere tali interferenze. Le interferenze puntuali potranno essere risolte applicando le alternative progettuali di seguito esplicitate, tutte allo scopo di garantire il mantenimento delle condizioni idrauliche ante-operam.

- Scavo in trincea al di sotto del reticolo idrografico esistente;
- Staffaggio del cavidotto alla parete dell'attraversamento esistente;
- Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.).

La metodologia di scelta della risoluzione dipende da una serie di considerazioni, legata principalmente alle aree potenzialmente allagabili. Le aree che risultano allagabili con delle piogge intense (con $T_r=200$ anni) sono



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	30 di 97

state risolte mediante TOC. Nel caso in cui invece le aree inondabili sono modeste l'interferenza viene risolta o con staffaggio o con scavo in trincea.

4 CONFORMITÀ VINCOLISTICA DELLE OPERE DI PROGETTO

Nel presente capitolo è riportata una sintesi dei principali strumenti di pianificazione, programmazione e tutela vigenti nelle aree interessate dalle opere di progetto, ai fini dell'analisi di compatibilità vincolistica delle opere. Lo studio approfondito della compatibilità del progetto con i vari strumenti di pianificazione è descritto nell'elaborato "FV.CST01.PD.SIA.01".

4.1 Normativa regionale vigente in materia di pianificazione energetica

4.1.1 Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia (PEAR)

La Regione Puglia, in adesione alle strategie nazionali e in coerenza con la L. 10/1991 e la riforma al Titolo V della Costituzione (Legge Bassanini), attua la sua politica energetica attraverso il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con DGR n. 827 del 08/06/07 e riferito all'orizzonte temporale dei successivi dieci anni.

Attraverso il PEAR la Regione Puglia programma ed indirizza gli interventi in campo energetico sul territorio regionale, ponendosi quale obiettivo principale quello di sviluppare un sistema energetico locale efficiente e sostenibile che sia al contempo coerente con l'incentivazione delle fonti rinnovabili, quali mezzi per la riduzione dei consumi di fonti fossili e delle emissioni di CO₂, e con le esigenze di sviluppo economico e sociale.

A partire dal 2012 la Regione ha avviato un articolato processo di revisione, ancora in corso, caratterizzato da una serie di atti deliberativi, talvolta ritrattati e successivamente annullati. È questo il caso della DGR n. 602 del 28/03/2012 che rappresentava il presupposto giuridico a cui faceva riferimento la proposta di aggiornamento prevista dalla DGR n. 1181 del 27/05/2015 in cui si individuavano quali obiettivi principali la disincentivazione delle nuove installazioni di eolico e fotovoltaico di grande taglia sul suolo e il sostegno a FER poco sviluppate nel territorio regionale. La DGR n. 1390 del 08/08/2017 ha annullato la precedente del 2012 ed ha introdotto una totale riorganizzazione delle competenze e della struttura dei contenuti di piano. Infine, con DGR n. 1424 del 2 agosto 2018 sono stati approvati il Documento Programmatico Preliminare (DPP) del nuovo PEAR e il relativo rapporto preliminare ambientale. Il DPP del 2018 è riferito specificatamente alle fonti energetiche rinnovabili (FER) ed alle strategie per garantire il raggiungimento degli obiettivi regionali del Burden Sharing, di cui al DM 15/3/2012. I principali contenuti del documento di aggiornamento del Piano sono volti a:

favorire l'aggiornamento del quadro di riferimento analitico relativo a produzione e consumi energetici, verifica di sostenibilità dell'attuale bilancio e mix energetico;
indicare le modalità di monitoraggio e le strategie di sviluppo delle fonti rinnovabili in termini anche di potenza installabile ai fini del perseguimento degli obiettivi intermedi e finali previsti dal Burden Sharing;



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	31 di 97

verificare la coerenza esterna tra la pianificazione energetica regionale e la capacità della rete elettrica di trasmissione/distribuzione di accogliere ulteriori contributi da fonti rinnovabili, anche sulla scorta del potenziale autorizzato non ancora in esercizio;
introdurre driver di sviluppo in chiave energetica orientati a nuovi modelli di sostenibilità ambientale e socioeconomica, per la creazione di smart community e distretti.

4.1.2 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Con la LR 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica" la Regione Puglia, in attuazione della Legge Quadro Regionale n.20 del 07/10/2001 e del Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG), ha disciplinato le modalità di redazione, adozione e approvazione del Piano Paesaggistico Regionale ai sensi del Decreto legislativo del 22 gennaio 2004, n.42 (Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio) "...conformemente ai principi espressi nell'articolo 9 della Costituzione, nella Convenzione europea relativa al paesaggio, firmata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata ai sensi della legge 9 gennaio 2006, n. 14, e nell'articolo 2 dello Statuto regionale".

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è stato approvato con DGR n. 176 del 16 febbraio 2015 ed ha attualmente l'efficacia di un piano sovraordinato a scala paesistica e regionale.

Ai sensi dell'art. 145 comma 3 del Codice, le previsioni del PPTR sono cogenti per gli strumenti urbanistici dei comuni, della città metropolitane e delle province e non sono derogabili da parte di piani, programmi e progetti nazionali e regionali di sviluppo economico; inoltre, esse sono immediatamente prevalenti sulle eventuali disposizioni difformi contenute negli strumenti urbanistici e negli atti di pianificazione ad incidenza territoriale previsti dalle normative di settore, ivi compresi quelli degli enti gestori delle aree naturali protette, secondo quanto previsto dalle disposizioni normative di cui all'art. 6, comma 4, delle suddette norme.

Il PPTR persegue le finalità di:

Tutela e valorizzazione, nonché recupero e riqualificazione dei Paesaggi della Puglia;

Disciplina dell'intero territorio regionale includendo tutti i paesaggi, non solo quelli che possono essere considerati eccezionali, ma anche i paesaggi della vita quotidiana e quelli degradati;

Integrazione del paesaggio nelle politiche urbanistiche di pianificazione del territorio ed in quelle a carattere culturale, ambientale, agricolo, sociale ed economico, nonché nelle altre politiche che possono avere un'incidenza diretta o indiretta sul paesaggio.

E lo fa articolando l'intero territorio regionale in undici ambiti paesaggistici, definiti all'art. 7, punto 4, individuati attraverso la valutazione integrata di una pluralità di fattori:

la conformazione storica delle regioni geografiche;

i caratteri dell'assetto idrogeomorfologico;

i caratteri ambientali ed ecosistemici;

le tipologie insediative: città, reti di città e infrastrutture, strutture agrarie;

l'insieme delle figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi;

l'articolazione delle identità percettive dei paesaggi.

Le aree nelle quali saranno realizzati l'impianto agro-fotovoltaico e il cavidotto ricadono nel comune di Cerignola, in provincia di Foggia, che appartiene all'ambito n. 3 "Tavoliere".

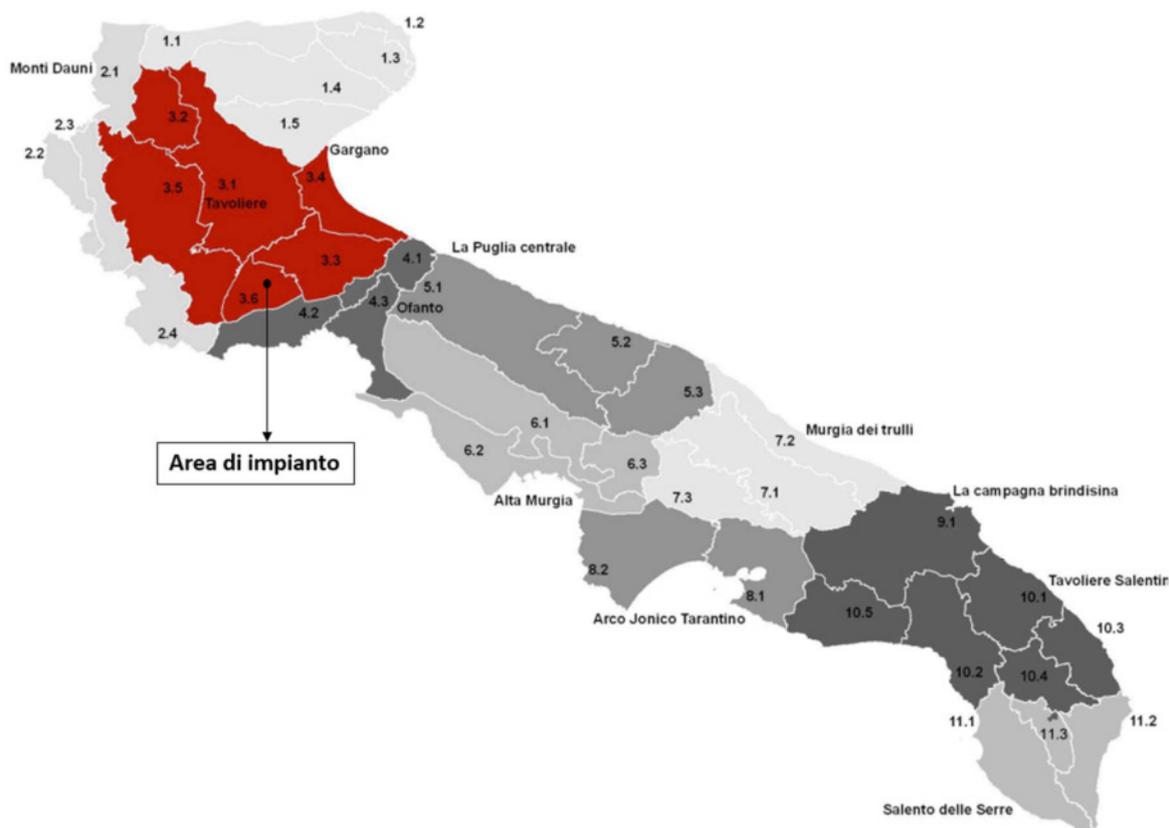


Figura 17 - Suddivisione della Regione Puglia in 11 ambiti paesaggistici con riferimento all'area oggetto di studio (Fonte: Scheda d'Ambito 3/Tavoliere, PPTR Puglia)

4.1.3 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) della Provincia di Foggia

Secondo il quadro legislativo regionale, ai sensi della legge regionale del 15 dicembre 2000, n. 25 della Regione Puglia "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi in materia di urbanistica e pianificazione territoriale e di edilizia residenziale pubblica", il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) deve individuare gli obiettivi generali relativi all'assetto e alla tutela territoriale e ambientale definendo, inoltre, le conseguenti politiche, misure e interventi da attuare di competenza provinciale.

Il PTCP ha il valore e gli effetti dei piani di tutela nei settori della protezione della natura, della tutela dell'ambiente, delle acque e della difesa del suolo e della tutela delle bellezze naturali, a condizione che la definizione delle relative disposizioni avvenga nelle forme di intesa fra la Provincia e le Amministrazioni Regionali e Statali competenti. Costituisce un atto di programmazione generale che definisce gli indirizzi strategici di assetto del territorio a livello sovracomunale, con riferimento al quadro delle infrastrutture, agli aspetti di salvaguardia paesistico-ambientale, all'assetto idrico, idrogeologico e idraulico-forestale, previa intesa con le autorità competenti in tali materie, nei casi di cui all'articolo 57 del D. lgs. n. 112/1998 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59". In particolare, individua:

- le diverse destinazioni del territorio in considerazione della prevalente vocazione delle sue parti;

- la localizzazione di massima sul territorio delle maggiori infrastrutture e delle principali linee di comunicazione;
- le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica e idraulico-forestale e in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- le aree destinate all'istituzione di parchi o riserve naturali. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) della Provincia di Foggia è stato approvato con delibera del consiglio provinciale n° 84 il 21/12/2009 e pubblicato sul bollettino ufficiale della Regione Puglia in data 20 maggio 2010.

Per quanto concerne i contesti rurali, gli strumenti urbanistici comunali disciplinano le opere e l'insediamento di un elenco di attività, nel rispetto di tutte le altre disposizioni del PTCP. Le opere di progetto rientrano tra quelle previste in ambito rurale, ovvero tra gli impianti per servizi generali o di pubblica utilità, e sono, quindi, compatibili con il suddetto Piano.

4.1.4 Compatibilità con i Piani Regolatori Generali

Il Piano Regolatore Generale del comune di Cerignola è stato approvato con Deliberazione di Giunta Regionale n. 1482 del 05/10/2004. Il comune di Cerignola con Deliberazione del Consiglio Comunale n. 65 del 21/12/2012 ha adottato una variante alle N.T.A. e al R.E.C. denominata "Variante al PRG 2012-NTA e REC". Riguardo alla zonizzazione, l'articolo 15 delle NTA prevede la suddivisione del territorio comunale in zone omogenee, nel rispetto di quanto previsto dalla Legge 1150/1942 e dal Decreto Interministeriale 1444/1968, in funzione delle caratteristiche storiche, morfologiche e funzionali del territorio stesso e in relazione al diverso grado di urbanizzazione.

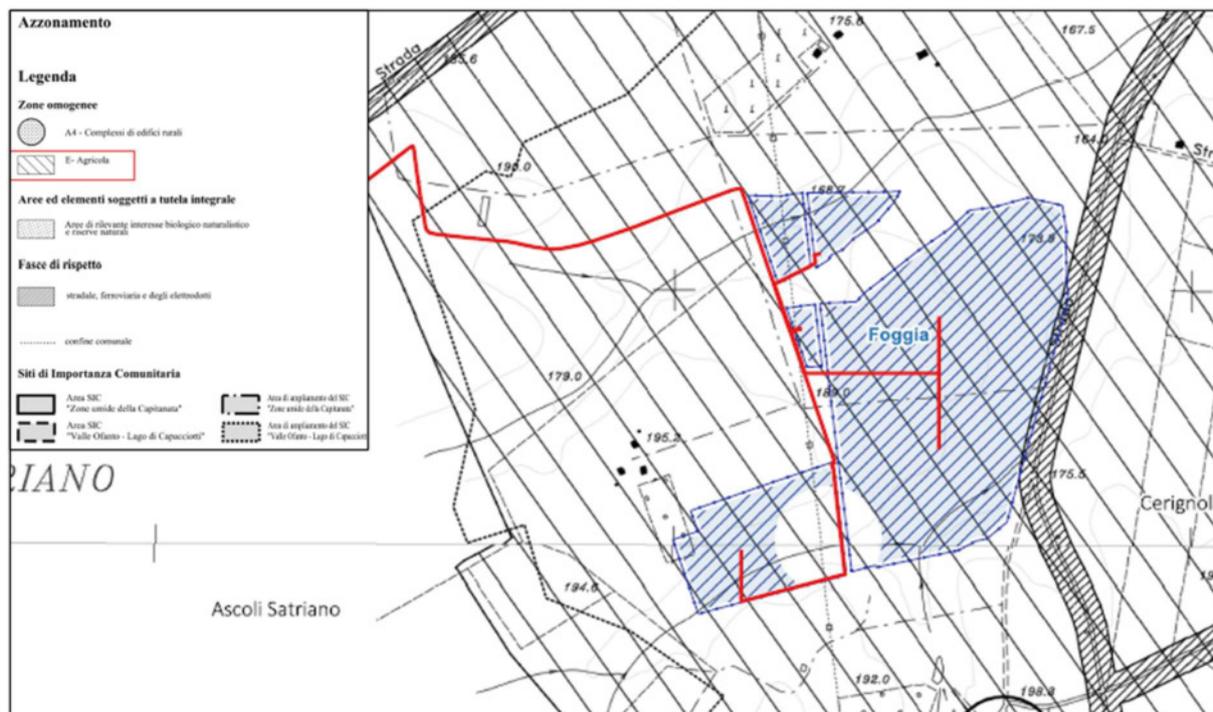


Figura 18 - Stralcio del PRG: azzonamento (Rif FV.CRG01.PD.C.09)

Come visibile in Figura 18 l'area di progetto ricade in *Zona E – Agricola*, in cui, ai sensi dell'articolo 20 delle NTA "sono consentiti tutti gli interventi ammessi dal Piano territoriale di coordinamento provinciale e quelli definiti al comma g dell'art. 51 della L.R. 31/05/1980 n. 56". Nello specifico nelle zone omogenee di tipo E sono consentiti gli interventi finalizzati allo sviluppo ed al recupero del patrimonio produttivo, tutelando l'efficienza delle unità produttive e salvaguardando i suoli agricoli irrigui o ad altra e qualificata produttività. Come già detto, il progetto prevede la realizzazione di un impianto Agro-fotovoltaico e si pone l'obiettivo di creare una virtuosa sinergia tra la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e la tutela dell'attività agricola, evitando di sottrarre terreno all'agricoltura ed il pascolo.

Da ciò ne deriva pertanto che la realizzazione del campo agro-fotovoltaico proposto non costituisca un'interferenza con quanto previsto dal PRG di Cerignola.

Si ritiene, inoltre, necessario effettuare un'analisi sui vincoli ambientali, idrogeologici e archeologici previsti dal PRG del comune di Cerignola. In particolare, l'area di progetto non interferisce né con vincoli di natura ambientale né con vincoli di natura idrogeologica, ma ricade totalmente su ambiti territoriali classificati, in parte, di Interesse archeologico e in parte di Elevato interesse archeologico, come visibile in Figura 19.

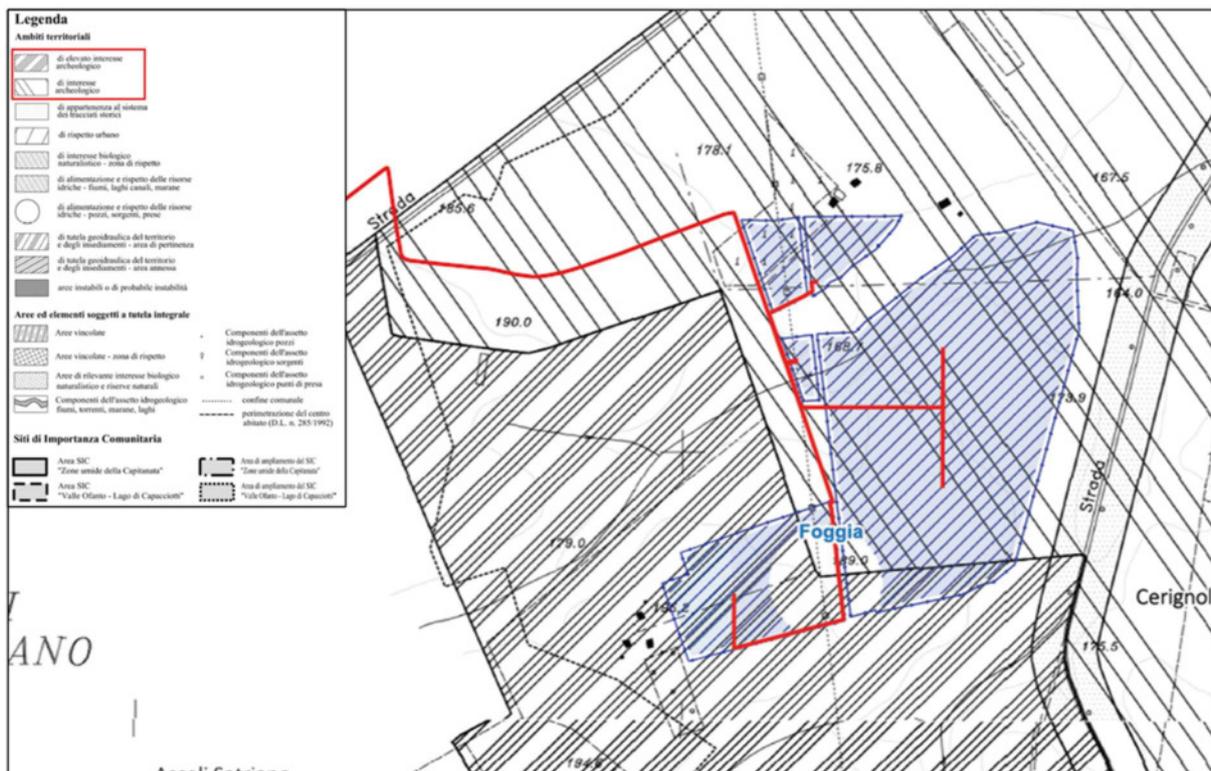


Figura 19 - Stralcio del PRG relativo ai vincoli ambientali, idrogeologici e archeologici (Rif FV.CRG01.PD.C.09)

Le NTA del Piano prevedono agli articoli 24 e 25 l'ammissibilità degli interventi di modificazione del suolo compatibili con le caratteristiche specifiche delle aree di interesse/elevato interesse archeologico e forniscono un elenco di attività considerate non compatibili. Qualsiasi modificazione dell'assetto presente in tali ambiti dovrà essere comunicata alla Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia per il relativo nulla osta.



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	35 di 97

A fronte di ciò si ritiene che la realizzazione del progetto proposto sia compatibile con le prescrizioni previste dal PRG di Cerignola.

4.2 Compatibilità specifiche

4.2.1 Compatibilità naturalistico-ecologica

L'inquadramento di area vasta permette di individuare la più vicina area protetta a 7,9 km di distanza dall'area oggetto di impianto. In particolare, si tratta di una ZSC il cui Codice è IT9120011, anche denominata come "Valle dell'Ofanto – Lago di Capaciotti". Si tratta di un'area di rilevante pregio naturalistico-ambientale e paesaggistico, con un paesaggio vegetale assai articolato e vario e differenti specie di vertebrati rare e/o minacciate. Oltre alla suddetta area protetta, nel territorio circostante si rileva la presenza di un'ulteriori aree di pregio ambientale: la EUAP1188 altrimenti denominata "Parco Naturale Regionale Bosco Incoronata", la IA 020022 "Calanchi, lembi boschivi e praterie di Riena" si trovano a circa di 14,4 km di distanza dall'area di impianto.

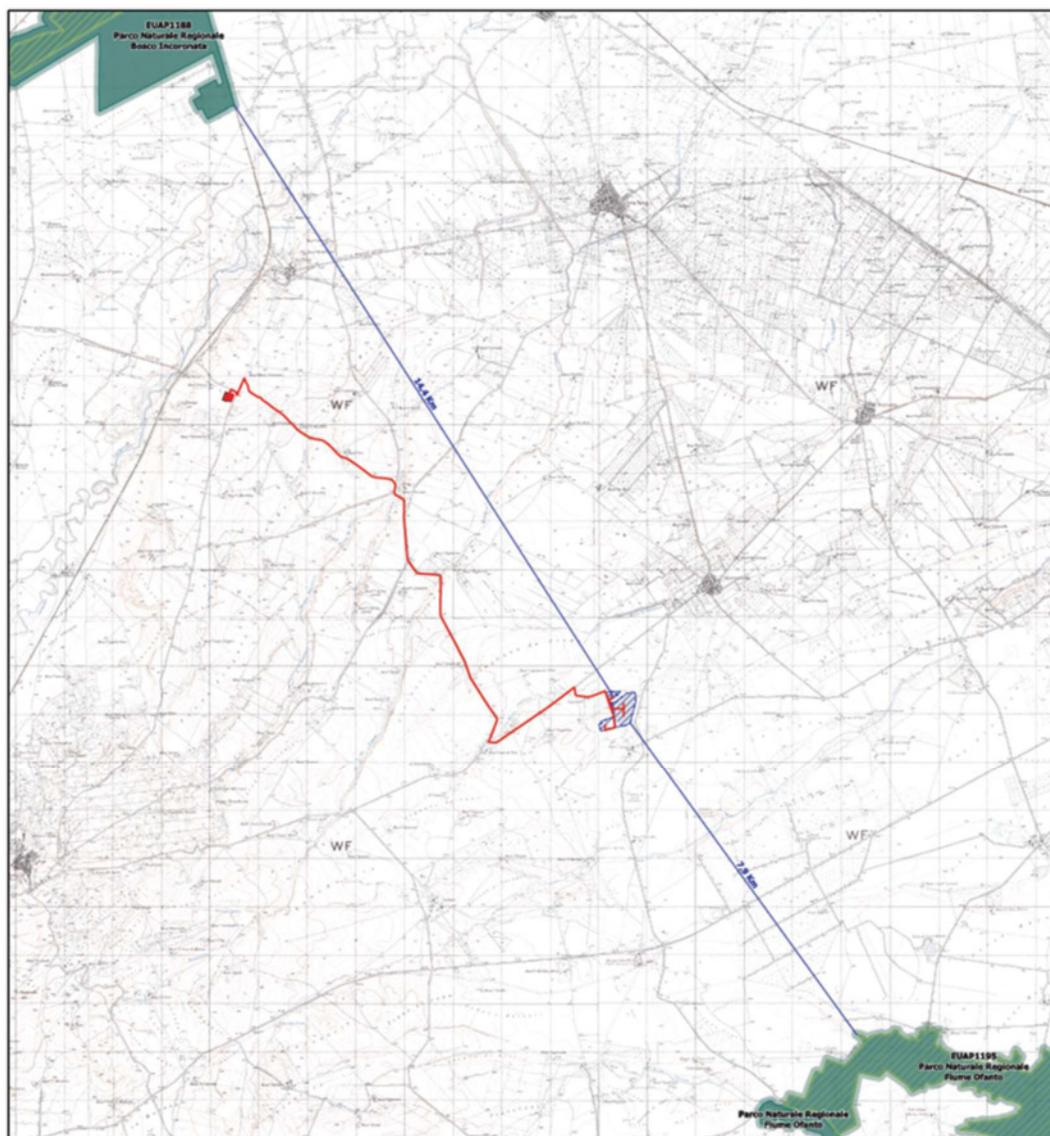


Figura 20 - Distanza rispetto alle aree protette [Rif. Elaborato FV.CRG01.PD.C.02]

4.2.2 Compatibilità paesaggistico-culturale

La compatibilità del progetto con il D. Lgs n. 42/2004 fa riferimento alla perimetrazione dei beni culturali disponibile sul PPTR Puglia. L'elaborazione del piano paesaggistico comprende:

- ricognizione del territorio oggetto di pianificazione, mediante l'analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche, impresse dalla natura, dalla storia e dalle loro interrelazioni, ai sensi degli articoli 131 e 135;
- ricognizione degli immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136, loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso, a termini dell'articolo 138, comma 1, fatto salvo il disposto di cui agli articoli 140, comma 2, e 141-bis;

- ricognizione delle aree di cui al comma 1 dell'articolo 142, loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione di prescrizioni d'uso intese ad assicurare la conservazione dei caratteri distintivi di dette aree e, compatibilmente con essi, la valorizzazione;
- eventuale individuazione di ulteriori immobili od aree, di notevole interesse pubblico a termini dell'articolo 134, comma 1, lettera c), loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso, a termini dell'articolo 138, comma 1;
- individuazione di eventuali, ulteriori contesti, diversi da quelli indicati all'articolo 134, da sottoporre a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione;
- analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio, nonché comparazione con gli altri atti di programmazione, di pianificazione e di difesa del suolo;
- individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse o degradate e degli altri interventi di valorizzazione compatibili con le esigenze della tutela;
- individuazione delle misure necessarie per il corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate;
- individuazione dei diversi ambiti e dei relativi obiettivi di qualità, a termini dell'articolo 135, comma 3.

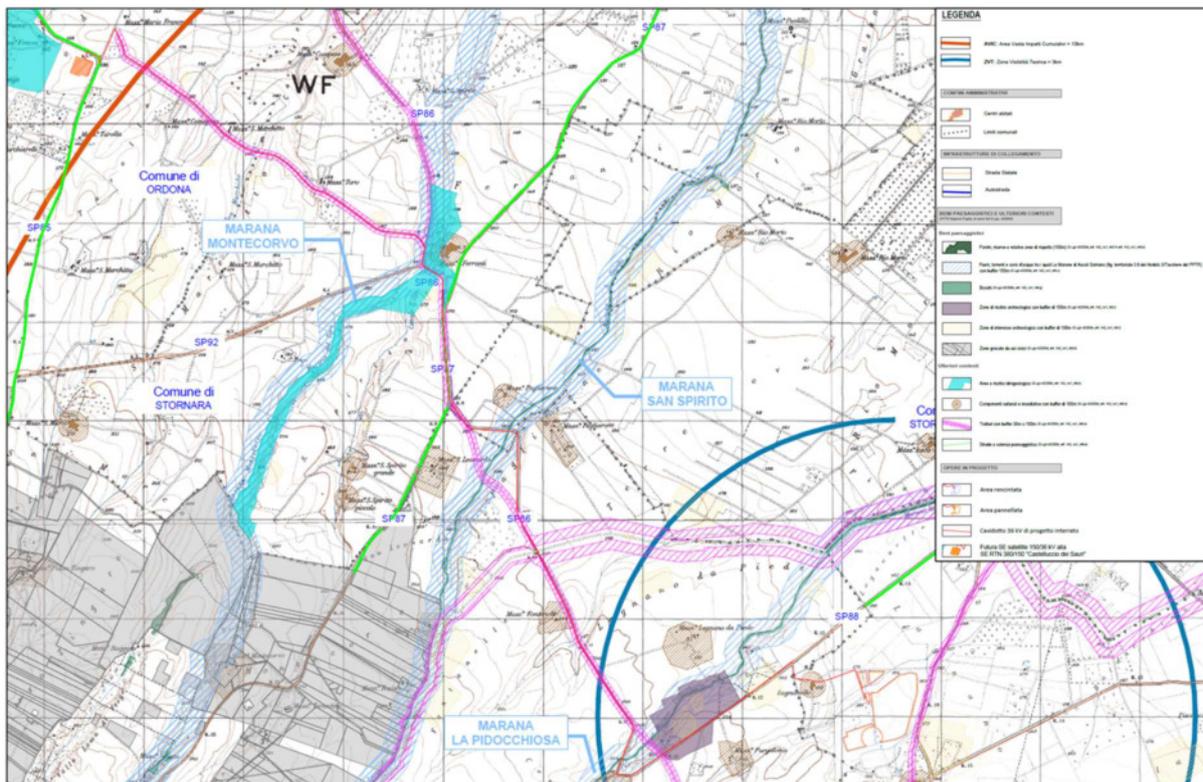


Figura 21 - Inquadramento dell'area di impianto ed opere connesse rispetto ai beni culturali e paesaggistici



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	38 di 97

Secondo quanto rappresentato all'interno della Figura 21, l'area di progetto non interferisce con nessuno dei beni culturali e paesaggistici tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004. Il cavidotto, invece, interferisce con "componenti culturali e insediative", "tratturi" e "strade a valenza paesaggistica", aree definite ai sensi dell'art. 143 del D. Lgs. 42/2004, oltre che con "zone a rischio archeologico" e "fiumi, torrenti e corsi d'acqua" definiti, invece, ai sensi dell'art. 142 del D. Lgs. 42/2004.

Dall'analisi, come precedentemente esplicitato, risulta che l'area di progetto non interessa alcuna componente culturale e insediativa; il cavidotto, al contrario, intercetta la componente UCP – Stratificazione insediativa: rete tratturi, nello specifico il tratturo in questione è il Regio Tratturello Foggia Ortona Lavello non reintegrato, la componente UCP – Aree a rischio archeologico, le aree di rispetto di siti storico culturali e l'UCP – Paesaggi rurali.

Le NTA del PPTR all'art.78, comma 5 asseriscono che al fine del perseguimento della tutela e della valorizzazione delle aree appartenenti alla rete dei tratturi, così come delle aree di rispetto dei siti storico culturali, è necessario che sia evitata, in tali aree, ogni alterazione dell'integrità visuale; tuttavia, ai sensi dell'art. 81, commi 2 e 3 delle NTA contenute "Misure di salvaguardia e di utilizzazione per le testimonianze della stratificazione insediativa" (a7) "sono ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile". A tal proposito si ricorda che il cavidotto sarà interrato e attraverserà solo strada esistente, inoltre si prevede il ripristino immediato dell'area di scavo; pertanto, la realizzazione dello stesso risulta compatibile con le prescrizioni del Piano e con la tutela paesaggistica del bene.

Sulla base delle precedenti considerazioni si ritiene che la realizzazione del progetto proposto sia compatibile con le prescrizioni previste dal D. Lgs. 42/2004.

4.2.3 Compatibilità geomorfologica-idrogeologica

4.2.3.1 Vincolo idrogeologico

Il Regio Decreto-legge n. 3267 del 30/12/1923 dal titolo "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani", all'art. 7 stabilisce che le trasformazioni dei terreni sottoposti a vincolo idrogeologico ai sensi dello stesso decreto sono subordinate al rilascio di autorizzazione da parte dello Stato, sostituito ora dalle Regioni o dagli organi competenti individuati dalla normativa regionale. Il Vincolo Idrogeologico va a preservare l'ambiente fisico, andando ad impedire forme di utilizzazione che possano determinare denudazione, innesco di fenomeni erosivi, perdita di stabilità, turbamento del regime delle acque ecc., con possibilità di danno pubblico.

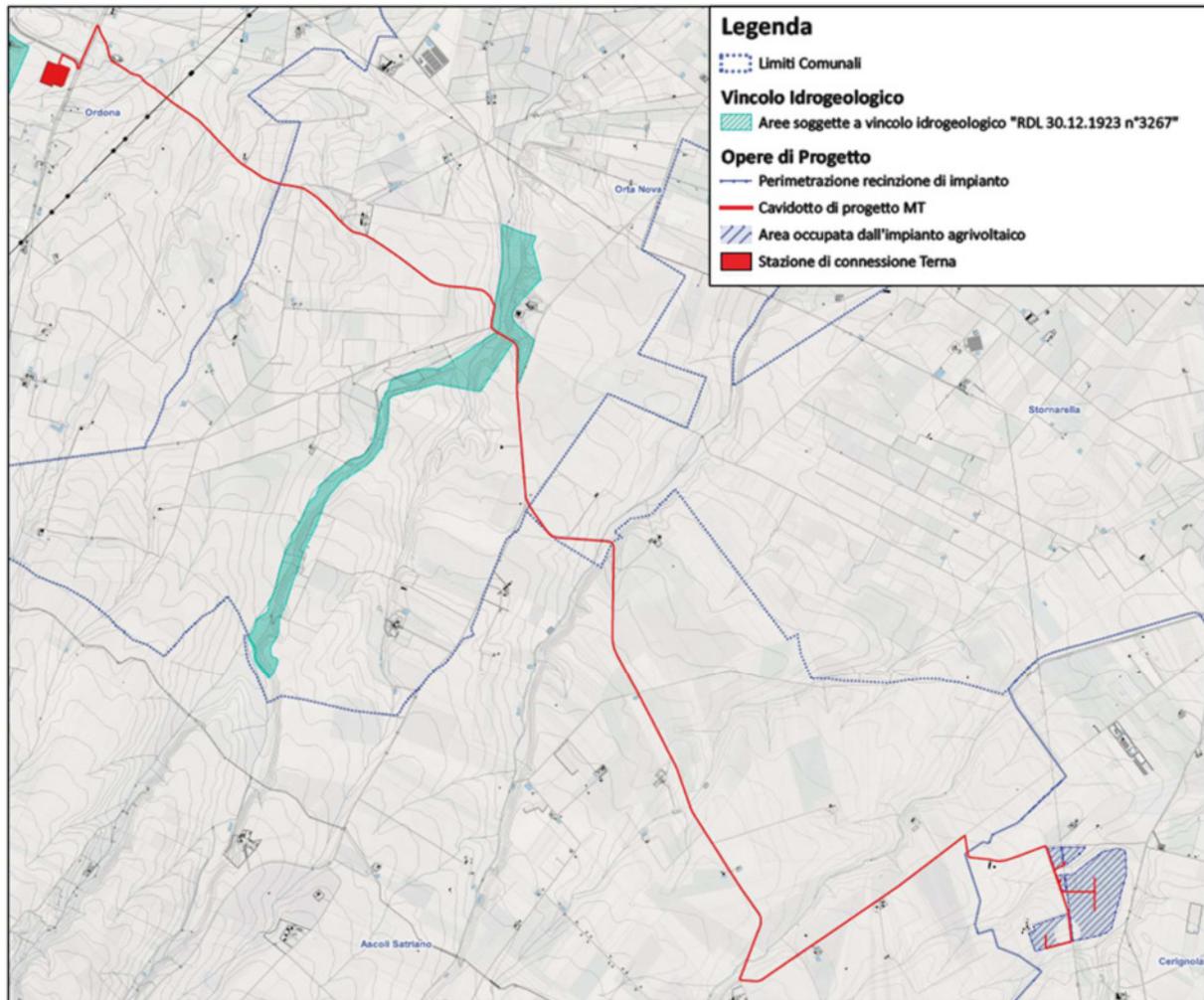


Figura 22 - Inquadramento dell'area di impianto rispetto al vincolo idrogeologico (Rif. FV.CRG01.PD.C.04)

Il cavidotto ricade, solo per un tratto che si precisa essere sempre su sede stradale esistente (SP 85) , in aree soggette a vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267 del 30 dicembre 1923), pertanto si procede con l'acquisizione dei pareri /nulla osta necessaria all'acquisizione del parere da parte dell'Ufficio competente.

4.2.3.2 PAI (Piano per l'Assetto Idrogeologico)

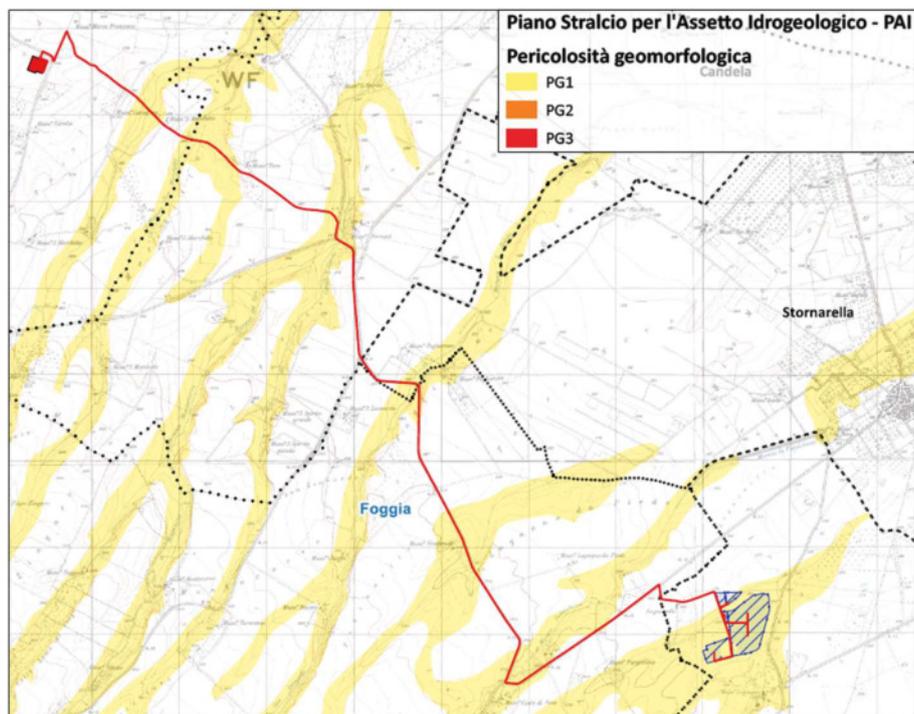


Figura 23 - Inquadramento delle opere di progetto rispetto al PAI-Pericolosità geomorfologica (Rif. FV.CRG01.PD.C.05)

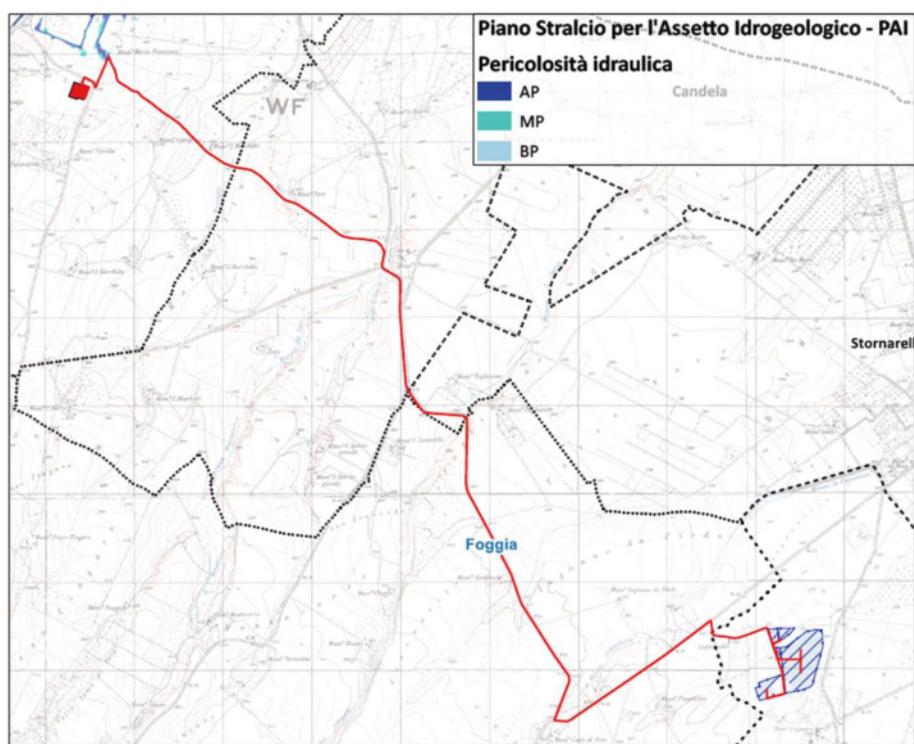


Figura 24 - Inquadramento delle opere di progetto rispetto al PAI-Pericolosità idraulica (Rif FV.CRG01.PD.C.05)

Come si evince dalla figura 23, l'area di progetto e il cavidotto intersecano delle zone PG1 – *Aree a pericolosità geomorfologica media e moderata*. Le NTA del PAI dell'AdB regionale all'articolo 15 definiscono gli interventi consentiti nelle PG1: non sussistono in questo caso particolari limitazioni alle opere da realizzarsi purché siano garantite la sicurezza e le condizioni di stabilità.

Dalla figura 24, invece, né l'area di progetto né il cavidotto intersecano zone a pericolosità idraulica.

Pertanto, per quanto appena esposto, si ritiene che l'intervento risulti compatibile con le prescrizioni del PAI.

4.2.4 Ulteriori compatibilità specifiche

L'analisi vincolistica ha previsto anche di analizzare ulteriori compatibilità specifiche, nella presente relazione saranno mostrate solo alcune di esse, ritenute più significative rispetto alle altre, ossia:

- Piano Regionale per la programmazione delle attività di previsione, prevenzione e lotta attiva per la difesa della vegetazione contro gli incendi boschivi;
- Piano Forestale Regionale (PFR);
- Carta della sensibilità alla desertificazione in Sicilia.

4.2.4.1 Piano di Tutela delle Acque (PTA)

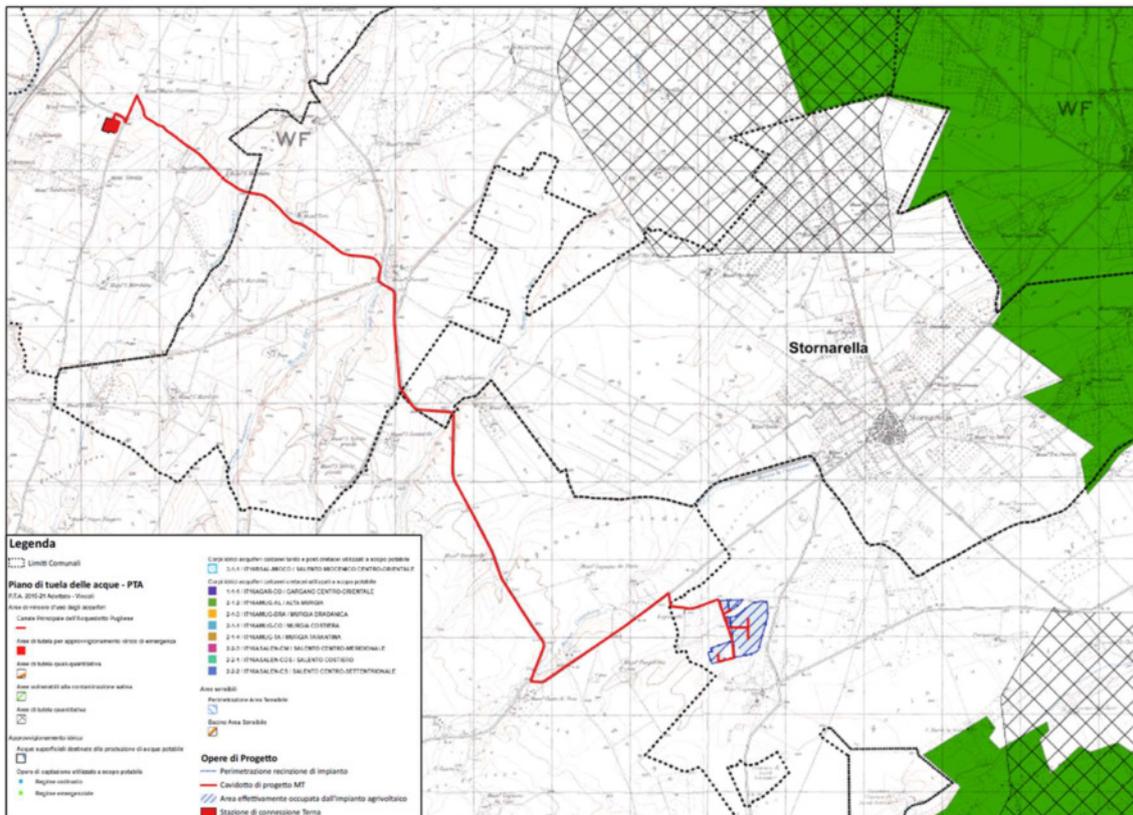


Figura 25 - Inquadramento dell'area di impianto rispetto al Piano di Tutela delle Acque (PTA) Puglia (Rif PV.CRG01.PD.C.08)

Dall'analisi della cartografia relativa ai vincoli del PTA, le aree oggetto di intervento non risultano interferire con nessuna delle aree tutelate dal Piano di Tutela delle Acque. Pertanto, l'intervento risulta compatibile con le misure previste dal piano.

4.2.4.2 Piano Regionale Faunistico Venatorio 2018-2023

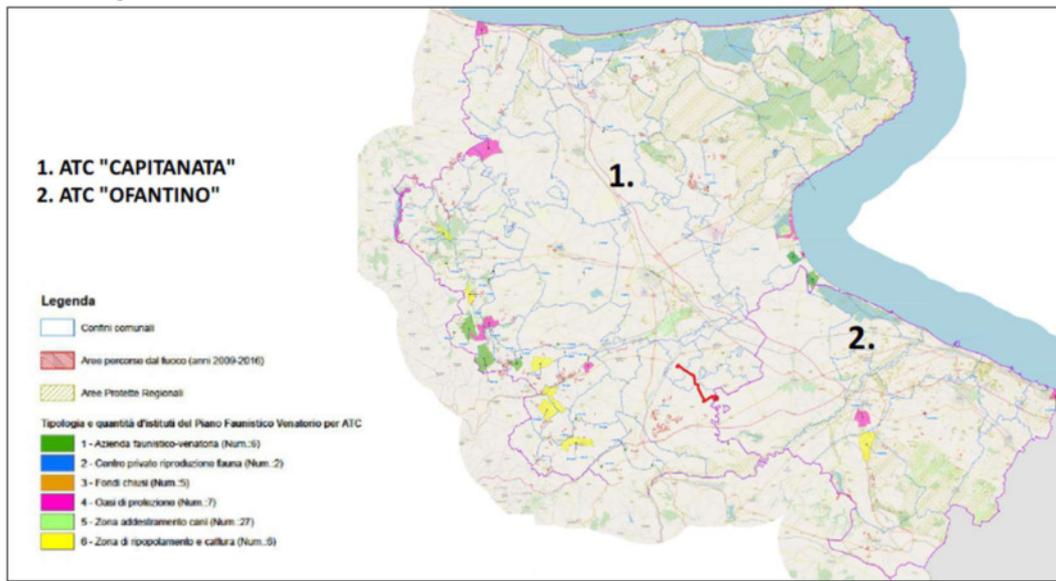


Figura 26 - Inquadramento delle aree di progetto rispetto agli ATC definiti dal PFVR 2018-2023 (Rif FV.CRG01.PD.C.07)

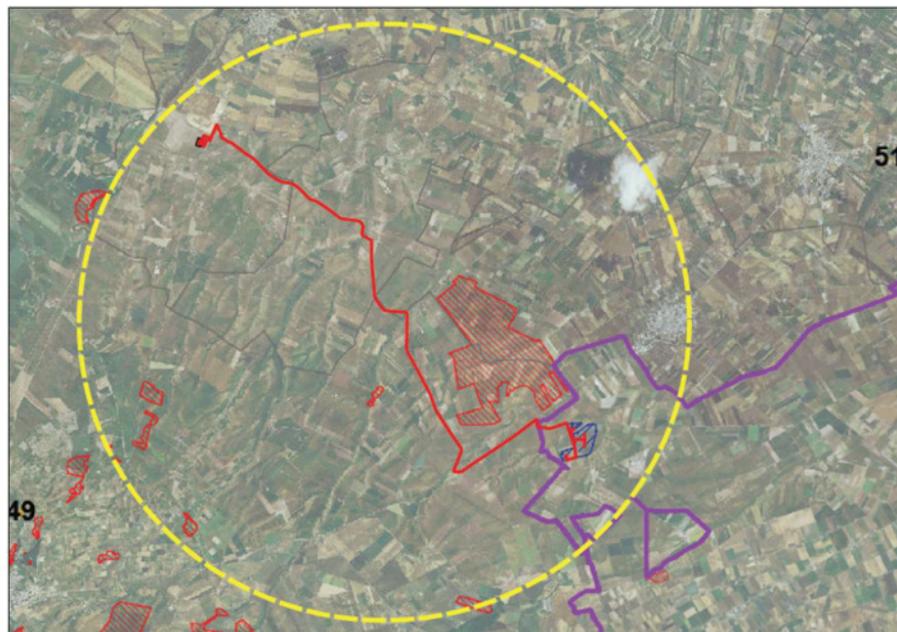


Figura 27 - Inquadramento delle aree di progetto rispetto alle aree perimetrate dal PFVR 2018-2023 (Rif FV.CRG01.PD.C.07)

Dalle Figure 26 e 27 emerge che:

- l'area di progetto ricade nell'ATC "Ofantino" mentre il cavidotto ricade nell'ATC "Capitanata";
- né l'area di progetto né le opere annesse interferiscono con aree perimetrare e tutelate ai sensi del PFVR 2018-2023.

In definitiva, l'intervento risulta compatibile con le direttive del Piano Regionale Faunistico Venatorio.

4.2.4.3 Piano Forestale Regionale (PFR)

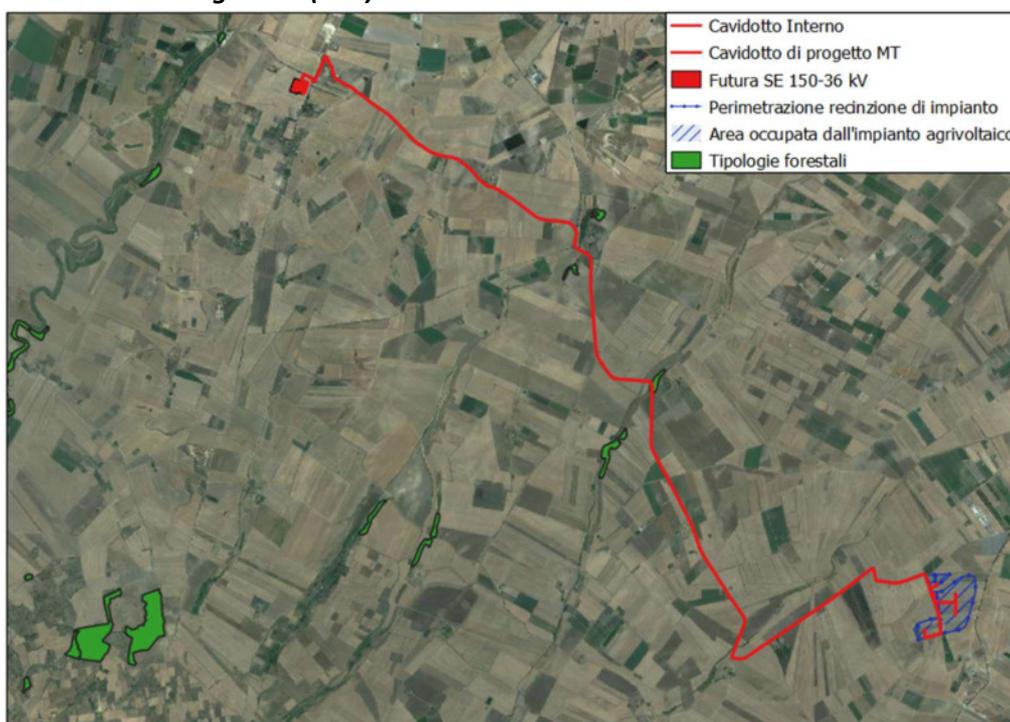


Figura 28 - Inquadramento dell'area di impianto ed opere connesse rispetto alla carta delle tipologie forestali (fonte: Piano Forestale Regionale Puglia)

La Figura 28 mostra che sia l'area di installazione dei pannelli che il cavidotto sono esterni dalle fasce forestali indicate.

4.2.4.4 Concessioni minerarie

Il D. Lgs. n. 6 dell'11/01/1957 e ss. mm. ii. disciplina le attività di esplorazione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia.

Secondo le perimetrazioni del Webgis del Ministero della Transizione Ecologica – Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le geo-risorse (UNMIG) l'area di impianto e le relative opere connesse non sono interessate da attività minerarie.

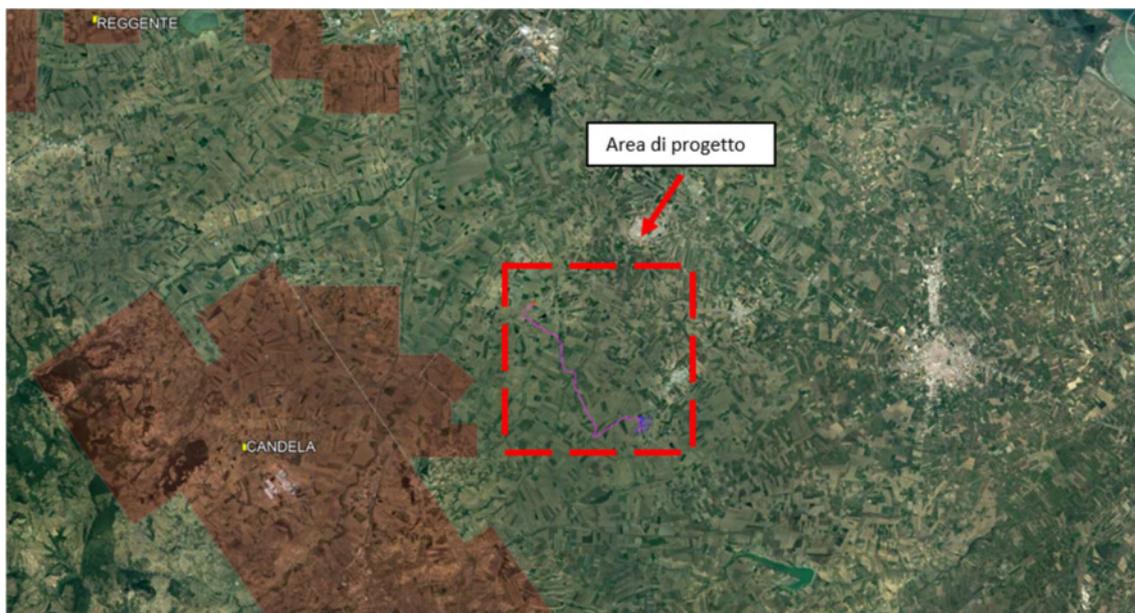


Figura 29 - Inquadramento dell'area di impianto in riferimento al Webgis UNMIG

4.2.4.5 Concessioni minerarie

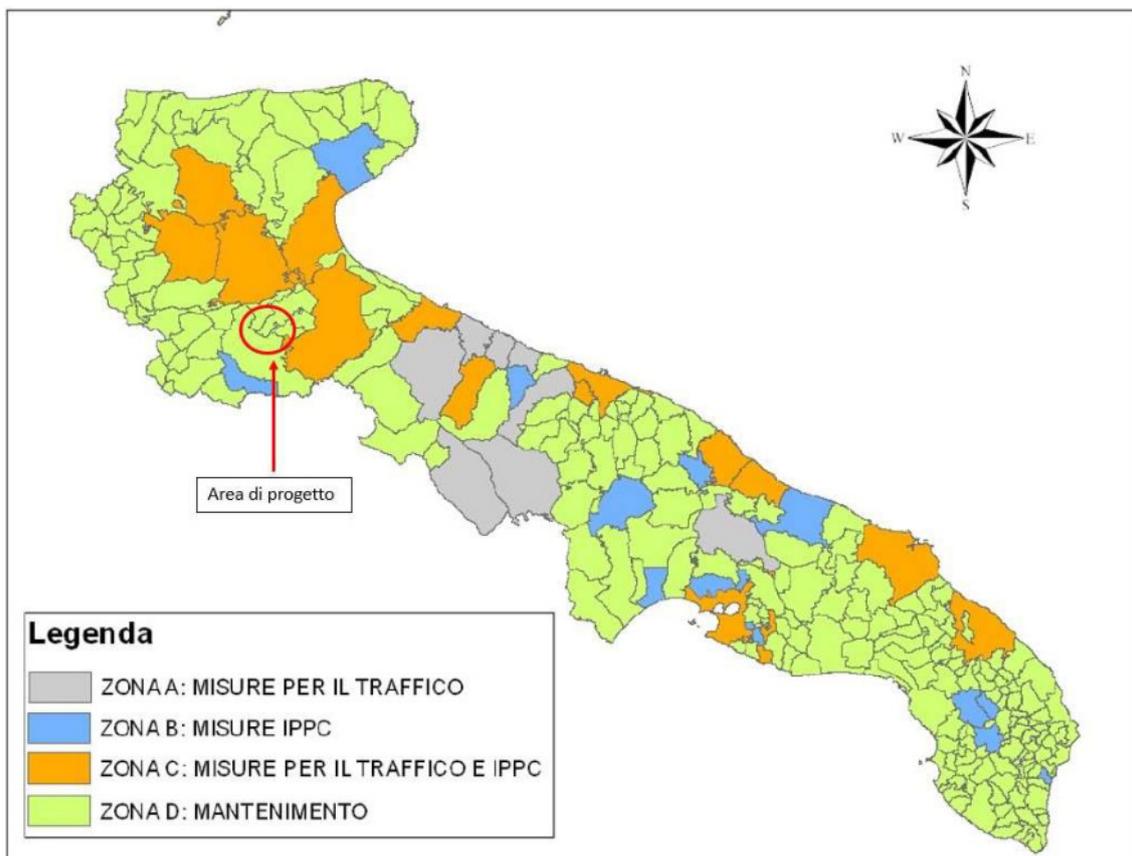


Figura 30 - Zonizzazione del territorio della Regione Puglia



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	45 di 97

In considerazione del fatto che l'impianto agro-fotovoltaico è assolutamente privo di emissioni aeriformi, non sono previste interferenze con il comparto atmosfera in fase di esercizio che, anzi, considerando una scala più ampia, non potrà che beneficiare delle mancate emissioni riconducibili alla generazione di energia tramite questa fonte rinnovabile. Il previsto impianto produrrà, mediante un processo pulito, una quantità di energia che sostituirà un'equivalente quantità di energia altrimenti prodotta attraverso centrali termiche tradizionali, con conseguente emissione in atmosfera di sensibili quantità di inquinanti. Si può pertanto affermare che il progetto proposto risulta compatibile e coerente con le misure proposte dal Piano Regionale per la Qualità dell'Aria della Regione Puglia.

5 PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO

5.1 Criteri progettuali

Il progetto di questo impianto costituisce la sintesi del lavoro di un team di ingegneri, architetti, paesaggisti, geometri, agronomi ed esperti ambientali che, mettendo insieme le differenti competenze, hanno contribuito alla realizzazione del progetto in esame. Fermo restando l'adesione alle norme vigenti in materia di tutela paesaggistica e ambientale, la proposta progettuale indaga e approfondisce i seguenti aspetti:

- le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito, con particolare riguardo ad aspetti come l'acqua, la vegetazione, l'uso del suolo, la viabilità carrabile e i percorsi pedonali, la conformazione del terreno, o ancora i colori del paesaggio;
- l'inserimento del campo agro-fotovoltaico nel paesaggio, lo studio della sua percezione e dell'impatto visivo rispetto a punti di vista prioritari (insediamenti concentrati o isolati), a visioni in movimento (strade);
- le caratteristiche delle strutture, dei moduli fotovoltaici, con indicazioni riguardanti materiali, colori, forma, ecc. e con particolare attenzione alla manutenzione e durabilità;
- la qualità del paesaggio, i caratteri del territorio e le trasformazioni proposte (interventi di rimodellazione dei terreni, di ingegneria naturalistica, di inserimento delle nuove strade e strutture secondarie, ecc.), la gestione delle aree e degli impianti, i collegamenti tra le strutture;
- le indicazioni per l'uso di materiali nella realizzazione dei diversi interventi previsti dal progetto (percorsi e aree fruibili, strutture), degli impianti arborei e vegetazionali (con indicazione delle specie autoctone contemplate) ove previsti, ed eventuali illuminazioni delle aree e delle strutture per la loro valorizzazione nel paesaggio.

Con riferimento agli obiettivi e ai criteri di valutazione suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta della soluzione individuata, al fine di migliorare l'inserimento dell'infrastruttura nel territorio senza tuttavia trascurare i criteri di rendimento energetico determinati dalle migliori condizioni di irraggiamento:

- rispetto dell'orografia del terreno (limitazione delle opere di scavo/riporto) prediligendo l'ubicazione delle opere su aree a minor pendenze in modo da limitare le alterazioni morfologiche;
- massimo riutilizzo della viabilità esistente;
- realizzazione della nuova viabilità rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche percettive generali del sito;
- impiego di materiali che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, muri di contenimento, ecc.) e sistema vegetazionale;
- attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione "ante operam" con particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o imboschimento delle aree occupate temporaneamente da camion nella fase di montaggio;
- disposizioni delle strutture fotovoltaiche ad inseguimento solare per massima captazione dell'irraggiamento disposte con un'interlinea (pitch) tale da garantire la coltivazione e la lavorazione del terreno sottostante.

Si sottolinea che l'impianto si definisce agro-fotovoltaico in quanto la salvaguardia delle culture rappresenta un obiettivo da conseguire al pari della produzione energetica da fonte rinnovabile. Si richiamerà l'argomento successivamente ma si rimanda alla relazione "FV.CRG01.PD.AGRO.01 – Relazione Pedo-Agronomica".

A tutto questo vanno aggiunte alcune considerazioni più generali legate alla natura stessa dell'incidenza solare e alla conseguente caratterizzazione dei siti idonei per lo sfruttamento di energia solare.

5.2 Particolari relativi al layout d'impianto

La localizzazione dell'impianto è il frutto di un'analisi multi-criteriale, legata sia alle caratteristiche di irraggiamento solare dell'area che a quelle antropiche ed ambientali del territorio. Per i tecnici è stato prioritario porre la massima attenzione verso il rispetto dei criteri di inserimento paesaggistico dell'impianto, allo scopo di armonizzare l'installazione con la valorizzazione ambientale e sociale del territorio che la ospiterà.

L'ottimizzazione del layout è stata anzitutto condotta allo scopo di massimizzare la produzione energetica del campo FV di progetto e al contempo assicurare la prosecuzione delle coltivazioni. Un criterio di buona progettazione per impianti fotovoltaici, infatti, consiste nel disporre le file di tracker (o strutture fotovoltaiche) con un'interlinea tale da evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che andrebbero a discapito della produzione energetica) ed assicurare gli spazi utili necessari per le attività di manutenzione. Tuttavia, la volontà di condurre una progettazione integrata con la produzione agricola, ha determinato un pitch superiore all'ottimo energetico, con la conseguente riduzione di potenza installabile, al fine di garantire fasce di terreno sufficientemente ampie per:

- mantenere elevati i livelli produttivi delle coltivazioni proposte;
- assicurare il corretto apporto di luce solare;
- garantire il libero passaggio di mezzi agricoli.

Si riportano di seguito diversi schemi di dettaglio utilizzati per l'identificazione del corretto pitch agro-fotovoltaico (Rif. Tavola FV.CRG01.PD.AGRO.04 – Risoluzione Interferenze Tecniche – Agronomiche). Definito il pitch di 7,0 m, sono stati scelti i moduli FV in maniera tale da ottimizzare la produzione energetica. La disposizione delle strutture fotovoltaiche sul terreno, inoltre, è funzione anche di tutti i fattori legati alla

presenza di vincoli ostativi, alla natura del sito, all'orografia, alla viabilità esistente, alla presenza di fabbricati/recettori e allo sviluppo di limiti catastali. Non meno importanti sono tutte le considerazioni relative all'impatto paesaggistico dell'impianto nel suo insieme.

5.3 Producibilità dell'impianto

La stima di producibilità è stata ottenuta caratterizzando l'impianto all'interno del software per sistemi fotovoltaici "PVSystem".

Si vuole evidenziare il ricorso ad un sistema di efficientamento produttivo del campo fotovoltaico: il sistema di Backtracking, il quale consente di ridurre le perdite per auto-ombreggiamento, cioè le perdite da ombreggiamento indotto dai tracker stessi alle file retrostanti. Ciò avviene per mezzo di un sistema logico-adattivo che gestisce contemporaneamente piccoli gruppi di tracker, al fine di ottimizzare dunque le prestazioni del campo FV.

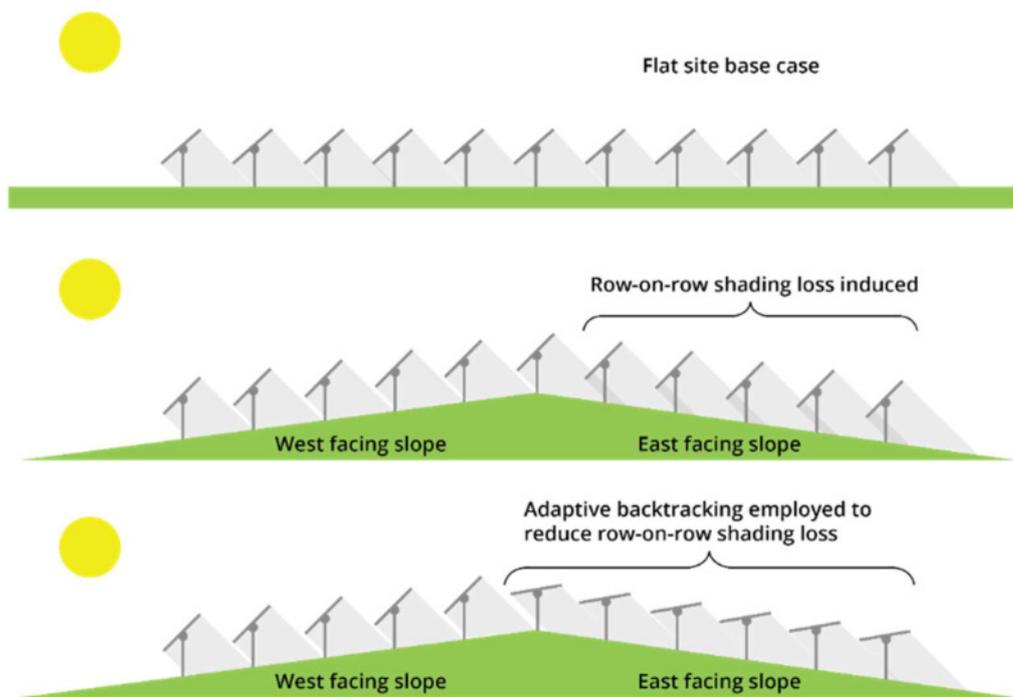


Figura 31 - Schema funzionale backtracking

5.3.1 Dati climatici

Il PVGIS – PhotoVoltaic Geographical Information System è un sistema sviluppato dal JRC (Joint Research Centre) della Commissione Europea a partire dal 2001. Ad oggi la copertura territoriale dei database PVGIS riguarda la totalità dell'Europa e dell'Africa e gran parte dell'Asia e dell'America. Il PVGIS consente un accesso libero e gratuito ad una grande serie di dati:

- potenziale fotovoltaico per diverse tecnologie e configurazioni di impianto, sia questo un impianto stand-alone che connesso alla rete.
- dati di temperatura e radiazione solare, sia in forma di medie mensili che di profili giornalieri
- serie storiche dei valori orari di radiazione solare e performance FV
- dati TMY – Typical Meteorological Year per nove differenti parametri climatici
- mappe stampabili dell'irraggiamento solare e della potenzialità fotovoltaica

L'attendibilità dei dati PVGIS è internazionalmente riconosciuta, questi possono essere dunque utilizzati per l'elaborazione statistica della stima di radiazione solare del sito in progetto. Si riportano di seguito i dati meteorologici assunti:

Tabella 7 - Dati meteorologici di irraggiamento per il sito di progetto

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²
January	54.6	28.10	3.84	71.1	68.2
February	72.6	33.31	9.12	95.6	92.4
March	110.6	47.41	9.02	149.9	144.8
April	149.9	64.38	12.95	196.0	189.9
May	202.2	70.58	17.84	267.2	259.4
June	236.2	64.00	25.74	315.8	307.0
July	230.5	64.55	28.03	308.5	299.7
August	217.0	55.30	28.13	294.2	285.6
September	128.3	56.01	19.45	170.3	164.7
October	94.4	44.42	14.70	124.9	120.7
November	70.8	31.38	13.58	95.8	91.9
December	56.5	25.12	7.31	76.4	73.2
Year	1623.6	584.56	15.84	2165.8	2097.7

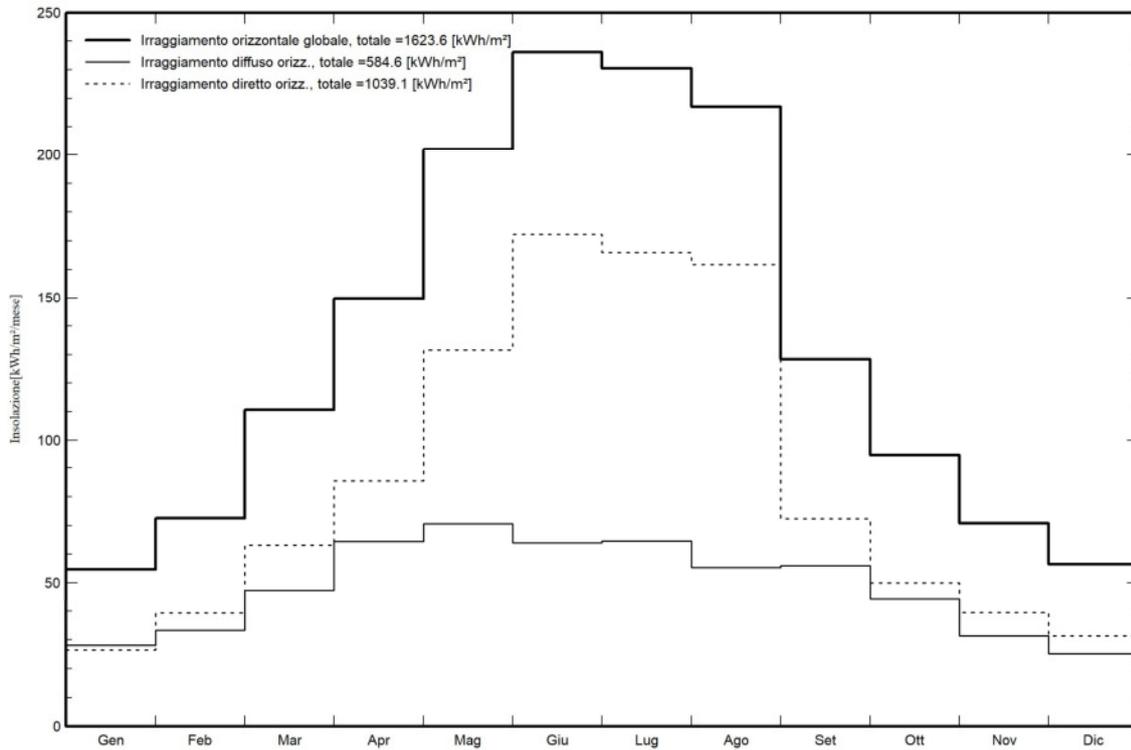


Figura 32 - Meteo per Castronovo di Sicilia - Typical Meteorological Year

5.3.2 Risultati

I risultati completi delle analisi di producibilità svolte sono mostrati nei report allegati alla presente relazione. Si riportano qui, brevemente, i risultati complessivi di produzione dell'impianto:

Tabella 8 - Principali caratteristiche di potenza installata ed energia prodotta

POTENZA DI PICCO (MW_p)	17,57
POTENZA AC (MW_{AC})	17,31
ENERGIA PRODOTTA P50 (MWh/anno)	33590
PRODUZIONE SPECIFICA P50 (kWh/kW_p/anno)	1920
ENERGIA PRODOTTA P90 (MWh/anno)	32070
PRODUZIONE SPECIFICA P90 (kWh/kW_p/anno)	1825

In base ai parametri impostati per le relative perdite di impianto, i componenti scelti e alle condizioni meteorologiche del sito in esame, l'impianto agro-fotovoltaico proposto presenta un indice di rendimento (PR – Performance Ratio) pari a **88,28 %**.

5.4 Stima della vita utile dell'impianto

La vita utile, ovvero il periodo entro il quale si considera che possa funzionare a pieno regime l'impianto agro-fotovoltaico, è determinata dalla durata entro la quale i suoi componenti, le strutture e le apparecchiature, ne garantiscano il funzionamento e quindi la producibilità. In dettaglio, i moduli fotovoltaici bifacciali hanno una vita utile di 25-30 anni, al termine dei quali vanno dismessi o eventualmente sostituiti con interventi di repowering. L'intera progettazione elettrica è stata eseguita non portando in conto la variabile tempo; pertanto, essa può essere considerata come eseguita per un tempo t infinito; tutte le componenti elettriche non risentono di effetti di deterioramento della loro funzionalità con il passare del tempo, anzi la loro prestazione resta pressoché costante al passare degli anni. L'intera componentistica elettrica, inoltre, utilizza modelli di apparecchiature di nuova generazione e possono certamente godere, se correttamente mantenute, di una vita utile pari o superiore ad anni 30. In definitiva, considerando il funzionamento dei moduli fotovoltaici, la vita utile d'impianto può essere stimata pari a **25 anni**.

5.5 Ricadute ambientali di progetto

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. Le ulteriori ricadute ambientali del progetto possono essere analizzate in termini in inquinamento atmosferico mancato per la produzione di energia elettrica da fonti fossili, nello specifico si può far riferimento alle mancate emissioni³ di CO₂, NO_x e SO_x, stimate secondo i parametri mostrati in Tabella 9.

Tabella 9 - Mancate emissioni di inquinanti (riferite alla P50)

Inquinante	Fattore di emissione specifico	Mancate Emissioni
CO ₂ (Anidride Carbonica)	266,33 t _{eq} /GWh	8'946,02 t _{eq} /anno
NO _x (Ossidi di Azoto)	0,2107 t/GWh	7,08 t/anno
SO _x (Ossidi di Zolfo)	0,0481 t/GWh	1,62 t/anno
Combustibile ⁴	0,000187 TEP/kWh	6'281,33 TEP/anno

³ <https://www.isprambiente.gov.it/files2021/pubblicazioni/rapporti/r343-2021.pdf>

⁴ Delibera EEN 3/2008 - ARERA



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	51 di 97

6 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

6.1 Sintesi della configurazione dell'impianto

L'impianto agro-fotovoltaico di progetto è realizzato con 926 tracker, composti da 822 tracker 1P30 (da 30 moduli adiacenti in configurazione "Portrait") e 104 tracker 1P15 (da 15 moduli adiacenti in configurazione "Portrait") su ognuno dei quali sono montati moduli fotovoltaici da 670 Wp l'uno. In considerazione di una potenza di 20,1 kWp ogni 30 pannelli, la potenza globale d'impianto è di 17,57 MWp.

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione/installazione di:

- 822 tracker;
- 26220 moduli fotovoltaici;
- 145 quadri di stringa (QdS);
- 4 Power Station (PS);
- 10 Inverter Centralizzati distribuiti fra le 4 PS;
- 1 Cabina di Raccolta;
- nuova viabilità;
- viabilità esistente interna all'impianto da realizzare di larghezza minima 3,0 m con dovuta consistenza del fondo viario;
- interventi puntuali di adeguamento della viabilità esistente esterna al parco;
- un cavidotto interrato interno a 36 kV per il collegamento tra le PS (lunghezza cavidotto complessivamente di circa 3 km);
- un cavidotto interrato esterno a 36 kV per il collegamento del campo agro-fotovoltaico alla sezione a 36 kV della Futura Stazione Elettrica (SE) 150/36 kV (lunghezza cavidotto complessivamente di circa 12,7 km);
- dismissione a fine cantiere di tutte le opere temporanee ed interventi di ripristino e rinaturalizzazione delle aree non necessarie alla gestione dell'impianto.

L'energia elettrica è prodotta in DC dai moduli FV montati in serie sul tracker e viene convogliata in Quadri di Stringa per mezzo di cavi solari H1Z2Z2-K (norma CEI EN 50618). Dal QdS, cavi in DC interrati si connettono agli inverter delle Power Station, attraverso i quali c'è la prima trasformazione DC/AC. Successivamente, per mezzo dei trasformatori montati nelle PS, la tensione viene elevata a 36 kV. Le Power Station sono connesse fra loro in "entra-esce" per mezzo del cavidotto interno, per convogliare poi nella Cabina di Raccolta. Tramite il cavidotto esterno, si prevede di raggiungere la Futura Stazione Elettrica (SE) 150/36 kV.

Si riporta di seguito una sintesi tecnica dell'impianto per ogni sottocampo:

Tabella 10 - Sintesi Impianto agrofotovoltaico

	Sottocampo A	Sottocampo B	Sottocampo C	Sottocampo D
<i>Tipologia di Pannelli</i>	3.BiHiKu7 CS7N 670MB-AG			
<i>N° Pannelli x Stringa</i>	30			
<i>Applicazione</i>	Agro FV			
<i>N° Tracker "grandi"</i>	54	336	345	87
<i>Totale Tracker "grandi"</i>	822			
<i>N° tracker "piccoli"</i>	12	36	20	36
<i>Totale Tracker "grandi"</i>	104			
<i>N° Pannelli</i>	1800	10620	10650	3150
<i>Totale Pannelli</i>	26220			
<i>N° QdS</i>	10	59	60	18
<i>Totale QdS</i>	147			
<i>Potenza [kWp]</i>	1206,0	7115,4	7135,5	2110,5
<i>Potenza Totale [MWp]</i>	17,57			
<i>Tipologia Inverter</i>	1100TL B450	1800TL B690	1800TL B690	1800TL B690
<i>N° Inverter x PS</i>	1	4	4	1
<i>N° Power Station (PS)</i>	4			
<i>Potenza [kWac] a cos $\varphi = 1$</i>	1169	7172	7172	1793
<i>Sovraccaricabilità [%] a cos $\varphi = 1$</i>	103%	99%	99%	118%
<i>Potenza Totale [MWac] cos $\varphi = 1$</i>	17,31			

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- Opere civili:
 - Installazione dei pali tracker;
 - realizzazione della fondazione delle Power Station;
 - adeguamento della rete viaria esistente e realizzazione della viabilità interna all'impianto;
 - realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici;
 - realizzazione della cabina di raccolta e control room;
 - realizzazione di opere a contorno, come recinzione, cancelli e piantumazione perimetrale;
 - realizzazione degli scavi.
- Opere impiantistiche:
 - Installazione dei moduli FV su tracker;
 - installazione degli inverter centralizzati nelle Power Station;

- esecuzione dei collegamenti elettrici in DC e a 36 kV;
- realizzazione dell'impianto di illuminazione e videosorveglianza;
- realizzazione delle opere elettriche ed elettromeccaniche per la cabina di raccolta;
- realizzazione del sistema di monitoraggio nella control room;

6.2 Elementi tecnici costituenti l'impianto agrofotovoltaico

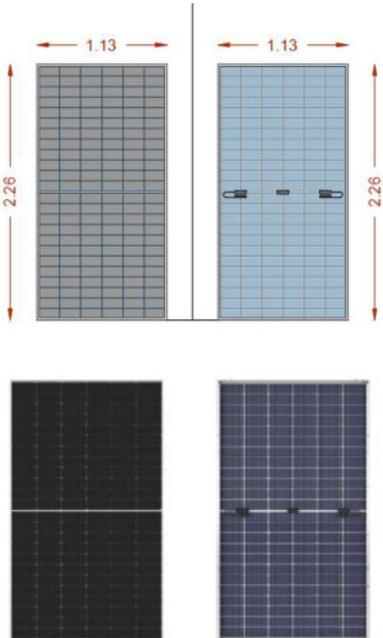
6.2.1 Moduli Fotovoltaici

I moduli fotovoltaici (o pannelli solari) sono costituiti da celle solari (o celle fotovoltaiche), semiconduttori che convertono l'energia della luce solare incidente in elettricità tramite l'effetto fotovoltaico⁵. Si tratta di una tipologia di cellula fotoelettrica, le cui caratteristiche elettriche, cioè corrente, tensione e resistenza, possono variare quando è esposta alla luce. Il progetto prevede l'utilizzo di moduli FV bifacciale.

Il modulo fotovoltaico bifacciale è un particolare tipo di pannello che riesce a generare energia da entrambi i lati della cella fotovoltaica, aumentando in tal modo la produzione di energia rispetto a un modulo fotovoltaico standard. Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo, misura della riflessione diffusa della radiazione solare incidente sulla superficie di installazione dei tracker. I moduli, catturando la luce riflessa sulla parte posteriore, garantiscono un incremento di produzione che può oscillare tra il 10 e il 25% in più rispetto a un modulo mono-facciale a seconda dell'albedo. Proprio per questi motivi i moduli bifacciali si candidano a rivestire un ruolo di primo piano nei prossimi anni. L'appeal di questi prodotti li rende versatili per diversi tipi di installazioni: grandi tetti piani con superfici riflettenti, pensiline fotovoltaiche per il ricovero e la ricarica dei veicoli elettrici, installazioni agro-voltaiche, impianti galleggianti o integrati nelle facciate degli edifici sono alcuni esempi.

⁵ In fisica dello stato solido, l'effetto fotovoltaico è il fenomeno fisico di interazione radiazione-materia che si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (generalmente semiconduttore) passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico incidente sul materiale.

Tabella 11 Modulo FV

<i>Brand / Modello</i>	3.BiHiKu7 CS7N 670MB-AG	
<i>Potenza [Wp]</i>	670	
<i>Tensione Vmp @ 25°C [V]</i>	38,7	
<i>Tensione Voc @ 25°C [V]</i>	45,8	
<i>Corrente Imp [A]</i>	17,32	
<i>Corrente Isc [A]</i>	13,99	
<i>Coefficiente di Temperatura Voc [%/°C]</i>	-0,26	
<i>Coefficiente di Temperatura Pmax [%/°C]</i>	- 0,34	
<i>Rendimento [%]</i>	21,6	
<i>Dimensione maggiore [mm]</i>	2384	
<i>Dimensione minore [mm]</i>	1303	
<i>Spessore [mm]</i>	35	
<i>Peso [kg]</i>	37,9	

Per il progetto in esame sono stati scelti dei moduli FV da 670 Wp. Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP68 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

Ogni stringa di moduli sarà munita di apposito diodo per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

6.2.2 Tracker – Strutture di sostegno

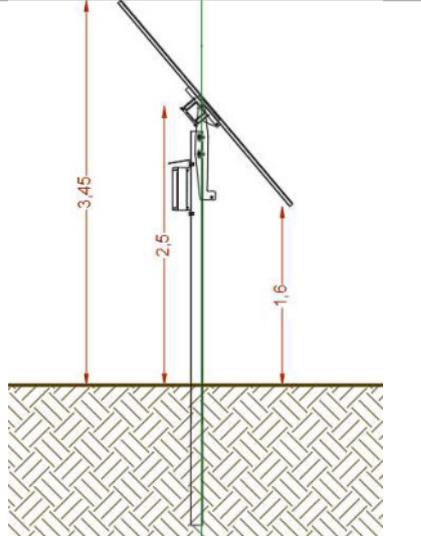
L'impianto verrà realizzato su strutture ad inseguimento solare mono-assiali dette "tracker". I tracker consentono l'inseguimento della posizione ottimale per la captazione dei raggi solari per mezzo di dispositivi elettromeccanici.

I tracker utilizzati in questa fase progettuale appartengono alla famiglia dei TRJ della casa produttrice CONVERT, tra i leader mondiali nel mercato attuale. Le strutture adottate prevedono 1 fila di 30 pannelli FV

al loro interno, secondo la disposizione tecnicamente riconosciuta come “1 Portrait”, per una potenza totale di 20,1 kWp per singola struttura:

Il sistema “tracker + moduli FV” avrà quest’aspetto:

Tabella 12 Tracker 1P con moduli FV - vista longitudinale

<i>Brand / Modello</i>	Convert / TRJ	
<i>Tipologia</i>	1 Portrait (1P)	
<i>Tecnologia</i>	Mono-assiale con backtracking	
<i>Angolo di Rotazione</i>	$\pm 55^\circ$	
<i>Massima inclinazione terreno N-S</i>	15% (8° ca)	
<i>Numero di moduli per Tracker/Stringa</i>	1x30	
<i>Lunghezza Tracker [m]</i>	32,21	
<i>Larghezza [m]</i>	2,38	
<i>Altezza del fulcro dal suolo [m]</i>	2,5	
<i>Pitch [m]</i>	7	

Si sottolinea che essendo il mercato dei tracker molto dinamico e le soluzioni tecniche in continuo sviluppo, il fornitore e le dimensioni delle strutture potrebbero variare in fase esecutiva; ad esempio, potranno essere utilizzati anche altri brand come Soltigua, Next Tracker, Soltec ecc. I tracker sono muniti, inoltre, di un sistema di protezione per evitare danni, alla struttura o ai moduli FV installati, a causa dell’azione del vento troppo elevata. I valori di velocità del vento minimi per l’attivazione di tale protezione verranno identificati in fase esecutiva tenendo conto delle più dettagliate specifiche strutturali.

6.2.3 Quadro di stringa

I cavi DC in uscita dai tracker verranno indirizzati ad appositi quadri di stringa: ogni quadro di stringa avrà a disposizione un numero di input limitato ove verranno collegati i cavi in uscita dalle varie stringhe.

Disponibile in modelli da 12 a 24 ingressi e con una tensione massima DC di 1500 V, è stato scelto il quadro di stringa prodotto da INGETEAM, gli INGECON SUN M 12B. I quadri della serie INGECON SUN sono inoltre caratterizzati dalla presenza all’interno di portafusibili in DC, fusibili in DC, scaricatori di sovratensione DC indotti da fulmini e interruttore sezionatore sotto carico:

Tabella 13 - TIPOLOGICO Quadro di stringa

Brand / Modello	INGETEAM / INGECON SUN StringBox 12B	
N° max di input FV	12	
Corrente totale nominale [A]	144	
Max corrente per input [A]	12	
Tensione max [V]	1500	
Fusibile	Uno per input	
Sezionatore DC	315 A	
Peso [kg]	39	
Dimensioni (L x A x P) [mm]	1000 x 750 x 320	

6.2.4 Inverter Centralizzato

In fase progettuale si è cercato di uniformare la tecnologia inverter da utilizzare a vantaggio dell'economicità e dell'O&M.

Tabella 14 Tipologico Inverter interni alle Power Station (PS)

Brand / Modello	INGETEAM / 1170TL B450	INGETEAM / 1800TL B690
Potenza Nominale in Input da Stringa FV [kWp]	1157	1775
Potenza Massima in Input da Stringa FV [kWp]	1520	2330
Vmpp min [V]	643	977
Vmpp max [V]		1300
Tensione Massima [V]		1500
Massima corrente [A]		1870
Potenza di uscita [kVA] @ 30°C	1169	1793
Tensione di uscita [V]	450 (Sistema IT)	690 (Sistema IT)



Per il progetto in esame, sono stati ipotizzati 1 inverter 1170TL in una PS, 8 inverter da 1800TL in due PS e 1 inverter 1800TL in una PS.



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	57 di 97

6.2.5 Power Station

I quadri di stringa, per mezzo di cavi interrati in DC, si collegano agli inverter delle Power Station (PS), per una conversione DC/AC a 50 Hz. Internamente alla PS è montato un trasformatore per innalzare la tensione in MT a 36 kV.

Le power station utilizzate in fase progettuale sono INGETEAM, della serie INGECOM SUN FSK B. Ogni Power Station effettua una trasformazione continua/alternata in BT per mezzo degli inverter prima indicati e, successivamente, con l'ausilio di trasformatori BT/MT eleva la tensione a 36 kV.

Tabella 15 – Tipologico Power Station

<i>Brand / Modello</i>	INGECON / SUN FSK		
<i>Tipo</i>	1800 B SERIES	1170 B SERIES	7200 B SERIES
<i>N°</i>	1	1	2
<i>Tipo Inverter</i>	1 inverter INGETEAM / 1800TL B690	1 inverter INGETEAM / 1170TL B450	8 inverter INGETEAM / 1800TL B690
<i>Potenza Output [kVA] @30°C</i>	1793	1169	7172
<i>Tensione Trafo lato BT [V]</i>	690	450	690
<i>Tensione Trafo lato MT [V]</i>	36000		



I componenti esterni sono montati su un telaio di base, realizzato in acciaio zincato a caldo. Tutti i componenti compresi gli inverter sono integrati sul telaio di base, completamente cablati e testati in fabbrica, mentre il trasformatore MT viene fornito preassemblato per una connessione veloce in loco.

Tali strutture sono fornite commercialmente in assetti da quattro slot inverter o due slot inverter, a seconda dell'esigenza richiesta dal progetto. Nel caso progettuale proposto, si avranno quattro Power Station.

6.3 Opere civili

6.3.1 Pali tracker

I moduli fotovoltaici sono sostenuti da strutture metalliche fondate su un sistema di pali infissi, costituiti da profili metallici omega in acciaio zincato. La tecnica di installazione (battitura, vibro-infissione, micro-trivellazione) dei pali sarà valutata in fase esecutiva a seguito di indagini geotecniche approfondite sui terreni in sito.



Figura 33 - Esempio di disposizione dei pali di fondazione delle strutture

Le schiere dovranno essere realizzate in modo da assicurare una reciproca distanza tale da rispettare i criteri progettuali sia di natura produttiva che agronomica:

- contenere i fenomeni di ombreggiamento reciproco;
- assicurare un'adeguata ventilazione dei moduli;
- mantenere elevati i livelli produttivi delle coltivazioni proposte;
- assicurare il corretto apporto di luce solare;
- garantire il libero passaggio di mezzi agricoli.

La struttura di testa può essere installata direttamente sui pali di fondazione guidati senza saldatura in loco. Nel rispetto dei più stringenti vincoli ambientali, questa soluzione elimina la necessità di fondazioni in calcestruzzo, riducendo anche i tempi di costruzione.

L'utilizzo di profili in acciaio zincato consente di poter disporre di un prodotto reperibile ovunque, di ottime prestazioni meccaniche in relazione al peso. Inoltre, essi risultano facilmente trasportabili ed il loro montaggio non necessita di mezzi di sollevamento o di lavori su strutture in elevazione.

Le modalità di installazione previste saranno tali da contrastare il momento di ribaltamento e le sollecitazioni esercitate dal vento.

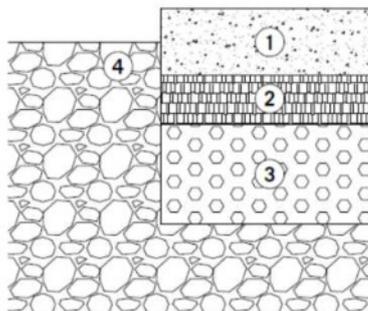
6.3.2 Fondazione Power Station

Quando il posizionamento delle Power Station all'interno del layout di impianto è stato definito si può procedere alla pianificazione delle attività necessarie all'installazione della struttura. Per garantire il corretto montaggio della Power Station bisogna seguire delle precise linee guida fornite dalla casa produttrice.

La Power Station deve essere installata su un basamento piano e stabile. La tipologia strutturale di appoggio varia, idealmente, in funzione delle caratteristiche locali del sito di installazione, generalmente si fa riferimento a solette di calcestruzzo o a vere e proprie fondazioni in calcestruzzo armato. Poiché le tre soluzioni tecnico-commerciali di power station sono estremamente simili tra loro dal punto di vista strutturale e dimensionale, confrontando anche i disegni tecnici forniti da Ingeteam, le dimensioni del basamento saranno ipotizzate identiche per tutte, come segue:

Tabella 16 - Dimensioni basamento Power Station

Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Altezza [m]
14,0	4,1	0,60



1. Soletta di cemento armato, spessore minimo di 250mm
2. Strato di magrone, spessore minimo di 100mm
3. Sottostrato di materiale granulare, compattato al 98% (Prova Proctor), spessore minimo di 300mm
4. Terreno

Figura 34 - Indicazioni minime degli spessori del basamento, valori forniti dalla casa produttrice

Alla luce di quanto mostrato in Figura 34, in questa fase progettuale si è deciso di assumere come stratigrafia di progetto, per tutte le Power Station previste, i seguenti valori:

1. soletta di c.a. dello spessore di 300 mm, di cui 150 mm fuori terra;
2. strato di magrone dello spessore di 120 mm;
3. sotto-strato di materiale granulare compattato dello spessore di 300 mm.

Si specifica che tali valori potranno essere soggetti a modifiche a seguito di indagini geotecniche più approfondite e a valle di valutazioni specifiche dei punti di installazione finale. Qualora le caratteristiche geotecniche del sito risultassero essere troppo scarse, si farà ricorso ad una fondazione su pali. Soluzione già prevista dalla casa produttrice, come mostrato in Figura 35.

Ulteriori accorgimenti forniti dal produttore:

- i tubi con i cavi di ingresso alla Power Station devono essere posizionati prima dell'installazione della stessa.
- lo strato di appoggio deve essere posizionato il più vicino possibile alla superficie.

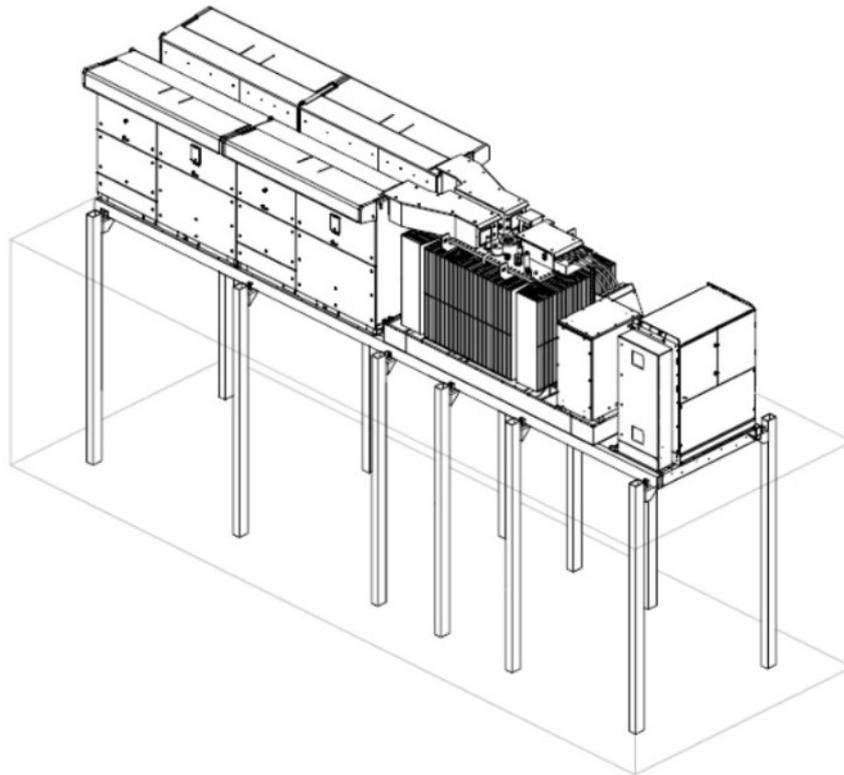


Figura 35 – Tipologica Soluzione di installazione su pali in caso di necessità

6.3.3 Cavidotti interrati

Il tracciato del cavidotto, che segue la viabilità prima definita, è realizzato nel seguente modo:

- scavo a sezione ristretta obbligata (trincea) con dimensioni variabili;
- letto di sabbia di circa 10 cm, per la posa delle linee MT avvolte ad elica;
- rinfianco e copertura dei cavi MT con sabbia per almeno 10 cm;
- corda nuda in rame (o in alluminio) per la protezione di terra (avente, come previsto da norma CEI EN 61936-1, una sezione maggiore o uguale di 16 mm² per il rame e 35 mm² nel caso di alluminio), e tubazioni PVC per il contenimento dei cavi di segnale e della fibra ottica, posati direttamente sulla sabbia, all'interno dello scavo;
- riempimento per almeno 20 cm con sabbia;
- inserimento per tutta la lunghezza dello scavo, e in corrispondenza dei cavi, delle tegole protettive in plastica rossa per la protezione e individuazione del cavo stesso;
- nastro in PVC di segnalazione;
- rinterro con materiale proveniente dallo scavo o con materiale inerte.

In figura, si riporta una sezione generica del cavidotto:

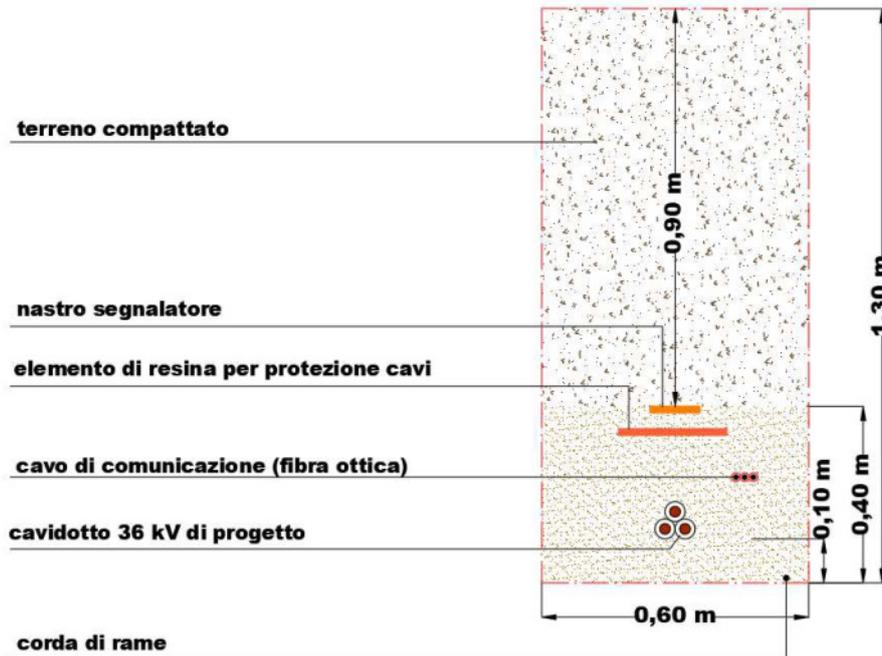


Figura 36 - Sezione del cavidotto singola Terna su terreno

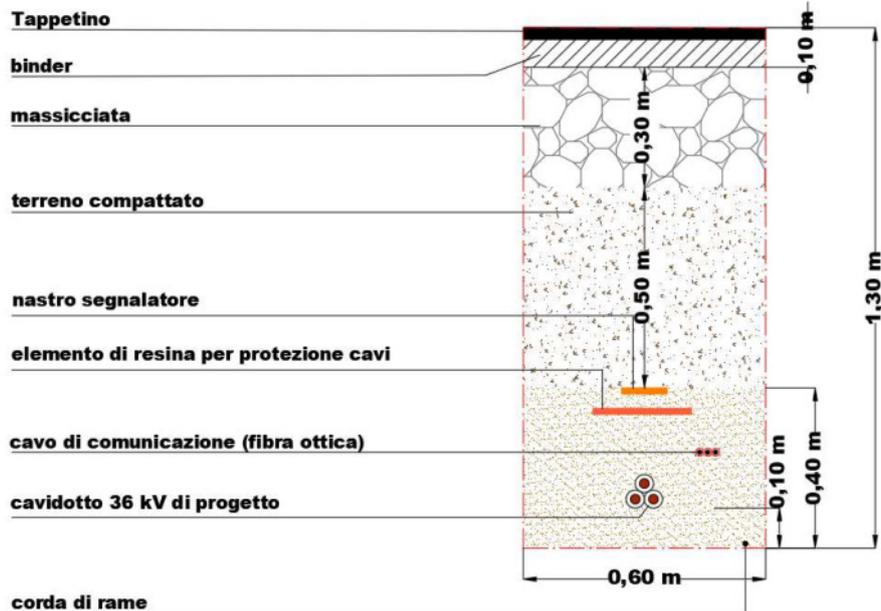


Figura 37 - Sezione del cavidotto singola Terna su strada asfaltata

Si rimanda alla Tavola "FV.CRG01.PD.E.01 – Layout di progetto su CTR in fase di cantiere" per ulteriori dettagli.

6.3.4 Cabina di raccolta MT e control room

La realizzazione degli involucri sarà in calcestruzzo, metallo o materiali sintetici; tale scelta verrà fatta in fase esecutiva e sarà legata all'analisi delle condizioni ambientali per la durata di vita prevista ed alle raccomandazioni del produttore. Tali materiali devono, inoltre, fornire un livello adeguato di tenuta antincendio, sia che questo si sviluppi all'interno che all'esterno delle cabine, oltre che una robustezza meccanica sufficiente per resistere a carichi e impatti prestabiliti sul tetto, sull'involucro e sulle porte e pannelli. Il produttore dovrà fornire tutte le istruzioni riguardanti il trasporto, lo stoccaggio, il montaggio, il funzionamento e la manutenzione della cabina di raccolta. Oltre a ciò, il produttore, fornirà anche le informazioni necessarie per consentire il completamento della preparazione del sito, come i necessari lavori civili di scavo, i terminali di messa a terra esterni e la posizione dei punti di accesso ai cavi.

Analogo discorso vale per la Control Room presente nell'impianto FV per le attività di monitoraggio.

6.3.5 Opere a contorno: recinzione, cancelli e piantumazione perimetrale

Il progetto prevede la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto. Tale recinzione sarà formata da rete metallica a pali infissi, di sezione 40 x 40 mm, con passo di 2 m e altezza fuori terra pari a 2 m.

Ad integrazione della recinzione è prevista l'installazione di cancelli carrabili e pedonali, in acciaio zincato, sorretti da pilastri in scatolare metallico basati su plinti in calcestruzzo. Le dimensioni del cancello saranno tali da consentire agevolmente il passaggio dei mezzi atti alla consegna e all'installazione di tutte le componenti tecniche dell'impianto e delle successive opere di manutenzione e pratica agronomica.

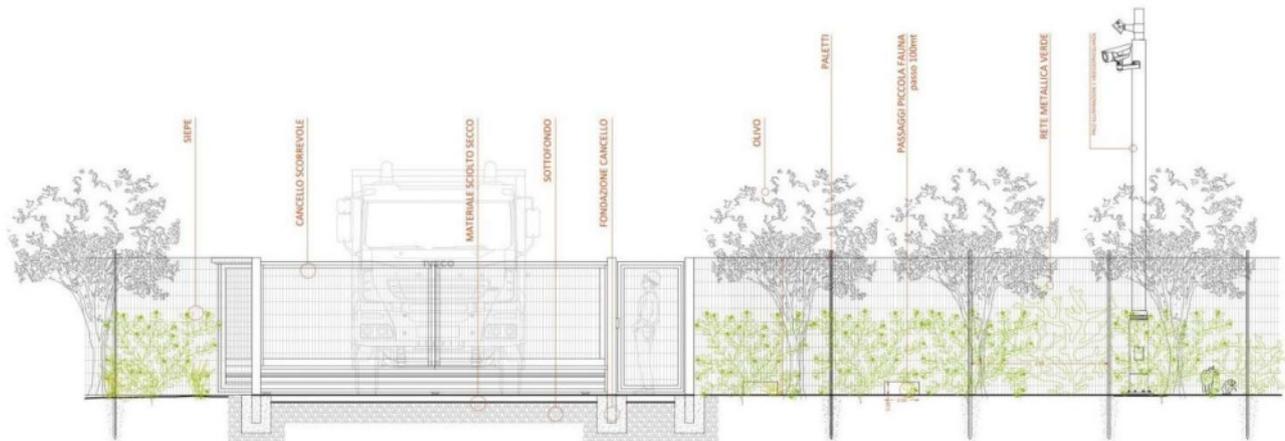


Figura 38 - Particolari delle recinzioni, cancelli e piantumazione perimetrale (Rif. FV.CRG01.PD.F.02)

Il progetto prevede, inoltre, di realizzare una piantumazione perimetrale da utilizzare come fascia di mitigazione, nella quale saranno impiegate specie arboree e arbustive su una fascia di 10 m. Tali specie saranno allocate in doppio filare in modo da fornire un effetto coprente della recinzione dell'impianto. Per favorire il passaggio della fauna lungo la recinzione sono previste, ad intervalli regolari, delle asole sufficienti al transito di animali di piccola taglia soprattutto da e per le zone di mitigazione poste a margine dei corsi d'acqua superficiali ove si concentrerà la naturalizzazione più elevata.

6.3.6 Scavi

Per l'esecuzione dei lavori di riporto devono essere seguite le norme legislative in vigore nel paese dove si svolgono i lavori. In particolare, per lavori in Italia si deve far riferimento alle prescrizioni del D.M. dei LL.PP. 11/3/1988 "Norme Tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione". Sono considerati scavi le lavorazioni occorrenti per:

- scotico;
- livellazione superfici;
- minimi scavi e riporti di regolarizzazione;
- formazione dei cassonetti, per far luogo alla realizzazione stradale in misto granulare stabilizzato
- scavi di predisposizione fondazioni;
- scavi per realizzazione sistemi di drenaggio.

Inoltre, sono considerati scavi di sbancamento, anche tutti i tagli a larga sezione agevolmente accessibili, mediante rampa, sia ai mezzi di scavo, sia a quelli di trasporto delle materie, a pieno carico.

Non sono ammessi scavi nella sezione esterna all'area di impianto, eccezion fatta al tracciato dove è prevista la realizzazione della linea MT di collegamento alla Stazione Elettrica.

Si rimanda alla Relazione "FV.CRG01.PD.A.06 - Piano Preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo" per ulteriori dettagli.

6.3.7 Regimentazione delle acque meteoriche

La durabilità delle strade nel parco agro-fotovoltaico è garantita da un efficace sistema idraulico di drenaggio delle acque meteoriche. Gli interventi da realizzarsi nell'area in esame sono stati sviluppati seguendo due obiettivi:

- garantire l'invarianza idraulica attraverso il mantenimento delle condizioni di "equilibrio idrogeologico" ante operam, le opere di progetto, infatti, determineranno un incremento trascurabile o nullo della portata di piena dei corpi idrici riceventi i deflussi superficiali originati dalle aree interessate dagli interventi;
- garantire un adeguato drenaggio, attraverso la regimentazione e il controllo delle acque che defluiscono lungo la viabilità interna.

Le opere di regimentazione consentono il recapito delle acque meteoriche nei loro impluvi naturali o nelle strade esistenti e impediscono che le stesse possano stazionare nell'area di impianto pregiudicandone l'utilizzo. Nel caso in esame sono stati individuati degli interventi che consentiranno la raccolta e lo smaltimento dell'acqua limitando allo stretto necessario le opere di sbancamento.

Nello specifico saranno realizzati dei canali di raccolta in terra con protezione di materassi di tipo Reno, in grado di convogliare le acque di scorrimento superficiale in punti predisposti al loro raccoglimento, o verso le linee di impluvio. In tal modo si eviterà la formazione di solchi vallivi, che potrebbero generare delle ripercussioni sulla corretta funzionalità dell'impianto.



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	65 di 97

6.4 Opere impiantistiche

Per la realizzazione dell'impianto, come già detto, sono da prevedersi:

- installazione moduli FV su tracker;
- installazione delle Power Station;
- esecuzione dei collegamenti elettrici in DC e AC;
- realizzazione impianto di illuminazione e videosorveglianza;
- realizzazione delle opere elettriche ed elettromeccaniche per la cabina di raccolta;
- realizzazione sistema di monitoraggio.

6.4.1 Installazione moduli FV

Per eseguire la corretta installazione dei moduli fotovoltaici è necessario seguire quanto descritto dal manuale descrittivo del modulo stesso. In fase esecutiva, confermata la scelta del fornitore dei moduli fotovoltaici, potranno esserci delle variazioni dovute ad indicazioni specifiche della società produttrice e/o al possibile passaggio a soluzioni commerciali aggiornate e maggiormente performanti.

Si riportano di seguito alcuni passaggi chiave necessari per loro corretta installazione:

- I moduli scelti sono qualificati per la Classe di sicurezza II (cioè progettati in modo da non richiedere la connessione della messa a terra); la classificazione antincendio è assicurata esclusivamente in caso di corretta installazione, come specificato nelle istruzioni di montaggio meccanico.
- i moduli andranno installati in un ambiente con temperatura compresa tra -40 °C e + 40 °C.
- i moduli saranno cablati in serie per aumentare la tensione o in parallelo per aumentare la corrente.
- Si andranno a disporre in serie un numero di moduli tale da rientrare nelle specifiche tecniche di tensione degli inverter utilizzati nell'impianto.
- è possibile collegare in parallelo un massimo di due stringhe (serie di moduli) senza utilizzare un dispositivo di protezione da sovracorrente (fusibili, ecc.) incorporato in serie all'interno di ciascuna stringa. È possibile collegare in parallelo tre o più stringhe se all'interno di ciascuna stringa è installato in serie un opportuno e certificato dispositivo di protezione dalle sovracorrenti. Inoltre, nella progettazione dell'impianto fotovoltaico deve essere assicurato che la corrente inversa di una stringa particolare sia inferiore al valore massimo del fusibile del modulo in qualsiasi circostanza.
- i moduli devono essere fissati in modo sicuro per sopportare tutti i carichi previsti, inclusi i carichi di vento e neve.
- è necessaria una distanza minima di 6,5 mm tra i moduli per consentire l'espansione termica dei telai.
- è necessario uno spazio sufficiente (almeno 102 mm) tra il telaio del modulo e la superficie di montaggio per consentire la circolazione dell'aria di raffreddamento intorno al retro del modulo; ciò è garantito dall'altezza di oltre 2 metri del tracker rispetto all'asse centrale.
- quando i moduli sono stati preinstallati, ma il sistema non è stato ancora connesso alla rete, ogni stringa di moduli deve essere mantenuta in condizioni di circuito aperto e devono essere intraprese le azioni appropriate per evitare la penetrazione di polvere e umidità all'interno dei connettori.
- verranno utilizzati solo cavi solari dedicati e connettori che soddisfino le normative antincendio, edilizie ed elettriche.
- i cavi sono fissati al sistema di montaggio utilizzando fascette per cavi resistenti ai raggi UV, inoltre, sarà necessario adottare tutte le precauzioni appropriate per la loro protezione e manutenzione (ad

es. posizionandoli all'interno di una canalina metallica come un condotto EMT). Va evitata l'esposizione alla luce solare diretta.

- il modulo è considerato conforme a UL 61730 e IEC 61215 solo quando è montato nel modo specificato dalle istruzioni di montaggio, indicazioni che saranno incluse nel manuale di installazione redatto in fase esecutiva.

6.4.2 Installazione Power Station

Si riportano alcune direttive da seguire per la corretta installazione:

1. collocare le unità in un luogo accessibile per le operazioni di installazione e manutenzione, che permetta l'utilizzo della tastiera e la lettura dei led di segnalazione frontali.
2. le prese d'aria e parte del modulo di alimentazione possono raggiungere temperature elevate. Non collocare nelle vicinanze alcun materiale sensibile alle alte temperature dell'aria.
3. evitare ambienti corrosivi che possono compromettere il corretto funzionamento dell'inverter.
4. non posizionare mai alcun oggetto sopra l'unità.
5. le condizioni ambientali devono essere prese in considerazione quando si sceglie la posizione dell'unità.

Tabella 17 - Condizioni ambientali di riferimento per l'inverter

Temperatura minima ⁶	-20 °C
Temperatura minima dell'aria circostante	-20°C
Temperatura massima di esercizio ⁷	57 °C
Umidità relativa massima senza condensa	100%
Altitudine ⁸	4500 m

Una volta che l'unità è stata montata nella sua posizione finale ed è stata fissata saldamente, i collegamenti elettrici possono essere schematizzati nel seguente ordine:

1. connessione a terra;
2. connessione elementi in corrente continua;
3. connessione ai servizi ausiliari;
4. collegamento degli elementi per la comunicazione;
5. collegamento degli elementi per la sincronizzazione;

⁶ Se si utilizza l'apposito kit per funzionamento a basse temperature si può scendere fino a -40°C.

⁷ Il funzionamento dell'inverter a temperature superiori a 50°C dovrebbe avvenire solo occasionalmente e non in modo permanente.

⁸ Per installazione a quote superiori i 1000m vanno approfonditi i dettagli tecnici con la casa produttrice.

6. connessione elementi in corrente alternata.

6.4.3 Cavi DC

Come descritto già, l'utilizzo di moduli FV prevede necessariamente la circolazione di energia in DC interna al campo Agro-FV, prima di poter essere trasformata in BT ed elevata successivamente in MT in Power Station dedicate. In considerazione delle connessioni progettate e dimensionate, si andranno ad utilizzare due tipologie di cavi in condizioni di posa differenti:

- *H1Z2Z2-K*: Cavo solare "in aria" per la connessione fisica fra i moduli FV e il Quadro di Stringa dedicato;
- *ARG16R16*: Cavo BT (DC) "interrato" per la connessione fra il Quadro di Stringa e gli Inverter Centralizzati disposti internamente alle Power Station.

6.4.3.1 Cavo solare *H1Z2Z2-K*

Si riporta di seguito un'immagine caratteristica del cavo in esame:



Figura 39 - Tipologico- Cavo solare H1Z2Z2-K

Questi cavi unipolari flessibili stagnati si adoperano per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici in quanto, oltre ad una tensione massima di 1800 V in continua, hanno un'elevata adattabilità alle condizioni ambientali esterne. Infatti, sono adatti sia per l'installazione fissa all'esterno che all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari; sono adatti sia per la posa direttamente interrata che entro tubo interrato e possono essere utilizzati con apparecchiature di classe II. Sono caratterizzati da proprietà meccaniche ottimali in un intervallo di temperatura di esercizio da -40 a +90 °C, elevata resistenza all'abrasione, alla lacerazione, ai raggi UV, all'ozono, all'acqua, non propagazione della fiamma, basso sviluppo di fumi, assenza di alogeni, resistenza agli agenti atmosferici che ne permette una durata almeno pari alla vita dell'impianto fotovoltaico.

Le loro caratteristiche sono di seguito riportate:

- Conduttore: Rame stagnato ricotto, classe 5;
- Isolante e Guaina esterna: miscela LSOH (Low Smoke Zero Halogen) di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50617, non propagante la fiamma, qualità Z2;
- Colore anime: nero;
- Colore guaina: blu, rosso, nero.

I cavi tra i moduli a formare le stringhe saranno opportunamente fissati alla struttura tramite fascette, e comunque canalizzati in modo da essere a vista. Discorso analogo vale per il collegamento tra tali cavi e i quadri di stringa. Si riportano i dati dei cavi scelti per il dimensionamento e si rimanda alla "FV.CRG01.PD.H.07 – Relazioni di Calcolo Preliminari sugli Impianti" per ulteriori dettagli:

Tabella 18 - Dati cavo H1Z2Z2-K scelto

Sezione [mm^2]	6
Resistenza [Ω/km] @ 90°C	3,85
Portata I_0 [A]	57
Corrente effettiva I_z [A]	25,65

6.4.3.2 Cavo BT (DC) ARG16R16

Si riporta di seguito un'immagine caratteristica del cavo in esame:



Figura 40 – Tipologico Cavo BT ARG16R16 0,6/1 kV

Tali cavi sono stati impiegati poiché adatti per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale; inoltre, ammettono la posa interrata anche se non protetta. Essi sono impiegati per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari.

Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile. Essi hanno le seguenti caratteristiche costruttive:

- Conduttore: in alluminio, in corda rigida rotonda compatta, classe 2;
- Isolamento: in gomma, qualità G16;
- Cordatura Totale: i conduttori isolati sono cordati insieme;
- Guaina Riempitiva: in materiale termoplastico;
- Guaina Esterna: in PVC (Polivinilcloruro), qualità R16;

Si riportano i dati dei cavi scelti per il dimensionamento e si rimanda alla "FV.CRG01.PD.H.07 – Relazioni di Calcolo Preliminari sugli Impianti" per ulteriori dettagli:

Tabella 19 - Dati cavo ARG16R16 scelto

Sezione [mm^2]	400
Cavi in parallelo	1
Resistenza [Ω/km] @ 20°C	0,08
Portata I_0 [A]	417
Corrente effettiva I_z [A]	297

6.4.4 Cavidotto a 36 kV

Il "cavidotto interno" realizza la connessione elettrica tra le Power Station, in collegamento "entra-esce", e tra le Power Station e la Cabina di Raccolta.

Nella figura 41, si riporta il collegamento in “entra-esce” fra le PS dei Sottocampi A e B, da cui parte un nuovo cavidotto a 36 kV interrato per la Cabina di Raccolta.

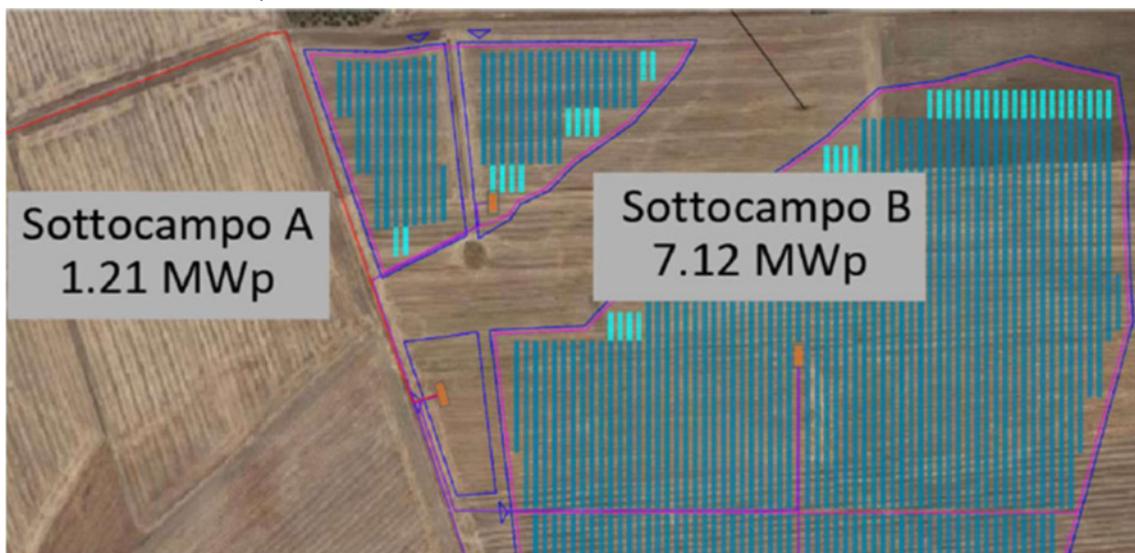


Figura 41 - Collegamento entra-esce PS sottocampo A e sottocampo B

Successivamente invece, si riporta il collegamento in “entra-esce” fra le PS dei Sottocampi D e C, da cui parte un nuovo cavidotto a 36 kV interrato per la Cabina di Raccolta:

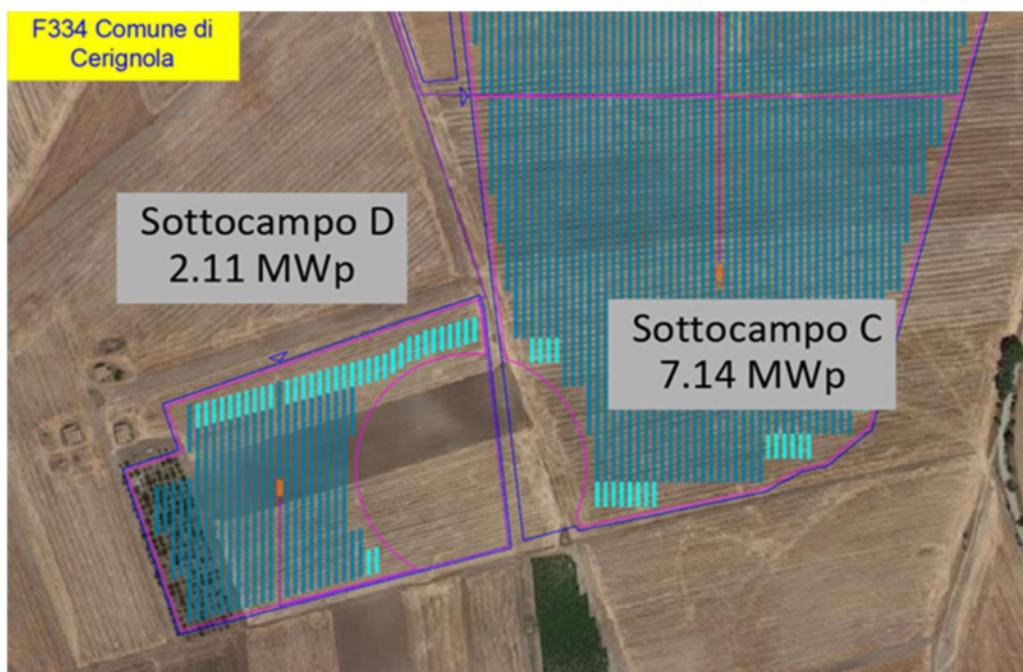


Figura 42 - Collegamento entra-esce PS Sottocampo C e Sottocampo D

Il “cavidotto esterno” collega l’impianto agro-fotovoltaico alla futura Stazione Elettrica 36/150 kV. Per il collegamento elettrico a 36 kV, si prevede l’utilizzo di cavi unipolari di tipo ARE4H5E-20,8/36 kV, aventi le seguenti caratteristiche:

- Anima realizzata con conduttore a corda rotonda compatta di alluminio;
- Semiconduttore interno a mescola estrusa;
- Isolante in mescola di polietilene reticolato per temperature a 85°C XLPE;
- Semiconduttore esterno a mescola estrusa;
- Rivestimento protettivo realizzato con nastro semiconduttore igroespandente;
- Schermo a nastro in alluminio avvolto a cilindro longitudinale $R_{max} = 3 \Omega/km$;
- Guaina in polietilene, colore rosso.

Il cavo rispetta le prescrizioni delle norme HD 620 per quanto riguarda l’isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta la IEC 60502-2.

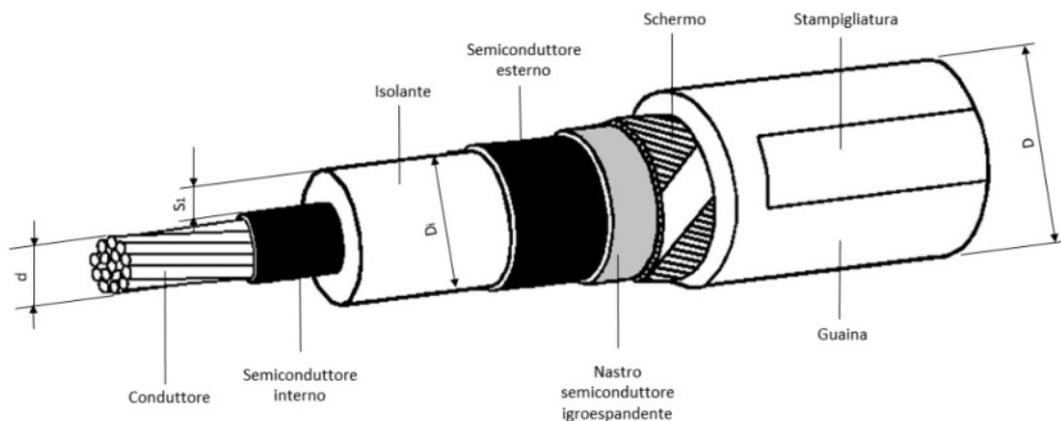


Figura 43 - Immagine indicativa del tipo di Cavo

Il cavidotto a 36 kV che interessa il collegamento tra il campo agro-fotovoltaico, la cabina di raccolta e la Stazione Elettrica seguirà le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17. Sarà costituito da cavi unipolari direttamente interrati (modalità di posa tipo M), ad eccezione degli attraversamenti di opere stradali e/o fluviali richieste dagli enti concessionari, per i quali sarà utilizzata una tipologia di posa che prevede i cavi unipolari in tubo interrato (modalità di posa N). La posa verrà eseguita ad una profondità di 1,25 m.

Si riportano per il dimensionamento delle varie tratte del cavidotto interno e del cavidotto esterno, dove con la prima lettera indichiamo il sottocampo di partenza e con la seconda lettera indichiamo il punto di arrivo, che può essere sia un Sottocampo che la Cabina di Raccolta (CR) e si rimanda alla “FV.CST01.PD.H.07 – Relazioni di Calcolo Preliminari sugli Impianti” per ulteriori dettagli:

Tabella 20 - Dimensionamento cavi

Tratta	A-CR	B-CR	C-B	D-CR	Cavidotto
<i>Sezione Cavo [mm²]</i>	185	185	185	185	300
<i>Cavi in Parallelo</i>	1	1	1	1	1
<i>Portata Cavo I₀ [A]⁹</i>	321,00	321,00	321,00	321,00	419,00
<i>Portata effettiva I_z [A]</i>	279,98	279,98	279,98	279,98	365,45

6.4.5 Impianto di illuminazione e videosorveglianza

L'impianto di illuminazione prevede l'installazione di pali lungo lo sviluppo della recinzione, che fungano da sostegno per il montaggio di fari a LED, atti a garantire la completa illuminazione della fascia perimetrale dell'impianto. Gli standard funzionali minimi da garantire sono i seguenti:

- Grado di protezione minimo IP66;
- Grado di protezione minimo IK08;
- Capacità di lavorare all'esterno (-20/40 °C);
- Un'efficienza luminosa che consenta di ridurre i consumi elettrici, valore di riferimento minimo 120 lmn/W;
- Durata minima in ore pari a 50000 h.

Per quanto riguarda il sistema di videosorveglianza, questo sarà costituito da telecamere di ultima generazione collegate ad un sistema DVR (Digital Video Recorder) con capacità di stoccaggio delle immagini di 24h, collegato su rete internet. Le telecamere da utilizzare dovranno presentare le seguenti caratteristiche minime:

- risoluzione 4K;
- capacità di acquisire immagini in alta risoluzione anche in difficili condizioni di illuminazione, compresa la completa oscurità;
- grado di protezione minimo IP66;
- grado di protezione minimo IK08;
- capacità di lavorare all'esterno (-20 / 60°C);
- controllo da remoto, con possibilità di zoom.

Le telecamere saranno montate sugli stessi pali di sostegno dell'impianto di illuminazione.

I punti di installazione e ulteriori dettagli tecnici riguardanti la strumentazione suddetta sono mostrati nell'apposito elaborato grafico "FV.CST01.PD.F.02 – Particolari costruttivi recinzioni, cancelli, sistemi di videosorveglianza e illuminazione".

⁹ Trifoglio, direttamente interrato, a $\rho = 1,5 K m / W$

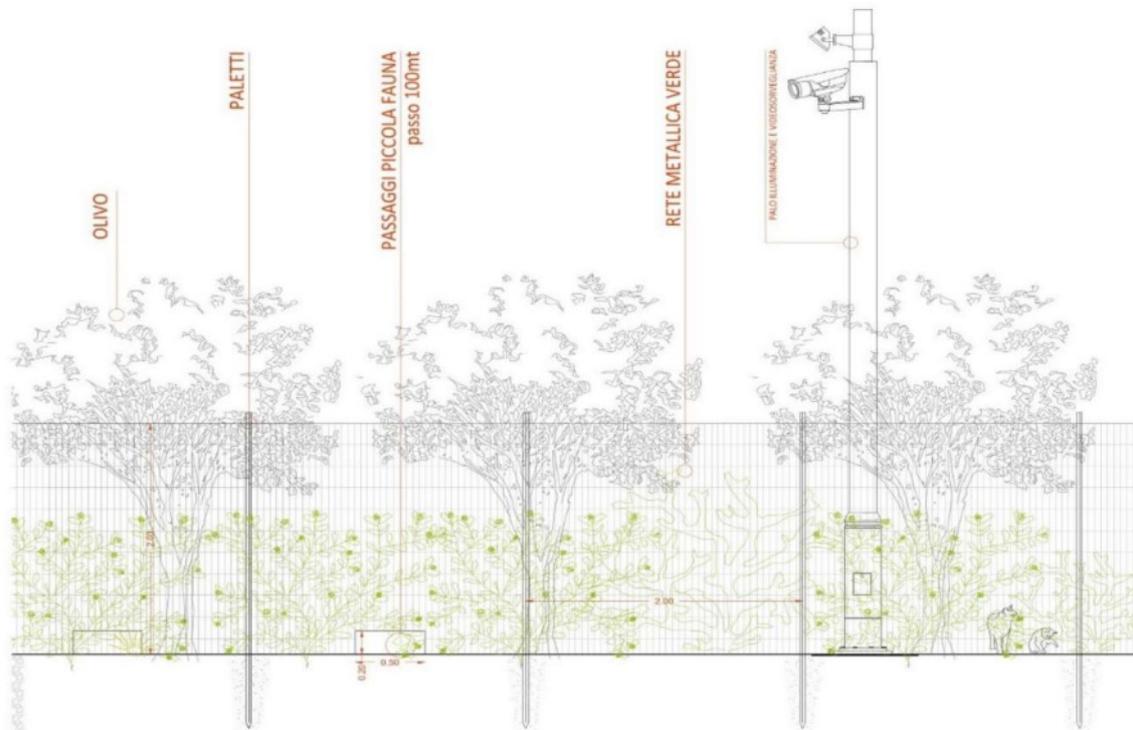


Figura 44 - Particolari videosorveglianza

In via preliminare, si può ipotizzare come misura di mitigazione dell’impatto luminoso dell’impianto di illuminazione, il ricorso a sistemi basati su sensori di movimento (RIP) o di temperatura, da installare, con opportuno passo, lungo la recinzione dell’impianto.

I sensori di movimento, o rilevatori di movimento, fanno in modo che le luci posizionate su palo lungo il perimetro si accendano automaticamente ogni volta che il sensore rileva un “idoneo” movimento. Della famiglia fanno parte anche tipologie di dispositivi dotati di sensore crepuscolare, o funzioni di risparmio energetico, che fanno sì che le luci si accendano, al rilevarsi di un movimento, solo quando la luce naturale scende al di sotto della soglia di Lux impostata.

Qualora, dunque, si ritenga necessario un intervento in tale direzione, si può far riferimento ad un rilevatore di movimento wireless, bidirezionale a tenda da esterno, che ha un campo di rilevamento regolabile fino a 30 metri, grazie all’utilizzo di due lenti montate su lati opposti del dispositivo. Il dispositivo deve essere fornito di una protezione anti-mascheramento e deve essere in grado di ignorare gli animali, una volta impostato e installato correttamente.

Si vuole evidenziare che l’implementazione di questa strategia non altera o modifica in alcun modo l’impianto di video-sorveglianza, in quanto quest’ultimo prevede l’utilizzo di videocamere capaci di lavorare in assenza di illuminazione esterna, come esplicito precedentemente.

6.4.6 Cabina di raccolta MT

Il sistema sarà costituito da tutte le apparecchiature necessarie per l’interconnessione delle Power Station dell’impianto agro-fotovoltaico e il loro controllo.

In particolare, il sistema sarà costituito da:



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	73 di 97

- cavi MT tra Power Station ed il quadro MT a 36 kV;
- due scomparti con interruttore automatico e sezionatore a protezione delle Power Station, collegate fra loro in modalità “entra-esce”;
- uno scomparto con interruttore automatico e sezionatore a protezione della rete a 36 kV del campo agro-fotovoltaico;
- uno scomparto con interruttore automatico e sezionatore di scorta;
- uno scomparto con IMS e fusibili a protezione del trasformatore di alimentazione dei servizi ausiliari di impianto;
- uno scomparto misura con IMS, fusibili e TV in MT.

All'interno del prefabbricato saranno installati inoltre gli apparati di misura, comando, controllo e protezione necessari per la corretta funzionalità dell'impianto.

6.4.7 Control room - Sistema di monitoraggio

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni. Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione del campo solare;
- di produzione degli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare dati climatici e dati di irraggiamento sul campo fotovoltaico. I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio SCADA e, abbinati alle specifiche tecniche del campo FV, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto FV.

I dati monitorati saranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio SCADA. Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di auto-diagnosi e auto-tuning. I dati ambientali monitorati saranno:

- dati di irraggiamento;
- dati ambientali;
- temperatura moduli.



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	74 di 97

7 PRESCRIZIONI ANTINCENDIO

Con riferimento alla progettazione antincendio, le opere progettate sono conformi a quanto previsto da:

- **DPR n. 151 del 1° agosto 2011** - "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4 - quater, decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122"
- **lettera n. 1324 del 7 febbraio 2012** "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici";
- **lettera di chiarimenti** diramata in data **4 maggio 2012** dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del corpo dei Vigili del Fuoco.

Inoltre, è stato valutato il pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l'operatore dei Vigili del Fuoco per la presenza di elementi circuitali in tensione all'interno dell'area d'impianto.

Si evidenzia che sia in fase di cantiere che in fase di O&M dell'impianto si dovranno rispettare anche tutti i requisiti richiesti ai sensi del D. Lgs n. 81/2008 e ss.mm.ii.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di propagazione di un incendio dai generatori fotovoltaici agli ambienti sottostanti, gli impianti saranno installati su strutture incombustibili (Classe O secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

Saranno installati sistemi di rilevazione fumo e fiamma e in fase di dettaglio si procederà ad un'analisi di rischio per verificare l'eventuale necessità di installare sistemi antincendio automatici all'interno delle cabine.

L'area in cui è ubicato il generatore fotovoltaico ed i suoi accessori non sarà accessibile se non agli addetti alle manutenzioni che dovranno essere adeguatamente formati/informati sui rischi e sulle specifiche procedure operative da seguire per effettuare ogni manovra in sicurezza, e forniti degli adeguati DPI.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D. Lgs n. 81/2008 e ss.mm.ii.

8 STUDIO DI FATTIBILITÀ AGRONOMICA

Il presente studio analizza le caratteristiche progettuali dell'impianto fotovoltaico proposto, collocandolo nel contesto territoriale oggetto di intervento e valutandone la fattibilità agronomica attraverso lo studio delle componenti tecniche meccanico-strutturali, riportando le relative implicazioni di natura agronomica, economica ed ambientale.

Il progetto previsto, consentirà una piena riqualificazione dell'area, sia da un punto di vista agronomico (lavorazioni agricole volte all'incremento delle capacità produttive del fondo, rotazione colturale con specie miglioratrici, messa a riposo dei terreni) sia dal punto di vista ambientale, aumentando la permeabilità del suolo attraverso l'inserimento di specie arbustive ed arboree autoctone e favorendo lo sviluppo delle specie e delle pratiche agronomiche e zootecniche locali su tutte le superfici di impianto, tra le interfile e sotto i tracker, nonché nelle aree esterne alle recinzioni e pertinenziali all'intervento.

Le specie arbustive autoctone, che saranno impiegate nella fascia perimetrale presentano il duplice scopo di contribuire alla mitigazione dell'impatto paesaggistico dell'opera e all'arricchimento della biodiversità animale e vegetale, costituendo l'habitat per numerose specie animali. L'esecuzione di determinate pratiche agricole possono, se applicate correttamente, portare ad un miglioramento delle caratteristiche chimico-fisiche del suolo degli appezzamenti oggetto di intervento:

- incrementando la sostanza organica e limitando gli effetti causati dal fenomeno della compattazione, dovuto essenzialmente al passaggio dei mezzi pesanti necessari per le principali lavorazioni agricole e per la realizzazione del parco agro-fotovoltaico oggetto di studio;
- prevenendo i fenomeni erosivi alla base del processo della desertificazione.

In fase di progettazione, in seguito alla valutazione dei possibili piani colturali, è stata proposta una scelta di colture sufficientemente ampia, considerando quelle che svolgono il loro ciclo riproduttivo e la maturazione nel periodo primaverile-estivo, in modo da ridurre il più possibile eventuali danni da ombreggiamento ed impiegando sempre delle essenze comunemente coltivate in Puglia. Le scelte sono state operate favorendo un'opportuna diversificazione colturale, al fine di prevenire il fenomeno della stanchezza del terreno e la specializzazione dei patogeni delle colture praticate.

Sulla base di quanto asserito, la realizzazione dell'impianto fotovoltaico risulta compatibile con la salvaguardia dell'ambiente; infatti, può contribuire alla creazione di meccanismi virtuosi di sostenibilità.

8.1 Descrizione del territorio e del paesaggio

L'area individuata per la realizzazione del progetto agrovoltivo ricade nel comprensorio del Tavoliere, tra i Comuni di Cerignola, Ascoli Satriano, Ortona, Orta Nova e Stornarella (FG); un territorio esteso al centro della piana tra il promontorio del Gargano ed il subappennino Dauno, i cui paesaggi rurali sono caratterizzati dalla profondità degli orizzonti e dalla grande estensione dei coltivi. La presenza di vaste superfici pianeggianti ha consentito una forte meccanizzazione delle attività agricole e lo sviluppo delle stesse. Il territorio risulta infatti fortemente vocato all'agricoltura, in particolare per la produzione di cereali come il frumento duro. In tale contesto la componente vegetazionale boschiva è molto limitata: tutte le formazioni naturali e seminaturali rilevate nel sito si concentrano in prossimità dei corsi d'acqua o lungo i versanti più acclivi. I terreni presenti nell'agro comunale di Cerignola sono caratterizzati da una tessitura prevalentemente sabbiosa-limoso, sabbiosa-calcareo e argilloso-siliceo, sono profondi e di buona permeabilità, oltre che dotati

una buona disponibilità di elementi nutritivi e di discreta fertilità. La roccia madre si trova ad una profondità tale da garantire un profilo di suolo utile alla vegetazione.

L'impianto agrovoltaico di progetto ricade in area agricola, principalmente su seminativi non irrigui coltivati a cereali (frumento duro e cereali minori quali orzo e avena) ed in piccola parte su un oliveto. Le piante di olivo attualmente presenti saranno espantate e reimpiegate in loco interamente per la costituzione della fascia perimetrale di mitigazione dell'impianto agrovoltaico di progetto. In considerazione della natura dell'opera, risulta compatibile con l'attuale destinazione d'uso agricola dell'area.

8.2 Definizione del piano culturale

Nella definizione del piano culturale sono state considerate diverse tipologie di colture potenzialmente coltivabili, distinguendo le aree tra le strutture di sostegno dell'impianto fotovoltaico (interfile) e la fascia perimetrale. Per ciascuna soluzione sono stati analizzati i pro e i contro, identificando le soluzioni che saranno effettivamente praticate tra le interfile e le essenze arboree e arbustive da impiantare lungo la fascia perimetrale. La valutazione preliminare ha tenuto conto delle esigenze specifiche delle singole specie, per garantire un opportuno orientamento culturale.

Si è optato, pertanto, verso colture ad elevato grado di meccanizzazione o del tutto meccanizzate, tenendo anche conto dell'estensione dell'area, quali:

- a) Officinali (origano-salvia);
- b) Ortive (asparago-cavolo/broccolo-spinacio-patata-zucchino);
- c) Arboree (ulivo).

Le specie impiegate per la realizzazione, meglio rappresentate nella tavola "FV.CRG01.PD.AGRO.05-Piano culturale e fascia di mitigazione.



Figura 45 - Esempi di specie coltivabili (officinali ed ortive)

8.3 Opere di mitigazione

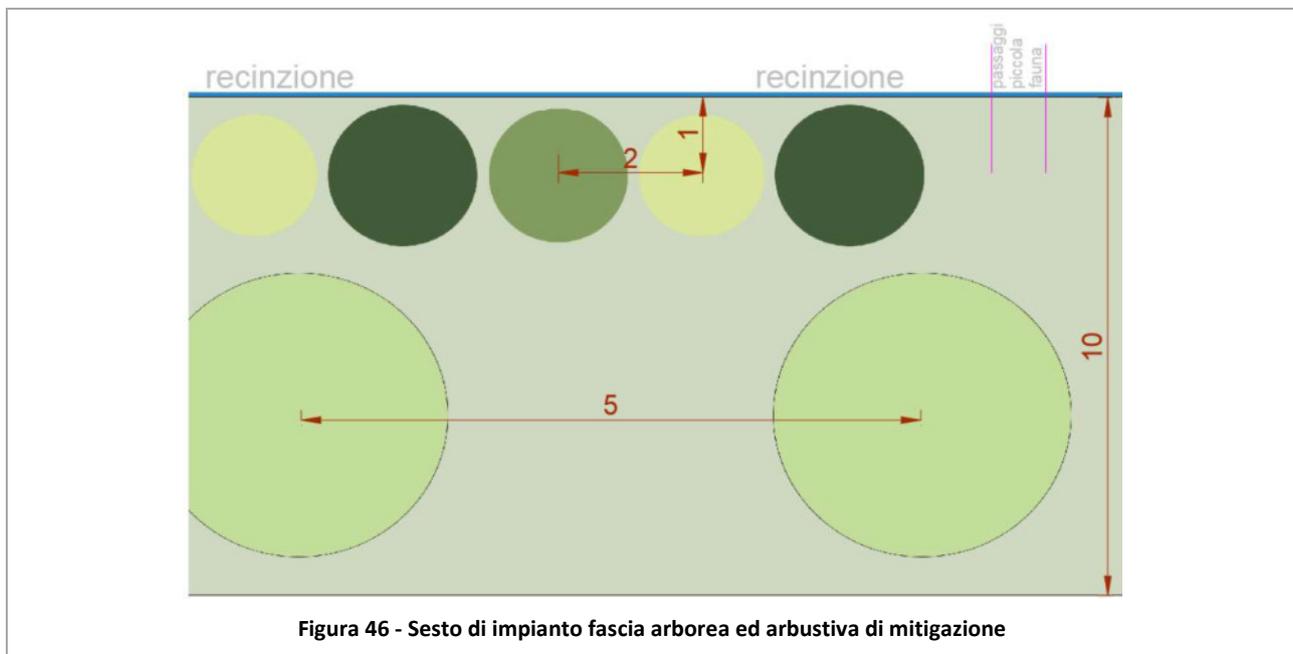
Al fine di contribuire alla mitigazione dell’impatto visivo dell’opera, alla protezione del suolo dai fenomeni erosivi, alla tutela delle risorse idriche superficiali e profonde nonché alla conservazione e tutela della biodiversità in un’area fortemente antropizzata, si prevede la realizzazione di una fascia di mitigazione esterna attraverso l’impiego di un filare di olivo e una barriera arbustiva plurispecifica al fine di mitigare l’impatto paesaggistico dell’opera

Le specie coinvolte nella mitigazione saranno distribuite su una fascia di 10 metri lungo l’intero perimetro d’impianto, esternamente alla recinzione. Tale fascia avrà funzione di mitigazione visiva dell’impianto dalle strade e favorirà l’incremento della biodiversità nel sito, in particolare grazie alle specie arbustive previste nel presente piano. La fascia arborea dovrà essere concepita, oltre ai fini dell’azione schermante dell’impianto, anche ai fini di incrementare la biodiversità, considerando i caratteri ambientali e paesaggistici del contesto territoriale.

Le specie impiegate, quindi, dovranno rispondere non solo ad esigenze funzionali, ma anche ecologiche e di reperibilità.

Sulla base delle precedenti considerazioni sarà realizzato uno strato arboreo più alto costituito da specie come piante di ulivo (*Olea europaea* L.) ed uno strato arbustivo più basso costituito da Biancospino (*Crataegus monogyna* Jacq.), Fillirea (*Phillyrea latifolia* L.) e Lentisco (*Pistacia lentiscus* L.) in modo da massimizzare l’effetto coprente della recinzione e dell’impianto.

Tali aspetti sono rappresentati nel dettaglio nell’elaborato “FV.CRG01.PD.AGRO.05 – Layout delle aree verdi produttive e di mitigazione”, e spiegati nel dettaglio nella “FV.CST01.PD.AGRO.01 – Relazione pedo-agronomica”.





RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	78 di 97

Il materiale vegetale impiegato per la realizzazione della fascia perimetrale di mitigazione sarà prelevato esclusivamente da vivai forestali autorizzati; la produzione, la conservazione, il commercio e la distribuzione dei materiali forestali di moltiplicazione sono subordinate all'iscrizione al "Registro Regionale dei Produttori di Materiale Forestale per la produzione, la conservazione, la commercializzazione e la distribuzione di materiale forestale di moltiplicazione" ai sensi dell'art. 4 del Decreto legislativo n. 386/2003, approvato e di recente aggiornato con atto dirigenziale n. 647 del 22/12/2021. I criteri e le indicazioni per il controllo della provenienza e certificazione del materiale forestale di moltiplicazione sono stati aggiornati con la DGR n. 1177 del 18/07/2017.

Si rammenta che per la costituzione dei filari arborei saranno interamente impiegate le piante di ulivo già presenti sul sito, integrandole con altri esemplari che saranno ad ogni modo acquistati da vivaio autorizzato.

8.4 Considerazioni economiche

Le attività svolte per la realizzazione dell'opera sono reversibili e non invasive e non alterano in alcun modo la natura del terreno. Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili comporta dei vantaggi economici per la comunità locale, in seguito al miglioramento del proprio tenore di vita e del proprio reddito. Infatti, le attività di cantiere, di manutenzione degli impianti fotovoltaici e delle relative opere di connessione prevedono il coinvolgimento della popolazione locale, creando quindi nuovi posti di lavoro. La realizzazione dell'impianto non determina alcun effetto negativo sul comparto agroalimentare e turistico, considerata l'estrema sicurezza dell'impianto sotto il profilo ambientale ed igienico-sanitario. Sulla base delle considerazioni suddette, la realizzazione e l'esercizio degli impianti provocherà un impatto economico più che positivo.

9 IL FOTOVOLTAICO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA NAZIONALE: PIANO NAZIONALE ENERGETICO INTEGRATO DELL'ENERGIA E DEL CLIMA "PNIEC"

Per l'inquadramento del progetto all'interno delle strategie nazionali energetiche, dettate dall'attuale condizione ambientale mondiale, si riporta fedelmente un estratto del Piano Nazionale Integrato dell'Energia e del Clima, pubblicato dal MISE il 21 gennaio 2020.

Capitolo 5 "Valutazione di impatto delle politiche e delle misure previste"

Paragrafo 5.1 "Impatto delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, sul sistema energetico e sulle emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra, ivi incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti"

"La spinta verso un 2050 a emissioni nette pari a zero, in linea con la Long Term Strategy, innescherà una completa trasformazione del sistema energetico e necessiterà di nuove misure e politiche abilitanti dopo il 2030. La sfida climatica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, che quello dei costi dell'energia e, in primis, quello della decarbonizzazione dell'intero sistema energetico, non solo nell'immediato futuro ma anche in un'ottica di lungo periodo.

Come evidenziato nel capitolo 2, il Piano energia e clima produce un efficientamento che trasforma il sistema energetico e riguarda la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili, de-carbonizzando il sistema produttivo nazionale. Nel grafico e nella tabella che seguono si riportano i risultati delle proiezioni fino al 2040 dello scenario PNIEC e un confronto con le previsioni dello scenario BASE.

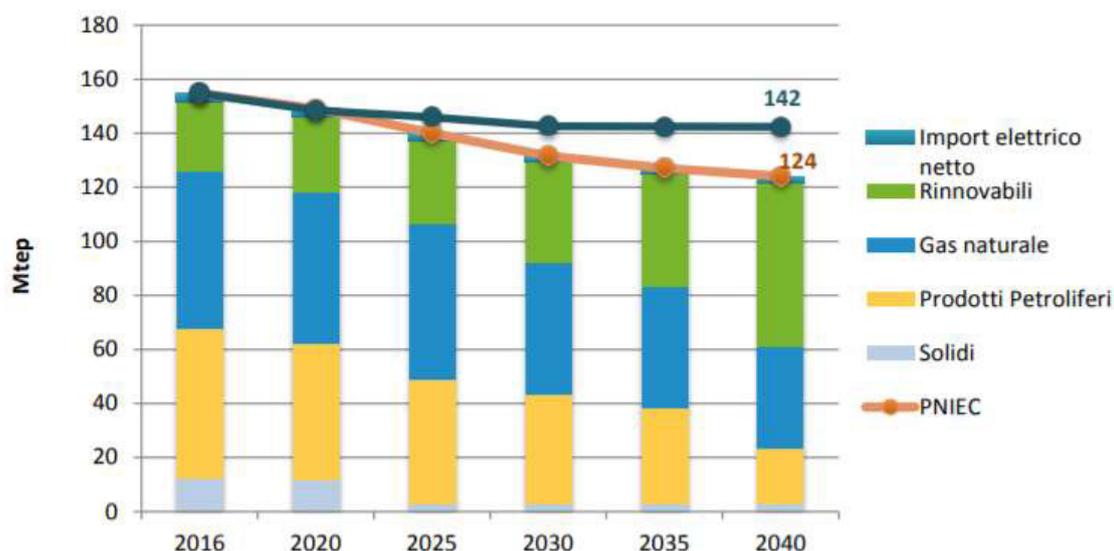


Figura 47 -Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC [Fonte: RSE] - Figura 64 del PNIEC

Tabella 21 - Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore), proiezioni 2020-2040 nello scenario PNIEC (ktep)
[Fonte: RSE] – Tabella 66 del PNIEC

Scenario PNIEC	2020	2025	2030	2040
Consumo interno lordo	149.111	140.071	131.640	124.069
Solidi	11.640	2.966	2.812	2.729
Prodotti petroliferi	50.711	45.802	40.546	20.689
Gas naturale	55.838	57.796	48.913	37.709
Energia elettrica	3.162	2.812	2.451	2.653
Rinnovabili	27.760	30.695	36.918	60.288
Consumi energetici primari*	142.441	133.291	124.690	116.359
Consumi energetici finali	116.393	109.746	103.750	94.789
dettaglio per settore				
Industria	26.536	26.054	25.049	25.083
Residenziale	31.974	29.218	27.176	23.275
Terziario	15.700	14.648	13.275	14.184
Trasporti	39.240	37.024	35.357	29.433
Agricoltura	2.942	2.803	2.893	2.814
dettaglio per fonte				
Solidi	2.013	1.928	1.919	1.802
Prodotti petroliferi	42.405	37.578	32.244	15.611
Gas naturale	33.516	30.705	28.331	23.841
Energia elettrica	25.209	25.300	26.037	30.803
Calore derivato	4.127	4.530	4.735	4.615
Rinnovabili	9.122	9.705	10.485	18.116
Consumi finali non energetici	6.670	6.780	6.950	7.710

*I consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo interno lordo.

La contrazione del consumo interno lordo non è dovuta alla riduzione del PIL o dei livelli di attività settoriali ma è principalmente il risultato di cambiamenti tecnologici e di cambio di combustibile dal lato della domanda e dell'offerta. Proseguirà, infatti, la sostituzione dei combustibili fossili con fonti rinnovabili, accelerando dopo il 2030 verso il percorso di completa decarbonizzazione. L'incremento dell'efficienza energetica, risultante dall'effetto combinato di tutte le politiche, è uno dei principali fattori determinanti la riduzione dell'intensità emissiva nel lungo periodo, come si evince dalla intensità energetica delle attività economiche in continua contrazione fino al 2040.

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	81 di 97

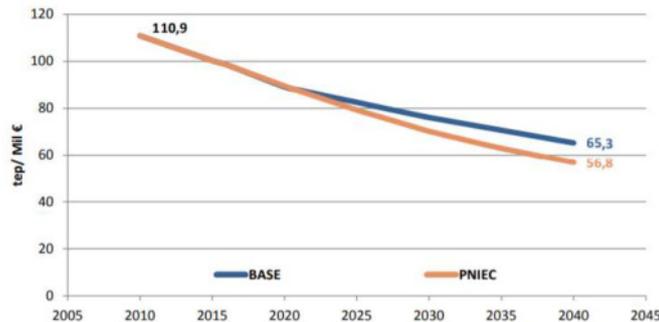


Figura 48 - Evoluzione dell'intensità energetica¹⁰ al 2040 – Figura 65 del PNIEC

Lo scenario BASE è già caratterizzato da miglioramenti dell'efficienza energetica che compensano l'aumento dei consumi trainato dalla crescita economica fino al 2040, ma che non sono sufficienti a mantenere lo stesso tasso di contrazione dei consumi primari del periodo 2010-2020. Le politiche e misure del Piano energia e clima, invece, innescano una riduzione ancora più rapida dell'intensità energetica con riduzioni medie annue del 2,3% nel periodo 2020-40, tali da consentire il proseguimento del trend di contrazione dei consumi primari.

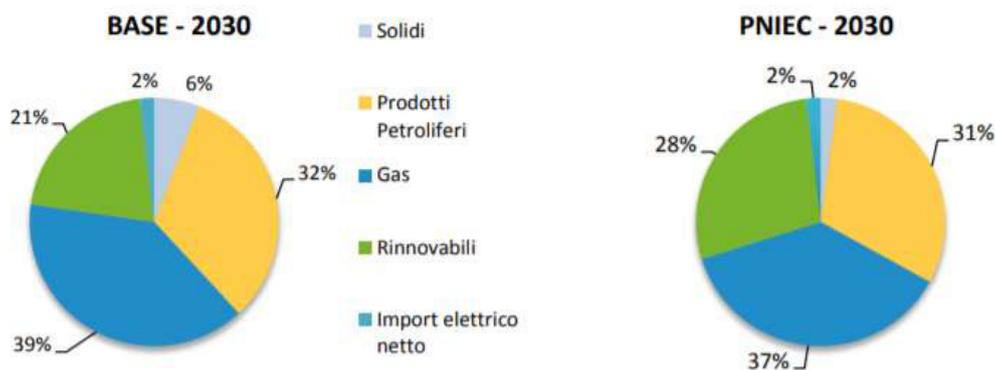


Figura 49 -Mix del fabbisogno primario al 2030 - Figura 40.A del PNIEC

Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili passando dal 16.7% del fabbisogno primario al 2016 a circa il 28% al 2030 nello scenario PNIEC. I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo è significativamente inferiore al 2040 (circa 17% del mix primario) per accompagnare la trasformazione del sistema energetico verso un 2050 a zero emissioni. Il loro declino è maggiormente significativo negli ultimi anni della proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito cospicuamente da biocarburanti, idrogeno e veicoli ad alimentazione elettrica, sia per il trasporto passeggeri che merci. Nello scenario BASE, il consumo di gas naturale è abbastanza stabile fino al 2030, contribuendo al 39% della

¹⁰ Esclusa produzione elettrica da pompaggi – nota 46 del PNIEC

domanda di energia primaria. Nella proiezione PNIEC nel lungo periodo la competizione con le FER e l'efficiamento di processi e edifici portano a una contrazione del ricorso al gas naturale fossile (passando dal 37% del 2030 a poco più del 30% al 2040). Con riferimento alla sicurezza energetica, le proiezioni al 2040 indicano una netta riduzione della dipendenza energetica, per l'effetto combinato dell'incremento delle risorse rinnovabili nazionali e della contrazione delle importazioni, in particolare di combustibili fossili.

A crescere in maniera rilevante sono le fonti rinnovabili non programmabili, principalmente solare ed eolico, la cui espansione prosegue anche dopo il 2030, e sarà gestita anche attraverso l'impiego di rilevanti quantità di sistemi di accumulo, sia su rete (accumuli elettrochimici e pompaggi) sia associate agli impianti di generazione stessi (accumuli elettrochimici). La forte presenza di fonti rinnovabili non programmabili dal 2040 comporterà un elevato aumento delle ore di overgeneration e tale sovrapproduzione non sarà soltanto accumulata ma dovrà essere sfruttata per la produzione di vettori energetici alternativi e a zero emissioni come idrogeno, biometano, ed e-fuels in generale, utilizzabili per favorire la decarbonizzazione in settori più difficilmente elettrificabili come industria e trasporti.”

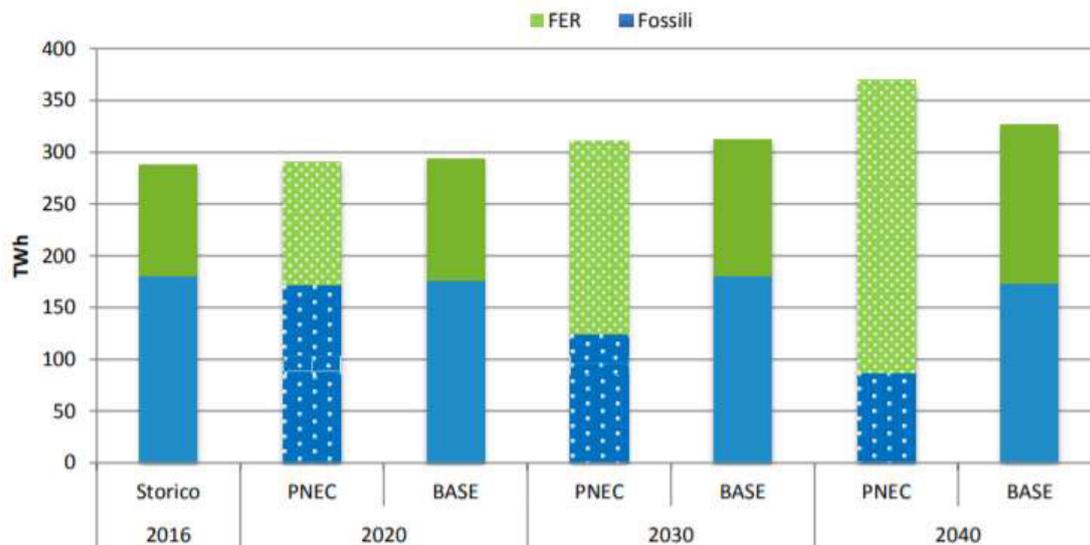


Figura 50 - Evoluzione della generazione elettrica 46 al 2040 [Fonte: RSE] – Figura 41.A del PNIEC

Questo è lo scenario descritto dal Ministero dello Sviluppo Economico, in concomitanza con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e Trasporti. Agli impianti FER, soprattutto di natura eolica e fotovoltaica, è assegnato il grande ruolo di trascinatori della transizione energetica da affrontare.

L'iniziativa proposta si inserisce, dunque, a pieno titolo all'interno delle manovre previste per raggiungere il target di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale.

9.1 Impatto macroeconomico

Per una corretta, affidabile ed esaustiva valutazione dell'impatto economico dell'iniziativa proposta si fa riferimento, nuovamente, agli studi condotti dal MISE presenti all'interno del PNIEC.

Capitolo 5 "Valutazione di impatto delle politiche e delle misure previste"

Paragrafo 5.2 *“Impatto macroeconomico e, nella misura del possibile, sulla salute, l'ambiente, l'occupazione e l'istruzione, sulle competenze e a livello sociale compresi gli aspetti della transizione equa (in termini di costi e benefici nonché di rapporto costi/efficacia) delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti”*

Lo scenario PNIEC può essere analizzato dal punto di vista dei suoi impatti macroeconomici rispetto allo scenario a politiche correnti (o BASE).

L'analisi secondo la matrice di contabilità sociale (SAM)

La Matrice di Contabilità Sociale formalmente si presenta come una matrice quadrata, che registra in termini quantitativi i rapporti di scambio che intercorrono in un sistema economico. Le colonne della matrice indicano gli impieghi del reddito di ciascun settore produttivo o istituzionale, le righe evidenziano le fonti di reddito di ciascun settore. La struttura della SAM include al suo interno la matrice input-output (I/O) degli scambi intermedi tra settori produttivi, ma a essa aggiunge i conti intestati alle istituzioni (famiglie, imprese, governo), ai fattori della produzione (lavoro e capitale), alla formazione di capitale e al resto del mondo. In questo modo, la SAM permette di cogliere tutto l'insieme di relazioni che caratterizzano un sistema economico nelle varie fasi del processo di produzione, distribuzione, utilizzazione e accumulazione del reddito. La SAM è uno strumento che può rendere evidente l'adattamento che il sistema economico deve effettuare per sostenere una variazione di uno dei vettori di equilibrio. Lo strumento può valutare gli effetti a livello di sistema di una misura di incentivazione fiscale, di un investimento aggiuntivo, di una variazione della spesa da parte di una delle istituzioni coinvolte.

Per queste analisi di impatto è stata utilizzata la SAM stimata per l'anno 2010 dal CEIS - Tor Vergata con la seguente disaggregazione: - 58 settori produttivi (25 servizi, 29 industria, 1 edilizia, 3 agricoltura); - 2 fattori della produzione (lavoro e capitale); - 4 istituzioni (famiglie, imprese, governo, formazione di capitale); - Resto del mondo. La tabella che segue mostra un quadro sintetico delle stime di impatto effettuate con la SAM. La tabella esamina esclusivamente l'impatto degli investimenti (non scontati)¹¹. La prima colonna riporta gli investimenti addizionali previsti dallo scenario PNIEC. Gli investimenti sono calcolati per il periodo 2017-2030, raggruppati per categorie omogenee di tecnologie/interventi ed espressi in mld€/anno. Per alcune tipologie, lo scenario PNIEC prevede livelli di investimento inferiori allo scenario a politiche correnti. In tali situazioni l'investimento ha segno negativo così come l'impatto sulle grandezze macroeconomiche e sull'occupazione. Le colonne successive rappresentano l'impatto degli investimenti aggiuntivi al netto del controfattuale. L'impatto occupazionale in termini di Unità di Lavoro (ULA) tiene conto di tre componenti:

- occupazione diretta, ricavata moltiplicando il vettore delle spese di investimento per i coefficienti di fabbisogno di lavoro di ciascun settore produttivo direttamente attivato;

¹¹Sono esaminate soltanto le ricadute temporanee riguardo all'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene. Nota 48 del PNIEC.

- occupazione indiretta, che dipende dalla catena di approvvigionamento dei settori attivati dall'investimento;
- occupazione indotta, che dipende dalla fase di redistribuzione dei redditi ai fattori produttivi, i quali riattivano a loro volta la domanda finale di beni e servizi.

Tabella 22 - Impatto netto degli investimenti aggiuntivi previsti dallo scenario Obiettivo. Media annua 2017-2030 [Fonte: ENEA] – Tabella 75 del PNIEC

	Media annua 2017-2030 (mld€/anno)	Valore Aggiunto (mln€/anno)	Imposte dirette (mln€/anno)	Imposte indirette nette (mln€/anno)	ULA (numero medio di occupati full- time/anno)
Centrali elettriche a fonti fossili	-0,2	-212	-58	-27	-2.188
Fotovoltaico	2,0	542	163	21	6.441
Altre FER	0,9	686	189	79	7.271
Industria	0,4	417	117	47	4.931
Usi elettrici e pdc residenziale	1,6	137	94	-147	5.052
Riscaldamento e usi cucina settore residenziale	-0,2	-24	-13	14	-743
Riqualificazione edifici residenziale	3,1	1.093	384	-157	13.341
Usi elettrici e pdc terziario	0,9	777	219	79	8.857
Riqualificazione edifici terziario	1,7	2.111	559	300	20.120
Riscaldamento terziario	-0,1	-56	-16	-6	-659
Trasporti famiglie	1,3	428	156	-89	4.701
Trasporti merci e bus	0,6	846	226	110	7.809
Totale	12,1	6.745	2.022	224	74.935

Dalla tabella precedente appare evidente come l'impatto degli investimenti aggiuntivi previsti nello scenario PNIEC sia sempre maggiore dell'impatto dello scenario controfattuale in termini occupazionali, di incremento del valore aggiunto e di incremento delle entrate da imposte dirette. Le imposte indirette nette in alcuni casi, ad esempio gli interventi nel settore residenziale o l'acquisto di autoveicoli, sono lievemente negative (perché nello scenario di intervento vengono attivati prevalentemente settori che ricevono contributi o che hanno aliquote IVA ridotte rispetto a quanto avviene nel controfattuale). Complessivamente, l'insieme degli interventi valutati (11,6 mld €/anno di investimenti) potrebbe avere impatti netti positivi: 6,7 mld €/anno in più di valore aggiunto, un innalzamento della base occupazionale di quasi 75.000 unità di lavoro/anno nell'arco del periodo in esame, e un incremento di gettito di circa 2,2 mld€/anno."

Lo studio presentato dal PNIEC mostra dunque i risvolti macroeconomici indotti dalle iniziative fotovoltaiche nei prossimi anni, tra cui l'impatto occupazionale. I valori mostrati in Tabella 23 evidenziano chiaramente la centralità e la leadership, in tale ambito, degli impianti fotovoltaici all'interno del settore di produzione energetica.

Tabella 23 - Dati estratti da Tabella 22 per i soli impianti fotovoltaici

	Media annua 2017-2030 (mld€/anno)	Valore Aggiunto (mln€/anno)	Imposte dirette (mln€/anno)	Imposte indirette nette (mln€/anno)	ULA (numero medio di occupati full- time/anno)
Fotovoltaico	2,0	542	163	21	6.441

10 DISMISSIONE

La normativa in materia di gestione e smaltimento dei rifiuti per il FV in Italia è:

- D. Lgs. n. 118/2020 – “Attuazione degli articoli 2 e 3 della Direttiva UE 2018/849). Successivi emendamenti normativi sui R.A.E.E. sono il D.M. 185/07, il D.M. 65/2010 e il D.M. 121/2016;
- D. Lgs. n. 49/2014 – “Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)”;
- D. Lgs. n. 152/2006 – “Norme in materia ambientale” e s. m. i., in particolare al Titolo IV che disciplina la gestione dei rifiuti;
- D. Lgs. 05/02/1998 - “Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero ai sensi degli articoli 31 e 33 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22” e s. m. i.;
- Direttive Europee relative a: discarica di rifiuti (Direttiva 99/31/CE), rifiuti pericolosi (Direttiva 91/689/CEE), rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (Direttiva WEEE n. 2002/96/CE, Direttiva 2012/19/CE), uso di sostanze pericolose delle apparecchiature elettriche ed elettroniche (Direttiva Ro HS n. 2002/95/CE).

Secondo tali normative, il soggetto autorizzato proprietario dell'impianto è tenuto a dismettere le opere al termine del loro ciclo produttivo e seguendo il progetto approvato. Per un parco fotovoltaico, le fasi previste per la dismissione sono le seguenti:

- approntamento dell'area di cantiere e allestimento di eventuali zone di deposito temporaneo materiali e attrezzature e transito dei mezzi di trasporto;
- rimozione delle recinzioni, dei cancelli e delle opere di videosorveglianza;
- scollegamento dei componenti elettrici e messa in sicurezza dell'area;
- rimozione e smaltimento dei moduli fotovoltaici;
- rimozione e smaltimento delle strutture di sostegno;
- rimozione e smaltimento dei cavi e di tutto il materiale elettrico;
- rimozione e smaltimento delle power station e cabina di raccolta;
- rimozione delle opere di fondazione e del materiale di riporto;

- pulizia e ripristino ambientale delle aree mediante rimodellamento del terreno e ripristino della coltre vegetale;
- ispezione finale con la proprietà e riconsegna delle aree con chiusura del cantiere;
- comunicazione agli uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni.

Si riporteranno di seguito le opere di dismissioni necessarie per il progetto in analisi ma si rimanda alla Relazione "FV.CRG01.PD.A.09 – Progetto di Dismissione" per ulteriori dettagli.

10.1 Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione

Le operazioni di dismissione saranno condotte in ottemperanza alla normativa vigente, sia per quanto riguarda le demolizioni e rimozioni delle opere che per la gestione, il recupero e lo smaltimento dei rifiuti. Dal momento che non è stata presa in considerazione l'ipotesi di revamping e repowering dell'impianto al termine del suo ciclo di vita, lo scopo della fase di dismissione è quello di garantire il completo ripristino delle condizioni *ante operam* nei terreni sui quali l'impianto è stato progettato.

Le fasi saranno condotte applicando le migliori e meno impattanti tecnologie a disposizione, procedendo in maniera sequenziale sia per lo smantellamento che per la raccolta e lo smaltimento dei vari materiali. Ogni fase della dismissione, come specificato nel cronoprogramma relativo, sarà portata a termine sempre garantendo idonee condizioni per la fase successiva.

Le zone adibite al deposito temporaneo e allo stoccaggio delle opere rimosse durante la fase di dismissione saranno allestite in un'area di facile accesso per i mezzi di trasporto e che consenta la suddivisione dei rifiuti secondo i criteri stabiliti dalla legge (Parte IV del D. Lgs. 152/2006).

La dismissione completa dell'impianto si prevede venga realizzata in differenti fasi lavorative, con un ammontare totale del lavoro pari a circa quarantadue settimane.

10.1.1 Rimozione della recinzione perimetrale e dell'impianto di videosorveglianza

Lo smontaggio sarà effettuato con i mezzi ritenuti più idonei (es. escavatori muniti di frantumatori e martelli pneumatici) e secondo i seguenti step:

- smontaggio della rete;
- rimozione dei paletti in acciaio;
- rimozione dell'impianto di illuminazione e videosorveglianza;
- differenziazione dei rifiuti per categorie, deposito temporaneo e avvio a recupero/smaltimento.

Le operazioni di dismissione dovranno essere condotte avendo cura di separare le varie categorie di rifiuto, in vista dei diversi conferimenti.

Tabella 24 - Codici CER dei rifiuti derivanti dalla rimozione della recinzione perimetrale e dell'impianto di videosorveglianza

Materiale	CER	Possibilità di recupero/riciclaggio
Impianto illuminazione	160213*/200121*	Riciclo in impianti RAEE specializzati.
Impianto videosorveglianza	160214	Riciclo in impianti RAEE specializzati.
Alluminio e acciaio	17.04.02 17.04.05	Riciclo in impianti di recupero specializzati.

Il costo di dismissione della recinzione perimetrale è stato computato mediante un'analisi prezzi, considerando i costi della manodopera, il noleggio di escavatori per lo smonto e degli autocarri per il trasporto, e il costo di smaltimento dell'alluminio (CER 170402) presso impianti di recupero specializzati.

10.1.2 Rimozione e smaltimento dei moduli fotovoltaici

La rimozione dei moduli dalle strutture di sostegno avviene mediante le seguenti operazioni:

- interruzione dei collegamenti alla rete;
- isolamento delle stringhe e disconnessione dei cablaggi;
- eliminazione dei sistemi di ancoraggio dei moduli;
- smontaggio dei moduli dai sostegni;
- rimozione dei sostegni;
- accatastamento in sito per successivo prelievo e conferimento presso impianti autorizzati.

Complessivamente si prevede di smaltire 26220 moduli FV per un peso complessivo di circa 847 tonnellate. Si tratta di rifiuti speciali non pericolosi per cui è necessario lo smaltimento presso impianti autorizzati di raccolta, recupero, trattamento e riciclaggio delle materie prime costituenti. I cablaggi, essendo cavi conduttori in rame rivestiti con resina isolante saranno inviati direttamente a recupero.

Le possibilità di gestione dei pannelli fotovoltaici al termine del loro ciclo di vita (End Of Waste) sono molteplici e riguardano tutte le fasi di gerarchia del rifiuto previste dalla normativa vigente (Riuso – Riciclo – Recupero di energia – Smaltimento).

Numerosi sono i processi industriali (molti ancora in fase di sperimentazione) che consentono il recupero dei costituenti il modulo fotovoltaico in percentuali molto elevate. Un processo operativo è quello Deutsche Solar che consente il riciclo del 95% del modulo mediante trattamenti di tipo termico, meccanico, fisico e chimico:

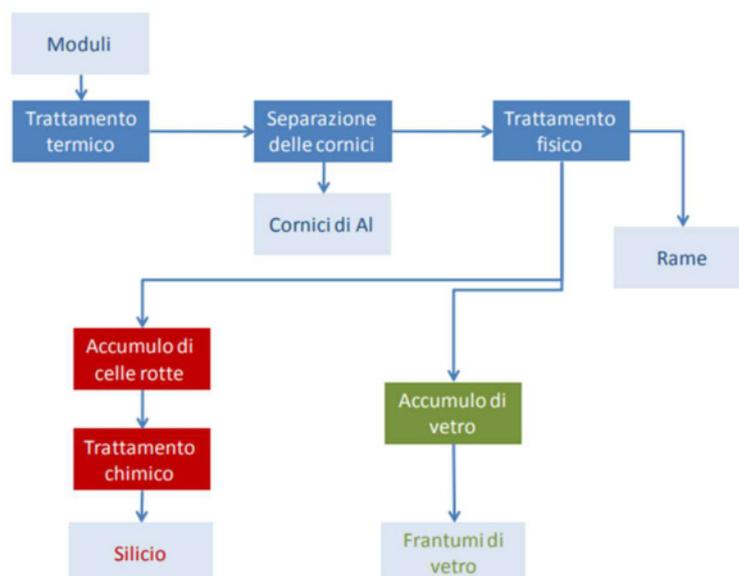


Figura 51 - Processo Deutsche Solar

Nella tabella seguente sono riportate alcune possibilità di recupero/riciclaggio dei materiali derivanti da tali processi di recupero (silicio, vetro, alluminio, metalli etc.)¹²:

Tabella 25 - Recupero/riciclaggio moduli FV

Materiale	Possibilità di recupero/riciclaggio
Silicio	Riutilizzo nella stessa filiera dell'industria solare (wafer di silicio recuperato ad elevata purezza da trasformare in nuove celle) o in industria elettronica (es. film sottili o leghe). Discorso analogo vale per i semiconduttori nel caso di moduli thin film.
Vetro	Industria del vetro: riciclo per la produzione di nuovo vetro cavo e piano, con elevati risparmi di energia e materie prima e riduzione delle emissioni inquinanti dei forni fusori. Percentuali di riutilizzo intorno all'80%. Riutilizzo nelle costruzioni: materiale inerte isolante.
Alluminio	Riciclo come alluminio secondario presso il produttore: l'alluminio separato manualmente o meccanicamente nei processi di recupero dei moduli fotovoltaici viene sottoposto a rifusione per produzione di nuove cornici in lega di alluminio. L'alluminio di rifusione è molto impiegato perché più economico e comunque di alta qualità.
Metalli (es. rame)	Riciclo in impianti di recupero specializzati.
Componenti elettronici	Es. cadmio: processo di incapsulamento e cementazione per stoccaggio del materiale e riutilizzo futuro nella filiera dell'industria solare.

Lo smaltimento dei componenti elettronici dei moduli FV richiede particolare attenzione in quanto essi possono contenere materiali pericolosi quali cadmio, bromurati, cromo esavalente, tellurio, selenio etc., dannosi per la salute umana e per l'ambiente. Per tali componenti è necessario prevedere ove possibile il massimo riciclo/recupero e assicurare una sicura e corretta gestione delle quantità da inviare a smaltimento. In generale, il recupero dei materiali costituenti i moduli fotovoltaici non comporta, se non in quantità irrisorie, emissioni di gas serra in termini energetici; pertanto, è altamente compatibile con l'ambiente e competitivo come costo sul mercato. Le tecnologie sono molto avanzate sia a livello nazionale che europeo

¹² Federazione Italiana per l'uso razionale dell'Energia – "Guida al fine vita degli impianti fotovoltaici" <https://fire-italia.org/prova/wp-content/uploads/2014/03/Guida-al-fine-vita-degli-impianti-fotovoltaici.pdf>



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	89 di 97

e le percentuali di recupero molto elevate (si stima che circa il 90-95% del peso del pannello possa essere recuperato).

Nel caso in esame, si prevede di affidare le operazioni di rimozione e successivo trasporto a recupero/smaltimento a ditte autorizzate e certificate presenti sul territorio provinciale, in ottemperanza alla normativa di legge in vigore al momento della dismissione dell'impianto. In molti casi, le stesse aziende fornitrici dei moduli fotovoltaici provvedono a stipulare con l'acquirente dei contratti di riciclo, fornendo assistenza in ogni fase della dismissione e rilasciando al termine delle stesse un certificato attestante la corretta esecuzione delle operazioni. In Italia sono attivi diversi consorzi di raccolta, tra cui ECO-PV, COBAT e il consorzio collettivo PV CYCLE. Si tratta di un consorzio europeo di produttori fondato nel 2007 che racchiude quasi la totalità del mercato europeo di moduli fotovoltaici. L'associazione offre agli aderenti servizi di gestione e conformità normativa per il fine vita dei moduli fotovoltaici in numerosi punti di raccolta localizzati su tutto il territorio europeo.

Da analisi di mercato (si faccia riferimento al Consorzio ECOEM), si prevede il ritiro dei pannelli fotovoltaici attraverso bilico centellinato per la consegna al centro di smaltimento situato nel comune di Pontecagnano (SA), nel quale è previsto il complessivo processo di trattamento dei moduli dismessi.

10.1.3 Rimozione tracker monoassiali (strutture di sostegno)

Le pensiline di sostegno in alluminio verranno smontate meccanicamente o manualmente, ridotte in porzioni e accantonate nell'area di impianto, in attesa di essere movimentate con forche o bracci idraulici (escavatori muniti di cesoie idrauliche) per il trasporto ad impianto autorizzato al recupero metalli e materiali ferrosi.

I pali di fondazione, dello stesso materiale delle strutture di sostegno, ad infissione diretta saranno rimossi mediante semplice estrazione dal terreno, senza necessità di operare bonifiche o interventi di ripristino vista l'assenza di elementi in calcestruzzo gettati in opera. Il terreno sarà integralmente riportato alle sue condizioni *ante operam*.

Durante la rimozione delle strutture di sostegno è necessario anche lo smontaggio del motore elettrico che governa la rotazione dei tracker mono-assiali. Esso verrà separato dai rottami di ferro ed alluminio e gestito insieme a tutti gli altri rifiuti di tipo elettrico dell'impianto.

Una soluzione alternativa allo smontaggio potrebbe essere quella di mantenere le strutture di sostegno anche dopo la rimozione dei moduli, nel caso in cui il terreno post dismissione venisse impiegato per le coltivazioni in serra.

Il costo di dismissione delle strutture di sostegno è stato computato mediante analisi dei prezzi nella quale sono state prese in considerazione le voci di costo riguardanti la rimozione, il trasporto e il conferimento in discarica delle strutture, al netto dei costi recuperati dallo smaltimento.

10.1.4 Rimozione Power Station

La dismissione delle power station (PS) a servizio del parco agro-fotovoltaico comprende tre operazioni principali:

- rimozione dei componenti (inverter, trasformatori, telaio di base etc.) da destinare ad impianti autorizzati al riciclo e/o allo smaltimento;
- rimozione del basamento di fondazione (sia della parte fuori terra che di quella interrata);
- rinterro delle aree di scavo allo scopo di ripristinare le condizioni *ante operam* dei suoli.



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	90 di 97

Per la rimozione e la gestione dei singoli componenti delle power station di progetto è stata condotta un'indagine di mercato, in particolare rivolgendosi ad aziende di settore che si occupano, oltre che del trasporto, anche del riciclo e dello smaltimento. A carico del proprietario resta lo smontaggio delle singole parti e l'accantonamento ordinato e idoneo alle tempistiche e alle modalità di ritiro in loro. Nel prezzo di trattamento è compreso il riciclaggio di alcune parti come le componenti elettriche, le parti in acciaio, i metalli e il rame degli avvolgimenti. Come si evince anche da ricerche di letteratura, la valorizzazione dei componenti elettrici e dei metalli assume un ruolo di primaria importanza nella dismissione delle opere.

Successivamente alla rimozione dei componenti di ognuna delle power station, sarà necessario rimuovere i basamenti di appoggio mediante mezzi di scavo, per poi procedere al ripristino del sito.

La demolizione dei manufatti di fondazione è stata computata considerando un costo in €/mc di materiale desunta da prezzario regionale. Le dimensioni del basamento suddette, considerate sia per la costruzione che per la dismissione, potranno subire modifiche a seguito di indagini geotecniche maggiormente approfondite; in tal caso i costi computati nel computo metrico subiranno i necessari aggiornamenti.

Una volta rimossi i basamenti delle power station, si provvederà al rinterro delle aree scavate mediante l'utilizzo di materiali di risulta dello scavo stesso e al ripristino delle aree ricoperte da terreno vegetale mediante operazioni di costipamento.

10.1.5 Rimozione cavi

La rimozione dei cavi è prevista attraverso lo scavo a sezione ristretta in modo da conseguire lo sfilamento degli stessi, i quali verranno nuovamente riempiti con materiale di risulta. Si procede in seguito alla rimozione e demolizione dei pozzetti di sezionamento o raccordo, e alla conseguente chiusura degli scavi di ripristino dei luoghi. Infine, si procede con il recupero dell'alluminio e del rame dei cavi. Gran parte dei materiali può essere riciclato, come il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici, così come le parti metalliche, le quali verranno inviate ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. Le guaine sono invece recuperate in mescole di gomme e plastiche.

10.1.6 Rimozione cabina di raccolta e misura

Le operazioni di dismissione della cabina di raccolta prevedono anzitutto la rimozione di tutte le apparecchiature installate al suo interno (locali linea input, locali misure e locali linea output) e successivamente la rimozione dei singoli mono-box prefabbricati (la cabina ha dimensioni complessive 12x2,50x2,60 m) dal piano di appoggio mediante bilico e camion con gru/autogrù. L'ultima fase prevederà la rimozione del basamento di fondazione, che in via preliminare si prevede di realizzare in calcestruzzo dosato e armato con doppia rete elettrosaldato. La tipologia di basamento e l'altezza precisa dello stesso saranno valutati nella fase esecutiva del progetto.

La tipologia di materiale costituente gli involucri della cabina di raccolta sarà definita solo nella fase di progettazione esecutiva; pertanto, non è possibile effettuare una stima dettagliata del costo di smaltimento e/o riciclaggio di tali componenti. In ogni caso possibili materiali da utilizzare saranno calcestruzzo, metallo o materiali sintetici: la scelta dipenderà dalle condizioni ambientali del sito e dalla necessità di garantire un'adeguata tenuta antincendio. Al termine di tali interventi si procederà alla rimozione dei collegamenti di messa a terra e del getto di basamento in calcestruzzo con rete elettrosaldato (in via preliminare di altezza fissata pari a 0,50 m), in maniera analoga alle fondazioni delle power station e prevedendo al termine il

ripristino del sito. Al termine del ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico di progetto, ci si riserva anche la possibilità di non rimuovere la cabina di raccolta del parco fotovoltaico nel caso in cui si decida, al termine del ciclo di vita utile dell'impianto, di riconvertire l'edificio ad altra destinazione d'uso compatibile con le norme urbanistiche vigenti.

10.1.7 Rimozione siepe perimetrale

La vegetazione perimetrale dell'impianto potrà essere mantenuta in sito, ceduta ad appositi vivai del territorio per il reimpiego oppure smaltita come rifiuto. La scelta di tale destinazione finale dipenderà dalle esigenze future del proprietario dell'impianto e dallo stato di vita delle singole piante costituenti.

10.1.8 Ripristino viabilità interna al sito

Il ripristino della viabilità interna al sito riguarderà tutte le aree per le quali sono stati realizzati scavi di sbancamento, pulizia o scotico, mediante:

- rinterro con materiali esistenti prelevati nell'ambito dell'area di cantiere, da prelevarsi entro 100 m dal sito di impiego;
- ripristino morfologico con terreno vegetale delle strade di accesso;
- recupero materiali inerti (sottofondo stradale con massiciata di pietrisco misto di cava) da smantellamento strade.

10.2 Ripristino ambientale del sito

Successivamente alla dismissione completa del sito saranno previste molteplici azioni volte al ripristino del manto erboso e della vegetazione arborea di sito, allo scopo di garantire il ripristino dei luoghi allo stato originario e come previsto dal comma 4 dell'art. 12 del D. Lgs. n. 387/2003. Il ripristino sarà messo in atto seguendo le pendenze orografiche del territorio e consentendo il rinverdimento e la piantumazione. Obiettivi principali del ripristino ambientale del sito sono:

- riabilitare, mediante attenti criteri ambientali, le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse;
- consentire una migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

Le operazioni necessarie per l'attuazione di tali obiettivi sono le seguenti:

- trattamento dei suoli, mediante stesura della terra vegetale, preparazione e scarificazione del suolo secondo le tecniche classiche. I mezzi impiegati sono tipicamente pale meccaniche e camion a basso carico, o rulli fresatori se le condizioni del terreno lo consentono;
- semina di specie erbacee con elevate capacità radicanti allo scopo di fissare il suolo (es. idrosemina).

Per garantire un elevato attecchimento delle specie sarà necessario delimitare con precisione le aree di semina e assicurare il divieto di accesso e controllo di automezzi e personale. Gli interventi di rivestimento garantiscono un'azione coprente e protettiva del terreno. L'impiego di un gran numero di piante, semi e parti vegetali per unità di superficie, permette la protezione della superficie del terreno dall'effetto dannoso delle forze meccaniche. Inoltre, sarà consentito un miglioramento del bilancio dell'umidità e del calore, favorendo lo sviluppo delle specie digitali. Per tali tipi di impianto il restauro ambientale risulta poco oneroso essendo l'impatto che esercita l'opera sull'ambiente circostante poco oneroso ed essendo escluse fasi di erosioni

superficiali. Inoltre, la natura dell'opera di progetto prevede l'adozione del fotovoltaico volto ad assicurare la fruibilità del fondo ai fini agricoli durante l'intera fase di esercizio dell'impianto, per cui la tecnica di ancoraggio delle strutture di sostegno dei moduli al terreno, delle recinzioni perimetrali e delle opere accessorie, fanno sì che lo stato dei luoghi a seguito della dismissione dell'impianto non risulterà particolarmente alterato rispetto alla configurazione ante-operam, non si prevedono quindi particolari opere onerose di ripristino delle aree. Si prevede in generale che le opere di smantellamento e dismissione dell'impianto agro-fotovoltaico, nonché ripristino delle aree, avranno una durata complessiva non superiore a undici mesi.

10.3 Cronoprogramma

Si riporta di seguito il cronoprogramma per la dismissione dell'impianto:

Tabella 26 - Cronoprogramma per la dismissione

Dismissione di un impianto agro-fotovoltaico di produzione di energia elettrica da fonte solare, sito in agro di Cerignola (FG), località Lagnano. Potenza di picco pari a 17.57 MWp e una potenza nominale di 17.31 MW.																															
Mesi		1			2				3					4				5			6			7							
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
Attività	Approntamento area di cantiere	█	█																												
	Rimozione recinzione perimetrale		█	█	█	█	█	█	█	█																					
	Rimozione pannelli fotovoltaici				█	█	█	█	█	█	█	█	█	█																	
	Rimozione strutture di sostegno									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	
	Rimozione power station e cabina di raccolta									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	
	Dismissione cavidotto interrato interno al campo									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	
	Ripristino ambientale di sito																			█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	

11 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

11.1 Premessa

La progettazione degli impianti oggetto della presente relazione è in accordo alle vigenti disposizioni di legge in materia, norme tecniche CEI e regolamentazioni con particolare riferimento a quanto di seguito riportato. Le suddette dovranno essere osservate anche in fase di esecuzione dei lavori: gli impianti dovranno essere realizzati a regola d'arte, secondo i criteri della buona tecnica professionale, con l'impiego di componenti e materiali di qualità e dovranno essere conformi, in generale:

- alle prescrizioni dei Vigili del fuoco;
- alle prescrizioni ed indicazioni del Distributore dell'energia elettrica;
- alle norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- alle norme e raccomandazioni dell'Ispettorato del Lavoro e dell'ISPESL;
- alle prescrizioni fornite dal committente.

Il rispetto delle norme indicate è inteso nel senso più restrittivo, sarà cioè rispondente alle norme non solo la realizzazione dell'impianto ma anche ogni singolo componente dell'impianto.

Dovranno essere inoltre rispettate tutte le leggi in materia fiscale ed in materia di edilizia e realizzazione di strutture. Nel caso di emissione di nuove normative l'impresa esecutrice dovrà adeguarsi a quest'ultime.

11.2 Legislazione e normativa nazionale in ambito elettrico

- **D. Lgs. n. 81/2008 e ss.mm.ii.** - Attuazione dell'articolo 1 della Legge n. 123 del 3/08/2007, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- **CEI EN 50110-1** - Esercizio degli impianti elettrici;
- **CEI 11-27** - Lavori su impianti elettrici;
- **CEI 0-10** - Guida alla manutenzione degli impianti elettrici;
- **CEI UNI EN ISO/IEC 17025** - Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura
- **CEI 0-2** Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2)** - Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori.
- Sicurezza elettrica
- **CEI 0-16** - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- **CEI 11-27** - Lavori su impianti elettrici;
- **CEI 64-8** - Impianti utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- **CEI 64-8/7 (Sez. 712)** - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7 "Ambienti ed applicazioni Particolari";
- **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** - Effects of current on human beings and livestock - Part 1 "General aspects";

- **IEC 60364-7-712** - Electrical installations of buildings- Part 7-712 “Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems”;
- **CEI EN 61140 (CEI 0-13)** - Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature.

11.3 Normativa fotovoltaica

- **ANSI/UL 1703-2002** - Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels;
- **IEC/TS 61836** - Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols;
- **CEI 82-25** - Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;
- **CEI EN 50461 (CEI 82-26)** - Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino;
- **CEI EN 50521(82- 31)** - Connettori per sistemi fotovoltaici – Prescrizioni di sicurezza e prove;
- **CEI EN 60891 (CEI 82-5)** - Caratteristiche 1 -V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino - Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento;
- **CEI EN 60904-1 (CEI 82-1)** - Dispositivi fotovoltaici - Parte 1 “Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione”;
- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2)** - Dispositivi fotovoltaici – Parte 2 “Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento”;
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3)** - Dispositivi fotovoltaici - Parte 3 “Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”;
- **CEI EN 60904-4 (82-32)** - Dispositivi fotovoltaici - Parte 4 “Dispositivi solari di riferimento - Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura”;
- **CEI EN 60904- 5 (82-10)** - Dispositivi fotovoltaici - Parte 5 “Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto”;
- **CEI EN 60904-7 (82-13)** - Dispositivi fotovoltaici - Parte 7 “Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici”;
- **CEI EN 60904- 8 (82-19)** - Dispositivi fotovoltaici - Parte 8 “Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico”;
- **CEI EN 60904-9 (82-29)** - Dispositivi fotovoltaici- Parte 9 “Requisiti prestazionali dei simulatori solari”;
- **CEI EN 60068-2 -21 (91-40)** - Prove ambientali - Parte 2-21 “Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda”;
- **CEI EN 61 173 (CEI 82-4)** - Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida;
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8)** Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- **CEI EN 61646 (CEI 82-12)** - Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo;



RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA GENERALE

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	95 di 97

- **CEI EN 61277 (CEI 82-17)** - Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica - Generalità e guida
- **CEI EN 61345 (CEI 82- 14)** - Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV);
- **CEI EN 616 83 (CEI 82-20)** - Sistemi fotovoltaici – Condizionatori di potenza – Procedure per misurare l'efficienza;
- **CEI EN 61701 (CEI 82-18)** - Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV);
- **CEI EN 61724 (CEI 82-15)** - Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- **CEI EN 61727 (CEI 82-9)** - Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- **CEI EN 61730-1 (CEI 82-27)** - Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1 "Prescrizioni per la costruzione";
- **CEI EN 61730-2 (CEI 82-28)** - Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2 "Prescrizioni per le prove";
- **UNI 10349** - Per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- **CEI EN 61829 (CEI 82-16)** - Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino - Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24)** - Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- **NORME UNI/ISO** - Per le strutture metalliche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici e per le opere civili;
- **CEI EN 62108 (82-30)** - Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

11.4 Quadri elettrici

- **CEI EN 61439-1 (CEI 17-13/1)** - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1 "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";
- **CEI EN 61439-3 (CEI 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.

11.5 Rete elettrica del distributore e allacciamento agli impianti

- **CEI 11-1** - Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- **CEI 11-17** - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- **CEI 11-20** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

- **CEI 11-20, V1** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante;
- **CEI 11-20, V** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria - Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro-generatori;
- **CEI EN 50 110- 1 (CEI 11-48)** - Esercizio degli impianti elettrici;
- **CEI EN 50160 (CEI 8-9)** - Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- **CEI 99-3** - Per le sezioni MT ed AT e per il collegamento alla rete pubblica;
- **CEI 81-10** - Normativa per le parte elettrica convenzionale;
- **CEI 0-16** - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- **CEI 0-21** - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

11.6 Cavi, cavidotti e accessori

- **CEI 20-13** - Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- **CEI 20-14** - Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 a 3 kV;
- **CEI- UNEL 35 024-1** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- **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;
- **CEI 20-40** - Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- **CEI 20-65** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascia contenente conduttori di sezione differente
- **CEI 20-67** - Guida per l'uso dei cavi 0,6/ 1 kV;
- **CEI 20-91** - Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici;
- **CEI EN 50086-1 (CEI 23-39)** - Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche - Parte 1 "Prescrizioni generali";
- **CEI EN 50086-2 -4 (CEI 23-46)** - Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi Parte 2-4 "Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati";
- **CEI EN 50262 (CEI 20-57)** - Pressacavo metrici per installazioni elettriche;
- **CEI EN 60423 (CEI 23-26)** - Tubi per installazioni elettriche - Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;



**RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA
GENERALE**

CODICE	FV.CRG01.PD.A.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	02/2023
PAGINA	97 di 97

- **CEI EN 61386-1 (CEI 23-80)** - Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1 “Prescrizioni generali”;
- **CEI EN 61386-21 (CEI 23-81)** - Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21 “Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”;
- **CEI EN 61386-22 (CEI 23-82)** - Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22 “Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”;
- **CEI EN 61386-23 (CEI 23-83)** - Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23 “Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”.

11.7 Scariche atmosferiche e sovratensioni

- **CEI EN 50164-1 (CEI 8 1-5)** - Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1 “Prescrizioni per i componenti di connessione”;
- **CEI EN 61643-11 (CEI 37-8)** - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Parte 11 “Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione - Prescrizioni e prove”;
- **CEI EN 62305-1 (CEI 81- 10/1)** - Protezione contro i fulmini- Parte 1 “Principi generali”;
- **CEI EN 62305-2 (CEI 81- 10/2)** - Protezione contro i fulmini - Parte 2 “Valutazione del rischio”;
- **CEI EN 62305-3 (CEI 81- 10/3)** - Protezione contro i fulmini - Parte 3 “Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- **CEI EN 62305-4 (CEI 81- 10/4)** - Protezione contro i fulmini – Parte 4 “Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture”.