

REGIONE SICILIA
PROVINCIA DI PALERMO
COMUNE DI MONREALE

LOCALITÀ PIETRALUNGA

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO AVENTE POTENZA DI PICCO PARI A 16,09 MWp E POTENZA NOMINALE PARI A 15,64 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

Sezione:

SEZIONE A - RELAZIONI GENERALI

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Nome file stampa:

FV.MNR02.PD.A.01.2.pdf

Codifica Regionale:

RS12REL0002A0

Scala:

Formato di stampa:

A4

Nome elaborato:

FV.MNR02.PD.A.01.2

Tipologia:

R

Proponente:

E-WAY FINANCE S.p.A.

Piazza San Lorenzo in Lucina, 4

00186 ROMA (RM)

P.IVA. 15773121007



E-WAY FINANCE S.p.A.

P.zza San Lorenzo in Lucina, 4

00186 - Roma

C.F./P.Iva 15773121007

Progettista:

E-WAY FINANCE S.p.A.

Piazza San Lorenzo in Lucina, 4

00186 ROMA (RM)

P.IVA. 15773121007



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
FV.MNR02.PD.A.01.2	00	04/2022	M.Gargione/S.Ierardi	A.Bottone	A.Bottone

E-WAY FINANCE S.p.A.
www.ewayfinance.it

Sede legale
Piazza San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
tel. +39 0694414500

Sede operativa
Via Provinciale, 5
84044 ALBANELLA (SA)
tel. +39 0828984561

INDICE

1	PREMESSA.....	10
2	INTRODUZIONE	11
2.1	Generalità.....	11
2.2	Obiettivi.....	12
2.3	Inquadramento territoriale del progetto	12
2.4	Viabilità di avvicinamento al sito	16
2.5	Inquadramento catastale delle opere.....	17
2.6	Analisi delle interferenze con il reticolo idrografico	17
3	CONFORMITÀ VINCOLISTICA DELLE OPERE DI PROGETTO	25
3.1	Strumenti di governo del territorio	25
3.1.1	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS)	25
3.1.2	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)	26
3.1.3	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Palermo (PTCP).....	27
3.1.4	Piano Urbanistico Generale del Comune di Monreale (PUG)	28
3.2	Strumenti di settore sovraordinati ed operativi, di tutela del suolo, delle acque, del patrimonio forestale e dell'aria	29
3.2.1	Vincolo idrogeologico	29
3.2.2	Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico	29
4	PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO.....	33
4.1	Criteri progettuali.....	33
4.2	Layout d'impianto	34
4.3	Modalità di connessione alla rete	36
4.4	Producibilità dell'impianto	36
4.4.1	Dati climatici	37
4.4.2	Risultati	39

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	3 di 91

4.5	Calcolo dei proventi annui	39
4.6	Stima della vita utile dell'impianto.....	40
4.7	Ricadute ambientali di progetto.....	40
5	<i>CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO</i>	<i>42</i>
5.1	Sintesi della configurazione dell'impianto	42
5.2	Elementi tecnici costituenti l'impianto agrofotovoltaico	44
5.2.1	Modulo FV.....	44
5.2.2	Tracker mono-assiale	46
5.2.3	Quadro di stringa	48
5.2.4	Inverter centralizzato	49
5.2.5	Power Station.....	50
5.3	Opere civili.....	51
5.3.1	Pali tracker	51
5.3.2	Fondazione Power Station	52
5.3.3	Cavidotti interrati.....	54
5.3.4	Cabina di raccolta MT e control room	56
5.3.5	Opere a contorno: recinzione, cancelli e piantumazione perimetrale	56
5.3.6	Scavi	57
5.4	Opere impiantistiche	58
5.4.1	Installazione moduli FV	58
5.4.2	Installazione Inverter nelle Power Station.....	60
5.4.3	Cavi DC.....	61
5.4.4	Cavidotto a 36 kV	63
5.4.5	Impianto di illuminazione e videosorveglianza	66
5.4.6	Cabina di raccolta MT	68
5.4.7	Control room - Sistema di monitoraggio	68
6	<i>DISMISSIONE.....</i>	<i>70</i>
6.1	Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione	70
6.1.1	Rimozione della recinzione perimetrale e dell'impianto di video-sorveglianza	71
6.1.2	Rimozione e smaltimento dei moduli fotovoltaici.....	72



RELAZIONE TECNICA GENERALE

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	4 di 91

6.1.3	Rimozione strutture di sostegno.....	75
6.1.4	Rimozione Power Station.....	75
6.1.5	Rimozione cavi	76
6.1.6	Rimozione cabina di raccolta e misura	76
6.1.7	Rimozione siepe perimetrale	77
6.1.8	Ripristino viabilità interna al sito	77
6.2	Ripristino ambientale del sito	77
6.3	Cronoprogramma	78
7	STUDIO DI FATTIBILITÀ AGRONOMICA.....	80
7.1	Descrizione del territorio e del paesaggio.....	81
7.2	Definizione del piano colturale	81
7.3	Opere di compensazione	82
7.4	Considerazioni economiche	84
8	IL FOTOVOLTAICO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA NAZIONALE : PIANO NAZIONALE ENERGETICO INTEGRATO DELL'ENERGIA E DEL CLIMA "PNIEC".....	85
8.1	Impatto macroeconomico.....	89



RELAZIONE TECNICA GENERALE

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	5 di 91

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 - Inquadramento dell'area di intervento (Google Earth)</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2 - Inquadramento opere di progetto su carta IGM 1:25 000 (Rif. FV.MNR02.PD.B.01)</i>	<i>13</i>
<i>Figura 3 - Layout del campo agrofotovoltaico di "Pietralunga" con la suddivisione nei quattro sottocampi (A-B-C-D) ..</i>	<i>14</i>
<i>Figura 4 - Rappresentazione del cavidotto esterno (Google Earth)</i>	<i>15</i>
<i>Figura 5 - Rappresentazione del cavidotto alternativo (Google Earth)</i>	<i>15</i>
<i>Figura 6 - Percorso di accessibilità al sito (Google Earth)</i>	<i>16</i>
<i>Figura 7 - Inquadramento catastale dell'area di impianto</i>	<i>17</i>
<i>Figura 8 - Individuazione Planimetrica delle Interferenze - 1.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 9 - Individuazione Planimetrica delle Interferenze - 2.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 10 - Risoluzione di un'interferenza del cavidotto con TOC.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 11 - Carta delle componenti del paesaggio (Rif. FV. MNR02.PD. C.01)</i>	<i>27</i>
<i>Figura 12 - Inquadramento rispetto al PTP (Rif. FV.MNR02.PD.C.07.1-2-3).....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 13 - Inquadramento rispetto al vincolo idrogeologico (Rif. FV.MNR02.PD.C.03)</i>	<i>29</i>
<i>Figura 14 - Inquadramento rispetto al PAI</i>	<i>30</i>
<i>Figura 15 - Assetto Colturale Foraggiere e Inerbimento Spontaneo - Sfalcio.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 16 - Assetto Colturale Officinali/Leguminose - Raccolta.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 17 - Schema Funzionale Backtracking</i>	<i>37</i>
<i>Figura 18 - Meteo Monreale, Pietralunga - Typical Metereological Year.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 19 - Tracker 2P - Vista Longitudinale in condizione di riposo</i>	<i>47</i>
<i>Figura 20 - Tracker 2P con Moduli FV - Vista Longitudinale</i>	<i>47</i>
<i>Figura 21 - Esempio di disposizione dei pali di fondazione delle strutture</i>	<i>51</i>
<i>Figura 22 - Indicazioni minime degli spessori del basamento, valori forniti dalla casa produttrice</i>	<i>53</i>
<i>Figura 23 - Soluzione di installazione su pali in caso di necessità.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 24 - Sezione Cavidotto Singola Terna su Strada Bianca.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 25 - Sezione Cavidotto Singola Terna su Terreno.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 26 - Sezione Cavidotto Singola Terna su Strada Asfaltata.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 27 - Particolari Recinzioni, Cancelli e Piantumazione Perimetrale.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 28 - Cavo Solare H1Z2Z2-K.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 29 - Cavo BT ARG16R16 0,6/1 kV.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 30 - Collegamento entra-esce PS Sottocampo A e Sottocampo B</i>	<i>63</i>
<i>Figura 31 - Collegamento entra-esce PS Sottocampo D e Sottocampo C</i>	<i>64</i>
<i>Figura 32 - Immagine indicativa del tipo di Cavo.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 33 - Particolari Video-Sorveglianza.....</i>	<i>67</i>



RELAZIONE TECNICA GENERALE

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	7 di 91

<i>Figura 34 - Processo Deutsche Solar</i>	73
<i>Figura 35 - Esempi di specie coltivabili</i>	82
<i>Figura 36 - Fascia di mitigazione di 10 m lungo il perimetro</i>	83
<i>Figura 37 - Esempi di opere di mitigazione</i>	84
<i>Figura 38 - Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC [Fonte: RSE] - Figura 64 del PNIEC</i>	86
<i>Figura 39 - Evoluzione dell'intensità energetica^{14F} al 2040 – Figura 65 del PNIEC</i>	87
<i>Figura 40 - Mix del fabbisogno primario al 2030 - Figura 66 del PNIEC</i>	87
<i>Figura 41 - Evoluzione della generazione elettrica⁴⁶ al 2040 [Fonte: RSE] - Figura 67 del PNIEC</i>	88



RELAZIONE TECNICA GENERALE

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	8 di 91

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 - Coordinate Parco Agrivoltaico "Pietralunga".....</i>	<i>13</i>
<i>Tabella 2 - Riferimenti catastali dell'area di impianto.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 3 - Interferenze tra le aree adibite all'installazione del campo fotovoltaico e il reticolo idrografico esistente.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 4 - Interferenze tra il tracciato del cavidotto interno/esterno di progetto e il reticolo idrografico esistente.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 5 - Dati meteorologici di irraggiamento per il sito di progetto.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabella 6 - Principali caratteristiche di potenza installata ed energia prodotta.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabella 7 - Mancate emissioni di inquinanti.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabella 8 - Sintesi Impianto agrofotovoltaico.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabella 9 - Modulo FV.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabella 10 - Tracker/Stringa.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabella 11 - Quadri di Stringa.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabella 12 - Inverter interni alle Power Station (PS).....</i>	<i>49</i>
<i>Tabella 13 - Power Station.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabella 14 - Dimensioni basamento Power Station.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabella 15 - Condizioni ambientali di riferimento per l'inverter.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabella 16 - Dati cavo H1Z2Z2-K scelto.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabella 17 - Dati cavo ARG16R16 scelto.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabella 18 - Dimensionamento Cavi.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabella 19 - Recupero/Riciclaggio Moduli FV.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabella 20 - Cronoprogramma per la dismissione.....</i>	<i>79</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>86</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>91</i>
<i>Tabella 23 - Dati estratti da Tabella 25 per i soli impianti fotovoltaici.....</i>	<i>91</i>

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	10 di 91

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, denominato "Pietralunga", sito in agro di Monreale (PA).

In particolare, l'impianto in progetto ha una potenza di picco pari a 16,09 MWp e una potenza nominale di 15,64 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 550 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker);
2. Una stazione di 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 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 Stazione Elettrica in fase autorizzativa "Monreale 3" 36/220 kV;

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way Finance S.p.A., avente sede legale in Piazza San Lorenzo in Lucina, 4 - 00186 Roma (RM), P.IVA 15773121007.

2 INTRODUZIONE

2.1 Generalità

E-Way Finance S.p.A., una società attiva nella progettazione di impianti di produzione di energia derivante da fonte rinnovabile, intende realizzare nel comune di Monreale (PA) in località "Pietralunga" 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 tecnologico si utilizzerà la tecnologia del fotovoltaico su tracker mono-assiale con pannelli disposti a nord-sud, opportunamente sollevati da terra, in modo da consentire il prato libero sottostante 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.

2.2 Obiettivi

La presente relazione tecnica generale si pone l’obiettivo 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.

2.3 Inquadramento territoriale del progetto

L’impianto di progetto è situato in Sicilia, nel Comune di Monreale (PA). Il terreno ricade in zona agricola E ai sensi dello strumento urbanistico vigente (PUG) nel comune di Monreale. L’area di intervento ha un’estensione di circa 27 ha ed è situata nella località “Pietralunga”.



Figura 1 - Inquadramento dell’area di intervento (Google Earth)

L’alternativa progettuale prevede la realizzazione di un parco agro-fotovoltaico complessivamente della potenza di 16,09 MWp e suddiviso in quattro differenti sottocampi; si ipotizza l’installazione di moduli FV bifacciali della Longi, Hi-MO5m LR5 72HPH 550M (o simili) su inseguitori solari (o tracker) mono-assiali N-S della Convert, con un’interdistanza fra le file (o pitch) tale da permettere la coltivazione e la lavorazione del terreno sottostante. Le coordinate dell’area di impianto sono riportati nella tabella seguente:

Coordinate Parco Agrovoltaico di progetto - Comune di Monreale "Loc. Pietralunga"								
ID PARCO	UTM-WGS84 (m) – FUSO 33		UTM-ED 50 (m) – FUSO 33		GAUSS BOAGA (m)		Catasto Comune	Quote altimetriche (s.l.m.m.)
	EST	NORD	EST	NORD	EST	NORD		
	342763	4195578	342831	4195770	2362771	4195584	MONREALE	370
	342836	4195216	342904	4195408	2362844	4195222	MONREALE	353

Tabella 1 - Coordinate Parco Agrivoltaico "Pietralunga"

Il progetto si sviluppa interamente all’interno del comune di Monreale (PA), in località “Pietralunga”. L’ubicazione complessiva delle opere e della SE “Monreale 3” con la sezione a 36 kV integrata, si rileva dall’allegato FV.MNR02.PD.B.01 – “Inquadramento generale su IGM e Coordinate”.

E-Way Finance S.p.A. ha, inoltre, ottenuto la Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla RTN, la quale prevede che l’impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) in doppia sbarra a 220/36 kV, da collegare in entra – esce sulla linea a 220 kV della RTN “Partinico – Ciminna”.

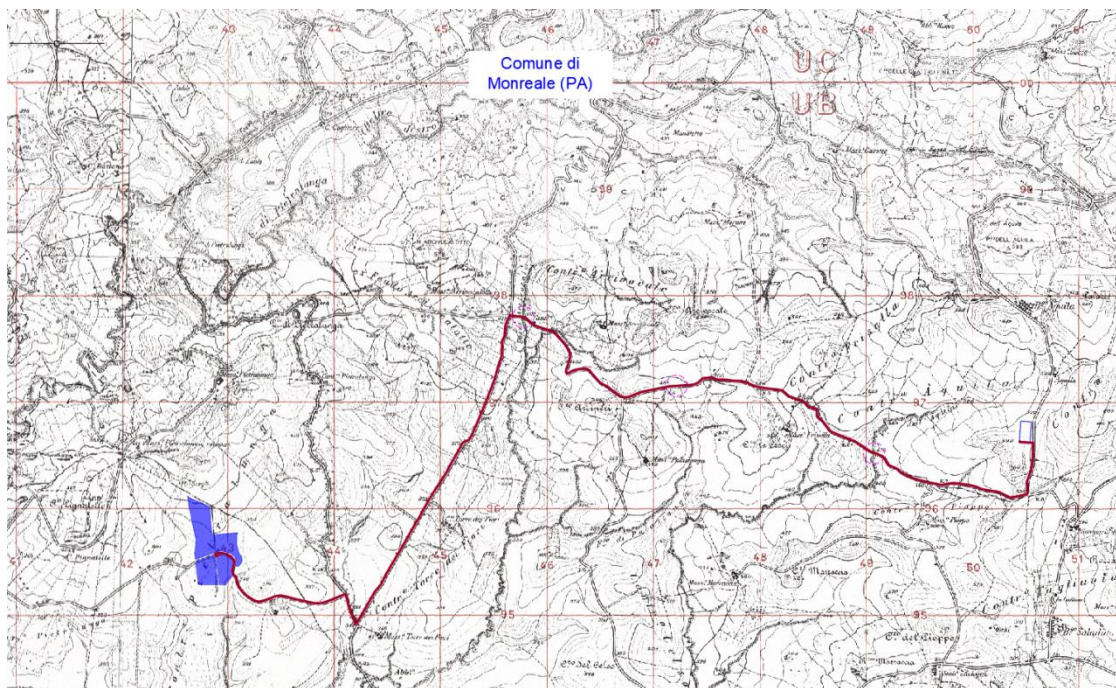


Figura 2 -Inquadramento opere di progetto su carta IGM 1:25000 (Rif. FV.MNR02.PD.B.01)

Durante la fase di definizione del layout d’impianto si è reso necessario suddividere l’area in quattro differenti “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 entra-esce fino al raggiungimento di una cabina di raccolta avverrà per mezzo di un “cavidotto interno” in media tensione interrato a 36 kV, per il quale si prevede l’attraversamento per lo più di strade sterrate e la SP91, che attraversa l’area quasi nel centro.

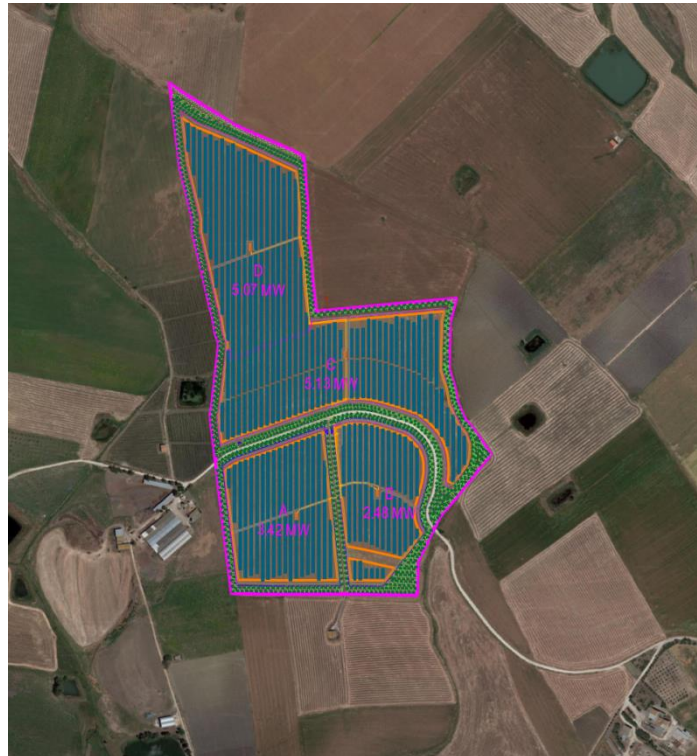


Figura 3 -Layout del campo agrofotovoltaico di “Pietralunga” con la suddivisione nei quattro sottocampi (A-B-C-D)

La fase di definizione dell’area di layout ha previsto di perimetrare le aree occupate dai tracker con una recinzione metallica e una fascia di compensazione ambientale composta da uno schema doppio filare di specie arboree e arbustive. La cabina di raccolta è posizionata nel sottocampo B, a partire da essa è stato delimitato il tracciato del “cavidotto esterno” che congiunge l’impianto con la stazione elettrica.

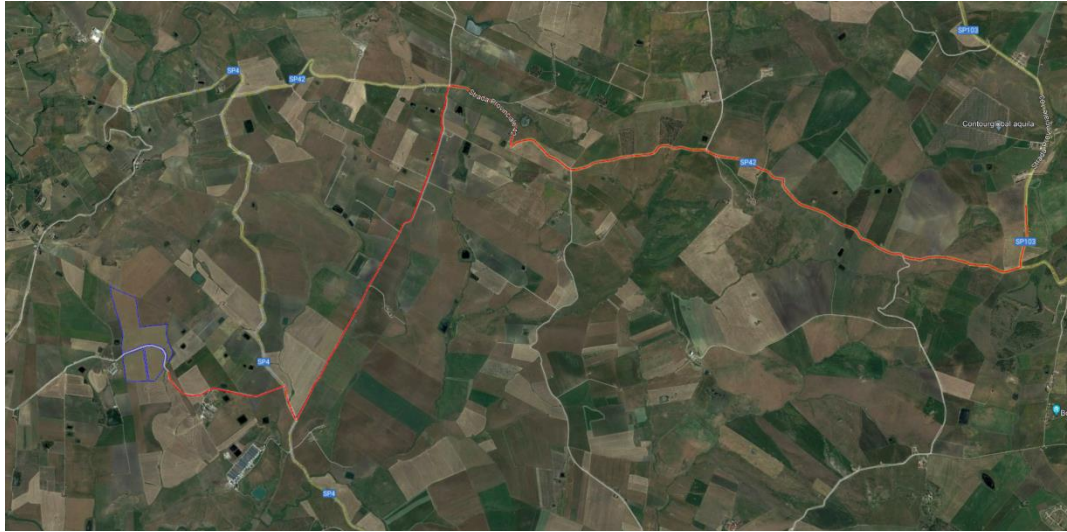


Figura 4 - Rappresentazione del cavidotto esterno (Google Earth)

In una fase di elaborazione del progetto alcuni studi approfonditi sul cavidotto, in particolare dal punto di vista geologico, hanno individuato sulla SP42 delle aree in frana che risultano potenzialmente pericolose per il cavidotto ipotizzato. A tal proposito è stata proposta una seconda ipotesi progettuale di cavidotto, che bypassa tali aree.



Figura 5 - Rappresentazione del cavidotto alternativo (Google Earth)

In una fase esecutiva non si esclude di procedere con la prima ipotesi di cavidotto attraverso la realizzazione della T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata), ad una profondità tale da non alterare eventuali superfici di rottura relative alle frane.

2.4 Viabilità di avvicinamento al sito

Lo studio sull'accessibilità è stato condotto, per ragionevolezza logistica, nel tratto stradale che va dall'uscita dell'Autostrada E90 "Messina-Palermo" di Villabate all'area di progetto, in quanto, si è previsto che le forniture più importanti possano pervenire via mare dai due punti strategici della città di Palermo (aeroporto o porto commerciale). Sulla base di quanto esposto al capitolo precedente, la viabilità di accesso al sito attraversa:

- Autostrada E90 "Messina-Palermo" fino all'uscita di Villabate;
- SS 121 Catanese, fino all'uscita in direzione Corleone;
- SS 118 Corleonese Agrigentina dall'uscita di Corleone fino all'uscita in direzione San Cipirello;
- SP 4 fino all'incrocio poco prima del km 13;
- SP 91 fino all'area di cantiere.



Figura 6 - Percorso di accessibilità al sito (Google Earth)

La compatibilità è stata appurata, infatti, facendo riferimento alle norme vigenti, sotto due aspetti principali:

- Tipologia di mezzi e merci trasportate con relativi ingombri;
- Tipologia di strade interessate dal transito di cantiere.

Si rimanda alla relazione “FV.MNR02.PD.A.11 – Relazione Viabilità Accesso al Cantiere” per maggiori ed ulteriori dettagli. Si conclude, comunque, sostenendo che la tipologia di trasporto prevista non richiede alcun ricorso a interventi di adeguamento di quanto esistente.

2.5 Inquadramento catastale delle opere

I riferimenti catastali contrattualizzati relativi all’area di impianto sono:

ID	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE
AREA LAYOUT	Monreale	146	16-45-57-61-62-63-64-65-66-112-113-114-115-126

Tabella 2 - Riferimenti catastali dell’area di impianto

All’interno della relazione “FV-MNR02.PD.L05 - Piano particellare di asservimento e di esproprio grafico e descrittivo (con opere di connessione)” 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.

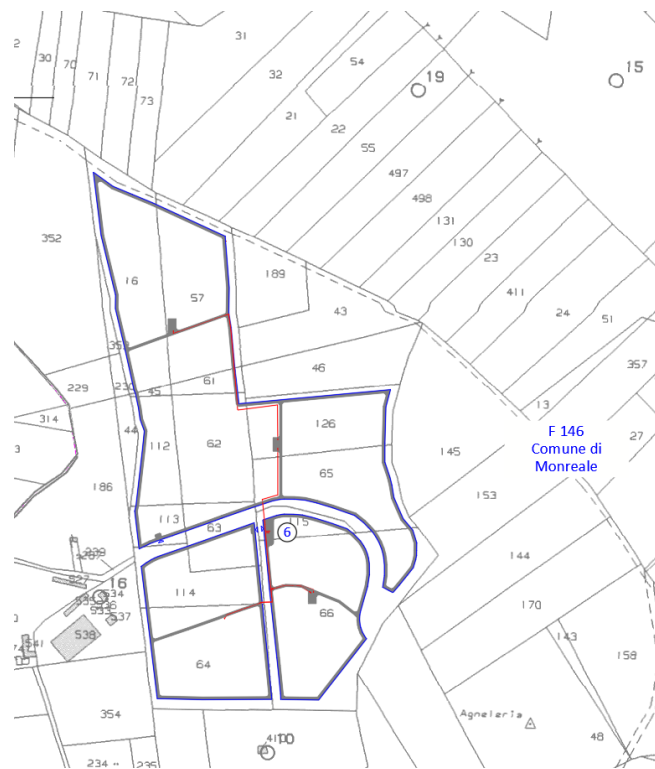


Figura 7 - Inquadramento catastale dell’area di impianto

2.6 Analisi delle interferenze con il reticolo idrografico

L’analisi delle interferenze con il reticolo idrografico è necessaria poiché dovranno stabilirsi delle specifiche prescrizioni finalizzate a definire delle modalità di posa ottimali per le linee elettriche del cavidotto (interno

ed esterno). Sono state riscontrate diverse interferenze tra le opere di progetto e alcune aste fluviali del reticolo idrografico di interesse, fasce di pertinenza fluviale ed infine alcune aree ad alta pericolosità idraulica.

Le opere di progetto interessate dalle suddette interferenze sono:

- il campo agrofotovoltaico;
- cavidotto interno;
- cavidotto esterno.

Tutte e tre le opere ricadono interamente nel territorio del comune di Monreale (PA). L'area di studio ricade interamente nel bacino del Fiume Belice, in particolare, le opere di progetto sono situate sulla destra idraulica del Torrente Fosso della Patria, che confluisce nel torrente Vallone di Malvello. Sarà possibile osservare il reticolo interessante le opere di progetto nell'elaborato "FV.MNR02.PD.A.08 – *Interferenze con reticolo idrografico da carte C.T.R. e I.G.M. e da ortofoto*".

Le interferenze studiate riguardano solo ed esclusivamente l'area di impianto e il cavidotto, sono pertanto escluse le vie studiate per l'accessibilità al cantiere, per le quali saranno eventualmente realizzati degli interventi temporanei.

L'individuazione delle interferenze con il reticolo idrografico è riportata, invece, nell'elaborato di progetto "FV.MNR02.PD.G.01 – *Individuazione Planimetrica delle Interferenze*". Le soluzioni tecniche adottate per la loro risoluzione sono riportate nell'elaborato "FV.MNR02.PD.G.02 - *Risoluzione tipologia delle interferenze*" e saranno realizzate adottando componenti e manufatti in grado di sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo. Si riporta l'individuazione delle interferenze, estratte dall'elaborato FV.MNR02.PD.G.01 – *Individuazione Planimetrica delle Interferenze*":



Figura 8 - Individuazione Planimetrica delle Interferenze - 1



Figura 9 - Individuazione Planimetrica delle Interferenze - 2

Le interferenze tra la soluzione progettuale d'impianto e il reticolo idrografico individuato su carte CTR (in scala 1:10000), IGM (in scala 1:25000) e su ortofoto sono state analizzate all'interno della relazione di compatibilità idrologico-idraulica ("FV.MNR02.PD.A.06 – Relazione Idrologica"). Verranno effettuate verifiche sul dimensionamento delle condotte esistenti ai fini del corretto smaltimento delle portate di progetto. Inoltre, sarà previsto il ripristino dello stato dei luoghi alle condizioni ex-ante a trasporti avvenuti, senza apportare modifiche alle opere idrauliche esistenti.

Le aree interessate dall'istallazione del campo fotovoltaico e annesse opere interferiscono con un corso d'acqua del reticolo idrografico: il lotto è attraversato trasversalmente da un corso d'acqua, il quale confluisce in un affluente del Vallone di Malvello alla destra idraulica.

Interferenza	Tipologia d'alveo	Denominazione	Opera interferente	Area di tutela interessata
I.1	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Corso d'acqua privo di denominazione	Campo Fotovoltaico	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia

Tabella 3 - Interferenze tra le aree adibite all'istallazione del campo fotovoltaico e il reticolo idrografico esistente

Si prevede una viabilità a servizio del campo fotovoltaico principalmente basata su tratti di strada esistenti e/o da adeguare; gli unici tratti di nuova realizzazione riguardano la viabilità interna del sito, non interferente con il reticolo idrografico presente sul territorio. Per i tratti stradali da adeguare non sono state riscontrate interferenze, mentre si suppone che la viabilità esistente sia già stata sottoposta ad indagini riguardanti la sicurezza idraulica, essendo stata riscontrata la presenza di opportune opere di smaltimento delle acque durante lo svolgimento di sopralluoghi e rilievi in sito.

2.6.1.1 Linea elettrica a 36 kV per il collegamento del campo agrofotovoltaico alla SE

Uno degli obiettivi principali durante la fase di progettazione del tracciato della linea elettrica a 36 kV è stato quello di minimizzare le intersezioni con il reticolo idrografico. Nonostante ciò, sono state riscontrate delle interferenze, riportate nella tabella seguente.

Tabella 4 - Interferenze tra il tracciato del cavidotto interno/esterno di progetto e il reticolo idrografico esistente

Interferenza	Tipologia d'alveo	Denominazione	Opera interferente	Area di tutela interessata
I.2	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Affluente di Vallone di Malvello	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia

I.3	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Afluente del Vallone di Malvello	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.4	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Impluvio privo di denominazione	Cavidotto	-
I.5	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Impluvio privo di denominazione	Cavidotto	-
I.6	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Impluvio privo di denominazione	Cavidotto	-
I.7	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.8	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Impluvio privo di denominazione	Cavidotto	-
I.9	Corso d'acqua rinvenuto da carta I.G.M. 1:25000	Afluente di Fosso Arcivocale	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.10	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Impluvio privo di denominazione	Cavidotto	-
I.11	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Fosso Arcivocale	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia

e tutelato ai sensi del D.Lgs. 42/2004
sulla Tutela dei Beni Paesaggistici

I.12	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Affluente di Fosso Arcivocale	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.13	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Affluente di Fosso di Palastagna	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.14	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Affluente di Fosso di Palastagna	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.15	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.16	Corso d'acqua rinvenuto da carta I.G.M. 1:25000	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.17	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.18	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Affluente di Vallone dell'Aquila	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia

I.19	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Vallone dell'Aquila	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia e tutelato ai sensi del D.lgs 42/2004 sulla Tutela dei Beni Paesaggistici
I.20	Corso d'acqua rinvenuto da carta I.G.M. 1:25000	Affluente di Vallone dell'Aquila	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.21	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	-
I.22	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	-
I.23	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	-
I.24	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia
I.25	Impluvio rinvenuto da ortofoto e sopralluogo in sito	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	-
I.26	Corso d'acqua rinvenuto da carta C.T.R. 1:10000	Corso d'acqua privo di denominazione	Cavidotto	Corso d'acqua gestito dall'Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia

2.6.1.2 Modalità di risoluzione delle interferenze con il reticolo idrografico

Le modalità di risoluzione delle interferenze con il reticolo idrografico sono riportate nell'elaborato "FV.MNR02.PD.G.02 - Risoluzione tipologica delle interferenze". Nella tavola appena citata sono rappresentate le modalità di risoluzione per tutte le interferenze riscontrate. Tra le varie, si riscontra la Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), che tra l'altro è risultata anche la risoluzione di un'interferenza del cavidotto con dei tratti in frana.

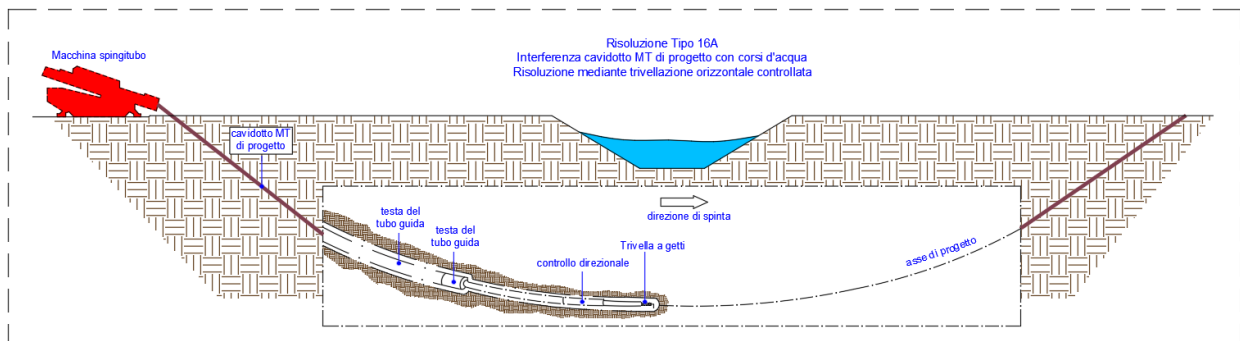


Figura 10 - Risoluzione di un'interferenza del cavidotto con TOC

3 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.

3.1 Strumenti di governo del territorio

3.1.1 Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS)

Con DGR 3 febbraio 2009 n. 1, contenuta nel Decreto del Presidente della Regione Siciliana del 09/03/2009, è stato approvato il "Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano" (P.E.A.R.S.). Tra gli obiettivi individuati nel PEARS vi sono:

- contribuire ad uno sviluppo sostenibile del territorio regionale attraverso l'adozione di sistemi efficienti di conversione ed uso dell'energia nelle attività produttive, nei servizi e nei sistemi residenziali;
- promuovere una diversificazione delle fonti energetiche, in particolare nel comparto elettrico, con la produzione decentrata e la "decarbonizzazione";
- promuovere lo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili e assimilate, tanto nell'isola di Sicilia che nelle isole minori, sviluppare le tecnologie energetiche per il loro sfruttamento;
- favorire le condizioni per una sicurezza degli approvvigionamenti e per lo sviluppo di un mercato libero dell'energia;
- favorire una implementazione delle infrastrutture energetiche, con particolare riguardo alle grandi reti di trasporto elettrico.

In vista della scadenza dello scenario di piano del PEARS, il Dipartimento di Energia dell'Assessorato Regionale dell'Energia e dei Servizi di Pubblica Utilità ha formulato una proposta di aggiornamento del Piano con obiettivi 2020 – 2030 **approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n.67 del 12 febbraio 2022**. Coerentemente con il quadro normativo di riferimento su scala comunitaria e nazionale, nel nuovo PEARS vengono definiti gli obiettivi strategici in materia energetica al 2030: in particolare, per il settore fotovoltaico, si prevede un incremento della produzione di energia elettrica di un fattore 3 rispetto alla produzione normalizzata del 2017 (1,95 TWh) al fine di raggiungere un valore di circa 5,95 TWh.

In relazione all'analisi della compatibilità del progetto con gli obiettivi generali del PEARS, si evidenzia che:

- il progetto non presenta elementi in contrasto con le disposizioni specifiche per l'autorizzazione alla realizzazione di impianti FER. La sua collocazione è prevista su terreno agricolo, con modalità, per natura stessa della tipologia di progetto, del tutto compatibili con le attività di coltivazione agricola dell'area. Come risulta infatti dalla documentazione progettuale presentata contestualmente al SIA (allegato al progetto), il progetto costituisce un parco agro-fotovoltaico, per il quale l'attività di coltivazione, essenzialmente di leguminose da granella, costituisce parte integrante e inderogabile del progetto stesso;
- il progetto presenta elementi di totale coerenza con le recenti disposizioni in materia di aggiornamento del PEARS, che hanno incrementato il potenziale massimo fotovoltaico installabile su territorio regionale, in linea con gli obiettivi al 2030 stabiliti dalle politiche europee e nazionali in materia energetica.

3.1.2 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Il Piano Paesaggistico d'Ambito all'interno del quale ricade il territorio comunale di Monreale, ricadente nella provincia di Palermo, non risulta ad oggi vigente, come riportato sul sito ufficiale della Regione Siciliana. La tabella ufficiale che indica lo stato di attuazione della pianificazione paesaggistica in Sicilia, un cui stralcio è riportato in Figura 11, evidenzia chiaramente che per la Provincia di Palermo si è in "fase di concertazione". Per tale ragione il PPTR è stato consultato esclusivamente come strumento di indirizzo. In particolare, tale strumento riconosce:

- Componenti geomorfologiche (art. 11 delle NdA): "la conoscenza dei caratteri litostrutturali, geomorfologici ed idrogeologici costituisce la base della pianificazione paesaggistica in quanto essi hanno condizionato e tuttora condizionano l'evoluzione del paesaggio". L'area di progetto e le opere annesse non intercettano componenti geomorfologiche tutelate ai sensi del D.Lgs 42/2004.
- Componenti del paesaggio agrario (art. 14 delle NdA): il progetto proposto ricade in paesaggio delle colture erbacee e paesaggio del vigneto. L'area di progetto e le opere annesse non intercettano aree interessate da vigneti, inoltre, il progetto agro fotovoltaico proposto risulta in linea con gli indirizzi previsti all'interno di tali aree.
- Componente della viabilità storica (art.18): il cavidotto si estende per quasi tutto il tratto su strada classificata come trazzera. *"Il Piano Paesaggistico valorizza la rete della viabilità esistente evitando che essa venga alterata con modifiche dei tracciati e con aggiunte o tagli o ristrutturazioni che ne compromettano l'identità".* Va sottolineato che tale trazzera corrisponde interamente con SP 92 ed

SP 42, si tratta pertanto di strade asfaltate. Il cavidotto si attesterà dunque interamente lungo strada esistente ed inoltre sarà completamente interrato. Si può pertanto affermare che l'area di progetto e le opere annesse non interferiscono con beni tutelati ai sensi del D.Lgs 42/2004.

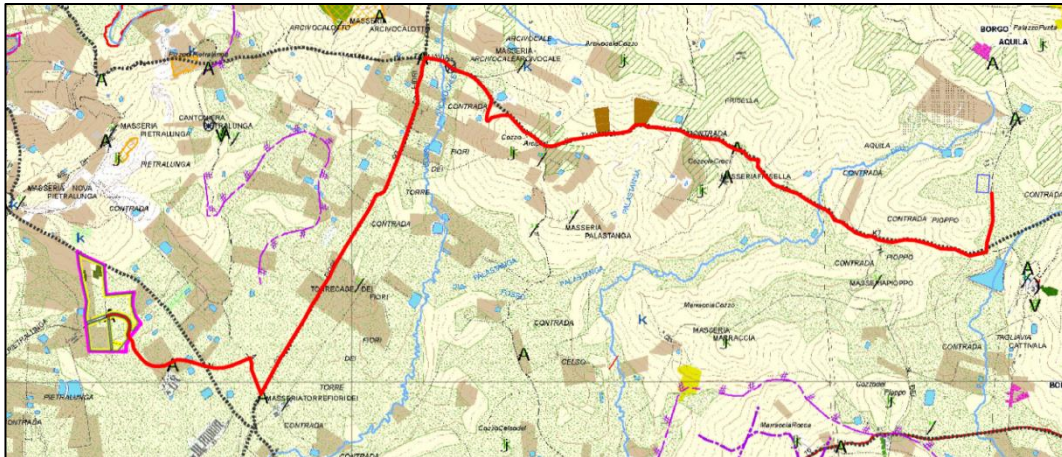


Figura 11 - Carta delle componenti del paesaggio (Rif. FV. MNR02.PD. C.01)

3.1.3 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Palermo (PTCP)

Secondo le tavole e le relazioni del PTP attualmente disponibili, l'area di progetto rientra nel Paesaggio Locale PL17 - "Paesaggio locale 17 "Corleone"", le cui caratteristiche principali sono legate alla presenza del Fiume Belice, che attraversa un territorio prevalentemente a vocazione agricola costituito da poche aree edificate e pochi insediamenti produttivi. Dall'analisi dello Schema di massima del territorio dei Sicani, riportato nella figura seguente, risulta che:

- In riferimento alla Tavola P1 (Schemi regionali e relazioni di contesto), l'area di impianto e delle opere connesse risulta compatibile con le componenti dell'offerta naturalistica (in particolare le aree della rete ecologica provinciale), con i percorsi a carattere naturalistico e/o paesaggistico (in particolare le riconversioni dei tracciati ferroviari dismessi in piste ciclabili e/o ferrovie turistiche) e con le aree dell'offerta ambientale (in particolare il sistema integrato dei parchi archeologici). Nessuna delle componenti suddette interferisce direttamente con l'area di impianto (la più vicina dista 2,5 km);
- In riferimento alla Tavola P2 (Elementi di costruzione della rete ecologica provinciale), invece, si evince che per quanto riguarda il Sistema Naturalistico – Ambientale e corridoi ecologici, l'area di impianto si trova nelle vicinanze di alcune Bluways, "costituite dagli ambiti ripariali dei torrenti da riqualificare e rinaturalizzare e dagli ambiti costieri, con particolare riferimento alle zone umide costiere ed alle scogliere, nonché ai più significativi ambiti costieri di spiaggia e/o roccia". Il layout delle opere di progetto risulta compatibile con la rete ecologica provinciale. Un breve tratto del

cavidotto interferisce con una Bluways; la compatibilità è tuttavia garantita poiché il tracciato sarà posizionato interamente su strada;

- In riferimento alla tavola P5c (Previsioni dello schema di massima per il territorio dei Sicani), e in particolare il Sistema della Mobilità, Accessibilità e Interscambio, nelle vicinanze dell'area di progetto è presente l'asse viario Corleone-Partinico che collega con il mare le aree interne della regione. Per quanto riguarda il sistema agricolo - ambientale, invece, l'area di impianto ricade nelle aree della produzione vinicola DOC, Via del vino. Le opere di progetto non interferiscono con le aree della produzione vinicola DOC, pertanto, risultano compatibili con gli elementi presenti nella tavola P5;

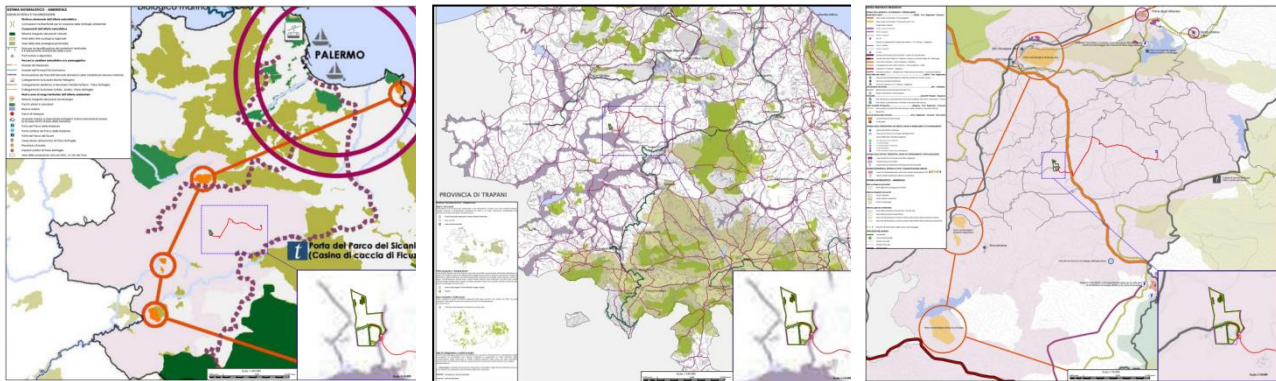


Figura 12 - Inquadramento rispetto al PTP (Rif.FV.MNR02.PD.C.07.1-2-3)

3.1.4 Piano Urbanistico Generale del Comune di Monreale (PUG)

Il Comune di Monreale si è dotato di un Piano Regolatore Generale, adottato con deliberazione consiliare n. 189 del 07/07/1977 e n. 149 del 18/05/1978, contenente anche modifiche, prescrizioni e stralci di cui al Decreto dell'Assessorato Regionale del Territorio e dell'Ambiente n. 213 del 09/08/1980. Il Comune possiede, inoltre, un Regolamento Edilizio comunale approvato con D.A. n. 150 del 27/05/1980.

Tutte le aree di progetto ricadono in Zona Omogenea E – “Aree agricole” del PRG. Le Norme Tecniche di Attuazione per le zone agricole “E” del PRG prevedono, ai sensi dell'art. 17 delle NTA, la seguente regolamentazione per la destinazione urbanistica. Il progetto in studio non presenta elementi di contrasto con le indicazioni del PRG del Comune di Monreale e risulta conforme alle prescrizioni dello strumento urbanistico vigente in quanto collocato in aree che ricadono in zona “agricola E” del PRG.

3.2 Strumenti di settore sovraordinati ed operativi, di tutela del suolo, delle acque, del patrimonio forestale e dell'aria

3.2.1 Vincolo idrogeologico

Il Regio Decreto-legge n. 3267 del 30/12/1923 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani", all'articolo 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.

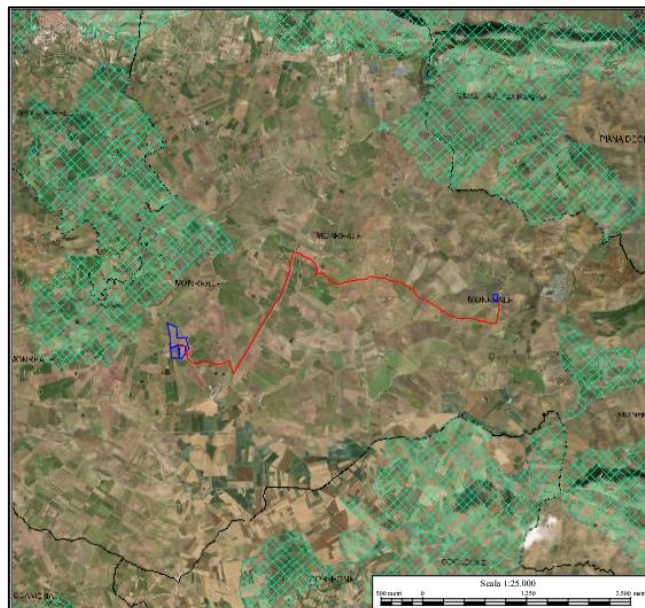


Figura 13 -Inquadramento rispetto al vincolo idrogeologico (Rif. FV.MNR02.PD.C.03)

L'area di progetto e le opere annesse (cavidotto MT e SSE) non ricadono in aree interessate da vincolo idrogeologico ai sensi del Regio Decreto-Legge n. 3267 del 30/12/1923, pertanto non sarà necessaria l'acquisizione di alcun parere da parte dell'ente competente per la realizzazione dei movimenti terra in aree a vincolo idrogeologico. (Rif. FV. MNR02.PD. C.03 - Vincolo Idrogeologico).

3.2.2 Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico, di seguito denominato Piano Stralcio o Piano o P.A.I., redatto ai sensi dell'art. 17, comma 6 ter, della L. 183/89, ai sensi dell'art. 1, comma 1, del DL 180/98, convertito con modifiche dalla L. 267/98, ed ai sensi dell'art. 1 bis del D.L. 279/2000, convertito con modifiche dalla L. 365/2000, ha valore di Piano Territoriale di Settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-

operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni, gli interventi e le norme d'uso riguardanti la difesa dal rischio idrogeologico del territorio siciliano.

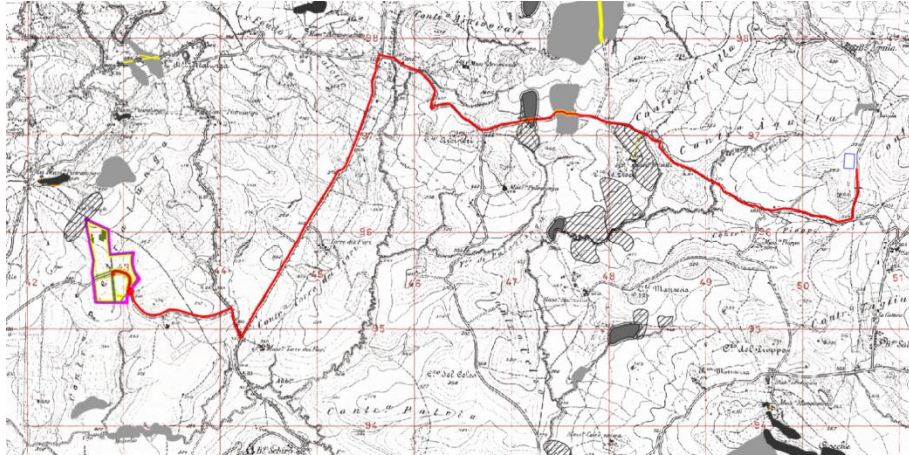


Figura 14 -Inquadramento rispetto al PAI

Riguardo al progetto presentato si evidenzia che:

1. Parte dell'impianto interferisce con un'area perimetrata come Zona a Pericolosità Geomorfologica Moderata (P1) dall'Autorità di Bacino. Per i tratti a "Pericolosità Moderata", le NTA del PAI dell'AdB competente non applicano particolari prescrizioni essendo *ammessi, previa verifica di compatibilità, tutti gli interventi di carattere edilizio e infrastrutturale che non aggravino le condizioni di pericolosità dell'area o ne aumentino l'estensione, in accordo con quanto previsto dagli strumenti urbanistici e Piano di Settore vigenti (art. 23)*;
2. Sono emerse tre interferenze tra le perimetrazioni del PAI e parte del tracciato del cavidotto di progetto, lungo la SP42. In particolare, il **primo tratto** interferisce con un'area a Pericolosità Geomorfologica Moderata (PG1): in questo caso si specifica che il cavidotto si attesterà lungo la viabilità esistente, per cui, data l'entità ridotta dell'opera e la superficialità dell'intervento non si prevedono condizioni di rischio vincolanti che possano pregiudicarne la fattibilità. La superficialità degli scavi per la posa del cavidotto non determinerà una variazione sostanziale del regime delle acque, né tantomeno aumenti di carico e/o mutamenti delle condizioni di drenaggio, fattori che contribuiscono all'aumento degli sforzi tangenziali mobilitati. In virtù di suddette condizioni, l'assetto geomorfologico in questo tratto non verrà perturbato dall'opera in progetto e verrà quindi mantenuta una condizione di stabilità idrogeologica.
3. Il secondo tratto interferisce invece con un'area a Pericolosità Geomorfologica Elevata (PG3), all'interno della quale sono vietati interventi di nuova edificazione privata, seppur prevista dagli

strumenti urbanistici e scavi, riporti, movimenti di terra e tutte le attività sul territorio che possano esaltare il livello di pericolosità (art.21 NTA). In questo tratto si è ritenuto necessario posizionare il cavidotto con installazione in TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) al fine di minimizzare movimenti di terra che possano innescare eventuali frane, bypassando tutte le possibili superfici di potenziale rottura da individuare attraverso opportune indagini e tecniche di monitoraggio.

4. Il terzo tratto del cavidotto di progetto interferisce con un'area a Pericolosità Geomorfologica Media (PG2). Rispetto tale interferenza l'Autorità di Bacino ai sensi dell'art.22 delle Norme Tecniche di Attuazione consente, previa verifica di compatibilità, l'attuazione delle previsioni degli strumenti urbanistici, generali, attuativi, e di settore, sia per gli elementi esistenti sia per quelli di nuova realizzazione purché corredati da indagini geologiche e geotecniche effettuate ai sensi della normativa vigente ed estese ad un ambito morfologico o ad un tratto di versante significativi, individuabili nel contesto del bacino idrografico di ordine inferiore in cui ricade l'intervento. Il corpo di frana associato a tale interferenza è identificato con il codice 057-SMO-168 e rientra nella categoria delle aree soggette a frane superficiali diffuse, le quali si riferiscono a tutti quei settori di versante che in passato sono stati interessati da frane di varia tipologia coinvolgendo spessori generalmente limitati dei terreni sciolti di copertura e le quali si sono innescate contestualmente ad eventi meteorologici di forte intensità. Dalle perimetrazioni IFFI e dell'AdB tale area risulta attualmente in movimento. In riferimento a ciò, ai sensi del comma 2 dell'articolo sopracitato gli studi geologici devono tener conto degli elaborati cartografici del P.A.I., onde identificare le interazioni fra le opere previste e le condizioni geomorfologiche dell'area. Tali studi devono individuare gli interventi di mitigazione compatibili con il livello di criticità dell'area anche al fine di attestare che le opere non aggravino le condizioni di pericolosità o ne aumentino l'estensione. Considerando tali prescrizioni, nelle successive fasi progettuali dovrà essere garantito uno studio di stabilità globale della porzione di versante interessata dal dissesto, individuando le unità litotecniche e riconoscendo quelle le cui caratteristiche meccaniche predispongono le condizioni per una loro eventuale mobilizzazione.

Pertanto, per quanto appena esposto, si ritiene che l'intervento risulti compatibile con le prescrizioni del PAI (Rif. FV.ASC02.PD.C.08 – *Inquadramento rispetto al PAI*).

3.3 Compatibilità del Progetto con altri Piani e Strumenti del Governo del Territorio

Oltre agli strumenti di pianificazione territoriale regionale e provinciale, è stata verificata la coerenza dell'opera e la compatibilità dell'intervento con specifiche norme e prescrizioni, contenute in altri strumenti di programmazione, pianificazione territoriale ed ambientale vigenti, nonché rispetto agli strumenti di tutela e vincoli relativi alla fonte rinnovabile agro-fotovoltaica.

Nello specifico, il progetto in esame risulta sostanzialmente compatibile con:

- le norme di tutela paesaggistica e con i beni soggetti a tutela paesaggistica presenti sul territorio ed interessati dalle opere¹;
- le norme di salvaguardia e tutela relative alle aree naturali protette IBA, alle aree umide RAMSAR² e a quelle relative al progetto Rete Natura 2000³;
- le indicazioni del Piano di Tutela delle Acque;
- le direttive del Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023;
- le aree percorse dal fuoco;
- il Piano Regionale Forestale;
- il Piano Tutela del Patrimonio;
- il Piano Gestione Rischio Alluvioni;
- il Piano Regionale per la lotta alla siccità 2020;
- la Carta di sensibilità alla desertificazione;

¹Codice dei Beni Culturali. D.Lgs. n°42 del 22 gennaio 2004

²La Convenzione di Ramsar è stata ratificata e resa esecutiva dall'Italia con il DPR 13 marzo 1976, n. 448 "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide d'importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici, firmata a Ramsar il 2 febbraio 1971"

³Direttiva 92/43/CEE "Habitat" Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche

4 PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO

4.1 Criteri progettuali

Il progetto di questo impianto costituisce la sintesi del lavoro di un team di ingegneri, architetti, paesaggisti 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 previste) 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;

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	34 di 91

- 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 sistemi vegetazionale;
- attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione "ante operam" con particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o rimboschimento 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.MNR02.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.

4.2 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.MNR02.PD.F.04 – Risoluzione Interferenze Tecniche – Agronomiche*)

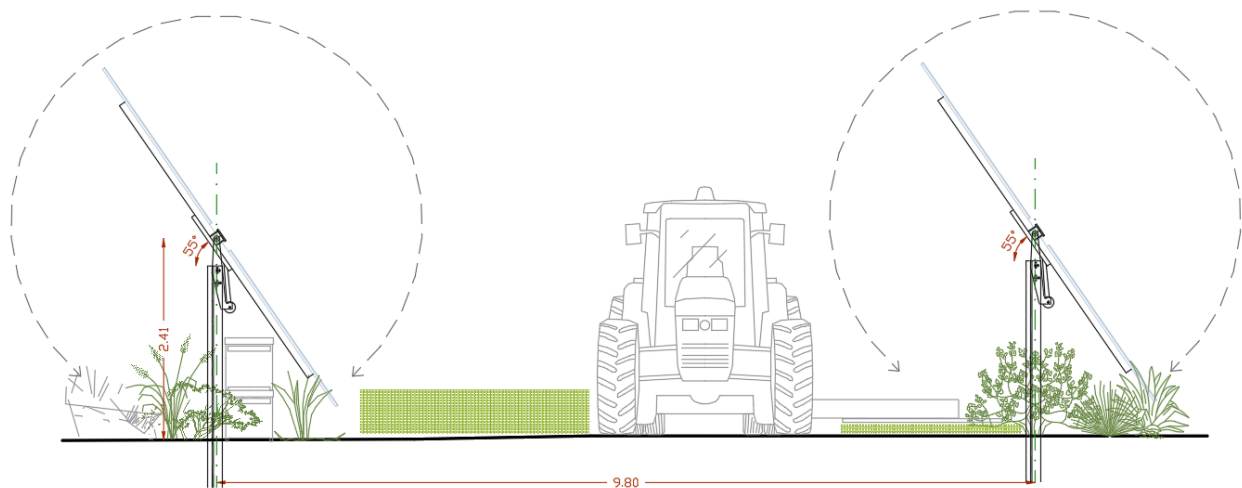


Figura 15 - Aspetto Culturale Foraggere e Inerbimento Spontaneo - Sfalcio

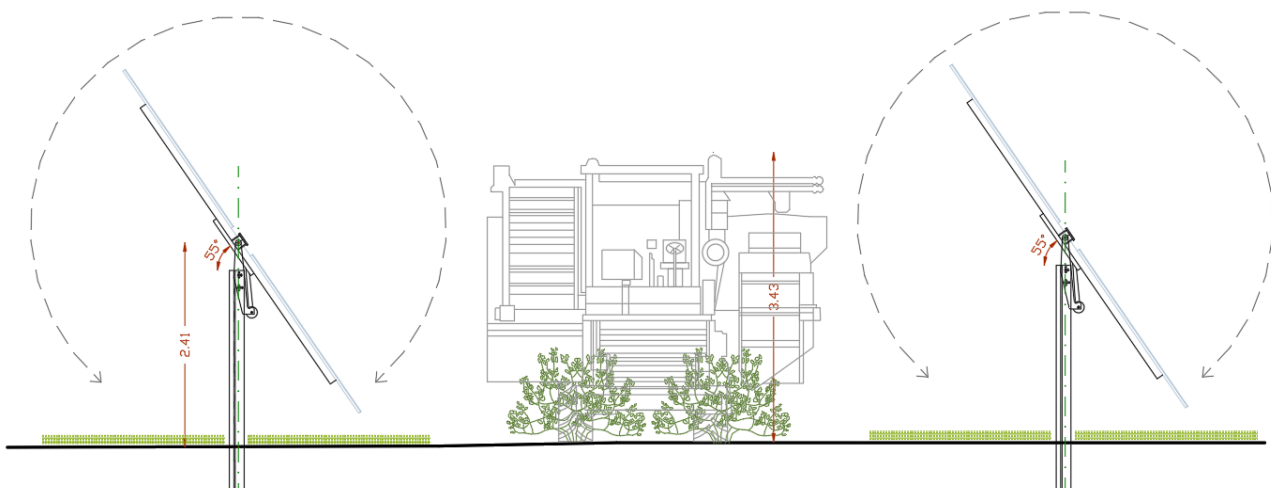


Figura 16 - Aspetto Culturale Officinali/Leguminose - Raccolta

Definito il pitch di 9,8 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.

4.3 Modalità di connessione alla rete

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e rete idrica (AEEG) con la delibera ARG/elt99/08 (TICA) e s.m.i., 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.

L'impianto agro-fotovoltaico di progetto, **Codice Pratica 202001730**, avrà una potenza di picco pari a 16,09 MWp e una potenza nominale di 15,64 MW, il proponente ha ottenuto la Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla RTN, la quale prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) in doppia sbarra a 220/36 kV, da collegare in entra – esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico – Ciminna".

4.4 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.

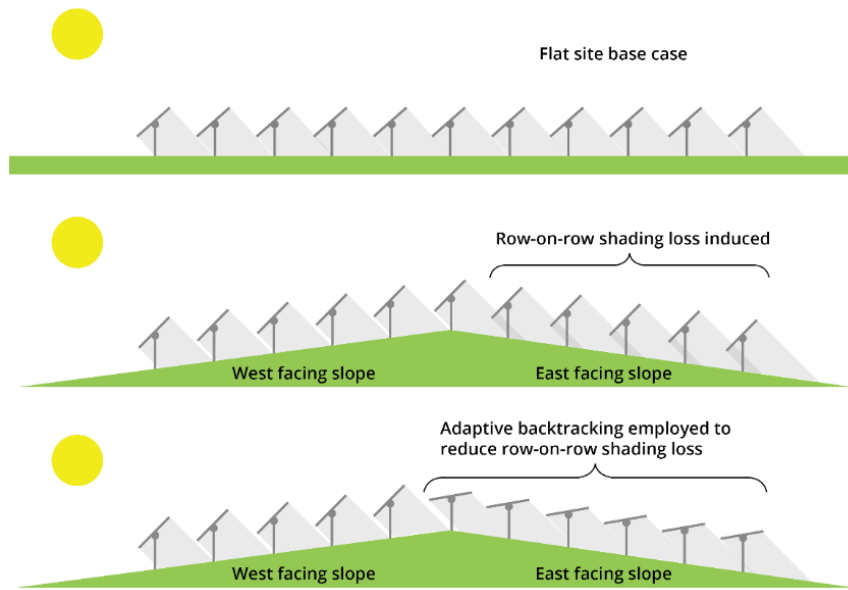


Figura 17 -Schema Funzionale Backtracking

4.4.1 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:

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²
January	67.9	30.36	9.95	91.4	87.4
February	79.7	38.91	10.11	103.2	98.9
March	131.0	60.05	10.44	168.6	161.7
April	153.6	64.46	14.29	194.4	186.7
May	212.6	70.70	17.30	267.7	258.5
June	234.4	72.05	20.24	298.4	288.1
July	236.0	66.80	25.69	303.7	293.4
August	225.8	56.61	25.88	296.8	286.6
September	141.7	57.09	21.16	184.8	177.4
October	121.5	45.11	18.45	162.5	156.0
November	69.4	34.17	12.79	91.7	87.5
December	60.7	32.05	10.80	81.3	77.2
Year	1734.4	628.36	16.47	2244.5	2159.3

Tabella 5 - Dati meteorologici di irraggiamento per il sito di progetto

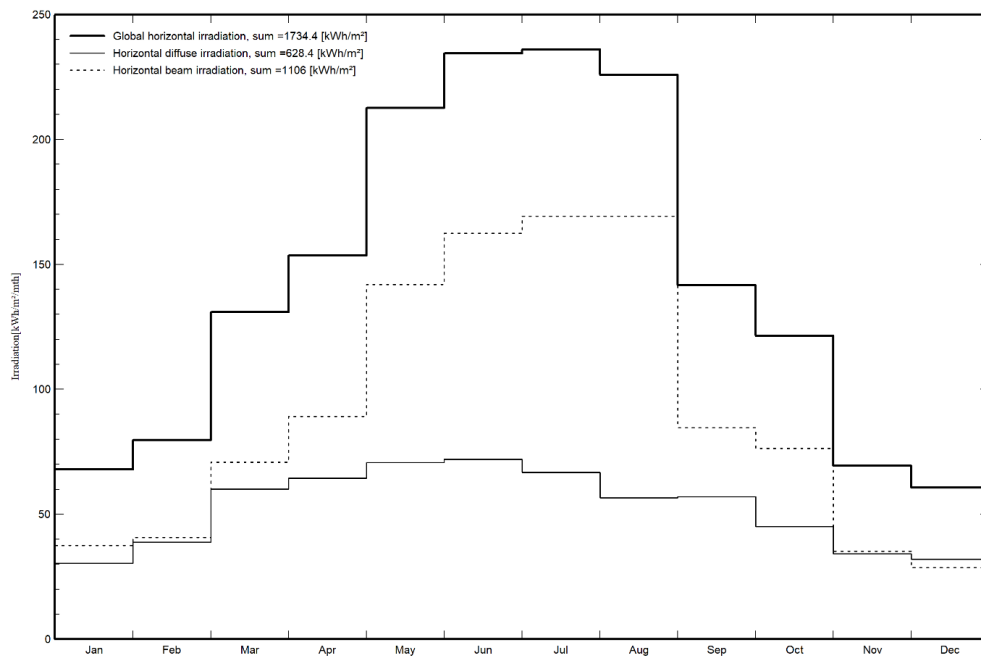


Figura 18- Meteo Monreale, Pietralunga - Typical Metereological Year

4.4.2 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:

Potenza [MWp]	16,09
Potenza AC [MW]	15,64
Energia prodotta P50 [GWh/anno]	30
Produzione Specifica P50 [kWh/kWp/anno]	1865
Energia prodotta P90 [GWh/anno]	29,3
Produzione Specifica P90 [kWh/kWp/anno]	1821
Performance Ratio (PR) [%]	83,07

Tabella 6 - Principali caratteristiche di potenza installata ed energia prodotta

4.5 Calcolo dei proventi annui

Data la producibilità dell'impianto di progetto, si propone un calcolo dei proventi annui derivanti dalla valorizzazione dell'energia prodotta.

Il PUN (aggiornato ad a gennaio 2022) è 224€/MWh⁴. Per calcolare i ricavi dell'impianto in questione, è stata effettuata un'analisi di mercato e si è giunti alle conclusioni esposte in seguito.

Un possibile contratto potrebbe avere durata di 3 – 5 anni, ed una tariffa che si aggira indicativamente sui 200€/MWh. In considerazione di un'energia prodotta di 30GWh/anno, i ricavi si aggirerebbero intorno ai 6'720'000,00€/anno.

Negli anni successivi al quinto, vista la situazione attuale, è molto difficile prevedere quale potrebbe essere il prezzo e la durata di un possibile ulteriore PPA (Power Purchase Agreement) a medio/lungo termine. Un'altra possibilità è di iscrivere l'impianto all'asta; difatti **il DM del 4 luglio 2019** prevede, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, l'iscrizione all'asta.

⁴PUN Index secondo il GME <http://www.mercatoelettrico.org/It/default.aspx>

4.6 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 agrofotovoltaico, 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**.

4.7 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 emissioni⁵ di CO₂, NO_x e SO_x, stimate secondo i parametri mostrati in Tabella 6:

⁵<https://www.isprambiente.gov.it/files2021/pubblicazioni/rapporti/r343-2021.pdf>

Inquinante	Fattore di emissione specifico	Mancate Emissioni
CO ₂ (Anidride Carbonica)	266,33 t _{eq} /GWh	7'989,00t _{eq} /anno
NO _x (Ossidi di Azoto)	0,2107 t/GWh	6,321 t/anno
SO _x (Ossidi di Zolfo)	0,0481 t/GWh	1,443 t/anno
Combustibile ⁶	0,000187 TEP/kWh	5'610,00 TEP/anno

Tabella 7 - Mancate emissioni di inquinanti

⁶ Delibera EEN 3/2008 - ARERA

5 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

5.1 Sintesi della configurazione dell'impianto

L'impianto agro-fotovoltaico di progetto è realizzato con 1050 tracker, su ognuno dei quali sono montati 28 moduli fotovoltaici da 550 Wp l'uno. In considerazione di una potenza di 15,4 kWp per tracker, la potenza globale d'impianto è di 16,09 MWp.

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

- 1045 tracker;
- 29'260 moduli fotovoltaici;
- 89 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 adeguare per garantire, ove necessario, una larghezza minima di 5,0 m, i raggi di curvatura e la 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 1 km);
- Un cavidotto interrato esterno a 36 kV per il collegamento del campo agro-fotovoltaico alla sezione a 36 kV della SE "Monreale 3" (lunghezza cavidotto complessivamente di circa 12 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). Dalle 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 stazione elettrica di trasformazione 36/220 kV "Monreale 3".

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

Tabella 8 - Sintesi Impianto agrofotovoltaico

	Sottocampo A	Sottocampo B	Sottocampo C	Sottocampo D
Tipologia di Pannelli	Hi-MO5m LR5 72HBD 550M			
N° Pannelli x Stringa	28			
Applicazione	Agro FV			
N° Tracker/Stringhe	222	161	333	329
Totale Tracker/Stringhe	1045			
N° Pannelli	6216	4508	9324	9212
Totale Pannelli	29260			
N° QdS	19	14	28	28
Totale QdS	89			
Potenza [kWp]	3418,8	2479,4	5128,2	5066,6
Potenza Totale [MWp]	16,093			
Tipologia Inverter	1665TL B640	1170TL B450	1665TL B640	1665TL B640
N° Inverter x PS	2	2	3	3
N° Power Station (PS)	4			
Potenza [kWac] a $\cos \varphi = 0,95$.	3159,7	2221,1	4739,55	4739,55
Sovraccaricabilità [%] a $\cos \varphi = 0,95$	108%	112%	108%	107%
Potenza Totale [MWac] $\cos \varphi = 0,95$	14,8599			
Potenza [kWac] a $\cos \varphi = 1$	3326	2338	4989	4989
Sovraccaricabilità [%] a $\cos \varphi = 1$	103%	106%	103%	102%
Potenza Totale [MWac] $\cos \varphi = 1$	15,6420			

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;

5.2 Elementi tecnici costituenti l'impianto agrofotovoltaico

La tecnologia relativa alle opere previste in progetto (pannelli, tracker, inverter etc..) e adottate per il dimensionamento del campo agrofotovoltaico sono da intendersi come indicative e tipologiche. In fase esecutiva potranno di fatto essere adottati elementi tecnologici di fornitori differenti da quelli indicati, con caratteristiche comunque non dissimili a quelle proposte.

5.2.1 Modulo FV

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 fotovoltaico⁷. 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 bifacciali.

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 della superficie su cui i moduli vengono installati.

⁷ 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.

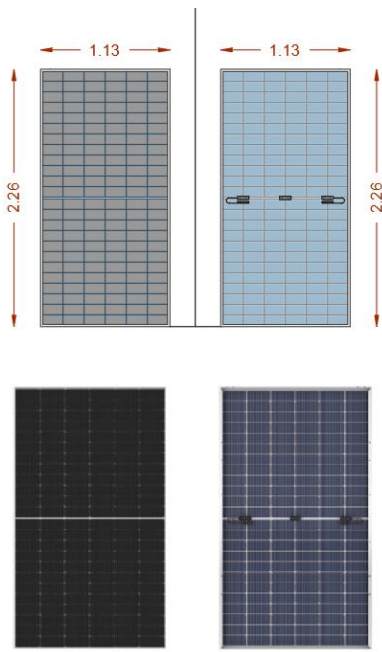
L'albedo è l'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un fattore di albedo pari a 0,75;
- superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata.

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-fotovoltaiche, impianti galleggianti o integrati nelle facciate degli edifici sono alcuni esempi.

Ritornando alla tecnologia progettuale, nelle seguenti tabelle si riportano le principali caratteristiche dei moduli FV ipotizzati:

Brand / Modello	Longi / Hi-MO5m LR5 72HBD	
	550M	
Potenza [Wp]	550	
Tensione Vmp @ 25°C [V]	41,95	
Tensione Voc @ 25°C [V]	49,8	
Corrente Imp [A]	13,12	
Corrente Isc [A]	13,99	
Coefficiente di Temperatura Voc [%/°C]	-0,27	
Coefficiente di Temperatura Vmp [%/°C]	-0,34	
Rendimento [%]	23,17	
Dimensione maggiore [mm]	2256	

Dimensione minore [mm]	1133	
Spessore [mm]	35	
Peso [kg]	32,3	

Tabella 9 -Modulo FV

L’impianto proposto prevede l’impiego di 29260 moduli FV. 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.

5.2.2 Tracker mono-assiale

L’impianto verrà realizzato su strutture ad inseguimento solare monoassiali 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 due file da 14 pannelli FV al loro interno, secondo la disposizione tecnicamente riconosciuta come “2 Portrait”, per una potenza totale di 15,4 kWp per singola struttura, si riportano le caratteristiche riepilogative della struttura e un disegno preliminare:

<i>Brand / Modello</i>	Convert / TRJ	
<i>Tipologia</i>	2 Portrait (2P)	
<i>Tecnologia</i>	Monoassiale con backtracking	
<i>Angolo di Rotazione</i>	± 55°C	
<i>Massima inclinazione terreno N-S</i>	15% (8°C ca)	
<i>Numero di moduli per Tracker/Stringa</i>	2x14	
<i>Lunghezza Tracker [m]</i>	16,29	

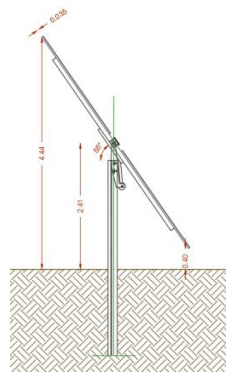
Larghezza [m]	4,91	
Altezza del fulcro dal suolo [m]	2,412	
Pitch [m]	9,8	

Tabella 10 -Tracker/Stringa

Si riportano alcuni dettagli della tavola “FV.MNR02.PD.F.01 - Particolari costruttivi tracker e pannelli FV Pianta, prospetti e sezione”:

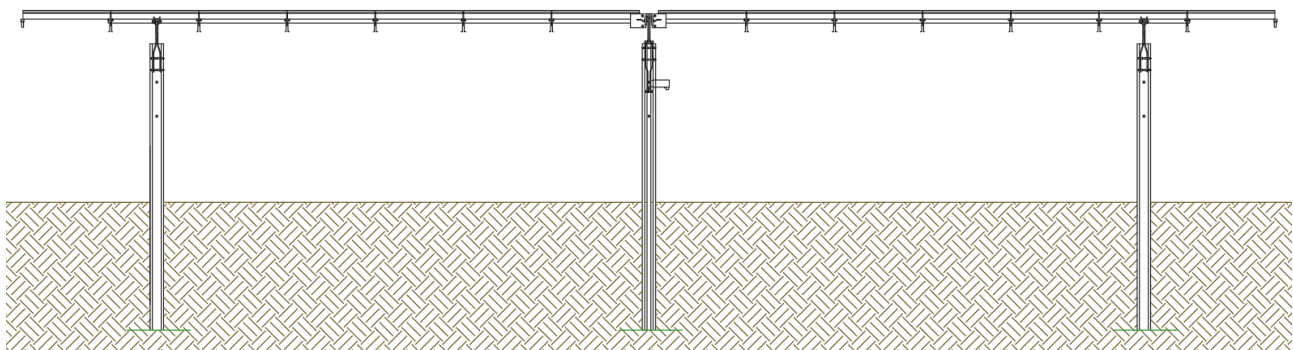


Figura 19 - Tracker 2P - Vista Longitudinale in condizione di riposo

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

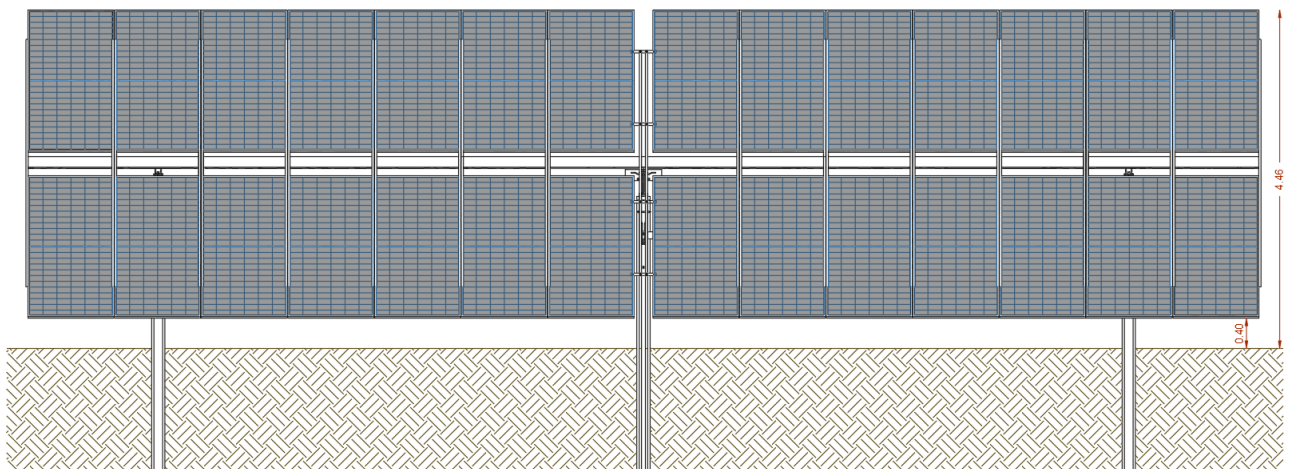


Figura 20 - Tracker 2P con Moduli FV - Vista Longitudinale

Nel progetto presentato sono state utilizzate 1045 strutture tracker.

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 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.

5.2.3 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. Nel caso progettuale in esame, sono stati previsti 89 quadri di stringa.

Disponibile in modelli da 8 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 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:


Brand - Modello	INGETEAM – INGECON SUN StringBox 12B	
N° max di input FV	12	
Corrente di corto-circuito I_{sc} [A]	13,98	
Corrente di impiego I_{mp} [A]	13,12	
Corrente max di corto-circuito [A]	167	
Tensione max [V]	1500	
Fusibile	Uno per polo	
Scaricatore	Tipo I e II	
Sezionatore DC	250 A, 2 poli	
Peso [kg]	40	
Dimensioni (L x A x P) [mm]	930 x 730 x 260	

Tabella 11 -Quadri di Stringa
5.2.4 Inverter centralizzato

In fase progettuale si è cercato di uniformare la tecnologia inverter da utilizzare a vantaggio dell'economicità e in modo da facilitare la manutenzione. Si riportano di seguito le caratteristiche principali dei due modelli utilizzati in fase di dimensionamento preliminare:

Brand / Modello	INGETEAM / 1170TL B450	INGETEAM / 1665TL B640
Potenza Nominale in Input da Stringa FV [kWp]	1157	1646
Potenza Massima in Input da Stringa FV [kWp]	1520	2162
Vmpp min [V]	645	907
Vmpp max [V]	1300	
Tensione Massima [V]	1500	
Massima corrente [A]	1870	
Potenza di uscita [kVA] @ 30°C	1169	1663
Tensione di uscita [V]	450 (Sistema IT)	640 (Sistema IT)


Tabella 12 - Inverter interni alle Power Station (PS)

Per il progetto in esame, sono stati ipotizzati 2 inverter 1170TL in 1 PS e 8 inverter da 1665TL in 3 PS.

5.2.5 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 INGECON 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.

<i>Brand / Modello</i>	INGECON / SUN FSK		
<i>Tipo</i>	4995 B SERIES	3330 B SERIES	2340 B SERIES
<i>N° Inverter</i>	3	2	2
<i>Potenza Output [kVA] @30°C</i>	4989	3326	2338
<i>Tensione Trafo lato BT [V]</i>	640		450
<i>Tensione Trafo lato MT [V]</i>	36		



Tabella 13 - Power Station

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.

5.3 Opere civili

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

- installazione pali tracker;
- realizzazione della fondazione per le 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 scavi.

Si rimanda alla Relazione "FV.MNR02.PD.A.08 – Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici" per dettagli più approfonditi.

5.3.1 Pali tracker

I moduli fotovoltaici sono sostenuti da strutture metalliche fondate su un sistema di pali infissi, per almeno 1,65 m, 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 21 -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:

- annullare 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.

5.3.2 Fondazione Power Station

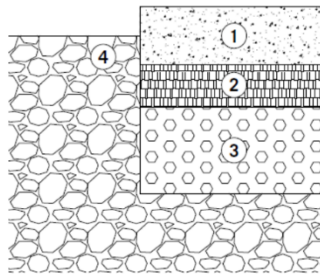
Quando il posizionamento delle Power Station all'interno del layout di impianto è stato definito si può procedere alla pianificazione delle attività necessarie all'installazione della struttura. Per garantire il corretto montaggio della Power Station bisogna seguire delle precise linee guida fornite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

Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Altezza [m]
13,0	4,0	0,60

Tabella 14 - Dimensioni basamento Power Station

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	53 di 91



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

Alla luce di quanto mostrato in Figura 22, 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 seguito 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 23.

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.

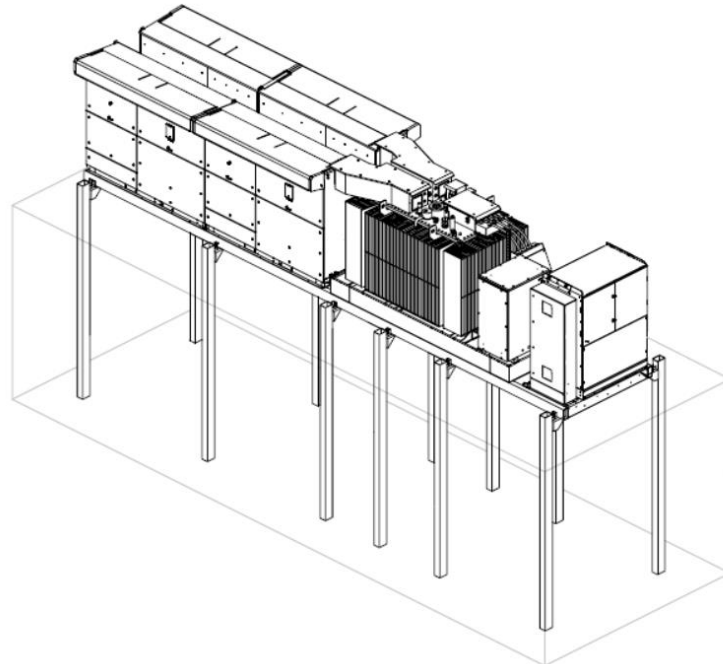


Figura 23 -Soluzione di installazione su pali in caso di necessità

5.3.3 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;
- rinfiando 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 mm^2 per il rame e 35 mm^2 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:

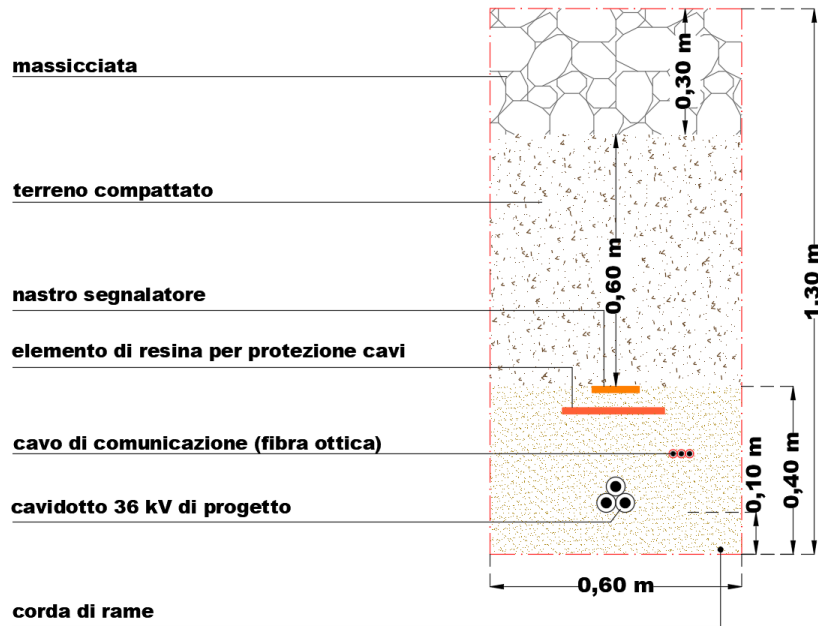


Figura 24 - Sezione Cavidotto Singola Terna su Strada Bianca

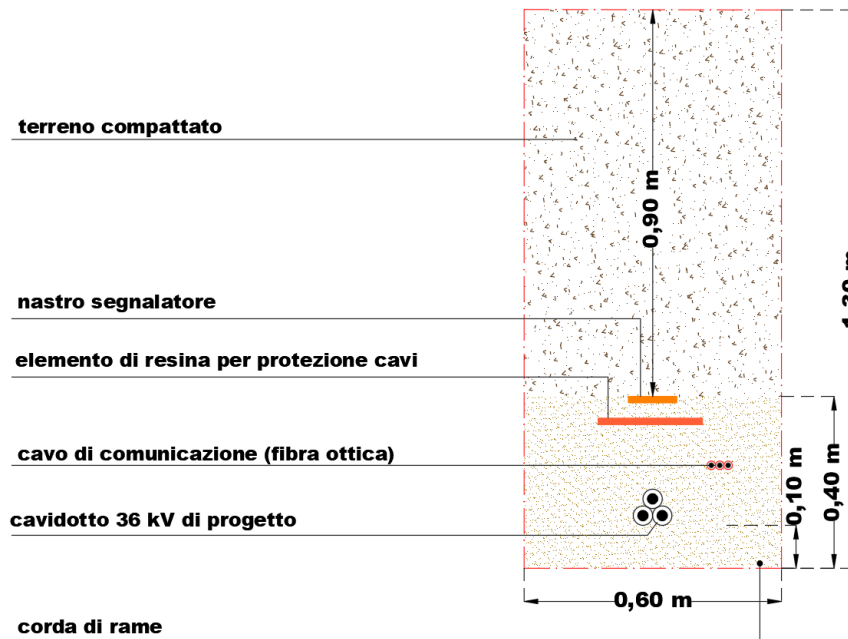


Figura 25 - Sezione Cavidotto Singola Terna su Terreno

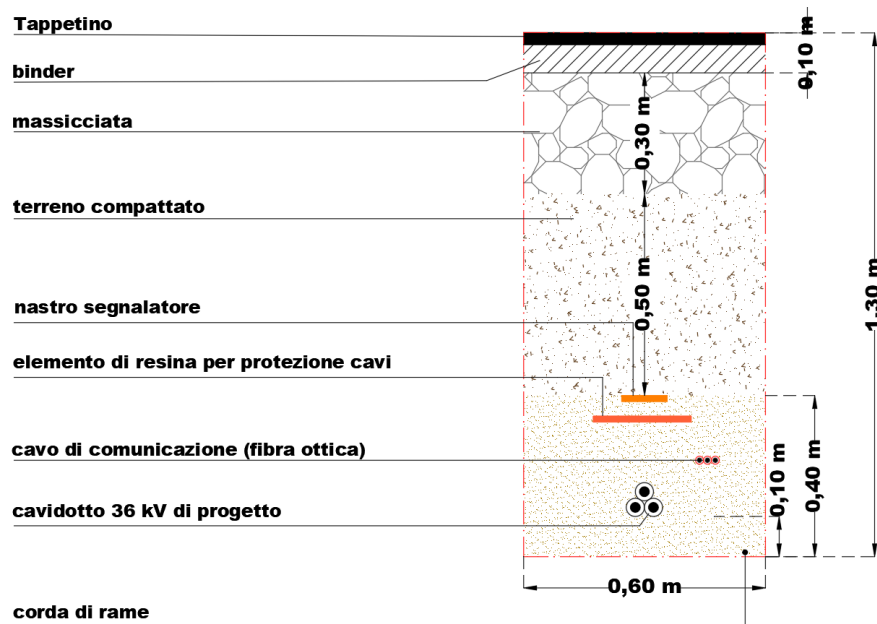


Figura 26 - Sezione Cavidotto Singola Terna su Strada Asfaltata

Si rimanda alla Tavola "FV.MNR02.PD.E.01 – Layout di progetto su CTR in fase di cantiere" per ulteriori dettagli.

5.3.4 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 sottostazione prefabbricata. 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 esteri 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.

5.3.5 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.

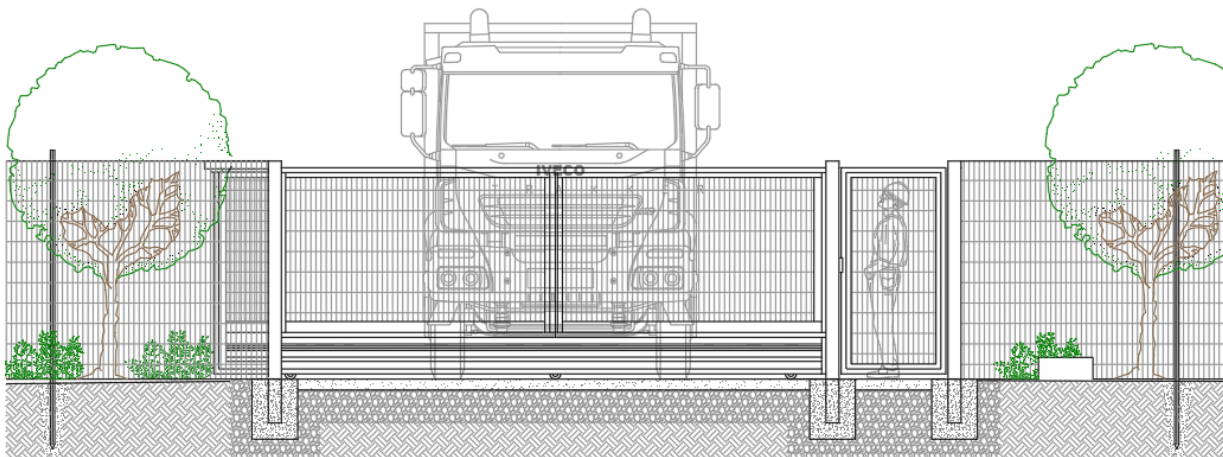


Figura 27 -Particolari Recinzioni, Cancelli e Piantumazione Perimetrale

Il progetto prevede, inoltre, di realizzare una fascia arborea perimetrale da utilizzare come fascia di mitigazione, nella quale saranno piantate 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.

5.3.6 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;

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	58 di 91

- scavi e riporti di regolarizzazione;
- apertura della sede stradale e dei piazzali e delle eventuali pertinenze secondo i disegni di progetto e le particolari prescrizioni che può dare la Direzione Lavori in sede esecutiva;
- formazione dei cassonetti, per far luogo alla pavimentazione del sottofondo stradale;
- 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.MNR02.PD.A.03 - Piano Preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo" per ulteriori dettagli.

5.4 Opere impiantistiche

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

- installazione moduli FV su tracker;
- installazione degli Inverter nelle Power Station;
- esecuzione dei collegamenti elettrici in DC e a 36 kV;
- realizzazione impianto di illuminazione e videosorveglianza;
- realizzazione delle opere elettriche ed elettromeccaniche per la cabina di raccolta;
- realizzazione sistema di monitoraggio nella control room.

5.4.1 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:

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	59 di 91

1. 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.
2. I moduli andranno installati in un ambiente con temperatura compresa tra $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$.
3. I moduli saranno cablati in serie per aumentare la tensione o in parallelo per aumentare la corrente.
4. Si andranno a disporre in serie un numero di moduli tale da rientrare nelle specifiche tecniche di tensione degli inverter utilizzati nell'impianto.
5. 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.
6. I moduli devono essere fissati in modo sicuro per sopportare tutti i carichi previsti, inclusi i carichi di vento e neve.
7. È necessaria una distanza minima di 6,5 mm tra i moduli per consentire l'espansione termica dei telai.
8. 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.
9. 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.
10. Verranno utilizzati solo cavi solari dedicati e connettori che soddisfino le normative antincendio, edilizie ed elettriche.
11. 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.
12. 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.

5.4.2 Installazione Inverter nelle 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.

Temperatura minima ⁸	-20°C
Temperatura minima dell'aria circostante	-20°C
Temperatura massima di esercizio ⁹	60°C
Umidità relativa massima senza condensa	100%
Altitudine ¹⁰	4500 m

Tabella 15 - Condizioni ambientali di riferimento per l'inverter

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. Connessione elementi in corrente alternata.

8Se si utilizza l'apposito kit per funzionamento a basse temperature si può scendere fino a -40°C

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

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

5.4.3 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.

5.4.3.1 Cavo solare H1Z2Z2-K

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



Figura 28 - Cavo Solare H1Z2Z2-K

Questi cavi unipolari flessibili stagnato 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 esterni. 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.MNR02.PD.H.05 – Relazioni di Calcolo Preliminari sugli Impianti" per ulteriori dettagli:

Sezione [mm ²]	4
Resistenza [Ω /km] @ 90°C	5,79
Portata I ₀ [A]	44
Corrente effettiva I _z [A]	19,8

Tabella 16 -Dati cavo H1Z2Z2-K scelto

5.4.3.2 Cavo BT (DC) ARG16R16

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



Figura 29 - 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 simili.

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.MNR02.PD.H.05 – Relazioni di Calcolo Preliminari sugli Impianti” per ulteriori dettagli:

Sezione [mm ²]	300
Cavi in parallelo	1
Resistenza [Ω /km] @ 90°C	0,16
Portata I ₀ [A]	370
Corrente effettiva I _z [A]	231

Tabella 17 -Dati cavo ARG16R16 scelto

5.4.4 Cavidotto a 36 kV

Il “cavidotto interno” realizza la connessione elettrica interna al campo FV a 36 kV tra le Power Station, in collegamento “entra-esce”, e tra le Power Station e la Cabina di Raccolta.

Nella Figura 30, 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 30 - Collegamento entra-esce PS Sottocampo A e Sottocampo B

In Figura 31, 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 31 - Collegamento entra-esci PS Sottocampo D e Sottocampo C

Il “cavidotto esterno” collega l’impianto agro-fotovoltaico alla Stazione Elettrica 36/220 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.

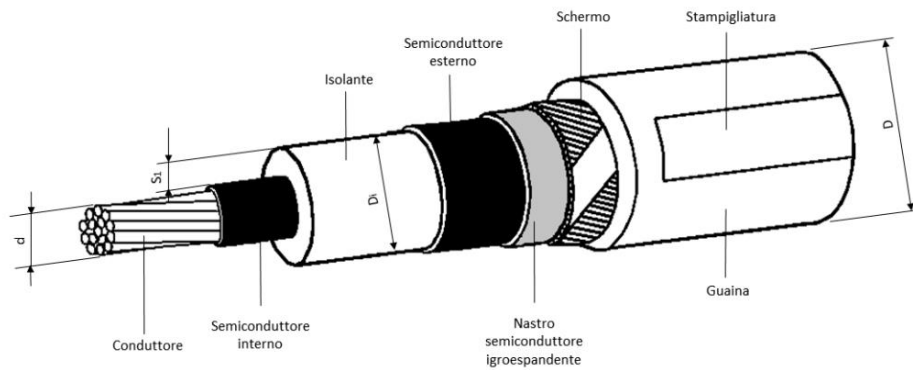


Figura 32 - Immagine indicativa del tipo di Cavo

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.MNR02.PD.H.05 – Relazioni di Calcolo Preliminari sugli Impianti" per ulteriori dettagli:

Tratta	A-B	B-CR	D-C	C-CR	Cavidotto
Sezione Cavo [mm ²]	185	185	185	185	300
Cavi in Parallelo	1	1	1	1	1
Portata Cavo I ₀ [A] ¹¹	321,00	321,00	321,00	321,00	419,00
Portata effettiva I _z [A]	279,98	240,78	279,98	279,98	365,45

Tabella 18 -Dimensionamento Cavi

¹¹ Trifoglio, direttamente interrato, a $\rho = 1 \text{ K m /W}$

5.4.5 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.MNR02.PD.F.02 – Particolari costruttivi recinzioni, cancelli, sistemi di videosorveglianza e illuminazione".

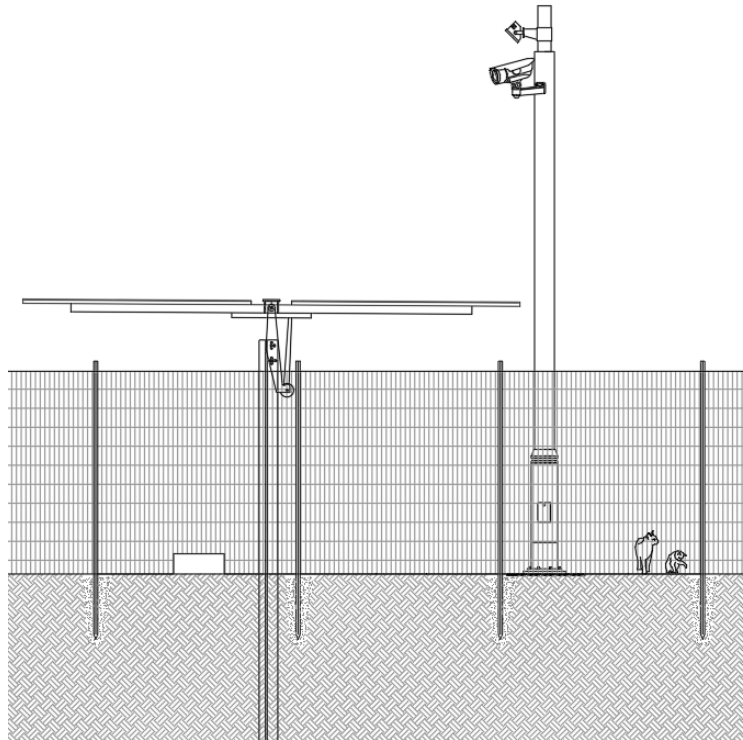


Figura 33 -Particolari Video-Sorveglianza

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.

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	68 di 91

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.

5.4.6 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:

- 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.

5.4.7 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.



RELAZIONE TECNICA GENERALE

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	69 di 91

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.

6 DISMISSIONE

Ai sensi della normativa vigente, il soggetto autorizzato proprietario dell'impianto è tenuto a dismettere le opere al termine del loro ciclo produttivo e seguendo il progetto approvato. Per il parco fotovoltaico in progetto, 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.MNR02.PD.A.05 – Progetto di Dismissione" per ulteriori dettagli.

6.1 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.

All'interno dell'area di impianto da dismettere, saranno predisposte zone per lo stoccaggio dei rifiuti, prima del loro invio a opportuni centri di raccolta/riciclaggio/smaltimento. Il deposito temporaneo potrà avvenire, secondo i criteri stabiliti dalla legge, in aree che saranno appositamente individuate. In fase esecutiva, e di comune accordo con l'impresa esecutrice dei lavori, saranno individuate le migliori modalità di gestione del cantiere e di realizzazione degli interventi, predisponendo adeguati piani di sicurezza, garantendo la totale salvaguardia dei terreni ed evitando qualsiasi fenomeno di contaminazione associabile alle operazioni svolte. 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). Una possibile area adibita a tali fini è quella prevista per l'allestimento del cantiere.

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

6.1.1 Rimozione della recinzione perimetrale e dell'impianto di video-sorveglianza

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

- Rimozione filo spinato;
- 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.

Il costo di dismissione della recinzione perimetrale è stato computato mediante un'analisi prezzi, e considerando:

- costi della manodopera;
- costi del noleggio di escavatori per lo smonto;

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	72 di 91

- costo di autocarri per il trasporto;
- costo di smaltimento dell'alluminio (CER 17.04.02) presso impianti di recupero specializzati.

6.1.2 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 **29260** moduli FV per un peso complessivo di circa **900** 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 (Figura 34) che consente il riciclo del 95% del modulo mediante trattamenti di tipo termico, meccanico, fisico e chimico:

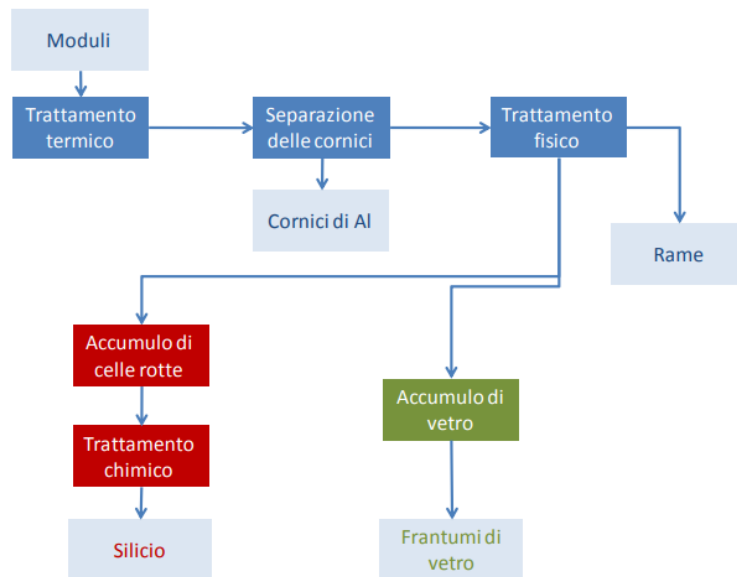


Figura 34 - Processo Deutsche Solar

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

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.

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>

**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.

Tabella 19 -Recupero/Riciclaggio Moduli FV

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 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.

6.1.3 Rimozione 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.

6.1.4 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.

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 e 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.

6.1.5 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.

6.1.6 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 11,3x4,0x2,8 m) dal piano di appoggio mediante bilico e camion con gru/autogru. 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 elettrosaldata. 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 elettrosaldata (in via preliminare di altezza fissata pari a 0,60m), 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.

6.1.7 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.

6.1.8 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 massicciata di pietrisco misto di cava) da smantellamento strade.

6.2 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. 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:

CODICE	FV.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	78 di 91

- 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.

6.3 Cronoprogramma

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

7 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 colture miglioratrici, messa a riposo dei terreni) sia dal punto di vista ambientale, aumentando la permeabilità del sito attraverso l'inserimento di specie arbustive ed arboree autoctone e favorendo lo sviluppo delle specie erbacee locali nelle superfici incolte al di sotto dei tracker.

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.

7.1 Descrizione del territorio e del paesaggio

Il comune di Monreale presenta una superficie agricola utilizzata di circa 31815 ha, di cui il 65,80% è destinato alla coltivazione di seminativi, il 19% alla coltivazione della vite, mentre la restante superficie è destinata alla coltivazione di colture legnose agrarie (esclusa la vite) e orti familiari (*fonte: 6° Censimento dell'Agricoltura*). Gli allevamenti zootecnici stanziali sono scarsamente presenti. La popolazione occupata nel comparto agricolo si attesta al 16,8% della forza lavoro comunale. Percentuale ben superiore alla media provinciale, che si attesta al 10,9%.

Inoltre, il sito in questione presenta delle temperature medie annue di 18-19 °C, con dei picchi di calore nel mese di agosto (raggiungendo 37-38 °C); le temperature raramente scendono sotto lo zero. La temperatura e la piovosità dell'area sono condizionate dalla frequenza con cui spirano i venti, data l'assenza di rilievi significativi nella zona, che infatti si presenta con una forte e persistente ventosità. L'inquadramento climatico risulta importante ai fini dell'individuazione delle specie vegetali da utilizzare per la coltivazione. L'agricoltura prevalente dell'area è, infatti, costituita da seminativi, in particolare destinati alla produzione di frumento, data la scarsità delle precipitazioni nei periodi primaverili/estivi.

7.2 Definizione del piano colturale

Nella definizione del piano colturale 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 colturale. Le colture ortive e/o floreali risultano essere poco adatte per essere coltivate tra le interfile dell'impianto fotovoltaico in quanto:

- necessitano di molte ore di esposizione diretta alla luce;
- richiedono l'impiego di molta manodopera specializzata;
- hanno un fabbisogno idrico elevato;
- la gestione della difesa fitosanitaria è molto complessa.

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

- a) Copertura con manto erboso;

- b) Leguminose da granella;
- c) Colture officinali.

Le specie impiegate per la realizzazione, meglio rappresentate nelle tavole “FV.MNR02.PD.AGRO.03-Tavola agronomica delle essenze (Parte 1 di 2)” e “FV.MNR02.PD.AGRO.04 – Tavola agronomica delle essenze (Parte 2 di 2)”, rappresentano, inoltre, un utile strumento per la lotta alla desertificazione grazie all’azione fornita dall’apparato radicale delle stesse.



Figura 35 - Esempi di specie coltivabili

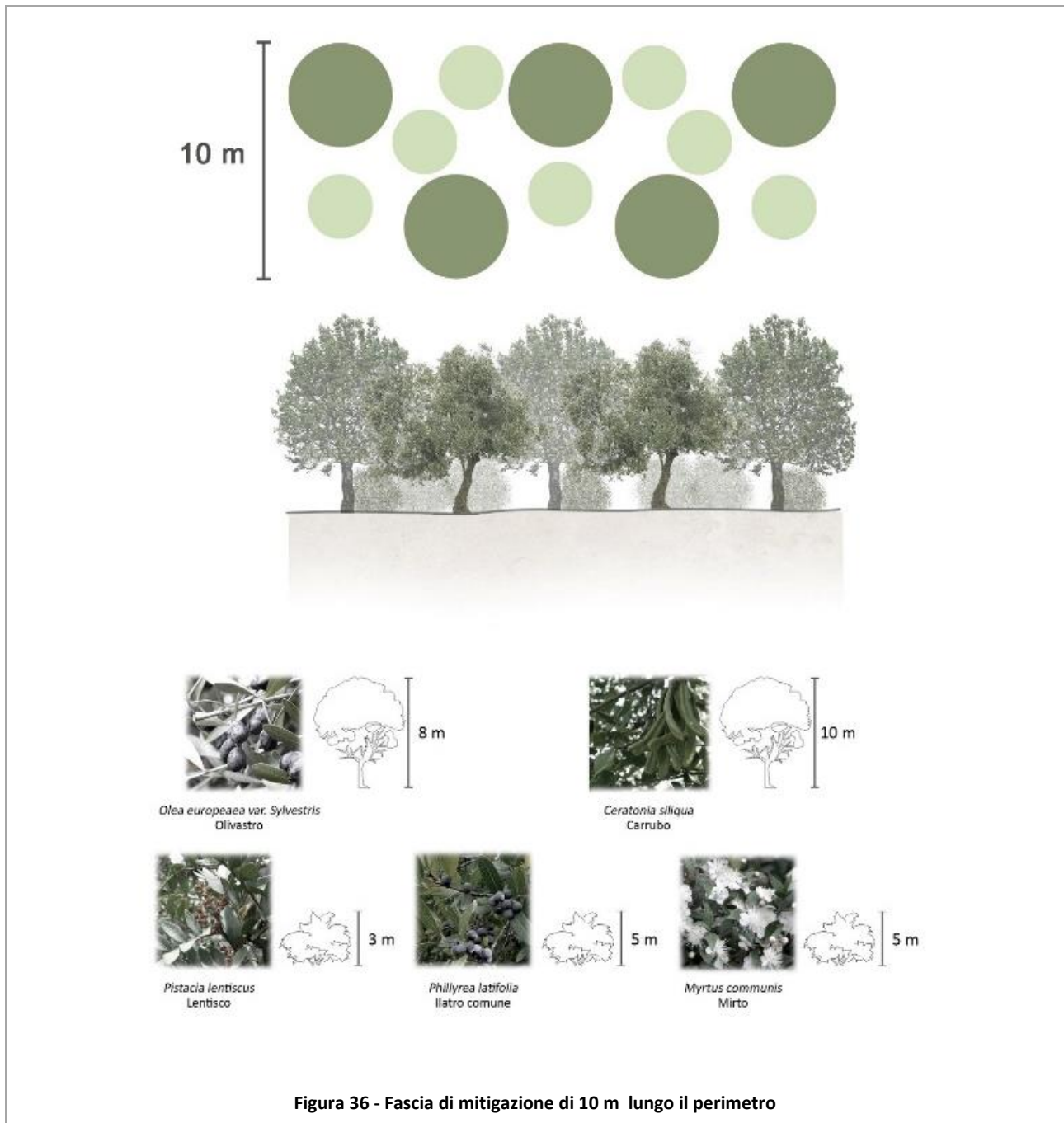
7.3 Opere di compensazione

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 perimetrale di mitigazione e l’imboschimento di una superficie.

Le specie saranno piantate su una fascia di 10 metri, allocate in doppio filare in modo da fornire un effetto coprente della recinzione e dell’impianto. 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 *Olea europea* var. *Sylvestris* e *Ceratonia siliqua* ed uno strato arbustivo più basso costituito da *Phillyrea latifolia*, *Pistacia lentiscus*, *Myrtus communis*, in modo da massimizzare l’effetto coprente della recinzione e dell’impianto.

Tali aspetti sono rappresentati nel dettaglio nell'elaborato "FV.MNR02.PD.AGRO.02 – Layout delle aree verdi produttive e di mitigazione", e spiegati nel dettaglio nella "FV.MNR02.PD.AGRO.01 – Relazione pedo-agronomica".



Oltre a questi aspetti legati alla mitigazione, sono stati introdotti degli interventi mirati alla compensazione ambientale delle aree circostanti i moduli (descritti negli elaborati agronomici di progetto), attraverso degli interventi quali:

- Asole di piccola fauna, per favorire il passaggio della fauna lungo la recinzione, posizionate ad intervalli regolari di circa 20-30m;
- Rifugi per uccelli, per consentire il rifugio di specie volatili migratorie;
- Cumuli di pietre, per favorire la sosta di specie faunistiche (es. serpenti) che tipicamente sostano in tali aree.



Figura 37 - Esempi di opere di mitigazione

7.4 Considerazioni economiche

La filiera delle piante officinali può rappresentare una valida alternativa alla coltivazione del frumento duro, negli areali produttivi adeguati. Negli ultimi anni si è assistito ad un crescente interesse da parte dei consumatori e del mercato in generale per i prodotti naturali, il cui impatto ambientale è minimo.

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.

8 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.

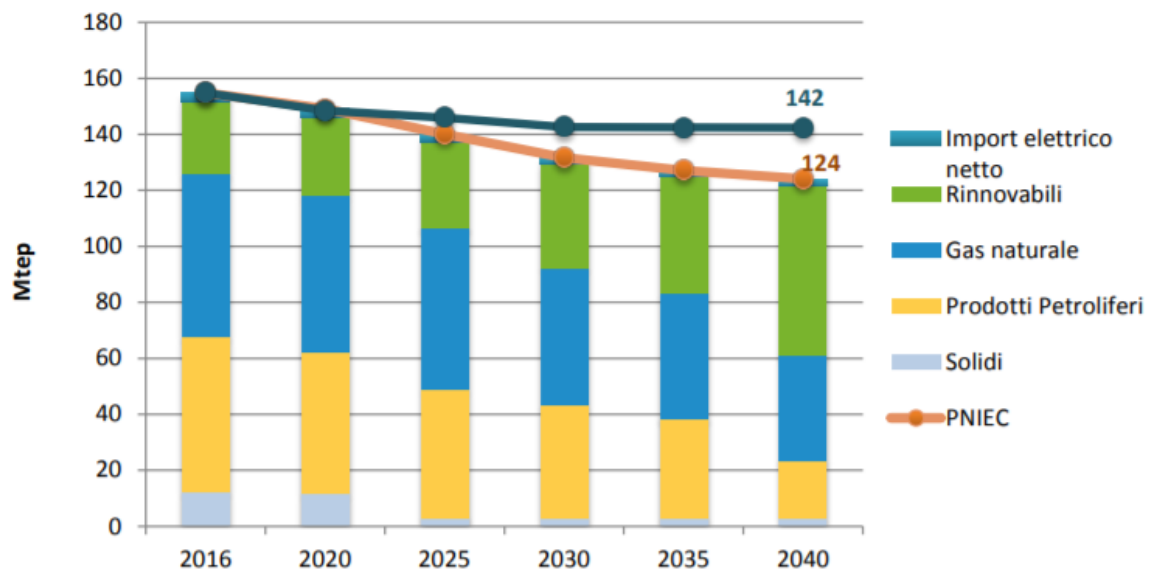


Figura 38 -Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC [Fonte: RSE] - Figura 64 del PNIEC

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.

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

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.MNR02.PD.A.01.2
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	04/2022
PAGINA	87 di 91

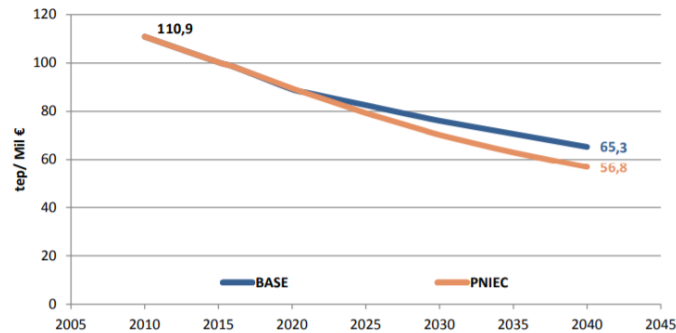


Figura 39 - Evoluzione dell'intensità energetica¹³ al 2040 – Figura 65 del PNIEC

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.

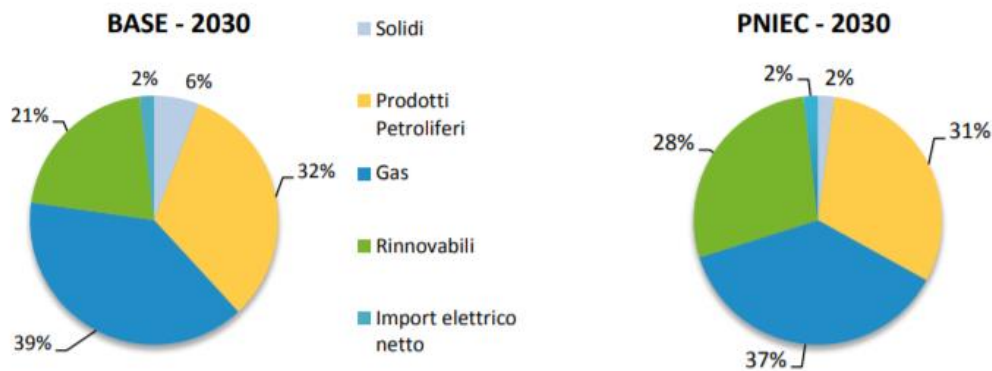


Figura 40 - Mix del fabbisogno primario al 2030 - Figura 66 del PNIEC

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

¹³ Esclusa produzione elettrica da pompaggi – nota 46 del PNIEC

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 domanda di energia primaria. Nella proiezione PNEC 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 elettrolitici e pompaggi) sia associate agli impianti di generazione stessi (accumuli elettrolitici). 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.”

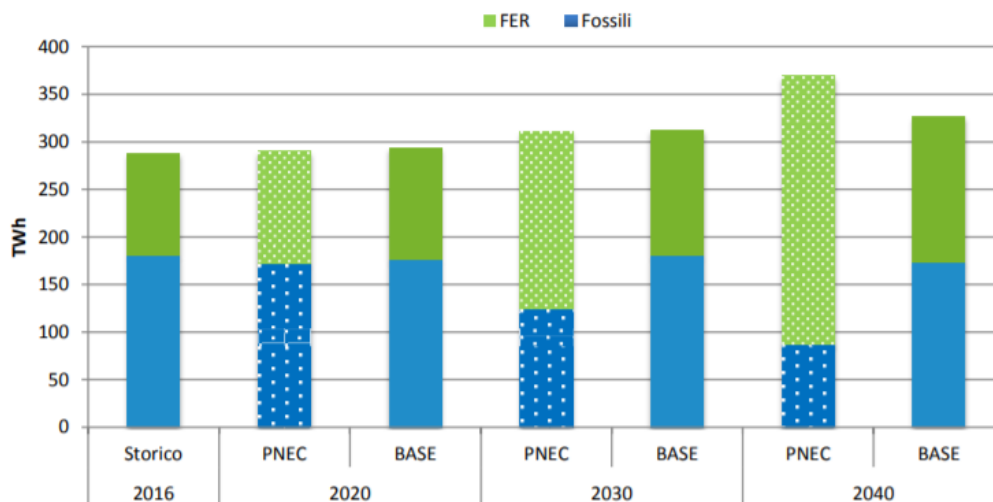


Figura 41 - Evoluzione della generazione elettrica⁴⁶ al 2040 [Fonte: RSE] - Figura 67 del PNEC

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.

8.1 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)¹⁴. 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;
- 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.

¹⁴Sono esaminate soltanto le ricadute temporanee riguardo all'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene. Nota 48 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
Riqualficazione edifici residenziale	3,1	1.093	384	-157	13.341
Usi elettrici e pdc terziario	0,9	777	219	79	8.857
Riqualficazione 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

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

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.

	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

Tabella 23 -Dati estratti da Tabella 25 per i soli impianti fotovoltaici