



CITTA' DI VILLALBA

REGIONE SICILIA

IMPIANTO AGROVOLTAICO "VILLALBA"

della potenza di 40,00 MW in immissione e 41,12 MW in DC

PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:



Theia srl

THEIA s.r.l.
Via V. Gioberti, 11
76123 Andria (BT)
P.IVA: 08422280720
Tel: +39 0883 553714
Email pec: theia_srl@pec.it

PROGETTAZIONE:



TÈKNE srl
Via Vincenzo Gioberti, 11 - 76123 ANDRIA
Tel +39 0883 553714 - 552841 - Fax +39 0883 552915
www.gruppotekne.it e-mail: contatti@gruppotekne.it



PROGETTISTA:

Dott. Ing. Renato Pertuso
(Direttore Tecnico)

LEGALE RAPPRESENTANTE:

dott. Renato Mansi



TEKNE srl
SOCIETÀ DI INGEGNERIA
IL PRESIDENTE
Dott. RENATO MANSI

PD

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Tavola: **RE01**

Filename:

TKA616-PD-RE01-Relazione tecnica generale-R1.doc

Data 1°emissione:

Dicembre 2021

Redatto:

M.FALCO

Verificato:

G.PERTOSO

Approvato:

R.PERTUSO

Scala:

Protocollo Tekne:

n° revisione

1 Febbraio 2023

A.DI BARI

G.PERTOSO

R.PERTUSO

TKA616

INDICE

1. INTRODUZIONE	4
1.1. SOCIETÀ PROPONENTE	7
2. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	8
2.1. L'ENERGIA SOLARE IN ITALIA	11
2.2. L'ENERGIA SOLARE IN SICILIA	14
2.3. STIMA DELLA PRODUZIONE ANNUA DELL'IMPIANTO	19
2.4. VANTAGGI AMBIENTALI	20
2.5. VANTAGGI SOCIOECONOMICI	21
2.6. QUADRO NORMATIVO NAZIONALE	22
2.7. NORMATIVA REGIONALE DI RIFERIMENTO	23
3. IL PROGETTO	24
3.1. DESCRIZIONE DEL SITO	24
3.2. DESCRIZIONE DELL'ACCESSO AL SITO	25
3.3. ANALISI DEI VINCOLI	26
3.4. SCHEDA IDENTIFICATIVA DELL'IMPIANTO	27
3.5. DESCRIZIONE GENERALE	28
3.6. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE	30
3.7. MODULI FOTOVOLTAICI	34
3.8. INVERTER	38
3.9. TRASFORMATORE MT/BT	40
3.10. CABINA MT DI CAMPO	40
3.11. CABINA DI RACCOLTA MT	41
3.11.1. QUADRO MT	41
3.11.2. TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	41
3.11.3. QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	42
3.11.4. QUADRI MISURE FISCALI (QMF)	42
3.12. POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	42
3.13. COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	43

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Dicembre 2021	M.Falco	G. Pertoso	R. Pertuso	TKA616
	R1	Febbraio 2023	A.Di Bari	G. Pertoso	R. Pertuso	Filename:
						TKA616-PD-RE01

3.14	SISTEMA DI SUPERVISIONE IMPIANTO	44
3.15	FONDAZIONI STRUTTURE FOTOVOLTAICHE	45
3.16	DESCRIZIONE DELLE CABINE ANNESSE ALL'IMPIANTO	47
3.17	VIABILITÀ INTERNA	49
3.18	RECINZIONI	50
3.19	ALLARME ANTINTRUSIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	51
3.20	MITIGAZIONE VISIVA CON SPECIE AUTOCTONE	52
3.21	AGROVOLTAICO	53
3.22	AGRICOLTURA SMART	58
3.23	LINEE GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI – MITE – GIUGNO 2022	60
4	<u>QUANTIFICAZIONE DELLE RISORSE NATURALI NECESSARIE IN TERMINI DI ENERGIA, DI MATERIALI UTILIZZATI E DI PRODUZIONE DI RIFIUTI</u>	72
5	<u>FASE DI REALIZZAZIONE IMPIANTO E OPERE CONNESSE</u>	76
5.1	CRONOPROGRAMMA DI REALIZZAZIONE IMPIANTO	77
6	<u>FASE DI ESERCIZIO</u>	78
7	<u>FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI</u>	79
7.1	SMALTIMENTO STRINGHE FOTOVOLTAICHE	79
7.2	SMALTIMENTO CARTA	80
7.3	SMALTIMENTO E.V.A. E PARTI PLASTICHE	81
7.4	SMALTIMENTO VETRO	82
7.5	SMALTIMENTO ALLUMINIO	83
7.6	SMALTIMENTO CELLE FOTOVOLTAICHE	83
7.7	RECUPERO CABINE ELETTRICHE PREFABBRICATE	84
7.8	SMALTIMENTO CAVI ELETTRICI ED APPARECCHIATURE ELETTRONICHE, VIDEOSORVEGLIANZA	85
7.9	RECUPERO VIABILITÀ INTERNA	86
7.10	RECUPERO RECINZIONE	86
7.11	CRONOPROGRAMMA DISMISSIONE	87
8	<u>RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI</u>	88

9	QUANTIFICAZIONE DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	89
10	LE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE A LIVELLO LOCALE	90
10.1	FASE DI COSTRUZIONE	90
10.2	FASE DI ESERCIZIO	92
10.3	FASE DI DISMISSIONE	93

NOTA:



Con il seguente riquadro sono indicate le integrazioni richieste dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - Commissione Tecnica PNRR-PNIEC con nota *Registro Ufficiale U. 0000833 del 26-01-2023*.

1. INTRODUZIONE

La presente relazione descrittiva generale è stata redatta conformemente a quanto previsto dall'Art. 25 ai commi 1 e 2 del DPR 207/2010 e s.m.i.

Il progetto dell'**impianto agrovoltaico "Villalba"** nell'omonimo comune di Villalba (CL) ha come obiettivo la realizzazione di una centrale fotovoltaica combinata alla coltivazione estensiva di "Aloe vera" all'interno del campo fotovoltaico, unita alla coltivazione di frumento duro di Sicilia e fico d'india sulle superfici esterne all'area di impianto comunque in disponibilità della Società Proponente. Le strutture fotovoltaiche di tipo fisso produrranno energia elettrica per mezzo dell'installazione di un generatore fotovoltaico per complessivi **41,128 MWp**, come somma delle potenze in condizioni standard dei moduli fotovoltaici. La potenza attiva massima che verrà immessa nella Rete di Trasmissione elettrica Nazionale sarà pari a **40 MW**.



Oltre alla centrale agrovoltaica sono oggetto della presente richiesta di PUA ai sensi dell'Art. 27 del D.lgs. 152/06 e s.m.i. anche tutte le opere di connessione alla RTN, compreso il cavidotto di connessione a 36 kV tra l'impianto fotovoltaico e lo stallo di utenza ubicato nella Stazione Elettrica Terna "Marianopoli" 30/150 kV già realizzata in località "Contrada Vallinferno" nel Comune di Marianopoli (CL).

Il progetto si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" le cui finalità sono:

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

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, i criteri adottati e la compatibilità ambientale del progetto.

Il progetto è rivolto all'utilizzo del sole come risorsa per la produzione di energia pulita. Il termine fotovoltaico deriva infatti dall'unione di due parole: "Photo" dal greco phos (Luce) e "Volt" che prende le sue radici da Alessandro Volta, il primo a studiare il fenomeno elettrico.

Quindi, il termine fotovoltaico significa letteralmente: **"elettricità dalla luce"**.

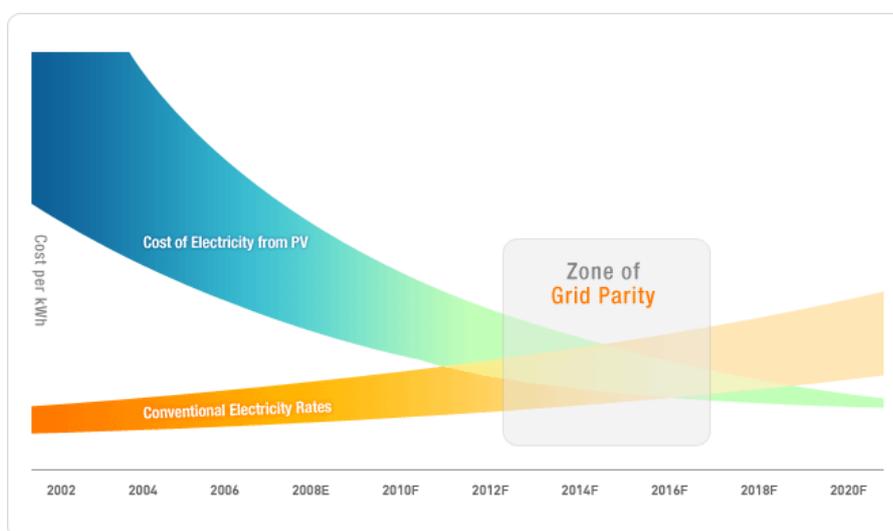
Il settore fotovoltaico italiano è in procinto di vivere una nuova fase molto importante del suo percorso di crescita, proiettato ormai verso uno stadio di completa maturazione. I target europei appena definiti per le fonti rinnovabili (32%) dal recente trilogio comunitario richiederanno molti sforzi su diversi fronti, e il fotovoltaico avrà sicuramente un ruolo da protagonista.

L'impianto fotovoltaico in oggetto appartiene alla tipologia di impianti eserciti in **grid-parity**. Nella terminologia tecnica in uso, sta a significare che la produzione di energia elettrica da fonte solare è realizzata senza incentivi, con remunerazione economica pari alla somma:



- i) della quota parte di energia elettrica scambiata con la rete e valorizzata economicamente in regime di Ritiro Dedicato o Scambio sul posto, e
- ii) del mancato costo di acquisto dell'energia elettrica per la quota auto consumata.

I due regimi commerciali gestiti dal GSE prevedono modalità di esercizio in autoconsumo totale o parziale, in ragione della classe di potenza impiantistica kWp, e del profilo energivoro del cliente produttore soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico. All'esercizio in

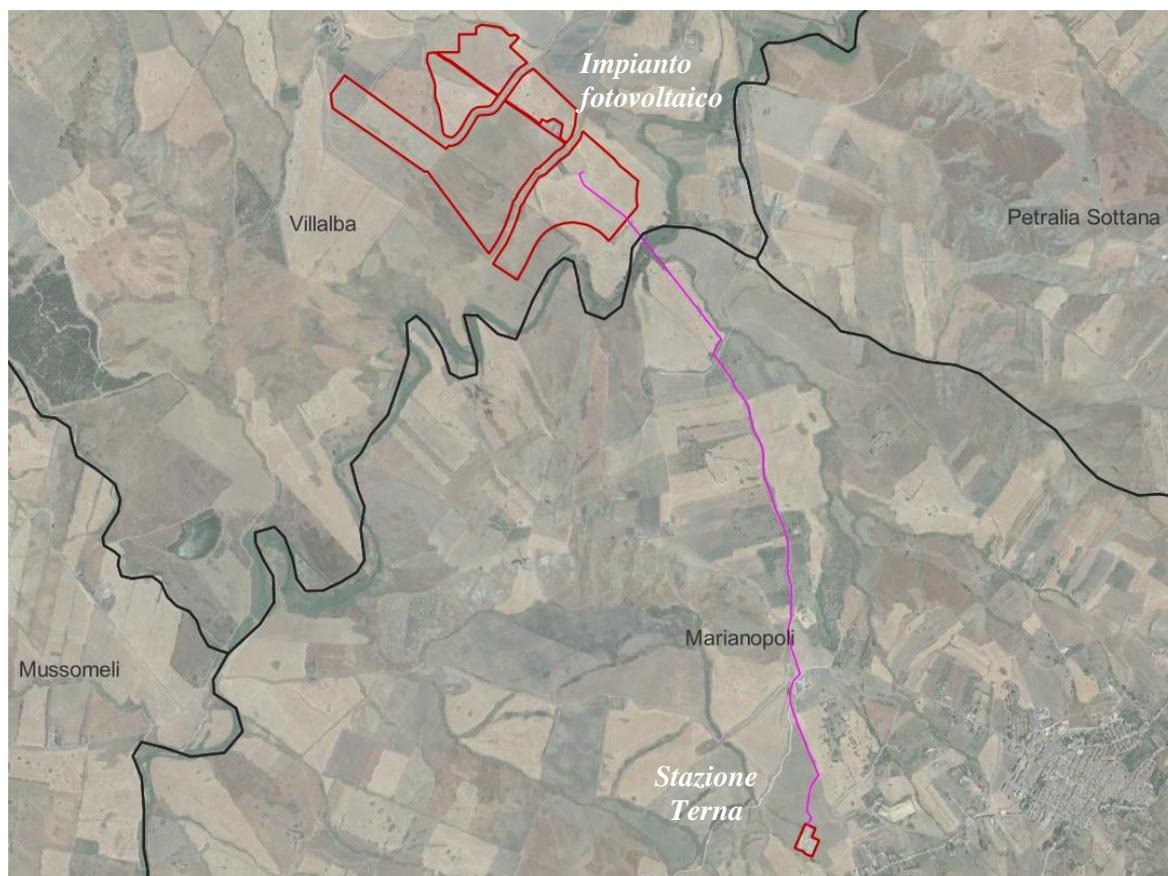


grid-parity è associato un costo di generazione del kWh fotovoltaico (Levelised Energy Cost), ma anche un Tasso interno di rendimento dell'investimento nella realizzazione impiantistica che deve essere confrontato con valori benchmark del TIR, per valutare se rischiare l'investimento (Condizione di Raggiungibilità della Grid-Parity).

Per far sì che venga raggiunta la “parità” è necessario sfruttare al massimo le **economie di scala** e quindi realizzare impianti di grossa taglia che concentrino le opere di impianto in un’unica area e le opere di connessione in unico percorso.

La fonte fotovoltaica, inoltre, essendo sensibile agli ombreggiamenti necessita di superfici alquanto pianeggianti che riescono a conferire all’impianto regolarità e facilità di installazione delle strutture che, ormai non necessitano più di opere di fondazione in calcestruzzo ma vengono installate mediante semplice infissione. I criteri di progettazione che hanno fatto ricadere la scelta dell’area nel Comune di Villalba, sono di seguito sintetizzati:

- 1) **l’area si presenta orograficamente adatta all’installazione di impianti fotovoltaici in quanto prevalentemente collinare, con pendenze inferiori al 25%, libera da alberature ed edifici e con una ridotta presenza di sottoservizi aerei e/o interrati;**
- 2) **l’area di progetto è particolarmente vocata alla coltivazione di grano, orzo, legumi e piante grasse, tutte attività agricole compatibili con l’installazione e la coesistenza di una centrale fotovoltaica;**
- 3) **l’area netta di impianto risulta priva di vincoli paesaggistici e non risulta inserita nelle aree non idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili.**



1.1. Società Proponente

THEIA S.R.L.,

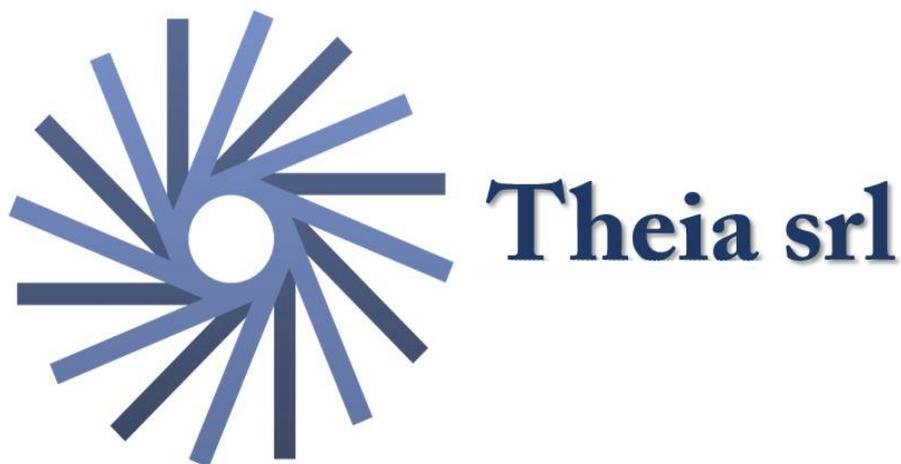
con sede legale aa ANDRIA (BT), Via Vincenzo Gioberti, 11 - CAP 76123

Indirizzo e-mail: theiasrl20@gmail.com

Indirizzo PEC: theia_srl@pec.it

Numero REA: BA - 625729

Codice fiscale / P.IVA: 08422280720



THEIA srl è una Società con una comprovata esperienza nella progettazione, finanziamento, costruzione e messa in esercizio di impianti fotovoltaici ad alte prestazioni.

Tutte le installazioni che vengono sviluppate e costruite sono dotate di materiali di altissima qualità per garantire il corretto funzionamento, una maggiore durata ed il ritorno sull'investimento.

2. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Le iniziative volte alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili perseguono il soddisfacimento di un interesse che, lungi dall'essere solo privato, è, in primo luogo, un interesse pubblico e, in particolare, quell'interesse in considerazione del quale il legislatore del D.Lgs. 387/2003 ha attribuito ai medesimi fonti la qualifica di opere di pubblica utilità, urgenza ed indifferibilità (art. 12).

Le "fonti rinnovabili" di energia sono così definite perché, a differenza dei combustibili fossili e nucleari destinati ad esaurirsi in un tempo definito, possono essere considerate **inesauribili**.

Sono fonti rinnovabili l'energia solare e quelle che da essa derivano, l'energia eolica, idraulica, delle biomasse, delle onde e delle correnti, ma anche l'energia geotermica, l'energia dissipata sulle coste dalle maree ed i rifiuti industriali e urbani.

La transizione verso basse emissioni di carbonio intende creare un settore energetico sostenibile che stimoli la crescita, l'innovazione e l'occupazione, migliorando, allo stesso tempo, la qualità della vita, offrendo una scelta più ampia, rafforzando i diritti dei consumatori e, in ultima analisi, permettendo alle famiglie di risparmiare sulle bollette.

Un approccio razionalizzato e coordinato dell'UE garantisce un impatto per tutto il continente nella **lotta contro i cambiamenti climatici**. Per ridurre le emissioni di gas a effetto serra prodotte dall'Europa e soddisfare gli impegni assunti nell'ambito dell'accordo di Parigi **sono essenziali iniziative volte a promuovere le energie rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica**.

Il 30 novembre 2016 la Commissione europea ha presentato il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (cd. Winter package o **Clean energy package**), che comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica. Il 4 giugno 2019 il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha adottato le ultime proposte legislative previste dal pacchetto. I Regolamenti e le direttive del Clean Energy Package fissano il quadro regolatorio della **governance dell'Unione per energia e clima** funzionale al raggiungimento dei **nuovi obiettivi europei al 2030** in materia.



Direttive/Regolamenti	Publicazione nella G.U.U.E.
Direttiva su Efficienza Energetica	Dir.(EU) 2018/2002 (21/12/2018)
Direttiva su Prestazione energetica nell'edilizia	Dir.(EU) 2018/844 (19/06/2018)
Direttiva su Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili	Dir.(EU) 2018/2001 (21/12/2018)
Regolamento su Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima	Reg.(EU) 2018/1999 (21/12/2018)
Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/943 (14/06/2019)
Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	Dir. (EU) 2019/944 (14/06/2019)
Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/941 (14/06/2019)
Regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)	Reg. (EU) 2019/942 (14/06/2019)

Fonte: Commissione Europea

Quanto all'energia rinnovabile, la nuova Direttiva (UE) 2018/2001 (articolo 3) dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 32%. Contestualmente, a decorrere dal 1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non deve essere inferiore a dati limiti. Per l'Italia tale quota è pari al 17%, valore già raggiunto dal nostro Paese (allegato I, parte A).

La messa a punto e l'attuazione dei Piani nazionali è realizzata attraverso un processo iterativo tra Commissione e Stati membri.

In particolare, gli Stati membri devono notificare alla Commissione europea, entro il 31 dicembre 2019, quindi entro il 1° gennaio 2029, e successivamente ogni dieci anni, il proprio Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Il primo Piano copre il periodo 2021-2030. Il Piano deve comprendere una serie di contenuti (cfr. artt. 3-5, 8 e Allegato I del Regolamento), tra questi:

- una descrizione degli obiettivi e dei contributi nazionali per il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione 2030;
- la traiettoria indicativa di raggiungimento degli obiettivi per efficienza energetica, di fonti rinnovabili riduzione delle emissioni effetto serra e interconnessione elettrica;
- una descrizione delle politiche e misure funzionali agli obiettivi e una panoramica generale dell'investimento necessario per conseguirli;

- una descrizione delle vigenti barriere e ostacoli regolamentari, e non regolamentari, che eventualmente si frappongono alla realizzazione degli obiettivi;
- una valutazione degli impatti delle politiche e misure previste per conseguire gli obiettivi.

Nei PNIEC, gli Stati membri possono basarsi sulle strategie o sui piani nazionali esistenti, quali appunto, per l'Italia, la Strategia energetica nazionale - SEN 2017 (considerando n. 25 del Regolamento).

Quanto alla **procedura di formazione del PNIEC**, ai sensi dell'articolo 9 del Regolamento, entro il 31 dicembre 2018, quindi entro il 1° gennaio 2028 e successivamente ogni dieci anni, ogni Stato membro elabora e trasmette alla Commissione la proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. La Commissione valuta le proposte dei piani e può rivolgere raccomandazioni specifiche per ogni Stato membro al più tardi sei mesi prima della scadenza del termine per la presentazione di tali Piani. Se lo Stato membro decide di non dare seguito a una raccomandazione o a una parte considerevole della stessa, deve motivare la propria decisione e pubblicare la propria motivazione. È prevista una consultazione pubblica, con la quale gli Stati membri mettono a disposizione la propria proposta di piano.

Sono previste **relazioni intermedie sull'attuazione dei piani nazionali**, funzionali alla presentazione di **aggiornamenti** ai piani stessi. La prima relazione intermedia biennale è prevista per il 15 marzo 2023 e successivamente ogni due anni (articolo 17). Entro il 30 giugno 2023 e quindi entro il 1° gennaio 2033 e successivamente ogni 10 anni, ciascuno Stato membro presenta alla Commissione una proposta di aggiornamento dell'ultimo piano nazionale notificato, oppure fornisce alla Commissione le ragioni che giustificano perché il piano non necessita aggiornamento. Entro il 30 giugno 2024 e quindi entro il 1° gennaio 2034 e successivamente ogni 10 anni ciascuno Stato membro presenta alla Commissione l'aggiornamento dell'ultimo piano notificato, salvo se abbia motivato alla Commissione che il piano non necessita aggiornamento (articolo 14).

In data 11 dicembre 2019, la Commissione europea ha pubblicato la comunicazione "**Il Green Deal Europeo**" (COM(2019) 640 final). Il Documento riformula su nuove basi l'impegno della Commissione ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente ed in tal senso è destinato ad incidere sui target della Strategia europea per l'energia ed il clima, già fissati a livello legislativo nel Clean Energy Package.

Le ambizioni del Green Deal europeo - tra le quali rientrano anche proposte per un'economia blu e per la riduzione di pesticidi chimici e di fertilizzanti antibiotici - comportano un ingente fabbisogno di investimenti. Secondo le stime della Commissione per conseguire gli obiettivi 2030 in materia di clima ed energia serviranno investimenti supplementari dell'ordine di 260 miliardi di euro l'anno, equivalenti a circa l'1,5 % del PIL 2018 a regime.

2.1. L'energia solare in Italia

Secondo la **Strategia Energetica Nazionale** la fonte rinnovabile solare sarà uno dei pilastri su cui si reggerà la transizione energetica del nostro Paese, prevedendo il raggiungimento al 2030 di 70 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici (+180% rispetto al 2017), ovvero il 39% dell'intera produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (pari a 184 TWh). Questo ambizioso obiettivo, che sarà probabilmente rivisto al rialzo per effetto del nuovo target europeo del 32%, dovrebbe tradursi nella realizzazione di circa 35-40 GW di nuovi impianti e richiederà una crescita delle installazioni fotovoltaiche pari a oltre 3 GW/anno, un cambio di marcia totale rispetto ai ritmi ai quali si è assistito negli ultimi anni. In quest'ottica sarà fondamentale adottare quanto prima nuovi strumenti di policy che da un lato sostengano lo sviluppo di nuovi impianti e dall'altro mantengano in esercizio l'attuale parco impianti garantendone il mantenimento di elevati standard di performance, rivedendo l'attuale quadro normativo e regolatorio, che dovrà svilupparsi in modo tale da permettere il massimo sfruttamento del potenziale oggi disponibile.

Il **21 gennaio 2020**, il Ministero dello sviluppo economico (MISE) ha dato notizia dell'invio alla Commissione europea del testo definitivo del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per gli anni 2021-2030. Il Piano è stato predisposto dal MISE, con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Nelle tabelle seguenti – tratte dal testo definitivo del PNIEC inviato alla Commissione - sono illustrati i principali obiettivi del PNIEC al 2030, su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano. Gli obiettivi risultano più ambiziosi di quelli delineati nella SEN 2017.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

A livello legislativo interno, è stato poi avviato il recepimento delle Direttive del cd. *Clean Energy package*.

Inoltre, il piano per la ripresa economica **NextGenerationEU** finalizzato a rendere l'Europa più verde, più digitale e più resiliente, insieme al **PNRR** - Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – mirano ad una **rivoluzione verde e transizione ecologica (Missione 2)**.



Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica

È volta a realizzare la transizione verde ed ecologica della società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. Comprende interventi per l'agricoltura sostenibile e per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile. Prevede inoltre azioni per l'efficientamento del patrimonio immobiliare pubblico e privato; e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.

M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

OBIETTIVI GENERALI:



M 2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

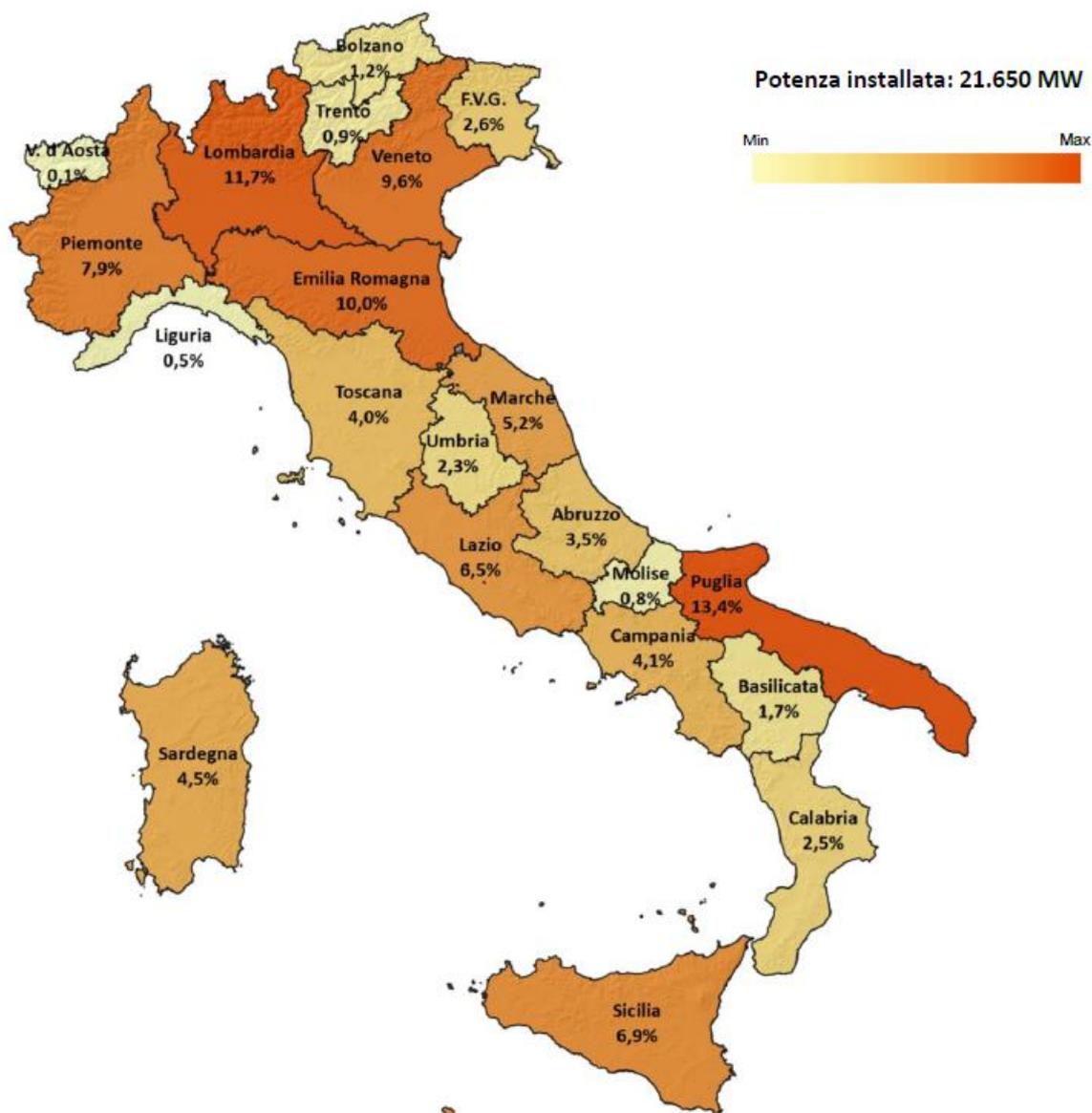
- Incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione
- Potenziamento e digitalizzazione delle infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da FER e aumentarne la resilienza a fenomeni climatici estremi
- Promozione della produzione, distribuzione e degli usi finali dell'idrogeno, in linea con le strategie comunitarie e nazionali
- Sviluppo di un trasporto locale più sostenibile, non solo ai fini della decarbonizzazione ma anche come leva di miglioramento complessivo della qualità della vita (riduzione inquinamento dell'aria e acustico, diminuzione congestioni e integrazione di nuovi servizi)
- Sviluppo di una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione

La misura di investimento nello specifico prevede:

1. l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia **che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura**, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte;
2. il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

2.2. L'energia solare in Sicilia

Al 31 dicembre 2020 risultano installati in Italia 935.838 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 21.650 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 92% circa del totale in termini di numero e il 22% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è pari a 23,1 kW.



Fonte: GSE Distribuzione Regionale della potenza a fine 2020

Il numero degli impianti entrati in esercizio nel 2020 è in calo rispetto all'analogo dato rilevato nel 2019 (-4,5%), a fronte, d'altra parte, di una variazione di potenza installata pressoché nulla (-0,3%).

In termini assoluti, la potenza complessiva installata nel corso del 2020 (749 MW) è pressoché identica rispetto a quella dell'anno precedente (751 MW); la crisi pandemica da Covid-19 ne ha tuttavia alterato in misura evidente i tempi di entrata in esercizio, a causa delle norme restrittive applicate sul territorio nazionale (si osservi ad esempio il forte rallentamento rilevato nel mese di aprile). Nei mesi centrali, a seguito delle graduali riaperture nazionali alle attività economiche, l'andamento generale delle installazioni di pannelli solari è notevolmente migliorato, sino a raggiungere, nel mese di giugno, livelli di potenza installata superiori ai 120 MW.

I 55.550 impianti fotovoltaici installati in Italia nel corso del 2020 (2.640 in meno rispetto al dato rilevato nel 2019) sono così distribuiti tra le ripartizioni territoriali: Nord con il 59,0%, Centro il 16,4%, Sud il 24,6%. Le regioni con il maggior numero di impianti installati nel corso dell'anno sono Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna e Lazio.

In Sicilia, con delibera di Giunta Regionale n.1 del 3 febbraio 2009, è stato approvato il nuovo piano energetico ambientale P.E.A.R.S., Piano energetico ambientale della Regione Siciliana. Con Decreto Presidenziale Regionale n. 48 del 18.07.2012, è stato emanato il Regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5 della L.R. n.11 del 12.05.2010. L'art.1 del regolamento decreta l'adeguamento alle linee guida del DM 10.09.2010: le disposizioni di cui al DM 10.09.2010 trovano immediata applicazione nel territorio della Regione Siciliana, sia le linee guida per il procedimento autorizzativo, nonché le linee guida tecniche per gli impianti stessi. Il regolamento prevede che, in attuazione delle disposizioni del punto 17 del DM 10.09.2010, sia istituita apposita commissione regionale finalizzata all'indicazione delle aree non idonee all'installazione di specifiche tipologie di impianti.

La Regione Siciliana con D. P. Reg. n.13 del 2009, confermato con l'art. 105 L.R. 11/2010, ha adottato il Piano Energetico Ambientale. Gli obiettivi di Piano 2009 prevedevano differenti traguardi temporali, sino all'orizzonte del 2012. Il Piano del 2009 era finalizzato ad un insieme di interventi, coordinati fra la pubblica amministrazione e gli attori territoriali e supportati da azioni proprie della pianificazione energetica locale, per avviare un percorso che si proponeva, realisticamente, di contribuire a raggiungere parte degli obiettivi del protocollo di Kyoto, in coerenza con gli indirizzi comunitari. In vista della scadenza dello scenario di piano del PEARS, il Dipartimento dell'Energia dell'Assessorato Regionale dell'Energia e dei Servizi di Pubblica Utilità ha formulato una proposta di aggiornamento del Piano, al fine di pervenire all'adozione dello stesso. L'esigenza di aggiornamento del PEARS, discende dagli obblighi sanciti dalle direttive comunitarie, recepite con il decreto ministeriale del 15 marzo 2012 (c.d. Burden Sharing). La pianificazione energetica regionale va attuata anche per "regolare" ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati

principalmente dal mercato libero dell'energia. Tale pianificazione si accompagna a quella ambientale per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia producono sull'ambiente. In tal senso, l'Amministrazione regionale ha stipulato in data 01 aprile 2016 un apposito Protocollo d'intesa con tutte le Università siciliane (Palermo, Catania, Messina, Enna), con il CNR e con l'ENEA.

Per l'avvio dei lavori della stesura del Piano è stato istituito, con decreto assessorile n. 4/Gab. del 18 Gennaio 2017, un Comitato Tecnico Scientifico (di seguito CTS) previsto dal suddetto protocollo d'intesa e composto dai soggetti designati dalle parti, al fine di condividere con le Università e i principali centri di ricerca la metodologia per la costruzione degli scenari e degli obiettivi del PEARS aggiornato. Il Gse supporterà la Regione nella stesura del nuovo Piano energetico ambientale regionale, in modo da garantire la compatibilità del Piano stesso con le linee di indirizzo definite a livello europeo e recepite a livello nazionale attraverso la Strategia energetica nazionale. L'obiettivo è quello di assicurare una piena armonizzazione tra i Piani regionali e la visione nazionale dello sviluppo del settore. Con il Piano Energetico Ambientale, che definisce gli obiettivi al 2020- 2030, la Regione Siciliana intende dotarsi dello strumento strategico fondamentale per seguire e governare lo sviluppo energetico del suo territorio sostenendo e promuovendo la filiera energetica, tutelando l'ambiente per costruire un futuro sostenibile di benessere e qualità della vita.

La Regione pone alla base della sua strategia energetica l'obiettivo programmatico assegnatole all'interno del decreto ministeriale 15 marzo 2012 c.d. "Burden Sharing", che consiste nell'ottenimento di un valore percentuale del 15,9% nel rapporto tra consumo di energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili e consumi finali lordi di energia sul territorio regionale al 2020. Il suddetto decreto rappresenta l'applicazione a livello nazionale della strategia "Europa 2020", che impegna i Paesi Membri a perseguire un'efficace politica di promozione delle fonti energetiche rinnovabili, dell'efficienza energetica e del contenimento delle emissioni di gas ad effetto serra. Sulla scorta del superamento target del precedente PEARS, il target regionale del 15,9% va inteso come riferimento da superare stante le potenzialità rinnovabili della Regione e la concreta possibilità di proporsi quale guida nella nuova fase di sviluppo delle Rinnovabili nel nostro Paese. Inoltre, il documento declina gli obiettivi nazionali al 2030 su base regionale valorizzando le risorse specifiche della Regione Siciliana. La nuova pianificazione energetica regionale prevede la verifica del conseguimento degli obiettivi dei vari piani energetici comunali (PAES) con orizzonte 2020. I nuovi Piani comunali (PAESC) con orizzonte 2030 dovranno conciliare gli indirizzi del Piano regionale e le scelte comunali: di conseguenza dovranno essere sviluppati in maniera coordinata, anche col supporto del Comitato Tecnico Scientifico. Il nuovo Patto dei Sindaci integrato per l'energia e il clima è stato presentato dalla Commissione europea il 15 ottobre 2015 e i firmatari si

impegnano ad agire per raggiungere entro il 2030 l'obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas serra e ad adottare un approccio congiunto all'integrazione di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici. Ne consegue che la nuova articolazione del Piano Energetico Ambientale della Regione Siciliana (aggiornamento del PEARS) dovrà avvenire tenendo conto di tali piani di azione, in modo da armonizzare gli stessi con le esigenze di carattere regionale. L'efficienza e il risparmio energetico dovranno rappresentare nel futuro l'obiettivo più importante della Strategia Energetica Regionale, in linea con la Strategia Energetica Nazionale (SEN). Secondo la COM (2016) 51 il riscaldamento e il raffreddamento sono responsabili di metà del consumo energetico dell'UE e molta di tale energia va persa. Il nuovo Piano Energetico Regionale 2020-2030 dovrà necessariamente garantire simultaneamente: lo sviluppo delle fonti rinnovabili attraverso lo sfruttamento del sole, del vento, dell'acqua, delle biomasse e della aeroidro-geotermia nel rispetto degli indirizzi tecnico-gestionali; adeguare principalmente l'esigenza di crescita della produzione da FER con quelle della tutela delle peculiarità paesaggistico-ambientali del territorio siciliano.

Nell'ambito della politica energetica regionale vi sono due traiettorie fondamentali da traguardare: - il rispetto degli obblighi del Burden Sharing (sopravvenuto nel 2012); - il raggiungimento degli obiettivi del PEARS.

I nuovi impianti, necessari ai fini del conseguimento dei target al 2030, dovranno essere realizzati seguendo, principalmente, le seguenti linee di indirizzo: - si dovrà puntare alla realizzazione di impianti fotovoltaici nel settore domestico, terziario e industriale. Per incrementare l'autoconsumo e favorire la stabilizzazione della rete elettrica e la crescita della capacità tecnologica delle aziende impiantistiche siciliane, sarà necessario promuovere anche l'installazione di sistemi di accumulo; - dovrà essere data priorità alla realizzazione in aree attrattive (es. dismesse opportunamente definite e mappate). Successivamente, saranno presi in considerazione anche i terreni agricoli "degradati", mentre rientreranno in tale casistica i terreni considerati non idonei all'utilizzo nel settore agricolo; - per le nuove realizzazioni il rilascio del Titolo autorizzativo sarà subordinato anche al mantenimento di un livello minimo di performance certificato dal GSE, alla luce del patrimonio informativo (ad esempio, produzione, potenza e fonte primaria) consolidato nel corso degli anni; particolare attenzione dovrà essere data al recupero e al riutilizzo degli impianti sequestrati; - l'installazione dei nuovi impianti dovrà avvenire in sinergia con lo sviluppo della rete elettrica al fine di eliminare qualsiasi possibile congestione e favorire la realizzazione di soluzioni tecnologiche tipo "smart grid", anche attraverso il ricorso a sistemi di accumulo chimico o elettrochimico e ad impianti di pompaggio, ove le condizioni orografiche lo permettano.

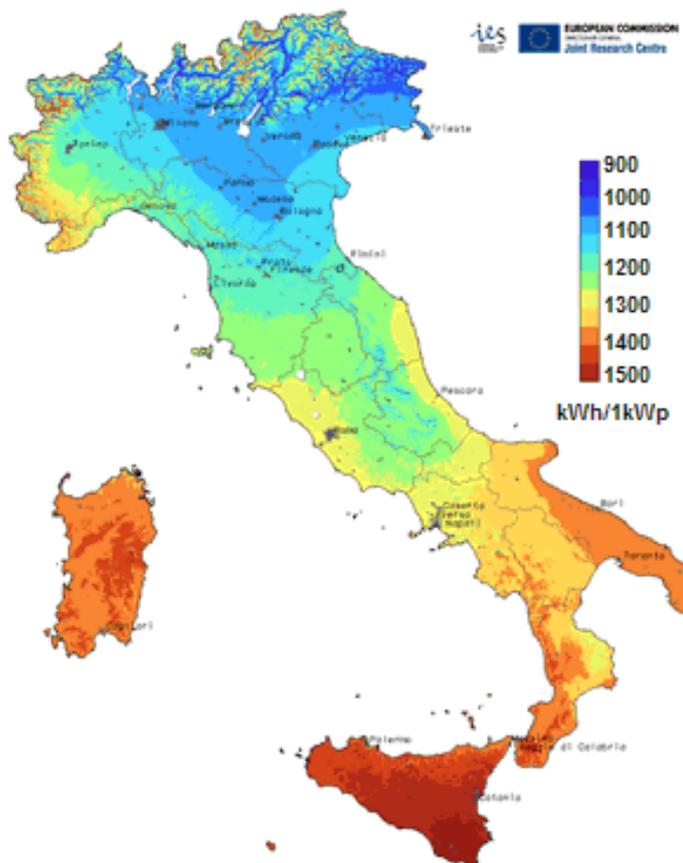
Aree non idonee FER Fotovoltaico PEARS 2009	Progetto in esame
1 - Siti ricadenti nelle zone "A" del sistema parchi e riserve regionali, le zone 1 di interesse dei parchi nazionali eventualmente istituiti sul territorio della Regione.	 compatibile
2 - Zone di protezione e conservazione integrale di cui al D. Lgs n. 42 del 22.01.2004(Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 Legge 6 luglio 2002, n. 137); nelle restanti aree di parchi e riserve la realizzazione degli impianti è consentita, secondo le disposizioni dell'art. 12 D. Lgs n. 387/2003, previo nulla osta degli Enti preposti alla tutela e parere positivo degli uffici competenti (punto 13 del PEARS).	 compatibile
3 - Con riferimento alle Zone di Protezione Speciale, ZPS, di cui alla direttiva 79/409/CEE e nei Siti di Importanza Comunitaria, SIC, di cui alla Direttiva 92/43/CEE gli impianti da fonte rinnovabile possono essere installati esclusivamente ove l'intervento sia ritenuto realizzabile in sede di valutazione di incidenza (punto 14 del PEARS).	 compatibile

In base alle considerazioni e alle analisi sopra esposte, in relazione all'analisi della compatibilità del progetto con gli obiettivi generali del PEARS, si evidenzia quanto segue:

- il progetto in esame non contrasta con le disposizioni specifiche per l'autorizzazione alla realizzazione di impianti FER. La sua collocazione è prevista sì su un terreno agricolo, ma grazie alle soluzioni adottate risulta compatibile con le attività di coltivazione agricola dell'area. Come risulta infatti dalla presente relazione e dagli elaborati dedicati, il progetto costituisce **un impianto agro-voltaico**, per il quale l'attività coltivazione di piante di Aloe Vera e la previsione di una fascia di mitigazione costituita da essenze autoctone, costituisce presupposto fondamentale del progetto stesso;
- il progetto presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal Piano in quanto impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile, la cui promozione e sviluppo costituisce uno degli obiettivi principali del Piano stesso.

2.3. Stima della produzione annua dell'impianto

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti. Nella seguente sono riportati i dati di produzione stimati su base annua dell'impianto a realizzarsi:

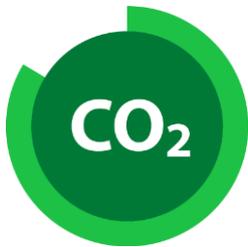


Non sono stati considerati:

- interruzioni di servizio,
- perdite di efficienza dovute all'invecchiamento,
- perdite di trasformazione e trasporto dell'energia elettrica verso la stazione Terna

	Produzione [kWh/anno]
Produzione 1 kWp	1.568,00
Totale impianto da 41,128 MWp	64 488,70

L'installazione dell'impianto fotovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana (fonte ISPRA) pari a circa 466 grammi di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (tecnologia anno 2016), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:



➤ **Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 30.051,73 tonn**

2.4. Vantaggi ambientali

Gli impianti fotovoltaici riducono la domanda di energia da altre fonti tradizionali contribuendo alla riduzione dell'inquinamento atmosferico (emissioni di anidride carbonica generate altrimenti dalle centrali termoelettriche). L'emissione di anidride carbonica "evitata" ogni anno è facilmente calcolabile. È sufficiente moltiplicare il valore di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per il fattore del mix elettrico italiano (0,466 Kg CO₂/kWhel).

Es. 1000 kWhel/kWp x 0,466 Kg = 466 Kg CO₂

Moltiplicando poi l'anidride carbonica "evitata" ogni anno per l'intera vita dell'impianto fotovoltaico, ovvero per 30 anni, si ottiene il vantaggio sociale complessivo.

Se la produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso e che è limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo, la fase di produzione dei pannelli fotovoltaici comporta un certo consumo energetico e l'uso di prodotti chimici. Va considerato però che la maggior parte delle aziende produttrici di componenti fotovoltaici è certificata ISO14000, quindi impegnata a recuperare e riciclare tutti i propri effluenti e residui industriali sotto un attento controllo. Nella fase di dismissione dell'impianto, i materiali di base quali l'alluminio, il silicio o il vetro, possono essere riciclati e riutilizzati sotto altre fonti.

Per quanto riguarda il consumo energetico necessario alla produzione di pannelli, quello che viene chiamato energy pay-back time, ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre altrettanta energia di quanta ne sia necessaria durante le fasi della loro produzione industriale, è sceso drasticamente negli ultimi anni ed è pari attualmente a circa 3 anni. Questo significa che, considerando una vita utile dei pannelli fotovoltaici di circa 30 anni, per i rimanenti 27 anni l'impianto produrrà energia pulita.

2.5. Vantaggi socioeconomici

I vantaggi del fotovoltaico sono evidenti: i moderni impianti offrono grosse possibilità tecnologiche ed industriali per l'Italia. I vantaggi principali di questa tecnologia sono:

- il fotovoltaico è un affare sicuro e senza rischi. Gli investimenti e le rese sono chiari e calcolabili a lungo termine;
- la facilità di installazione dei sistemi fotovoltaici e l'interdisciplinarietà delle competenze necessarie alla messa in opera di un impianto rendono questo campo di applicazione un mercato con interessanti prospettive di sviluppo. Il risultato è quello di ottenere il consolidamento del settore e la creazione di nuovi posti di lavoro;
- la tecnologia solare è molto richiesta e beneficia di un vasto consenso sociale. Nessun'altra tecnologia dispone al momento di una tale popolarità;
- la tecnologia solare ha strutture con dimensioni ridotte che necessitano di fondazioni non molto profonde e pertanto tali impianti presentano elevata facilità di dismissione.

Tra i vantaggi legati allo sviluppo del fotovoltaico troviamo senza dubbio grandi ricadute positive in ambito occupazionale attraverso la definizione di una strategia trasversale per innovare il settore industriale e quello edilizio nonché il tessuto delle piccole e medie imprese italiane. Guardando oltre i nostri confini è possibile trovare 240mila occupati in Germania nelle fonti rinnovabili; la prospettiva italiana è che ci siano almeno 65mila occupati nell'eolico (secondo le stime dell'Anev al 2020) e magari altrettanti nel solare termico, nel fotovoltaico, nelle biomasse.

A questi vantaggi, mediante la realizzazione di un impianto **fotovoltaico** si aggiungono anche numerosi vantaggi sia per gli operatori agricoli sia per quelli energetici.

➤ Per gli operatori agricoli:

- il reperimento delle risorse finanziarie necessarie al rinnovo ed eventuali ampliamenti delle proprie attività;
- la possibilità di moltiplicare per un fattore 6/9 il reddito agricolo;
- la possibilità di disporre di un partner solido e di lungo periodo per mettersi al riparo da brusche mutazioni climatiche;
- la possibilità di sviluppare nuove competenze professionali e nuovi servizi al partner energetico (magazzini ricambi locali, taglio erba, lavaggio moduli, presenza sul posto e guardiania, ecc.).

➤ **Per gli operatori energetici:**

- la possibilità di realizzare importanti investimenti nel settore di interesse anche su campi agricoli;
- l'acquisizione, attraverso una nuova tipologia di accordi con l'impresa agricola partner, di diritti di superficie a costi contenuti e concordati;
- la realizzazione di effetti di mitigazione dell'impatto sul territorio attraverso sistemi agricoli produttivi e non solo di "mitigazione paesaggistica";
- la riduzione dei costi di manutenzione attraverso l'affidamento di una parte delle attività necessarie;
- la possibilità di un rapporto con le autorità locali che tenga conto delle necessità del territorio anche attraverso la qualificazione professionale delle nuove figure necessarie l'offerta di posti di lavoro non "effimera" e di lunga durata.

2.6. Quadro normativo nazionale

- **Legge 29 luglio 2021, n. 108** – “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.”
- **Decreto legislativo 152/06, art. 27**, Procedimento Unico Ambientale e s.m.i.
- **Decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50** Codice dei contratti pubblici - (G.U. n. 91 del 19 aprile 2016);
- **D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207** - Regolamento di esecuzione ed attuazione del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante «Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE» - (G.U. n. 288 del 10 dicembre 2010);
- **Ministero dello sviluppo economico - D.M. 10-9-2010** - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Pubblicato nella Gazz. Uff. 18 settembre 2010, n. 219.
- **Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387** – “Attuazione della direttiva 2001/77/Ce relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche nel mercato dell'elettricità”.

2.7. Normativa regionale di riferimento

- **Decreto assessoriale Sicilia 18 agosto 2020, n. 234**
Rilascio del provvedimento autorizzatorio unico ambientale (Paur) ex articolo 27-bis Dlgs 152/2006 - Definizione delle competenze e dell'iter procedurale
- **Decreto dell'Assessore Regionale del Territorio e dell'Ambiente n.295/GaS del 28/06/2019** Allegato A: direttive per la presentazione e l'iter istruttorio delle istanze relative alle procedure di Valutazione di Impatto ambientale indicate all'art. 6 comma 9 e alla Parte III del Titolo secondo del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.
- **Lr Sicilia 6 maggio 2019, n. 5**
Interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedimento semplificato - Attuazione articolo 13, Dpr 13 febbraio 2017, n. 31
- **Decreto Assessoriale Sicilia 28 febbraio 2017, n. 1297**
Approvazione dello standard formativo per l'attività di installazione e manutenzione straordinaria di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili (Fer)
- **11/07/2016** – Con delibera della Giunta Regionale n. 241 del 12 luglio 2016 vengono individuate, in Sicilia, le aree non idonee all'installazione degli impianti eolici in attuazione dell'articolo 1 della L.R. 20 novembre 2015, n.29.
- **Decreto Presidente della Regione Sicilia 18 luglio 2012, n. 48**
Disposizioni sull'autorizzazione di impianti a fonti rinnovabili
- **Decreto Assessoriale Sicilia 17 maggio 2006, n. 11142**
Criteri relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole.

3. IL PROGETTO

3.1. Descrizione del sito

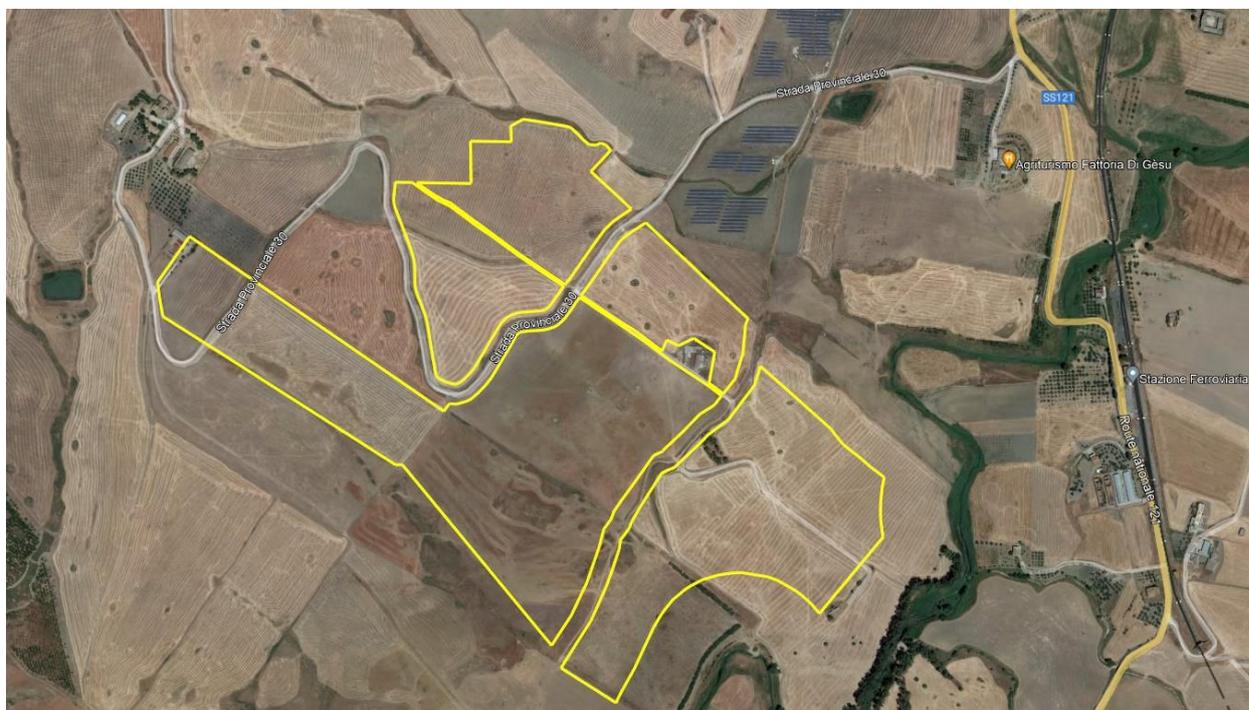
Il futuro impianto agrovoltaico sarà ubicato in un contesto collinare a sud-est del Comune di Villalba (CL) in un terreno ricadente tra la Strada Provinciale SP30 ed il Torrente Belici. L'intera area di progetto è catastalmente individuata:

- **Area impianto:** Villalba (CL) - Foglio 58 p.lle 199, 205, 52, 64, 6, 10, 11, 30, 51, 70, 72, 78, 213, 216, 103, 48;
- **Stazione Terna AT:** Marianopoli - Foglio 9 p.lle 483, 487

L'area di progetto è facilmente raggiungibile dal Comune di Villalba, attraverso le strade provinciali SP16 ed SP30. La superficie lorda dell'area di intervento è di circa **ettari 58,24**. L'area oggetto di realizzazione del parco fotovoltaico si trova ad un'altitudine media di m 400 s.l.m. e le coordinate geografiche, nel sistema WGS84 sono nell'intorno delle seguenti coordinate:

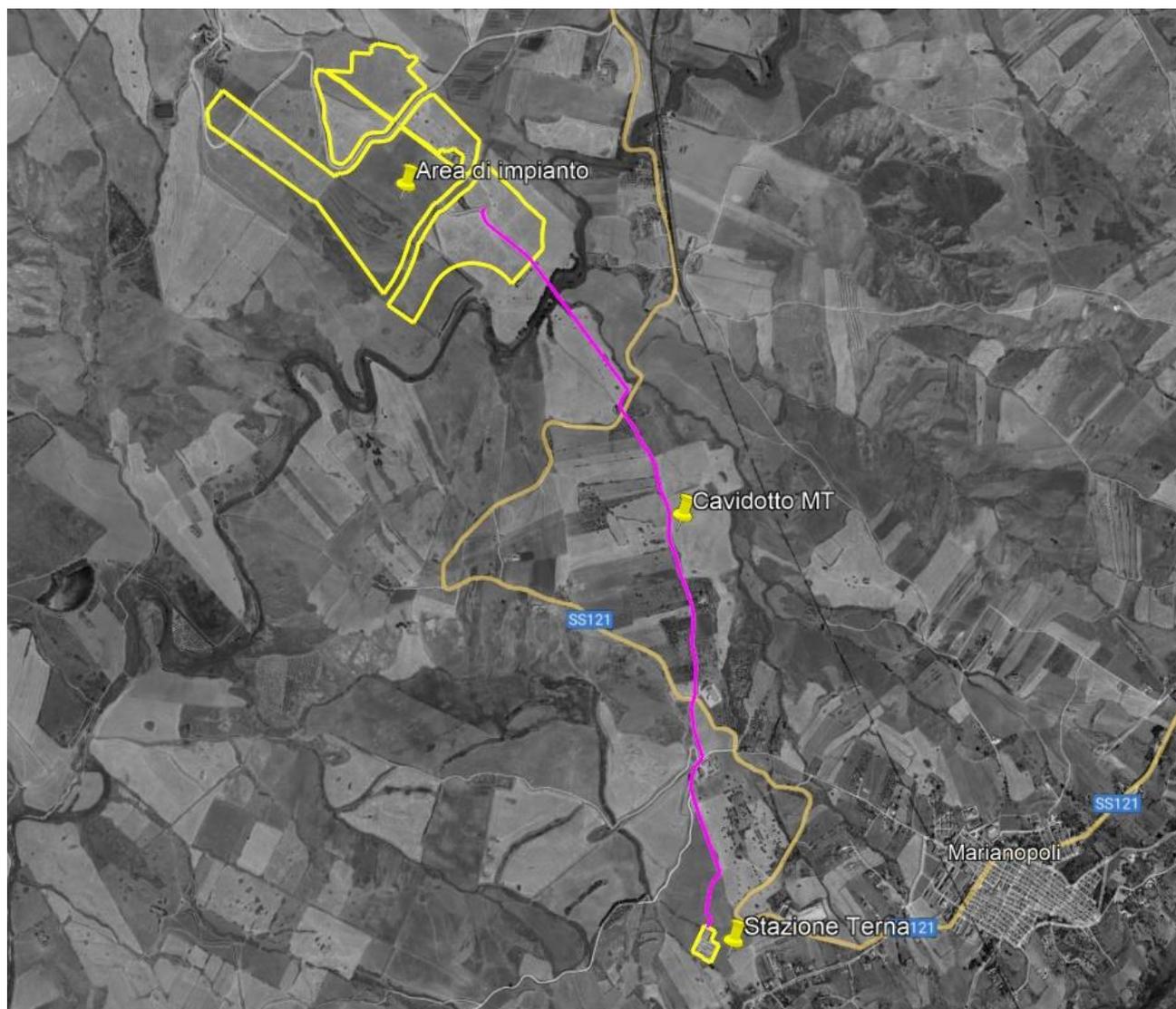
- latitudine: 37°37'21.69" N
- longitudine: 13°53'10.77" E

L'impianto è costituito da diversi lotti adiacenti tra loro, così come rappresentati nell'elaborato grafico **AR05**, e da un punto di vista urbanistico, l'area di progetto del parco agro-voltaico ricade in zona E Agricola, così come definita dal piano regolatore vigente, caratterizzata da superfici agricole attualmente coltivate a grano, orzo e leguminose, con rotazione periodica.



3.2. Descrizione dell'accesso al sito

I tratti di viabilità considerati nel presente paragrafo sono quelli necessari al raggiungimento del sito in cui verrà realizzato l'impianto fotovoltaico "Villalba". Sia l'area di impianto che la stazione elettrica Terna sono raggiungibili percorrendo strade nazionali, regionali, provinciali e comunali ed ha accesso diretto attraverso la Strada Statale Catanese n°121 a sud-est dell'omonimo Comune di Villalba (CL), direttamente collegate alla strada provinciale SP30.



Progetto completo su ortofoto

3.3. Analisi dei vincoli

Per la scelta del sito da destinare alla realizzazione dell'impianto si è effettuata preliminarmente un'analisi vincolistica utilizzando come supporto le cartografie disponibili sul GeoPortale Cartografico della Regione Sicilia, nonché consultando i Piani Paesaggistici Provinciali e il Piano Regolatore Generale del Comune di Villalba e Marianopoli. I Piani e le Perimetrazioni che sono stati esaminati sono i seguenti:

- Piani Paesaggistici Provinciali
- Parchi Nazionali
- Aree Naturali Protette
- Riserve Naturali Statali
- Parchi e Riserve Naturali Regionali
- Rete Natura 2000 costituita, ai sensi della Direttiva "Habitat", dai Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) prevista dalla Direttiva "Uccelli"
- Important Bird Areas (IBA)
- Aree umide di RAMSAR
- Aree a pericolosità idraulica (Autorità di Bacino)
- Aree a pericolosità da frana (Autorità di Bacino)
- Aree a rischio (Autorità di Bacino)
- Vincoli idrogeologici
- Vincoli e segnalazioni architettonico-archeologiche (VIR)

Rinviandosi, per ulteriori approfondimenti a quanto ampiamente illustrato nell'elaborato RE06 "*studio di impatto ambientale*", è sin d'ora d'obbligo precisare che dall'analisi effettuata, come riportato negli stralci cartografici dell'elaborato grafico AR04 "*carta della pianificazione e tutela*", non sono emerse incompatibilità del progetto con gli interessi alla "*tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale*" che, ad una valutazione condotta in concreto, possono, essi soli, rendere inidonea un'area ad ospitarlo (Corte Costituzionale sentenza 5.6.2020, n. 106).

3.4. Scheda identificativa dell'impianto

Impianto Agrovoltaiico	
IMPIANTO PV "VILLALBA"	VILLALBA (CL) – campo agrovoltaiico e parte di cavidotto MARIANOPOLI (CL) – parte di cavidotto e stazione Terna
Identificativi Catastali	Area impianto: Villalba - Foglio 58 p.lle 199, 205, 52, 64, 6, 10, 11, 30, 51, 70, 72, 78, 213, 216, 103, 48 Stazione Terna AT: Marianopoli - Foglio 9 p.lle 483, 487
Coordinate geografiche impianto	latitudine: 37°37'21.69" N longitudine: 13°53'10.77" E
Potenza Modulo PV	620 W – bifacciali
n° moduli PV	66.336 moduli
Potenza in immissione	40,00 MW
Potenza in DC	41,128 MW
Tipologia strutture	Strutture fisse
Lunghezza cavidotto di connessione	Cavidotto MT di connessione 3.250,00 m
Punto di connessione	SE Terna "Marianopoli"

3.5. Descrizione generale

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 2764 stringhe da 24 moduli, per un totale di 66336 moduli fotovoltaici, pari ad una potenza di 620 Wp cadauno per una potenza totale complessiva installata di 41,128 MWp. Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 13 sottocampi indipendenti. È stata prevista una cabina di raccolta che risulta connessa alla stazione di consegna per annettersi alla rete del Transmission System Operator (TSO). I sottocampi sono costituiti ciascuno da 18 quadri di parallelo (QP) che mettono in parallelo, a loro volta, stringhe fotovoltaiche dotate di sezionatori, di fusibili e di scaricatori di sovratensione. Le uscite delle stringhe, collegate in parallelo nei quadri, vengono portate all'ingresso dell'inverter. I campi presentano inverter da 3.125 kVA e 2.500 kVA con l'uscita di ciascun inverter rispettivamente a 600 Vac e 550 Vac che risulta collegata, mediante tutte le necessarie protezioni previste dalla normativa, al rispettivo trasformatore MT/bt alloggiato in adiacenza, su un'unica piazzola, all'inverter con uscita a 36 kV. La tensione in continua verrà così convertita in alternata trifase ed elevata. La rete a valle della trasformazione prevede 1 anello da 9 sottocampi e un 1 collegamento in antenna composto da 4 sottocampi. I sottocampi presentano cabine MT/BT collegate in entra-esci. Ciascun anello fa capo a due moduli del quadro MT nella cabina di raccolta, mentre il feed fa capo ad un solo modulo nel quadro MT della cabina di raccolta. Tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto. Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT che arriva direttamente alla stazione S.E: di Terna su quadri a 36kV. Di seguito il dettaglio dei campi:

Anello 1 (TR1 – TR2 – TR3)

Quadri parallelo	18
Stringhe	206
Moduli	206x24=4944
Inverter	1x3125 kVA
Trasformatori	1x3150 kVA
Potenza unitaria modulo	620 Wp
Potenza complessiva DC	3065,28 kWp

Anello 1 (TR4 – TR5 – TR6)

Quadri parallelo	18
Stringhe	224
Moduli	224x24=5376
Inverter	1x3125 kVA
Trasformatori	1x3150 kVA
Potenza unitaria modulo	620 Wp

Potenza complessiva DC 3333,12 kWp

Anello 1 (TR7 – TR8 – TR9)

Quadri parallelo 18
 Stringhe 230
 Moduli 230x24=5520
 Inverter 1x3125 kVA
 Trasformatori 1x3150 kVA
 Potenza unitaria modulo 620 Wp
 Potenza complessiva DC 3422,40 kWp

Feed 1 (TR11 – TR12)

Quadri parallelo 18
 Stringhe 206
 Moduli 206x24=4944
 Inverter 1x3125 kVA
 Trasformatori 1x3150 kVA
 Potenza unitaria modulo 620 Wp
 Potenza complessiva DC 3065,28 kWp

Feed 1 (TR10)

Quadri parallelo 18
 Stringhe 224
 Moduli 224x24=5376
 Inverter 1x3125 kVA
 Trasformatori 1x3150 kVA
 Potenza unitaria modulo 620 Wp
 Potenza complessiva DC 3333,12 kWp

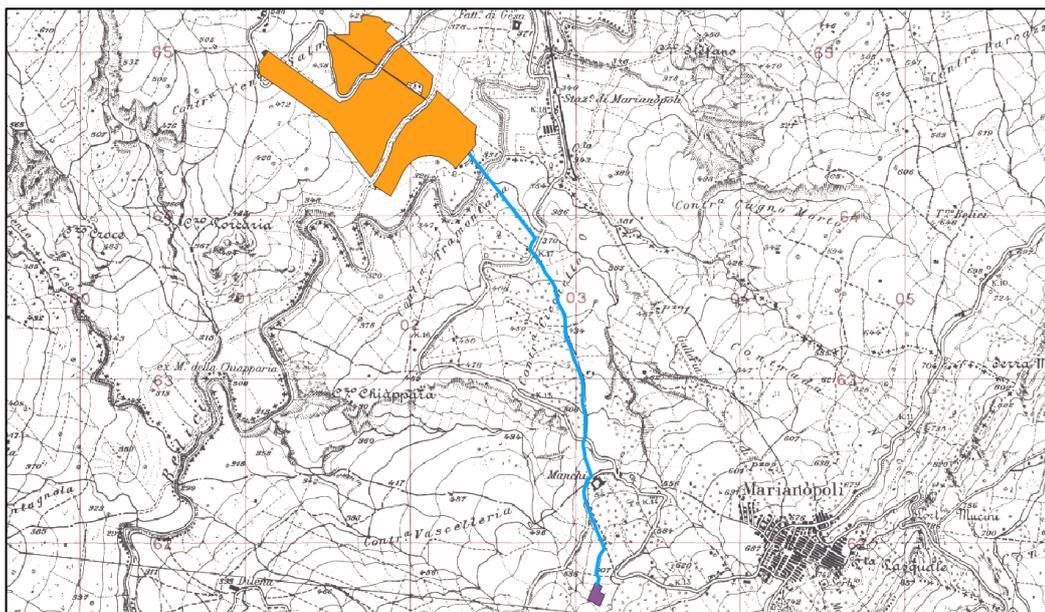
Feed 1 (TR13)

Quadri parallelo 18
 Stringhe 148
 Moduli 148x24=3552
 Inverter 1x2500 kVA
 Trasformatori 1x2500 kVA
 Potenza unitaria modulo 620 Wp
 Potenza complessiva DC 2202,24 kWp

3.6. Connessione alla rete elettrica nazionale

A circa 3,00 km in direzione sud dal sito oggetto d'intervento è presente la Stazione Elettrica di Smistamento 150 kV di TERNA SpA denominata "MARIANOPOLI".

Dalla Cabina di Consegna ubicata all'interno dell'impianto partirà il cavidotto interrato di connessione con livello di tensione di 36 kV che raggiungerà lo stallo riservatoci nella SE "MARIANOPOLI" in Contrada Vallinferno. La lunghezza complessiva del cavidotto sarà di 3.210,00 metri lineari.



ANALISI DEL PERCORSO CAVIDOTTO 36 kV				
Tratto		Tipologia	Denominazione	L (m)
—	O-A	Tratto su Strada sterrata		270
—	A-B	Tratto su terreno agricolo	-	65
—	B-C	Tratto in TOC	-	200
—	C-D	Tratto su terreno agricolo	-	465
—	D-E	Tratto in TOC	-	60
—	E-F	Tratto su Strada sterrata	Contrada Cicchetto	1170
—	F-G	Tratto in TOC	-	50
—	G-H	Tratto su Strada sterrata	-	210
—	H-I	Tratto su Strada asfaltata	Contrada Manchi	155
—	I-L	Tratto su Strada sterrata	-	325
—	L-M	Tratto su Strada asfaltata	-	240
Totale percorso cavidotto				3210

Il percorso cavidotto prevede l'interramento di tre terne di cavi lungo i seguenti tratti:

- **Tratto O-A:** 270 m su strada sterrata interna alle aree contrattualizzate;
- **Tratto A-B:** 65 m su terreno agricolo in proprietà privata, su cui chiedere la servitù di elettrodotto;
- **Tratto B-C:** 200 m tratto in toc sotto l'alveo del torrente Belici;
- **Tratto C-D:** 465 m su terreno agricolo in proprietà privata, su cui chiedere la servitù di elettrodotto;
- **Tratto D-E:** 60 m tratto in toc sotto la Strada Statale n. 121 "Catanese";
- **Tratto E-F:** 1170 m lungo la strada pubblica denominata Contrada Cicchetto;
- **Tratto F-G:** 50 m tratto in toc sotto la Strada Statale n. 121 "Catanese";
- **Tratto G-H:** 210 m su strada sterrata in proprietà privata, su cui chiedere la servitù di elettrodotto;
- **Tratto H-I:** 1170 m lungo la strada pubblica denominata Contrada Manchi;
- **Tratto I-L:** 325 m su strada sterrata in proprietà privata, su cui chiedere la servitù di elettrodotto;
- **Tratto L-M:** 240 m sulla strada asfalta di accesso alla SE Marianopoli.

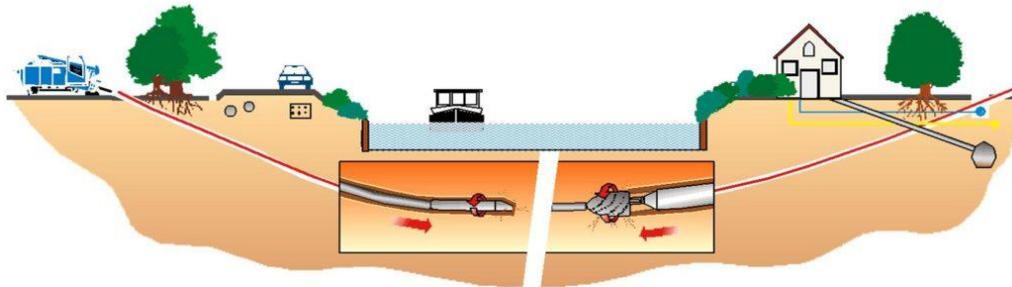
Per una lunghezza complessiva di *3.210,00 metri lineari*.

Nella scelta del percorso del cavidotto per il collegamento del parco agrovoltaiico con la stazione Terna è stata posta particolare attenzione al fine di individuare il tracciato che minimizzasse le interferenze ed i punti d'intersezione con il reticolo idrografico individuato in sito e sulla Carta Idrogeomorfologica. Nel dettaglio, alcuni tratti del cavidotto interrato ricadono in prossimità, costeggiano e attraversano il reticolo idrografico che, nell'area in oggetto, risulta idraulicamente regimato a mezzo di canali sotto stradali e fossi di guardia paralleli alle sedi stradali.

Di fatto, la costruzione del cavidotto non comporterà alcuna modifica delle livellette e delle opere idrauliche presenti sia per la scelta del percorso (prevalentemente all'interno della viabilità esistente) sia per le modeste dimensioni di scavo (massimo 140 cm di profondità e circa 80 cm di larghezza) a realizzarsi con escavatore a benna stretta. A fine lavori, si provvederà al ripristino della situazione ante operam delle carreggiate stradali e della morfologia dei terreni attraversati, per cui

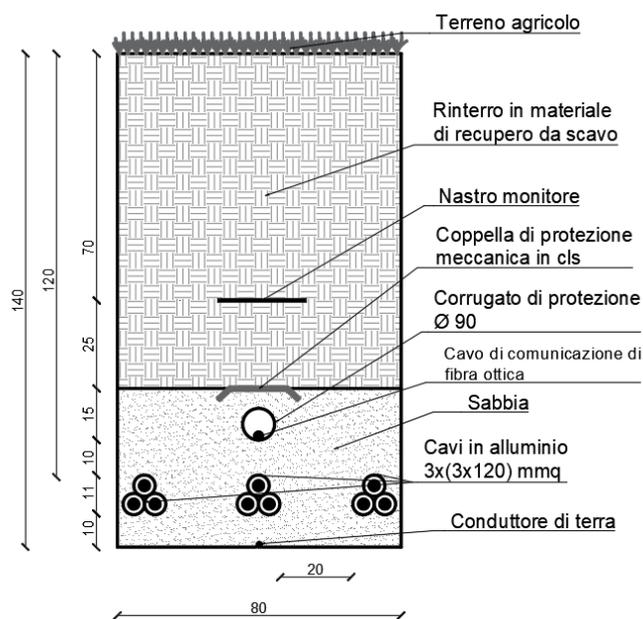
gli interventi previsti per il cavidotto non determineranno alcuna modifica territoriale né modifiche dello stato fisico dei luoghi.

Inoltre, laddove il cavidotto attraversa il reticolo idrografico, l'interferenza sarà risolta con l'utilizzo della trivellazione orizzontale controllata (TOC), al di sotto del fondo alveo, in maniera da non interferire in alcun modo con i deflussi superficiali e con gli eventuali scorrimenti in subalvea, ed in maniera tale che il punto di ingresso della perforazione sia ad una distanza di almeno 150 m dall'asse del reticolo laddove non studiato e fuori dall'area inondabile per i reticoli studiati.

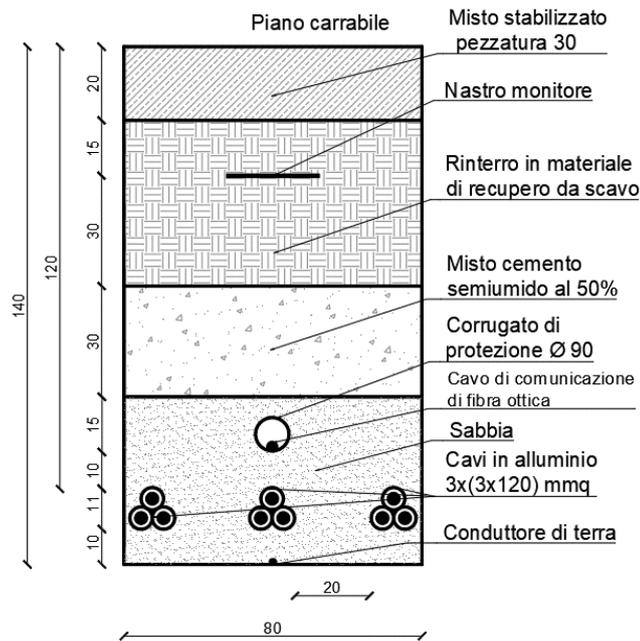


In definitiva, la realizzazione del cavidotto interrato, sia se realizzato su strade esistenti sia se posto in opera in terreni agricoli, consentirà di proteggere il collegamento elettrico da potenziali effetti delle azioni di trascinamento della corrente idraulica e di perseguire gli obiettivi di contenimento, non incremento e di mitigazione del rischio idrologico/idraulico, dato che la sua realizzazione non comporterà alcuna riduzione della sezione utile per il deflusso idrico.

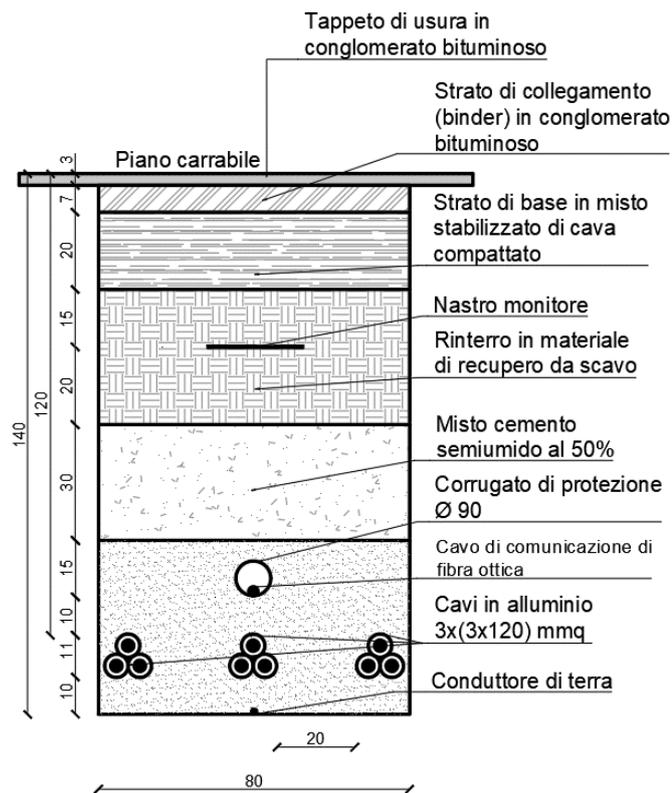
Tutte le interferenze tra le opere di progetto e i sottoservizi esistenti sono state riportate all'interno dell'elaborato grafico **AR08**.



Particolare sezione cavidotto entro terreno agricolo



Particolare sezione cavidotto entro strada sterrata



Particolare sezione cavidotto entro strada asfaltata

3.7 Moduli fotovoltaici

Il modulo JOLLYWOOD “JW-HD156N bifacial 620W” è composto da celle solari rettangolari realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è costituito da 156 celle solari, questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 2,0mm; superficie antiriflesso; temperato.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio estruso ed anodizzato.

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsetteria con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m², spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C (EN 60904-3)

Potenza di picco nominale P _m :	620.0 W
Tensione alla potenza massima V _m :	46,20 V
Corrente alla potenza massima I _m :	13,42 A
Tensione a circuito aperto V _{oc} :	55,20 V
Corrente di corto circuito I _{sc} :	14,17 A
Efficienza massima:	22,13 %
Dimensioni:	2465 x 1134 mm
Spessore:	30 mm
Peso:	34,5 kg
Tipo di celle:	Silicio monocristallino
Numero di celle:	156 (12x13)
Classe di isolamento:	II
Tensione massima di sistema:	1500 V
Coefficienti di Temperatura:	αP _m : - 0,32% / °C αI _{sc} : + 0,046% / °C αV _{oc} : - 0,26% / °C

Per l'impianto agrovoltaico "Villalba" è stato considerato il modulo JOLLYWOOD "JW-HD156N bifacial 620W", di cui si riporta la scheda tecnica:

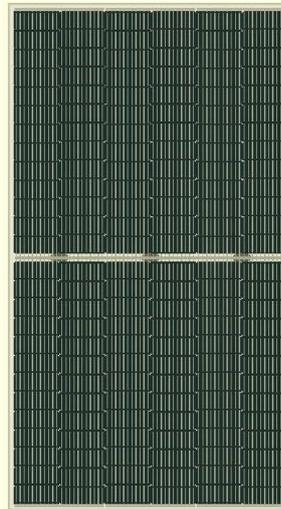


NTOPCon Cell Technology

JW-HD156N

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

595-620W



620W

Maximum Power Output

22.18%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Guarantee



Additional Power Generation Gain
At least 30-year product life, more than 10%- 30% additional power gain comparing with conventional module



Better Weak Illumination Response
Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



ZERO LID (Light Induced Degradation)
N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



Better Temperature Coefficient
Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



Lower LCOE
High power and 1500V system voltage, saving BOS cost

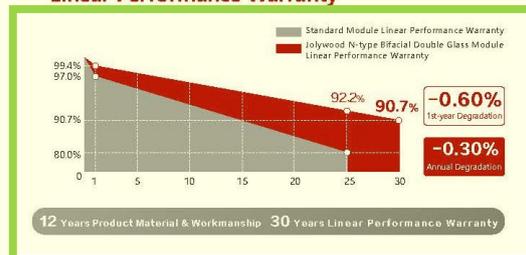


Wider Applicability
BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of n-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests
- 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Linear Performance Warranty



Additional Insurance Backed by Munich Re



PERDITA DI PERFORMANCE DEL PANNELLO



Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd., a subsidiary under Jolywood Group (stock code: SZ300393), is the world leading n-type bifacial solar cells and modules manufacture. The technology of company NTOPCon, NIBC, TBC, etc, and the annual n-type bifacial production capacity reaches 2.1GW cells and 3GW modules. With vision of "Cultivator of Green Energy", Jolywood adheres to the road of advanced and high efficiency solar technology industrialization.

JW-HD156N Series

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties | STC*

Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	595	600	605	610	615	620
MPP Voltage (Vmp) (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.2
MPP Current (Imp) (A)	13.14	13.19	13.24	13.29	13.35	13.42
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	54.3	54.5	54.7	54.9	55.1	55.2
Short Circuit Current (Isc) (A)	13.86	13.92	13.98	14.04	14.10	14.17
Module Efficiency (%)	21.29	21.46	21.64	21.82	22.00	22.18

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties | NOCT*

Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	450	454	458	461	465	469
MPP Voltage (Vmp) (V)	42.5	42.7	42.9	43.1	43.2	43.3
MPP Current (Imp) (A)	10.59	10.63	10.67	10.72	10.76	10.82
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	51.9	52.1	52.3	52.5	52.7	52.8
Short Circuit Current (Isc) (A)	11.17	11.22	11.27	11.32	11.37	11.42

*NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	25
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	80%

*Bifaciality=Pmaxrear (STC) /Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance:±5%

Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C

Mechanical Properties

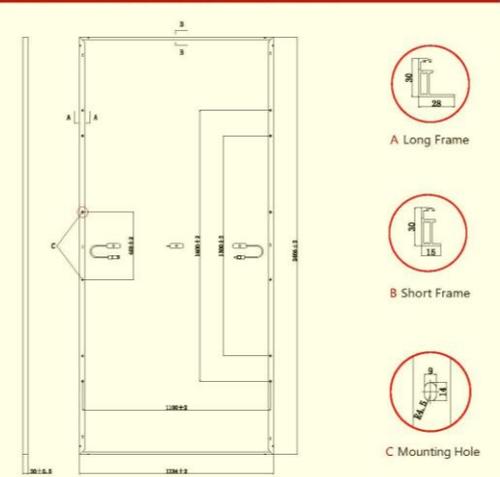
Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	156pcs(12*13)
Dimension	2465mm*1134mm*30mm
Weight	34.5kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

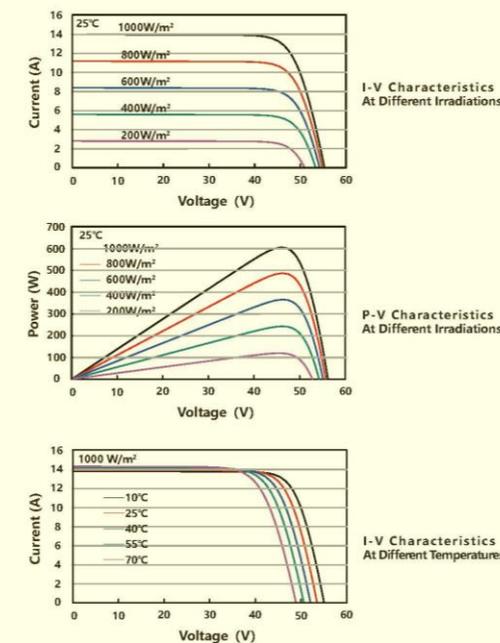
With Different Power Generation Gain (regarding 605W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	653	45.7	14.29	54.7	15.08
15	678	45.8	14.81	54.8	15.64
20	702	45.8	15.33	54.8	16.19
25	726	45.8	15.85	54.8	16.74
30	750	45.8	16.38	54.8	17.29

Engineering Drawing (unit: mm)



Characteristic Curves | HD156N-605



Packaging Configuration

Packing Type	20'GP	40'GP	40'HQ
Piece/Pallet		35	
Pallet/Container	4	9	18
Piece/Container	140	315	630

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO.,LTD.
Add: No.6 Kaiyang Rd., Jiangan Economic Development Zone,
 Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500
TEL: +86 523 80612799 mkt@jolywood.cn

Version 2020.09 ©Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. All rights reserved

www.jolywood.cn

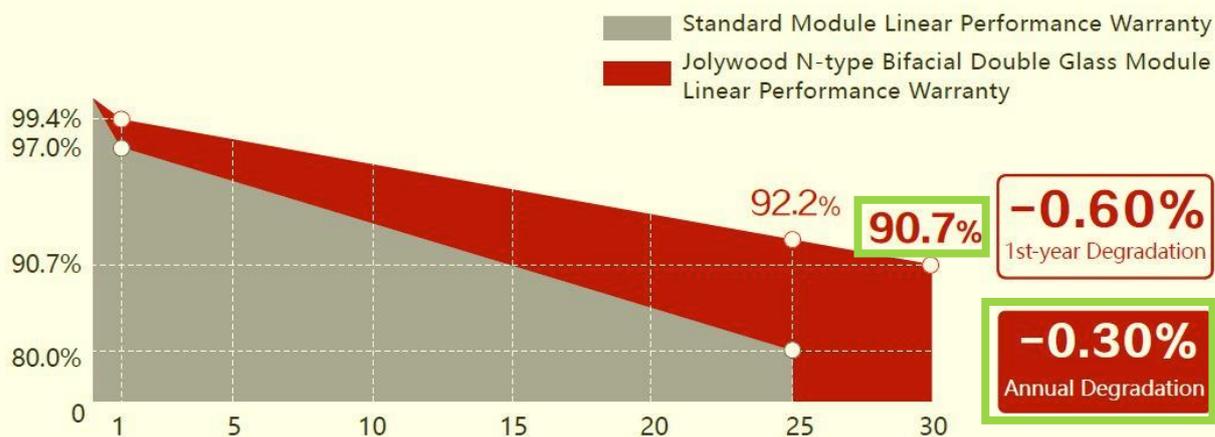


- Dimensione del pannello: 2465 mm * 1134 mm * 30 mm
Area pannello (A): 2,465 m * 1,134 m = 2,795 m²
Potenza di picco (Pmax): 620 W
Potenza di picco dei pannelli al m²: $P_{max} / A = 620 \text{ W} / 2,795 \text{ m}^2 = 221,80 \text{ W/m}^2$

La potenza di picco dei pannelli fotovoltaici per m² è pari a 221,80 W/m².

- Al trentesimo anno di attività, l'impianto agrovoltaico "Villalba" presenta una "**performance warranty**" pari a **90.7%**, mentre la **perdita annuale è pari a 0.30%**.

Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship 30 Years Linear Performance Warranty

3.8 Inverter

Ciascun quadro di parallelo di un sottocampo è collegato ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituito da inverter di tipo SG3125HV e SG2500HV, con le caratteristiche di seguito riportate.

La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

- **SG3125HV**

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 875 ÷ 1300 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 3125 kVA @ 50 °C

Tensione nominale: 600 V +/- 10%

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Alimentazione ausiliari: opzionale: max 10 kVA

Rendimento massimo: 98.7%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 35 ÷ 60°C

Ventola: P > 80%- ON 50°C / OFF 40°C

Grado di protezione: IP 54

Umidità ambiente di funzionamento: 4% ÷ 100% senza condensa

Metodo di raffreddamento: Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria

Conformità: marchio CE

Comunicazioni: Modbus TCP

Dimensioni: 2.25 x 2.35 x 1.60 m (LxPxH)

- **SG2500HV**

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 800 ÷ 1300 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 2500 kVA @ 50 °C

Tensione nominale: 550 V +/- 10%

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Alimentazione ausiliari: opzionale: max 10 kVA

Rendimento massimo: 98.7%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 35 ÷ 60°C

Ventola: P > 80%- ON 50°C / OFF 40°C

Grado di protezione: IP 54

Umidità ambiente di funzionamento: 4% ÷ 100% senza condensa

Metodo di raffreddamento: Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria

Conformità: marchio CE

Comunicazioni: Modbus TCP

Dimensioni: 2.99 x 2.59 x 2.43 m (LxPxH)

3.9 Trasformatore MT/bt

La trasformazione MT/bt avviene attraverso dei trasformatori, in resina, della potenza di 3150kVA e 2500 kVA adiacenti ai rispettivi inverter. Le caratteristiche costruttive del trasformatore sono le seguenti.

Trafo da 3150 kVA

Potenza nominale trasformatore:	3150 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,600 kV / 36 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 60270, IEC 61378, IEC 289
Dimesioni:	2370 x 1300 x 2685 m (LxPxH) circa
Peso:	8910 kg circa

Trafo da 2500 kVA

Potenza nominale trasformatore:	2500 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,550 kV / 36 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 60270, IEC 61378, IEC 289
Dimesioni:	2280 x 1300 x 2655 m (LxPxH) circa
Peso:	8130 kg circa

3.10 Cabina MT di campo

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 36kV – 16kA;
- due sezionatori MT a 36 kV per la gestione della apertura dell'anello con le relative protezioni.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 45 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 400 A

3.11 Cabina di Raccolta MT

Le cabine MT in campo sono raggruppate in un anello, il quale è collegato in entra-esci, e un feed collegato in antenna. Questi fanno capo ad una cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

3.11.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto A.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 800 A - 45 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 800 A – 45 kV 16KA
- n° 3 Scomparti A.T. prefabbricati per il collegamento ad anello delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari da 630A e 400 A - 45 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 1 Scomparti A.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 45 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 800 A.

3.11.2 Trasformatore Servizi Ausiliari MT/bt

È previsto un trasformatore MT/bt, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

3.11.3 Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione. Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione, esso ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 250A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio. Dimensioni indicative (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno. Corrente di c.to-c.to = 10 kA 1 sec.

3.11.4 Quadri Misure Fiscali (QMF)

Il QMF è costituito da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

3.12 Power Plant Controller (PPC)

Il Power Plant Controller è un dispositivo usato per gestire gli impianti di produzione così da soddisfare i requisiti imposti dalla rete e dal suo gestore. Esso servirà a valutare, ed eventualmente limitare, le potenze attiva e reattiva prodotte dall'impianto garantendo una migliore stabilità della rete e della potenza in uscita che sarà, di fatto, sempre compatibile con la potenza richiesta di connessione sul punto di interconnessione alla rete nazionale.

3.13 Collegamenti elettrici in bassa tensione

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG21M21 ovvero H1Z2Z2-K
Materiale del conduttore	Rame
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale dell'isolamento	Gomma reticolata senza alogeni
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	1500 V c.c., 1000 V c.a.
Tensione massima	1800 V c.c., 1200 V c.a.

L'indicazione di due cavi equivalenti si rende necessaria in caso di indisponibilità da parte dei produttori, della prima soluzione.

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG16OR16
Materiale del conduttore	Rame rosso
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale del riempitivo	Termoplastico, penetrante tra le anime (multipolari)
Materiale dell'isolamento	PVC qualità R16
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	600/1000 c.a., 1500 c.c.
Tensione massima	1200 V c.a., 1800 V c.c.
Massima forza di tiro durante la posa	50 N/mm ²

3.14 Sistema di supervisione impianto

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Infine, tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

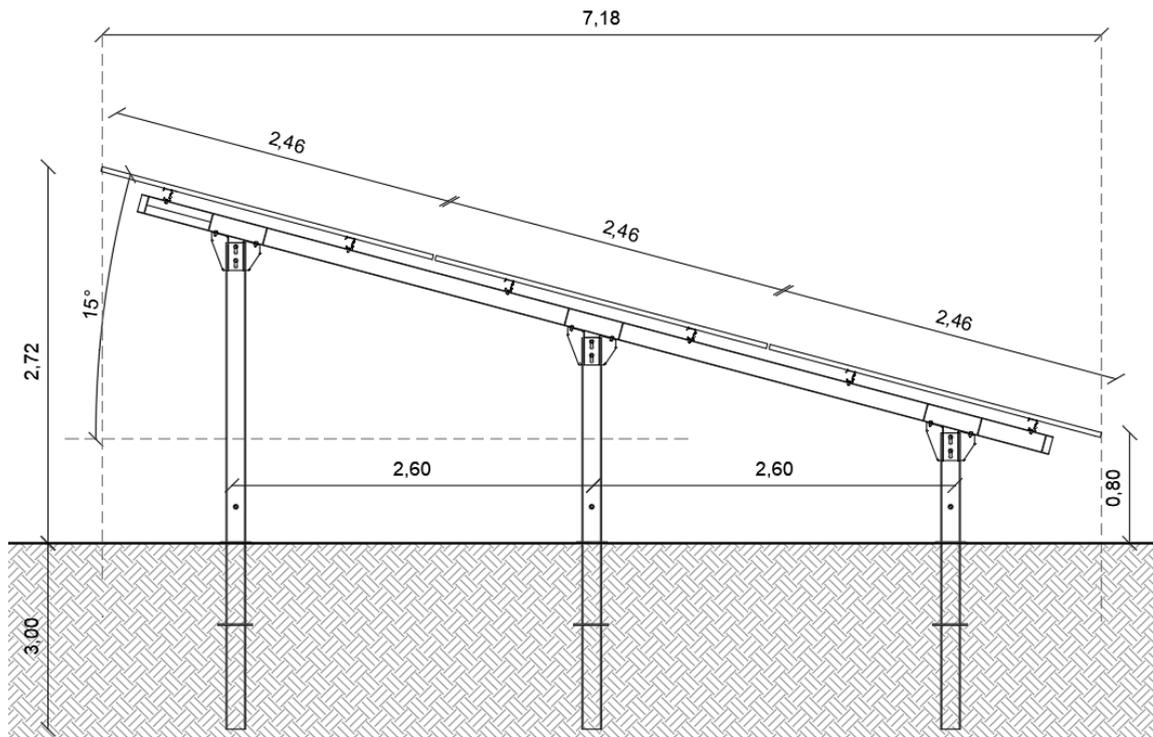
3.15 **Fondazioni strutture fotovoltaiche**

La struttura considerata ai fini della generazione del modello strutturale è costituita da un sistema a vela fissa, di dimensioni in pianta pari a 9,21 x 7,43 metri, pari a 68,50 mq, composto da 24 moduli fotovoltaici ancorati ad un unico telaio in acciaio a sezione scatolare 50x50mm mediante correntini in alluminio. Il telaio a sua volta è collegato con pilastri a sezione circolare e tirafondi di collegamento ai pilastri a sezione HEB di fondazione.

In generale tutti i calcoli effettuati sono riportati con l'effettiva incidenza a metro quadro e a metro lineare, riferiti quindi al singolo telaio e al singolo pilastro di scarico. In tal modo la successiva modifica in riduzione o ampliamento del filare dei tracker non influenzerà i risultati di calcolo. I pali di fondazione battuti, in acciaio, costituiranno l'ancoraggio e la fondazione al suolo delle vele.

Il peso proprio del modello, espresso in termini di incidenza a metro quadro, risulta essere pari a **45,79 Kg/mq (0,45 KN/mq)**, e si articola nel seguente modo:

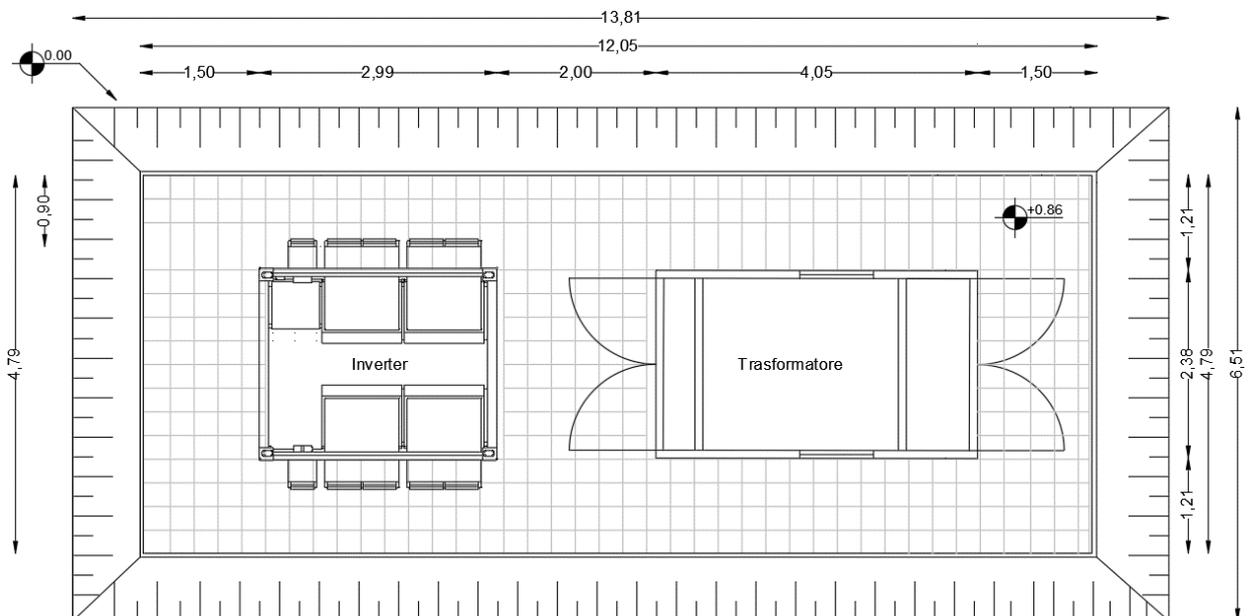
- ✓ 24 moduli fotovoltaici da 620W bifacciali, dimensioni 2465x1134x40 mm, peso singolo modulo 34,50 Kg. Peso complessivo pari a 828,00 Kg. *Incidenza a metro quadro pari a 12,09 Kg/mq;*
- ✓ *Accessori di montaggio, di peso complessivo pari a 26,30 kg e incidenza pari a 0,30 Kg/mq;*
- ✓ 6 traversi in alluminio sezione 40x40x2mm con funzione di supporto per ancoraggio moduli fotovoltaici alla sottostruttura. Sviluppo complessivo pari a 55 metri. Peso al metro lineare pari a 0,75 Kg/m. Peso complessivo pari a 41,25 kg. *Incidenza a metro quadro pari a 0,60 Kg/mq;*
- ✓ 1 telaio (Cfr. Tav. **AR06-Strutture di supporto**) realizzati con profili scatolari in acciaio 50x50 mm, peso specifico 3,10 kg/m, aventi sviluppo lineare pari a 42,50 m. Peso complessivo pari a 131,75 Kg. *Incidenza a metro quadro pari a 1,92 Kg/mq;*
- ✓ Strutture di supporto (Cfr. Tav. **AR06-Strutture di supporto**) realizzati con profili scatolari in acciaio 50x50 mm, peso specifico 3,10 kg/m, aventi sviluppo lineare pari a 30,00 m. Peso complessivo pari a 93,00 Kg. *Incidenza a metro quadro pari a 1,36 Kg/mq;*
- ✓ 12 pilastri in profili HEB-140 (Cfr. Tav. **AR06-Strutture di supporto**) di sezione 140x140mm, spessore 7,00 mm. Peso complessivo pari a 741,40 Kg. *Incidenza a metro quadro pari a 10,82 Kg/mq;*
- ✓ 12 pali di fondazione battuti in profili HEB-140 (Cfr. Tav. **AR06-Strutture di supporto**) predimensionati in 3000x140x140mm, spessore 7,00 mm. Peso complessivo pari a 1213,20 Kg. *Incidenza a metro quadro pari a 17,71 Kg/mq;*



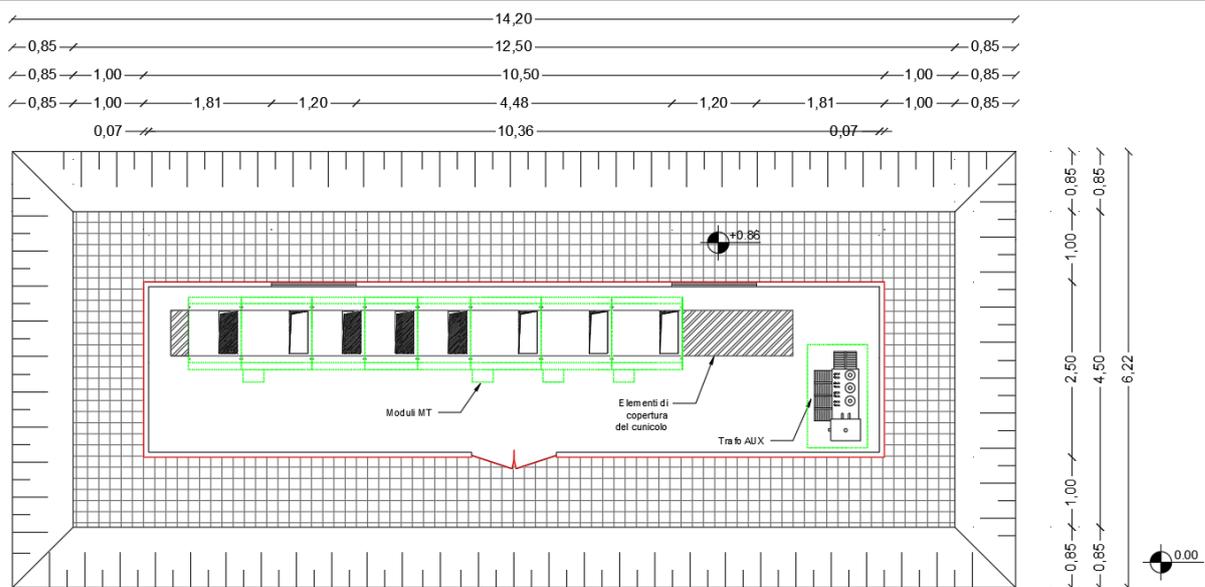
Particolare delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

3.16 Descrizione delle cabine annesse all'impianto

Per quanto riguarda le cabine elettriche che saranno fornite e posate all'interno dell'area di impianto, si sottolinea che le stesse saranno composte esclusivamente da strutture prefabbricate, trasportate e appoggiate su terreno, previa battitura e preparazione dello stesso. In particolare, le cabine saranno composte da una vasca di fondazione (Cfr. RE04.1) e dalla cabina vera e propria che ospiterà la quadristica e le connessioni elettriche. Tutti i prefabbricati introdotti in sito risponderanno a tutti i criteri e requisiti Normativi, sia urbanistiche che elettrici. (Cfr. IE04-Cabine di campo). Si riportano per completezza le certificazioni relative alle strutture e ai relativi calcoli strutturali, oltre alle certificazioni di rispondenza dei requisiti ENEL. Si rimanda alla apposita Relazione Geotecnica per l'analisi della interazione fondazioni-terreno.

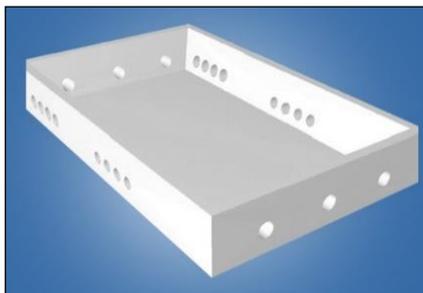


Cabine di campo



Cabine di raccolta

Si precisa che per il posizionamento delle cabine non sarà necessaria la realizzazione di fondazioni gettate in opera, in quanto le stesse saranno composte da prefabbricati alloggiati nel terreno, previo scavo di fondazione di circa 1 metro sul quale verrà steso uno strato di geo tessuto e un letto di misto granulare stabilizzato per uno spessore di circa cm 10 che assolverà ad una funzione livellante.

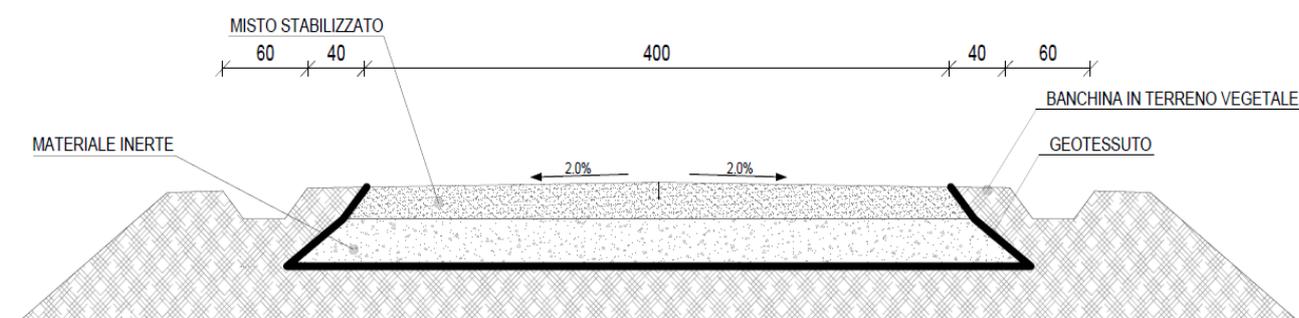


Vasca di fondazione

3.17 Viabilità interna

L'area su cui sarà realizzato l'impianto ha una superficie complessiva di circa 35,75 ettari, distinto in nove lotti vicini tra loro, fisicamente separati da recinzioni, strade e reticoli idraulici. Per muoversi agevolmente all'interno delle aree, ai fini delle manutenzioni, e per raggiungere le cabine di campo verrà realizzata un'unica strada interna perimetrale.

Al fine di limitare la realizzazione di opere all'interno dell'area, la viabilità da realizzare sarà quella strettamente necessaria, ovvero, una viabilità perimetrale per raggiungere in maniera agevole tutti i punti dell'impianto e per l'accesso alle cabine. La viabilità interna sarà del tipo Macadam e verrà realizzata solo con materiali naturali (pietrisco di cava) che consentono l'infiltrazione e il drenaggio delle acque meteoriche nel sottosuolo; pertanto, non sarà ridotta la permeabilità del suolo.



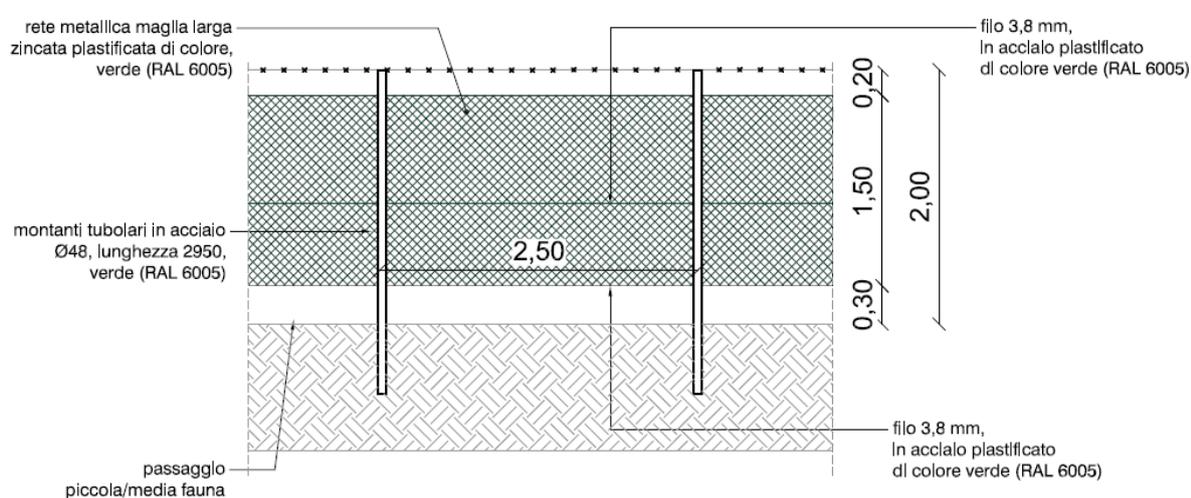
Per fare in modo che il materiale introdotto nel sito per la realizzazione delle strade interne non si mischi al terreno vegetale, laddove dovranno essere realizzati i tratti viari, verrà steso un **geotessuto in tnt** per la separazione degli strati. Per quanto concerne l'andamento plano-altimetrico dei tratti costituenti la viabilità interna, si sottolinea che quest'ultima verrà realizzata seguendo, come criterio progettuale, quello di limitare le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante; questo sarà possibile realizzarlo in quanto le livellette stradali seguiranno l'andamento naturale del terreno stesso. Ad ogni modo, qualora dovessero rendersi necessari interventi per garantire il drenaggio delle acque superficiali, questi verranno realizzati in maniera puntuale lungo il percorso della viabilità interna e/o in prossimità dei locali tecnici.

3.18 Recinzioni

Per garantire la sicurezza dell'impianto, tutta l'area di intervento sarà recintata mediante rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2.00 m.

La presenza di una recinzione di apprezzabile lunghezza potrebbe avere ripercussioni negative in termini di deframmentazione degli habitat o di eliminazione di habitat essenziali per lo svolgimento di alcune fasi biologiche della piccola fauna selvatica presente in loco.

Per evitare il verificarsi di situazioni che potrebbero danneggiare l'ecosistema locale tutta la recinzione verrà posta ad un'altezza di 30 cm dal suolo, per consentire il libero transito delle piccole specie animali selvatiche tipiche del luogo. Così facendo la recinzione non costituirà una barriera al movimento dei piccoli animali sul territorio.



I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'elaborato grafico **AR06**-Strutture di supporto dei pannelli fotovoltaici e recinzione- pianta e prospetti.

3.20 Mitigazione visiva con specie autoctone

Al fine di attenuare, se non del tutto eliminare, la visibilità dell'impianto fotovoltaico "Villalba" la Società proponente, ferma restando la propria disponibilità ad un confronto collaborativo finalizzato alla individuazione di ogni e più opportuno accorgimento a ciò necessario e/o opportuno, ha previsto interventi di mitigazione visiva attraverso l'impegno di piante di fichi d'India.

Tale scelta è dettata dal fatto che sull'area vi è una nutrita presenza di tale specie e come visibile dallo scatto riportato nell'immagine successiva, ripreso lungo la provinciale SP30, tali piante sono la scelta migliore per una integrazione dell'impianto nei luoghi in cui questo si inserisce. La stessa area di intervento dell'impianto "Villalba" è delimitata da filari di fico d'india.



Pertanto, sulle fasce perimetrali dell'impianto agrovoltaico, a ridosso della recinzione, è stata prevista la piantumazione di una siepe in doppio filare a quinconce, costituita da piante di fichi d'india che avrà altezza pari a circa 2 metri, altezza sufficiente a schermare l'impianto da eventuali punti di fruizione visiva statica o dinamica. Nell'area nord ed est, inoltre, verranno realizzate delle fasce arboree più estese al fine di mitigare l'impatto dell'impianto dai punti sensibili così come individuati nell'elaborato **RE06 e rispettive tavole allegate**.

3.21 Agrovoltaico

La progettazione dell'impianto agrovoltaico "Villalba" è stata condotta prevedendo una diversificazione delle coltivazioni sulle diverse superfici di progetto.

Anzitutto, all'interno delle aree recintate della centrale fotovoltaica, il terreno agricolo sarà destinato alla coltivazione di Aloe Vera. La coltivazione sarà attuata tra le file delle strutture fotovoltaiche in una fascia larga pari a 1,00 mt, in corrispondenza della quale verranno piantumate due file di piante di Aloe Vera distanti 0,50 mt, a cui si affiancherà uno spazio di 2,50 mt, per un totale di 3,00 mt che garantirà sia il distanziamento tra le file di moduli per massimizzare la producibilità dell'impianto fotovoltaico, sia il passaggio dei mezzi agricoli per la lavorazione del terreno, la semina e la raccolta manuale dei prodotti agricoli.

Le piante di Aloe non hanno bisogno di interventi di potatura. Quando necessario, si interverrà attraverso l'uso di adeguata attrezzatura (cesoie o coltelli). Non è necessario irrigare la coltivazione durante i mesi invernali, mentre durante i periodi di siccità estivi è opportuno apportare una sufficiente quantità d'acqua.

La necessità di irrigare le piante sarà segnalata da apposita tecnologia per AGRICOLTURA SMART, opportunamente descritta nel successivo paragrafo.

L'impianto agro-fotovoltaico contribuirà a garantire una copertura vegetale per tutto l'anno, a preservare la fertilità del terreno ed il relativo quantitativo di sostanza organica, a creare un habitat quasi naturale, a ridurre i fenomeni di erosione del suolo per via della copertura vegetale e delle corrette pratiche agronomiche applicate.

Questo intervento oltre a dare una qualificazione paesaggistica e ambientale all'area, potrà diventare anche un'importante fonte di reddito.

Il terreno sotto i pannelli, inoltre, sarà molto più fresco in estate e più caldo in inverno. Questo non solo riduce i tassi di evaporazione delle acque di irrigazione in estate, ma influisce positivamente anche sulle piante in modo che subiscano meno stress.



Per tutte le restanti aree interne alle recinzioni è prevista la piantumazione di **leguminose auto-riseminanti** che, oltre a non necessitare di pratiche agricole particolari, sono note per essere un concime naturale per il terreno in quanto azoto fissatrici, inoltre trovano un ampio impiego in agricoltura come specie foraggere. Le leguminose annuali auto-riseminanti sono in grado di svilupparsi durante la stagione fredda completando il ciclo di ricrescita ad inizio estate. Queste specie germinano e si sviluppano alle prime piogge autunnali e grazie all'autoriseminazione, persistono per diverso tempo nello stesso appezzamento di terreno.

La copertura con leguminose contribuisce a promuovere la fertilità del suolo e la stabilità dell'agroecosistema, promuovendo la biodiversità microbica ed enzimatica, migliorando al tempo stesso le qualità del terreno. La leguminosa autoriseminante da utilizzare sarà il Trifolium.



Trifolium

Gli aspetti più interessanti per la vegetazione spontanea nel contesto in cui s'inserisce l'opera, sono dati dalla vegetazione ripariale essenzialmente dal carattere preforestale, che si rileva lungo il vicino Torrente Belici.

Si evidenzia come l'impianto in esame non rappresenti una minaccia per tali formazioni vegetazionali, non solo perché la proposta progettuale si mantiene a debita distanza dal Torrente Belici, ma anche poiché, per tipologia impiantistica, esso non è in grado di produrre, emettere sostanze capaci di alterare l'equilibrio del prezioso complesso acque-vegetazione riparia. L'unico momento critico potrebbe essere rappresentato dalla fase di cantiere, ma se essa è svolta nel rispetto delle norme e dei regolamenti specifici, e con premura e attenzione per il contesto circostante, non si ravvisano criticità neanche in tal senso.

Pur essendo vero quanto appena descritto, al fine di mitigare ulteriormente l'impatto dell'opera e realizzare anche un migliore inserimento paesaggistico dell'impianto nel circostante paesaggio colturale, si propone di rendere più efficiente la funzionalità della vegetazione ripariale nei pressi

dell'impianto. Nel dettaglio, tale obiettivo sarà realizzato potenziando la vegetazione ripariale ad elofite presente lungo un breve ramo laterale del Torrente Belici che lambisce la porzione settentrionale del sito progettuale, mediante la creazione di fasce tamponi perimetrali. Lungo il ramo in esame, saranno così realizzate a ridosso della vegetazione ripariale esistente, due fasce perimetrali esterne dall'habitus arbustivo, impiegando le tecniche operative adatte per simili progetti, e soprattutto le specie igrofile e mesoigrofile più idonee alle caratteristiche stazionali e tipiche per il contesto considerato

In tutte le aree esterne all'impianto, lungo i reticoli idraulici entro i limiti delle superfici contrattualizzate, si provvederà alla piantumazione di mix di semi (**Festuca Arundinacea, Dactylis glomerata, Lolium perenne, Festuca pratensis, Festuca rubra, Phleum pratense, Trifolium repens**) per prato, per foraggio e pascolo da seminare preferibilmente in primavera, oppure da inizio autunno sino a fine settembre. Tali specie vegetali presentano alta resistenza al calpestamento buona adattabilità, rapporto graminacee-leguminose equilibrato. Di seguito, da sinistra: Festuca Arundinacea, Dactylis glomerata, Lolium perenne.



Infine, come riportato in dettaglio nella relazione **RE16-Progetto Agricolo**, tutte le superfici non utilizzate dal posizionamento di moduli, cabine e viabilità di servizio, sono state progettate per mantenere costante ed anzi aumentare il valore della produzione agricola. In particolare sono stati individuati tre settori, di seguito descritti:

Settore A: Fascia perimetrale di mitigazione

Per la fascia perimetrale seganta dalle recinzioni, dell'estensione di 1,20 ettari, si ipotizza la coltivazione del fico d'India (*Opuntia ficus-indica*), pianta tipica del territorio, sia per l'importanza commerciale del frutto, sia per le utilizzazioni alternative della biomassa sulle quali sono in corso diverse sperimentazioni, sia per l'opportunità di estrazione dell'olio dai semi (Bacchetta et al. 2019;

Amirante, 2018). Il fico d'India (*Opuntia ficus-indica* L.) appartiene alla famiglia delle Cactaceae, è originario dell'America, quindi introdotto in Europa dopo la scoperta del Nuovo Continente.

In Italia, nonostante sia presente in forma spontanea in tutto il centrosud dove è ampiamente naturalizzata in particolare nei settori più caldi e nelle stazioni più aride del piano basale (settori sub-costieri, suoli con rocciosità affiorante, esposizioni meridionali), la maggior parte della coltura specializzata è concentrata in Sicilia, con una superficie totale di circa 4000 ettari.

La specie mostra una spiccata capacità rigenerativa, da un frammento di pala possono infatti rigenerarsi nuovi individui a spese delle risorse della pala stessa. La pianta limita l'erosione del suolo, grazie al suo apparato radicale molto esteso, anche se molto superficiale (non supera in genere i 30 cm di profondità nel suolo); esso durante il periodo di pioggia è in grado di generare rapidamente nuove radici per sfruttare al massimo la disponibilità presente nell'ambiente, come noto limitata e concentrata nelle stazioni di diffusione.

Settore B: Superficie coltivabile negli interfilari dei moduli

Come già descritto, sulla superficie tra le interfile dei moduli fotovoltaici, estesa su 14,45 ha, si prevede di coltivare l'aloë in alternativa al fico d'India; la specie infatti oltre che essere idonea alle caratteristiche stagionali (bioclima, pedologia, ecc.), appare di notevole interesse per il mercato a causa delle sue svariate utilizzazioni in campo nutraceutico, sempre di maggior applicazione (Capasso et al., 2013)

L'aloë è una pianta succulenta delle Liliacee. Delle numerose specie appartenenti al genere, le più conosciute ed utilizzate sono Aloe vera e Aloe arborescens. Si differenziano sia per la struttura, sia per la concentrazione dei principi nutritivi: l'Aloe vera ha una foglia di maggiori dimensioni, più carnosa e succulenta rispetto ad Aloe arborescens. Quest'ultima ha una corteccia di spessore maggiore e maggiore tendenza a svilupparsi verso l'alto, rispetto all'Aloe vera che cresce più in larghezza.

Settore C: Superficie esterna alla recinzione

Sulla superficie contrattualizzata esterna alla recinzione, estesa su 16.50 ha, si prevede di proseguire l'attuale scelta colturale del seminativo, rispettando un avvicendamento tra leguminose a granella e frumento duro, colture di lunga tradizione nell'areale in esame. In alternativa sarebbe possibile la coltivazione di essenze pratensi ad utilizzazione foraggera.

Per quanto riguarda il frumento duro la Sicilia è con la Puglia una delle maggiori produttrici a livello nazionale. In base i dati raccolti risulta che nella Sicilia centro-occidentale in media i valori della

PLV sono di 1481 €/ha, inclusi i contributi comunitari, la resa media è di 38 q/ha e i costi di produzione di 1257 €/ha (Tesi di dottorato B. Messina, 2012-13).

Per quanto riguarda le leguminose, nella valutazione si è scelto di considerare la fava da granella in quanto la Sicilia risulta la più forte produttrice al livello nazionale, con una resa media del triennio 2013-2015 pari a quasi 48 q/ha e un prezzo medio all'origine di 50 €/q. I costi variabili di produzione (dati medi nazionali) per la fava da granella sono di 1770 €/ha (ISMEA, 2016).

Stima del valore della produzione agricola

Nella tabella seguente sono riportati i risultati economici annuali stimati per l'impianto in oggetto, e per le soluzioni colturali precedentemente proposte e illustrate.

Settore del sito progettuale	Coltura	Estensione (ha)	Produzione unitaria (q/ha)	Prezzo di mercato €/q	PLV (€)	K (€)	PLV-K (€)
Settore A	Fico d'India	1,2	170	57	11628	1628	10000
Settore B	Fico d'India	14,45	170	57	140020,5	19603	120418
Settore C	Frumento duro	16,5	38	.*	24436,5*	20704	3696
	Leguminose da granella		47,6	50	39270	29205	10065

La tabella mostra come il margine derivante dalle colture proposte (PLV-K) possa essere vantaggioso anche dal punto di vista economico, e dunque l'abbinamento del fotovoltaico a terra con gli aspetti colturali, appare non solo vantaggiosa in termini di contenimento dell'impatto ambientale e paesaggistico dell'opera.

I ricavi netti annuali derivanti dalla produzione agricola complessiva, varrebbero infatti dai 134.114 Euro negli anni in cui nella superficie esterna alla recinzione viene coltivato frumento duro, ai 140483 Euro quando qui sono impiegate in rotazione leguminose da granella (valore basato sulla fava da granella, come già esposto in precedenza).

3.22 Agricoltura SMART

Come già accennato nel paragrafo precedente, la società proponente ha previsto l'installazione di tecnologia per l'agricoltura SMART al fine di migliorare, monitorare ed evitare sprechi di risorse naturali per la coltivazione delle specie previste.

In particolare, saranno posiziona ben due stazioni meteo tipo NETSENS modello METEOSENSE 2.0. La stazione fornisce le misure dei sensori in tempo reale grazie all'affidabilità della tecnologia GPRS sulla nostra interfaccia web LiveData, accessibile da smartphone e desktop.

Anemometro:
Intensità media/raffica, direzione

Bagnatura fogliare:
Bagnatura su faccia superiore ed inferiore

Radiazione solare:
Globale, UV, PAR

Temperatura e umidità:
Sensore digitale ad alta precisione, con schermo solare e calcolo punto di rugiada

Unità principale:
Contenitore da esterni, modem GPRS integrato, slot SD card, regolatore elettronico di carica.

Pluviometro:
Pioggia cumulata e intensità di precipitazione

Pannello solare:
Sistema di alimentazione integrato ad alta autonomia.

Meccanica:
Paleria e ferramenta completa in acciaio zincato e alluminio anodizzato.

Sensore del suolo:
Fino a 4 sensori digitali per la misura di umidità e temperatura del terreno o conducibilità elettrica

Accedete ai dati in tempo reale e da qualsiasi desktop, notebook o smartphone, tramite una completa ed avanzata interfaccia utente

Generazione dinamica di report esportabili in vari formati

Rappresentazione grafica dei sensori con funzione "zoom"

Le stazioni saranno posizionate a monte e a valle dell'impianto, in modo da produrre un bacino di raccolta dati differenziato per altitudine.

Termoigrometro

Temperatura: -25 +85 °C, accur. 0.5°C
Umidità: 0-100 %RH, accuratezza 3%
Calcolo del punto di rugiada
Uscita digitale, Schermo solare



Umidità e temperatura terreno

Accuratezza: 2%
Range di misura: da 0% a saturazione
Temperatura operativa: - 40 + 60 °C
Fino a 4 sensori per stazione



Oltre alle due stazioni meteo, saranno installati per ciascuno dei nove lotti di cui è composto l'impianto agrovoltico, ulteriori tre sensori per il rilevamento della bagnatura fogliare, temperatura e umidità. Tutti questi dati saranno raccolti e utilizzati per irrigare e concimare le piante solamente quando necessario, diminuendo l'impatto sulle risorse naturali così preziose in Sicilia come l'acqua, oltre a massimizzare la produzione agricola.

I dati dei sensori meteo sono inviati al Centro LiveData Netsens, e saranno visualizzati da PC, smartphone o tablet da parte della società proponente.

3.23 Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici – MITE – giugno 2022

Secondo le “*Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici*” del giugno 2022 sono definiti i seguenti requisiti:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l’integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- **REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell’attività agricola e pastorale;
- **REQUISITO C:** L’impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l’impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- **REQUISITO E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Prima di procedere all’analisi dei requisiti, sopra citati, è opportuno precisare che l’impianto agrivoltaico “Villalba” è stato progettato e sottoposto all’iter di autorizzazione prima della pubblicazione (dicembre 2021) delle suddette “Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici” (giugno 2022). Quindi, per l’impianto in oggetto non risulterebbe vincolante il soddisfacimento di tali parametri, nonostante ciò, si riporta di seguito l’analisi per l’impianto “Villalba”.

Requisito A

Il Requisito A si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali; in particolare, sono identificati i seguenti parametri:

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

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

A.1 Superficie minima per l'attività agricola

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021). Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot}) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA):

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

Per l'impianto "Villalba" risulta che:

	ha
Aloe vera e Leguminose autoriseminanti	34,67
$S_{agricola}$	34,67
Superficie di un sistema agrivoltaico (S_{tot}): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico	35,75
$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$	34,67 > 25,025
$(S_{agricola}/S_{tot}) \cdot 100 \geq 70\%$	96,98% > 70%

→ L'impianto "Villalba" soddisfa il requisito "A.1 Superficie minima per l'attività agricola".

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

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

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

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

$$LAOR \leq 40\%$$

Per l'impianto "Villalba risulta che:

	ha
Superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice)	18,24
Superficie di un sistema agrivoltaico (Stot): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico	35,75
LAOR (Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (Stot). Il valore è espresso in percentuale	51%

→ **L'impianto "Villalba" non soddisfa il requisito "A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)".**

Requisito B

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

- B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;
- B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

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

B.1 Continuità dell'attività agricola

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

a) L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici. In particolare, tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo.

Come già esposto nel "Progetto agricolo", nella tabella che segue sono riportati i risultati economici annuali stimati per l'impianto in oggetto, alla luce delle soluzioni colturali individuate per i vari settori. Si evidenzia come, a causa dell'attuale difficoltà riscontrata nel reperimento di informazioni attendibili inerenti ai valori di mercato delle foglie di Aloe vera, per le considerazioni economiche di seguito riportate inerenti alle superfici tra gli interfilari dei pannelli, è stato necessario fare riferimento alla coltivazione di Opuntia ficus-indica, così come illustrato per il settore A.

Settore del sito progettuale	Coltura	Estensione (ha)	Produzione unitaria (q/ha)	Prezzo di mercato (€/q)	PLV (€)	K (€)	PLV-K (€)
Settore A	Fico d'India	1,2	170	57	11628	1628	10000
Settore B	Fico d'India	14,45	170	57	140020,5	19603	120418
Settore C	Frumento duro	16,5	38	.*	24436,5*	20704	3696
	Leguminose da granella		47,6	50	39270	29205	10065

Tabella 8 – Ricavi (PLV, Produzione Lorda Vendibile), costi (K), e valori netti ottenibili annui.

*Come in precedenza rilevato si è fatto riferimento ad i valori contenuti nella tesi di dottorato di B. Messina.

La tabella mostra come il margine derivante dalle colture proposte (PLV-K) possa essere vantaggioso anche dal punto di vista economico, e dunque l'abbinamento del fotovoltaico a terra con gli aspetti colturali, risulti non solo vantaggiosa in termini di contenimento dell'impatto ambientale e paesaggistico dell'opera.

I ricavi netti annuali derivanti dalla produzione agricola complessiva varierebbero infatti dai 134.114,00 euro negli anni in cui nella superficie esterna alla recinzione viene coltivato frumento duro, ai 140.483,00 euro quando qui sono impiegate in rotazione leguminose da granella (valore basato sulla fava da granella).

b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Per l'impianto "Villalba" verrà rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo, in quanto la coltivazione di leguminose autoriseminanti al di sotto delle strutture fotovoltaiche e la coltivazione di grano e orzo al di fuori delle aree recintate d'impianto, rispecchia l'attuale indirizzo produttivo, ovvero seminativo; quindi, possiamo ritenere soddisfatto il requisito B1 punto "b".



Area impianto "Villalba" coltivata a seminativi

→ L'impianto "Villalba" soddisfa il requisito "B.1 Continuità dell'attività agricola".

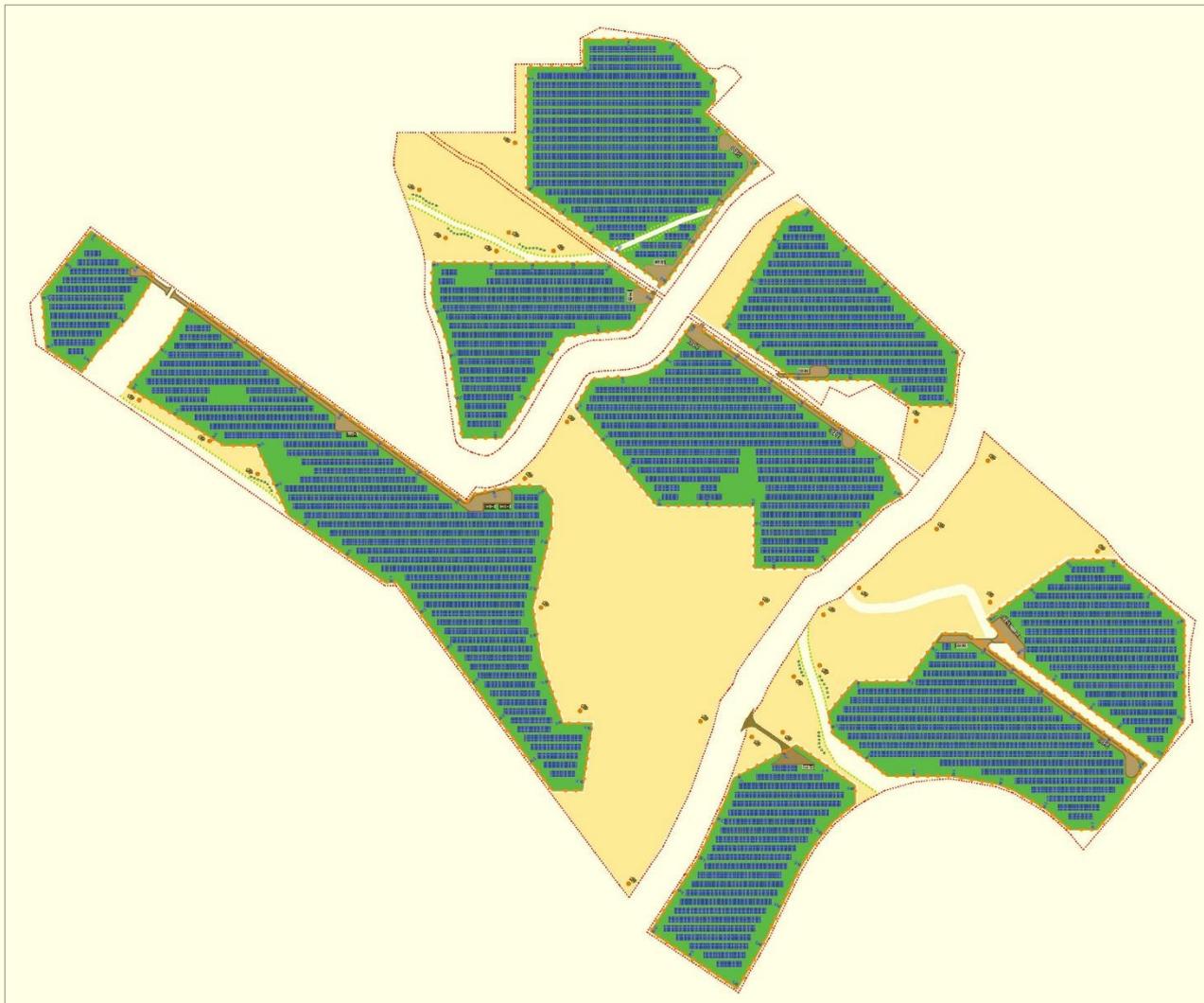
B.2 Producibilità elettrica minima

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

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$$

Si riporta di seguito l'applicazione del Requisito B.2 all'impianto agrivoltaico "Villalba".

Impianto agrovoltaico "Villalba"



Impianto agrovoltaico "Villalba" con Moduli Fissi

L'impianto oggetto della progettazione presenta le seguenti caratteristiche:

- Area recintata = 35,75 ha
- Strutture di tipo fisso = 2764
- Moduli della potenza di 620W = 66336 (efficienza del 22,18%)
- Potenza in DC = 41,128 MW
- Potenza in DC/ha = 1,150 MW
- Produzione annuale FV = 1556,48 kWh/kWp
- Produzione annuale totale FV/ha = $1556,48 * 1,150 = 1,790 \text{ GWh/ha/anno}$



European
Commission

Rendimento FV connesso in rete

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

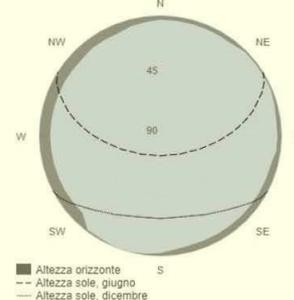
Valori inseriti:

Lat./Long.: 37.623, 13.886
Orizzonte: Calcolato
Database solare: PVGIS-SARAH
Tecnologia FV: Silicio cristallino
FV installato: 1 kWp
Perdite di sistema: 10 %

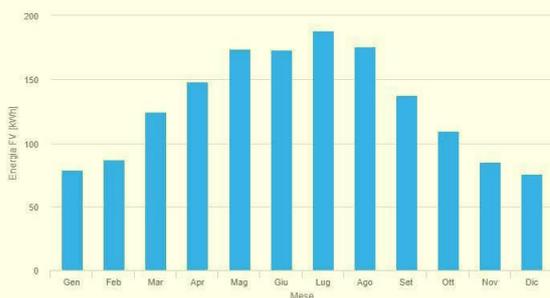
Output del calcolo

Angolo inclinazione: 15 °
Angolo orientamento: 0 °
Produzione annuale FV: 1556.48 kWh
Irraggiamento annuale: 1913.8 kWh/m²
Variazione interannuale: 29.36 kWh
Variazione di produzione a causa di:
Angolo d'incidenza: -2.9 %
Effetti spettrali: 0.68 %
Temperatura e irradianza bassa: -7.56 %
Perdite totali: -18.67 %

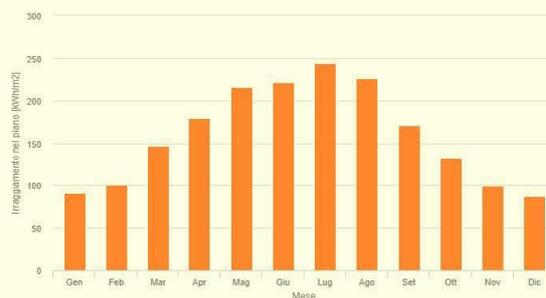
Grafico dell'orizzonte:



Energia prodotta dal sistema FV fisso fisso:



Irraggiamento mensile sul piano fisso:



Energia FV ed irraggiamento mensile

Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	78.7	90.6	8.5
Febbraio	86.5	99.6	11.7
Marzo	124.6	146.8	7.8
Aprile	148.4	179.1	10.5
Maggio	174.1	215.7	9.5
Giugno	173.3	221.5	8.9
Luglio	187.9	243.7	5.9
Agosto	175.5	225.9	7.7
Settembre	137.7	171.4	6.6
Ottobre	109.9	133.0	7.5
Novembre	84.4	99.3	9.0
Dicembre	75.3	87.0	9.1

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema scelto [kWh].

H(i)_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].

SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

La Commissione europea gestisce questo sito per offrire al pubblico un più ampio accesso alle informazioni sulle sue iniziative e le politiche dell'Unione europea in generale. L'obiettivo è quello di fornire informazioni costate e aggiornate. Qualsiasi errore portato alla nostra attenzione sarà prontamente corretto.

La Commissione declina, tuttavia, qualsiasi responsabilità per quanto riguarda le informazioni ottenute consultando questo sito, tal informazione:

i) sono esclusivamente di carattere generale e non intendono fare riferimento a circostanze specifiche relative ad alcun individuo o entità,

ii) non sono necessariamente esaurienti, complete, corrette o aggiornate,

iii) sono talvolta legate a siti esterni sui quali i servizi della Commissione non hanno alcun controllo e per le quali la Commissione non si assume alcuna responsabilità,

iv) non costituiscono un parere di tipo professionale o legale (per una consulenza specifica, è sempre necessario rivolgersi ad un

Joint
Research
Centre

PVGIS ©Unione Europea, 2001-2021.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

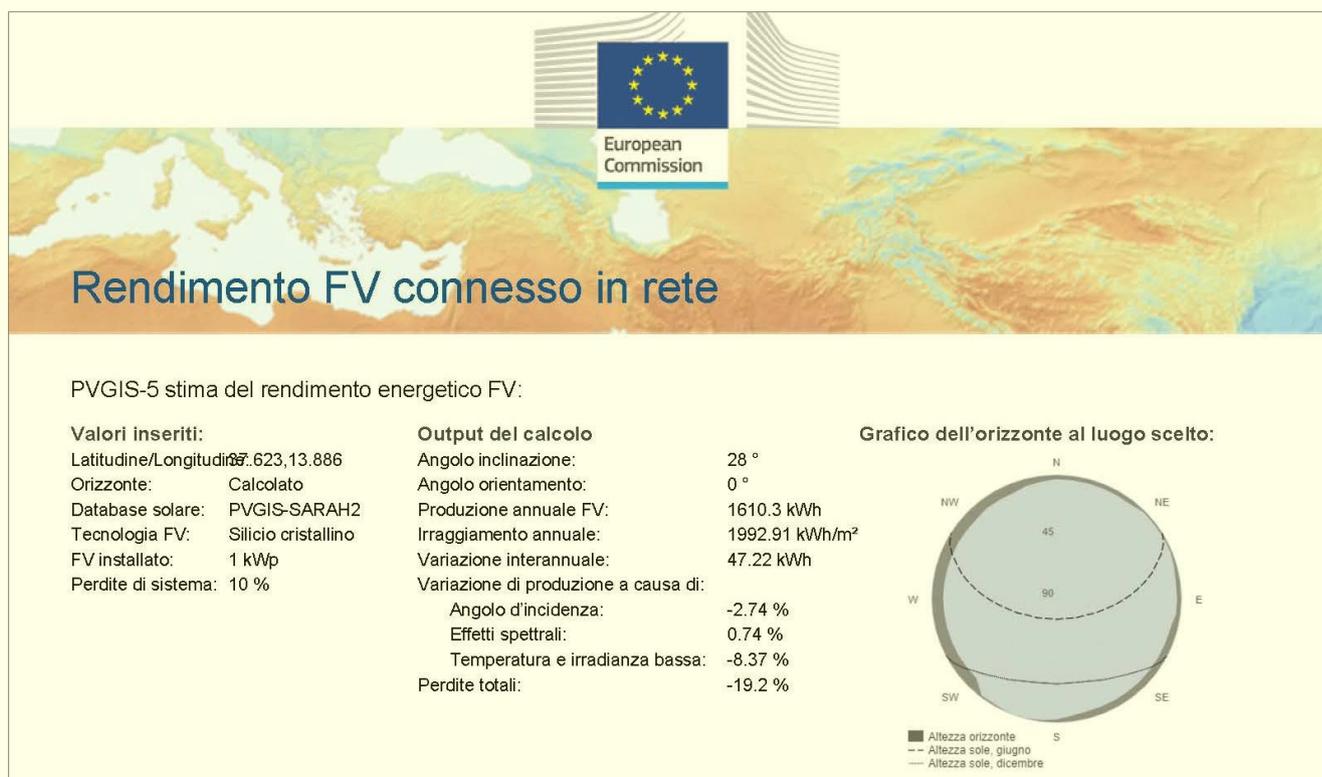
Dati mensili di irraggiamento 2021/12/03

Impianto fotovoltaico standard "Villalba"

L'impianto fotovoltaico standard considerato è caratterizzato da moduli aventi stesse caratteristiche (dimensioni e interfila tra i pannelli) di quelle del modulo utilizzato per l'impianto agrovoltaico sopra riportato, ma potenza ed efficienza diverse; nello specifico per l'impianto fotovoltaico standard il modulo avrà potenza di 570 W, efficienza pari al 20%, orientato a sud e inclinato con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi, come richiesto dalle "Linee Guida in materia di impianti agrovoltaici".

L'impianto fotovoltaico standard presenta quindi le seguenti caratteristiche:

- Area recintata = 35,75 ha
- Strutture di tipo fisso = 2764
- Moduli della potenza di 570W = 66336 (efficienza del 20%)
- Potenza in DC = 37,81 MW
- Potenza in DC/ha = 1,058 MW
- Produzione annuale FV = 1610,3 kWh/kWp
- Produzione annuale totale FV/ha = $1610,3 * 1,058 = 1,704 \text{ GWh/ha/anno}$



Energia prodotta dal sistema FV fisso:



Irraggiamento mensile sul piano fisso:



Energia FV ed irraggiamento mensile

Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	93.5	107.4	12.5
Febbraio	99.8	115.6	18.0
Marzo	133.7	159.2	14.1
Aprile	149.8	182.9	12.1
Maggio	165.9	207.9	10.7
Giugno	163.6	212.0	7.5
Luglio	178.6	235.0	5.1
Agosto	170.8	223.0	10.2
Settembre	143.4	180.7	8.7
Ottobre	122.7	149.5	10.9
Novembre	97.4	114.8	11.5
Dicembre	91.1	104.8	10.9

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].

H(i)_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].

SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

La Commissione europea gestisce questo sito per offrire al pubblico un più ampio accesso alle informazioni sulle sue iniziative e le politiche dell'Unione europea in generale. L'obiettivo è quello di fornire informazioni esatte e aggiornate. Qualsiasi errore portato alla nostra attenzione sarà prontamente corretto. La Commissione declina, tuttavia, qualsiasi responsabilità per quanto riguarda le informazioni ottenute consultando questo sito.

È nostra cura ridurre al minimo le distorsioni imputabili a problemi tecnici. Tuttavia, parte dei dati o delle informazioni contenuti nel sito possono essere stati creati o strutturati in file o formati non esenti da errori, e non possiamo garantire che il servizio non subisca interruzioni o non risulti in altro modo di tali problemi. La Commissione declina ogni responsabilità per gli eventuali problemi derivati dall'utilizzazione del presente sito o dei siti esterni ad esso collegati.

Per ulteriori informazioni, visitare https://ec.europa.eu/info/legal-notice_it

PVGIS ©Unione Europea, 2001-2023.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Rapporto generato il 2023/01/31

Joint
Research
Centre

Dunque, andando a fare il confronto tra la $FV_{agri}=1,790$ GWh/ha/anno e la $FV_{standard}=1,704$ GWh/ha/anno risulta verificata l'equazione:

$$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$$

$$1,790 \text{ GWh/ha/anno} \geq 0,6 * 1,704 \text{ GWh/ha/anno}$$

$$1,790 \text{ GWh/ha/anno} \geq 1,022 \text{ GWh/ha/anno}$$

→ **L'impianto agrovoltaiico "Villalba" soddisfa il requisito "B.2 Producibilità elettrica minima".**

L'impianto agrovoltaiico "Villalba" soddisfa il **REQUISITO B**, quindi *"il sistema agrovoltaiico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola"*.

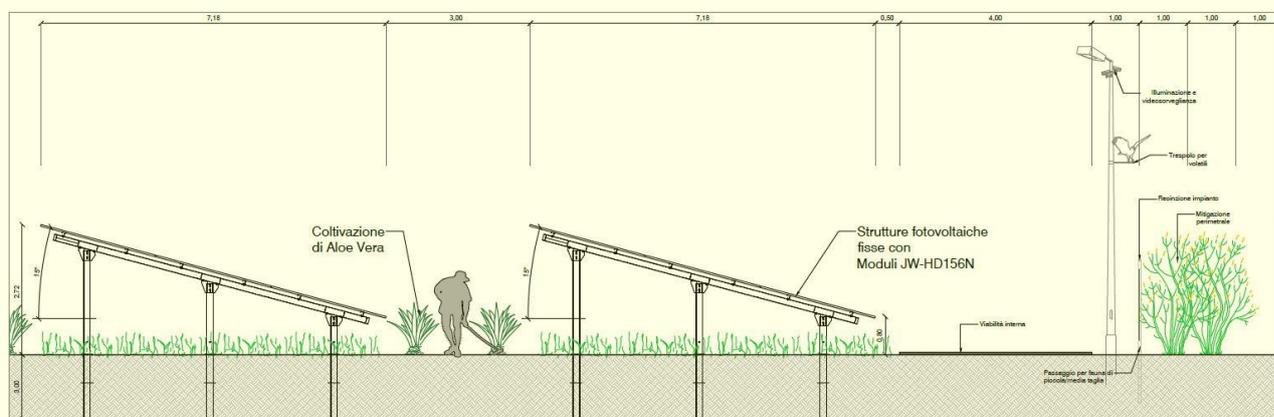
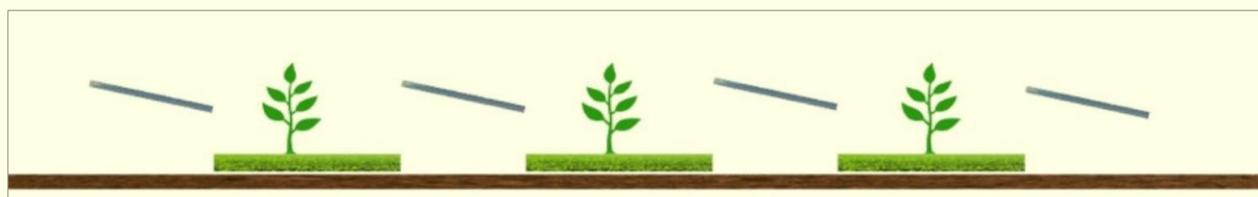
Requisito C

La configurazione spaziale del sistema agrivoltaico, e segnatamente l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrivoltaico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici. Nel caso delle colture agricole, l'altezza minima dei moduli da terra condiziona la dimensione delle colture che possono essere impiegate (in termini di altezza), la scelta della tipologia di coltura in funzione del grado di compatibilità con l'ombreggiamento generato dai moduli, la possibilità di compiere tutte le attività legate alla coltivazione ed al raccolto.

È importante precisare che la scelta di un sistema fotovoltaico fisso per l'impianto "Villalba", è stata effettuata in relazione alle significative pendenze del terreno interessato dall'impianto in oggetto; tale scelta ha condotto i progettisti per ragioni di sicurezza e stabilità a preferire moduli fotovoltaici su strutture fisse piuttosto che moduli su strutture mobili.

Premesso ciò, il progetto in esame ricade nel "TIPO 2", secondo quanto definito nelle Linee guida qui considerate, ovvero:

"l'altezza dei moduli da terra non è progettata in modo da consentire lo svolgimento delle attività agricole al di sotto dei moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un uso combinato del suolo".



Particolare pannelli fotovoltaici

Si può concludere che:

- L'impianto agrovoltaico "Villalba" rientra nella tipologia 2) succitata, quindi non è identificabile come impianto agrovoltaico avanzato secondo il Requisito C delle "Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici".

Tale considerazione non preclude l'identificazione dell'impianto "Villalba" come impianto agrovoltaico.

Requisito D

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto. L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti. Gli esiti dell'attività di monitoraggio sono fondamentali per valutare gli effetti e l'efficacia delle misure stesse.

Seppur non è interesse della società proponente "Theia srl" accedere agli incentivi statali, per l'impianto "Villalba" è previsto un adeguato sistema di monitoraggio.

Al fine del raggiungimento del requisito C, secondo il DL 77/2021, devono essere garantite le seguenti condizioni di esercizio:

D.1) il risparmio idrico;

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

Tali condizioni saranno garantite grazie al ricorso all'AGRICOLTURA SMART, di cui si è discusso all'interno dello Studio di Impatto Ambientale e qui riportato al punto 4.a, a cui si rimanda.

→ L'impianto agrovoltaico "Villalba" soddisfa il requisito "D - Sistemi di monitoraggio".

Requisito E

Al fine di valutare gli effetti delle realizzazioni agrivoltaiche, il PNRR prevede altresì il monitoraggio di ulteriori parametri come il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici, facenti parte del requisito E.

Si precisa che non è interesse della società proponente "Theia srl" accedere ai contributi del PNRR, per tale motivo non si è reso necessario approfondire il requisito E.

Si ribadisce che l'impianto agrivoltaico "Villalba" è stato progettato e sottoposto all'iter di autorizzazione prima della pubblicazione (dicembre 2021) delle suddette "Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici" (giugno 2022). Quindi, per l'impianto in oggetto non risulterebbe vincolante il soddisfacimento di tali parametri.

4 QUANTIFICAZIONE DELLE RISORSE NATURALI NECESSARIE IN TERMINI DI ENERGIA, DI MATERIALI UTILIZZATI E DI PRODUZIONE DI RIFIUTI

Ai fini della completa valutazione degli impatti dell'impianto agrovoltaico "Villalba" sull'atmosfera e sul clima, nonché della quantificazione delle risorse naturali necessarie in termini di energia, di materiali utilizzati e di produzione dei rifiuti, si è fatto riferimento al principio DNSH (Do No Significant Harm).

Il principio DNSH, declinato sui sei obiettivi ambientali definiti nell'ambito del sistema di tassonomia delle attività ecosostenibili, ha lo scopo di valutare se una misura possa o meno arrecare un danno ai sei obiettivi ambientali individuati nell'accordo di Parigi (*Green Deal europeo*).

In particolare, il proponente dichiara che l'impianto agrovoltaico "Villalba" non arreca un danno significativo:

1. Alla mitigazione dei cambiamenti climatici, in quanto il progetto non produce emissioni di gas serra (GHG); la produzione di elettricità da energia fotovoltaica non determina impatto sui cambiamenti climatici.
2. All'adattamento ai cambiamenti climatici, in quanto il progetto non determina un impatto negativo del clima attuale e futuro, sull'attività stessa o sulle persone, sulla natura o sui beni; l'impianto agrovoltaico "Villalba" produrrà elettricità in condizioni e in aree che non pregiudicano l'erogazione dei servizi.
3. All'uso sostenibile o alla protezione delle risorse idriche e marine, in quanto la produzione di elettricità da pannelli solari non genera impatti sulla tutela delle risorse idriche.
4. All'economia circolare, inclusa la prevenzione, il riutilizzo ed il riciclaggio dei rifiuti, in quanto il progetto non porta a significative inefficienze nell'utilizzo di materiali recuperati o riciclati, ad incrementi nell'uso diretto o indiretto di risorse naturali, all'incremento significativo di rifiuti, al loro incenerimento o smaltimento, non causa danni ambientali significativi a lungo termine; in merito alla produzione di rifiuti e allo smaltimento di apparecchiature elettriche ed elettroniche, si faccia riferimento a quanto esposto nell'elaborato "RE15-Piano particolareggiato dismissione impianto e ripristino stato dei luoghi-R0", trasmesso in allegato all'istanza di avvio del procedimento in oggetto.
5. Alla prevenzione e riduzione dell'inquinamento, in quanto il progetto non determina un aumento delle emissioni di inquinanti nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

6. Alla protezione e al ripristino di biodiversità e degli ecosistemi, il progetto non è dannoso per le buone condizioni e resilienza degli ecosistemi o per lo stato di conservazione degli habitat e delle specie, comprese quelle di interesse per l'Unione europea, in quanto non ricade in aree sensibili sotto il profilo della biodiversità e degli ecosistemi. L'impianto "Villalba" dista circa 3,6 km dalla SIC "ITA050005 Lago Sfondato" e circa 5 km dalla SIC "ITA050009 Rupe di Marianopoli", come visibile nell'elaborato "RE06-TAV.5-Vincoli Area vasta-R0".
- Inoltre, la "Scheda 12-Produzione elettricità da pannelli solari" della guida operativa per il rispetto del principio del DNSH afferma quanto segue: *"Sono pertanto ammessi i progetti di impianti agrivoltaici, che prevedono l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte"*. L'impianto agrivoltaico "Villalba" garantirà contestualmente alla produzione di energia elettrica anche la coltivazione di aloe vera, fichi d'india, strisce di impollinazione (rosmarino, salvia e lavanda), grano, orzo e leguminose autoriseminanti, non compromettendo quindi la continuità dell'attività agricola.

Ai fini del rispetto della tassonomia, la produzione di elettricità dell'impianto agrivoltaico "Villalba" è considerata un'attività che contribuisce in modo sostanziale all'obiettivo della mitigazione dei cambiamenti climatici, in quanto:

- non compromette alcuno dei sei obiettivi ambientali della Tassonomia, e, in particolare, in materia di **economia circolare**, e salvaguardia della biodiversità, anche agraria;
- è svolta con adeguati livelli di efficienza (inclinazione, assolazione, ampiezza).

Un ulteriore aspetto da considerare è che l'impianto agrivoltaico "Villalba" non causa la limitazione all'uso del suolo, in quanto garantirà la produzione di energia elettrica e il proseguo dell'attività agricola.

Si riporta di seguito la Scheda 12 della guida operativa per il rispetto del principio del DNSH per l'impianto agrivoltaico "Villalba":

Scheda 12 - Produzione elettricità da pannelli solari

Verifiche e controlli da condurre per garantire il principio DNSH

Tempo di svolgimento delle verifiche	n.	Elemento di controllo	Esito (Sì/No/Non applicabile)	Commento (obbligatorio in caso di N/A)
Ex-ante	1	Il progetto di produzione di elettricità da pannelli solari segue le disposizioni del CEI o che rispetta le migliori tecniche disponibili per massimizzare la produzione di elettricità da pannelli solari, anche in relazione alle norme di connessione?	Sì	
	2	E' stata condotta un'analisi dei rischi climatici fisici funzione del luogo di ubicazione così come definita nell'appendice 1 della Guida Operativa?	Sì	
	3	Sono stati rispettati gli obblighi previsti dal D.Lgs. 49/2014 e dal D.Lgs. 118/2020 da parte del produttore di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (nel seguito, AEE) anche attraverso l'iscrizione dello stesso nell'apposito Registro dei produttori AEE?	Non applicabile	In fase di progettazione definitiva si è fatto riferimento a prodotti indicativi; in fase di realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si utilizzeranno tra i prodotti presenti sul mercato quelli il cui produttore di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche rispetti gli obblighi previsti dal D.Lgs.49/2014 e dal D.Lgs.118/2020.
	4	Per le strutture situate in aree sensibili sotto il profilo della biodiversità o in prossimità di esse, è stata verificata la sussistenza di sensibilità territoriali, in particolare in relazione alla presenza di Habitat e Specie di cui all'Allegato I e II della Direttiva Habitat e Allegato I alla Direttiva Uccelli, nonché alla presenza di habitat e specie indicati come "in pericolo" dalle Liste rosse (italiana e/o europea)?	Sì	
	5	Laddove sia ipotizzabile un'incidenza diretta o indiretta sui siti della Rete Natura 2000 l'intervento è stato sottoposto a Valutazione di Incidenza (DPR 357/97)?	Sì	Si allega alle integrazioni richieste anche la VInCA.
	6	In fase di progettazione, sono state rispettate le previsioni della Guida per l'installazione degli impianti FV del Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile?	Sì	
	7	E' stata verificata la dichiarazione di conformità ai sensi del D.M. 37/2008?	Non applicabile	Il progetto è stato redatto ai sensi del D.M. 37/2008. La dichiarazione di conformità ai sensi dello stesso D.M. verrà rilasciata a fine lavori.
Ex-post	8	Sono state effettuate le eventuali soluzioni di adattamento climatico individuate ?	Non applicabile	Fase di progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico.
	9	Se pertinente, le azioni mitigative previste dalla VIA sono state adottate?	Non applicabile	Fase di progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico.

Inoltre, per quanto attiene la realizzazione dell'impianto agrovoltaico si esclude totalmente il consumo di **risorse naturali**, in quanto:

- Per quanto concerne la componente suolo e sottosuolo, considerati i circa 58 ettari di superficie contrattualizzata, essendo l'area destinata alla coltivazione di aloe vera, di fichi d'india, di grano, orzo e leguminose autoriseminanti, le aree utilizzate nella fase ante-operam rimarranno sostanzialmente le stesse (a meno della superficie dei cabinati - circa 0,12 ettari - e della viabilità che è stata ridotta al minimo - circa 1,10 ettari). Per quanto concerne il cavidotto, il terreno rimosso per l'alloggiamento dei cavi verrà riutilizzato per il ritombamento degli scavi.
- Per quanto concerne la componente idrica, l'irrigazione sarà garantita nelle fasi di attecchimento della siepe perimetrale e ogni qualvolta necessario mediante l'ausilio di un trattore con autobotte. Dal momento che le specie scelte sono autoctone (fico d'india, aloe vera, grano, orzo e leguminose) il loro sviluppo non necessita di grossi quantitativi di acqua per l'irrigazione poiché sono piante che vivono allo stato spontaneo su tale area.

In relazione alla **produzione dei rifiuti**, il progetto è conforme a quanto previsto dal D.P.R. 13 giugno 2017, n.120; durante la fase di cantierizzazione, come specificato nell'elaborato "RE14-RelazioneTerreRocceScavo-R0", verrà prodotto, mediante scavi, un volume di terre e rocce da scavo che in parte verrà riutilizzato in sito (rinterro trincee e cavidotti), una minima parte verrà avviato a smaltimento in discariche specializzate che verranno successivamente individuate e la restante parte verrà ridistribuita all'interno delle aree di progetto.

Il volume da ridistribuire nelle aree di progetto verrà ridistribuito solo dopo aver effettuato un'attenta analisi chimico-fisica con esito positivo e non verrà impiegata per effettuare livellamenti o rimodellamenti; pertanto, l'assetto morfologico delle aree non subirà variazioni.

Nella fase di esercizio, per la natura stessa della tipologia di intervento, non si prevede alcuna produzione di rifiuti, mentre per le fasi di costruzione gli unici rifiuti prodotti saranno costituiti dagli imballaggi della componentistica che giunge in cantiere costituita essenzialmente da cartoni e plastica facilmente riciclabili attraverso i canali tradizionali. Per la fase di dismissione si faccia riferimento all'elaborato "RE15-Piano di dismissione-R0".

5 FASE DI REALIZZAZIONE IMPIANTO E OPERE CONNESSE

Considerata la tipologia dell'intervento da realizzare, si può affermare che le lavorazioni in fase di cantiere avverranno senza la produzione di particolari rifiuti da conferire alle pubbliche discariche.

Questo è dovuto all'esiguità degli scavi necessari alla realizzazione dei cavidotti interrati ed al fatto che la viabilità interna verrà realizzata seguendo come criterio progettuale quello di limitare il più possibile le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante e seguendo il più possibile l'andamento del terreno. Tali operazioni, riguardando solo la parte più superficiale del terreno vegetale, produrranno come residuo delle lavorazioni solamente lo stesso terreno vegetale che verrà ridistribuito uniformemente all'interno delle aree di pertinenza dell'impianto.

Per quanto riguarda gli imballaggi dei moduli fotovoltaici e dei quadri elettrici questi saranno costituiti da cartone e plastica, materiali che verranno trasferiti ai circuiti classici di riciclo che sono stati analizzati nei paragrafi successivi.

A valle di quanto esposto non si esclude il fatto che, se in fase di cantiere si dovesse produrre materiale di rifiuto, tale materiale prodotto sarebbe differenziato e conferito nella più vicina discarica pubblica autorizzata.

Ad ogni modo, come da prescrizione generale, nelle aree di cantiere deputate all'assistenza e manutenzione dei macchinari dovrà essere predisposto ogni idoneo accorgimento atto a scongiurare la diffusione sul suolo di sostanze inquinanti a seguito di sversamenti accidentali. Inoltre, nelle stesse aree di cantiere, il trattamento dei reflui civili, ove gli stessi non siano diversamente collettati/conferiti, dovrà essere conforme al Regolamento Regionale.

Per una migliore organizzazione della fase di cantierizzazione, va sottolineato che l'impianto agrovoltaiico VILLALBA è suddiviso in 9 lotti.

Ciò permetterà una migliore suddivisione delle lavorazioni, eliminando la sequenzialità delle singole fasi e favorendo la semplicità di gestione delle squadre in ogni singolo lotto.

Per questo motivo saranno utilizzate, per ciascun campo recintato (Cfr. tavola grafica AR05), due squadre composte da tre lavoratori. Il totale delle squadre contemporaneamente impiegate sarà pari a 18, con un numero complessivo di operai pari a 54 unità.

In particolare, ciascuna squadra tipo sarà composta da 1 caposquadra, un operaio specializzato e un operaio comune. Alcune particolari lavorazioni riguardanti le connessioni elettriche in bassa e media tensione saranno invece affidate a squadre tipo composte esclusivamente da operai specializzati.

6 FASE DI ESERCIZIO

Analizzando i componenti e la tipologia di operazioni che avvengono per la produzione di energia fotovoltaica è ben evidente che l'impianto in questione, in fase di esercizio, non produce materiali di rifiuto. I pannelli fotovoltaici non hanno bisogno di molta manutenzione. Può capitare che le loro superfici si sporchino o si ricoprano di polvere, generalmente basta l'acqua e il vento per ripulirli ma è buona norma eseguire ispezioni periodiche dei moduli per verificare la presenza di danni a vetro, telaio, scatola di giunzione o connessioni elettriche esterne. La manutenzione va effettuata da personale specializzato e competente che effettui i controlli periodici.

Benché il vetro dei pannelli fotovoltaici tendenzialmente si dovrebbe sporcare poco, di fatto può succedere che i pannelli si sporchino a causa di polveri presenti nell'aria, inquinamento, terra portata da vento, pioggia, ecc., diminuendone sensibilmente l'efficacia. Per ovviare a questo problema per tutta la vita utile dell'impianto sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici, si utilizzerà solo acqua e idonei mezzi meccanici (come spingi acqua e tergivetro) effettuando un uso sostenibile della risorsa.

7 FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI

L'impianto fotovoltaico è costituito da una serie di manufatti necessari all'espletamento di tutte le attività ad esso connesse ed in questa relazione descritti.

Le componenti dell'impianto che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

7.1 Smaltimento stringhe fotovoltaiche

Il riciclo dei moduli fotovoltaici nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è un fattore determinante e da non sottovalutare se si vuole che gli impianti fotovoltaici rappresentino totalmente un sistema di produzione dell'energia elettrica ecologico e sostenibile. Al termine della loro vita utile, i pannelli costituiscono un rifiuto elettronico e come tutti i rifiuti hanno una ricaduta ambientale. Fino ad oggi non esiste una direttiva europea per lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici, anche perché il numero delle installazioni fotovoltaiche giunte alla fine del loro ciclo di vita è ancora contenuto. Fortunatamente esistono già delle indicazioni ben precise riguardanti lo smaltimento di tali strutture. Il modulo fotovoltaico scelto per il progetto in questione fa parte del consorzio **PV Cycle**.

Con l'intento di rendere veramente "verde" l'energia fotovoltaica e con lo slogan "Energia fotovoltaica energia doppiamente verde", l'industria del fotovoltaico ha dato vita al consorzio europeo PV Cycle. PV Cycle è l'Associazione Europea per il ritiro volontario e il riciclaggio dei moduli fotovoltaici giunti alla fine del proprio ciclo di vita. È stata fondata a Bruxelles nel 2007 dalle principali imprese del settore, supportata anche dall'EPIA e dall'Associazione dell'Industria Solare tedesca (BSW). È diventata operativa dal giugno 2010, anche se già nel 2009 ha coordinato le operazioni per il riciclaggio dell'impianto di Chevetogne (uno dei primi 16 impianti pilota FV avviati e sostenuti dalla Commissione europea nel 1983).

Raccoglie al suo interno produttori e importatori leader di moduli fotovoltaici e rappresenta più del 90% del mercato FV europeo. La sua mission è di mappare tutti i moduli FV a fine vita in Europa (e EFTA – Svizzera, Norvegia, Liechtenstein e Islanda), ovvero quelli scartati dall'utilizzatore finale o

danneggiati durante il trasporto o l'installazione, e come obiettivo si propone di organizzarne e stimolarne la raccolta e riciclaggio.

Il programma, **completamente gratuito per l'utente finale**, è finanziato interamente dai contributi versati dai membri dell'associazione attraverso, come già visto nel caso di First Solar, un fondo di riserva che garantisce i mezzi finanziari necessari a coprire i costi futuri di raccolta e riciclaggio anche nel caso in cui un produttore divenga insolvente o cessi di esistere. Lo schema disegnato da PV Cycle consiste nell'utilizzare dei centri di raccolta sparsi su tutto il territorio europeo, presso i quali possono essere conferiti i moduli da destinare a riciclaggio.

I materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (che costituisce le celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) e alluminio (per la cornice). La procedura di riciclo prevede in una prima fase l'eliminazione dell'EVA (Etilvinile acetato), le colle e le parti plastiche. Si prosegue con la separazione del vetro ed eventualmente delle parti di alluminio con il loro riciclo attraverso i canali tradizionali. Per quanto riguarda invece il sistema di imballaggio dei moduli fotovoltaici i materiali prevalenti sono cartone e plastica.

Inoltre, i pannelli fotovoltaici rientrano nell'ambito di applicazione dei RAEE (Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) la cui gestione è oggi disciplinata dalla Direttiva 2012/19/EU, recepita in Italia dal D.lgs. n. 49 del 14 marzo 2014.

7.2 Smaltimento carta

Il riciclaggio della carta è un settore specifico del riciclaggio dei rifiuti.

Gli impieghi fondamentali della carta sono:

- supporto fisico per la scrittura e la stampa;
- materiale da imballaggio.

Si tratta di prodotti di uso universale, con indici crescenti di produzione e di domanda e il cui utilizzo ha a valle una forte e diffusa produzione di rifiuti. Come tutti i rifiuti, la carta pone problemi di smaltimento. La carta è però un materiale riciclabile. Come il vetro, infatti, la carta recuperata può essere trattata e riutilizzata come materia seconda per la produzione di nuova carta. La trasformazione del rifiuto cartaceo (che si definisce carta da macero) in materia prima necessita di varie fasi:

- raccolta e stoccaggio (in questa fase è particolarmente rilevante che le amministrazioni locali richiedano e organizzino la raccolta differenziata dei rifiuti);

- selezione (per separare la fibra utilizzabile dai materiali spuri - spaghi, plastica, metalli - che normalmente sono incorporati nelle balle di carta da macero);
- sbiancamento (per eliminare gli inchiostri).

A questo punto del ciclo, la cellulosa contenuta nella carta-rifiuto è ritornata ad essere una materia prima, pronta a rientrare nel ciclo di produzione. I vantaggi ambientali conseguenti a queste pratiche sono notevoli, infatti:

- nelle fabbriche che producono carta per giornali da carta da giornali riciclata non si usa più cellulosa proveniente da alberi;
- il costo della materia prima riciclata è notevolmente più basso di quello della pasta di legno, i relativi scarti possono essere utilizzati come combustibile cogeneratore del vapore necessario al processo di fabbricazione e la produzione è meno inquinante;
- il riciclaggio riduce la quantità di rifiuti da trattare, i relativi costi di stoccaggio, lo spreco di spazio da destinare allo stoccaggio medesimo, l'inquinamento da incenerimento, e ovviamente il consumo di alberi vivi (anche se gli alberi impiegati per la produzione della carta provengono da vivai a coltivazione programmata dove vengono periodicamente tagliati e ripiantati).

7.3 Smaltimento E.V.A. e parti plastiche

L'EVA è un copolimero di polietilene ed acetato di vinile. È flessibile, elastico, resistente agli urti e non contiene plastificanti, né altri additivi. L'EVA è usato laddove si richiedano flessibilità, elasticità, resistenza dielettrica, robustezza e compatibilità. L'EVA e le materie plastiche sono entrambi polimeri che possono essere riciclati attraverso due meccanismi di riciclo che consistono in una tipologia di tipo eterogeneo ed una tipologia di tipo omogeneo. **Il riciclo eterogeneo** viene effettuato attraverso la lavorazione di un materiale misto contenente PE, PP, PS, PVC (film in PE alta e bassa densità, film in PP, tuniche, vaschette, *big bags*, barattoli, reggette e retine).

In questo materiale eterogeneo possono essere presenti, anche se in quantità minime, PET, inerti, altri materiali e metalli. In questo processo vi è una prima separazione morfologica e dimensionale seguita da una magnetica per separare eventuali frazioni estranee che potrebbero creare problemi in fase di lavorazione. Queste tre separazioni vengono eseguite in base alla lavorazione e al prodotto che si vuole realizzare. Successivamente il riciclo procede secondo tre fasi:

- triturazione, frantumazione grossolana del materiale
- densificazione
- estrusione.

In base alla lavorazione e al prodotto che si vuole ottenere, si potranno eseguire tutte le fasi o solamente in parte: ad esempio si potrà tritare il materiale e successivamente densificarlo oppure, una volta tritato il materiale può essere direttamente estruso.

Le difficoltà presenti nel riciclo eterogeneo sono legate alle differenti temperature di lavorazione dei polimeri miscelati. Questo problema esclude la possibilità d'impiego di plastiche eterogenee per la realizzazione di prodotti di forma complessa e che presentano spessori minimi.

Con particolare riferimento al **riciclo omogeneo** di polimeri termoplastici il riciclatore dovrà accertarsi che nel polimero da trattare non siano presenti altri polimeri, materiali inerti, cariche o additivi in quantità tale da pregiudicare la processabilità.

Successivamente alla fase di raccolta, e separazione da altri materiali, la plastica viene accuratamente selezionata per tipologia di polimero.

Le metodologie di separazione che si possono effettuare sono diverse:

- Separazione magnetica
- Separazione per flottazione
- Separazione per densità
- Galleggiamento
- Separazione per proprietà aerodinamiche
- Setaccio tramite soffio d'aria
- Separazione elettrostatica

Una volta separati, i diversi polimeri vengono avviati alle fasi successive.

7.4 Smaltimento Vetro

Il vetro sarà sottoposto a diversi trattamenti per allontanare le quantità, anche rilevanti, di impurità che contiene (plastica, materiali ceramici, materiali metallici ferrosi e non).

Ciò si può fare con sistemi diversi, in parte manuali, ma sempre più automatizzati. Nella prima fase vengono allontanati i corpi estranei di dimensioni relativamente grandi che verranno allontanati; successivamente un lavaggio con acqua provvederà ad eliminare sostanze diverse (sughero, plastica, terra, ecc.).

Mediante dispositivi magnetici vengono allontanati parte dei materiali metallici; quelli non metallici si eliminano, almeno in parte, manualmente.

Il prodotto vetroso viene quindi macinato e sottoposto a vagliatura (per trattenere le parti estranee non sminuzzate), ad aspirazione con aria (per allontanare le impurità leggere), ad ulteriore deferrizzazione (per trattenere su magneti i componenti ferrosi) e con *metal detector* (per separare quelli non magnetici). Dopo questi trattamenti, che possono essere ripetuti più volte, avviene il

processo di frantumazione; dopodiché viene mescolato al materiale grezzo, quindi inviato ai forni di fusione per ottenere pasta di vetro che servirà per produrre nuovi oggetti in vetro. Non esistono limitazioni nel suo impiego, ma l'aumento dei quantitativi utilizzati nell'industria vetraria dipende strettamente dalla qualità del rottame.

7.5 Smaltimento alluminio

La produzione dell'alluminio primario è ad alta intensità energetica perché notevole è il consumo di energia legato al processo di separazione per elettrolisi; per questa ragione l'industria dell'alluminio ha compiuto nel tempo numerosi sforzi orientati, da una parte, alla prevenzione e al miglioramento dell'efficienza produttiva e delle performance ambientali dei propri processi di produzione e dall'altra, al recupero e al riciclo dei rottami. Sono state progressivamente avviate attività di prevenzione finalizzate alla riduzione della quantità di materia prima impiegata, in particolare la riduzione degli spessori nel comparto degli imballaggi in alluminio ha portato ad un sensibile calo in peso della materia impiegata. Per ragioni tecniche, economiche ed ambientali, l'opzione del riciclo è sempre stata, fin dalla prima commercializzazione dei prodotti in alluminio, parte integrante della strategia produttiva dell'industria dell'alluminio stesso. Il riciclo dell'alluminio contribuisce alla razionalizzazione del consumo di risorse come il silicio, il rame, il magnesio, il manganese e lo zinco. La qualità dell'alluminio non è alterata dal processo di riciclo che può avvenire infinite volte con un risparmio di energia pari al 95% di quella impiegata per produrre alluminio a partire dalla materia prima. La produzione mediante rifusione dei rottami recuperati richiede, infatti, solo il 5% dell'energia che viene impiegata nella produzione primaria. L'alluminio riciclato viene utilizzato per molteplici applicazioni, dai trasporti (auto, biciclette, treni, motoveicoli) ai casalinghi (caffettiere, tavoli, sedute, librerie), dall'edilizia (serramenti, rifiniture, porte) agli imballaggi (lattine, vaschette, bombolette, film).

7.6 Smaltimento celle fotovoltaiche

Le celle invece vengono trattate in modo chimico per renderle pulite dai metalli e dai trattamenti sia di antiriflesso che dopanti. Si riottengono così delle strutture denominate "wafer" che possono costituire nuovamente la materia prima per nuovi moduli previo debito trattamento. Le celle che accidentalmente dovessero rompersi invece vengono riciclate nei processi di produzione dei lingotti di silicio.

Al termine della vita utile dell'impianto, in definitiva, i pannelli potranno essere smaltiti con la tecnologia sin qui esposta; è presumibile però che detta tecnologia risulterà sicuramente migliorata e resa più efficace negli anni a venire.

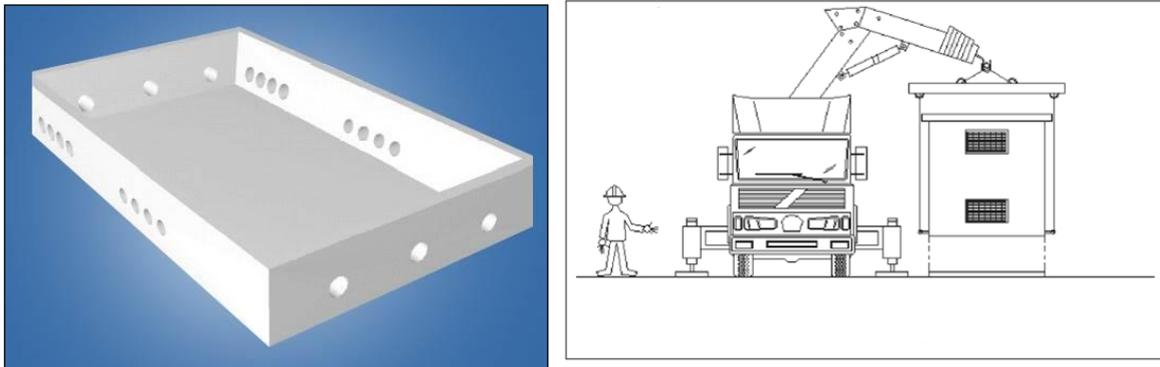
7.7 Recupero cabine elettriche prefabbricate

Le cabine di raccolta dedicate all'alloggiamento delle apparecchiature elettriche saranno costituite da **monoblocchi prefabbricati** con struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo realizzato in calcestruzzo alleggerito con argilla espansa.

Le pareti del monoblocco hanno uno spessore di 8 cm.

Il tetto del monoblocco è realizzato a parte, sempre con cls armato alleggerito. Dopo essere stato impermeabilizzato con uno strato di guaina bituminosa ardesiata dello spessore di 4 mm, viene appoggiato sulle pareti verticali consentendo pertanto lo scorrimento dello stesso per effetto delle escursioni termiche.

La conformazione del tetto è tale da assicurare un normale deflusso delle acque meteoriche, per tale motivo non sono previsti tubi di gronda all'esterno e/o all'interno del monoblocco. Le cabine elettriche verranno portate in loco e verranno posizionate su di una vasca di fondazione della tipologia illustrata nella figura sottostante dell'altezza di circa 50 cm. Si precisa che per il posizionamento delle cabine non è necessaria la realizzazione di fondazioni in c.a. in quanto le stesse vengono alloggiare nel terreno, previo scavo di fondazione di circa 60-70 cm sul quale verrà steso un letto di misto granulometrico stabilizzato per uno spessore di circa cm 10 che assolve ad una funzione livellante.



Vasca di fondazione

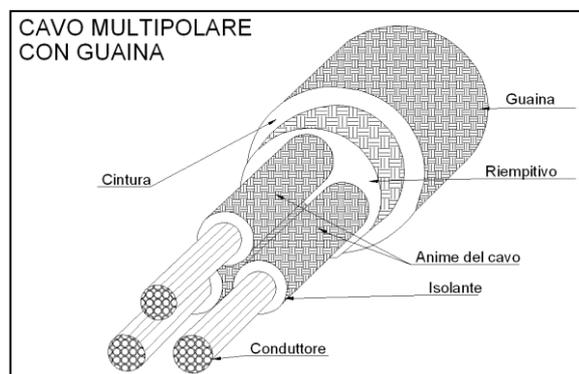
Le caratteristiche della cabina monoblocco consentono la recuperabilità integrale del manufatto con possibilità di poterla spostare e riutilizzare in altro luogo.

I container in cui sono alloggiati gli inverter ed i trasformatori, in quanto tali, sono progettati proprio per essere facilmente trasportati e riutilizzati, in pratica la possibilità di unirli ad altri container creando strutture modulari e la facilità di assemblaggio donano a questo oggetto un forte stampo di ecosostenibilità.

7.8 Smaltimento cavi elettrici ed apparecchiature elettroniche, videosorveglianza

Con la denominazione di cavo elettrico si intende indicare un conduttore uniformemente isolato oppure un insieme di più conduttori isolati, ciascuno rispetto agli altri e verso l'esterno, e riuniti in un unico complesso provvisto di rivestimento protettivo. Il cavo risulta costituito quindi da più parti e precisamente:

- La parte metallica (il rame o altro conduttore) destinata a condurre corrente, costituita da un filo unico o da più fili intrecciati tra di loro e il conduttore vero e proprio.
- Il conduttore è circondato da uno strato di materiale isolante che è formato dalla mescola di materiali opportunamente, scelti, dosati e sottoposti a trattamenti termici e tecnologici vari.
- L'insieme del conduttore e del relativo isolamento costituisce l'anima del cavo.
- Un cavo può essere formato da più anime. L'involucro isolante applicato sull'insieme delle anime è denominato cintura.
- La guaina, che può essere rinforzata con elementi metallici, e il rivestimento tubolare continuo avente funzione protettiva delle anime del cavo. La guaina in generale è sempre di materiale isolante.
- Talvolta i cavi sono dotati anche di un rivestimento protettivo avente una funzione di protezione meccanica o chimica come, ad esempio, una fasciatura o una armatura flessibile di tipo metallico o non metallico.



In tutti i loro componenti, i cavi elettrici sono composti in definitiva da plastica e rame. Il riciclaggio dei cavi elettrici viene dall'esigenza di smaltire e riutilizzare materiali che altrimenti sarebbero

dannosi per l'ambiente e costosi nell'approvvigionamento. Il riciclaggio di questi componenti coinciderà con il riciclaggio della plastica e del metallo. Da un punto di vista pratico la separazione tra i diversi materiali avviene attraverso il loro passaggio in alcuni macchinari separatori. Tali macchinari separatori utilizzano la tecnologia della separazione ad aria e sono progettati appositamente per il recupero del rame dai cavi elettrici. Sfruttando la differenza di peso specifico dei diversi materiali costituenti la struttura del cavo si può separare la parte metallica dalla plastica e dagli altri materiali.



7.9 Recupero viabilità interna

Grazie alla presenza del geo-tessuto quale elemento separatore tra il materiale inerte ed il terreno vegetale, rimuovere la viabilità interna sarà un'operazione molto semplice. La struttura viaria, infatti, potrà essere rimossa con l'ausilio di un mezzo meccanico ed il materiale recuperato potrà essere riutilizzato in edilizia come materiale inerte.

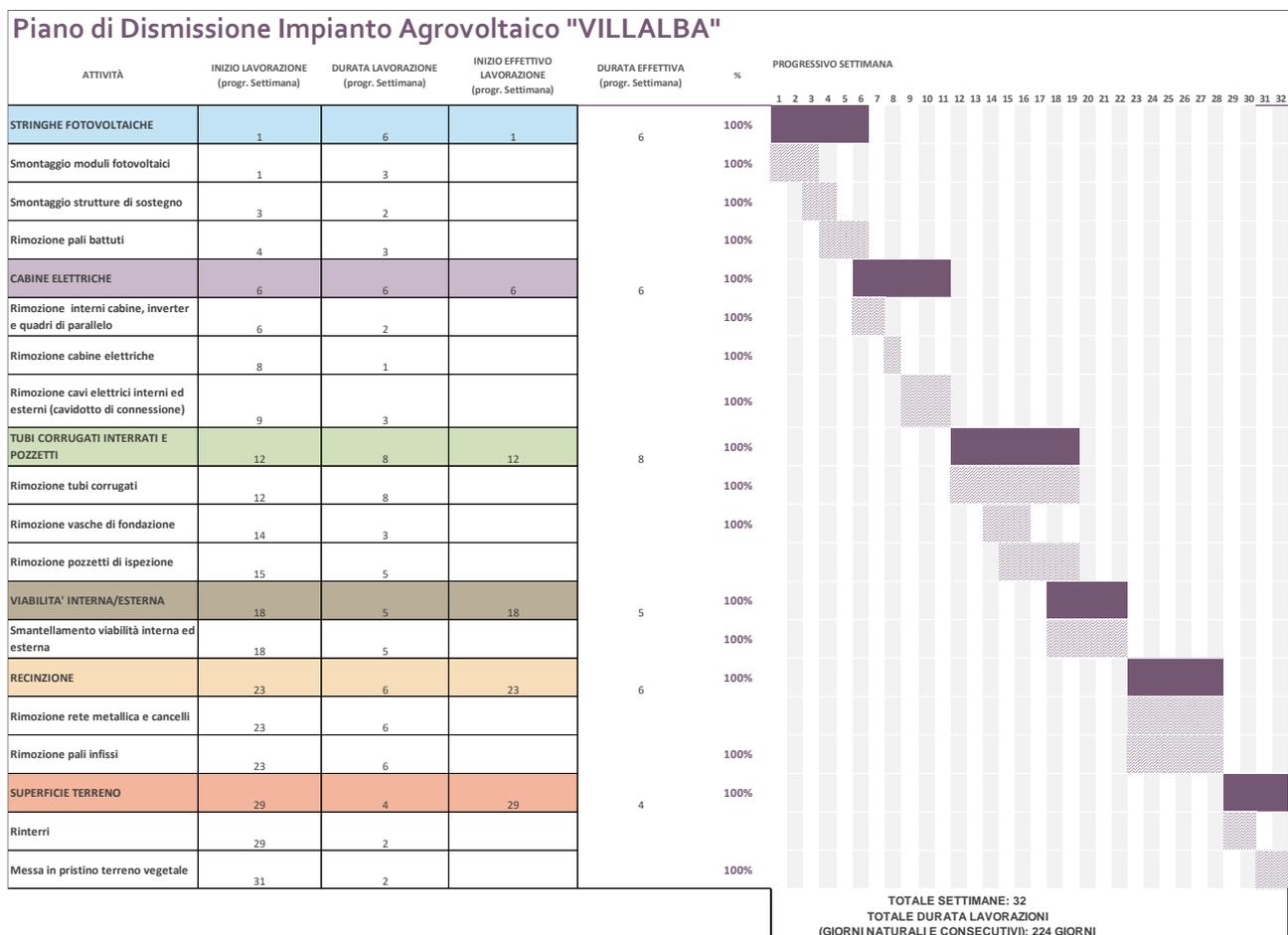
7.10 Recupero recinzione

Lungo il perimetro dell'area d'intervento sarà realizzata una recinzione perimetrale; tale recinzione sarà costituita da maglia metallica. L'altezza complessiva della recinzione è pari a 200 cm e sarà collegata al terreno mediante pali infissi.

I materiali che costituiscono la recinzione sono acciaio per la parte in elevazione e per la parte in fondazione. Al termine della vita utile dell'impianto fotovoltaico, qualora la recinzione non debba più assolvere alla funzione di protezione dell'area che circonda, sarà smantellata e i suoi materiali costituenti seguiranno i processi classici di riciclo precedentemente esposti.

7.11 Cronoprogramma dismissione

La durata delle operazioni per la dismissione e ripristino dell'impianto fotovoltaico è stata stimata essere pari a circa 32 settimane. Si riporta, di seguito, cronoprogramma dettagliato.



Come precedentemente descritto, l'impianto agrovoltaiico VILLALBA è suddiviso in 9 lotti. Anche in fase di dismissione e ripristino dello stato dei luoghi, sarà effettuata una migliore suddivisione delle lavorazioni, eliminando la sequenzialità delle singole fasi e favorendo la semplicità di gestione delle squadre in ogni singolo lotto.

Per questo motivo saranno utilizzate, per ciascun campo recintato (Cfr. **RE15-Piano di Dismissione**), due squadre composte da tre lavoratori. Il totale delle squadre contemporaneamente impiegate sarà pari a 7, con un numero complessivo di operai pari a 21 unità. In particolare, ciascuna squadra tipo sarà composta da 1 caposquadra, un operaio specializzato e un operaio comune. Alcune particolari lavorazioni riguardanti le connessioni elettriche in bassa e media tensione saranno invece affidate a squadre tipo composte esclusivamente da operai specializzati.

8 RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

In questo paragrafo verrà esaminata in maniera più dettagliata la fase di ripristino dello stato dei luoghi. Le componenti dell'impianto fotovoltaico che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

Una volta separati i diversi componenti sopra elencati in base alla composizione chimica ed in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, i rifiuti saranno consegnati ad apposite ditte per il riciclaggio e il riutilizzo degli stessi; la rimanente parte, costituita da rifiuti non riutilizzabili, sarà conferita a discarica autorizzata. In fase di dismissione dell'impianto fotovoltaico, sarà di fondamentale importanza il completo ripristino morfologico e vegetazionale dell'area. Ciò farà in modo che l'area sulla quale sorgeva l'impianto possa essere restituita agli originari usi agricoli.

Per garantire una maggiore attenzione progettuale al ripristino dello stato dei luoghi originario si utilizzeranno tecniche idonee alla rinaturalizzazione degli ambienti modificati dalla presenza dell'impianto fotovoltaico. Tale rinaturalizzazione verrà effettuata con l'ausilio di idonee specie vegetali autoctone.

I principali interventi di recupero ambientale che verranno effettuati sulle aree che hanno ospitato viabilità e cabine saranno costituiti prevalentemente da:

- semine (a spaglio, idro-semine o con colture protettiva);
- semina di leguminose;
- scelta delle colture in successione;
- sovesci adeguati;
- incorporazione al terreno di materiale organico, preferibilmente compostato, anche in superficie;
- piantumazione di specie arboree/arbustive autoctone;
- concimazione organica finalizzata all'incremento di humus ed all'attività biologica.
- Realizzazione di strade sterrate di sezione trasversale pari a 4 metri, in corrispondenza della viabilità prevista dalla zonizzazione ASI;

9 QUANTIFICAZIONE DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO

Durante le fasi di redazione dei precedenti capitoli relativi al piano di dismissione, è stata prodotta una stima relativa ai costi di dismissione e ripristino dell'area interessata dal progetto dell'impianto. Detti costi sono di seguito riportati nella successiva tabella riepilogativa e sono stati valutati sulla scorta dei prezzi attuali, in quanto risulta difficilmente quantificabile, sia a livello di costi sia a livello tecnologico, la proiezione di tali attività al reale momento in cui verranno effettuate.

DESCRIZIONE ATTIVITA'	COSTI DI DISMISSIONE	NORMALIZZAZIONE €/KW
Dismissione di materiale assimilabile a RAEE	€ 504.414,48	€ 12,26
Dismissione di opere civili in metallo	€ 399.704,00	€ 9,72
Dismissione di opere civili in genere (scavi, cabine, ripristini)	€ 966.084,63	€ 23,49
Economie	-€ 411.903,80	-€ 10,02
TOTALE	€ 1.458.299,31	€ 35,46

Costi dismissione e smaltimento impianto "Villalba"

Per la determinazione dell'importo complessivo, oltre ai costi derivanti dalla dismissione dei singoli componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico, sono state anche considerate le "economie" derivanti sia dai mancati costi di conferimento per le apparecchiature elettriche sia dagli eventuali ricavi che possono rinvenire dal riciclo dei materiali.

aratura	€ 72.000,00	€ 1,75
prelievo campioni	€ 9.360,00	€ 0,23
concimazione	€ 21.600,00	€ 0,53
TOTALE	€ 102.960,00	€ 2,50

Costi ripristino aree impianto "Villalba"

I costi di dismissione e ripristino ammonteranno a circa € 37.960,98 per ciascun MW installato, per un totale di **€ 1.561.259,31** che corrisponde approssimativamente al 6,84% dell'investimento totale previsto per la fase di realizzazione.

Ad ogni modo, dopo il trentesimo anno di attività dell'impianto fotovoltaico si valuterà lo stato di efficienza dei componenti e si stabilirà se procedere alla dismissione o meno.

10 LE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE A LIVELLO LOCALE

Per quanto riguarda l'ambito socioeconomico, gli effetti del progetto sono comunque positivi, in considerazione del fatto che saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di costruzione quanto nelle operazioni di gestione e manutenzione.

10.1 Fase di costruzione

Le lavorazioni previste per la realizzazione dell'impianto prevedono l'utilizzo di almeno 54 addetti appartenenti a diverse squadre che lavorano in contemporanea, e si articolano nelle seguenti lavorazioni:

lavorazioni:

- Rilevazioni topografiche;
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera;
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici;
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti;
- Conessioni elettriche;
- Realizzazione di edifici in cls prefabbricato;
- Realizzazione di cabine elettriche;
- Realizzazioni di viabilità interna;
- Sistemazione delle aree a verde.
- Pertanto, le professionalità richieste saranno principalmente:
- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra);
- Topografi;
- Elettricisti generici e specializzati;
- Coordinatori;
- Progettisti;
- Personale di sorveglianza;
- Operai agricoli.

Dall'analisi delle attività da svolgere durante la fase di cantiere e sulla base di esperienze analoghe relative alla realizzazione di impianti fotovoltaici, si riporta la tabella con la quantificazione del personale impiegato in fase di cantiere.

FASE DI CANTIERE	
IMPIANTO AGROVOLTAICO E DORSALI MT	n. operai
progettazione esecutiva ed analisi in campo	8
acquisti ed appalti	3
Project Management	3
Direzione lavori e supervisione	6
sicurezza	6
lavori civili	20
lavori meccanici	20
lavori elettrici	20
lavori agricoli	7
IMPIANTO DI UTENZA	n. operai
progettazione esecutiva ed analisi in campo	6
acquisti ed appalti	1
Project Management	1
Direzione lavori e supervisione	3
sicurezza	3
lavori civili	14
lavori meccanici	14
lavori elettrici	14
lavori agricoli	3

Da un'analisi delle attività in fase di realizzazione dell'impianto si stima dunque mediamente l'impiego di una squadra di **20 operai**.

Il numero di operai per la realizzazione delle opere RTN (impianto di rete) non viene preso in considerazione in quanto la SE Terna "Marianopoli", è esistente.

10.2 Fase di esercizio

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso. Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza. Altre figure verranno impiegate occasionalmente, a chiamata, al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde per la mitigazione, ecc.).

Dall'analisi delle attività da svolgere durante la fase di esercizio e sulla base di esperienze analoghe relative alla gestione e manutenzione di impianti fotovoltaici, si riporta la tabella con la quantificazione del personale impiegato in fase di esercizio.

FASE DI ESERCIZIO	
IMPIANTO AGROVOLTAICO E DORSALI MT	n. operai
monitoraggio impianto da remoto	1
lavaggio moduli	6
controlli e manutenzioni opere civili e meccaniche	4
verifiche elettriche	4
attività agricole	4
IMPIANTO DI UTENZA	n. operai
monitoraggio impianto da remoto	1
lavaggio moduli	0
controlli e manutenzioni opere civili e meccaniche	3
verifiche elettriche	4
attività agricole	4

Una volta terminata l'opera, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, le esigenze di funzionamento e manutenzione del campo fotovoltaico contribuiscono alla creazione di posti di lavoro locali ad elevata specializzazione, quali tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle

performance d'impianto ed i responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

Complessivamente si stima l'impiego di una squadra di circa **20 operai** in maniera continuativa, ciascuno con proprie specializzazioni.

10.3 Fase di dismissione

Dall'analisi delle attività da svolgere durante la fase di dismissione, si riporta la tabella con la quantificazione del personale impiegato in tale fase.

FASE DI DISMISSIONE	
IMPIANTO AGROVOLTAICO E DORSALI MT	n. operai
appalti	1
Project Management	1
Direzione lavori e supervisione	4
sicurezza	4
lavori di demolizione civili	14
lavori di smontaggio strutture metalliche	14
lavori di rimozione apparecchiature elettriche	20
lavori agricole	7
IMPIANTO DI UTENZA	n. operai
appalti	1
Project Management	1
Direzione lavori e supervisione	4
sicurezza	4
lavori di demolizione civili	14
lavori di smontaggio strutture metalliche	14
lavori di rimozione apparecchiature elettriche	20
lavori agricole	7

La vita attesa dell'impianto (intesa come periodo di tempo in cui l'energia elettrica prodotta è significativamente superiore ai costi di gestione dell'impianto) è di circa 30 anni. Al termine di detto periodo è previsto lo smantellamento delle strutture ed il risanamento del sito che dovrà essere completamente recuperato. Si procederà dunque alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta ai centri specializzati deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento e il recupero. Per le operazioni di dismissione dell'impianto e ripristino del terreno si prevede l'utilizzo contemporaneo di una squadra composta da **20 operai**.

Si precisa che i 20 operai utilizzati per le fasi di dismissione dei moduli fotovoltaici e delle strutture di supporto appartengono a due squadre di lavoro differenti che opereranno in fasi di lavoro differenti così come verrà definito dal cronoprogramma di dismissione esecutivo che verrà predisposto durante le fasi di progettazione esecutiva.

In conclusione, il personale sarà impiegato regolarmente per tutta la vita utile dell'impianto, stimata in circa 30 anni, e risulta essere mediamente superiore alle 15 unità.

Il tecnico
Dott. Ing. Renato Pertuso

