

Sommario

INTRODUZIONE	3
1. VITA UTILE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI	6
1.1. CONCETTI STATISTICI.....	7
1.2. STIMA DELLA VITA UTILE DELL'IMPIANTO.....	11
2. DATI GENERALI DEI SOGGETTI RESPONSABILI	20
3. DETERMINAZIONE DELLE SUPERFICI COMPLESSIVE.....	21
4. DESCRIZIONE CARATTERISTICHE FONTE SOLARE	22
4.1. CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE E DELL'ENERGIA PRODOTTA.....	22
4.2. PERDITE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	26
4.2.1. LE PERDITE DEI MODULI FOTOVOLTAICI PER EFFETTO DELLA TEMPERATURA	27
4.2.2. LE PERDITE SULLA PARTE ELETTRICO – CIRCUITALE DELL'IMPIANTO AFV	27
4.2.3. LE PERDITE LEGATE ALLA QUANTITA' DI RADIAZIONE SUI PANNELLI FOTOVOLTAICI.....	28
4.2.4. LE PERDITE SULL'INVERTER E SUL SISTEMA DI ACCUMULO DELL'ENERGIA.....	28
4.2.5. CONSUMI AUSILIARI.....	29
4.3. ANALISI DELLA PRODUCIBILITA' ATTESA.....	29
4.4. STIMA DEI PROVENTI ANNUI	32
5. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO.....	32
5.1. FINALITÀ E DIMENSIONE DEL PROGETTO.....	32
6. FASI DI PROGETTO	39
6.1. DESCRIZIONE ATTIVITÀ DI CANTIERE FASE DI REALIZZAZIONE	39

6.2.	DESCRIZIONE FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE	45
6.3.	DESCRIZIONE FASE DI DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO	46
6.3.1.	Impianto fotovoltaico	46
6.3.2.	Impianto di videosorveglianza	47
6.3.3.	Classificazione.....	47
6.3.4.	Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione.....	49
6.3.5.	Elenco materiali da dismettere e impianto di smaltimento	52
6.3.6.	Dettagli riguardanti il ripristino dello stato dei luoghi.....	53
6.3.7.	Costi di Dismissione e Ripristino.....	55
7.	ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	57
7.1.	PROMOZIONE TURISTICA	58
8.	CONCLUSIONI.....	59

Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

INTRODUZIONE

I progetti inerenti all'utilizzo delle energie sostenibili si pongono essenzialmente due obiettivi:

- Il risparmio energetico attraverso l'ottimizzazione sia nella fase iniziale di produzione che negli usi finali (impianti, edifici e sistemi ad alta efficienza, nonché educazione al consumo consapevole);
- Lo sviluppo delle fonti alternative di energia invece del consumo massiccio di combustibili fossili.

Primaria importanza si dà agli aspetti economici connessi all'impiego della tecnologia fotovoltaica con l'ambiente. Più che i costi riguardanti l'installazione dei sistemi, in realtà, sono determinanti quelli relativi all'energia ottenibile che, paragonati a quelli dell'energia da fonti convenzionali, decretano la convenienza o meno del ricorso a questa fonte rinnovabile. Tale mercato è in forte crescita principalmente in paesi come la Germania, la Spagna, gli Stati Uniti e il Giappone. La sfida è allargare le basi di mercato per una crescita continuativa in tutto il mondo che, non solo ridurrebbe i costi della tecnologia per gli utenti locali, ma anche per quelli negli altri paesi contribuendo così ad una riduzione generale.

La presente relazione ha lo scopo di descrivere tecnicamente il progetto per la realizzazione di un **Impianto agro-fotovoltaico** a terra (di seguito "impianto AFV" o "Campo AFV") e delle opere connesse, per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, di potenza complessiva:

- nominale massima **20'384 kWp**;
- reale immessa in rete in AC **20'000 kW**

La società **Mari s.r.l.** è titolare, a nome del soggetto proponente **MYT RENEWABLES DEVELOPMENT 5 s.r.l.**, di una **STMG** rilasciata da **TERNA S.p.a.**, cod. pratica **202200881**, regolarmente accettata in data **03/11/2022**, (allegato *DOC_AMM_14*) che prevede un collegamento in antenna a 36 kV su una futura **Stazione Elettrica (SE) della RTN** a 380/150/36 kV da realizzarsi in Canello ed Arnone e da collegare in entra – esce alla linea RTN a 380 kV

Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

“Garigliano ST – Patria”, previa realizzazione degli interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Campania (Intervento 517-P) previsti dal Piano di Sviluppo Terna.

La potenza elettrica del generatore fotovoltaico in immissione, pari a **20.000,00 kW** sarà erogata in alta tensione per mezzo della cabina di impianto, da cui partirà un **doppio cavidotto interrato in AT a 36 kV** e si collegherà sulla futura **Stazione Elettrica (SE) della RTN**.

Di seguito vengono riportati i dati relativi all’ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell’area interessata all’impianto in oggetto.

Tabella 1 – Località di realizzazione

Località di realizzazione dell’intervento Campo Agro - Fotovoltaico

Indirizzo:	Castel Volturno (CE) – Località <i>Casella di Bortolotto e Volpicelli</i>
Latitudine	41°05'14.54"N (campo A) - 41°03'37.4"N (campo B)
Longitudine	13°58'24.49"E (campo A) - 13°57'06.0"E (campo B)
Destinazione d’uso dell’immobile:	Agricolo
Potenza nominale:	20.384 kWp
Altitudine (m)	3 m.s.l.m.
Zona Climatica	C
Gradi Giorno	1.124
Codice pratica	202200881
Intestatario utenza:	MYT RENEWABLES DEVELOPMENT 5 s.r.l.

L’impianto fotovoltaico produrrà energia elettrica utilizzando come energia primaria l’energia del sole. In particolare, l’impianto trasformerà, grazie all’esposizione alla luce solare dei moduli fotovoltaici, una percentuale dell’energia luminosa dei fotoni in energia elettrica sotto forma di corrente continua che, opportunamente trasformata in corrente alternata dagli “inverter”, sarà ceduta alla rete elettrica nazionale.



Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

Il progetto proposto rientra a tutti gli effetti nella nuova strategia energetica nazionale (SEN), condivisa da tutti gli stati membri Europei, di raggiungere il 30% di produzione di elettrica da fonti rinnovabili entro il 2030.

La centrale fotovoltaica e tutte le opere accessorie previste saranno realizzate dal Committente nella piena osservanza delle disposizioni e/o normative tecniche e legislative vigenti in materia.

1. VITA UTILE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

La durata degli impianti fotovoltaici, stimata in 25-30 anni deriva dall'affidabilità della tecnologia stessa che prevede interventi di manutenzione ordinaria, limitati alla sporadica sostituzione di cavi elettrici e/o pannelli e quindi con un'usura delle componenti pressoché nulla.

Le parti principali che compongono un impianto fotovoltaico sono fondamentalmente i pannelli solari e gli inverter.

I pannelli fotovoltaici sono la parte dell'impianto che è soggetta ad un decremento di rendimento costante nel tempo. Ovviamente una buona manutenzione ne preserva le funzionalità più a lungo. Prova ne è l'impianto fotovoltaico installato 30 anni fa sull'isola di Vulcano, sottoposto a manutenzione costante, che ancora oggi ha una resa ben sopra quanto preventivato. La durata prevista per i pannelli rimane comunque variabile tra i 20 e i 30 anni. I danni maggiori ai pannelli solari sono causati dalle elevate temperature, dalle polveri di smog sottili che penetrano all'interno delle microfessure dei vetri, dalla salsedine del mare che corrode i materiali ferrosi e dal decadimento del silicio.

I pannelli possono danneggiarsi o guastarsi, ma con una corretta manutenzione è possibile individuare eventuali pannelli danneggiati e sostituire solo un singolo pezzo.

Per quanto riguarda gli inverter, invece, essi hanno una durata variabile, ma generalmente dopo i 10 anni di utilizzo la loro resa cala al punto tale da rendere conveniente la loro sostituzione. La qualità costruttiva, la corretta installazione e una normale manutenzione ordinaria possono aumentare l'aspettativa di vita dell'inverter.

Per quanto sopra descritto si può affermare che garantendo operazioni di manutenzione e a valle delle certificazioni dei produttori, la vita utile di un impianto fotovoltaico tale da garantire ottime prestazioni è pari a 25/30 anni.

Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

1.1. CONCETTI STATISTICI

Le stime sulla durata di vita degli impianti fotovoltaici, si basano generalmente sulle garanzie dei produttori di moduli fotovoltaici, che dopo i 25 anni di funzionamento, erogano almeno l'80% della potenza iniziale nelle condizioni standard. Secondo uno studio dell'**IRENA** (International Renewable Energy Agency) e dell'**IEA-PVPS** (International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme) del 2016, la vita media dei moduli fotovoltaici è pari a 26-28 anni. Come detto poc'anzi, l'analisi si è focalizzata sui moduli fotovoltaici e sugli inverter. Si sottolinea che una corretta manutenzione ordinaria e un corretto monitoraggio orario dell'impianto fotovoltaico sono fondamentali per evitare, il più possibile, gli interventi di manutenzione straordinaria. La tecnologia fotovoltaica su larga scala, è relativamente recente, perciò non si hanno ancora dati certi sulla vita degli impianti, infatti il boom tecnologico, in Italia, è avvenuto con i Conti Energia. Non potendo sfruttare database, è necessario, utilizzare concetti e metodi statistici, nel continuo, perché il tempo è una funzione continua. Il tempo di vita di un componente è definito come l'intervallo di tempo in cui il componente funziona.

La **funzione di densità di probabilità (PDF)** rappresenta la probabilità che un dato componente si rompa in un intorno I_t di un determinato tempo. Per esempio, la **PDF** è la probabilità che il modulo fotovoltaico si rompa a circa 10 anni.

La **funzione di densità cumulativa (CDF)** rappresenta la probabilità che la vita del componente sia minore o uguale di un determinato tempo t . Per esempio, la **CDF** è la probabilità che il modulo funzioni fino a un tempo pari a 10 anni.

La variabile random, in genere definita con il simbolo ξ , è un'applicazione che associa a ogni output di un esperimento un numero reale; in generale non è iniettiva, quindi è possibile associare lo stesso numero a differenti output di un esperimento.

La PDF e la CDF possono essere definiti sia nel discreto, sia nel continuo. Di seguito sono presentati questi concetti statistici, in maniera più rigorosa, solo nel continuo, perché l'analisi è eseguita nel tempo t , che è di per sé una funzione continua.

La funzione di densità di probabilità (PDF), nel continuo, descrive la densità di probabilità in ogni punto nello spazio (o nel tempo) campionario.

In termini matematici, la **PDF** è espressa dalla **formula (1)**:

$$f_{\xi}(t) * dt = P[\xi \in I_T] \quad (1)$$

Dove:

dt: è la variabile di integrazione, ossia l'intervallo di tempo arbitrario elementare con cui si può misurare il tempo; dipende dalla vita del componente in esame, come un millisecondo, un secondo, un'ora, un anno, ecc;.

I: è l'intervallo di tempo definito come un intervallo di tempo;

ξ : è la variabile random;

t: è la variabile tempo;

P: assume il significato di probabilità;

$f_{\xi}(t)$: è la funzione di densità di probabilità (PDF), della variabile **t**,

$f_{\xi}(t)*dt$: è la probabilità di avere un guasto in dt.

In termini statistici la funzione di distribuzione cumulativa (CDF) della variabile random **ξ** è definita come la probabilità per cui la variabile random **ξ** è minore o uguale di t.

In termini matematici, la **CDF** è espressa dalla **formula (2)**:

$$F_{\xi}(t) = P(\xi \leq t), \quad \forall t \in \mathbb{R} \quad (2)$$

Dove:

ξ : è la variabile random;

t : è la variabile tempo;

P : assume il significato di probabilità;

$F_{\xi}(t)$: è la funzione di densità cumulativa (CDF), della variabile t ,

Questa funzione matematica ha le seguenti proprietà:

- 1) $\lim_{t \rightarrow -\infty} F_{\xi}(t) = 0$
- 2) $\lim_{t \rightarrow +\infty} F_{\xi}(t) = 1$
- 3) $F_{\xi}(t)$ è monotona, non decrescente,
- 4) $F_{\xi}(t)$ è continua da destra.

Per stimare la vita utile dell'impianto fotovoltaico, in maniera più rigorosa, lo studio si è basato sulla **distribuzione statistica di Weibull**, le **formule (3) e (4)** riportano rispettivamente la **PDF** e la **CDF**:

$$f(t) = \frac{\alpha}{T} \left(\frac{t}{T}\right)^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{t}{T}\right)^{\alpha}} \quad (3)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{T}\right)^{\alpha}} \quad (4)$$

Dove:

t : è la variabile tempo, espresso in anni;

T: è il fattore di scala, anche detto vita caratteristica, espresso in anni; esso è l'intervallo di tempo che intercorre tra l'inizio della vita e l'istante di tempo in cui ci si aspetta che l'entità si sia guastata con il 63,2% di probabilità;

α : è il fattore di forma, che controlla la forma della curva;

$f_{\xi}(t)$: è la funzione di densità di probabilità (PDF), della variabile t .

$F(t)$: è la funzione di distribuzione cumulativa (CDF), della variabile t .

La CDF e la PDF sono funzioni matematiche e sono legate da operazioni matematiche inverse, difatti per ottenere la CDF è necessario svolgere l'integrale della PDF, mentre per ottenere la PDF è necessario svolgere la derivata della CDF.

1.2. STIMA DELLA VITA UTILE DELL'IMPIANTO

I componenti analizzati sono i moduli e gli inverter. Nella tabella 2 sono riportati i valori dei parametri elencati nella pagina precedente. Questi dati sono stati presi dalla letteratura scientifica.

Tabella 2 - Parametri della distribuzione di Weibull per i moduli e per gli inverter

Parametri	Modulo	Inverter
α [-]	5,3	5,9
T [anni]	30	11

I moduli e gli inverter raggiungono la fine della vita principalmente per motivi tecnici a causa di una diminuzione della potenza prodotta dovuta al degrado o a danni precoci e guasti tecnici.

I guasti possono essere classificati in base al tempo di vita del sistema:

- 1) Guasti infantili: accadono nei primi anni di vita, per errori di montaggio e di progettazione o difetti gravi di fabbrica; si è ipotizzato che sono trascurabili per la stima della vita dell'impianto;
- 2) Guasti a metà della vita: accadono circa a 10-20 anni per i moduli fotovoltaici e a circa 5-8 anni per gli inverter e sono dovuti a invecchiamento precoce dei rispettivi componenti; si è ipotizzato che non sono trascurabili per la stima della vita dell'impianto;
- 3) Guasti per usura: accadono principalmente per l'invecchiamento dei componenti elettronici, elettrici e meccanici; si verificano dopo i 20 anni per i pannelli fotovoltaici e dopo gli 8 anni per l'inverter; si è ipotizzato che non sono trascurabili per la stima della vita dell'impianto.

Per svolgere l'analisi di stima della vita dell'impianto si è modellizzata la **distribuzione di Weibull** sul software **OCTAVE**. Nelle successive pagine sono riportate le immagini, riguardanti le **PDF** e le **CDF** dei moduli e degli inverter.

Nella figura 1, della pagina successiva, è raffigurata la PDF del modulo fotovoltaico; sull'asse delle ascisse è riportato il tempo, misurato in anni, mentre sull'asse delle ordinate è riportata la PDF, espressa in percentuale. Nel grafico sono presenti tre curve:

- 1) La linea tratteggiata nera, rappresenta la vita media del modulo fotovoltaico, che è pari a 28 anni.
- 2) La linea tratteggiata magenta, è l'anno in cui la funzione di densità di probabilità (PDF) è massima, ed è pari a 29 anni; il valore della massima PDF è pari a 6,7%.
- 3) La curva rossa rappresenta la densità di probabilità e ha un andamento a campana allungata; si possono notare tre andamenti principali:
 - A. l'andamento fortemente crescente e fortemente decrescente è compreso tra i 10 e 25 anni e tra i 30 e i 40 anni; nel primo periodo la PDF aumenta, perché i moduli iniziano a invecchiare e nel secondo periodo la PDF diminuisce perché la maggioranza dei moduli si è già guastata.
 - B. l'andamento debolmente crescente e debolmente decrescente è fino ai 10 anni e dai 40 anni; nel primo periodo la PDF aumenta lentamente per la presenza di guasti infantili, e nel secondo periodo la PDF diminuisce lentamente perché sono rimasti veramente pochi moduli funzionanti;
 - C. l'andamento più o meno costante, dove si raggiunge il massimo della PDF, compreso tra i 25 e i 30; in questo periodo ricadono sia la vita media del modulo (linea tratteggiata nera), sia l'anno in cui la PDF è massima (linea tratteggiata magenta). Si osservi che l'anno in cui la PDF è massima avviene dopo il momento in cui si ha la vita media.

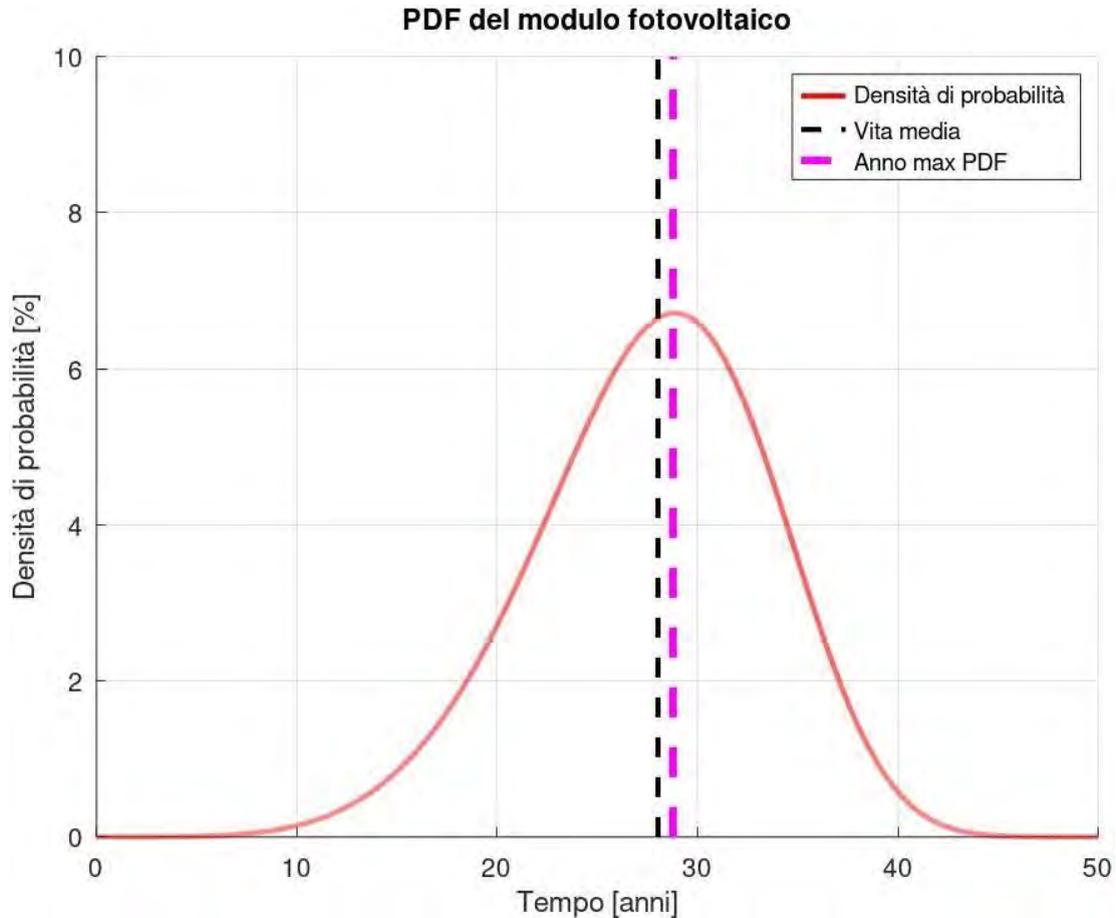


Figura 1 PDF del modulo fotovoltaico

Nella figura 2 è raffigurata la CDF del modulo fotovoltaico; sull'asse delle ascisse è riportato il tempo, misurato in anni, mentre sull'asse delle ordinate è riportata la CDF, espressa in percentuale. Nel grafico sono presenti due curve:

- 1) La linea tratteggiata nera, rappresenta la vita media del modulo fotovoltaico, che è pari a 28 anni. Questo è un dato molto importante perché indica il momento in cui la metà dei moduli fotovoltaici, quindi il 50%, ha smesso di funzionare.

2) La curva blu rappresenta la funzione di distribuzione cumulativa (CDF) e ha un andamento monotono non decrescente. Il valore minimo della CDF è zero, in corrispondenza dell'anno zero, quindi a sinistra, mentre il valore massimo della CDF è uno, in corrispondenza della fine del grafico, sul lato destro dell'immagine. Si può affermare che le proprietà elencate a pagine 3 sono verificate. Si può dividere la curva in tre fasi, dipendenti dal tempo:

- A. La prima fase si verifica nei primi 10 anni di vita, in cui l'andamento della curva aumenta molto lentamente; alla fine di questa fase la CDF raggiunge valori di circa il 5%.
- B. La seconda fase avviene tra i 10 e i 40 anni di vita, in cui l'andamento della curva aumenta, per quasi tutto questo periodo di tempo, in maniera costante. Nel dettaglio, si nota che l'aumento della CDF:
 - è esponenziale tra i 10 e i 20 anni,
 - è costante tra i 20 e i 35 anni,
 - è logaritmico tra i 35 e i 40 anni.

La CDF raggiunge valori dell'11% a 20 anni, del 50% a 28 anni, del 63,2% a 30 anni e del 99% a 40 anni. Quindi in questa fase più del 90% dei moduli arriva a fine vita.

- C. La terza fase si verifica dopo i 40 anni, con gli ultimi moduli fotovoltaici superstiti. La CDF assume valori del 100%, ossia l'unità quando l'ultimo modulo si guasta, ciò si stima possa avvenire tra i 40 e i 50 anni.

Nella tabella 3, della pagina seguente, sono riportati i dati caratteristici riassuntivi dell'analisi statistica, sia del modulo sia dell'inverter.

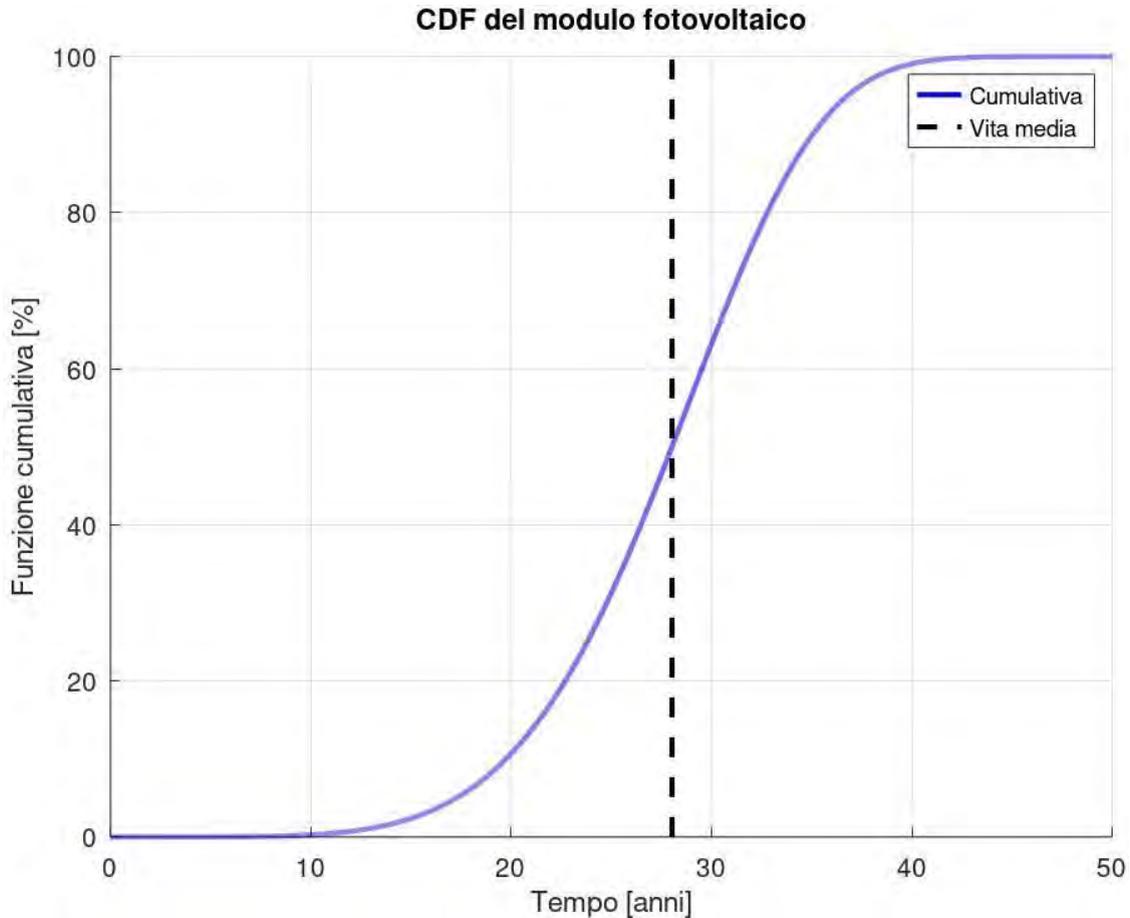


Figura 2 CDF del modulo fotovoltaico

Tabella 3 Dati caratteristici dei moduli e degli inverter

Dati caratteristici	Modulo	Inverter
Vita media (anni)	28	10,3
Anno max PDF	29	10,6
Max PDF (%)	6,7	18,3

Nella figura 3, a pagina seguente, è raffigurata la PDF dell'inverter; sull'asse delle ascisse è riportato il tempo, misurato in anni, mentre sull'asse delle ordinate è riportata la PDF, espressa in percentuale. Nel grafico sono presenti tre curve:

- 1) La linea tratteggiata nera, rappresenta la vita media dell'inverter, che è pari a 10 anni.
- 2) La linea tratteggiata magenta, è l'anno in cui la funzione di densità di probabilità (PDF) è massima, ed è pari a poco più di 10 anni; il valore massimo della PDF è pari a 18,3%.
- 3) La curva rossa rappresenta la densità di probabilità e ha un andamento a campana allungata; si possono notare tre andamenti principali:
 - A. l'andamento fortemente crescente e fortemente decrescente è compreso tra i 5 e 9 anni e tra i 12 e i 15 anni; nel primo periodo la PDF aumenta, perché gli inverter iniziano a invecchiare e nel secondo periodo la PDF diminuisce perché la maggioranza degli inverter si è già guastata.
 - B. l'andamento debolmente crescente e debolmente decrescente è fino ai 5 anni e dai 15 anni; nel primo periodo la PDF aumenta lentamente per la presenza di guasti infantili, e nel secondo periodo la PDF diminuisce lentamente perché sono rimasti veramente pochi inverter funzionanti;
 - C. l'andamento più o meno costante, dove si raggiunge il massimo della PDF, compreso tra i 9 e i 12; in questo periodo ricadono sia la vita media dell'inverter (linea tratteggiata nera), sia l'anno in cui la PDF è massima (linea tratteggiata magenta). Si osservi che l'anno in cui la PDF è massima avviene dopo il momento in cui si ha la vita media.

Nella tabella 4, a pagina seguente, sono riportati gli anni in cui si raggiungono determinati valori della CDF, sia del modulo sia dell'inverter. Si ricorda che il valore per il quale la CDF è pari al 63,2%, corrisponde al parametro T, denominato fattore di scala, che per i moduli è pari a 30 anni, mentre per gli inverter è pari a 11 anni.

Tabella 4 - Valori della CDF e corrispettivi valori di anni dei moduli e degli inverter

Valore CDF [%]	Anni (modulo)	Anni (inverter)
0	0	0
11	20	7,3
50	28	10,3
63,2	30	11
99	40	15
100	50	20

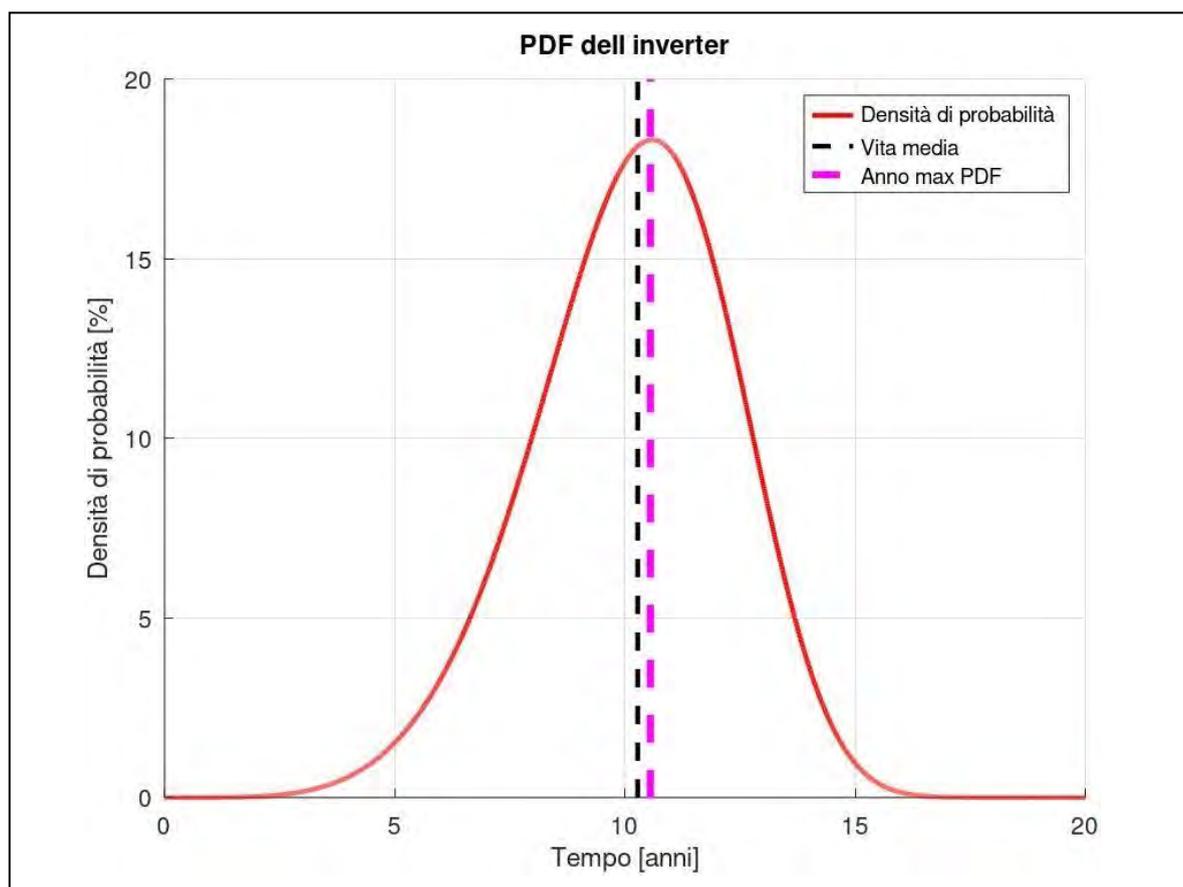


Figura 3 PDF dell'inverter

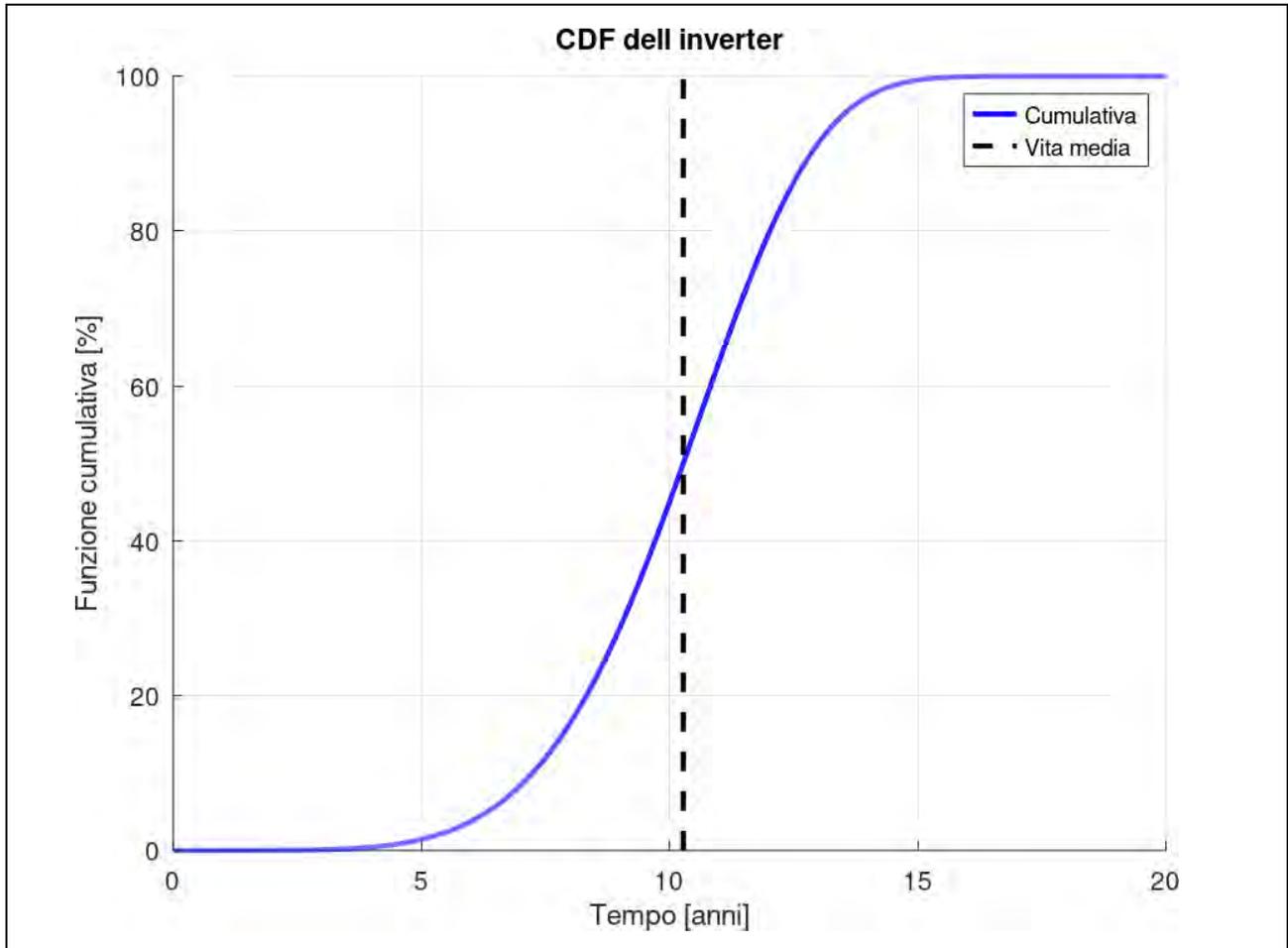


Figura 4 CDF dell'inverter

Nella figura 4, in questa pagina, è raffigurata la CDF dell'inverter; sull'asse delle ascisse è riportato il tempo, misurato in anni, mentre sull'asse delle ordinate è riportata la CDF, espressa in percentuale. Nel grafico sono presenti due curve:

- 1) La linea tratteggiata nera, rappresenta la vita media dell'inverter, che è pari a 10 anni. Questo è un dato molto importante perché indica il momento in cui la metà degli inverter, quindi il 50%, ha smesso di funzionare.

2) La curva blu rappresenta la funzione di distribuzione cumulativa (CDF) e ha un andamento monotono non decrescente. Il valore minimo della CDF è zero, in corrispondenza dell'anno zero, quindi a sinistra, mentre il valore massimo della CDF è uno, in corrispondenza della fine del grafico, sul lato destro dell'immagine. Si può notare che le proprietà elencate a pagina 6 sono verificate. Si può dividere la curva in tre fasi, dipendenti dal tempo:

- A. La prima fase si verifica nei primi 5 anni di vita, in cui l'andamento della curva aumenta molto lentamente; alla fine di questa fase la CDF raggiunge valori di circa il 5%.
- B. La seconda fase avviene tra i 5 e i 15 anni di vita, in cui l'andamento della curva aumenta, per quasi tutto questo periodo di tempo, in maniera costante. Nel dettaglio, si nota che l'aumento della CDF:
- è esponenziale tra i 5 e i 7 anni,
 - è costante tra i 7 e i 13 anni,
 - è logaritmico tra i 13 e i 15 anni.

La CDF raggiunge valori dell'11% a 7 anni, del 50% a 10 anni, del 63,2% a 11 anni e del 99% a 15 anni. Quindi in questa fase, più del 90% degli inverter arriva a fine vita.

- C. La terza fase si verifica dopo i 15 anni, con gli ultimi inverter superstiti. La CDF assume valori del 100%, ossia l'unità quando l'ultimo inverter si guasta, ciò si stima possa avvenire tra i 15 e i 20 anni.



Relazione Tecnica
Progettazione di un impianto agro-
fotovoltaico di potenza complessiva
20.384 kW e di tutte le opere ed
infrastrutture connesse, nel comune di
Castel Volturno (CE)

Codice Elaborato:
C_049_DEF_R_02

Data: 11/2023

2. DATI GENERALI DEI SOGGETTI RESPONSABILI

Si riportano nella tabella seguente i dati sintetici dei soggetti responsabili relativi al progetto proposto:

Tabella 5 - Dati generali

Dati relativi al proponente/committente

Proponente	MYT RENEWABLES DEVELOPMENT 5 s.r.l.
Committente	MYT RENEWABLES DEVELOPMENT 5 s.r.l.
Indirizzo	Piazza Fontana, 6 Milano (MI) Cap 20122
Partita IVA:	13075240963
Recapito telefonico:	08119566650
Recapito fax:	08119566650
Mail:	mytdevelopment5srl@legalmail.com
Pec:	mytdevelopment5srl@legalmail.com

Dati relativi alla società di progettazione

Progettazione	MARI S.r.l.
Indirizzo	Via Leonardo Da Vinci, 78 – 80040 S. Sebastiano al Vesuvio (NA)
Partita IVA:	07857041219
Recapito telefonico:	08119566650
Recapito fax:	08119566650
Mail:	info@mari-ingegneria.it
Pec:	marimail@pec.it
Progettista firmatario	Ing. Riccardo Mai
Estensore dello SIA	Ing. Riccardo Mai
Scopo dello studio	Realizzazione di un impianto di tipo agro- fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

3. DETERMINAZIONE DELLE SUPERFICI COMPLESSIVE

In Tabella 3 vengono riportati i calcoli relativi alla superficie complessiva occupata, all'indice di occupazione e alla superficie disponibile

Tabella 6 – Calcolo superfici

CALCOLO SUPERFICI	
Superficie occupata dai moduli fotovoltaici (m ²)	90.447
Superficie occupata dalla viabilità (m ²)	12.742
Superficie occupata dalla fascia di mitigazione (m ²)	18.321
Superficie occupata dai locali tecnici (m ²)	452
Totale superficie occupata	103.641
Totale superficie disponibile da DDS preliminare	383.861
SUPERFICIE RECINTATA CAMPO FV	341.638
Indice di occupazione	30%
LAOR	26%
Area libera	237.997
Area agricola (≥70 %)	70%

4. DESCRIZIONE CARATTERISTICHE FONTE SOLARE

La fonte utilizzata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è l'energia solare. L'impianto fotovoltaico trasforma, infatti, l'energia solare in elettricità. Questo processo è possibile grazie a specifiche proprietà fisiche di alcuni particolari elementi.

L'elemento alla base della tecnologia fotovoltaica è sicuramente la cella. Essa esposta alla luce del Sole ha la capacità di produrre energia elettrica in corrente continua, successivamente trasformata in energia alternata per poter essere immessa in rete e utilizzata dalle utenze.

4.1. CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE E DELL'ENERGIA PRODOTTA

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze.

Per quanto attiene il parco fotovoltaico si fa riferimento al comune di Castel Volturno (CE).

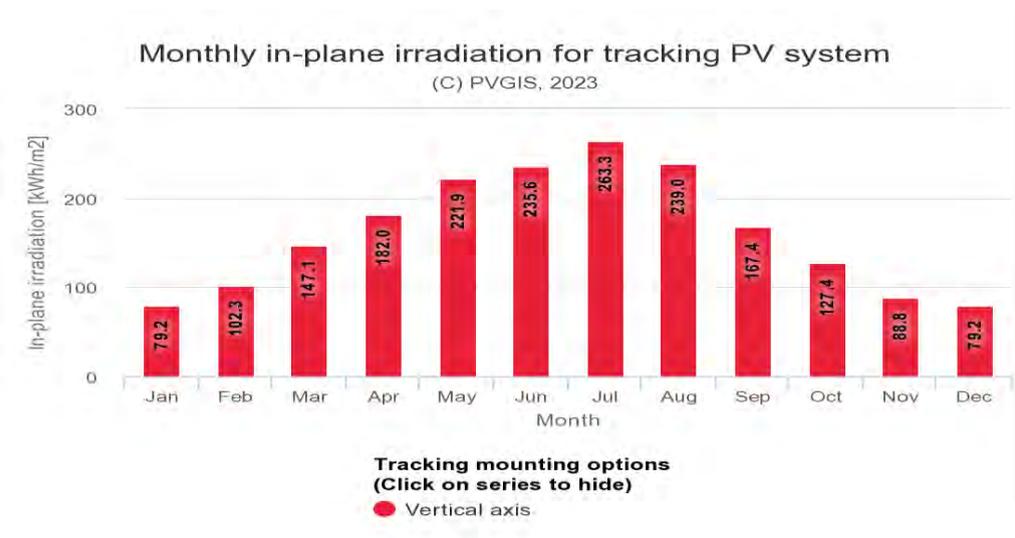


Figura 5 – Irraggiamento mensile campo A

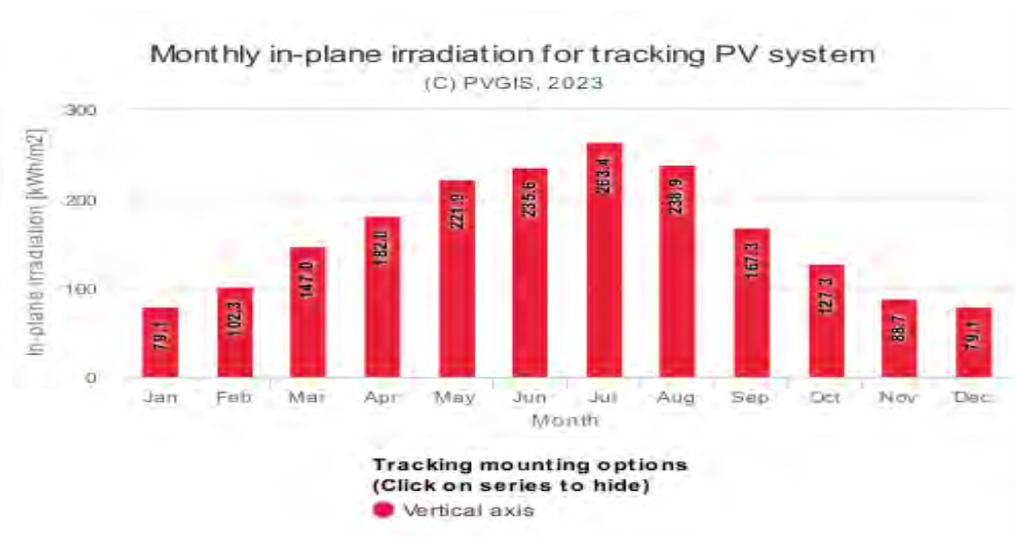


Figura 6 – Irraggiamento mensile campo B

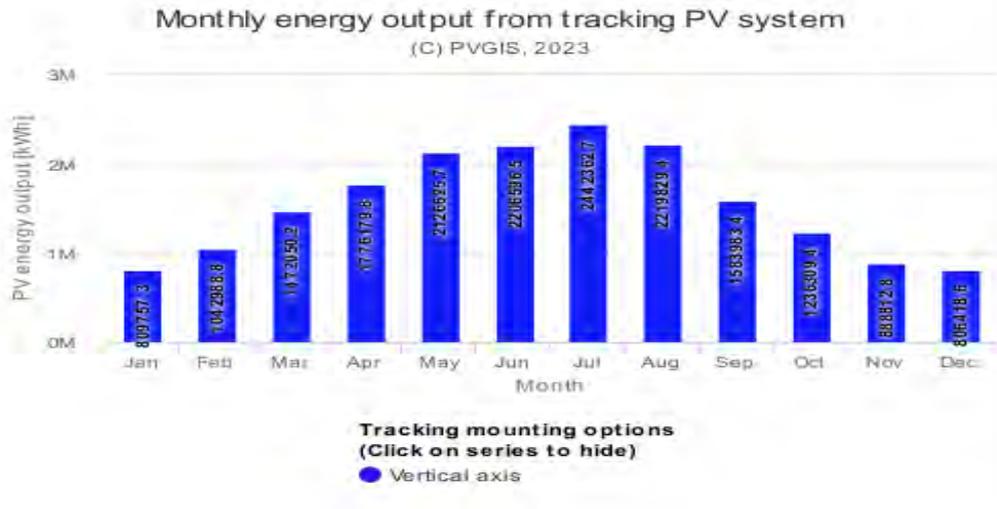


Figura 7 – Energia mensile campo A

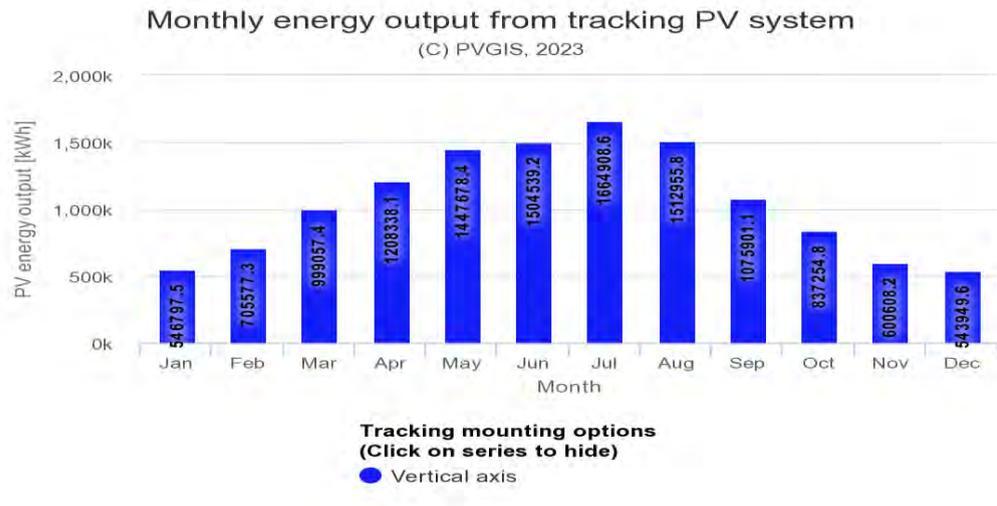


Figura 8 – Energia mensile campo B

Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agrofotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	41.087,13.973
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-COSMO
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	12152
System loss [%]:	14

Simulation outputs	Vertical axis
Slope angle [°]:	50 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	18611914.42
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1933.06
Year-to-year variability [kWh]:	796992.5
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.66
Spectral effects [%]:	0.59
Temperature and low irradiance [%]:	-6.87
Total loss [%]:	-20.77

Figura 9 – Risultati statistici ottenuti per il campo A

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	41.060,13.952
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-COSMO
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	8232
System loss [%]:	14

Simulation outputs	Vertical axis
Slope angle [°]:	50 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	12647566.04
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1932.56
Year-to-year variability [kWh]:	540948.3
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.66
Spectral effects [%]:	0.58
Temperature and low irradiance [%]:	-6.55
Total loss [%]:	-20.5

Figura 10 – Risultati statistici ottenuti per il campo B

Per la simulazione è stato utilizzato il programma di calcolo **PVGIS fotovoltaico (Photovoltaic Geographical Information System)**. Non è altro che un sistema di informazioni geografiche, un software di simulazione, propriamente detto simulatore, dotato di mappa interattiva.

Il PVGIS fotovoltaico, basandosi su mappe, fornisce un inventario della risorsa energetica solare e la sua valutazione geografica. Il tutto viene considerato nel contesto della gestione integrata della produzione di energia distribuita. Permette, quindi, di effettuare un calcolo veloce della produzione media dell'impianto, anche relativa ai prossimi anni, basandosi su dati e tabelle attendibili.

Il PVGIS fotovoltaico è considerato un buon indicatore dell'energia "minima" prodotta da fotovoltaico. La simulazione, infatti, fornisce cifre di rendimento inferiori rispetto ai reali dati di produzione registrati empiricamente.

Esso rappresenta un valido strumento per poter stimare piani di rientro economico attendibili.

4.2. PERDITE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'efficienza di conversione fotovoltaica di un impianto fotovoltaico dipende dalle perdite nella conversione stessa: se queste ammontano, ad es. al 25%, l'efficienza di conversione sarà del 75%. Pertanto, la producibilità effettiva, o netta, dell'impianto sarà quella teorica dedotta sulla base dell'irraggiamento solare locale (producibilità lorda), moltiplicata, in questo caso, per 75/100 al fine di tener conto degli aspetti tecnici legati ai componenti utilizzati in tutto il processo di conversione fotovoltaica. Una stima generale delle perdite di conversione di un impianto fotovoltaico non si discosta dal suddetto valore del 25%, al quale contribuiscono varie componenti:

- a) Perdite per effetto della temperatura: 7,6%;**
- b) Mismatching: 5,7%;**
- c) Perdite nei convertitori cc/ca: 4%;**

- d) Perdite per bassa radiazione e ombreggiamento: 3,3%;*
- e) Perdite per riflessione: 3,1%;*
- f) Perdite nei filtri e nei servizi ausiliari 2%;*
- g) Perdite nei quadri in continua: 1,2%;*
- h) Perdite per sporcizia dei moduli: 1%.*

4.2.1. LE PERDITE DEI MODULI FOTOVOLTAICI PER EFFETTO DELLA TEMPERATURA

Le prestazioni di una cella fotovoltaica decrescono al crescere della temperatura, ed è ben noto che l'efficienza elettrica e la potenza di uscita di un pannello fotovoltaico dipendono in modo lineare dalla temperatura operativa. La temperatura di una cella fotovoltaica dipende, in particolare, da numerose variabili, quali la temperatura ambiente, la velocità locale del vento, il flusso/irradianza della radiazione solare in funzione del materiale e di proprietà dipendenti dal sistema, quali la trasmittanza della copertura, l'assorbenza della piastra fotovoltaica, etc. Pertanto, risulta evidente che i pannelli ad altitudini elevate hanno prestazioni maggiori grazie alle temperature più basse (vi sono circa 7°C di differenza per ogni 1.000 metri di differenza in altitudine). Le perdite in questo caso sono valutate in funzione del pannello scelto nel caso specifico sono stati scelti in relazione alla scarsa sensibilità alla temperatura.

4.2.2. LE PERDITE SULLA PARTE ELETTRICO – CIRCUITALE DELL'IMPIANTO AFV

Le perdite di accoppiamento non ottimale fra le stringhe (in gergo, mismatch) sono dovute alla non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e, conseguentemente, alla non uniformità di una stringa con l'altra. Tale fattore di perdita dipende quindi dalla bontà del prodotto installato e dalla capacità di saper accoppiare in modo efficiente i moduli. Le perdite di mismatch sono di circa l'1% per impianti di piccola potenza (W), del 3-4% per medie potenze (kW) e del 5-6% per grandi potenze (MW). Le perdite sui circuiti in corrente continua sono invece dovute alla resistenza dei cavi elettrici, a quella di contatto degli interruttori ed a quelle per cadute di tensione sui diodi di blocco di protezione delle stringhe. Si tratta di perdite

intrinseche che si riesce a ridurre con l'uso di componenti appropriati e con valutazioni tecnico-economiche sulle sezioni di cavo da utilizzare.

L'ottimizzazione delle linee elettriche e una buona disposizione delle strutture consentono di mantenere tali perdite entro circa l'1-2% della producibilità.

4.2.3. LE PERDITE LEGATE ALLA QUANTITA' DI RADIAZIONE SUI PANNELLI FOTOVOLTAICI

Le perdite per basso soleggiamento si hanno solo in impianti collegati alla rete quando l'inverter ha un autoconsumo superiore all'energia che si potrebbe produrre, e cioè tipicamente all'alba o al tramonto. Le perdite per ombreggiamento reciproco, invece, sono funzione della geometria di disposizione del campo fotovoltaico e degli ostacoli all'orizzonte. Gli indici di perdita di producibilità per basso soleggiamento ed ombreggiamento reciproco sono, in generale, variabili tra il 2 ed il 5%. Le perdite per riflessione risultano intrinseche con la costruzione di impianti fotovoltaici e solo particolari ambienti circostanti (ad es. grandi superfici di colore chiaro) possono ridurre il valore, normalmente stimabile nel 3%, in siti senza particolari condizioni favorevoli. Le perdite per sporcizia dei moduli, infine, sono strettamente legate al sito di installazione e quindi alle condizioni meteorologiche. In genere, siti a bassa piovosità hanno perdite maggiori. Il dato si può comunque stimare in circa l'1%.

4.2.4. LE PERDITE SULL'INVERTER E SUL SISTEMA DI ACCUMULO DELL'ENERGIA

Le perdite sull'inverter riflettono la curva di efficienza di tali apparecchi in funzione della potenza di uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di soleggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di inverter utilizzato e risulta ben diversa a seconda del servizio che la macchina si trova a svolgere (alimentazione di utenze isolate piuttosto che immissione di energia in rete). I dati indicativi in termini di perdita sull'energia teorica producibile dall'impianto fotovoltaico sono:

- a) per impianti collegati in rete, dal 4 al 10%;*
- b) per impianti in isola, dal 4 al 10%.*

4.2.5. CONSUMI AUSILIARI

In questo caso si stima una perdita sul totale dell'energia prodotta pari a circa -1.5%.

4.3. ANALISI DELLA PRODUCIBILITA' ATTESA

La stima dell'energia annua prodotta, sulla base dei dati radiometrici ottenuti dalla norma UNI10349 e utilizzando il metodo di calcolo relativi alla norma UNI 8477, si basa su una radiazione incidente.

Il calcolo è riferito ad una superficie captante che ruota continuamente in modo da mantenersi sempre perpendicolarmente ai raggi del sole, ed è pari a circa 1.533,5 kWh/KWp che, per una potenza nominale di 20.384 kW, in condizioni di installazione mobile, con inseguitore monoassiale, lungo la direzione nord-sud, porta ad un'energia annua generata, di circa 31.259 MWh/anno, al **netto** delle perdite di sistema.

Al fine della valutazione della producibilità annua di energia elettrica di un impianto fotovoltaico, si deve precisare che essa (come avviene per tutti gli impianti di generazione che utilizzano fonti naturali, quali quella solare, eolica) dipende dalla potenza di picco erogabile dal generatore e dall'andamento climatico dell'anno considerato, oltre che dalla radiazione incidente kWh/mq annuo (valutata nel paragrafo 3.1).

La potenza di picco del generatore è verificabile sulla base di misure oggettive di prestazioni e di condizioni ambientali. Per quanto riguarda l'andamento climatico, invece, ci si deve basare sul valore medio della radiazione solare valutato, nella zona di installazione dell'impianto, sul periodo climatologico annuale.

Non si può parlare, quindi, di garanzia sulla produzione annua di energia, bensì di valore ragionevolmente atteso, sulla base di dati e misurazioni tenute costantemente aggiornati.

Gli inseguitori sono dei dispositivi che, attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far orientare in maniera favorevole rispetto ai raggi solari, un pannello fotovoltaico. Essi sono classificati in base a tre elementi, il numero di assi e la loro orientazione, quindi di tipo monoassiali, al tipo di meccanismo di orientamento, alla tipologia di comando elettronico.

Gli inseguitori che saranno utilizzati sono del tipo attivo e fanno affidamento su motori, ingranaggi e/o idraulica. Il tipo di comando elettronico che governa il movimento può essere analogico o digitale. Quelli utilizzati sono del tipo digitali, controllati mediante il comando che deriva da un microprocessore che, tramite dei dati in esso memorizzati, conosce in ogni momento la posizione del sole nel cielo.

Un inseguitore monoassiale permette una maggiore produzione di energia compresa tra il 10% e 30 % rispetto ad un impianto fisso, a seconda del tipo di montaggio e del tipo di movimento. Uno biassiale può arrivare ad un incremento del 40%.

L'impianto fotovoltaico in oggetto utilizza n. 29.120 moduli in silicio monocristallino, bifacciali, della potenza di picco di 700 Wp, installati su strutture mobili, con rotazione da - 55° a 0° a +55° rispetto all'asse nord-sud, con sistema basculante.

La potenza nominale complessiva del generatore fotovoltaico ammonta a

$$(700 \times 29.120) / 1.000 = 20.384 \text{ kWp.}$$

La potenza massima di uscita dell'impianto, disponibile nel punto di raccolta, è in generale inferiore a questo valore, principalmente per via delle perdite nella conversione DC/AC e nella trasformazione BT/AT, oltre che per la trasmissione lungo i cavi.

Nella valutazione della potenza totale prodotta dall'impianto occorre far riferimento alla tolleranza del pannello, indicata nel +/- 0 - 5%, rispetto alla potenza nominale.

Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

Altro parametro da prendere in considerazione è la posizione dei pannelli disposti pressoché perpendicolari alla radiazione solare.

Per i moduli fotovoltaici, l'angolo azimutale di orientamento è in direzione Est – Ovest è di 90° rispetto a Nord, mentre l'inclinazione (angolo di tilt) rispetto all'orizzontale, è variabile da un minimo di - 55° a + 55°.

Occorrerà tener conto dell'ombreggiamento reciproco dei filari di moduli fotovoltaici, il quale si può manifestare in periodi dell'anno particolarmente sfavorevoli.

In relazione alla geometria della struttura di sostegno – tracker – dei moduli ed alla posizione del disco solare nel periodo invernale (solstizio d'inverno) verrà definita la distanza tra file multiple dei tracker idonea ad impedirne il mutuo ombreggiamento anche in periodo invernale. Stesso accorgimento verrà adottato rispetto ai manufatti presenti nell'impianto quali le cabine di campo.

Risulta essere pertanto, dalle valutazioni precedenti che:

Potenza di picco:	20.384 kWp
Potenza media prodotta kWh/kWp installato	1.533,5 kWh/kWp
Risparmio di CO ₂ per kWh prodotto	0,496 Kg/kWh

Energia complessiva prodotta dall'impianto fotovoltaico:

$$E = 1.533,53 \text{ (kWh/ (kWp *anno))} * 20.384 \text{ kWp} = \mathbf{31.259 \text{ MWh/anno}}$$

$$\text{Risparmio di CO}_2 \text{ annuo: } 31.259.480,46 \text{ kWh/anno} * 0,496 \text{ kg/kWh} = \mathbf{15.504,7 \text{ t/anno}}$$

4.4. STIMA DEI PROVENTI ANNUI

Nella Tabella seguente è riportata una stima dei proventi annui derivanti dalla valorizzazione dell'energia prodotta dall'Impianto tramite contratti di Power Purchase Agreements (P.P.A.) per la vendita dell'energia:

Tabella 7 – Stima dei proventi annui

STIMA PROVENTI ANNUI – IMPIANTO C_038 TEANO	
Totale energia prodotta in un anno (kWh)	31.259.480,46 kWh
Valore PPA (€/kWh)	0,0515 €/kWh
Proventi annui	1.609.863,24369 €

5. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

5.1. FINALITÀ E DIMENSIONE DEL PROGETTO

Come anticipato, il progetto proposto ha come finalità la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, sito nel comune di **Castel Volturno (CE)**, di potenza:

- richiesta complessiva **20'384 kWp**;
- nominale massima **20'384 kWn**;
- reale immessa in rete in AC di circa **20'000 kW**.

Detto Impianto, si svilupperà in una porzione di territorio del comune di Castel Volturno, composto indicativamente da n. 29.120 pannelli in silicio monocristallino, ciascuno di potenza nominale pari a 700 Wp.

L'impianto fotovoltaico sarà ubicato sulle seguenti particelle catastali:

Tabella 8 – Particellare descrittivo

Comune di Castel Volturno (CE)						
Nome Progetto: 049_Castel Volturno; Alt slm 3 m; Coord. 41°03'37.4"N-13°57'06.0"E / 41°05'10.05"N -13°57'50.75"E						
n.	PROVINCI A	COMUN E	FOGLI O	PARTICELL A	SUPERFICIE (mq)	DITTA CATASTALE
0	Caserta	Castel Volturn o	3	5104	288.701	SPA SO MI TER
1	Caserta	Teano	8	32	95.160	Caterino Ernesto
TOTALE					383.861	

L'impianto fotovoltaico in progetto si suddivide in due campi, "A" e "B" e può schematizzarsi nel seguente modo:

CAMPO A:

- **Isola 1 - (potenza tot. installata: 1.215,2 kWp)**

n°moduli installati: 1.736

- **Isola 2 - (potenza tot. installata: 1.215,2 kWp)**

n°moduli installati: 1.736

- **Isola 3 - (potenza tot. installata: 1.215,2 kWp)**

n°moduli installati: 1.736

- **Isola 4 - (potenza tot. installata: 1.195,6 kWp)**

n°moduli installati: 1.708

- **Isola 5 - (potenza tot. installata: 1.195,6 kWp)**

n°moduli installati: 1.708

- **Isola 6 - (potenza tot. installata: 1.195,6 kWp)**

n°moduli installati: 1.708

- **Isola 7 - (potenza tot. installata: 1.234,8 kWp)**

n°moduli installati: 1.764

- **Isola 8 - (potenza tot. installata: 1.234,8 kWp)**

n°moduli installati: 1.764

- **Isola 9 - (potenza tot. installata: 1.274 kWp)**

n°moduli installati: 1.820

- **Isola 10 - (potenza tot. installata: 1.176 kWp)**

n°moduli installati: 1.680

CAMPO B:

- **Isola 11 - (potenza tot. installata: 1.019,2 kWp)**

n°moduli installati: 1.456

- **Isola 12 - (potenza tot. installata: 1.019,2 kWp)**

n°moduli installati: 1.456

- **Isola 13 - (potenza tot. installata: 1.019,2 kWp)**

n°moduli installati: 1.456

- **Isola 14 - (potenza tot. installata: 1.019,2 kWp)**

n°moduli installati: 1.456

- **Isola 15 - (potenza tot. installata: 1.019,2 kWp)**

n°moduli installati: 1.456

- **Isola 16 - (potenza tot. installata: 1.038,8 kWp)**

n°moduli installati: 1.484

- **Isola 17 - (potenza tot. installata: 1.038,8 kWp)**

n°moduli installati: 1.484

- **Isola 18 - (potenza tot. installata: 1.058,4 kWp)**

n°moduli installati: 1.512

Sarà quindi costituito da 29.120 moduli fotovoltaici e distribuito in 18 isole come rappresentato dalla figura seguente:



Figura 6 – Planimetria dell’impianto su base ortofoto. A destra il campo “A”, a sinistra il campo “B”

Moltiplicando il numero di pannelli per la potenza erogabile dal singolo si ottiene la massima potenza installabile presunta: $29.120 \times 0,70 = 20.384$ kWp.

I moduli fotovoltaici verranno fissati su delle strutture in tubolari metallici opportunamente dimensionate e fissate in modo da sostenere il peso proprio dei pannelli fotovoltaici e resistere alla spinta ribaltante del vento.

La tecnologia scelta per i **moduli** è di tipo **monocristallino**, con potenza di picco pari a **700W** che saranno posizionati su tracker orientati all’asse nord-sud, in grado di ruotare lungo detto asse, così da massimizzare la produzione.

L’installazione dei pannelli fotovoltaici sarà realizzata su tracker ad asse singolo (Y) ancorati direttamente al suolo tramite pali infissi nel terreno senza utilizzo di alcun tipo di fondazione in cemento. Il campo fotovoltaico sarà esposto, con un orientamento azimutale a $\pm 90^\circ$ EST e avrà



Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

un'inclinazione variabile rispetto all'orizzontale di +/- 55°. Tale utilizzazione è la più idonea al fine di massimizzare la resa dell'impianto incrementando il rendimento di c.ca il 18%.

Il posizionamento dei pannelli sarà eseguito in modo da mantenere il fattore di riduzione delle ombre pari a 0,95, garantendo così che le perdite di energia derivanti da fenomeni di ombreggiamento non siano superiori al 5% su base annua.

Ogni isola avrà un unico convertitore statico dimensionato in base alla potenza di ingresso.

Il collegamento tra i moduli che compongono ciascuna stringa sarà realizzato, per quanto possibile, con i cavi di cui sono dotati i moduli. Ogni isola sarà composta da quadri di campo nei quali afferiranno stringhe per il parallelo; in ogni quadro alloggeranno gli organi di sezionamento e protezione da sovracorrenti e sovratensioni. Nella tabella di seguito è riportato il numero di quadri di campo per ciascuna isola con indicazione del numero di stringhe in parallelo per ognuno di essi:

Tabella 9(a) – Calcolo quadri di campo, Campo “A”

Isola	n° Tracker	n° moduli per stringa	Tot stringhe	n° stringhe in parallelo	n° Q.d.C.	n° TOT Q.d.C.
1	62	14	124	31	4	4
2	62	14	124	31	4	4
3	63	14	126	31	2	4
				32	2	
4	63	14	126	31	2	4
				32	2	
5	62	14	124	31	4	4
6	65	14	130	32	2	4
				33	2	
7	60	14	120	30	4	4
8	61	14	122	30	2	4
				31	2	
9	61	14	122	30	2	4
				31	2	
10	61	14	122	30	2	4
				31	2	

Tabella 9(b) – Calcolo quadri di campo, Campo “B”

Isola	n° Tracker	n° moduli per stringa	Tot stringhe	n° stringhe in parallelo	n° Q.d.C.	n° TOT Q.d.C.
11	53	14	106	26	2	4
				27	2	
12	52	14	104	26	4	4
13	54	14	108	27	4	4
14	52	14	104	26	4	4
15	52	14	104	26	4	4
16	52	14	104	26	4	4
17	52	14	104	26	4	4
18	52	14	104	26	4	4

Dai quadri di campo partiranno cavi interrati opportunamente dimensionati e connessi agli inverter.

L'uscita trifase di ciascun inverter si attesterà poi sul lato BT del trasformatore elevatore.

All'interno della cabina di campo sarà alloggiato il trasformatore BT/AT, di potenza **2.500** kVA, che permette l'elevazione della tensione al livello 36 kV, con il quale viene effettuata la distribuzione principale di ciascuna area. Le cabine di campo del campo "A" saranno collegate ad una cabina di raccolta, situata nei pressi del medesimo campo, a sua volta collegata alla cabina di impianto AT a 36 kV situata in posizione perimetrale al campo "B", in cui alloggerà un locale per la raccolta per il campo "B" a cui saranno collegate le cabine di campo dello stesso.

La cabina di raccolta relativa al campo "A" verrà collegata alla cabina di impianto, situata nei pressi del campo "B", mediante un cavidotto interrato a 36 kV, costituito da una singola terna di cavi, che si estende per una lunghezza leggermente superiore ai 4 km.

Dalla cabina di impianto, avrà origine il collegamento alla futura SE in doppio cavidotto interrato AT a 36 kV della lunghezza di circa 12,27 km.

Tale cavidotto in alta tensione si sviluppa interamente su sede stradale.

Il tracciato consiste in una linea interrata in alta tensione (36 kV) della lunghezza complessiva di circa 12,27 km che si sviluppa al di sotto di viabilità esistente, collegando il campo fotovoltaico alla Stazione Elettrica.

L'elettrodotto sarà costituito, dunque, da due terne composte da cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con conduttore in alluminio. La sezione dei cavi sarà di 3x1x185 mm².

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1.4 m.

Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

6. FASI DI PROGETTO

I lavori di realizzazione dell'impianto in oggetto hanno una durata massima prevista pari a circa 15 mesi previa realizzazione della futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da collegare in entrata - esce alla linea RTN a 380 kV "Garigliano ST – Patria".

La durata relativa alle opere di impianto sarà condizionata dall'approvvigionamento delle apparecchiature necessarie alla realizzazione dell'impianto (Principalmente Cabine di campo, Moduli Fotovoltaici, strutture, Inverters ed apparecchiature, Trasformatori AT).

6.1. DESCRIZIONE ATTIVITÀ DI CANTIERE FASE DI REALIZZAZIONE

Per quanto attiene l'impianto fotovoltaico, la sequenza logica delle attività necessarie per la realizzazione del Progetto è la seguente; si fa comunque presente che alcune di esse potrebbero essere effettuate in parallelo (ove possibile):

- 1° fase - viabilità di accesso: l'accesso alle aree di cantiere verrà effettuata attraverso le strade esistenti e verranno creati degli accessi adeguati al transito dei mezzi di cantiere;
- 2° fase - impianto del cantiere: questa fase riguarda tutte le operazioni necessarie per delimitare le aree di cantiere e per realizzare le piazzole di stoccaggio dei materiali, sosta delle macchine, nonché i punti in cui verranno installati le cabine di servizio per il personale addetto e i box per uffici, spogliatoi, servizi igienici, spazio mensa, depositi per piccola attrezzatura e minuterie, generatori elettrici e depositi di acqua, ecc. verrà installata la necessaria segnaletica secondo la normativa di riferimento e verrà delimitata l'area di cantiere;
- 3° fase - picchettamento delle aree: i tecnici di cantiere, mediante l'impiego di strumentazioni topografiche con tecnologia GPS, individueranno i limiti e i punti significativi del progetto, utili al corretto posizionamento delle strutture di sostegno dei moduli FV, delle cabine di campo, della cabina di impianto, della viabilità interna di cantiere e della recinzione perimetrale;

- 4° fase – realizzazione della viabilità interna di cantiere: al fine di garantire dei percorsi adatti alla distribuzione interna dei materiali nonché per permettere il posizionamento delle cabine di campo (da effettuarsi con l’ausilio di gru) verranno costruite, secondo il layout di progetto, delle strade interne non asfaltate da realizzarsi con materiale di cava che verrà trasportato nel luogo di installazione con l’ausilio di camion; le strade di cantiere rimarranno in essere per tutta la vita dell’impianto e saranno utilizzate per espletare attività di manutenzione;
- 5° fase – realizzazione delle recinzioni perimetrali e dei cancelli di accesso: le recinzioni perimetrali permetteranno di segregare le aree di cantiere e saranno realizzate senza cordolo continuo di fondazione, limitando in questo modo scavi, sbancamenti e l’utilizzo di calcestruzzo;
- 6° fase - livellamenti locali del terreno: eventuali parti di terreno in cui si dovessero rilevare delle discontinuità puntuali incompatibili con l’allineamento delle strutture dei moduli verranno adeguatamente livellati. L’eliminazione delle asperità superficiali, al fine di rendere agevoli le operazioni successive, interesserà unicamente lo strato superficiale del terreno per una profondità di circa 10 – 20 cm: in questo modo si rispetterà l’andamento naturale del terreno che non verrà modificato da tale attività;
- 7° fase - rifornimento delle aree di stoccaggio e transito degli addetti alle lavorazioni: tutti i materiali utili al completamento del progetto saranno approvvigionati in apposite aree di stoccaggio per mezzo di autocarri e/o autoarticolati. I trasporti verranno schedati in modo da evitare la presenza in contemporanea di più mezzi pesanti i quali verranno così gestiti su base oraria/giornaliera/settimanale in modo da evitare un aggravio del traffico veicolare sulla Strada Provinciale di riferimento al cantiere. Gli operai giungeranno nelle aree di cantiere per mezzo di autovetture private, piccoli autocarri o pulmini;
- 8° fase -movimentazione dei materiali e delle attrezzature all’interno del cantiere: tramite l’ausilio di mezzi meccanici idonei si procederà alla movimentazione dei materiali dalle aree di stoccaggio ai luoghi di installazione designati;
- 9° fase - installazione delle fondazioni delle strutture di supporto dei moduli: tramite l’ausilio di macchine battipalo adatte allo scopo, verranno infissi nel terreno i pali di supporto delle strutture senza la necessità di scavi e/o utilizzo di calcestruzzo;
- 10° fase - scavo trincee, posa cavidotti e rinterri: A seconda del tipo di intensità elettrica che percorrerà i cavi interrati, la profondità dello scavo potrà variare da un minimo di 60 cm, per i cavi BT, ad un massimo di 140 cm per i cavi AT. Effettuato lo scavo si provvederà, se necessario, alla pulizia del fondo al fine di garantire l’appianamento della superficie. Il fondo dello scavo sarà ricoperto da uno strato di

Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

sabbia (circa 10 cm) al fine di proteggere i cavi e/o i corrugati da eventuali tagli e danneggiamenti dovuti dalla presenza di pietre; un analogo strato di sabbia verrà poi predisposto per garantire la medesima protezione durante la fase di chiusura delle trincee da effettuarsi tramite il riutilizzo del materiale scavato all'interno della stessa opera. Le zone principalmente interessate da questa lavorazione saranno quelle in prossimità della viabilità interna all'impianto, anche in funzione della successiva manutenzione in caso di guasti;

- 11° fase – realizzazione dell'impianto di terra ed equipotenziale: l'impianto sarà costituito da una corda di rame interrata lungo il perimetro dell'edificio ed integrata con picchetti, dai collettori di terra, dai conduttori di terra, di protezione ed equipotenziali e da tutti i collegamenti PE ed equipotenziali;
- 12° fase – realizzazione delle fondazioni per le cabine prefabbricate: tramite l'utilizzo di macchine escavatrici e betoniere verranno realizzate le fondazioni atte ad ospitare i basamenti delle stesse; per la realizzazione verranno approntati tutti gli accorgimenti per evitare la filtrazione del calcestruzzo nel terreno durante il getto delle fondazioni;
- 13° fase - montaggio dei telai metallici di supporto dei moduli: una volta completata l'infissione nel terreno dei pali di fondazione delle strutture verrà effettuato il montaggio della sovrastruttura metallica su cui poi verranno fisicamente installati i moduli fotovoltaici tramite l'ausilio di idonei sistemi di fissaggio (clips, rivetti...);
- 14° fase - posa delle cabine di campo: mediante l'impiego di auto gru verranno posate le Cabine di campo BT/AT e la Cabina di impianto le quali, essendo strutture prefabbricate, verranno trasportate in campo con degli auto-articolati e quindi posizionate nelle fondazioni precedentemente approntate;
- 15° fase - montaggio dei moduli FV e Cablaggio Stringhe: i moduli fotovoltaici verranno distribuiti in campo dalle aree di stoccaggio con l'ausilio di mezzi meccanici e verranno poi installati da operai qualificati sulle strutture precedentemente completate. A seguito del montaggio meccanico dei moduli questi verranno cablati, attraverso i cavi forniti dal produttore ed installati sul retro dei pannelli, al fine di collegarli in serie che poi andranno connesse ai quadri di campo tramite cavi posati nei tubi precedentemente interrati;
- 16° fase – i cavi AC in Bassa Tensione in arrivo dai quadri di campo verranno convogliati alle rispettive cabine di campo di riferimento dove verranno parallelati in idonei Quadri di Parallelo BT e poi connessi ai Trasformatori BT/AT per l'elevazione della Tensione fino a 36 kV;

- 17° fase – Connessione delle cabine di campo con la Cabina di Impianto: le linee in Alta Tensione dalle cabine di campo saranno convogliate alla Cabina di impianto;
- 18° fase – installazione e montaggio sistema di videosorveglianza, allarme e illuminazione perimetrale: la sorveglianza e l’antintrusione dell’impianto fotovoltaico sarà realizzata mediante sistema totalmente integrato ed automatizzato. Il sistema centralizza ed integra la gestione del controlla accessi, degli impianti di antintrusione e del sistema di videocontrollo previsti a protezione del sito fotovoltaico. L’illuminazione perimetrale viene attivata unicamente in caso di intrusione e limitatamente alla zona di rilevamento dell’evento in modo da scoraggiare eventuali intrusi;
- 19° fase – installazione e montaggio sistema di monitoraggio: all’interno dell’impianto fotovoltaico verranno installati dei sensori di irraggiamento (orizzontali e complanari ai moduli), delle sonde di temperatura moduli e una stazione meteorologica con anemometro al fine di monitorare il rendimento dell’impianto rispetto alle condizioni climatiche riscontrate;
- 20° fase – attività di collaudo e commissioning: verranno effettuate tutte le attività e verifiche di collaudo “a freddo” prima della messa in funzione dell’Impianto Fotovoltaico e verranno commissionati e verificati tutti i componenti principali (Inverters, Trasformatori BT/AT, ecc...);
- 21° fase - rimozione delle aree di cantiere secondarie: verranno ripristinate allo stato di fatto le aree utilizzate temporaneamente come aree temporanee di stoccaggio materiali e quelle utilizzate per accogliere le varie cabine di servizio per il personale addetto;
- 22° fase - realizzazione delle opere di mitigazione: contemporaneamente alle fasi di rimozione del cantiere si inizieranno a realizzare le opere di mitigazione previste dal progetto e dal piano del verde: preparazione e trattamento del terreno e impianto delle nuove essenze arboree (arbusti e alberature);
- 23° fase – fine lavori impianto di produzione.

Per quanto attiene le Opere di Rete, esse possono essere espletate come segue.

La realizzazione dell’elettrodotto avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- c) realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;*
- d) apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;*
- a) posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;*
- b) ricopertura della linea e ripristini.*

In alcuni casi particolari e comunque dove si renderà necessario, in particolare per tratti interni ai centri abitati e in corrispondenza di attraversamenti, si potrà procedere anche con modalità diverse da quelle su esposte.

In particolare, si evidenzia che in alcuni casi specifici potrebbe essere necessario procedere alla posa del cavo con:

- Perforazione teleguidata;
- Staffaggio su ponti o strutture preesistenti;
- Posa del cavo in tubo interrato;
- Realizzazione manufatti per attraversamenti corsi d'acqua.

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo della linea.

a) Realizzazione delle infrastrutture temporanee per la posa del cavo

Prima della realizzazione dell'opera sarà necessario realizzare le piazzole di stoccaggio per il deposito delle bobine contenenti i cavi; di norma vengono predisposte piazzole circa ogni 500-800 metri. Tali piazzole, ove possibile, vengono realizzate in prossimità di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto delle bobine e contigue alla fascia di lavoro, al fine di minimizzare le interferenze con il territorio e ridurre la conseguente necessità di opere di ripristino. Si eseguiranno, se non già presenti, accessi provvisori dalla viabilità ordinaria per permettere l'ingresso degli autocarri alle piazzole stesse.

b) Apertura dello scavo

Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro". Questa fascia dovrà essere la più continua possibile ed

avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio.

c) Posa del cavo

In accordo alla normativa vigente, l'elettrodotto interrato sarà realizzato in modo da escludere, o rendere estremamente improbabile, la possibilità che avvenga un danneggiamento dei cavi in tensione provocato dalle opere sovrastanti (ad esempio, per rottura del sistema di protezione dei conduttori). Una volta realizzata la trincea si procederà con la posa dei cavi, che arriveranno nella zona di posa avvolti su bobine. La bobina viene comunemente montata su un cavalletto, piazzato ad una certa distanza dallo scavo in modo da ridurre l'angolo di flessione del conduttore quando esso viene posato sul terreno. Durante le operazioni di posa o di posamento dei cavi saranno adottate le seguenti precauzioni:

- si opererà in modo che la temperatura dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venire piegati o raddrizzati, non sarà inferiore a 0°C;
- i raggi di curvatura dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non saranno mai inferiori a 15 volte il diametro esterno del cavo.

d) Ripristini

Al termine delle fasi di posa e di rinterro si procederà alla realizzazione degli interventi di ripristino. La fase comprende tutte le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali precedenti la realizzazione dell'opera. Le opere di ripristino previste possono essere raggruppate nelle seguenti due tipologie principali:

- ripristini geomorfologici ed idraulici;
- ripristini della vegetazione.

Preliminarmente si procederà alle sistemazioni generali di linea, che consistono nell'riprofilatura dell'area interessata dai lavori e nella riconfigurazione delle pendenze preesistenti, ricostruendo la morfologia originaria del terreno e provvedendo alla riattivazione di fossi e canali irrigui, nonché delle linee di deflusso eventualmente preesistenti.

Il ripristino avverrà mediante:

- ricollocazione dello strato superficiale del terreno se precedentemente accantonato;
- inerbimento ove necessario.

6.2. DESCRIZIONE FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

La gestione dell'impianto comprenderà le seguenti lavorazioni, alcune delle quali durante l'arco dell'anno avranno cadenza regolare e ripetitiva, altre varieranno col variare delle le esigenze stagionali e/o meteorologiche, altre ancora presenteranno un carattere di continuità:

- attività di controllo e vigilanza dell'impianto che si protrarrà per l'intero arco della giornata (24 ore) tramite la verifica a vista diretta e/o con l'ausilio di sistemi integrati di sorveglianza e di informatizzazione (video-sorveglianza, controllo remoto, sistemi automatici di allarme, ecc.);
- monitoraggio giornaliero della funzionalità tecnica e produttiva dell'impianto;
- controllo visivo e verifica dei componenti elettrici costituenti l'impianto, sia per quello che concerne la produttività che la protezione;
- pulizia dei moduli (o pannelli) ogni qualvolta le condizioni climatico-atmosferiche lo dovessero richiedere (successivamente a precipitazioni piovose ad alta concentrazione di fanghi e sabbie o nei periodi particolarmente siccitosi e polverosi), tramite lavaggio da effettuarsi con ausilio di botte irroratrice (carro botte trainato da trattore a ruote) al fine di garantire la pressione necessaria (almeno 10 bar) in grado di asportare le impurità sugli specchi. Per il lavaggio non verranno usati additivi o solventi di nessun tipo;
- mantenimento del terreno con la trinciatura del manto erboso, lo sfalcio dei corridoi situati tra le due file contigue di pannelli sarà effettuato con adeguato macchinario, mentre al di sotto dei pannelli medesimi verrà utilizzato eventuale decespugliatore azionato a mano. L'erba tranciata verrà lasciata sul terreno allo scopo di costituire un'ideale pacciamatura superficiale. Di norma, si prevedono uno o due sfalci durante l'anno da compiersi nel periodo più opportuno per non interferire con i cicli riproduttivi e con le catene alimentari della fauna selvatica presente nel comprensorio;
- monitoraggio degli effetti della presenza dell'impianto a regime.

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

6.3. DESCRIZIONE FASE DI DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO

Al termine della vita utile dell'impianto stimata in almeno 30 anni potrà seguire una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero preesistente al progetto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003. Per l'esecuzione delle suddette attività verranno posti in bilancio congrui importi dedicati.

6.3.1. Impianto fotovoltaico

La dismissione dell'impianto a fine vita utile sarà eseguita nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, attraverso una sequenza ordinata di fasi operative come riportate nell'elenco seguente:

- distacco elettrico dei moduli e loro copertura per lo sganciamento e messa in sicurezza dei contatti elettrici;
- distacco elettrico dei quadri di campo con sganciamento della componentistica interna;
- distacco delle linee elettriche dai moduli verso i quadri di campo;
- distacco delle strutture di sostegno dei moduli, a partire dalle traverse orizzontali e verticali in alluminio, ai bulloni, ai puntoni, ai pali infissi nel terreno (smontaggio tracker);
- rimozione dei cavi di media tensione dalle linee corrugate interrate;
- rimozione dei pozzetti;
- rimozione delle linee corrugate interrate;
- rimozione cabine prefabbricate;
- demolizioni delle eventuali opere in cls quali platee ecc.;
- ripristino dell'area di sedime dei generatori, della viabilità e dei percorsi dei cavidotti.

Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

Si procederà quindi alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento/recupero. Dalla dismissione dei quadri e delle linee elettriche, sarà possibile recuperare componenti elettrici (separatori, varistori, interruttori) che possono essere riutilizzati (se non deteriorati) per altre applicazioni. Tutti i cavi elettrici saranno raccolti separatamente e smaltiti insieme ai cavi esterni con un unico processo.

6.3.2. Impianto di videosorveglianza

Per quanto riguarda il sistema di videosorveglianza e l'impianto di illuminazione dell'area si prevede la rimozione delle linee elettriche, dei pozzetti e dei corrugati. La recinzione del sito ed i cancelli di ingresso saranno rimossi a meno di diversa richiesta da parte del proprietario dei suoli.

6.3.3. Classificazione

I codici C.E.R. (o Catalogo Europeo dei Rifiuti) sono delle sequenze numeriche, composte da cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato. I codici, in tutto 839, divisi in 'pericolosi' e 'non pericolosi' sono inseriti all'interno dell'Elenco dei rifiuti" istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE.

Il suddetto "Elenco dei rifiuti della UE è stato recepito in Italia a partire dal 1° gennaio 2002 in sostituzione della precedente normativa. L'elenco dei rifiuti riportato nella decisione 2000/532/CE è stato trasposto in Italia con 2 provvedimenti di riordino della normativa sui rifiuti:

- il D.Lgs. 152/2006 (recante "Norme in materia ambientale"), allegato D, parte IV;
- il Decreto Ministero dell'Ambiente del 2 maggio 2006 ("Istituzione dell'elenco dei rifiuti") emanato in attuazione del D.Lgs. 152/2006.

Gli elementi presenti nell'area che dovranno essere smaltiti sono riassunti in tabella:

Tabella 10 – Elementi soggetti a smaltimento

Codice C.E.R.	Descrizione
16.02.14	Pannelli fotovoltaici
16.02.16	Macchinari ed attrezzature elettromeccaniche
17.04.02	Pali strutturali in alluminio
17.04.05	Infissi delle cabine elettriche
17.04.05	Parti strutturali in acciaio di sostegno dei pannelli
17.04.05	Recinzione in metallo plastificato, paletti di sostegno in acciaio, cancelli sia carrabili che pedonali
17.09.04	Opere fondali in cls a plinti della recinzione
17.09.04	Calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche
17.09.04	Materiale inerte per la formazione del cassonetto negli ingressi
17.04.11	Linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici
20.02.00	Siepe a mitigazione

La rimozione di quanto presente nel sito seguirà una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, precisamente, dal fatto se detti materiali potranno essere riutilizzati (vedi recinzione, cancelli, infissi, cavi elettrici, ecc.) o portati a smaltimento e/o recupero (vedi pannelli fotovoltaici, opere fondali in cls, ecc.). In prima fase si procederà alla rimozione di tutti gli elementi riutilizzabili (apparecchiature, macchinari, cavidotti, ecc.), con loro allontanamento e collocamento in magazzino; poi si procederà alla demolizione dei componenti da smaltire. A seguito del distacco dell'impianto dalla rete di distribuzione del Gestore di riferimento operai specializzati, nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori, procederanno con le attività.

6.3.4. Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione

Nei successivi paragrafi vengono descritte le singole azioni che verranno intraprese.

Rimozione dei pannelli fotovoltaici

(CODICE C.E.R. 16.02.14 Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi).

I moduli fotovoltaici sono classificati come rifiuto speciale non pericoloso - codice C.E.R. 16.02.14 – pertanto al termine del ciclo di vita utile il rifiuto verrà consegnato ad un punto di raccolta dedicato al trattamento, al recupero ed al riciclaggio delle apparecchiature elettriche ed elettroniche in conformità alle Normative Nazionali.

Dal punto di vista Normativo il Servizio Centrale Ambientale dell'ANIE (Federazione Italiana Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche) in una comunicazione del novembre 2005 (Ass. Energia, 2 Novembre 2005-Fonte EniPower), dichiara espressamente come: "I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE perché sono installazioni fisse".

La direttiva RAEE si applica infatti ai prodotti finiti di bassa tensione elencati nelle categorie dell'allegato IA. La direttiva, recepita in Italia con Dlgs del 25/07/2005 n.151, prevede, in particolare, che i produttori s'incarichino dello smaltimento dei loro prodotti. Pertanto l'utente (acquirente dei moduli) è responsabile del conferimento dell'apparecchio a fine vita alle appropriate strutture di raccolta, pena le sanzioni previste dalla vigente legislazione sui rifiuti.

Peraltro nella stessa comunicazione, l'ANIE dichiara come: "I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RoHS perché sono installazioni fisse". Come è noto, la Direttiva RoHS si applica ai prodotti che ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE su citata, con alcune eccezioni. La direttiva prevede che tali prodotti e tutti i loro componenti non debbano contenere le "sostanze pericolose" indicate nell'articolo 4 ad eccezione delle applicazioni elencate nell'allegato IA.

Del modulo fotovoltaico possono essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso. Infatti circa il 90 - 95 % del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio; i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

- silicio;
- componenti elettrici;
- metalli;
- vetro;

Le operazioni previste per il recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici comprendono lo smontaggio dei moduli e la rimessa degli stessi ad idonea piattaforma per le seguenti operazioni:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- spedizione a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

Rimozione degli inverter

(CODICE C.E.R. 16.02.14 Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi.)

L'inverter viene classificato come rifiuto speciale non pericoloso al n.16.02.14 del C.E.R. e i costi medi di mercato per il conferimento sono di circa 40 - 45 €/Kg. L'inverter verrà ritirato e smaltito a cura del produttore. I cavi in rame così come le parti metalliche che costituiscono l'involucro verranno inviati ad aziende specializzate per il loro recupero e/o smaltimento.

Rimozione delle strutture di sostegno (Tracker)

(C.E.R. 17.04.02 Alluminio-C.E.R. 17.04.04 ferro e acciaio)

La rimozione delle strutture degli inseguitori solari monoassiali avverrà tramite operazioni meccaniche di smontaggio. I materiali ferrosi verranno destinati ad appositi centri per il recupero ed il riciclaggio conformemente alle normative vigenti in materia. Si evidenzia che la conformazione della struttura non prevede opere in calcestruzzo o altri materiali pertanto la rimozione delle strutture non comporta altre bonifiche o interventi di ripristino del terreno di fondazione.

Rimozione impianto ed apparecchiature elettriche

(C.E.R. 17.04.01 RAME - 17.00.00 operazioni di demolizione)

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine AT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Come per gli inverter anche per i trasformatori è previsto il ritiro e smaltimento a cura del produttore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate per il loro recupero e/o smaltimento mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche. Le polifore ed i pozzetti verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

Rimozione dei locali prefabbricati cabine di campo, cabina di impianto

(C.E.R. 17.01.01 cemento)

Per quanto attiene le strutture prefabbricate si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi). Per le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

Recinzione

(C.E.R. 17.04.02 ALLUMINIO-C.E.R. 17.04.04 FERRO E ACCIAIO)

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed indirizzata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

Viabilità interna

La pavimentazione della strada perimetrale, in pietrisco o altro materiale inerte, incoerente e permeabile, sarà rimossa tramite scavo superficiale e successivo smaltimento di quanto rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione. La superficie dello scavo verrà raccordata e livellata col terreno circostante e lasciata rinverdire naturalmente.

Rimozione siepi, piante e preparazione al coltivo delle aree

Le piante utilizzate lungo la recinzione perimetrale per mitigare l'opera nella fase di costruzione ed esercizio al momento della dismissione potranno essere smaltite oppure mantenute in sito o cedute ad appositi vivai di zona per il riutilizzo.

6.3.5. Elenco materiali da dismettere e impianto di smaltimento

Nella fase di dismissione dell'impianto fotovoltaico, verranno predisposte delle aree temporanee di stoccaggio per i materiali e componenti separati. Tali componenti potranno essere avviati a:

- ulteriore smontaggio per il recupero dei materiali riciclabili;
- filiere di recupero dei materiali;
- discariche autorizzate per i materiali non recuperabili.

Al termine della procedura di dismissione dell'impianto, nelle aree temporanee saranno presenti i seguenti gruppi di materiali, indicandone i principali elementi di cui essi sono composti:

- moduli fotovoltaici in silicio cristallino;
- telai in alluminio (supporto dei pannelli);
- pali ad infissione (acciaio);
- traverse di sostegno moduli (alluminio);
- eventuali cavidotti ed altri materiali elettrici, compresa le cabine di campo BT/AT;
- quadri in plastica (plastica, componenti elettrici, ferro);
- quadri in acciaio (acciaio, componenti elettrici, plastica, ferro, vetro);
- tubi corrugati (polietilene);
- eventuali cordoli in cemento armato.

Ogni materiale dell'elenco di cui sopra sarà smaltito in base alla composizione chimica in modo da riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, in particolare alluminio e silicio, presso ditte specializzate in riciclaggio e produzione di tali elementi mentre i restanti rifiuti saranno inviati in discarica autorizzata. Le materie prime seconde verranno raggruppate secondo il seguente elenco: Acciaio, Vetro, Rame, Tedlar, Silicio, Plastica, Alluminio. In conseguenza del recupero delle materie prime seconde, ai sensi del D. LGS. 152/06 e s.m.i., si avrà un ritorno economico.

6.3.6. Dettagli riguardanti il ripristino dello stato dei luoghi

Alla fine delle operazioni di smantellamento, il sito verrà lasciato allo stato naturale e sarà spontaneamente rinverdito in poco tempo.

Date le caratteristiche del progetto, non resterà sul sito alcun tipo di struttura al termine della dismissione, né in superficie né nel sottosuolo.

La morfologia dei luoghi sarà alterata in fase di dismissione solo localmente, e principalmente in corrispondenza delle cabine di campo e di impianto.

Infatti, mentre lo sfilamento dei pali di supporto dei pannelli avviene agevolmente grazie anche al loro esiguo diametro e peso, la rimozione del basamento in cls delle cabine sia di campo

	Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
	Progettazione di un impianto agrofotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

che di raccolta comporta uno scavo e quindi una modifica locale alla morfologia, circoscritta ad un intorno ravvicinato del perimetro cabina.

Una volta livellate le parti di terreno interessate dallo smantellamento, si procederà ad aerare il terreno rivoltando le zolle del soprassuolo con mezzi meccanici. Tale procedura garantisce una buona aerazione del soprassuolo, e fornisce una aumentata superficie specifica per l'insediamento dei semi.

Sul terreno rivoltato sarà sparsa una miscela di sementi atte a favorire e potenziare la creazione del prato polifita spontaneo originario. In tal modo, il rinverdimento spontaneo delle aree viene potenziato e ottimizzato.

Le parti di impianto già mantenute inerbite (viabilità interna, spazi tra le stringhe) nell'esercizio dell'impianto verranno lasciate allo stato attuale. Il loro assetto già vegetato fungerà da raccordo e collegamento per il rinverdimento uniforme della superficie del campo dopo la dismissione. Le caratteristiche del progetto già garantiscono il mantenimento della morfologia originaria dei luoghi, a meno di aggiustamenti puntuali. Pertanto, dopo le operazioni di ripristino descritte, si prevede che il sito tornerà completamente allo stato ante operam nel giro di una stagione, ritrovando le stesse capacità e potenzialità di utilizzo e di coltura che aveva prima dell'installazione dell'impianto.

6.3.7. Costi di Dismissione e Ripristino

Ai fini della stima dei costi di dismissione e ripristino dell'area sono state prese in considerazione le incidenze generate dalla manodopera e dai mezzi. Il costo di dismissione stimato per MW di potenza è di € 46.990,00, che, rapportato alla potenza dell'impianto in parola, determina un importo complessivo pari ad € 916.793,7.

Tabella 11 – Costi di dismissione e ripristino per MW

Dettaglio attività	Descrizione	Tot
Messa in sicurezza del cantiere e disconnessione principali componenti elettrici	Smontaggio	
	144 ore operaio a 30 €/h	4.320,00 €
Smontaggio e smaltimento pannelli	Smaltimento	/ €
	Smontaggio	
	144 ore operaio a 30 €/h	4.320,00 €
	90 ore autocarro con operatore a 45 €/h	4.320,00 €
	Smaltimento	/ €
	Smontaggio	
Smontaggio e smaltimento dei sistemi di supporto dei pannelli e dei relativi ancoraggi	112 ore operaio a 30 €/h	3.360,00 €
	112 ore autocarro con operatore a 45 €/h	5.040,00 €
	56 ore escavatore con operatore a 50 €/h	5.600,00 €
	Smontaggio ancoraggi	
	56 ore autocarro con operatore a 45 €/h	2.700,00 €
	56 ore escavatore con operatore a 50 €/h	2.800,00 €
	Smaltimento	/ €
	Smontaggio	
Smontaggio e smaltimento di tutte le parti elettriche	22 ore operaio a 30 €/h	660,00 €
	30 ore autocarro con operatore a 45 €/h	1.350,00 €
	30 ore escavatore con operatore a 50 €/h	1.500,00 €
	Smaltimento	/ €
	Demolizione	
Demolizione e smaltimento cabine prefabbricate e delle opere civili annesse	20 ore autocarro con operatore a 45 €/h	900,00 €
	20 ore escavatore con operatore a 50 €/h	1.000,00 €
	Smaltimento	/ €
	c.a. con il 10% di impurità (metallo, pvc)	600,00 €
Smantellamento: recinzione, videosorveglianza, magli di messa a terra e relativo smaltimento	Smontaggio	
	16 ore autocarro con operatore a 45 €/h	720,00 €
	16 ore escavatore con operatore a 50 €/h	800,00 €
	Smaltimento	/ €
	c.a. con il 10% di impurità (metallo, pvc)	2000,00 €
	altri materiali oltre il c.a.	/ €
Possibile aratura terreno, rivitalizzazione delle aree, eventuale rimozione siepi, rimozione elettrodotto	a corpo	5000,00 €
Costo Totale a MW		46.990,00 €

Il piano di dismissione e ripristino a fine esercizio dell'impianto prevede un tempo di esecuzione pari a n. 10 mesi circa.

ATTIVITA' LAVORATIVE	MESE 1	MESE 2	MESE 3	MESE 4	MESE 5	MESE 6	MESE 7	MESE 8	MESE 9	MESE 10
Smontaggio e smaltimento pannelli	■	■	■	■	■	■				
Smontaggio e smaltimento inseguitori e i relativi ancoraggi				■	■	■	■			
Demolizione e smaltimento cabine di campo e cabina impianto					■	■				
Smantellamento recinzione, impianto di illuminazione e videosorveglianza e relativo smaltimento					■	■				
Rimozione e smaltimento della viabilità interna al parco FV				■	■	■	■			
Rimozione e smaltimento strade e piazzali				■	■	■				
Rimozione elettrodotti interrati	■	■	■	■	■	■	■	■		
Ripristino stato dei luoghi area impianto FV								■	■	■

7. ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Lo sviluppo del fotovoltaico e della "green economy" in generale contribuisce alla ripresa delle attività produttive e a contrastare il calo dell'occupazione in Italia, soprattutto in questa fase della crisi economica aggravata dal COVID-19.

L'impianto in oggetto, se realizzato, determinerà un aumento dell'occupazione locale sia nella fase di costruzione, sia nella fase di esercizio impiantistico.

Gli effetti per quanto riguarda l'ambito socio-economico sono 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. Verranno impiegate le seguenti figure professionali:

- Preposti e responsabili alla direzione del cantiere
- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra)
- Topografi
- Eletttricisti generici e specializzati
- Coordinatori
- Progettisti
- Personale di sorveglianza
- Operai agricoli

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

	Relazione Tecnica	Codice Elaborato: C_049_DEF_R_02
	Progettazione di un impianto agro-fotovoltaico di potenza complessiva 20.384 kW e di tutte le opere ed infrastrutture connesse, nel comune di Castel Volturno (CE)	Data: 11/2023

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

Ragionando in termini conservativi, senza neanche considerare le attività correlate a quella della costruzione, esercizio per circa 30 anni, e dismissione della centrale fotovoltaica, l'impatto socio-economico dell'intervento in oggetto, risulta essere positivo e compatibile con l'attuale scenario di sviluppo prospettico socio-economico del comune di Teano e dell'area geografica cui esso appartiene.

7.1. PROMOZIONE TURISTICA

La presenza dell'impianto potrà diventare un'attrattiva turistica se potenziata con accorgimenti opportuni, come l'organizzazione di visite guidate per scolaresche o gruppi, ai quali si mostrerà l'importanza delle energie rinnovabili ai fini di uno sviluppo sostenibile. Si può ricordare l'esempio di Varese Ligure che, premiata dalla Comunità Europea come comunità rurale più ecocompatibile d'Europa, grazie alla presenza di un impianto a fonti rinnovabili (fotovoltaico) sul territorio, ha riscosso notevole interesse da parte dei media ed ottenuto un conseguente ritorno d'immagine molto positivo.

8. CONCLUSIONI

Gli impianti fotovoltaici non costituiscono di per sé effetti impattanti e deleteri per l'ambiente, anzi in linea di massima portano benessere, opportunità e occupazione; inoltre la vita utile di un impianto fotovoltaico è limitata a circa 30 anni, dopodiché tutto il sistema è reversibile con il ripristino delle condizioni ambientali *ante-operam*.

Viste le condizioni ambientali esistenti, l'attività di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica in oggetto ha un ritorno elevato per la collettività sulla conservazione dell'ambiente naturale.

Si può concludere che la **realizzazione dell'impianto AFV** rientra a tutti gli effetti nella nuova strategia energetica nazionale (SEN), condivisa da tutti gli stati membri Europei, di raggiungere il 30% di produzione di elettrica da fonti rinnovabili entro il 2030.

Lo sviluppo del fotovoltaico e della "green economy" in generale contribuisce alla ripresa delle attività produttive e a contrastare il calo dell'occupazione in Italia.