

PROPONENTE SIG PROJECT ITALY 1 S.r.l. Via Borgogna 8, 20122 Milano p.iva e cod. fiscale 11503980960 email: info@suninvestmentgroup.com pec: sigproject@legalmail.it		COD. ELABORATO FVCN.RE.01
ELABORAZIONI BLE ENGINEERING S.r.l. Sede legale: Viale Cappiello 50, 81100 - Caserta P.IVA 04659450615		PAGINE /

PROGETTO DEFINITIVO

"PROGETTO DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO, INTEGRATO CON AGRICOLTURA, DENOMINATO "CANCELLO ED ARNONE 2", DELLA POTENZA NOMINALE DI 33,74 MW, E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN, DA REALIZZARSI NEI COMUNI DI CANCELLO ED ARNONE (CE) E DI MONDRAGONE (CE)"

2022.I.G.CAM.004

OGGETTO CAMPO FOTOVOLTAICO ED OPERE DI CONNESSIONE	TITOLO ELABORATO RELAZIONE TECNICA GENERALE
---	--

PROGETTAZIONE

BLE ENGINEERING S.r.l.
ING. GIOVANNI CAROZZA
Sede legale: Viale Cappiello 50, 81100 - Caserta
P.IVA 04659450615

Viale Cappiello 50
81100 CASERTA (CE)
P. IVA 04659450615

SIG PROJECT ITALY 1 SRL
Largo degli Orizzonti 19/15
35020 Albignasego (PD)
P.I. 11503980960



S.T.E. Studio Tecnico ing. Esposito
Progettazione e Consulenza
Viale Kennedy, 11 - 81040 CURTI (CE)

GRUPPO DI PROGETTAZIONE
Ing. Giuseppe Esposito
dott. Antonella Pellegrino
Ing. Giuseppe Nasto
Ing. Antonio Cotena
Ing. Salvatore D'Aiello
Ing. Giovanni Scarciglia

Nome documento	Revisione nr.	Del
FVCN.RE.01 - RELAZIONE TECNICA GENERALE	0	Dicembre 2022

Disegni, calcoli, specifiche e tutte le altre informazioni contenute nel presente documento sono di proprietà della BLE S.r.l. Al ricevimento di questo documento la stessa diffida pertanto di riprodurlo, in tutto o in parte, e di rivelarne il contenuto in assenza di esplicita autorizzazione

Sommario

1	Premessa	3
2	Definizioni	4
3	Aspetti generali.....	6
3.1	I moduli FV.....	7
3.1.1	I materiali.....	7
3.1.2	Il degrado e vita utile dei moduli.....	8
3.1.3	Certificazioni	8
3.1.4	Sviluppi tecnologici.....	10
3.1.5	Modalità di posa dei moduli.....	11
3.2	Gli inverter	12
3.3	Impatto e sostenibilità ambientale	13
4	CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FV.....	14
4.1	Criteri di scelta del sito	14
4.2	Criteri di inserimento territoriale e ambientale	15
4.3	Lay-out del sistema fotovoltaico e potenza complessiva.....	15
4.4	Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell'impianto FV	16
4.4.1	I risultati del calcolo.....	17
4.5	Principali ricadute ambientali positive del progetto	20
4.5.1	Contributo alla riduzione delle emissioni di CO2 e di altri inquinanti atmosferici.....	20
4.5.2	Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili.....	23
5	DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO	24
5.1	Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica	24
5.2	Gli inseguitori monoassiali.....	24
5.3	Caratteristiche principali	26
5.4	Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio.....	26
5.5	I pali di sostegno.....	28
5.6	Moduli fotovoltaici	29
5.6.1	Schema a blocchi impianto fotovoltaico	30
5.7	Connessione alla rete di distribuzione	31
5.7.1	Soluzione impiantistica prevista dal preventivo di connessione alla rete MT di Terna	31

5.7.2	Quadri Elettrici MT – Collettori di impianto	31
5.7.3	Cavi di distribuzione dell’energia in Media Tensione (MT)	32
5.7.4	Power Station	34
5.7.5	Cavi di distribuzione dell’energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c.	34
6	Misura dell’energia	36
6.1	Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza.....	36
6.2	Impianto di videosorveglianza.....	37
6.3	Stazione meteorologica.....	37
7	OPERE ACCESSORIE	38
7.1	Sistemazione dell’area e viabilità	38
7.2	Recinzione e cancello	38
7.3	Scavi per posa cavidotti.....	38
7.4	Realizzazione di una fascia tampone perimetrale plurispecifica.....	40
8	DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO	41
8.1	Indicazioni generali per l’esecutore dei lavori.....	41
8.2	Descrizione del contesto in cui è collocata l'area del cantiere.....	41
8.3	Principali lavorazioni previste.....	41
8.4	Impianto elettrico di cantiere.....	43
8.5	Precauzioni aggiuntive con impianti FV.....	43
9	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	45

1 Premessa

La presente sezione dello SIA riguarda la descrizione delle opere in progetto e costituisce parte integrante del progetto definitivo presentato.

L'impianto in progetto avrà una potenza complessiva nominale di 33,74 MW ed un sistema di accumulo con potenza da 5,1 MW.

La centrale, insistente su una superficie di circa 55 ettari, è ubicata nei Comuni di Canello ed Arnone (CE) e di Mondragone (CE), nei pressi dell'azienda agricola Ponterè. Il generatore FV è costituito da 44.884 moduli fotovoltaici da 660 Wp cad. di potenza nominale di picco, posizionati su inseguitori mono assiali.

La distribuzione dei pannelli sull'area è eseguita per minimizzare le perdite dovute all'ombreggiamento considerando la minima inclinazione del sole.

L'intera centrale di produzione sarà connessa in Alta Tensione (AT), come da richiesta, alla Rete Elettrica Nazionale TERNA spa, in una SSE di nuova realizzazione da ubicarsi nel Comune di Canello ed Arnone (CE).

La STMG rilasciata al produttore (STMG n-202002321) prevede che il parco fotovoltaico venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica a 380/150 kV della RTN da collegare in entra – esci alla linea RTN a 380 kV "Garigliano ST – Patria". Mediante la realizzazione delle seguenti opere:

- a) Realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150kV da collegare in entra-esci sulla linea 380 kV "Garigliano-Patria" a doppio sistema di sbarre e parallelo lato 150kV e 380kV.
- b) Raccordi aerei a 380 kV della nuova stazione di trasformazione alla esistente linea 380 kV "Garigliano-Patria".
- c) Realizzazione di una stazione di condivisione/trasformazione con isolamento in aria a singolo sistema di sbarre con più stalli a 150kV.
- d) Breve Cavidotto interrato a 150 kV per il collegamento della suddetta stazione di trasformazione/condivisione alla sezione 150 kV della nuova stazione di trasformazione 380/150 kV
- e) Realizzazione di cavidotti MT a 30 kV, con cavi MT 18/30 kV, di collegamento tra ogni parco fotovoltaico e la nuova stazione trasformazione.

I Cavidotti MT interrati di connessione saranno realizzati con le modalità e prescrizione operative di posa secondo la normativa vigente (TERNNA) attraverso la viabilità preesistente per una lunghezza totale di circa 13,5 Km.

2 Definizioni

Per le finalità del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di Rete).

Nel seguente elenco si riportano alcune di esse, integrate secondo quanto riportato nella Guida Tecnica Terna recante “Condizioni generali di connessione alle reti MT” delle centrali fotovoltaiche.

- Campo fotovoltaico: insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.
- Cella fotovoltaica: elemento minimo che manifesta l’effetto fotovoltaico, cioè che genera una tensione elettrica in corrente continua quando è sottoposto ad assorbimento di fotoni della radiazione solare.
- Centrale Fotovoltaica (o impianto fotovoltaico): insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.
- Interruttore Generale: interruttore la cui apertura assicura la separazione dell’intera Centrale Fotovoltaica dalla rete del Gestore. Una Centrale Fotovoltaica può essere connessa alla rete anche con più di un Interruttore Generale.
- Interruttore di Inverter: interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete.
- Inverter (o convertitore di potenza c.c./c.a.): apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata monofase o trifase.
- Linee di sottocampo: linee di media tensione che raccolgono la produzione parziale della Centrale Fotovoltaica sulla sezione MT dell’impianto d’utenza.
- Maximum Power Point (MPP): punto di massima potenza. È il punto di funzionamento del pannello fotovoltaico in cui questo rilascia la potenza massima possibile, espressa in kW di PICCO (kWp). Il massimo punto di potenza varia a seconda dell’irraggiamento e della temperatura dell’ambiente.
- Modulo fotovoltaico: il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall’ambiente circostante.
- Pannello fotovoltaico: gruppo di moduli pre-assemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente.
- Potenza nominale o di targa dell’inverter: potenza attiva massima alla tensione nominale che può essere fornita con continuità da ogni singolo inverter nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kW.
- Potenza apparente dell’inverter: potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kVA.
- Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (Pn): Corrisponde alla somma delle potenze di targa degli inverter solari utilizzati per la conversione da DC a AC. È espressa in MW.
- Potenza nominale dei moduli fotovoltaici: potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni specificate da ogni singolo modulo. È riportata nei dati di targa ed è espressa in kWp.
- Potenza nominale disponibile della Centrale Fotovoltaica (Pnd): somma delle potenze nominali degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

- Potenza erogabile dall'inverter: potenza massima erogabile dall'inverter nelle condizioni ambientali e irraggiamento correnti. È espressa in kW.
- Potenza erogabile della Centrale Fotovoltaica: potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni ambientali correnti. È la somma delle potenze erogabili degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.
- Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica: potenza erogata dalla centrale fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MW.
- Potenza reattiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica: potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MVAR. Nel seguito sono utilizzate le seguenti convenzioni di segno: positiva se immessa in rete (effetto capacitivo), negativa se assorbita (effetto induttivo).
- Punto di Connessione: (o Punto di Consegna): confine fisico tra la rete di trasmissione e l'impianto d'utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica.
- Sottocampo fotovoltaico: le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione (sezione MT) attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica nella sezione MT dell'impianto d'utenza.
- Stringa fotovoltaica: insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.

3 Aspetti generali

In questa sezione sono sinteticamente illustrati le tecnologie dei moduli FV, i sistemi di supporto dei moduli, gli inverter e i metodi di quantificazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici. Al riguardo sarà fornita una panoramica delle attuali tecnologie disponibili in commercio, utilizzate nei progetti fotovoltaici di taglia industriale, al fine di fornire un quadro di informazioni utili a favorire il processo istruttorio del progetto.

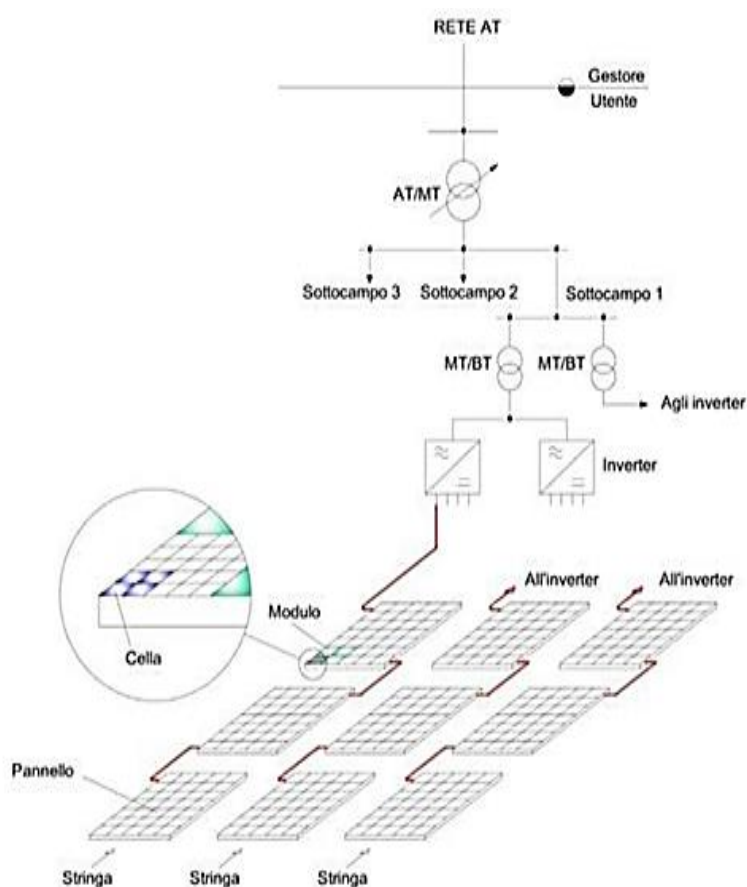


Figura 3.1 Configurazione tipica di un impianto FV “utility scale” (Fonte Terna)

La Figura 3.1 fornisce un’illustrazione schematica della configurazione tipica di un impianto grid connected di potenza superiore al megawatt (soglia convenzionalmente indicata per la classificazione degli impianti c.d. “utility scale”). I componenti principali includono:

- ✓ **Moduli fotovoltaici:** convertono la radiazione solare incidente in elettricità attraverso l'effetto fotovoltaico, un processo non inquinante né rumoroso. L'effetto PV è un effetto associato alle proprietà dei materiali semiconduttori in base al quale la radiazione solare che incide sulle celle fotovoltaiche determina una variazione della distribuzione delle cariche ed una differenza di

potenziale. Secondo questo principio, la cella fotovoltaica solare produce elettricità in corrente continua (DC). Un impianto fotovoltaico si compone di numerose celle collegate tra loro in moduli e moduli collegati tra loro in stringhe per produrre la potenza richiesta.

- ✓ **Inverter:** sono necessari per convertire l'elettricità DC in corrente alternata (AC) per il collegamento alla rete pubblica. Ogni inverter è collegato elettricamente a numerosi moduli in serie e stringhe in parallelo;
- ✓ **Sistemi di sostegno (e/o orientazione) del modulo:** consentono di fissare saldamente i moduli fotovoltaici a terra con un angolo di inclinazione fisso o su inseguitori solari;
- ✓ **Trasformatori elevatori:** L'uscita dagli inverter richiede generalmente un'ulteriore elevazione in tensione per raggiungere il livello di tensione della rete AC. I sistemi di trasformazione portano la tensione in uscita dagli inverter alla tensione di rete richiesta (ad esempio 30kV, 150kV, 220 kV a seconda del punto di connessione alla rete e degli standard nazionali).
- ✓ **Interfaccia di connessione alla rete:** qui l'elettricità prodotta viene trasferita nella rete pubblica. La tipica sottostazione elettrica è provvista anche dei quadri di interfaccia di rete richiesti, interruttori di circuito e sezionatori per la protezione e l'isolamento della centrale fotovoltaica, nonché delle apparecchiature di misurazione. La sottostazione e il punto di misurazione possono essere ubicati anche all'esterno del perimetro dell'impianto fotovoltaico.

3.1 I moduli FV

Nel seguito saranno sinteticamente individuate le opzioni tecnologiche disponibili in commercio per i moduli FV; si accennerà inoltre alla certificazione dei moduli ed al degrado delle prestazioni dei moduli FV solari nel tempo.

3.1.1 I materiali

Le proprietà specifiche dei semiconduttori richieste per il funzionamento delle celle FV limitano lo spettro delle materie prime da cui possono essere fabbricate. Il silicio è il materiale più comune, ma sono importanti anche le celle che impiegano CdTe e CIGS / CIS. Le tecnologie fotovoltaiche emergenti (le celle organiche) sono realizzate con polimeri, tuttavia, non sono ancora disponibili in commercio. Ogni materiale ha caratteristiche uniche che incidono sulle prestazioni delle celle, sul metodo di produzione e sui costi. Le celle fotovoltaiche possono essere basate su "wafer" di silicio (prodotti tagliando "fette" di materiale (wafer) da un blocco di lingotto solido di silicio) o su tecnologie a "film sottile", nelle quali un sottile strato di materiale semiconduttore viene posto su substrati a basso costo.

Le celle fotovoltaiche sono generalmente classificate come cristalline o a film sottile. Le celle di silicio cristallino (c-Si) forniscono moduli ad alta efficienza e sono suddivise in silicio monocristallino (mono-c-Si) o silicio multicristallino (multi-c-Si). Le celle mono-c-Si sono generalmente le più efficienti, ma sono anche più costose delle multi-c-Si. Le celle a film sottile offrono un'alternativa più economica, ma sono meno efficienti. Esistono tre tipi principali di celle a film sottile: cadmio tellururo (CdTe), rame indio (gallio) di-selenide (CIGS/CIS) e silicio amorfo (aSi).

Allo stato attuale, la tecnologia c-Si comprende quasi l'80% della capacità solare installata a livello globale ed è verosimile che rimanga dominante nel prossimo futuro.

3.1.2 Il degrado e vita utile dei moduli

Le prestazioni di un modulo fotovoltaico diminuiscono nel tempo. Il degrado ha diverse cause, che possono includere effetti associati all'umidità, temperatura, irraggiamento solare e differenze di potenziale; questo è indicato come (PID – Potential Induced Degradation). Altri fattori che influenzano il degrado includono la qualità dei materiali utilizzati nella fabbricazione, il processo di fabbricazione e la qualità dell'assemblaggio e dell'imballaggio delle celle nel modulo.

La manutenzione influisce solo limitatamente sul degrado dei moduli, che dipende principalmente dalle caratteristiche specifiche del modulo utilizzato e dalle condizioni climatiche locali. È quindi decisiva la scelta di produttori di moduli affidabili.

L'entità e la natura del degrado variano a seconda delle tecnologie dei moduli. Per i moduli cristallini, il tasso di degrado è in genere più elevato nel primo anno dopo l'esposizione iniziale alla luce e quindi si stabilizza. Il LID si verifica a causa di difetti che si manifestano all'esposizione iniziale alla luce. Può essere causato dalla presenza di boro, ossigeno o altri prodotti chimici lasciati dal processo di stampa o incisione della produzione della cella. A seconda del wafer e della qualità della cella, il LID può variare dallo 0,5% al 2,0%.

Un ulteriore degrado delle tecnologie amorfe e cristalline si verifica a livello di modulo e può essere causato da:

- Effetto delle condizioni ambientali sulla superficie del modulo (ad esempio, inquinamento).
- Scolorimento o foschia dell'incapsulante o del vetro.
- Difetti di laminazione.
- Sollecitazioni meccaniche e umidità sui contatti.
- Ripartizione del contatto cellulare.
- Degrado del cablaggio.

I moduli fotovoltaici possono avere un tasso di degrado della potenza a lungo termine compreso tra lo 0,3% e l'1,0% all'anno. Per i moduli cristallini, un tasso di degrado generico dello 0,4% all'anno è spesso considerato applicabile. Alcuni produttori di moduli hanno condotto specifici test indipendenti che dimostrano che si possono ipotizzare con sicurezza tassi di degrado più bassi.

In generale, si prevede che i moduli fotovoltaici di buona qualità abbiano una vita utile compresa tra 25 e 30 anni. Oltre tale limite aumenta significativamente il rischio di un incremento dei tassi di degrado.

3.1.3 Certificazioni

La Commissione elettrotecnica internazionale (IEC) emette norme accettate a livello internazionale per i moduli fotovoltaici. Il Comitato Tecnico 82, "Sistemi solari fotovoltaici," è responsabile della stesura di tutti gli standard IEC relativi al fotovoltaico. In genere i moduli fotovoltaici devono essere testati per la durabilità e l'affidabilità secondo questi standard:

Le norme IEC 61215 (per moduli c-Si) e IEC 61646 (per moduli a film sottile) includono test per cicli termici, umidità e congelamento, sollecitazioni meccaniche e torsioni, resistenza alla grandine e prestazioni in condizioni di prova standard (STC). Si tratta di marchi di qualità minima accettati e certificano che i moduli

possono resistere a un uso prolungato. Tuttavia, tali certificazioni sono molto meno rappresentative in merito alle prestazioni del modulo in condizioni di posa sul campo.

Uno standard IEC per la potenza e la classificazione energetica dei moduli fotovoltaici a diversa irradianza e condizioni di temperatura è diventato disponibile nel 2011. IEC 61853-1 "Test delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e classificazione energetica" fornisce la metodologia per l'accertamento delle prestazioni dettagliate dei moduli. Si dispone quindi di un protocollo accurato per confrontare le prestazioni dei diversi modelli di modulo.

Tabella 3.1 Standard di riferimento per i moduli fotovoltaici

Test	Descrizione	Commento
IEC 61215	Moduli FV terrestri in silicio cristallino (c-Si) - Qualificazione del progetto e omologazione	Comprende test per cicli termici, umidità e congelamento, sollecitazioni meccaniche e resistenza a torsione e grandine. La certificazione standard utilizza una pressione di 2.400 Pa. I moduli in luoghi con forti nevicate possono essere testati in condizioni 5.400 Pa più rigide.
IEC 61646	Moduli fotovoltaici terrestri a film sottile- Qualificazione del progetto e omologazione	Molto simile alla certificazione IEC 61215, ma un test aggiuntivo considera specificamente il degrado aggiuntivo dei moduli a film sottile.
EN / IEC 61730 La	Qualifica di sicurezza del modulo fotovoltaico	parte 2 della certificazione definisce tre diverse classi di applicazione: <input type="checkbox"/> Classe di sicurezza O - Applicazioni ad accesso limitato. <input type="checkbox"/> Classe di sicurezza II - Applicazioni generali. <input type="checkbox"/> Classe di sicurezza III - Applicazioni a bassa tensione (BT).
IEC 60364-441	Protezione contro le scosse elettriche	Sicurezza del modulo valutata in base a: <input type="checkbox"/> Durabilità. <input type="checkbox"/> Elevata rigidità dielettrica.
Test	Descrizione	Commento
		<input type="checkbox"/> Stabilità meccanica. <input type="checkbox"/> Spessore e distanze dell'isolamento.
IEC 61701	Resistenza alla nebbia salina e alla corrosione	Necessaria per i moduli installati vicino alla costa o per applicazioni marittime.
IEC 61853-1	Test delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e classificazione energetica	Descrive i requisiti per la valutazione delle prestazioni dei moduli fotovoltaici in termini di potenza nominale in un intervallo di irraggiamento e temperature.
IEC 62804	Test di durabilità della tensione di sistema per moduli c-Si	Descrive la procedura di test e le condizioni per condurre un test PID. Il modulo fotovoltaico sarà considerato resistente al PID se la perdita di potenza è inferiore al 5% dopo il test.
Conformità europea (CE)	Il prodotto certificato è conforme ai requisiti di salute, sicurezza e ambiente dell'Unione Europea.	Obbligatorio nello Spazio economico europeo.
UL 1703	Conformarsi al National Electric Code, alla Sicurezza sul lavoro e alla salute e alla National Fire Prevention Association. I moduli offrono	Underwriters Laboratories Inc. (UL) è una società indipendente di certificazione dei test di sicurezza dei prodotti con sede negli Stati Uniti che è un laboratorio di test riconosciuto a livello nazionale (NRTL). La certificazione da parte di un NRTL è obbligatoria negli Stati Uniti.

3.1.4 Sviluppi tecnologici

La tecnologia dei moduli fotovoltaici si sta sviluppando rapidamente. Mentre la ricerca è concentrata su un'ampia gamma di approcci tecnici diversi, gli effetti di questi approcci si concentrano sul miglioramento dell'efficienza del modulo o sulla riduzione dei costi di produzione.

Negli anni recenti sono stati apportati miglioramenti incrementali alle celle c-Si convenzionali. Uno di questi miglioramenti è l'incorporamento dei contatti frontali in scanalature microscopiche tagliate al laser al fine di ridurre l'area superficiale dei contatti, e quindi aumentare l'area della cella che è esposta alla radiazione solare.

Allo stesso modo, un altro approccio prevede il passaggio dei contatti frontali lungo il retro della cella e quindi direttamente attraverso la cella fino alla superficie anteriore.

Diversi tipi di celle solari hanno intrinsecamente prestazioni migliori in diverse parti dello spettro solare. Pertanto, un'area di interesse della ricerca applicata è la diversificazione di celle di diversi tipi. Con una specifica combinazione di celle solari impilate (sufficientemente trasparenti) può essere prodotta una cella "multi-giunzione" che offre prestazioni migliori su una gamma più ampia dello spettro solare. Questo approccio è portato all'estremo nelle celle III-V (che prendono il nome dai rispettivi gruppi di elementi nella tavola periodica) in cui vengono utilizzati i materiali ottimali per ciascuna parte dello spettro solare. Le celle III-V sono estremamente costose, ma hanno raggiunto efficienze superiori al 40 per cento. Approcci meno costosi basati sullo stesso concetto di base includono celle ibride (costituite da celle impilate di c-Si e film sottile) e celle a-Si multi-giunzione.

Altre tecnologie emergenti, che non sono ancora pronte per il mercato, ma potrebbero essere di interesse commerciale in futuro, includono le celle sferiche, celle a nastro e celle organiche o sensibili al colorante. Le celle solari sensibili alla tintura hanno recentemente attirato attenzione a causa dei loro bassi costi di produzione e della facilità di fabbricazione. Tuttavia, la loro bassa efficienza e la loro instabilità nel tempo rappresentano ancora un punto debole significativo.

La Figura 3.5 illustra lo sviluppo della ricerca nel campo delle celle FV dal 1975 all'epoca corrente. Va notato come le celle disponibili in commercio, in termini di efficienza, siano ancora significativamente indietro rispetto alle celle ancora in fase di ricerca.

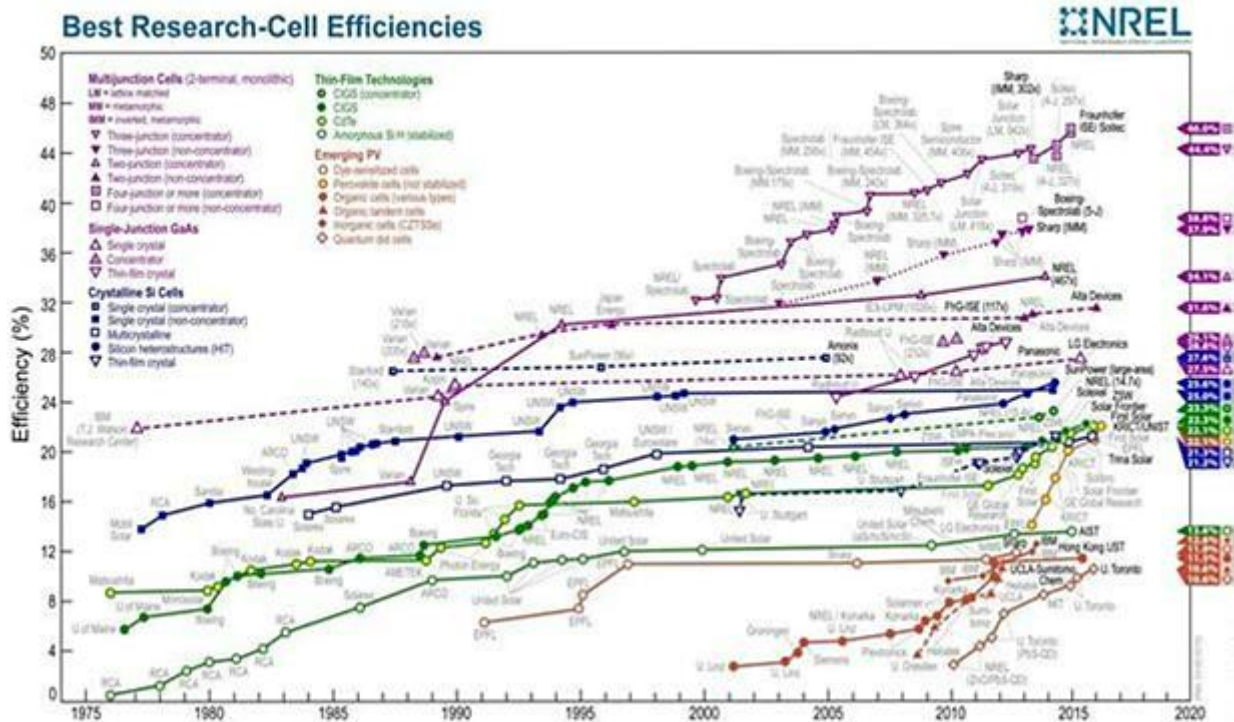


Figura 3.2 Progressi della ricerca in termini di 'efficienza delle celle FV (fonte United States National Renewable Energy Laboratory - <https://www.energy.gov/eere/solar/downloads/research-cell-efficiencyrecords>)

3.1.5 Modalità di posa dei moduli

I moduli fotovoltaici devono essere montati su una struttura che ne assicuri costantemente la corretta orientazione nonché in grado di fornire supporto e protezione strutturali. Gli elementi di ancoraggio possono essere ad orientazione fissa o variabile. Negli schemi a orientazione fissa i moduli sono in genere inclinati rispetto al piano orizzontale al fine di massimizzare la radiazione annuale che ricevono. L'angolo di inclinazione ottimale (tilt) dipende dalla latitudine della posizione del sito. La direzione verso cui è rivolto il sistema (azimut) nell'emisfero nord è convenzionalmente riferita al sud geografico.

In siti con un'alta percentuale di radiazione solare diretta, è possibile utilizzare inseguitori solari (tracker) monoassiali o biassiali per aumentare la captazione energetica annuale media totale. I tracker seguono il sole nei suoi movimenti giornalieri rispetto all'orizzonte. Queste sono generalmente le uniche parti mobili impiegate in un impianto solare fotovoltaico.

In funzione del sito e delle caratteristiche precise dell'irradiazione solare, i tracker possono aumentare il rendimento energetico annuo fino a 30/35 per cento per inseguitori monoassiali e 45 per cento per inseguitori biassiali. Il tracking produce anche un plateau di uscita di potenza più regolare. Ciò aiuta a soddisfare la domanda di picco nei pomeriggi, cosa comune nei climi caldi a causa dell'uso di unità di condizionamento dell'aria. Quasi tutti gli impianti che impiegano sistemi ad inseguimento utilizzano moduli in silicio cristallino (c-Si).

Gli aspetti da tenere in considerazione quando si prevede l'impiego di tracker sono i seguenti:

Finanziari

- costi di capitale aggiuntivi per l'approvvigionamento e l'installazione dei tracker.
- superficie aggiuntiva necessaria per evitare l'ombreggiatura rispetto a un sistema di inclinazione fissa in campo libero della stessa potenza nominale.
- costi di manutenzione più elevati per la gestione delle parti mobili e dei sistemi di attuazione.

Operativi/gestionali

- range angolare di inseguimento solare: tutti i tracker hanno limiti angolari, che variano tra i diversi tipi di prodotto. A seconda dei limiti angolari, le prestazioni energetiche potrebbero essere ridotte.
- Elevata resistenza al vento e sistemi di sicurezza: il sistema di controllo automatizzato dei tracker, oltre una data soglia di velocità del vento, attiva la modalità di sicurezza (tracker in posizione orizzontale) per offrire la minore resistenza al vento. Ciò può ridurre il rendimento energetico e quindi i proventi economici della vendita dell'energia nei siti ad alta velocità del vento.
- Rapporto di irradiazione diretta / diffusa: i sistemi ad inseguimenti solare offrono maggiori vantaggi in luoghi con una componente di irradiazione diretta più elevata.

3.2 Gli inverter

Gli inverter sono dispositivi elettronici che trasformano l'elettricità DC generata dai moduli fotovoltaici in elettricità AC, idealmente conforme ai requisiti della rete locale. Gli inverter possono anche svolgere una varietà di funzioni per massimizzare la produzione dell'impianto. Queste vanno dall'ottimizzazione della tensione tra le stringhe e dal monitoraggio delle prestazioni delle stringhe alla registrazione dei dati, nonché fornire protezione e isolamento in caso di disfunzioni della rete o dei moduli fotovoltaici.

Gli inverter funzionano utilizzando dispositivi di commutazione dell'alimentazione, come tiristori o Transistor bipolare a gate isolato (IGBT), per suddividere la corrente continua in impulsi che riproducano la forma d'onda sinusoidale in CA.

Esistono due grandi classi di inverter: inverter centrali e inverter di stringa. La configurazione dell'inverter centrale rimane la prima scelta per molti impianti fotovoltaici di media e grande scala. In questa soluzione, numerosi moduli sono collegati in serie per formare una stringa e le stringhe vengono quindi collegate in parallelo all'inverter.

Gli inverter centrali offrono alta affidabilità e semplicità di installazione. Tuttavia, presentano degli svantaggi: aumento delle perdite di disaccoppiamento dei moduli (mismatching) e incapacità di "seguire" il punto di massima efficienza energetica (MPPT) per ogni stringa.

Ciò può causare problemi per le configurazioni che hanno angoli di inclinazione e orientamento multipli, o che soffrono di ombreggiatura o utilizzano tipi di modulo diversi.

3.3 Impatto e sostenibilità ambientale

La tecnologia fotovoltaica ha un impatto ambientale molto contenuto se paragonato a quello delle fonti energetiche convenzionali (fonte ENEA-CNR). Le analisi di impatto legate alla produzione elettrica da fotovoltaico mostrano valori di gran lunga inferiori a quelli del ciclo combinato a gas naturale (che, dal punto di vista ambientale, rappresenta la migliore tecnologia fossile disponibile). Uno studio RSE sul Life Cycle Assessment degli impianti fotovoltaici, condotto secondo la ISO 14040, evidenzia che non esiste una combinazione tecnologia/installazione migliore per tutti gli impatti analizzati, ma che in generale l'utilizzo di fotovoltaico presenta dei vantaggi in termini ambientali rispetto alle tecnologie fossili.

Il consumo di materie prime per la tecnologia fotovoltaica è relativo alla fase di costruzione di celle e moduli (soprattutto silicio) ed è tollerabile anche per installazioni fotovoltaiche molto più ampie di quelle attuali.

La produzione di rifiuti invece è relativa:

- ✓ alla fase di costruzione di celle e moduli, ed è molto contenuta;
- ✓ alla fase di recupero e riciclaggio a fine vita, che è regolamentata dal D. Lgs. 49/2014 sui RAEE che ha recepito la Direttiva Europea 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche.

Al fine di finanziare l'attività di recupero, trattamento e smaltimento dei RAEE da parte dei produttori di apparecchiature elettriche ed elettroniche, il prezzo di vendita dei pannelli fotovoltaici incorpora un eco-contributo che non costituisce voce di profitto e deve essere quindi applicato a tutta la filiera (Produttore, Importatore, Grossista, Venditore, Installatore, fino all'Utente Finale).

Inoltre, nell'impiego della tecnologia fotovoltaica non si fa ricorso all'utilizzo della risorsa idrica né vengono provocate emissioni di CO₂ o di altri inquinanti.

La principale contropartita per la tecnologia fotovoltaica riguarda il consumo di suolo, nel caso delle installazioni a terra, peraltro mitigabile adottando adeguate scelte progettuali (criteri di localizzazione in aree antropizzate, preservazione del suolo agrario, adozione di opportune interdistanze tra le stringhe, salvaguardia della vegetazione erbacea, solo per citarne alcuni).

Come più oltre indicato, l'impiego dei tracker monoassiali in luogo delle strutture fisse si rivela preferibile ai fini della salvaguardia delle caratteristiche agronomiche dei suoli.

Le emissioni CO₂/MWh evitate sono correlate alla mancata produzione energetica da fonti fossili, riferibile al mix del parco di generazione italiano, in conseguenza della produzione da fonte fotovoltaica.

4 CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FV

4.1 Criteri di scelta del sito

I principali criteri di scelta perseguiti per l'individuazione del sito, in coerenza con il quadro normativo nazionale e regionale, sono stati i seguenti:

- compatibilità delle pendenze del terreno rispetto ai canoni richiesti per l'installazione di impianti fotovoltaici che impiegano la tecnologia degli inseguitori monoassiali;
- opportuna distanza da zone di interesse turistico e dai centri abitati;
- rispondenza del sito alle seguenti caratteristiche richieste dalla tipologia di impianto in progetto:
 - a) Radiazione solare diretta al suolo. È la grandezza fondamentale che garantisce la produzione di energia durante il periodo di funzionamento dell'impianto.
 - b) Area richiesta. La dimensione dell'area richiesta per un impianto da 33,74 MW nominali è essenzialmente determinata dal numero di tracker da installare poiché le "power station" e i vari sistemi ausiliari occupano un'area relativamente modesta se paragonata a quella del "solar field". Nel caso specifico, l'interdistanza tra le file di tracker è stata ottimizzata in accordo con le indicazioni fornite dalla casa costruttrice degli inseguitori monoassiali.
 - c) Pendenza del terreno massima accettabile. Sotto il profilo generale, la pendenza massima accettabile del terreno deve valutarsi sia nell'ottica di minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra le file di tracker sia in rapporto alle stesse esigenze di un'appropriata installazione degli inseguitori.
 - d) Connessione alla rete elettrica nazionale. Data la potenza prevista, l'impianto dovrà essere connesso alla rete elettrica nazionale da una linea a media tensione. Per evitare ingenti costi di connessione, che si ripercuoterebbero direttamente sul costo di produzione dell'energia elettrica, la distanza del sito dalla più prossima Cabina Primaria di Terna dovrebbe essere ridotta al minimo.

I terreni interessati dalle opere in progetto rispondono pienamente ai criteri sopra individuati. Se ne riportano di seguito le caratteristiche peculiari:

- Superficie. L'estensione complessiva è pari a circa 55 ettari e risulta omogenea sotto il profilo delle condizioni di utilizzo.
- Ostacoli per la radiazione solare. Non si rileva la presenza di rilievi tali da ostacolare la radiazione diretta utile. Tale circostanza consente di ipotizzare un orizzonte libero nella modellizzazione del sistema FV per il calcolo dell'energia prodotta attesa.
- Strade di collegamento. Il sito è servito da una strada di penetrazione idonea al transito di mezzi di trasporto di beni e materiali per le attività di cantierizzazione dell'intervento.
- Vegetazione. Il sito è caratterizzato da colture erbacee e, non si rileva, pertanto, la presenza di sistemi vegetali o specie floristiche di interesse naturalistico e/o conservazionistico.
- Presenza di zone di interesse naturalistico. Il sito è distante da aree di interesse naturalistico.
- Pendenze del terreno. Trattasi di aree estremamente regolari e prive di dislivelli significativi.
- Distanza linea elettrica. Il proposto impianto energetico si trova a circa 13,5 km dalla più prossima Cabina di Terna.

4.2 Criteri di inserimento territoriale e ambientale

Le scelte adottate ai fini della localizzazione e progettazione della centrale fotovoltaica in esame non contrastano con gli indirizzi normativi emanati dalla Regione Campania ai fini di un ottimale inserimento degli impianti nel territorio.

Sotto questo profilo, il progetto si uniforma ai seguenti criteri:

- a) Il sito individuato non ricade entro ambiti a particolare vulnerabilità sotto il profilo paesaggistico ambientale; è esclusa in particolare l'interferenza con aree potenzialmente instabili sotto il profilo idrogeologico e/o di interesse sotto il profilo ecologico e naturalistico;
- b) I terreni, come evidenziato dalle analisi specialistiche eseguite, rivestono una importanza agricola marginale, con indirizzo produttivo prevalente foraggero-zootecnico a ridotta intensità di sfruttamento e con usi prevalentemente pascolativi.
- c) La tecnologia prescelta, i moduli, i componenti e le modalità di installazione sono pienamente in linea con lo stato dell'arte e le migliori pratiche rispetto all'installazione di centrali FV "utility scale".
- d) Le interdistanze tra gli inseguitori solari (superiori ai 6 m) assicurano la possibilità di transito di mezzi agricoli per le operazioni di sfalcio dell'erba;
- e) Le superfici asservite all'installazione dei moduli FV osservano i distacchi dai confini (a meno delle cabine elettriche) e dalle fasce stradali previste dallo strumento urbanistico vigente (PRG);
- f) Le modalità di installazione dei tracker, in rapporto alle caratteristiche geologiche-geotecniche del sito, escludono la necessità di realizzare opere di fondazione permanente in cls., minimizzando la perdita di suolo, il consumo di materiali naturali e le esigenze dei trasporti in fase di cantiere;
- g) Il progetto incorpora mirate misure di mitigazione visiva, da realizzarsi attraverso la creazione di una barriera verde lungo il perimetro dei lotti interessati, costituita da specie arbustive coerenti con il contesto vegetazionale locale;
- h) Piena sintonia con le strategie energetiche delineate dai protocolli internazionali per assicurare un adeguato contrasto alle emissioni di CO₂ ed ai cambiamenti climatici in atto.
- i) Coerenza con le esigenze strategiche nazionali di diversificazione degli approvvigionamenti energetici.
- j) Grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento alle elevate prestazioni energetiche dei componenti impiantistici adottati.
- k) Ricadute economiche ed occupazionali sul tessuto produttivo locale.

4.3 Lay-out del sistema fotovoltaico e potenza complessiva

Nell'ottica di massimizzare la potenza di immissione, si è proceduto, in primo luogo, alla scelta di moduli FV con caratteristiche di potenza di picco in linea con lo stato dell'arte ed alla successiva definizione del layout d'impianto. Quest'ultimo è stato ottimizzato in funzione dell'orientamento dei confini dei terreni interessati e delle soluzioni tipologico-costruttive dei tracker monoassiali.

I tracker, disposti secondo un allineamento Nord-Sud, consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici da Est a Ovest, per un angolo complessivo di circa 270°.

Ogni tracker sarà mosso da un motore elettrico comandato da un sistema di controllo che regolerà la posizione più corretta al variare dell'orario e del periodo dell'anno, seguendo il calendario astronomico solare.

L'intera struttura rotante del tracker sarà sostenuta da profilati metallici in acciaio zincato infissi nel terreno, costituenti l'unica impronta a terra della struttura. Non è prevista pertanto la realizzazione di fondazioni o basamenti in calcestruzzo, fatte salve diverse indicazioni che dovessero scaturire dalle indagini geologiche o tecniche da eseguirsi in sede di progettazione esecutiva.

L'interdistanza N-S prevista tra gli assi dei tracker, al fine di ridurre convenientemente le perdite energetiche per ombreggiamento, sarà di circa 0,50 m. Mentre l'interdistanza W-E prevista tra i tracker sarà di circa 6 m.

L'altezza delle strutture, misurata al mozzo di rotazione, sarà di circa 2,40 m dal suolo. La profondità di infissione dei profilati in acciaio di sostegno è stimabile in circa 2,30 metri.

L'impianto fotovoltaico sarà composto dall'insieme dei moduli ad alta efficienza contenenti celle al silicio, in grado di trasformare la radiazione solare in corrente elettrica continua, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione, che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete mediante dispositivi di misura e protezione.

I pannelli da 660 Wp avranno dimensioni indicative di 2.384 x 1.303 mm e saranno incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di circa 35 mm, per un peso totale di circa 33 kg ciascuno.

4.4 Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell'impianto FV

La stima della potenzialità energetica dell'impianto è stata condotta avendo riguardo dei seguenti aspetti:

- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici, urbanistici e insediativi;
- disposizione sul terreno delle superfici captanti.

Ai fini del calcolo preliminare della potenzialità dell'impianto è stato utilizzato il software commerciale PVSYST (versione 6.88), in grado di calcolare l'irraggiamento annuale su una superficie assegnata e la producibilità d'impianto, essendo noti:

1. posizione del sito (coordinate geografiche);
2. serie storiche dei dati climatici del sito da differenti sorgenti meteo (Meteonorm, PVGIS, NASASEE, ecc);
3. modelli tridimensionali del terreno e delle strutture in elevazione presenti nel sito;
4. modelli e caratteristiche tecniche dei componenti d'impianto (moduli, inverter, ecc.);
5. tipologia e planimetria dello specifico impianto fotovoltaico.

Il risultato dell'analisi è rappresentato da:

- a) modelli tridimensionali con l'analisi dell'ombreggiamento nell'anno;
- b) mappe di irraggiamento solare e producibilità annuale e specifica;

c) diagramma delle perdite relative ad ogni singola parte costituente l'impianto FV.

4.4.1 I risultati del calcolo

Ai fini del calcolo della potenzialità dell'impianto, e in particolare per la simulazione, sono stati considerati i dati di irraggiamento orario sul piano orizzontale (kWh) e quelli di irraggiamento diretto (DNI) relativi al database meteorologico PVGIS.

Il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico è stato condotto considerando tutti gli elementi che influiscono sull'efficienza di produzione a partire dalle caratteristiche dei pannelli FV, dalla disposizione e dal numero dei tracker e dalle loro caratteristiche tecnologiche. Il diagramma delle perdite complessive tiene conto di tutte le seguenti voci:

- ✓ radiazione solare effettiva incidente sui pannelli FV, legata alla latitudine del sito di installazione, alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici;
- ✓ eventuali ombreggiamenti (dovute ad elementi circostanti l'impianto o ai distanziamenti degli inseguitori);
- ✓ temperatura ambiente e altri fattori ambientali e meteorologici;
- ✓ caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura;
- ✓ perdite per disaccoppiamento o mismatch, ecc.;
- ✓ caratteristiche del BOS: efficienza inverter, perdite nei cavi e nei diodi di stringa.

Abbiamo ipotizzato perdite di sistema pari al 17,5%, e perdite totali pari a 19,85% che sono state considerate nella simulazione, per arrivare a stimare l'effettiva producibilità annuale d'impianto a partire dal valore dell'irraggiamento globale. Il valore di irraggiamento effettivo sui pannelli FV, conseguente alle modalità di captazione previste (impiego di inseguitori solari monoassiali), è pari a circa 2326.4 kWh/m² anno. I bilanci ed i risultati principali delle simulazioni sono riportati di seguito.

Tabella 3.2 – Produzione energetica totale stimata

Produzione totale impianto (MWh/anno)	55.235,86 (primo anno)
<i>P nom totale (MW)</i>	33,74
<i>Produzione specifica (media pesata) (kWh/kWp*a)</i>	1.864,60

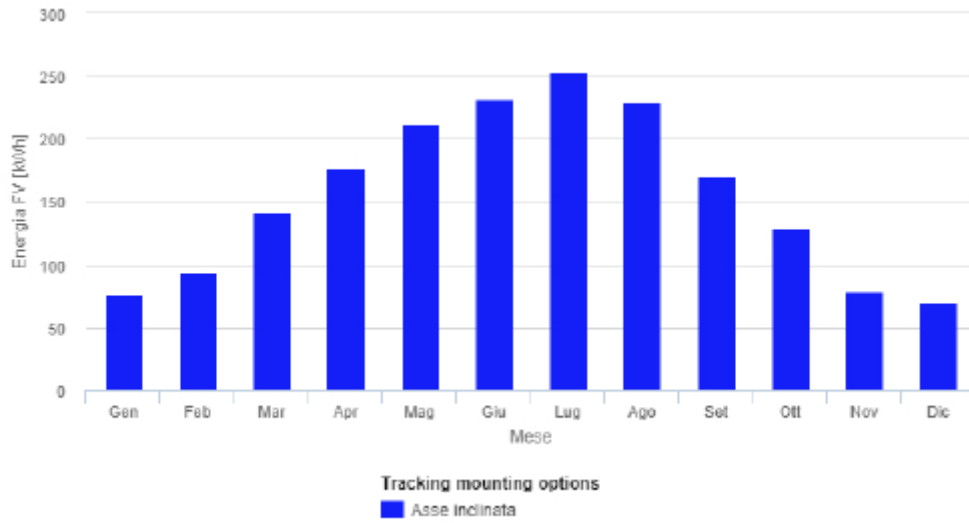


Figura 3.3 Energia mensile del sistema FV (per 1 kWp)

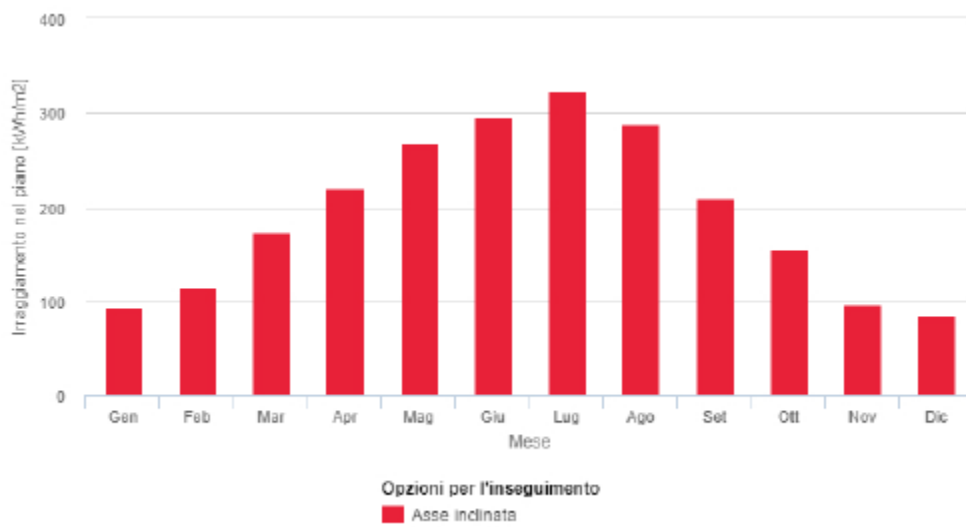


Figura 3.4 Irraggiamento mensile nel piano di inseguimento FV (per 1 kWp)

Mese	Asse inclinata		
	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	77.2	93.2	11.8
Febbraio	94.5	115.2	14.4
Marzo	141.2	174.3	18.9
Aprile	176.4	221.7	11.0
Maggio	211.1	267.3	17.0
Giugno	232.3	295.8	10.7
Luglio	253.8	322.4	8.7
Agosto	229.7	288.4	11.6
Settembre	170.1	210.6	8.3
Ottobre	128.2	156.1	14.8
Novembre	80.0	96.5	12.7
Dicembre	70.1	85.0	10.5

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

H_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].

Figura 3.5 Media mensile del rendimento energetico, di irraggiamento al m² sui moduli, variazione standard del rendimento nel tempo

4.5 Principali ricadute ambientali positive del progetto

Nel rimandare alle altre sezioni del presente SIA per approfondimenti sui riflessi ambientali e paesistici del progetto, si riepilogano di seguito le principali ricadute ambientali positive dell'iniziativa, misurabili in termini di contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra, emissioni evitate di composti inquinanti in atmosfera e risparmio di risorse fossili non rinnovabili.

4.5.1 Contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti atmosferici

Come sottolineato in precedenza, la produzione di energia attraverso sistemi fotovoltaici non richiede consumo di combustibili fossili e non determina emissioni di gas serra. Tale affermazione, tuttavia, può ritenersi del tutto corretta se ci si riferisce esclusivamente alle emissioni imputabili all'energia prodotta dall'impianto durante la sua vita utile.

In realtà, un bilancio completo delle emissioni di anidride carbonica imputabili alla realizzazione di un impianto fotovoltaico dovrebbe tenere in considerazione anche le emissioni di CO₂ attribuibili all'energia spesa per la realizzazione dell'impianto, con riferimento al suo intero ciclo di vita, sintetizzabile nelle fasi di realizzazione dei manufatti, trasporto in situ, installazione dell'impianto, esercizio e dismissione al termine della sua vita utile.

Sotto questo profilo, peraltro, è acclarato che i sistemi fotovoltaici generano, nel loro arco di vita, una quantità di energia ben superiore a quella necessaria alla produzione, installazione e rimozione.

Un indicatore adeguato ad esprimere questo bilancio è frequentemente utilizzato per valutare i bilanci di energia di sistemi di produzione energetici, è quello che viene definito "tempo di ritorno dell'investimento energetico" (TRIE) calcolato come rapporto tra la somma dei fabbisogni energetici imputabili alle singole fasi del ciclo di vita di un impianto e la produzione energetica annua erogabile dall'impianto stesso.

Tuttavia, spesso, a causa dell'indisponibilità di informazioni relative ai fabbisogni energetici imputabili soprattutto alle fasi di trasporto, installazione e dismissione, il TRIE viene semplicisticamente calcolato con riferimento alla sola energia di fabbricazione del sistema. In tal caso il TRIE coincide col cosiddetto energy payback time ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre tanta energia quanta ne è stata spesa durante le fasi di produzione industriale dei pannelli fotovoltaici che lo costituiscono.

Numerosi studi dimostrano che il periodo di pay back time è sostanzialmente lo stesso sia per le installazioni su edifici che per quelle a terra, e dipende prevalentemente dalla tecnologia e dal tipo di supporto impiegato.

Nel caso di moduli cristallini tale tempo è di circa 4 anni per sistemi a tecnologia recente, mentre è di circa 2 anni per sistemi a tecnologia avanzata. Relativamente ad i cosiddetti moduli a "membrana sottile" il payback è di circa 3 anni impiegando tecnologie recenti e solamente di un anno circa per le tecnologie più avanzate (Figura 3.6).

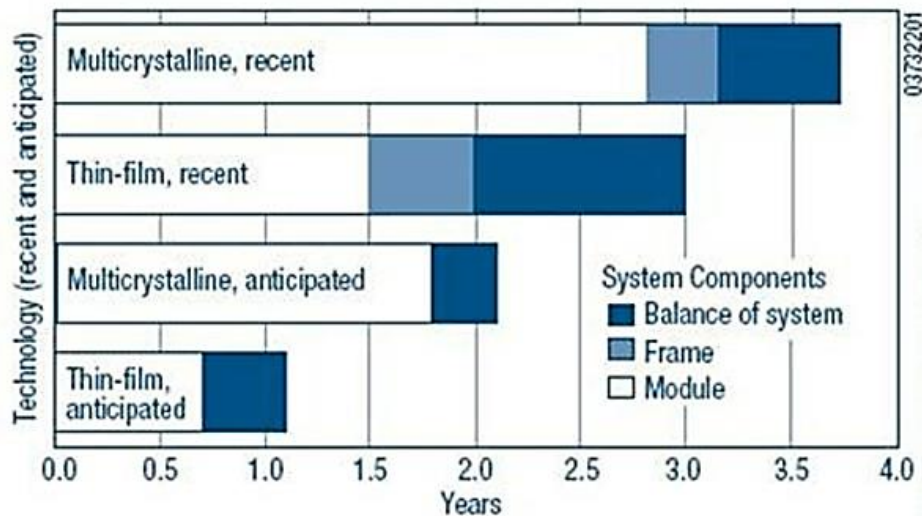


Figura 3.6 Variazione dell'Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte: U.S. Dep. of Energy)

Per quanto sopra, assumendo realisticamente un'aspettativa di vita dell'impianto di circa 30 anni e supponendo un pay-back time pari a 4 anni e una producibilità al primo anno di 34.653,6 MWh, nell'arco della sua vita utile l'impianto in esame sarebbe in grado di produrre all'incirca $55.235,86 \times (30 - 4) = 1.436.132,36$ MWh di energia netta, a meno delle perdite di efficienza.

Di estrema rilevanza, nella stima delle emissioni evitate da una centrale a fonte rinnovabile, è la scelta del cosiddetto "emission factor", ossia dell'indicatore che esprime le emissioni associate alla produzione energetica da fonti convenzionali nello specifico contesto di riferimento. Tale dato risulta estremamente variabile in funzione della miscela di combustibili utilizzati e dei presidi ambientali di ciascuna centrale da fonte fossile.

Facendo riferimento ai fattori di emissione di gas serra e contaminanti atmosferici generati dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore nell'anno 2017 a livello nazionale (ISPRA, 2019), e considerando la produttività stimata dell'impianto agro-fotovoltaico, si avrà una riduzione di emissioni di gas serra e di inquinanti aerodispersi.

La stima delle quantità di emissioni che verranno risparmiate grazie alla realizzazione del progetto, sia annualmente che durante l'intero ciclo di vita dell'impianto (30 anni circa), è riportata nelle tabelle di seguito, in riferimento alla generazione di gas serra clima-alteranti (Tabella 2) e di contaminanti atmosferici (Tabella 3).

Tabella 2 - Emissioni annue e totali (30 anni) di gas serra clima-alteranti risparmiate grazie alla realizzazione del progetto, espresse in tonnellate di CO₂eq/kWh

Energia prodotta [kWh/anno]	Produzione energetica media 30 anni (P30) kWh	Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore nell'anno 2020 (energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh) *		Emissioni di gas serra risparmiate [tonn CO ₂ eq/anno]	Emissioni di gas serra risparmiate tonn CO ₂ eq/30 anni
		[g CO ₂ eq/kWh]			
55.235.866,22	1.657.075.986,60	CO ₂	251,260	13.878,56	416.356,91
		CH ₄	0,64	35,35	1.060,53
		N ₂ O	1,3	71,81	2.154,20

Tabella 3 - Emissioni annue e totali (30 anni) di contaminanti atmosferici risparmiate grazie alla realizzazione del progetto, espresse in t/kWh

Energia prodotta [kWh/anno]	Produzione energetica media 30 anni (P30) kWh	Fattori di emissione di contaminanti atmosferici dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore nell'anno 2020*		Emissioni di gas serra risparmiate [kg/anno]	Emissioni di inquinanti risparmiate kg/30 anni
		[mg/kWh]			
55.235.866,22	1.657.075.986,60	NO _x	205,36	11.343,24	340.297,12
		SO _x	45,5	2.513,23	75.396,96
		CO	2,48	136,98	4.109,55
		NH ₃	0,28	15,47	463,98
		PM10	2,37	130,91	3.927,27

In aggiunta, le piante impiantate nelle aree dell'impianto agrovoltaiico contribuiranno alla cattura di un'ulteriore quota di CO₂, che andrà ad aggiungersi a quanto calcolato nelle tabelle precedenti.

Attestata la producibilità stimata dalla realizzazione dell'impianto è possibile quantificare la copertura offerta della domanda di energia elettrica da parte delle utenze intese come familiari servibili ed assumendo per ognuna di esse la quota di consumo di almeno 2700 kWh/anno¹.

Pertanto, con una producibilità stimata pari 55.235.866,22kWh/anno è possibile, indicativamente, soddisfare la richiesta di circa 20.458 famiglie.

¹ Dato Autorità di regolazione per Energia Reti ed Ambiente, corrispondente ad un nucleo familiare di 3-4 persone e ad un'abitazione con degli elettrodomestici standard.

4.5.2 Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili

Al pari degli altri impianti alimentati da fonte rinnovabile, l'esercizio della centrale FV in progetto sarà in grado di assicurare un risparmio di fonti fossili quantificabile in circa 10.329.106,98TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) /anno, assumendo una producibilità dell'impianto pari a 55.235.866,22 MWh/anno ed un consumo di 0,187 TEP/MWh (Fonte Delibera EEN 3/08, art. 2, 2008).

Tabella 4 – Risparmio di fonti fossili, misurate in tonnellate equivalenti di petrolio/MWh

Risparmio sul combustibile (TEP)*		
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria	0,187	<i>[TEP/MWh]</i>
Energia prodotta annuale	55.235.866,22	<i>[kWh/anno]</i>
Produzione energetica media 30 anni (P30) kWh	1.657.075.986,60	<i>[kWh/30 anni]</i>
TEP risparmiate in un anno	10.329.106,98	<i>[TEP/anno]</i>
TEP risparmiate in 30 anni	309.873.209,49	<i>[TEP/30 anni]</i>

*Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

5 DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

5.1 Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica

I componenti principali delle opere elettromeccaniche sono i seguenti:

- Moduli fotovoltaici e strutture di sostegno;
- Inverter;
- Interruttori, trasformatori e componenti per la protezione elettrica per la sezione MT e BT;
- Cavi elettrici per le varie sezioni in corrente alternata e continua.

I criteri seguiti per la definizione delle scelte progettuali degli elementi suddetti sono principalmente riconducibili ai seguenti:

- dimensionare le strutture di sostegno in grado di reggere il peso proprio più il peso dei moduli e di resistere alle due principali sollecitazioni di norma considerate in questi progetti, per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture;
- definire una configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto FV nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti d'impianto che funzionano in MT mediante l'utilizzo di apparecchiature conformi alla normativa CEI e l'eventuale installazione entro locali chiusi (trasformatore BT/MT);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in BT mediante l'interramento degli stessi di modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente;
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in MT mediante l'utilizzo di cavi di tipo elicordato di modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente;
- ottimizzare il layout dell'impianto e dimensionare i vari componenti al fine di massimizzare lo sfruttamento degli spazi disponibili e minimizzare le perdite di energia per effetto Joule;
- definire il corretto posizionamento dei sistemi di misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico.

5.2 Gli inseguitori monoassiali

Di seguito sono descritte le principali caratteristiche tecniche ed i componenti degli inseguitori solari (tracker) monoassiali che verranno installati presso l'impianto FV in progetto.

Tutti i componenti e gli elementi strutturali saranno progettati avendo riguardo delle specifiche condizioni ambientali del sito, secondo le disposizioni della normativa vigente, inclusi i requisiti di resistenza strutturale richiesti per le specifiche condizioni di ventosità del sito.

I moduli FV verranno installati su inseguitori monoassiali con caratteristiche tecniche assimilabili a quelle sviluppate dalla tecnologia Nextracker o similare. La tecnologia dell'inseguimento solare lungo la direttrice Est-Ovest è stata sviluppata al fine di conseguire l'obiettivo di massimizzazione della produzione energetica e le prestazioni tecnico economiche degli impianti FV sul terreno che impiegano pannelli in silicio cristallino.

Il tracker monoassiale, utilizzando particolari dispositivi elettromeccanici, orienta i pannelli FV in direzione del sole lungo l'arco del giorno, nel suo percorso da Est a Ovest, ruotando attorno ad un asse (mozzo) allineato in direzione nord-sud.

I layout sul terreno che impiegano questa particolare tecnologia sono piuttosto flessibili. La più semplice configurazione degli inseguitori è quella che prevede di assicurare che tutti gli assi di rotazione dei tracker siano paralleli affinché gli stessi siano posizionati reciprocamente in modo appropriato.

La **tecnologia del backtracking** verifica ed assicura che ciascuna stringa nord-sud di pannelli non crei ombreggiamento sulle stringhe adiacenti. Peraltro, è inevitabile che quando l'altezza del sole sull'orizzonte sia estremamente bassa, all'inizio ed al termine di ciascuna giornata, l'ombreggiamento reciproco tra le file di pannelli possa potenzialmente incidere sulla produzione energetica del campo solare.

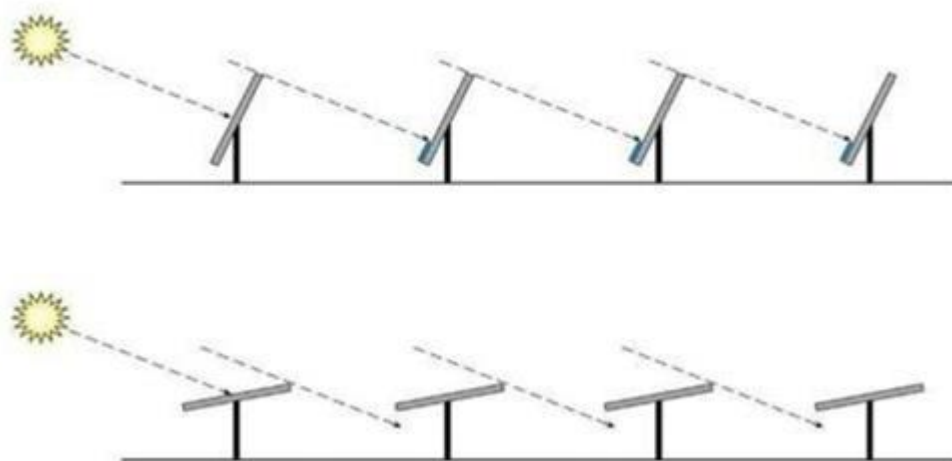


Figura 3.7 Schema di funzionamento del sistema backtracking

Il backtracking agisce "allontanando" la superficie captante dai raggi solari, eliminando gli effetti negativi dell'ombreggiamento reciproco delle stringhe e consentendo di massimizzare, in tal modo, il rapporto di copertura del terreno (GCR). Grazie a questa tecnologia, infatti, si può prevedere di ridurre convenientemente l'interdistanza tra i filari. La configurazione semplificata del sistema, rispetto a quella ad inseguimento biassiale, assicura comunque un significativo incremento della produzione energetica (valutabile nel range 15÷35%) rispetto ai tradizionali sistemi con strutture fisse ed ha contribuito significativamente alla diffusione di impianti FV "utility scale".

5.3 Caratteristiche principali

I principali punti di forza della tecnologia sono di seguito individuati:

- ✓ Modularità e perfetto bilanciamento delle strutture, tale da non richiedere l'intervento di personale specializzato per l'installazione, assemblaggio o lavori di manutenzione.
- ✓ Semplicità di configurazione della scheda di controllo: il GPS integrato comunica costantemente la corretta posizione geografica al sistema di controllo per consentire l'inseguimento automatico del sole.
- ✓ Presenza di snodi sferici auto lubrificati a cuscinetti per compensare inesattezze ed errori nell'installazione di strutture meccaniche.
- ✓ adozione di sistemi di protezione antipolvere dei motori.
- ✓ Basso consumo elettrico
- ✓ Migliori prestazioni ambientali rispetto alle strutture fisse, assicurando maggiore luce e ventilazione al terreno sottostante.

Nel caso dell'impianto in progetto si prevede l'impiego delle seguenti strutture:

- Tracker da n. 28 pannelli (1 stringa), per un totale di 1504 tracker;
- Tracker da n.14 pannelli (1/2 stringa), per un totale di 198 tracker;
- Inverter n. 150 da 225 kW;
- Cabine di campo n. 12 (Power Station) da 3000kVA;
- Sistema di accumulo Potenza 5,1 MW;
- Cabine utente n.2;
- Power Conversion Storage (PCS) n.1.

Ciascun inseguitore sarà composto dai seguenti elementi:

- ✓ Componenti meccanici della struttura in acciaio: pali di sostegno (altezza circa 4,7 mt compresa la porzione interrata) e profili tubolari (le specifiche dimensionali variano in base alle caratteristiche geologico-geotecniche terreno e al vento e sono incluse nelle specifiche tecniche stabilite durante la progettazione esecutiva del progetto).
- ✓ Supporto del profilo metallico e ancoraggio del pannello.
- ✓ Componenti asserviti al movimento: teste di palo (per montanti finali e intermedi di cui una supportante il motore). Una scheda di controllo elettronica per il movimento (una scheda può servire 10 strutture). 1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC).
- ✓ L'interdistanza Est-Ovest tra gli assi di rotazione dei tracker è pari a circa 6,20 metri.

5.4 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Considerando la tabella seguente e la classificazione dell'ambiente corrosivo e considerando una vita utile minima del progetto di 30 anni, i pali della fondazione saranno zincati a caldo secondo EN ISO 1461: 2009, altre parti saranno zincate a caldo o pre-galvanizzato (Sendzmir) in funzione delle specifiche definite dal costruttore a seguito degli esiti della progettazione esecutiva.

Tabella 3.5 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Categorie ambientali	Possibilità di corrosione	Tipo di ambiente	Perdita del rivestimento $\mu\text{m}/\text{anno}$
C1	Molto basso	Interno: secco	0,1
C2	Basso	interno: condensa occasionale Esterno: zone rurali	0,7
C3	Medio	interno: umidità aree urbane Esterno:	2,1
C4	Alto	interno: piscine, impianti chimici Esterno: atmosfera industriale o marina	3,0
C5	Molto alto	Esterno: atmosfera marina altamente salina o area industriale con climi umidi	6.0

5.5 I pali di sostegno

I pali di sostegno non richiedono fondazione in calcestruzzo. Il palo è rappresentato da un profilato in acciaio zincato tale da massimizzare la superficie di contatto con il terreno; la profondità dipende dal tipo di terreno interessato. Una flangia, tipicamente da 5 cm, viene utilizzata per guidare il palo con un infissore al fine di mantenere la direzione di inserimento entro tolleranze minime.



Figura 3.8 Fase di infissione dei pali in acciaio zincato (fonte Convert)

5.6 Moduli fotovoltaici

Tenuto conto della tipologia di impianto fotovoltaico in oggetto, ai fini della definizione delle scelte progettuali sono stati assunti come riferimento i moduli FV commercializzati dalla Trina Solar, società leader nel settore del fotovoltaico. Ciascun modulo, realizzato con n. 132 celle.

Le caratteristiche tecniche dei moduli prescelti sono riportate in Tabella 3.6, riferite alle seguenti condizioni ambientali:

- ✓ Condizioni Test Standard (STC): Irraggiamento 1000 W/m² con spettro di AM 1,5 e temperatura delle celle di 25 °C.

ELECTRICAL DATA (STC)								
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	36.8	37.0	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.26	17.30	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.7	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.30	18.34	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Tabella 3.6 Caratteristiche Moduli Fotovoltaici previsti

Relativamente agli aspetti concernenti la scelta dei moduli e degli inseguitori monoassiali, atteso che il settore degli impianti fotovoltaici è attualmente caratterizzato da un'elevata e continua innovazione tecnologica, in grado di creare nuovi sistemi con efficienze e potenze nominali sempre crescenti e considerato altresì che la durata complessiva delle procedure autorizzative è, di regola, superiore ai sei mesi, nella fase di progettazione esecutiva dell'impianto è possibile che la scelta ricada su moduli differenti.

È da escludere, peraltro, che dette eventuali varianti determinino sostanziali modifiche al progetto.

In questo senso, l'intervento realizzato dovrà risultare coerente con il progetto autorizzato e, relativamente alla potenza nominale complessiva, questa non potrà subire modifiche in aumento rispetto a quella dichiarata in sede di autorizzazione unica.

5.6.1 Schema a blocchi impianto fotovoltaico

L'impianto in progetto può essere rappresentato in modo semplificato considerando lo schema a blocchi in Figura 3.9.

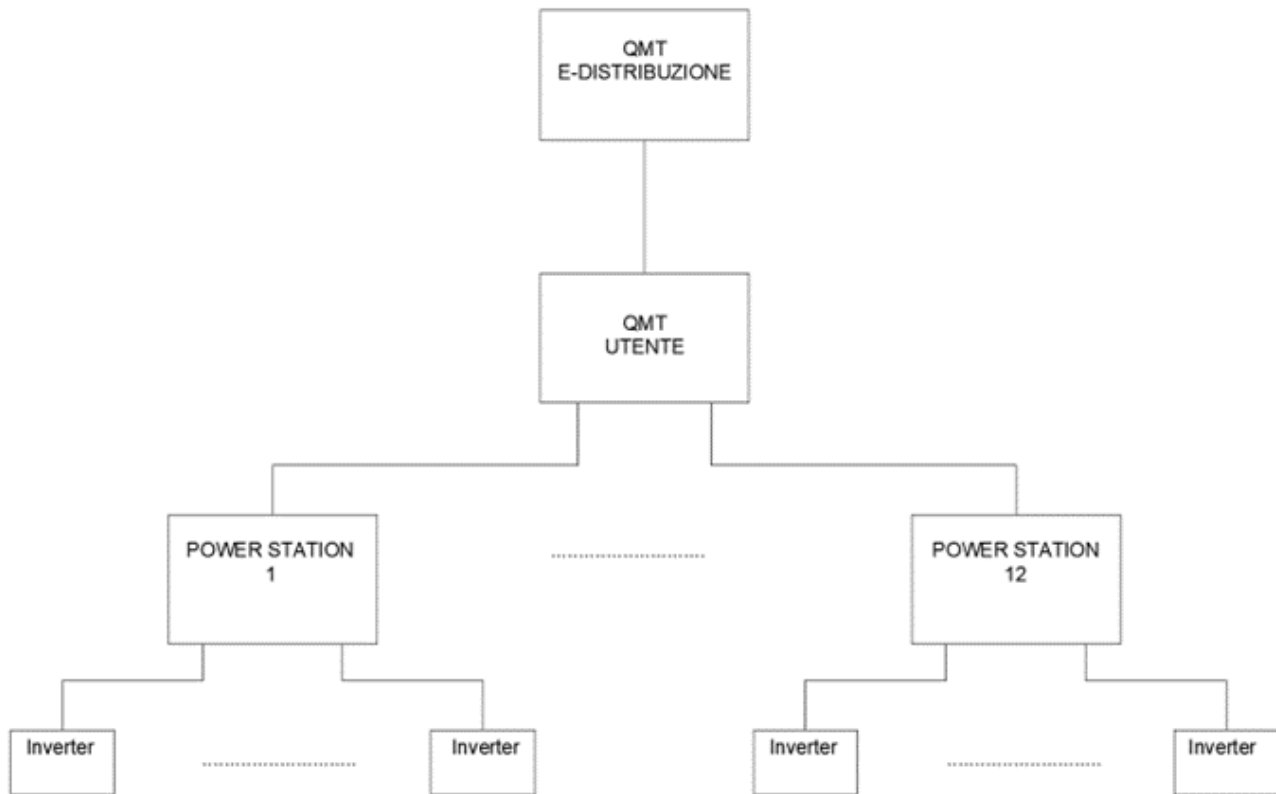


Figura 3.9 - Schema a Blocchi Impianto FV

In particolare, la struttura della distribuzione elettrica è realizzata a partire dal nodo della rete MT di Terna alla tensione di 30kV (Cabina Primaria di "Garigliano"), collegata mediante cavo MT alla cabina di Media Tensione utente ubicata nell'area utile dell'impianto, a cui sono collegate le Power Station e gli inverter.

Per maggiori dettagli si rimanda alle planimetrie ed allo schema unifilare di impianto.

5.7 Connessione alla rete di distribuzione

5.7.1 Soluzione impiantistica prevista dal preventivo di connessione alla rete MT di Terna

La soluzione impiantistica del Distributore ha previsto che l'allaccio dell'impianto FV alla rete di Distribuzione avvenga tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT (150kV/30kV) nel comune di Canello Arnone (CE).

5.7.2 Quadri Elettrici MT – Collettori di impianto

Il progetto prevede l'installazione di un quadro MT all'interno della cabina denominata Cabina Utente 2. La Cabina Utente 2 è posizionata ai confini del lotto di intervento, raccoglie le linee in arrivo a 30kV dalle cabine di conversione e trasformazione dei sottocampi (Power Station) oltre a fornire i Servizi Ausiliari all'impianto.

Il quadro MT e le apparecchiature posizionate al suo interno saranno progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (International Electrotechnical Commission) in vigore.

Il quadro elettrico MT (30kV) sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate, in esecuzione senza perdita di continuità d'esercizio secondo IEC 62271-200, destinato alla distribuzione d'energia a semplice sistema di sbarra.

Il quadro sarà realizzato in esecuzione protetta e sarà adatto per installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC. La struttura portante dovrà essere realizzata con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm.

Le celle, di primaria marca internazionale, saranno destinate al contenimento delle apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli principali indipendenti.

Gli interruttori MT saranno ad interruzione in SF6. Il potere di corto circuito non dovrà essere inferiore a 16kA.

Gli interruttori saranno predisposti per ricevere l'interblocco previsto con il sezionatore di linea, e potranno essere dotati dei seguenti accessori:

- comando a motore carica molle;
- comando manuale carica molle;
- sganciatore di apertura;
- sganciatore di chiusura;
- conta manovre meccanico;
- contatti ausiliari per la segnalazione di aperto - chiuso dell'interruttore.

Il comando degli interruttori sarà del tipo ad energia accumulata a mezzo molle di chiusura precaricate tramite motore, ed in caso di emergenza con manovra manuale.

Le manovre di chiusura ed apertura saranno indipendenti dall'operatore.

Il comando sarà a sgancio libero assicurando l'apertura dei contatti principali anche se l'ordine di apertura è dato dopo l'inizio di una manovra di chiusura, secondo le norme CEI 17-1 e IEC 56.

Il sistema di protezione associato a ciascun interruttore in MT è composto da:

- ✓ trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- ✓ relè di protezione con relativa alimentazione;
- ✓ circuiti di apertura dell'interruttore.

Il sistema di protezione sarà costituito da opportuni TA di fase, TO (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relè che comprende la protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:

- ✓ (sovraccarico);
- ✓ I>> (soglia 51, con ritardo intenzionale);
- ✓ I>>> (soglia 50, istantanea); 67N protezione direzionale.

La regolazione della protezione dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente. I valori di regolazione della protezione generale saranno impostati dall'Utente in sede di progetto esecutivo. Sono previste inoltre le seguenti protezioni:

- ✓ massima tensione (senza ritardo intenzionale) (soglia 59);
- ✓ minima tensione (ritardo tipico: 300 ms) (soglia 27);
- ✓ massima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81>);
- ✓ minima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81<);
- ✓ massima tensione omopolare V0 (ritardata) (soglia 59N).

5.7.3 Cavi di distribuzione dell'energia in Media Tensione (MT)

Per l'interconnessione del quadro MT nella Cabina Utente 1 e le cabine di campo (Power Station) verranno usati cavi unipolari del tipo ARE4H5E 18/30kV o similari, forniti nella versione tripolare riunito ad elica visibile (Figura 3.10).



Figura 3.10 Cavi unipolari del tipo ARE4H5E 18/30 kV, tripolare riunito ad elica visibile

I cavi sono isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con le seguenti caratteristiche:

- ✓ Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- ✓ Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- ✓ Strato semiconduttore: estruso
- ✓ Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo
- ✓ Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- ✓ Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- ✓ Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- ✓ Colore: rosso

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

La tipologia di posa prevalente prevista è quella a trifoglio con cavi direttamente interrati schematizzata negli elaborati grafici di progetto.

La profondità media di interrimento (letto di posa) sarà di circa 1 metro sotto il suolo; tale profondità potrà variare in relazione al tipo di terreno attraversato. Saranno inoltre previsti opportuni nastri di segnalazione, come da prescrizione normative. Normalmente la larghezza dello scavo è limitata entro 1 metro salvo diverse necessità riscontrabili in caso di terreni sabbiosi o con bassa consistenza. Il letto di posa può essere costituito da un letto di sabbia vagliata o da un piano in cemento magro.

Nello stesso scavo, potrà essere posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar' e saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento

armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto e le aree interessate saranno risistemate nella condizione preesistente.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Per eventuali incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni, etc), saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli Enti proprietari delle opere interessate e in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

5.7.4 Power Station

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico prevede l'impiego di n. 12 Power Station per la trasformazione BT/MT, (800V/30kV) ovvero Stazioni di Potenza al cui interno è presente un trasformatore 800V/30kV e interruttori MT. Il dispositivo di conversione scelto per questo impianto è una MV Power Station MVS3150-LV della SUNGROW o similare.

Alla Cabina Utente 1 confluiranno le linee elettriche in MT provenienti dalle Power Station del campo agro-fotovoltaico.

5.7.5 Cavi di distribuzione dell'energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c.

Cavi lato c.a. bassa tensione

Per la distribuzione in BT (collegamento degli inverter alle Power Station) saranno utilizzati Cavo tipo AFG16M16 – ARG16R16.

- Costruzione e requisiti elettrici fisici e meccanici: CEI 20-13 | CEI 20-38 p.q.a. | CEI UNEL 35324 p.q.a.
- Calcolo della portata di corrente: CEI EN 20-21 | IEC 60287-2-1
- Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE - Direttiva RoHS: 2011/65/UE
- Caratteristiche funzionali dei cavi AFG16M16 – ARG16R16
- Tensione nominale U_0/U : 600/1.000 V c.a. - 1.500 V c.c. - Tensione Massima U_m : 1.200 V c.a. 1.800 V c.c.
- Tensione di prova industriale: 4.000 V Massima temperatura di esercizio: 90°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Per altre applicazioni in BT potranno essere utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: cavo unipolare/multipolare FG16R16 per energia isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16 Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 k, sotto guaina di PVC, ovvero cavi del tipo FG16(O)R16 Tensione nominale U_0/U : 0.6/1kV con conduttore in rame, isolamento in gomma EPR e guaina in PVC, conforme a norma CEI 20-22 e CEI 20-34.

I circuiti di sicurezza saranno realizzati mediante cavi FTG10(O)M1 0,6/1 KV - CEI 20-45 CEI 2022 III / 20-35 (EN50265) / 20-37 resistenti al fuoco secondo IEC 331 / CEI 20-36 EN 50200, direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 non propaganti l'incendio senza alogeni a basso sviluppo di fumi opachi con conduttori flessibili in rame rosso con barriera antifuoco.

Tutte le linee di BT verranno posate con interrimento a una quota di circa 1m dal piano di calpestio. Le condutture interrato saranno rese riconoscibili mediante un nastro per segnalazione cavi elettrici.

Cavi lato c.c. bassa tensione

Per collegamenti in c.c. verranno impiegati cavo unipolari adatti al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari, sigla H1Z2Z2-K con tensione nominale di esercizio: 1.5kV C.C. (anche verso terra), colore guaina esterna Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000).

Collegamento cavi Solari all'inverter

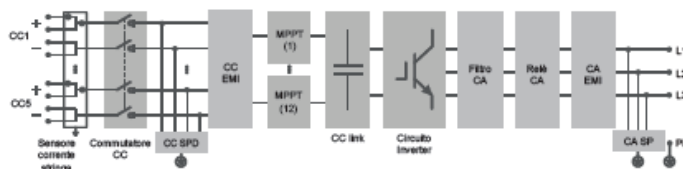


Figura 3.11 Inverter SUNGROW previsto

Quadri di campo e di parallelo stringhe lato c.c.

I cavi provenienti da ciascuna stringa fotovoltaica saranno collegati ai N. 12 ingressi indipendenti (MPPT) previsti in ingresso agli inverter. Tali ingressi sono già previsti di sezionatori protezioni e scaricatori.

In uscita agli inverter sarà previsto un interruttore magnetotermico differenziale regolabile (Corrente I_{dn} e tempo t_d regolabili) per la protezione della linea in uscita ac ad 800V.

6 Misura dell'energia

La delibera AEEG 88/09, "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", stabilisce che il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

Per misurare ai fini fiscali e tariffari l'energia, nell'impianto fotovoltaico si adotteranno sistemi di misura in grado di conteggiare:

- l'energia elettrica prelevata dalla rete;
- l'energia elettrica immessa in rete;
- l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Se l'utente produttore dovesse prendersi la responsabilità dell'installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia prodotta/impressa si dovrà assicurare la conformità ai requisiti indicati nella Norma CEI 0-16.

Il sistema di misura sarà composto da un contatore statico per la misura dell'energia attiva e reattiva trifase, collegato in inserzione indiretta (mediante TV e TA).

I componenti del sistema di misura dovranno essere conformi alle norme CEI di prodotto e garantire il rispetto dei seguenti requisiti funzionali:

- ✓ misura dell'energia attiva e reattiva e della potenza attiva immessa in rete e prelevata dalla rete;
- ✓ rilevazione delle 6 curve di carico (potenza media nei 15') attiva assorbita, reattiva induttiva per energia attiva entrante, reattiva capacitiva per energia attiva uscente, attiva erogata, reattiva induttiva per energia attiva uscente e reattiva capacitiva per energia attiva entrante, con la risoluzione minima di 1 intero e 3 decimali;
- ✓ unità di misura per l'energia attiva (reattiva): kWh (kVARh);
- ✓ unità di misura per la potenza attiva: kW;
- ✓ gestione automatica dell'ora legale;
- ✓ orologio interno del contatore avente i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari;
- ✓ Interfaccia ottica per la lettura e/o programmazione locale (conforme alla Norma CEI EN 62056-21) che assicuri una velocità di trasmissione minima di 9600 bit/sec.

6.1 Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza

Sarà previsto un sistema software per la visualizzazione, il monitoraggio, la messa in servizio e la gestione dell'impianto FV. Mediante un PC collegato direttamente o tramite modem si potrà disporre di una serie di funzioni che informano costantemente sullo stato e sui parametri elettrici e ambientali relativi all'impianto fotovoltaico.

In particolare, sarà possibile accedere alle seguenti funzioni:

- ✓ Schema elettrico del sistema;

- ✓ Pannello di comando;
- ✓ Oscilloscopio;
- ✓ Memoria eventi;
- ✓ Dati di processo;
- ✓ Archivio dati e parametri d'esercizio;
- ✓ Analisi dati e parametri d'esercizio.

La comunicazione tra l'impianto fotovoltaico e il terminale di controllo e supervisione avverrà tramite protocolli Industrial Ethernet o PROFIBUS.

L'impianto fotovoltaico sarà dotato infine di un sistema di monitoraggio per l'analisi e la visualizzazione dei dati ambientali costituito da:

- ✓ n. 1 sensore temperatura moduli;
- ✓ n. 1 sensore irradiazione solare;
- ✓ n. 1 sensore anemometrico;
- ✓ schede di comunicazione integrate per l'acquisizione dei dati.

6.2 Impianto di videosorveglianza

L'impianto FV sarà dotato di sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area di pertinenza dell'impianto e composto da sensori, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

6.3 Stazione meteorologica

L'impianto verrà dotato di una stazione meteorologica montata ad un'altezza di almeno 10 m, dotata di strumentazione in grado di monitorare:

- temperatura ambiente;
- umidità relativa aria;
- pressione barometrica;
- direzione vento e velocità vento;
- intensità precipitazioni;
- misura scariche atmosferiche con polarità e tipologia della stessa.

I dati rilevati saranno trasmessi al sistema di monitoraggio dell'impianto ed elaborati per verificarne la producibilità. Inoltre, verranno memorizzati nel lungo periodo al fine di costituire una serie storica di dati utile ai fini assicurativi in caso di malfunzionamento o danneggiamento dell'impianto a causa di eventi atmosferici.

7 OPERE ACCESSORIE

7.1 Sistemazione dell'area e viabilità

Il terreno asservito alla realizzazione dell'impianto FV in progetto presenta una conformazione morfologica regolare e tale da non richiedere interventi di livellamento delle superfici funzionali all'installazione degli inseguitori solari. Ai fini di assicurare un'ottimale costruzione e gestione della centrale fotovoltaica, il progetto ha previsto la realizzazione di una viabilità di servizio funzionale alle operazioni di costruzione ed ordinaria gestione dell'impianto, come mostrato negli elaborati grafici allegati.

La viabilità stradale sarà realizzata per compattazione destri strati esistenti, senza apporto di materiale esterno.

7.2 Recinzione e cancello

Al perimetro dell'impianto FV è prevista la realizzazione di una recinzione e per l'accesso entro il sito di impianto si dovranno realizzare dei cancelli. Sugli elaborati grafici di progetto è illustrato in dettaglio la soluzione prevista.

7.3 Scavi per posa cavidotti

Le operazioni di scavo da attuarsi nell'ambito della costruzione del campo solare devono principalmente riferirsi all'approntamento degli elettrodotti interrati per la distribuzione BT e MT di impianto.

La fase di scavo prevede l'utilizzo di un escavatore a braccio rovescio dotato di benna, che scaverà e deporrà il materiale a bordo trincea; previa verifica positiva dei requisiti stabiliti dal D.M. 120/2017 (Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164), il materiale sarà successivamente messo in opera per il riempimento degli scavi, assicurando un recupero pressoché integrale dei terreni asportati.

I volumi di scavo complessivamente stimati nell'ambito della fase di costruzione dell'opera sono pari a circa 15.402,75 m³, pressoché interamente riutilizzati in sito (87,4%), come si evince dai prospetti di calcolo sotto riportati.

Tabella 6. Computo scavi e rinterri per realizzazione cavidotti all'interno del campo agrofotovoltaico

DISTRIBUZIONE ELETTRICA BT IMPIANTO				
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Profondità (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
8.500,00	0,3	0,6	1530	1530
TOTALE			1530	1530
ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO			0,00	

DISTRIBUZIONE ELETTRICA MT IMPIANTO				
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Profondità (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
4.600,00	1,05	1,3	6.279,00	6.279,00
TOTALE			6.279,00	6.279,00
ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO			0,00	

Tabella 7. Computo scavi e rinterri per realizzazione cavidotto esterno al campo agrofotovoltaico

COLLEGAMENTO MT Cabina di consegna - Cabina Primaria e-distribuzione				
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Profondità (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
13.500,00	0,45	1,25	7.593,75	5.649,75
TOTALE			7.593,75	5.649,75
ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO			1.944,00	

Le terre e rocce da scavo così come definite ai sensi del decreto n.120 del 2017, sono utilizzabili per rinterri, riempimenti, rimodellazione, miglioramenti fondiari o viari oppure per altre forme di ripristini e miglioramenti ambientali, per rilevati, per sottofondi e, nel corso di processi di produzione industriale, in sostituzione dei materiali di cava. Se la concentrazione di inquinanti fosse compresa nei limiti della colonna B, il materiale potrà trovare utilizzo in siti a destinazione produttiva (commerciale e industriale).

L'intera volumetria di terre e rocce da scavo proveniente dalla realizzazione degli scavi all'interno del campo di agro-fotovoltaico, sarà riutilizzata in sito per il rinterro e per una parziale rimodellazione della superficie.

Per quanto riguarda le terre e rocce da scavo prodotte per la realizzazione del cavidotto di connessione da realizzarsi su strada pubblica, è previsto un riutilizzo di quota parte degli scavi per il rinterro, mentre sarà sottoposta a recupero/smaltimento il fresato d'asfalto (conglomerato bituminoso) asportato, stimato per

un quantitativo pari a c.ca **121,5 m³** e quota parte del terreno in situ, sostituito dal letto di materiale vagliato impiegato per la posa del cavidotto stimato in un volume pari a **1.822,50 m³**.

7.4 Realizzazione di una fascia tampone perimetrale plurispecifica

Lungo il confine delle aree interessate dal progetto sarà impiantata una fascia tampone costituita da essenze arbustive compatibili con la serie di vegetazione potenziale. In seguito alla consulenza agronomica si è scelto di impiantare mandorli di 2-3 anni, con sesto di impianto di 3 mt.

La fascia tampone avrà la funzione di mitigazione dell'impatto visivo del parco fotovoltaico e di mantenimento e miglioramento dei servizi ecosistemici di regolazione e supporto forniti dall'area stessa.

Le essenze arbustive di nuovo impianto saranno gestite secondo un piano di manutenzione che prevedrà interventi di irrigazione di soccorso, sostituzione degli individui morti o deperenti e potatura. Il periodo di manutenzione inizierà a decorrere dalla data di emissione del certificato di ultimazione dei lavori.

8 DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

Nel seguito, in accordo con i disposti della D.G.R. 3/25 del 23/01/2018, sarà fornita una sintetica descrizione delle attività costruttive finalizzate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

8.1 Indicazioni generali per l'esecutore dei lavori

I lavori saranno eseguiti a regola d'arte da impresa abilitata secondo i criteri di sicurezza individuati dal testo unico della sicurezza e nella legislazione vigente in materia di sicurezza degli impianti.

L'impresa esecutrice dovrà disporre in organico di personale adeguatamente qualificato per l'esecuzione di lavorazioni che comportano rischio elettrico secondo la norma CEI 11-27.

8.2 Descrizione del contesto in cui è collocata l'area del cantiere

Il cantiere per la realizzazione dell'impianto FV è situato nel comune di Canello Arnone (CE). La disponibilità di adeguate superfici per l'allestimento dei baraccamenti di cantiere, la delimitazione di aree di deposito e lavorazione potranno essere individuati all'interno delle aree di sedime dell'impianto FV in progetto. L'accesso al cantiere è assicurato dalla presenza della SS 7 Quater e di una esistente strada vicinale.

8.3 Principali lavorazioni previste

L'individuazione, analisi e valutazione delle lavorazioni e dei rischi ad esse correlati sarà oggetto di specifica analisi in sede di progettazione esecutiva; in tale fase si procederà, inoltre, alla definizione delle procedure organizzative e misure preventive e protettive in materia di sicurezza.

In questa sede possono comunque individuarsi le seguenti fasi lavorative principali:

1) Allestimento cantiere: l'allestimento del cantiere costituisce la prima fase lavorativa della costruzione. L'allestimento e l'organizzazione di un cantiere edile comportano una serie di attività, quali, a titolo esemplificativo:

- la costruzione di recinzione;
- l'individuazione e allestimento degli accessi (sia pedonali che carrabili);
- la realizzazione degli impianti di cantiere (acqua, elettricità, ecc.);
- la realizzazione dell'impianto di messa a terra;
- il picchettamento;
- l'individuazione e allestimento degli spazi di lavorazione (banco del ferraiolo, betoniera, molazza, ecc.).

Durante i lavori dovrà essere assicurato che il movimento di mezzi d'opera e personale avvenga in condizioni di sicurezza. A questo scopo, all'interno del cantiere dovranno essere approntate adeguate vie di circolazione carrabile e pedonale, corredate di appropriata segnaletica.

2) Realizzazione dell'impianto elettrico del cantiere: tale fase prevede la posa in opera dell'impianto elettrico del cantiere per l'alimentazione di tutte le apparecchiature elettriche, compresi quadri, interruttori di protezione, cavi, prese e spine, ecc.

3) Scarico/Installazione di macchine varie di cantiere (tipo betoniera, molazza, piegaferri/tranciatrice, sega circolare, ecc.): durante le fasi di scarico dei materiali sarà necessario vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. L'operatività del mezzo di trasporto dovrà essere segnalata tramite il girofaro. Gli autocarri in manovra devono essere assistiti da terra.

4) Montaggio pannelli FV su inseguitori monoassiali e collegamento agli inverter: l'attività comprende l'infissione dei sostegni verticali dei tracker, l'approvvigionamento, il sollevamento ed il montaggio dei componenti degli inseguitori fotovoltaici, e il loro fissaggio ai sostegni verticali; il montaggio di supporti per pannelli fotovoltaici costituiti da elementi idonei al fissaggio su piano inclinato; il sollevamento dei pannelli fotovoltaici e loro fissaggio ai supporti precedentemente montati; l'installazione degli inverter di conversione DC/AC e il collegamento delle stringhe di pannelli fotovoltaici. **Data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare il collegamento delle stringhe agli inverter sarà effettuato per ultimo e si indicherà con opportuna segnaletica tale situazione di potenziale pericolo.**

5) Montaggio di cabine prefabbricate per l'alloggiamento dei quadri elettrici BT e MT: durante le fasi di scarico dei materiali occorrerà vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. Il passaggio dei carichi sopra i lavoratori durante il sollevamento e il trasporto dei carichi dovrà essere vietato. Tutti i collegamenti elettrici dovranno essere eseguiti "fuori tensione".

6) Realizzazione canalizzazioni e posa cavidotti: tale fase prevede la posa e montaggio del canale passacavi e delle tubazioni metalliche e disposizione dei cavi in BT per il collegamento tra l'impianto FV alle Power Station e, dei cavi in MT per la connessione alla cabina Utente 1.

7) Collaudo e messa in servizio: La fase di collaudo prevede l'esecuzione di verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione (corretto funzionamento dell'impianto nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione, continuità elettrica e connessioni tra moduli, verifica messa a terra di masse e scaricatori, ecc.).

8) Smobilizzo del cantiere: consiste nella rimozione del cantiere realizzata attraverso lo smontaggio delle postazioni di lavoro fisse, di tutti gli impianti di cantiere, delle opere provvisorie e di protezione, della recinzione posta in opera all'insediamento del cantiere stesso ed il caricamento di tutte le attrezzature, macchine e materiali eventualmente presenti, su autocarri per l'allontanamento.

8.4 Impianto elettrico di cantiere

All'origine dell'impianto deve essere previsto un quadro contenente i dispositivi di sezionamento, di comando e di protezione. L'impianto elettrico di cantiere dovrà essere dotato di interruttore generale magnetotermico differenziale con $I_{dn} = 0,03A$ e P.I. = adeguato al contatore di cantiere. Deve essere previsto un dispositivo per l'interruzione di emergenza dell'alimentazione per tutti gli utilizzatori per i quali è necessario interrompere tutti i conduttori attivi per eliminare il pericolo. La protezione contro i contatti diretti può essere assicurata da:

- protezione mediante isolamento delle parti attive, involucri o barriere (rimovibili solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo), ostacoli che impediscono l'avvicinamento non intenzionale con parti attive;
- uso dell'interruttore differenziale con $I_{dn} \leq 30mA$ (protezione aggiuntiva contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione).

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata da:

- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione. Per i cantieri la tensione limite di contatto (UL) è limitata a 25V c.a.;
- protezione mediante componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente.

Le prese e spine previste per i cantieri saranno a norma CEI 23-12/1 e approvate da IMQ, il grado di protezione minimo deve essere IP55.

Le prese a spina devono essere protette da un interruttore differenziale da 30mA (non più di 6 prese per interruttore), secondo quanto prescritto dalla CEI 64-8/7. I cavi flessibili degli apparecchi utilizzatori (p.es. avvolgicavi e tavolette multiple) devono essere del tipo H07RN-F, oppure di tipo equivalente ai fini della resistenza all'acqua e all'abrasione.

8.5 Precauzioni aggiuntive con impianti FV

Dal punto di vista della sicurezza il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare, sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione. In caso di intervento delle protezioni, comandando i dispositivi di apertura lato c.c., si determina l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.

È necessario indicare con opportuna segnaletica tale situazione di pericolo durante l'installazione e manutenzione degli impianti FV.



Figura 3.12 Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV

9 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito è riportato un elenco, certamente non esaustivo, dei principali riferimenti di legge e delle norme tecniche applicabili per la progettazione e la realizzazione dell'intervento in esame. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, andranno comunque applicate.

Infine, qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si dovranno applicare le norme più recenti.

a. Norme legislative generali, nazionali e regionali

5 Art.6 del D.Lgs. 3 marzo 2011, n°28, così come modificato dall'art. 31, comma 2, legge n°108 del 2021

b. Opere in cemento armato

- 6 Legge n. 1086 del 5/11/1971. "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".
- 7 Legge n. 64 del 2/2/1974. "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".
- 8 Circ. M. LL.PP. 14 febbraio 1974, n. 11951, "Applicazione delle norme sul cemento armato".
- 9 Circ. M. LL.PP. 9 gennaio 1980, n. 20049. "Legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Istruzioni relative ai controlli sul conglomerato cementizio adoperato per le strutture in cemento armato".
- 10 D. M. 11/3/1988. "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione ed il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione".
- 11 Circolare Ministero LL.PP. 24/9/1988 n. 30483: "Legge n.64/1974 art. 1 - D.M. 11/3/1988. Norme tecniche su terreni e rocce, stabilità di pendii e scarpate, progettazione, esecuzione, collaudo di opere di sostegno e fondazione".
- 12 D.M. del 14/2/1992. "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- 13 D.M. del 9/1/1996. "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- 14 D.M. del 16/1/1996. "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".
- 15 D.M. 16/1/1996. "Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi"".
- 16 Circolare M.LL.PP. 04/07/1996 n. 156 AA.GG. /STC. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi" di cui al D.M. 16/1/1996".
- 17 Circolare M. LL.PP. 15/10/1996, n. 252. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle opere in cemento armato ordinario e precompresso e per strutture metalliche" di cui al D.M. 9/1/1996".
- 18 Circolare 10/4/1997 n. 65 AA.GG. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche" di cui al D.M. del 16/1/1996.
- 19 Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3274 del 20/03/2003. "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".

- 20 Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3431 del 03/05/2005 – Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003.
- 21 UNI-EN 1992-1-1 2005: Progettazione delle strutture in calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- 22 UNI-ENV 1994-1-1 1995: Progettazione delle strutture composte acciaio calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- 23 D.M. 14 gennaio 2008 “Norme tecniche per le costruzioni”.

c. Norme tecniche impianti elettrici

- CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2). Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3). Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI 11-37. Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- CEI 64-8. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 11-17. Impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 82-25. Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- UNI 10349. Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

d. Norme dell'AEEG

- Delibera AEEG 90/07. Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera AEEG 161/08. Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
- Delibera AEEG 88/07. Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera ARG/elt 33/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Delibera ARG/elt 99/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito Delibera 99/08), recante in Allegato A il “Testo integrato connessioni attive” (TICA);
- Delibera ARG/elt 179/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt n. 99/08 e n. 281/05 in materia di

condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

- Delibera ARG/elt 125/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).