



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Energetica e Nucleare
A.a. 2024/2025
Sessione di Laurea novembre 2025

Impianti Fotovoltaici Industriali

Valutazioni delle differenze tecniche ed economiche tra la
realizzazione di un impianto sul suolo e su una copertura

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidato:

Diego Maggio

Sommario

Sommario.....	3
Indice delle figure	5
Indice delle tabelle	7
Capitolo 1– Introduzione	8
1.1 Obiettivo della tesi	8
1.2 Metodologia di lavoro.....	9
1.3 Struttura della tesi	10
Capitolo 2 – Stato dell’arte degli impianti fotovoltaici	12
2.1 Fondamenti teorici del fotovoltaico	12
2.2 Tecnologie e sviluppi recenti	16
2.3 Studi e progetti precedenti	20
2.4 Normativa di Riferimento	24
Capitolo 3 – Studi di fattibilità e Analisi del problema	26
3.1 Contesto e analisi preliminare.....	26
3.1.1 Generatore Fotovoltaico a Favria (TO) – su terreno.....	26
3.1.2 Generatore Fotovoltaico a Piacenza – su copertura.....	28
3.2 Quadro Autorizzativo.....	31
3.2.1 La Procedura abilitativa semplificata	31
3.2.1 DILA, verifica statica e certificazione VVF	33
3.3 Descrizione tecnica dei componenti	34
3.4 Analisi Tecnico-Economica Preliminare.....	41
Capitolo 4 – Proposta progettuale / Sviluppo tecnico.....	48
4.1 Criteri generali di progettazione	48
4.1.1 Dimensionamento elettrico lato DC	49
4.1.2 Dimensionamento elettrico lato AC.....	51
4.2 Scelte progettuali —impianto a terra	52
4.3 Scelte progettuali —impianto a tetto	63

Capitolo 5 – Analisi dei risultati	71
5.1 Analisi energetica comparativa	71
5.2 Analisi economica comparativa	79
5.3 Limiti e prospettive future	83
Conclusioni	88
Bibliografia	92
Appendici.....	93
Appendice A – Tabelle di calcolo	93
Appendice B – Sezione degli scavi.....	97
Appendice C – Fattore di correzione di posa dei cavi	99
Appendice D – Schede Tecniche	103

Indice delle figure

FIGURA 2.1: BANDE DI ASSORBIMENTO E DI EMISSIONE SOLARE	13
FIGURA 2.2: GIUNZIONE P-N	14
FIGURA 2.3: EFFICIENZE DELLE VARIE TECNOLOGIE DI CELLE FOTOVOLTAICHE.....	17
FIGURA 2.4: LEARNING CURVE CELLE FOTOVOLTAICHE	19
FIGURA 2.5: LCOE DELLE VARIE FONTI ENERGETICHE.....	20
FIGURA 2.6: L'IMPIANTO TISO-10 KW, LUGANO (CANOBBIO-TREVANO), 1982.....	21
FIGURA 2.7: SMUVD PV1, 1984	22
FIGURA 2.8: INVECCHIAMENTO E INGIALLIMENTO DELL'EVA	23
FIGURA 3.1: IRRAGGIAMENTO SOLARE MEDIO MENSILE A FAVRIA.....	26
FIGURA 3.2: TEMPERATURA MEDIA MENSILE A FAVRIA	27
FIGURA 3.3: SITO D'INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO A TERRA (PERIMETRO IN ARANCIONE)	28
FIGURA 3.4: PERIMETRI DELLE COPERTURE DOVE INSTALLARE L'IMPIANTO	29
FIGURA 3.5 : IRRADIAZIONE MEDIA MENSILE A PIACENZA	29
FIGURA 3.6: TEMPERATURA MEDIA MENSILE A PIACENZA	30
FIGURA 3.7: STRUTTURA PER TETTI PIANI IN CONFIGURAZIONE EST-OVEST	36
FIGURA 3.8: STRUTTURE A TERRA PER IMPIANTI UTILITY IN FASE DI ASSEMBLAGGIO	36
FIGURA 3.9: CURVA TENSIONE-CORRENTE E MPPT.....	37
FIGURA 3.10: CANALINE E POSA DELLE TERNE DI CAVI IN AC.....	39
FIGURA 3.11: TRASFORMATORE A SECCO IN RESINA.....	41
FIGURA 4.1: LAYOUT GENERALE AS-BUILT IMPIANTO A TERRA	53
FIGURA 4.2: INFISSIONE DEI PALI.....	54
FIGURA 4.3: STRUTTURA A TERRA INCLINATA 20°	54
FIGURA 4.4: POSA DEI MODULI	55
FIGURA 4.5: CARATTERISTICHE MECCANICHE MODULI SUNTECH	56
FIGURA 4.6: CARATTERISTICHE ELETTRICHE MODULO SUNTECH.....	56
FIGURA 4.7: VALORI DI CORRENTE (IO) PER CAVO IN ALLUMINIO ARG16R16	61
FIGURA 4.8: PERCORSO DEGLI SCAVI NELLE ULTIME FILE	62
FIGURA 4.9: PERCORSO DEGLI SCAVI NELLE PRIME FILE	62
FIGURA 4.10: LAYOUT GENERALE AS-BUILT IMPIANTO A TETTO	64
FIGURA 4.11: STRUTTURE ZAVORRATE SU TETTO PIANO	65
FIGURA 4.12: INSTALLAZIONE SU LAMIERA GRECATA.....	65
FIGURA 4.13: PARAMETRICI MECCANICI MODULI LONGI 430 W	66
FIGURA 4.14: PARAMETRI ELETTRICI MODULO LONGI 430W.....	67
FIGURA 5.1: POTENZA INSTALLATA E PRODUZIONE ANNUA	71
FIGURA 5.2: CONFRONTO DELLA PRODUZIONE SPECIFICA.....	73
FIGURA 5.3: CONFRONTO DELLA PERFORMANCE RATIO.....	73
FIGURA 5.4: DIAGRAMMA DELLE OMBRE - IMPIANTO SU SUOLO	74
FIGURA 5.5: DIAGRAMMA DELLE OMBRE - IMPIANTO SU TETTO	75
FIGURA 5.6: CONFRONTO DELLE PERDITE TERMICHE	77
FIGURA 5.7: CONFRONTO TERMICO MODULI FV SU COPERTURA COMPLANARE A SX E STRUTTURA INCLINATA A DX	77
FIGURA 5.8: TRACKER MONOASSIALE MODELLO OMEGA TR1.....	84
FIGURA B.1: SEZIONE 15/16 E A-A	97
FIGURA B.2: SEZIONE B-B E C-C	97
FIGURA B.3: SEZIONE D-D	98
FIGURA B.4: SCAVI PER POSA DEI CAVI AC	98
FIGURA C.5: FATTORE DI CORREZIONE K1- POSA INTERRATA	99

FIGURA C.6: FATTORE DI CORREZIONE K2 – POSA INTERRATA.....	100
FIGURA C.7: FATTORE DI CORREZIONE K3 E K4 – POSA INTERRATA.....	101
FIGURA C.8: FATTORE DI CORREZIONE K1- POSA AEREA	101
FIGURA C.9: FATTORE DI CORREZIONE K2 - POSA AEREA	102
FIGURA D.10: SCHEDA TECNICA INVERTER SG125CX-P2	103
FIGURA D.11: SCHEDA TECNICA INVERTER SG110CX.....	104

Indice delle tabelle

TABELLA 1: CONFRONTO ECONOMICO PRELIMINARE	43
TABELLA 2: PREVENTIVO VOCI DI COSTO IMPIANTO A TERRA.....	44
TABELLA 3: VOCI DI COSTO IMPIANTO SU COPERTURA	45
TABELLA 4:VERIFICA DELLA TENSIONE DELLE STRINGHE PER MODULO SUNTECH 655WP	58
TABELLA 5:VERIFICA DELLA TENSIONE DELLE STRINGHE PER MODULO SUNTECH 665WP	59
TABELLA 6:SCELTA DELLA SEZIONE DEL CAVO PER LA CORRENTE ALTERNATA - IMPIANTO SU SUOLO	63
TABELLA 7:VERIFICA DELLA TENSIONE DELLE STRINGHE PER IL MODULO LONGI 430W	68
TABELLA 8: SCELTA DELLA SEZIONE DEL CAVO PER LA CORRENTE ALTERNATA - IMPIANTO SU SUOLO.....	70
TABELLA 9: TABELLA DI CONFRONTO INDICATORI ECONOMICI	82
TABELLA 10: CONFIGURAZIONE IN CORRENTE CONTINUA - IMPIANTO SU SUOLO.....	95
TABELLA 11: CONFIGURAZIONE IN CORRENTE CONTINUA - IMPIANTO SU COPERTURA	96

Capitolo 1– Introduzione

1.1 Obiettivo della tesi

L'obiettivo della presente tesi è quello di valutare in maniera sistematica gli aspetti principali legati alla realizzazione di un impianto fotovoltaico industriale, mettendo in evidenza le differenze più significative tra un'installazione a terra e un'installazione su copertura. Lo studio ha seguito un percorso articolato, che parte dall'analisi degli iter autorizzativi, diversi sia per tipologia di documentazione richiesta sia per tempistiche di approvazione, per poi affrontare una valutazione economica preliminare e un confronto tecnico tra le due soluzioni. Sono stati esaminati in particolare gli elementi progettuali, le caratteristiche dei componenti, le modalità di posa e di gestione del cantiere, al fine di individuare le peculiarità e le criticità di ciascun approccio installativo. L'analisi si è infine concentrata sulla comparazione delle produzioni energetiche attese e sui principali parametri economici, con l'obiettivo di fornire un quadro chiaro e comparativo delle opportunità e delle sfide connesse alla scelta tra impianto fotovoltaico a terra e uno su copertura.

È importante sottolineare che i due impianti presi in esame hanno rappresentato un riferimento utile per mettere in luce le principali differenze e per consentire un'analisi più approfondita delle soluzioni considerate; tuttavia, non possono essere intesi come casi standard da adottare in maniera diretta ed esclusiva. Essi devono piuttosto essere interpretati come **spunti di riflessione** e strumenti di confronto, capaci di stimolare valutazioni tecniche ed economiche più ampie e di supportare lo sviluppo di idee e strategie progettuali. In questo senso, l'elaborato si inserisce nel contesto attuale delle aziende e delle realtà professionali che operano nel settore del fotovoltaico industriale, chiamate oggi a rispondere con rapidità, efficienza ed economicità alla crescente domanda energetica delle utenze industriali e alle necessità, sempre più pressanti, di potenziamento della produzione fotovoltaica in Italia.

1.2 Metodologia di lavoro

Ai fini di questa tesi la metodologia adottata si basa su un confronto diretto tra due casi studio reali progettati e realizzati da TEA Gest S.r.l.: un impianto a terra in provincia di Torino e un impianto su copertura nel territorio di Piacenza. Entrambi si trovano nel Nord Italia e sono stati selezionati perché, tra i progetti esaminati, rappresentano al meglio le differenze tecniche, autorizzative ed esecutive tra le due configurazioni installative, garantendo al contempo un confronto omogeneo in termini di irraggiamento e condizioni climatiche.

L'analisi è stata concepita come confronto diretto “step by step”, applicato agli stessi criteri e metriche per entrambe le soluzioni:

1. **Iter autorizzativi e documentazione;**
2. **Dimensionamento e scelte progettuali** (lato DC/AC, stringatura, posizionamento inverter, strutture);
3. **Componentistica e BOS** (cavi, quadri, trasformatori, cabine, eventuale CCI);
4. **Logistica di cantiere e modalità esecutive;**
5. **Producibilità e indicatori economici** (kWh/anno, kWh/kWp, costo specifico €/kWp e parametri-economico-finanziari).

Questo approccio consente di **isolare le variabili** che cambiano al variare della tipologia d'impianto, evitando di confondere effetti di sito con effetti di configurazione.

Gli **strumenti e le fonti** utilizzate includono:

- **Autocad** per il design elettrico e strutturale;
- **PvSyst** per la modellazione energetica e l'analisi delle perdite di sistema;
- **PVGIS** (Joint Research Centre) per la base climatica e i dati di irraggiamento a supporto delle simulazioni;
- La **documentazione tecnica di progetto** (layout, schemi, computi, preventivi);
- La **normativa tecnica del CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano** (in particolare CEI 0-16 e CEI 0-21 per la connessione alla rete e CEI 82-25 per criteri di progettazione/ e installazione), utilizzata come riferimento per verifiche, scelte impiantistiche e conformità.

Per garantire la **coerenza del confronto**, i dati economici sono stati normalizzati su base €/kWp, distinguendo tra CAPEX (ingegneria, componenti, subappalti, noleggi) e oneri operativi dove pertinenti. Le ipotesi progettuali sono state rese comparabili (ad esempio limiti di potenza in AC,

criteri di caduta di tensione, vincoli di sicurezza e antincendio), mentre le metriche energetiche sono state derivate da scenari simulativi coerenti con le condizioni di sito.

Infine, la metodologia riconosce alcuni limiti: i risultati derivano da due casi reali specifici e da prezzi di mercato legati al periodo di approvvigionamento considerato; pertanto, non sono automaticamente estendibili a ogni contesto. Tuttavia, l'impostazione "step by step", l'uso di strumenti standard (PvSyst/PVGIS) e il richiamo alla normativa CEI rendono il processo replicabile e le conclusioni applicabili come guida operativa per la scelta tra l'installazione di un impianto a terra o su copertura in contesti industriali analoghi.

1.3 Struttura della tesi

La tesi è articolata in cinque capitoli, oltre a conclusioni, bibliografia e appendici, seguendo un percorso che va dal contesto generale al confronto tecnico-economico dei due casi studio.

- **Capitolo 1 – Introduzione:** Presenta il contesto e le motivazioni del lavoro, definisce gli obiettivi (par. 1.1) e la metodologia adottata (par. 1.2), basata su un confronto step by step tra due impianti reali nel Nord Italia (a terra e su copertura), con l'impiego di PvSyst e PVGIS e con riferimento alla normativa del CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano.
- **Capitolo 2 – Stato dell'arte degli impianti fotovoltaici:** Fornisce l'inquadramento tecnico-scientifico: I fondamenti del fotovoltaico, tecnologie e sviluppi recenti, casi e progetti storici di riferimento, nonché il quadro normativo rilevante (CEI 0-16, CEI 0-21, CEI 82-25, NTC 2018, prevenzione incendi/VVF, aspetti ambientali e regole di rete).
- **Capitolo 3 – Studi di fattibilità e Analisi del problema:** Descrive i casi studio: Impianto a terra (Favria, TO) e impianto su copertura (Piacenza) e il contesto sito-specifico. Illustra i componenti e il BOS (moduli, strutture, inverter, cavi, quadri, trasformatori, CCI) e sviluppa l'analisi tecnico-economica preliminare con normalizzazione dei costi in €/kWp.
- **Capitolo 4 – Proposta progettuale / Sviluppo tecnico:** Riporta i criteri di progettazione e il dimensionamento elettrico lato DC/AC (stringatura, verifiche di tensione a freddo, MPPT, cadute di tensione, schemi unifilari e correnti di cortocircuito). Presenta le scelte progettuali per ciascun caso (layout "as-built", posizionamento degli inverter e delle cabine, strutture e vincoli di sito), evidenziando le differenze applicative tra installazione a terra e su tetto.
- **Capitolo 5 – Analisi dei risultati:** Confronta le prestazioni energetiche (produzione annua, rendimento specifico), gli indicatori economici (costo specifico, LCOE, tempi di

ritorno) e mette in relazione i risultati con lo stato dell'arte. Discute limiti e prospettive (es. adozione di tracker monoassiali, soluzioni tecnologiche emergenti).

Concludono l'elaborato le **Conclusioni**, che sintetizzano gli esiti del confronto e propongono criteri pratici di scelta tra impianto a terra e su copertura, la **Bibliografia** di riferimento e le **Appendici**, che raccolgono materiali di dettaglio (layout, schemi, estratti di calcolo e documentazione a supporto delle analisi).

Capitolo 2 – Stato dell’arte degli impianti fotovoltaici

2.1 Fondamenti teorici del fotovoltaico

L’energia solare fotovoltaica rappresenta una delle principali tecnologie rinnovabili per la produzione sostenibile di elettricità. Il suo funzionamento si basa sulla conversione diretta dell’energia irradiata dal Sole in energia elettrica sfruttando le proprietà elettroniche dei semiconduttori. Tale fenomeno, noto come effetto fotovoltaico, è stato descritto per la prima volta da Becquerel nel 1839 e oggi costituisce il cuore delle moderne celle solari. Per comprendere a fondo il funzionamento dei dispositivi fotovoltaici è necessario richiamare alcuni concetti fondamentali di fisica dello stato solido e di elettronica dei semiconduttori. L’effetto fotovoltaico è il fenomeno fisico alla base della conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica. Esso si manifesta quando un materiale semiconduttore, opportunamente strutturato in una giunzione P-N, viene irradiato da fotoni con energia superiore alla energia di bandgap (E_{gap}).

Il processo può essere schematizzato in tre fasi principali:

1. Assorbimento della radiazione da parte del semiconduttore;
2. Generazione di coppie elettrone-lacuna;
3. Separazione;

La radiazione solare incidente sulla superficie terrestre comprende fotoni con energie comprese principalmente tra circa 1,1 e 3,5 eV, corrispondenti allo spettro visibile e al vicino infrarosso. Non tutti i fotoni sono in grado di generare corrente elettrica nei materiali semiconduttori, perché ciò richiede che l’energia del fotone sia almeno pari all’energia di band gap del materiale, ossia la differenza energetica tra la banda di valenza e la banda di conduzione. Quando un fotone possiede energia sufficiente, può eccitare un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione, lasciando dietro di sé una lacuna e creando così una coppia lacuna-elettrone, elemento fondamentale per il funzionamento dei dispositivi fotovoltaici. Diversi materiali semiconduttori presentano band gap differenti, come illustrato in *figura 2.1*, determinando quali porzioni dello spettro solare sono efficaci a generare l’effetto fotovoltaico. Solo i fotoni con energia pari o superiore al band gap del semiconduttore contribuiscono alla generazione di corrente elettrica, mentre i fotoni a energia inferiore non vengono assorbiti e quelli a energia superiore trasferiscono l’eccesso energetico come calore. La scelta del materiale semiconduttore, quindi, è fondamentale per ottimizzare l’efficienza dei pannelli fotovoltaici, bilanciando l’assorbimento dello spettro solare con la minimizzazione delle perdite energetiche.

L’energia di un singolo fotone è direttamente proporzionale alla sua frequenza secondo la relazione fondamentale introdotta da Max Planck:

$$E = h \times \nu \quad (1)$$

dove E è l'energia del fotone, $h = 6,626 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s}$ è la costante di Planck, e ν è la frequenza della radiazione elettromagnetica. Poiché la frequenza ν è collegata alla lunghezza d'onda λ dalla relazione $\nu = \frac{c}{\lambda}$ con c velocità della luce nel vuoto, l'energia di un fotone può essere espressa anche in funzione della lunghezza d'onda.

$$E = \frac{h \times c}{\lambda} \quad (2)$$

Si assume che non tutte le lunghezze d'onda emesse dallo spettro solare vengono assorbite dai materiali semiconduttori, in funzione della struttura chimica e fisica del materiale, solo una parte delle lunghezze d'onda riesce a generare l'effetto fotovoltaico.

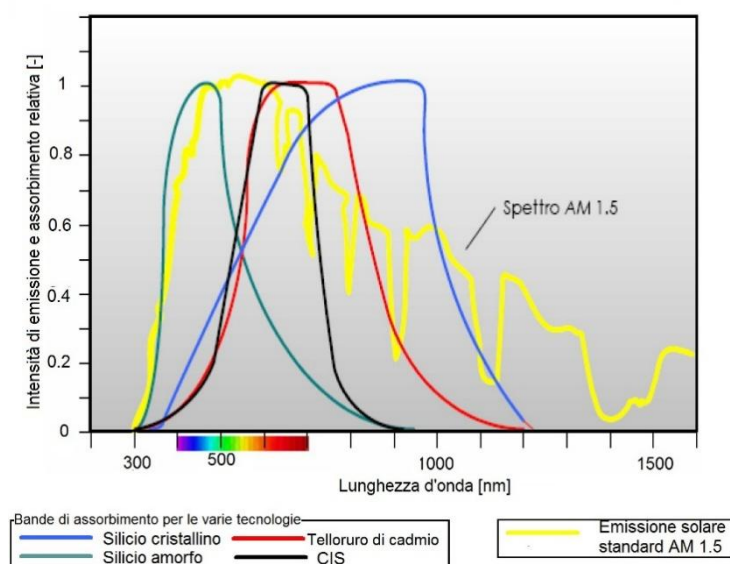


Figura 2.1: Bande di assorbimento e di emissione solare ¹

Uno degli elementi fondamentali che rende possibile il funzionamento delle celle fotovoltaiche è la **Giunzione p-n**, ossia il contatto tra due regioni di semiconduttori opportunamente drogati: una regione di **tipo p** (ricca di lacune) e una regione di **tipo n** (ricca di elettroni liberi). Quando queste due zone vengono messe a contatto, gli elettroni della regione n tendono a diffondere verso la regione p , mentre le lacune della regione p diffondono nella regione n . Questo processo genera una **zona di svuotamento** (o *depletion region*) priva di portatori liberi ma ricca di cariche fisse

¹ Fonte: Appunti Digitali - <https://www.appuntidigitali.it/15756/pannelli-fotovoltaici-e-spettro-di-emissione-solare/>

(ioni accettori e donatori), che crea al suo interno un campo elettrico interno orientato dalla regione n verso la regione p . Il ruolo di questo campo è cruciale:

- Esso agisce come una **barriera di potenziale** che impedisce la ricombinazione spontanea degli elettroni e delle lacune;
- Quando un fotone con energia superiore al bandgap viene assorbito dal semiconduttore, viene creata una coppia elettrone-lacuna. In assenza del campo interno, tale coppia potrebbe ricombinarsi rapidamente;
- Grazie al campo elettrico della giunzione gli elettroni vengono accelerati verso la regione n e le lacune verso la regione p , determinando così la **separazione spaziale delle cariche**.

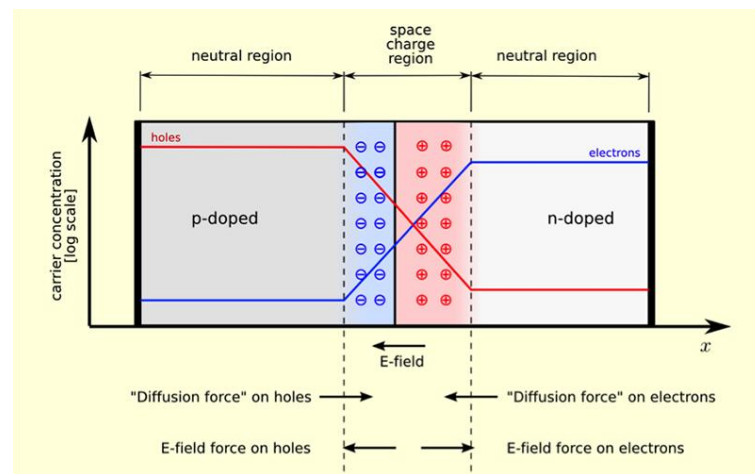


Figura 2.2: Giunzione P-N²

In sintesi, quando i fotoni incidono sulla cella, producono coppie elettrone-lacuna che vengono separate grazie al campo elettrico interno: gli elettroni migrano verso la regione n , le lacune verso la regione p . Questo movimento genera una differenza di potenziale sfruttabile elettricamente tramite un circuito esterno.

Dal punto di vista elettrico, una cella solare può essere descritta mediante un circuito equivalente basato sul comportamento del diodo a giunzione $p-n$, opportunamente modificato per tener conto della generazione fotonica. In assenza di radiazione, la cella si comporta come un diodo classico, la cui corrente è descritta dall'equazione di Shockley:

² Fonte: Open Educational Resource (OER) - [4.2 P-N Junction | EME 812: Utility Solar Power and Concentration](#)

$$I_d = I_0 \cdot (e^{\frac{qV}{kT}} - 1) \quad (3)$$

Dove:

- I_0 è la corrente inversa di saturazione del diodo;
- q è la carica elementare dell'elettrone;
- V è la tensione ai capi della giunzione;
- K è la costante di Boltzmann;
- T è la temperatura assoluta;

Quando la cella è illuminata, la radiazione genera una corrente fotonica I_{ph} proporzionale all'irradianza incidente.

L'equazione della corrente complessiva erogata dalla cella diventa quindi:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot (e^{\frac{qV}{kT}} - 1) \quad (4)$$

Questa rappresentazione, nota come **modello a diodo ideale**, costituisce la base per la descrizione del funzionamento della cella fotovoltaica. Per rendere il modello più aderente al comportamento reale, vengono introdotti due ulteriori elementi:

- Una resistenza in serie (R_s) che rappresenta le perdite ohmiche nei contatti e nel materiale;
- Una resistenza di shunt (R_{sh}) che rappresenta le correnti di perdita attraverso la giunzione;

L'equazione completa della cella fotovoltaica, detta **modello a diodo singolo**, risulta quindi:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (5)$$

dove n è il fattore di idealità del diodo (tipicamente compreso tra 1 e 2).

Dalla curva caratteristica corrente-tensione (I-V) ottenuta con questo modello si definiscono i parametri principali di una cella fotovoltaica:

- Corrente di corto circuito (I_{sc}): la corrente erogata dalla cella a $V=0$;
- Tensione a vuoto (V_{oc}): la tensione ai capi della cella a $I=0$;
- Punto di massima potenza (MPP): il punto della curva I-V in cui il prodotto $P=V \cdot I$ è massimo;
- Fattore di forma (FF): indice della qualità della curva I-V, definito come:

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (6)$$

- Rendimento (η): rapporto tra la potenza elettrica massima erogata e la potenza solare incidente:

$$\eta = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{P_{in}} \quad (7)$$

dove P_{in} rappresenta la potenza della radiazione solare incidente sulla superficie attiva della cella.

Questo modello elettrico permette quindi di descrivere in maniera semplice ma efficace il comportamento della cella fotovoltaica, fornendo i parametri fondamentali per il suo dimensionamento e confronto prestazionale. Le nozioni fisiche descritte rappresentano il punto di partenza per comprendere le diverse tecnologie di celle e moduli fotovoltaici oggi impiegate, analizzate nel paragrafo seguente.

2.2 Tecnologie e sviluppi recenti

Il settore fotovoltaico ha conosciuto negli ultimi decenni una crescita costante, favorita sia dal miglioramento delle tecnologie sia dalla progressiva riduzione dei costi di produzione. Le celle fotovoltaiche di prima generazione, basate principalmente sul silicio cristallino, hanno rappresentato a lungo lo standard industriale grazie alla loro affidabilità e alle efficienze relativamente elevate. La necessità di ridurre i costi, aumentare l'efficienza e diversificare le applicazioni ha portato allo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche.

Le celle in **silicio monocristallino** (mono-Si) offrono i rendimenti più elevati tra le tecnologie commerciali, con efficienze che possono superare il 22% nei moduli industriali. La struttura ordinata del cristallo consente una migliore mobilità degli elettroni, riducendo le perdite per ricombinazione. Le celle in **silicio policristallino** (poli-Si), pur presentando rendimenti leggermente inferiori (17–20%), sono più economiche da produrre, e hanno dominato per anni il mercato grazie al compromesso costo/prestazioni.

Per ridurre i costi di produzione e il consumo di materiale semiconduttore, si sono sviluppate le **tecnologie a film sottile**. Tra queste, le più diffuse sono:

- **Tellururo di cadmio (CdTe)**: caratterizzate da un band gap vicino al valore ottimale per l'assorbimento solare (1,45 eV), con buone efficienze a costi contenuti.
- **CIGS (rame-indio-gallio-selenio)**: presentano ottime proprietà di assorbimento e flessibilità di deposizione, con efficienze record in laboratorio superiori al 23%.

- **Silicio amorfo (a-Si):** caratterizzato da un band gap più ampio (circa 1,7 eV), permette di assorbire efficacemente la luce visibile, ma presenta rendimenti inferiori rispetto ad altre tecnologie e problemi di degrado nel tempo.

Negli ultimi anni l'attenzione si è spostata su tecnologie innovative emergenti in grado di superare i limiti intrinseci delle celle tradizionali. Tra queste si distinguono:

- **Perovskiti**, materiali semiconduttori a struttura cristallina che hanno raggiunto in pochi anni efficienze superiori al 25% in laboratorio. Le principali sfide rimangono la stabilità nel tempo e la produzione su larga scala.
- **Celle organiche e a colorante sensibilizzato (DSSC)**, che puntano su costi bassi, flessibilità e trasparenza, sebbene con rendimenti ancora limitati (circa 10–13%).
- **Celle multigiunzione**, che impilano più strati semiconduttori con band gap differenti per sfruttare meglio lo spettro solare. Questa tecnologia, già utilizzata in ambito spaziale, ha permesso di superare il limite teorico di Shockley-Queisser, raggiungendo efficienze record oltre il 40% in laboratorio.

In figura 2.3 l'evoluzione tecnologica in termini di efficienza delle varie tecnologie oggetto di ricerca nel corso degli ultimi 50 anni.

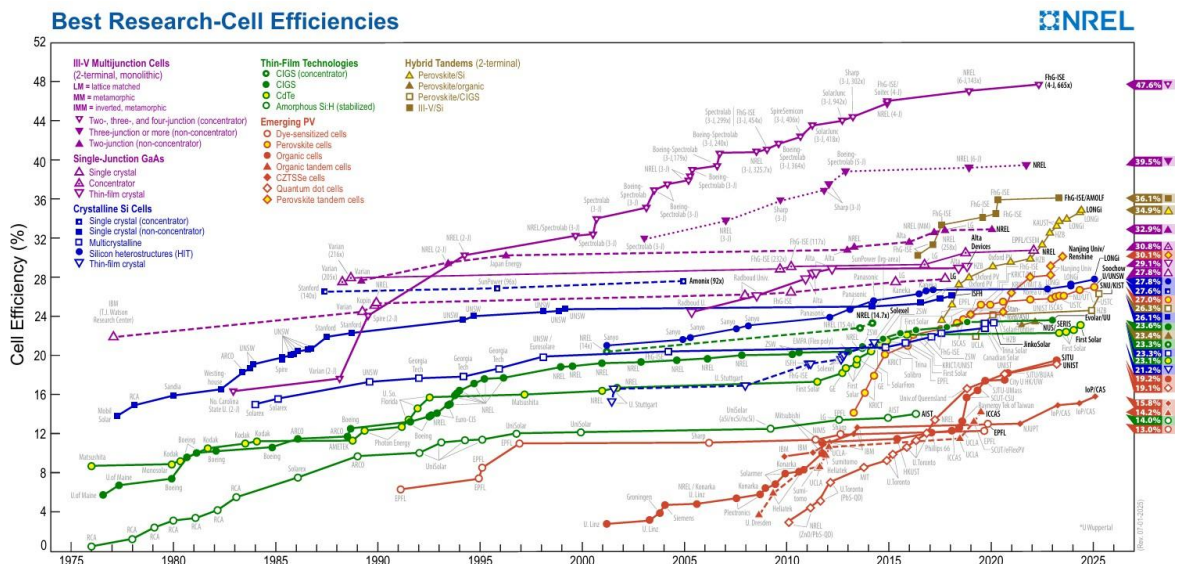


Figura 2.3: Efficienze delle varie tecnologie di celle fotovoltaiche³

³ Fonte: NREL – Best Research-Cell Efficiency Chart – <https://www.nrel.gov/solar/solar-research#pv>

Negli ultimi decenni, il settore fotovoltaico ha mostrato un andamento estremamente regolare nella riduzione dei costi, ben descritto dal concetto di *learning rate*. Secondo la cosiddetta **Swanson's Law**, il prezzo dei moduli solari tende a ridursi di circa il **20% per ogni raddoppio della capacità cumulativa installata**. L'andamento, rappresentato in scala logaritmica, in *figura 2.4* evidenzia una curva quasi lineare che dimostra come l'accumularsi di esperienza produttiva, l'aumento delle economie di scala e i progressi tecnologici abbiano un effetto diretto e costante sui costi.

A titolo di riferimento, negli anni '70 il prezzo dei moduli fotovoltaici superava i **70 dollari al watt**, mentre oggi si attesta a pochi **centesimi di dollaro al watt**. Questa riduzione di oltre due ordini di grandezza è frutto di una combinazione di fattori:

- Miglioramenti nella purezza e nel taglio del silicio;
- Sviluppo di processi industriali più efficienti;
- Innovazioni nei design delle celle;
- Espansione massiccia della produzione;

Il grafico del *learning curve*, in *figura 2.4*, mostra chiaramente come la traiettoria discendente non sia episodica ma strutturale: ogni fase di crescita del mercato ha portato a un ulteriore abbattimento dei costi, creando un circolo virtuoso di competitività. Se inizialmente il fotovoltaico era una tecnologia di nicchia utilizzata quasi esclusivamente in applicazioni spaziali o remote, oggi rappresenta una delle fonti di energia più economiche al mondo, con valori di **LCOE** (Levelized Cost of Energy) competitivi e spesso inferiori alle fonti fossili tradizionali. In prospettiva, se il trend dovesse mantenere la stessa regolarità osservata negli ultimi quarant'anni, ulteriori riduzioni di costo potrebbero essere attese con l'espansione della capacità installata, confermando il fotovoltaico come pilastro imprescindibile della transizione energetica globale.

Non sono solo i moduli a beneficiare di questa "curva dell'esperienza": il Balance of System (cavi, strutture, installazione) mostra un apprendimento ancora più rapido, con costi complessivi che dal 2010 hanno subito riduzioni fino all'82% nei sistemi utility-scale.

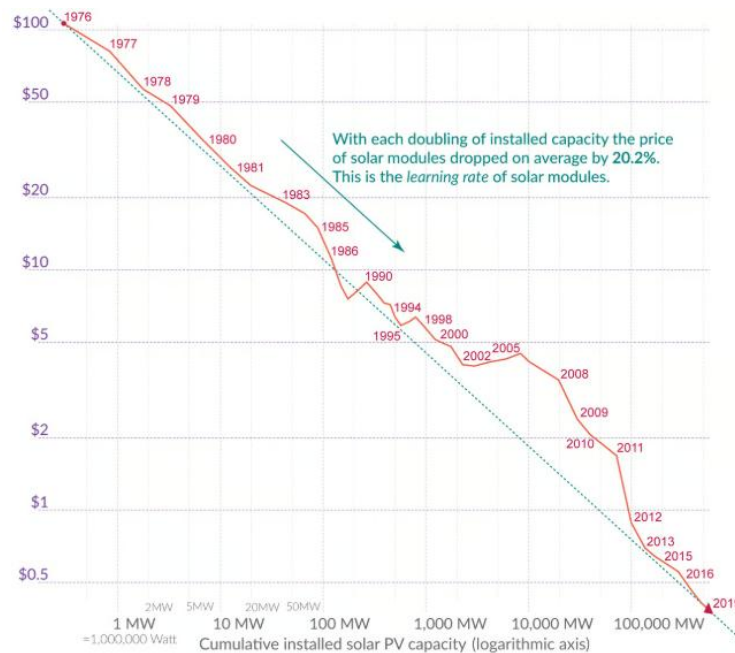


Figura 2.4: Learning Curve celle fotovoltaiche⁴

La figura 2.5 mostra l'evoluzione del **costo livellato dell'energia (LCOE)** per le principali tecnologie rinnovabili nel periodo 2010–2024, espressa in USD/kWh. L'andamento mette chiaramente in evidenza come il fotovoltaico (Solar PV) abbia registrato la riduzione più marcata: da un valore medio di **0,417 USD/kWh nel 2010** a soli **0,034 USD/kWh nel 2024**, con un calo superiore al **90%** in poco più di un decennio. Questo risultato riflette la combinazione di fattori quali la riduzione dei costi dei moduli, l'ottimizzazione delle filiere produttive e l'aumento delle economie di scala. Altre fonti come l'**idroelettrico** e la **geotermia** hanno mantenuto valori pressoché stabili nel tempo, rispettivamente intorno a **0,043–0,060 USD/kWh** e **0,060–0,079 USD/kWh**, mostrando una maturità tecnologica già raggiunta da diversi anni. L'**eolico onshore** ha visto una discesa più graduale, passando da **0,086 USD/kWh** a **0,057 USD/kWh**, mentre l'**eolico offshore**, pur avendo registrato una diminuzione significativa (da **0,208** a **0,092 USD/kWh**), rimane una delle opzioni con i costi più elevati. Una nota particolare riguarda il **solare-termico a concentrazione (CSP)**, che pur avendo ridotto i propri costi da oltre **0,40 USD/kWh** a circa **0,087 USD/kWh**, mostra ancora oggi un divario competitivo rispetto al fotovoltaico convenzionale e all'eolico, a causa della maggiore complessità impiantistica.

Nel complesso, il grafico evidenzia una chiara tendenza: tra tutte le fonti rinnovabili, il fotovoltaico è quello che ha beneficiato maggiormente dei progressi tecnologici e delle dinamiche di mercato, divenendo la tecnologia a più basso costo in assoluto già dal 2021 e consolidando la propria leadership fino al 2024. Questo sorpasso economico nei confronti non solo delle altre

⁴ Fonte: Our World in Data -- <https://ourworldindata.org/learning-curve>

rinnovabili, ma soprattutto delle fonti fossili, conferma il ruolo del fotovoltaico come **pilastro della transizione energetica globale**.

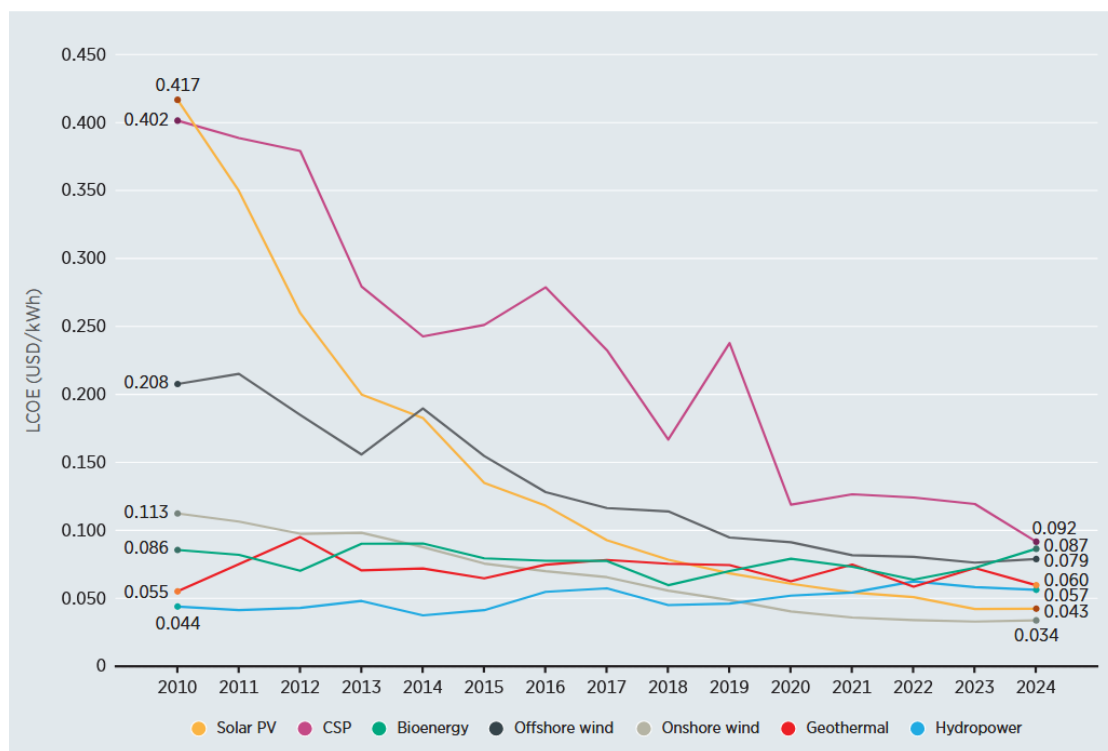


Figura 2.5: LCOE delle varie fonti energetiche⁵

2.3 Studi e progetti precedenti

Lo sviluppo degli impianti fotovoltaici industriali ha origine nei decenni successivi alla prima applicazione spaziale delle celle solari, avvenuta con il satellite **Vanguard 1** (1958), equipaggiato con piccoli pannelli fotovoltaici per alimentare i sistemi di bordo. Questo impiego pionieristico mostrò la robustezza della tecnologia in condizioni estreme e stimolò la realizzazione dei primi progetti sperimentali a terra⁶.

In Europa, un impianto che ha assunto valore storico è il **TISO-10 kW**, installato nel maggio 1982 a Lugano (Svizzera) e considerato il **primo sistema fotovoltaico connesso in rete del continente**. Il progetto, sviluppato con finalità dimostrative e di ricerca, ha avuto un ruolo fondamentale nello studio dell'affidabilità dei moduli e degli inverter. I dati raccolti nel corso di oltre trent'anni di monitoraggio hanno mostrato un degrado dei moduli sorprendentemente contenuto (nell'ordine dello 0,2–0,3% annuo), mentre i problemi maggiori hanno riguardato i

⁵ Fonte: Renewable Power Generation Costs in 2024 – IRENA

⁶ Fonte: NASA, *Vanguard 1 Satellite Data*, 1958.

guasti agli inverter e ai componenti di sistema⁷. Questo impianto rappresenta tuttora un caso di studio di grande rilevanza per la ricerca fotovoltaica, tanto da essere ancora oggetto di analisi retrospettive.



Figura 2.6: L'impianto TISO-10 kW, Lugano (Canobbio-Trevano), 1982⁸

Negli Stati Uniti, nello stesso periodo, si avviarono esperienze su scala più ampia. Nel 1982 **ARCO Solar** realizzò a Hesperia (California) una centrale da circa **1 MW**, una delle prime al mondo in dimensione industriale. Pochi anni più tardi, nel 1984, la **Sacramento Municipal Utility District (SMUD)** inaugurò l'impianto **PV1** presso Rancho Seco, anch'esso da 1 MW, basato su quasi 900 pannelli montati su sistemi di inseguimento monoassiale. L'impianto rimase operativo per oltre ventisette anni, offrendo preziose informazioni sul comportamento di lungo periodo dei sistemi FV⁹, sullo sfondo in *figura 2.7*, le torri di raffreddamento della centrale nucleare poi dismessa nel 1989.

⁷ Fonte: Chianese D. et al., "35 years of photovoltaics: Analysis of the TISO-10-kW plant", *Progress in Photovoltaics*, 2019.

⁸ Fonte: SUPSI PVLab

⁹ SMUD, *Rancho Seco PV1 Case Study*, in *Comstock's Magazine*, 2012



Figura 2.7: SMUVD PVI, 1984⁹

Dal 1986 prese avvio anche il programma **PVUSA (Photovoltaics for Utility Scale Applications)**, una collaborazione tra utilities, governo statunitense e industria con l'obiettivo di sviluppare protocolli di misura condivisi e standard di interconnessione. PVUSA ebbe un ruolo cruciale nel definire le metodologie di test e le metriche prestazionali, anticipando le esigenze delle grandi reti elettriche e facilitando l'ingresso del fotovoltaico nel settore energetico convenzionale¹⁰.

In Italia, l'esperienza più significativa degli anni '90 fu la centrale **Serre-Persano** (Salerno), realizzata da ENEL nel 1993. Con una potenza di **3,3 MW**, all'epoca era il più grande impianto fotovoltaico d'Europa. L'iniziativa, nata come dimostrativa, aveva lo scopo di testare la fattibilità tecnico-economica di un impianto di scala industriale, attraverso il monitoraggio di circa 60.000 moduli policristallini. Nonostante i limiti della tecnologia del tempo, il progetto ha avuto un impatto notevole, fungendo da banco di prova per le politiche energetiche nazionali e dimostrando la possibilità di integrare grandi centrali fotovoltaiche nel sistema elettrico italiano¹¹.

I primi impianti fotovoltaici pilota, realizzati tra gli anni '80 e i primi '90, hanno rappresentato un banco di prova fondamentale per la tecnologia. Le esperienze maturate in questa fase hanno messo in luce diverse criticità che hanno guidato le successive innovazioni tecniche e la definizione di standard internazionali.

¹⁰ DOE/NREL, *PVUSA – Lessons Learned from Photovoltaics for Utility Scale Applications*, 1995

¹¹ ENEL, *La centrale FV di Serre Persano: rapporto tecnico*, 1994; aggiornamenti GSE, 2011

Gran parte dei malfunzionamenti era dovuta agli inverter e ai sistemi di interconnessione, che all'epoca non erano ancora progettati ad hoc e poco standardizzati. Ad esempio, nello storico impianto **TISO-10 kW** (1982), oltre il 60% dei fermi era imputabile a guasti elettronici, mentre i moduli hanno mostrato una sorprendente resistenza nel tempo¹².

Le analisi retrospettive condotte su impianti degli anni '80 e '90 hanno evidenziato fenomeni di **ingiallimento dell'EVA** (etilene-vinil-acetato), perdita di trasparenza dei vetri, delaminazioni e difetti nei box di giunzione. Inoltre, saldature deboli e diodi di bypass difettosi rappresentavano cause frequenti di perdita di potenza. Questi problemi hanno stimolato la nascita di protocolli di qualifica come gli standard **IEC 61215** e **IEC 61730**, oggi adottati globalmente.



Figura 2.8: Invecchiamento e ingiallimento dell'EVA¹³

Gli impianti sperimentali misero in luce l'importanza del **soiling**, cioè l'accumulo di polvere e sporco sui moduli, che in alcuni casi riduceva la produzione fino al 10% in assenza di pulizia regolare¹⁴. Anche l'esposizione ai cicli termici e l'umidità portarono a fenomeni di corrosione dei contatti metallici. Queste osservazioni portarono a sviluppare soluzioni costruttive più robuste e a introdurre pratiche di manutenzione programmata.

Un ulteriore limite delle prime centrali era il costo estremamente alto dell'energia prodotta, che superava i **70–80 cent\$/kWh**, rendendo indispensabili programmi di incentivazione e finanziamenti pubblici. Senza tali sostegni, gli impianti non avrebbero potuto essere realizzati su scala industriale.

¹² Chianese D. et al., "35 years of photovoltaics: Analysis of the TISO-10-kW plant", *Progress in Photovoltaics*, 2019

¹³ Fonte: SecondSol blog, "Error pattern: Discoloration of the EVA film (yellowing)"

¹⁴ Kimber A. et al., "The Effect of Soiling on Large Grid-Connected Photovoltaic Systems in California and the Southwest Region", *IEEE 4th World Conference on PV Energy Conversion*, 2006.

In sintesi, le prime esperienze pilota hanno evidenziato limiti tecnici, economici e gestionali che però si sono trasformati in “lezioni apprese”. Ogni criticità ha infatti contribuito a rafforzare lo sviluppo del settore, portando alla definizione di standard più stringenti, a componenti più affidabili e a sistemi impiantistici sempre più competitivi.

2.4 Normativa di Riferimento

In questo capitolo sono brevemente spiegati i capisaldi normativi da seguire per la realizzazione di un impianto fotovoltaico industriale in Italia. La realizzazione di un impianto fotovoltaico industriale in Italia richiede il rispetto coordinato di diverse normative: regole di connessione alla rete, prescrizioni strutturali, prevenzione incendi, vincoli ambientali e autorizzativi, oltre al quadro regolatorio che disciplina dispacciamento e incentivi. Questo insieme di riferimenti è ciò che garantisce che i progetti siano sicuri, compatibili con la rete elettrica e sostenibili dal punto di vista tecnico ed economico.

Per gli impianti di grande taglia collegati in media o alta tensione il riferimento principale è la **CEI 0-16**, che stabilisce le modalità di protezione e controllo dell'impianto, il comportamento in caso di guasti e i criteri per l'allacciamento in rete. Per impianti collegati in bassa tensione (ad esempio sezioni dedicate all'autoconsumo) si applica invece la **CEI 0-21**, che definisce regole analoghe per la connessione, le protezioni e la qualità dell'energia. La selezione degli inverter e la taratura delle protezioni devono essere coerenti con queste norme e con le specifiche dei gestori di rete.

La **CEI 82-25** fornisce invece linee guida pratiche per progettare, installare e mantenere gli impianti fotovoltaici. Copre aspetti come gli schemi elettrici lato corrente continua, la messa a terra, i dispositivi di protezione contro le sovratensioni, i sistemi di sezionamento e le verifiche da eseguire in fase di collaudo. Le parti più recenti aggiornano i criteri relativi ai moduli, alle strutture di supporto (fisse o con inseguitori) e alla gestione operativa.

Dal punto di vista strutturale si applicano le **Norme Tecniche per le Costruzioni 2018 (NTC 2018)**, che regolano le fondazioni e i sistemi di sostegno dei moduli. Sono fondamentali le verifiche legate alla sismicità del sito, al vento, alla neve e alla stabilità dei terreni.

Gli impianti rientrano inoltre tra le attività soggette a prevenzione incendi secondo il **D.P.R. 151/2011**. La Guida tecnica dei Vigili del Fuoco del 2012 stabilisce i criteri principali:

compartimentazione e distanze di sicurezza, instradamento dei cavi, sezionamento rapido lato corrente continua, segnaletica e protezione dei quadri.

Sul fronte ambientale, il **D.Lgs. 152/2006** (Testo unico ambientale) prevede che gli impianti di taglia industriale possano essere sottoposti a valutazione di impatto ambientale (VIA) o a verifica di assoggettabilità. In questi casi la procedura può essere gestita tramite il PAUR (provvedimento autorizzativo unico regionale) da presentare presso lo sportello unico autorizzativo regionale. Inoltre, i moduli a fine vita ricadono nella disciplina **RAEE** (D.Lgs. 49/2014), che stabilisce le regole per raccolta e riciclo.

Per la connessione alle reti elettriche, oltre alle norme CEI valgono le disposizioni del **Codice di Rete di Terna**, in particolare l'Allegato A.72 che regola la riduzione della generazione distribuita e le interazioni tra gestori e produttori, inclusi i sistemi di teledistacco e limitazione di potenza.

Sul piano degli incentivi, la diffusione del fotovoltaico industriale è stata trainata in passato dal Conto Energia (2005–2013). Oggi il riferimento è il **D.M. 4 luglio 2019 – FER1**, che disciplina registri e aste per i grandi impianti, mentre per configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili valgono i decreti attuativi del MASE (Ministero ambiente e sicurezza energetica) e le regole operative del GSE.

Capitolo 3 – Studi di fattibilità e Analisi del problema

3.1 Contesto e analisi preliminare

3.1.1 Generatore Fotovoltaico a Favria (TO) – su terreno

L'impianto consiste in un campo fotovoltaico a terra, su strutture fisse, con una potenza di picco pari a 1,35 MWp, destinato all'autoconsumo da parte di un'industria limitrofa al sito, distante appena 100 m. L'obiettivo è stato quello di realizzare un campo di moduli fotovoltaici orientati verso Sud, al fine di massimizzare la produzione energetica e consumarla localmente, minimizzando così l'immissione di energia nella rete elettrica. I dati mostrati in Figura 3.1 evidenziano l'andamento dell'irraggiamento mensile medio e quelli in figura 3.2 mostrano l'andamento della temperatura media mensile¹⁵.

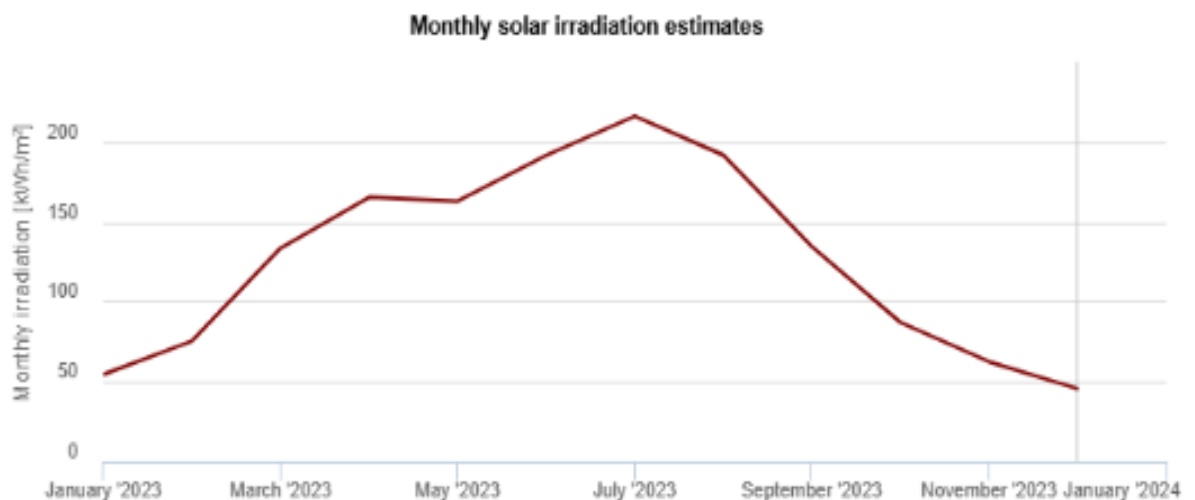


Figura 3.1: Irraggiamento solare medio mensile a Favria

¹⁵ Joint Research Centre, *PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System*, Commissione Europea, disponibile su: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/, ultimo accesso: 26 maggio 2025.

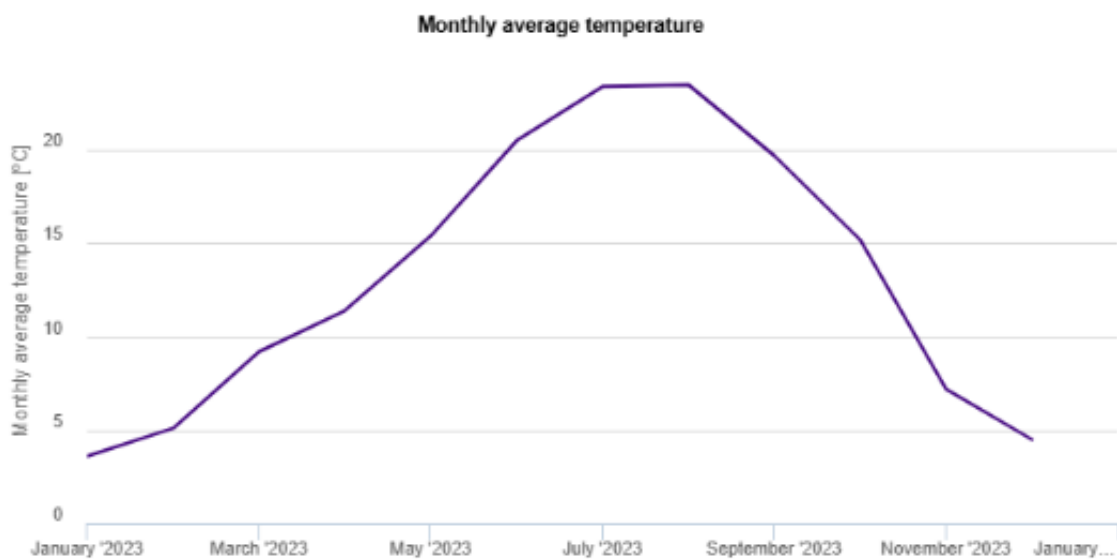


Figura 3.2: Temperatura media mensile a Favria

Il sito di installazione è ubicato nel comune di Favria, provincia di Torino, in una zona caratterizzata da ottima esposizione solare e priva di ostacoli che possano generare ombreggiamenti nel corso dell'intero arco annuale.

La realizzazione del collegamento in parallelo alla rete pubblica sarà conforme alle prescrizioni tecniche della normativa CEI 0-16. Tale collegamento è stato progettato per consentire lo scambio di energia con la rete esclusivamente nei momenti in cui si verifichi un surplus di energia rispetto a quella effettivamente richiesta dall'utenza servita dall'impianto, garantendo così un ritorno economico per i proprietari.

Il sito di installazione evidenziato nella figura 3.3 presenta un perimetro di 660 m, una superficie di 2,4 ettari e si trova a un'altitudine di 290m s.l.m. Il primo documento necessario per eseguire uno studio di fattibilità è la **relazione geologica** che valuta l'appropriatezza del terreno alla realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra. Questa ha evidenziato la presenza di depositi costituiti da ghiaie e sabbia con paleosuoli argillosi superficiali.

Stratigrafia del terreno:

- 0–1,5 m: terreno vegetale e limo sabbioso, poco addensato.
- >1,5 m: ghiaie con ciottoli e sabbia, moderatamente addensate, portanti.
- Fino a 15 m di profondità i terreni restano omogenei e adatti alla costruzione.



Figura 3.3: Sito d'installazione dell'impianto a terra (perimetro in arancione)

Le indagini (sondaggi, penetrometri, MASW) confermano la buona portanza e la stabilità geotecnica. L'area è compatibile con la costruzione e non presenta rischi particolari, se si rispettano le normali precauzioni esecutive. La superficie è pianeggiante, adatta per l'infissione dei pali che costituiranno le vele dell'impianto fotovoltaico. Procedendo verso sud, la superficie disponibile si restringe, riducendo lo spazio disponibile per l'infissione dei pali e riducendo l'ipotetica lunghezza delle vele. L'area di intervento è completamente accessibile da strada asfaltata, a nord del poligono, condizione che agevola il trasporto dei materiali e la futura manutenzione dell'impianto. Lo spazio di manovra è un requisito fondamentale per la posa di eventuali cabine prefabbricate e altri dispositivi necessari all'impianto (quadri di bassa tensione, Relè, sezionatori). La presenza di un fiume sul lato est del poligono evidenziato nella *figura 3.3* e la presenza di un metanodotto sul lato ovest generano delle fasce di rispetto e quindi dei vincoli sullo spazio disponibile per le future installazioni impiantistiche.

3.1.2 Generatore Fotovoltaico a Piacenza – su copertura

L'impianto consiste in un campo fotovoltaico su delle coperture, con diverse orientazioni, con una potenza di picco pari a 624,5 kWp, destinato all'autoconsumo da parte dell'industria proprietaria della copertura. Le coperture selezionate sono state considerate tutte idonee per l'installazione dei moduli. La superficie totale disponibile, *figura 3.4*, è composta da 3 coperture diverse, la copertura numero 1 è costituita da cupoloni di lamiera grecate, perimetro di 208 m e

superficie di 2.598 m^2 . La copertura numero 2 è costituita da falde leggermente inclinate di lamiera grecata, perimetro di 72 m e superficie di 318 m^2 , la copertura numero 3 è costituita da un tetto piano, ricoperto da uno strato in TPO (poliolefine termoplastiche), utile ad isolare termicamente l'immobile, con un perimetro di 284 m e superficie di 4995 m^2 . Sulle prime due si installeranno strutture realizzate con profili in alluminio che manterranno l'assetto dei moduli complanare alla lamiera di copertura. La copertura numero 3, non essendo inclinata ma bensì piana, prevede la posa di strutture realizzate con profili in alluminio zavorrati che manterranno l'impianto inclinato di 15° rispetto al piano di copertura.



Figura 3.4: Perimetri delle coperture dove installare l'impianto

L'irradiazione media mensile è simile al caso previsto per l'impianto a terra, mentre la temperatura media mensile risulta mediamente più alta in estate rispetto all'impianto a terra, a causa di fattori climatici e al fatto che l'impianto è localizzato all'interno di un agglomerato urbano.

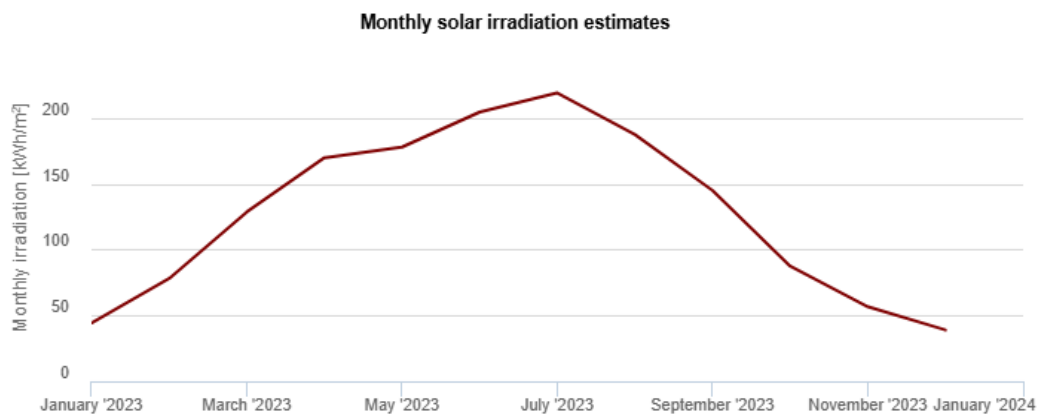


Figura 3.5 :Irradiazione media mensile a Piacenza

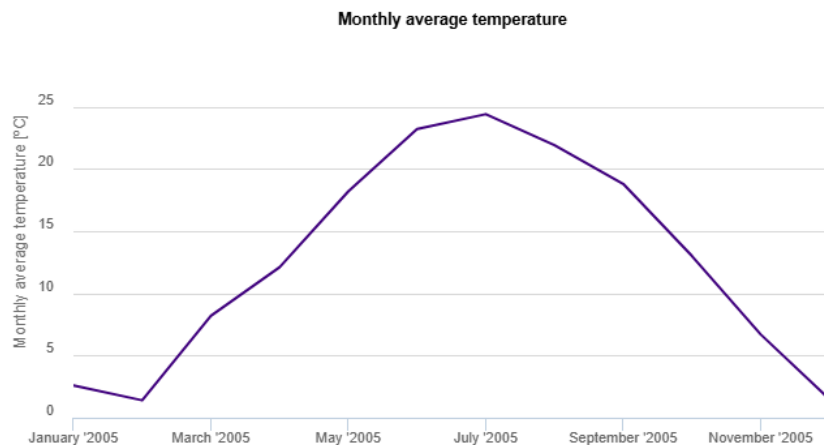


Figura 3.6: Temperatura media mensile a Piacenza

La presenza di ostacoli quali parapetti, falde e lucernai riduce la superficie disponibile e impone dei vincoli sulla distanza da mantenere da essi. L'accesso alla copertura è garantito da due scale a pioli con gabbia di protezione, utile a raggiungere la copertura per le sole persone. Il trasporto di tutti i dispositivi per realizzare l'impianto in copertura sarà eseguito con appositi mezzi e secondo le norme di sicurezza previste. Il sito è esente da ombreggiamenti.

Per un impianto fotovoltaico installato su copertura, il primo documento fondamentale da acquisire per lo studio di fattibilità è il **Certificato di Idoneità Statica (CIS)**, redatto da un tecnico abilitato, che attesti la compatibilità strutturale del fabbricato con i carichi aggiuntivi indotti dall'impianto. Nel caso analizzato, il certificato ha preso in esame:

- Il carico permanente del manto impermeabile presenti in copertura pari a circa 13 kg/m²;
- Il carico permanente del futuro impianto fotovoltaico pari a 15 kg/m²;
- Il carico accidentale da neve valutato 122 kg/m² sulla base della normativa di riferimento per la zona di Piacenza;

Il totale dei carichi agenti sulla copertura raggiunge quindi 150 kg/m², a fronte di un valore limite di progetto di 152 kg/m² già presente agli atti della costruzione. Ne consegue che la copertura risulta idonea a sostenere l'installazione, con un coefficiente di utilizzo pari a circa il 98,7% e un margine residuo di sicurezza ridotto, ma sufficiente per garantire la fattibilità preliminare dell'intervento.

Questo tipo di verifica costituisce il primo passo imprescindibile per la realizzazione di un impianto sulla copertura di un edificio, al pari della relazione geologica per un impianto a terra, poiché consente di stabilire se la struttura esistente può sopportare i nuovi carichi senza compromettere la stabilità complessiva. Successivamente, in funzione delle soluzioni costruttive

adottate, sarà necessario eseguire ulteriori verifiche più di dettaglio: in particolare la corretta distribuzione degli sforzi e degli ancoraggi, per evitare concentrazioni localizzate non previste (ad esempio nei punti di staffaggio delle travi), nonché le verifiche statiche relative alle azioni del vento e ai carichi di manutenzione locale che possono gravare in modo discontinuo sulla copertura.

3.2 Quadro Autorizzativo

L'installazione di un impianto fotovoltaico, sia su tetto che a terra, non può prescindere da un'attenta analisi del quadro autorizzativo, che rappresenta una fase cruciale dell'iter progettuale perché incide direttamente sulla fattibilità tecnica, amministrativa ed economica dell'intervento. Le procedure e gli enti competenti cambiano infatti a seconda della tipologia di installazione.

Per gli impianti fotovoltaici su copertura, soprattutto se integrati in edifici esistenti e privi di particolari vincoli paesaggistici, è spesso sufficiente presentare una **DILA (dichiarazione di inizio lavori asseverata)** presso il Comune. Questo iter rientra in un regime semplificato che riduce tempi e complessità, e coinvolge principalmente l'ufficio tecnico comunale, che verifica la conformità edilizia e urbanistica.

Gli impianti a terra, invece, sono in genere soggetti a procedure più articolate, in quanto incidono maggiormente sul territorio. In questi casi si ricorre di norma alla **PAS (procedura abilitativa semplificata)** o, per impianti di taglia maggiore o situati in aree vincolate, all'**Autorizzazione Unica (AU)** rilasciata dalla Regione o dalla Provincia delegata. In tali procedimenti vengono coinvolti più enti: Comune, Regione, Sovrintendenza (per aspetti paesaggistici), ARPA (per valutazioni ambientali) e Vigili del Fuoco (per la prevenzione incendi).

La distinzione tra le due tipologie di impianto è quindi significativa: mentre l'installazione su tetto si colloca in un quadro amministrativo più snello e circoscritto, quella su suolo comporta un iter autorizzativo multilivello che deve armonizzare vincoli urbanistici, ambientali e paesaggistici. Questa differenza emerge anche nei casi studio analizzati: per l'impianto a terra si è resa necessaria la presentazione della PAS, mentre per l'impianto su copertura è stato sufficiente il deposito di una DILA.

3.2.1 La Procedura abilitativa semplificata

La **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)**, è un titolo abilitativo edilizio disciplinato dall'art. 6 del D.lgs. 28/2011, rappresenta un regime autorizzativo alternativo all'**Autorizzazione**

Unica per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Originariamente prevista per impianti di piccola e media taglia, la PAS è oggi applicabile, in presenza di aree idonee, anche a impianti fotovoltaici con potenza superiore a 1 MW (fino a 20 MW), secondo le modifiche introdotte dal D.L. 17/2022 e recepite dalla normativa regionale di riferimento. La PAS consente al proponente di avviare i lavori decorsi 30 giorni dalla presentazione della documentazione presso lo **Sportello Unico per le Attività Produttive (SUAP)** del Comune, a condizione che non vengano richieste integrazioni o rilievi da parte degli enti coinvolti.

Gli enti coinvolti sono:

La soprintendenza per il rispetto di vincoli paesaggistici, storici o archeologici, il **Genio civile** per le denunce sismiche per le opere strutturali, **L'Arpa** per gli impatti ambientali rilevanti (scavi, rumori, emissioni, ecc.). Il SUAP richiede documenti tecnici e amministrativi da trasmettere agli enti elencati per ottenere il tacito assenso e permettere l'inizio dei lavori, tra cui:

- Autorizzazione paesaggistica;
- Relazione tecnica asseverata da un tecnico abilitato;
- Documentazione catastale e urbanistica;
- Elaborati grafici (planimetrie, layout, schemi elettrici);
- Denunce sismiche;
- Eventuali atti di assenso già acquisiti;

Il vantaggio della PAS risiede nella sua celerità rispetto all'Autorizzazione Unica, pur richiedendo un grado elevato di precisione documentale. Il principale fattore di rallentamento nel procedimento di PAS è rappresentato dalla necessità di fornire un elevato numero di documenti e integrazioni, che frequentemente incidono negativamente sui tempi di istruttoria, posticipando l'avvio effettivo dei lavori. Tra la documentazione tecnica necessaria per la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS), riveste particolare importanza la corretta predisposizione delle **denunce sismiche** relative ai diversi componenti strutturali, strutture e cabine, da trasmettere al genio civile. L'autorizzazione paesaggistica semplificata, nel caso in questione, è stata rilasciata dal comune di Favria, che ha acquisito la delega dalla regione per poterla emettere.

L'ente titolare della funzione paesaggistica richiede sempre il parere della soprintendenza, che valuta tutta la documentazione e che se non esprime un parere negativo (tacito assenso) entro 45 giorni, permette il rilascio della certificazione. **La relazione tecnica asseverata** sostituisce il controllo preventivo tradizionalmente esercitato dagli enti pubblici, consentendo l'avvio dei lavori in tempi rapidi, sotto la responsabilità diretta del professionista firmatario. La documentazione catastale e urbanistica viene usualmente valutata dall'ufficio urbanistica del comune, e comprende estratti del piano regolatore generale, visure e mappa catastali, e il titolo di

disponibilità del sito. Tra i documenti da allegare alla Procedura Abilitativa Semplificata (PAS), gli elaborati grafici rivestono un ruolo centrale in quanto consentono di rappresentare in modo tecnico, chiaro e verificabile l'intervento progettuale, sia sotto il profilo urbanistico che impiantistico. Tali elaborati comprendono la planimetria generale del sito, i layout funzionali, gli schemi elettrici unifilari, i prospetti e le sezioni che illustrano lo sviluppo altimetrico e l'integrazione nel contesto. Oltre al loro valore documentale, gli elaborati grafici costituiscono la parte della progettazione che generalmente richiede il maggior dispendio di tempo e risorse, poiché implicano rilievi accurati, modellazione CAD e la verifica di interferenze con i vincoli esistenti e un costante coordinamento tra le diverse discipline tecniche coinvolte (elettrica, strutturale, paesaggistica). L'accuratezza e la coerenza di questi elaborati risultano determinanti per la buona riuscita della procedura autorizzativa e per evitare richieste di integrazioni da parte degli enti competenti. Una volta conclusa positivamente l'istruttoria PAS, l'intervento può avere inizio previa comunicazione formale al SUAP competente. Tale comunicazione, spesso corredata da documenti tecnici e amministrativi legati al cantiere, rappresenta l'atto che segna l'apertura ufficiale dei lavori. In corso d'opera, ulteriori adempimenti come il DURC, il piano di sicurezza o le eventuali denunce strutturali possono essere richiesti a seconda della natura dell'intervento.

3.2.1 DILA, verifica statica e certificazione VVF

La Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA) rappresenta un procedimento semplificato che consente l'avvio immediato dei lavori edilizi, previa presentazione di una dichiarazione firmata da un tecnico abilitato, attestante la conformità dell'intervento alle normative urbanistiche, edilizie e di sicurezza vigenti. Tale procedura è particolarmente utilizzata per l'installazione di impianti fotovoltaici su edifici esistenti, permettendo di velocizzare i tempi di autorizzazione rispetto ai permessi tradizionali. All'interno della pratica DILA, la modulistica svolge un ruolo centrale. Tra i documenti più rilevanti figurano i modelli:

- Modello 3657, contenente i dati anagrafici del committente, la descrizione dell'impianto e la localizzazione dell'area di intervento;
- Modello 3658, utilizzato per dichiarazioni integrative o aggiuntive, come l'attestazione della conformità urbanistica e il rispetto delle normative edilizie;
- Modello 0913, che funge da modulo di trasmissione al SUAP, ovvero l'ufficio comunale competente, e rappresenta la copertina della pratica con la richiesta di protocollazione.

Oltre ai moduli, la documentazione tecnica da allegare alla DILA include:

- Elaborati grafici, quali planimetrie, estratti catastali, e tavole di stato di fatto e progetto;

- Relazione tecnica asseverata, redatta dal tecnico abilitato, che attesta la conformità dell'intervento;
- Schemi elettrici e layout dell'impianto fotovoltaico;
- Documentazione fotografica dello stato attuale dell'edificio e dell'area di intervento;

Questi modelli e documenti, firmati digitalmente dal tecnico incaricato, vengono caricati tramite la piattaforma telematica dedicata, consentendo l'avvio della procedura con tempi definiti per eventuali richieste di integrazione o riscontri.

L'installazione di un impianto fotovoltaico su coperture esistenti richiede una valutazione strutturale preventiva, nota come verifica statica. Questa consiste in un'analisi tecnica approfondita volta ad accertare che la struttura portante del tetto sia in grado di sostenere i carichi aggiuntivi derivanti dall'impianto fotovoltaico, comprese le sollecitazioni dovute al peso dei moduli, dei sistemi di fissaggio e delle condizioni ambientali (vento, neve, ecc.). La verifica viene effettuata da un tecnico strutturista abilitato, che redige una relazione tecnica dettagliata basata sulle Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC 2018) e sulla normativa vigente. Tale documento, seppur distinto dalla DILA, viene solitamente allegato alla pratica per garantire la sicurezza e la conformità dell'intervento edilizio. Nel caso in cui la struttura non risulti adeguata, è necessario prevedere interventi di rinforzo prima dell'installazione.

Per quanto riguarda la sicurezza antincendio, l'installazione di un nuovo impianto fotovoltaico su copertura può richiedere il coinvolgimento dei **Vigili del Fuoco (VVF)**, soprattutto quando l'intervento è soggetto a specifiche normative di prevenzione incendi. La certificazione antincendio dei VVF attesta che l'impianto è conforme ai requisiti di sicurezza previsti, quali la resistenza al fuoco, la corretta segregazione dei sistemi elettrici e l'accessibilità per le operazioni di emergenza. La documentazione da presentare ai VVF comprende relazioni tecniche, schemi elettrici e planimetrie, in cui vengono evidenziate le misure di prevenzione e protezione adottate. Il rilascio del nulla osta o del certificato di conformità antincendio rappresenta un passaggio obbligatorio prima dell'inizio dei lavori, assicurando la tutela della sicurezza sia degli occupanti che degli operatori durante e dopo l'installazione.

3.3 Descrizione tecnica dei componenti

La conoscenza tecnica dei principali componenti che costituiscono un impianto fotovoltaico è essenziale per comprendere le scelte progettuali, valutare l'affidabilità complessiva del sistema e stimare con accuratezza i costi d'investimento. La descrizione riportata in questo paragrafo

fornisce un inquadramento funzionale e tecnico delle tecnologie impiegate, ponendo le basi per l'analisi economica preliminare sviluppata nel paragrafo **3.4**, dove tali componenti verranno confrontati in termini di incidenza economica nelle due configurazioni considerate: impianto a terra e impianto a tetto.

I **moduli fotovoltaici** rappresentano il cuore dell'impianto, responsabili della conversione della radiazione solare in energia elettrica in corrente continua (DC) tramite l'effetto fotovoltaico. Realizzati prevalentemente con celle di silicio monocristallino o policristallino, i moduli sono incapsulati in vetro temperato antiriflesso e montati su telai in alluminio anodizzato per garantire robustezza e durabilità. Le loro caratteristiche fondamentali includono potenza nominale, efficienza di conversione, tolleranza alla temperatura e resistenza agli agenti atmosferici. Questi parametri sono sostanzialmente identici sia per impianti a terra sia per impianti su tetto, mentre possono variare in base alla scelta del fornitore o alle condizioni ambientali specifiche. Le loro dimensioni dipendono dal sito d'installazione, le loro dimensioni variano da una larghezza di 1-1.3 [m] a una lunghezza da 1.5-2.5 [m].

Le **strutture di supporto** hanno il compito di fissare i moduli fotovoltaici garantendone la stabilità, l'orientamento e l'inclinazione ottimale per massimizzare la produzione energetica. Nel caso degli impianti a tetto, tali strutture sono generalmente più leggere e complesse dal punto di vista dell'installazione, poiché devono essere integrate e compatibili con la copertura esistente, rispettandone la tenuta e i vincoli strutturali. Le strutture a terra, invece, prevedono elementi più robusti e standardizzati, quali pilastri metallici infissi o plinti di fondazione in calcestruzzo, che consentono una maggiore flessibilità di orientamento e inclinazione, ma comportano interventi di fondazione più impegnativi. Questa differenza impatta sui tempi e costi di installazione, con le strutture a tetto che richiedono una progettazione più customizzata e una maggiore attenzione alle problematiche di sicurezza in quota.



Figura 3.7: Struttura per tetti piani in configurazione EST-OVEST¹⁶



Figura 3.8: Strutture a terra per impianti utility in fase di assemblaggio¹⁷

Gli **inverter** trasformano la corrente continua dei moduli in alternata e, soprattutto, decidono quanta energia si riesce davvero a portare a valle. Negli impianti **a tetto** si preferiscono inverter di stringa (o micro-inverter) perché sono modulari, tollerano meglio ombreggiamenti e disuniformità tra file e si adattano a coperture complesse. Negli impianti **a terra**, invece, prevalgono soluzioni centralizzate o skid di stringa ad alta potenza: meno unità, layout più pulito lato BOS, interfaccia diretta in media tensione e gestione omogenea di grandi campi. Rispetto al passato, gli inverter sono passati da semplici convertitori a controllori di rete, grazie a: efficienze più alte, controlli termici e diagnostica evoluta, funzioni di supporto alla rete (regolazione di potenza reattiva, ride-through) e protezioni più intelligenti. Il salto di qualità più visibile però è

¹⁶ Fonte: Kseng, *East-West dual tilt solar flat roof mounting system*, official site Kseng

¹⁷ Fonte: FLEXRACK by Qcells, *Fixed Tilt Racking*.

nel **tracciamento del punto di massima potenza (MPPT)**. L'inverter rileva la curva corrente-tensione della stringa di moduli e si posiziona dove il prodotto $P = V \cdot I$ è massimo. La ricerca nella curva avviene con perturbazioni controllate: se la potenza aumenta continua in quella direzione, se cala cambia verso. Con più canali MPPT indipendenti, ogni porzione del campo può ottimizzarsi da sola; questo è decisivo su tetti con ombre parziali o orientamenti diversi, ma utile anche a terra quando ci sono differenze tra stringhe o non sono costituite tutte dallo stesso numero di moduli. Il risultato è una maggiore energia utile in condizioni reali, con una migliore qualità della potenza immessa e una gestione più robusta delle variazioni di irraggiamento e temperatura.

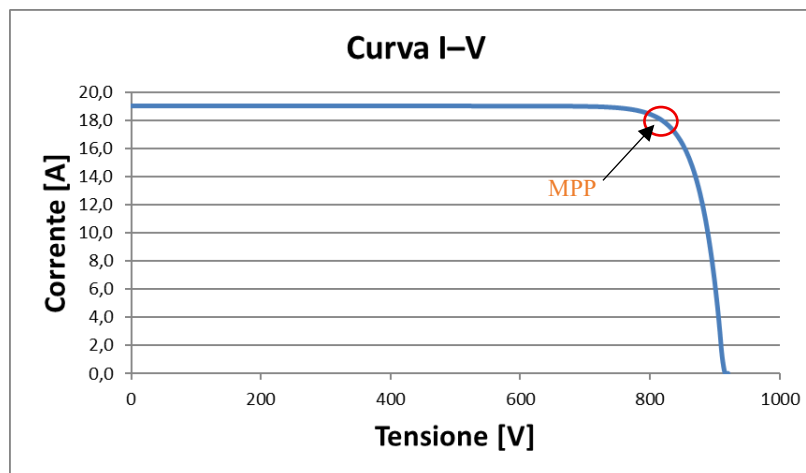


Figura 3.9: Curva tensione-corrente e MPPT

I **cavi elettrici** rappresentano i collegamenti necessari per il trasporto dell'energia elettrica all'interno dell'impianto. Si distinguono principalmente in cavi per corrente continua (DC) e cavi per corrente alternata (AC). I cavi DC, che collegano i moduli agli inverter, sono progettati per resistere a sollecitazioni termiche, ai raggi UV e a condizioni ambientali esterne, e sono generalmente di sezione maggiore rispetto ai cavi AC, per via delle correnti più elevate e delle perdite da contenere. I cavi AC, che trasportano la corrente alternata dall'inverter verso la rete o al punto di consumo, sono invece dimensionati in funzione della potenza e delle distanze interne all'impianto. Negli impianti a terra, la lunghezza dei cavi AC può essere significativa, influenzando la scelta della sezione e la progettazione complessiva, mentre negli impianti a tetto le distanze sono generalmente più contenute. I cavi elettrici per entrambe le funzioni devono essere dimensionati in funzione di più parametri e rispettare più vincoli contemporaneamente;

In particolare, è necessario rispettare il vincolo sulla caduta di tensione:

$$\Delta V = K \cdot I \cdot L \cdot (R_L \cdot \cos \varphi + X_L \cdot \sin \varphi) \quad (8)$$

Dove:

- ΔV è la caduta di tensione lungo il conduttore;
- K è 2 se conduttore monofase, $\sqrt{3}$ se conduttore trifase;
- I è la corrente di impiego della linea;
- L è la lunghezza della linea;
- R_L è la resistenza della linea;
- X_L è la reattanza della linea;
- $\cos \varphi$ è il fattore di potenza attiva;
- $\sin \varphi$ è il fattore di potenza reattiva;

Per determinare la caduta di tensione:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V \cdot 100}{V} \quad (9)$$

Dal punto di vista del design dei cavi, la caduta di tensione è dipendente dalla sezione e dalla lunghezza dei cavi, ed è buona prassi imporre nel design elettrica una caduta di tensione $\Delta V < 2\%$.

I **cavidotti e le canaline** costituiscono gli elementi fondamentali per il corretto instradamento e la protezione dei cavi elettrici all'interno dell'impianto fotovoltaico. Essi hanno la funzione di garantire ordine e sicurezza nel cablaggio, facilitando al contempo le attività di manutenzione e ispezione. Nei sistemi installati a terra, i cavidotti vengono generalmente realizzati in materiale plastico ad alta resistenza o in cemento, e posati all'interno di scavi che seguono i percorsi definiti in fase progettuale. Questa soluzione consente di proteggere i cavi dalle sollecitazioni meccaniche e dagli agenti atmosferici, riducendo il rischio di deterioramento nel lungo periodo. Negli impianti su copertura, invece, la posa dei cavi avviene quasi sempre in canaline metalliche o plastiche fissate alla superficie del tetto o alle strutture di supporto dei moduli. Le canaline, spesso microforate per favorire la ventilazione e lo smaltimento del calore, permettono di mantenere i cavi raccolti e ordinati, riducendo la possibilità di danneggiamenti accidentali e facilitando eventuali sostituzioni. In entrambi i casi, la scelta della tipologia di cavidotto o canalina è guidata da criteri di resistenza meccanica, protezione contro raggi UV e agenti esterni, grado di protezione IP e compatibilità con le norme CEI in materia di posa dei cavi. L'adozione di sistemi di instradamento adeguati contribuisce in modo significativo alla durabilità e alla sicurezza complessiva dell'impianto, oltre a semplificare le future attività di monitoraggio e manutenzione.



Figura 3.10: Canaline e posa delle terne di cavi in AC

I **quadri elettrici** rappresentano il fulcro per la distribuzione e la protezione dei circuiti sia in corrente continua che in corrente alternata. Essi includono dispositivi di protezione da sovracorrente, sovratensione e guasti a terra, nonché strumenti di misura e sezionamento. Negli impianti industriali, il lato in corrente continua è gestito integralmente dagli inverter, perciò l'ossatura elettrica è composta dai **quadri di bassa tensione (BT)** e sui **quadri di media tensione (MT)**. I primi raccolgono le uscite trifase degli inverter, le proteggono e le convogliano verso il trasformatore BT/MT o verso la rete BT del sito; i secondi presidiano il punto di consegna o collegamento alla rete in MT, assicurando manovra, misura e protezioni di interfaccia. È in questi quadri che si realizza la selettività delle protezioni, la sicurezza del personale (sezionamento, interblocchi, messa a terra) e la continuità di servizio: senza di loro manca un luogo ordinato e certificabile in cui concentrare manovra, protezione, misura e monitoraggio dell'impianto. Le dimensioni e gli ingombri dipendono dalla corrente nominale, dal numero di partenze e dagli accessori (misure, rifasamento, SPD, comunicazione). In BT, parliamo tipicamente di armadi modulari da pavimento a colonne affiancabili con altezze di 2-2,2 [m], profondità di 0,4-0,8 [m] e larghezze per colonna di 0,4-1,2 [m]. In MT, i quadri si distinguono quelli **a celle (AIS)**, più grandi e profondi, adatti a correnti elevate e schemi complessi, e le **RMU/GIS compatte**, molto più contenute con accesso frontale.

Il **Controllore Centrale di Impianto (CCI)** è l'apparato che rende un impianto fotovoltaico connesso in media tensione osservabile e, quando richiesto, controllabile dal gestore di rete. L'obbligo di installazione nasce con la delibera **ARERA 540/2021/R/eel**, che lo impone per gli

impianti di potenza pari o superiore a **1 MW** e ne definisce modalità e responsabilità¹⁸. Con la successiva ARERA 385/2025/R/eel l'obbligo è stato esteso anche agli impianti di $P \geq 100$ kW, prevedendo l'attivazione della funzionalità di limitazione della potenza attiva (PF2) con scadenze differenziate: entro l'inizio del 2026 per gli impianti da 1 MW in su ed entro l'inizio del 2027 per quelli tra 100 kW e 1 MW¹⁹. Il CCI, come descritto dalla Norma CEI 0-16 (allegati O e T), acquisisce le grandezze elettriche al punto di connessione, le organizza e le invia al distributore tramite protocollo IEC 61850²⁰. Quando attivo in modalità di controllo, può applicare set-point di potenza o di fattore di potenza coordinando i generatori interni, così che l'impianto si comporti come un unico generatore equivalente. Dal punto di vista pratico, il CCI viene installato in cabina MT, al punto di consegna o subito a valle, dove ha accesso ai trasformatori di misura e alla rete di comunicazione di impianto. La responsabilità della fornitura, installazione e manutenzione ricade sul produttore, mentre la gestione dei dati e dei comandi compete all'impresa distributrice, che li trasmette a Terna secondo le regole del Codice di Rete.

I trasformatori svolgono il ruolo di adeguare il livello di tensione tra l'uscita degli inverter (bassa tensione) e la rete di distribuzione (media tensione), così da ridurre le correnti, contenere le perdite nei cavi e rispettare le condizioni di connessione del gestore di rete. Forniscono isolamento galvanico tra l'impianto e la rete, requisito spesso richiesto dai criteri di connessione e dalle buone pratiche impiantistiche. Il principio fisico su cui si basano questi dispositivi è l'induzione elettromagnetica: due avvolgimenti accoppiati tramite un nucleo magnetico trasferiscono potenza in **corrente alternata** con un rapporto di trasformazione fissato dal numero di spire. Perdite nel rame e nel ferro esistono ma, per legge, devono restare entro limiti massimi: l'UE impone requisiti di ecodesign (perdite a vuoto e a carico) ai trasformatori immessi sul mercato, con livelli minimi di efficienza aggiornati nel 2019²¹.

I trasformatori si installano all'interno di cabine dedicate e ventilate, preferibilmente in prossimità delle cabine che ospitano i quadri elettrici (BT/MT) per ridurre le tratte di cablaggio e facilitare la manutenzione. L'accesso è vietato al personale non autorizzato per la presenza di apparecchiature in media tensione; Gli accessi devono essere controllati (porte chiuse a chiave/interbloccate) e segnalati con idonea cartellonistica di pericolo. Risulta importante la scelta

¹⁸ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), *Delibera n. 540/2021/R/eel – Interventi per l'osservabilità degli impianti di produzione in media tensione*.

¹⁹ Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), *Delibera n. 385/2025/R/eel – Aggiornamento dell'Allegato A.72 al Codice di Rete di Terna e estensione dell'obbligo CCI*.

²⁰ Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), *Norma CEI 0-16 – Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti MT e AT delle imprese distributrici di energia elettrica*, Allegati O e T.

²¹ **Regolamento (UE) n. 548/2014** sugli *ecodesign* dei trasformatori, come modificato dal **Reg. (UE) 2019/1783** (livelli minimi di efficienza/perdite).

della potenza e dell'impedenza, l'adeguata classe di isolamento e raffreddamento, la verifica del rumore e, per i trasformatori in olio, il bacino di raccolta e protezioni antincendio coerenti con il contesto normativo locale.



Figura 3.11: Trasformatore a secco in resina²²

Il **sistema di Televisione a Circuito Chiuso (TVCC)** viene adottato per finalità di sicurezza e sorveglianza negli impianti fotovoltaici, specialmente in quelli a terra che occupano vaste aree esposte a possibili intrusioni o atti vandalici. L'installazione di telecamere collegate a sistemi di monitoraggio remoto consente di proteggere fisicamente l'investimento e di garantire il controllo continuo dell'area impiantistica. Negli impianti su tetto, generalmente più accessibili e in contesti meno esposti, il TVCC è meno comune e la mancata necessità d'installazione costituisce una fonte di risparmio economico e di tempo non indifferente.

3.4 Analisi Tecnico-Economica Preliminare

L'analisi tecnico economica preliminare vuole valutare la fattibilità economica di un investimento, stimare i costi del nuovo impianto da realizzare e i tempi necessari, suddividendo la questione nelle varie:

- Ingegneria;
- Task esecutiva e manodopera;
- Acquisto dei componenti;
- Subappalti;
- Noleggi;
- Extracosti;

²² Fonte: DMM 86-531 Gießharz-Trockentransformator.jpg

Tra le voci di costo, l'**ingegneria** comprende l'insieme delle attività tecniche e autorizzative, tra cui la progettazione dell'impianto, l'ottenimento dei permessi da parte degli enti competenti, la gestione delle fasi 1 e 2 della richiesta di connessione alla rete elettrica nazionale, nonché le attività di sopralluogo, verifica e collaudo finale. La fase esecutiva corrisponde all'organizzazione operativa dell'intero processo installativo, dettagliata in un piano di lavoro strutturato che definisce tempistiche, risorse e responsabilità. La voce relativa alla **manodopera** include il costo delle risorse umane impiegate, classificate secondo livello di specializzazione e funzione tecnica (es. elettricisti, installatori, tecnici di cantiere, project manager). L'**approvvigionamento** dei componenti copre le attività di acquisto delle forniture principali: strutture di supporto, moduli fotovoltaici, inverter, cavi e quadri elettrici, trasformatori, cabine di trasformazione, canaline di distribuzione, e - ove previsto - contatori di produzione. I subappalti rappresentano tutte le attività o lavorazioni esternalizzate a terze imprese su delega del contractor principale (EPC – Engineering, Procurement and Construction). I **noleggi** si riferiscono ai costi connessi all'utilizzo di mezzi e macchinari non di proprietà, ma indispensabili alle operazioni in cantiere (gru, piattaforme, escavatori, ecc.). Infine, gli **extracosti** includono tutti gli oneri non previsti a budget, che emergono in corso d'opera durante le fasi di progettazione, installazione o gestione, e che possono derivare da imprevisti tecnici, logistici o normativi.

Tutte le fasi precedentemente descritte, dall'ingegneria alla gestione degli extracosti, costituiscono elementi comuni nella realizzazione sia di impianti fotovoltaici a terra che su copertura. La valutazione tecnico-economica preliminare evidenzia come tali attività possano presentare numerose analogie ma anche significative differenze, in funzione della natura e della collocazione dell'impianto. In particolare, è proprio l'analisi comparativa di queste fasi che consente di determinare le principali divergenze in termini di complessità progettuale, onerosità esecutiva, tempistiche autorizzative, velocità realizzativa e sostenibilità economica. La tempistica di realizzazione, infatti, rappresenta un parametro cruciale non solo per ragioni operative e contrattuali, ma anche per il ritorno sull'investimento, influenzando direttamente i tempi di entrata in esercizio e, conseguentemente, la generazione di ricavi. Tali differenze costituiscono il nucleo dell'indagine di questa tesi e rappresentano i fattori determinanti nella scelta tra un impianto a terra e uno su tetto, incidendo in maniera sostanziale sulla redditività dell'investimento, sulla logistica di cantiere e sull'interazione con il contesto urbanistico e ambientale.

	Impianto a terra	Impianto a tetto
POTENZA	1351 kWp	625 kWp
COSTO TOTALE	875.340 €	330.370 €
COSTO €/Kwp	648 €/kWp	529 €/kWp
TEMPO DI REALIZZAZIONE	Sette mesi	Quattro mesi

Tabella 1: Confronto economico preliminare

Come riportato nella **Tabella 1**, il confronto preliminare tra un impianto fotovoltaico a terra e uno installato su copertura evidenzia differenze significative sia sotto il profilo tecnico-economico che in termini di tempistiche realizzative. L'impianto a terra, con una potenza nominale pari a 1351 kWp, risulta avere una potenza oltre il doppio rispetto all'impianto su tetto (625 kWp), comportando un investimento complessivo maggiore (845.340 € contro 330.370 €). Il costo specifico per unità di potenza installata (€/kWp) risulta sorprendentemente più elevato nel caso dell'impianto a terra (648 €/kWp), rispetto a quello su copertura (529 €/kWp), nonostante la maggiore scala del progetto. Questo dato suggerisce l'assenza di un'efficace **economia di scala** (scaling factor), che teoricamente dovrebbe comportare una riduzione del costo unitario all'aumentare della potenza installata. Anche il tempo di realizzazione risulta più favorevole per l'impianto su tetto (quattro mesi) rispetto a quello a terra (sette mesi). Queste considerazioni preliminari costituiscono la base per un'analisi comparativa più approfondita, volta a identificare le reali variabili che incidono sull'efficienza tecnico-economica di ciascuna tipologia impiantistica.

Per comprendere appieno le differenze riscontrate nei risultati economici, è fondamentale analizzare in dettaglio le esigenze iniziali stimate per la realizzazione di entrambi gli impianti, conformemente allo stato dell'arte. Per ciò che concerne lo scopo di ognuno dei singoli componenti si rimanda la descrizione al paragrafo 3.2.

Impianto a terra		
Voci di costo	Costo Totale	Costo per kWp
INGEGNERIA	25.650 €	19 €/kWp
COMPONENTI		
Strutture	94.500 €	70,0 €/kWp
Moduli	202.500 €	150,0 €/kWp
Inverter	48.600 €	36,0 €/kWp
Cavi elettrici e capicorda	54.000 €	40,0 €/kWp
Linea elettrica MT (100 m)	14.850 €	11,0 €/kWp
Quadri elettrici di bassa tensione	29.700 €	22,0 €/kWp
Quadri elettrici di media tensione	18.900 €	14,0 €/kWp
CCI	4.995 €	3,7 €/kWp
Trasformatori	35.100 €	26,0 €/kWp
Cabine elettriche di alloggiamento	17.955 €	13,3 €/kWp
Strutture inverters	2.970 €	2,2 €/kWp
SUBAPPALTI		
Opere Civili	53.055 €	39,3 €/kWp
Tvcc	37.530 €	27,8 €/kWp
Taratura del contatore	1.215 €	0,90 €/kWp
Impianto di illuminazione	15.120 €	11,2 €/kWp
MANODOPERA		
Installazione meccanica	54.000 €	40,0 €/kWp
Installazione elettrica	40.500 €	30,0 €/kWp
Allestimento Cantiere	2.025 €	1,5 €/kWp
NOLEGGI		
Sollevatore	10.125 €	7,5 €/kWp
EXTRA		
Scada/monitoraggio	5.400 €	4,0 €/kWp
Oneri di connessione	27.000 €	20,0 €/kWp
SG&I (10%)	79.650 €	59,0 €/kWp
TOTALE	875.340 €	648 €/kWp

Tabella 2: Preventivo voci di costo impianto a terra

Impianto a tetto		
Voci di costo	Costo Totale	Costo per kWp
INGEGNERIA	12.000 €	19,2 €/kWp
COMPONENTI		
Strutture	43.715 €	70,0 €/kWp
Moduli	93.675 €	150,0 €/kWp
Inverter	22.482 €	36,0 €/kWp
Cavi elettrici e capicorda	37.470 €	60,0 €/kWp
Quadri elettrici di bassa tensione	21.858 €	35,0 €/kWp
Strutture inverters	1.374 €	2,2 €/kWp
SUBAPPALTI		
Taratura del contatore	625 €	1,0 €/kWp
MANODOPERA		
Installazione meccanica	24.980 €	40,0 €/kWp
Installazione elettrica	24.980 €	40,0 €/kWp
NOLEGGI		
Sollevatore	4.684 €	7,5 €/kWp
EXTRA		
Scada/monitoraggio	2.498 €	4,0 €/kWp
Oneri di connessione	9.368 €	15,0 €/kWp
SG&I (10%)	30.663 €	49,1 €/kWp
TOTALE	330.370 €	529 €/kWp

Tabella 3: Voci di costo impianto su copertura

La voce di costo relativa all'ingegneria comprende tutte le attività tecniche e documentali necessarie alla progettazione e autorizzazione dell'impianto, incluse le fasi di permitting (rilascio di permessi e autorizzazioni per realizzare l'impianto). Come riportato nella *Tabella 2* e *Tabella 3*, l'impianto a terra presenta un costo stimato di **25.000 €**, contro i **12.000 €** dell'impianto su copertura. Tale differenza è giustificata dalla maggiore complessità autorizzativa e progettuale richiesta per gli impianti a terra. L'iter per l'ottenimento della Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) per un impianto a terra, pur semplificato rispetto all'Autorizzazione Unica, prevede comunque la produzione di una documentazione tecnica più articolata rispetto alle fasi di permitting di un impianto a tetto. Come illustrato nel *paragrafo 3.2*, per installazioni a terra, serve il 'lasciapassare' di più enti che richiedono diverse integrazioni documentali per avere un quadro completo delle opere. Tra i componenti, la voce di costo 'cavi elettrici e capicorda' risulta maggiore (60 €/kWp contro 40 €/kWp) per gli impianti installati in copertura poiché gli spazi

sono ristretti e i passaggi obbligati. I tetti non offrono libertà di movimento o passaggi come il suolo, sono presenti ostacoli come lucernai o macchinari da cui bisogna mantenere la distanza. I cavi devono confluire in canaline, passaggi stretti, condotti interni o scendere in verticale all'interno di pareti, aumentando la lunghezza e conseguentemente il costo. Negli impianti a terra i cavi possono passare sottoterra, con percorsi più corti e liberi.

Negli impianti a terra è quasi sempre prevista una cabina di trasformazione e l'installazione di un trasformatore da bassa a media tensione. Gli impianti a terra anche se installati su terreno limitrofi, comportano distanze, tra i quadri del campo e i quadri delle utenze, dell'ordine delle centinaia di metri. Questo aspetto implica la necessità di installare trasformatori direttamente in campo, per poi prevedere il trasporto su linee di media tensione verso le utenze o le cabine di vendita degli enti distributori locali. Le installazioni su copertura presentano già dei trasformatori, quasi sempre all'interno del sito, utilizzati per il prelievo dell'energia dalle linee di media tensione, questo aspetto evita la necessità di installare nuovi trasformatori. Secondo il Codice di Rete di Terna e le delibere ARERA, in particolare la Delibera 540/2021/R/EEL per gli impianti fotovoltaici superiori a 1 MW è d'obbligo la presenza del CCI (controllore centrale di Impianto). Nel caso in questione viene previsto per l'installazione a terra ed escluso per l'impianto in copertura.

Nel confronto tra i due casi studio analizzati, emergono differenze significative anche per quanto riguarda le opere affidate a terzi, ovvero realizzate mediante subappalti a società specializzate. Nell'ambito dell'impianto fotovoltaico a tetto, l'unica attività delegata è consistita nella taratura del contatore di produzione, operazione necessaria per l'allineamento con i requisiti del gestore di rete, ma di entità contenuta e di impatto economico marginale. Diversamente, per quanto riguarda l'impianto a terra, i subappalti hanno riguardato una serie di interventi strutturali e accessori fondamentali per la funzionalità e la messa in esercizio dell'impianto stesso. Nello specifico, sono state previste e affidate a ditte esterne le opere civili, comprendenti la realizzazione della recinzione perimetrale, delle fondazioni per le strutture di supporto e dei cavidotti interrati per il passaggio delle linee elettriche. A tali interventi si aggiungono anche la posa dell'impianto di videosorveglianza (TVCC), indispensabile per garantire la sicurezza dell'area, e la realizzazione dell'impianto di illuminazione, utile sia per finalità manutentive che per la protezione perimetrale. Tali elementi, seppur assenti o marginali nell'impianto su tetto, rappresentano invece componenti imprescindibili nella realizzazione di un impianto a terra, contribuendo in misura significativa al costo complessivo dell'opera e alla complessità esecutiva dell'intervento.

Per quanto riguarda la fase di manodopera, è stata effettuata una stima comparativa tra impianto a terra e impianto a tetto, considerando le principali attività operative coinvolte. L'installazione

meccanica, ovvero il montaggio dei moduli fotovoltaici e delle strutture di supporto, è risultata sostanzialmente equivalente in termini economici per entrambe le configurazioni, in quanto le complessità operative si bilanciano tra le due soluzioni. Differenze significative si evidenziano invece nella voce relativa all'installazione elettrica, stimata in 30 €/kWp per l'impianto a terra contro 40 €/kWp per l'impianto a tetto. Questa discrepanza è imputabile al fatto che in un impianto a terra i percorsi dei cavi possono essere tracciati in modo più diretto e con minori vincoli strutturali, rendendo le operazioni più rapide e meno onerose. Negli impianti a tetto, la presenza di ostacoli architettonici, spazi ristretti e maggiori requisiti di sicurezza porta a una complessità esecutiva superiore, con conseguente aumento dei costi. In aggiunta, nell'impianto a terra è stato necessario prevedere una voce specifica per l'allestimento del cantiere, comprendente opere temporanee, delimitazioni, viabilità interna e predisposizione delle aree operative. Tali attività, sebbene di natura accessoria, risultano indispensabili per la corretta esecuzione dei lavori e incidono sul costo complessivo della manodopera.

La voce **SG&I** (Soft costs, Generali & Imprevisti) presente per entrambi gli impianti rappresenta costi indiretti che non ricadono direttamente su una voce tecnica (gestione del cantiere, uffici, personale tecnico-amministrativo, sicurezza, assicurazioni di cantiere, ecc.), è una quota di margine che serve a coprire variazioni dei prezzi, imprevisti e eventuali modifiche richieste in corso d'opera.

Capitolo 4 – Proposta progettuale / Sviluppo tecnico

4.1 Criteri generali di progettazione

La progettazione degli impianti fotovoltaici è stata condotta nel rispetto dello stato dell'arte della tecnologia, seguendo le migliori pratiche del settore e conformandosi integralmente alla normativa tecnica e urbanistica vigente. Le scelte effettuate hanno perseguito l'obiettivo di conciliare l'efficienza energetica con la semplicità costruttiva, mantenendo un equilibrio tra prestazioni, tempi di realizzazione e requisiti manutentivi. L'obiettivo primario del progetto è rappresentato dalla messa in esercizio dell'impianto nel minor tempo possibile, attraverso un iter autorizzativo semplificato e una fase realizzativa snella, che consenta di avviare rapidamente la produzione di energia da fonte rinnovabile. Al contempo, è stato fondamentale garantire un elevato standard qualitativo nella scelta dei materiali, delle tecnologie e delle configurazioni installative, al fine di minimizzare gli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria durante la vita utile dell'impianto.

Dal punto di vista tecnico l'attenzione è stata posta su il layout dei moduli, degli inverter, gli scavi e la posa dei cavi, il design elettrico dei cavi in corrente continua e alternata con conseguente realizzazione degli schemi unifilari, oltre alla scelta dei componenti costituenti l'impianto tra quelli disponibili nel mercato.

Un aspetto chiave della progettazione è rappresentato dalla scelta dei moduli fotovoltaici in funzione dello spazio disponibile. Per l'impianto installato su copertura è stato necessario selezionare moduli ad alta efficienza, in quanto la superficie disponibile risulta limitata. L'obiettivo è massimizzare la potenza installata per metro quadrato, ottimizzando lo sfruttamento dello spazio. Al contrario, per l'impianto a terra è stato possibile adottare moduli di dimensioni maggiori e con efficienza leggermente inferiore, data la disponibilità di superficie più ampia. Questo approccio consente una riduzione dei costi per singolo modulo, senza penalizzare significativamente la produttività complessiva dell'impianto. Secondo la [10] a parità di potenza moduli con efficienza minore (più economici) hanno una superficie maggiore.

$$P = \eta \times G \times A \quad (10)$$

Dove:

- η è l'efficienza del modulo
- G è l'irraggiamento in STC (standard test condition)
- A è la superficie del modulo (m^2)

- P è la potenza del modulo (W)

La selezione degli inverter è determinante per ottimizzare i costi complessivi (CAPEX/OPEX) e garantire il rispetto della potenza massima erogabile in corrente alternata prevista dalle pratiche di connessione alla rete. Le pratiche di connessione richiedono come parametro chiave la potenza massima in AC (corrente alternata). Il mercato converge su soluzioni con più inseguitori MPPT, capaci di gestire sottocampi distinti e configurazioni eterogenee. Un elemento progettuale chiave è il posizionamento degli inverter, che può variare sensibilmente da un impianto all'altro e incidere in modo diretto sui costi e sulle prestazioni: dalla necessità di strutture di sostegno dedicate all'allungamento dei percorsi cavo, fino alle perdite elettriche e agli oneri di manutenzione.

In sintesi, la scelta ottimale deriva dal bilanciamento tra conformità ai limiti di potenza in AC, architettura MPPT disponibile e layout d'impianto, con un'analisi puntuale dei costi aggiuntivi legati all'ubicazione degli apparati.

4.1.1 Dimensionamento elettrico lato DC

Il dimensionamento elettrico costituisce una fase cruciale della progettazione, in quanto governa la stringatura dei moduli fotovoltaici, la determinazione del numero e della sezione dei cavi, nonché il loro corretto collegamento agli inverter. Da tali scelte dipendono la sicurezza operativa dell'impianto, l'affidabilità nel tempo e la conformità alle specifiche dei costruttori. Ai fini della salvaguardia degli inverter e del mantenimento della relativa garanzia, è imprescindibile garantire che la tensione delle stringhe non superi, in alcuna condizione, la tensione massima ammessa su ciascun ingresso MPPT. In particolare, devono essere considerate le condizioni più gravose in termini di tensione, tipicamente le prime ore del mattino e, più in generale, i periodi a bassa temperatura, poiché il raffreddamento dei moduli determina un incremento della tensione a vuoto di stringa. Il progetto deve quindi essere verificato sulla minima temperatura operativa prevista per il sito, assicurando un margine di sicurezza tale da mantenere la tensione di stringa al di sotto del limite dell'inverter in ogni scenario di esercizio. In un impianto fotovoltaico, una stringa è un insieme di moduli collegati in serie che costituisce un circuito in corrente continua (DC) destinato a un ingresso MPPT di un inverter. Il parametro chiave da determinare è il numero massimo di moduli collegati in serie da un cavo in corrente continua.

$$V_{oc} = V_{oc_{STC}}(1 + \beta_{V_{oc}} \cdot \Delta T) \quad (11)$$

Dove:

- V_{oc} è la tensione a vuoto della stringa alla temperatura di lavoro;
- $V_{oc_{STC}}$ è la tensione a vuoto della stringa in STC (Standard Test Condition);
- $\alpha_{V_{oc}}$ è il coefficiente di temperatura della tensione a vuoto;
- ΔT è la differenza di temperatura tra le condizioni reali di lavoro e STC;

Nel dimensionamento elettrico lato corrente continua, oltre al controllo della tensione di stringa, è fondamentale verificare alcuni aspetti legati alla corrente. In primo luogo, occorre accertarsi che la corrente generata da ciascuna stringa non superi la corrente massima ammissibile dal singolo connettore di ingresso dell'inverter. Tale limite è imposto dal costruttore e deve essere rispettato in ogni condizione operativa, considerando anche i possibili incrementi di corrente dovuti a irraggiamenti superiori a quelli di prova o ad altre condizioni particolari.

Un'ulteriore verifica riguarda la corrente complessiva accettata da ciascun MPPT. Quando più stringhe vengono collegate in parallelo allo stesso ingresso, le loro correnti si sommano: è quindi necessario che la somma non ecceda la corrente massima ammissibile per l'MPPT stesso. In caso contrario, l'inverter limiterebbe la potenza erogata o, nei casi peggiori, potrebbero verificarsi condizioni di sovraccarico.

Un aspetto altrettanto importante è l'assegnazione delle stringhe agli MPPT. Per garantire un corretto inseguimento del punto di massima potenza, le stringhe collegate allo stesso ingresso devono avere caratteristiche elettriche il più possibile omogenee: stesso numero di moduli, stessa inclinazione, medesimo orientamento e condizioni di ombreggiamento simili. Diversamente, l'MPPT lavorerebbe in condizioni non ottimali, perché ognuno di essi è in grado di identificare un solo punto di massima potenza, con conseguente perdita di rendimento complessivo.

La scelta della sezione dei cavi deve essere effettuata non solo in base alla corrente di portata, ma anche alla caduta di tensione. In un impianto fotovoltaico, infatti, è buona pratica limitare la caduta di tensione al di sotto dell'1–2% sul lato in corrente continua, così da ridurre le perdite per effetto Joule, mantenere uniforme il comportamento delle stringhe e assicurare che la tensione ai morsetti dell'inverter resti adeguata anche nelle condizioni di esercizio più gravose. Per questo motivo, oltre alla verifica della capacità di portata, è spesso necessario aumentare la sezione dei conduttori in funzione della lunghezza delle tratte, così da rispettare il limite di caduta di tensione e garantire efficienza e affidabilità del sistema.

4.1.2 Dimensionamento elettrico lato AC

Il dimensionamento lato corrente alternata di un impianto fotovoltaico costituisce la fase successiva alla progettazione del lato DC ed è fondamentale per garantire affidabilità, efficienza e sicurezza nell'esercizio dell'impianto.

I punti chiave da considerare sono:

- **Corrente nominale degli inverter:** ogni inverter immette in rete una corrente proporzionale alla potenza convertita. La sezione dei conduttori in uscita deve essere adeguata alla corrente di progetto, tenendo conto dei fattori di correzione legati a posa, temperatura ambiente e raggruppamento dei cavi.
- **Caduta di tensione:** anche lato AC è buona pratica contenere la caduta entro l'1–2% per limitare le perdite e assicurare che la tensione ai morsetti rispetti le tolleranze ammesse dal gestore di rete.
- **Quadri in bassa tensione:** comprendono interruttori di protezione, dispositivi di manovra, scaricatori di sovratensione, misure e sistemi di rifasamento. La protezione generale deve garantire un coordinamento selettivo con le protezioni interne agli inverter e con quelle poste a monte.
- **Trasformatore BT/MT:** in impianti di taglia industriale la connessione alla rete pubblica richiede la trasformazione in media tensione. Il trasformatore viene dimensionato in base alla potenza complessiva degli inverter, alla tensione di cortocircuito, alle perdite e al regime di servizio.

Lo schema elettrico unifilare rappresenta in maniera semplificata l'architettura del sistema, consentendo di visualizzare con immediatezza il flusso dell'energia elettrica e la disposizione dei principali componenti. Partendo dagli **inverter**, lo schema mostra i collegamenti in uscita verso i **quadri di raccolta in bassa tensione**, dove confluiscono le terne provenienti da ciascun convertitore. Da qui l'energia può essere distribuita a eventuali carichi interni o convogliata al **trasformatore BT/MT**, che eleva la tensione per l'immissione in rete. Sul lato MT compaiono il **quadro generale**, le apparecchiature di protezione e misura, nonché il dispositivo generale di interfaccia verso la rete del distributore. Inoltre, nello schema unifilare viene riportata anche la **corrente di cortocircuito disponibile**, grandezza che dipende in maniera determinante dalle caratteristiche del trasformatore e dall'impedenza del sistema di rete a cui è connesso l'impianto. Tale parametro è essenziale per la corretta scelta dei dispositivi di protezione, che devono avere un potere di interruzione adeguato a estinguere la corrente di guasto nel punto di installazione.

Il dimensionamento degli inverter, dei conduttori e dei quadri viene quindi effettuato in base alla **potenza complessiva dell'impianto** e alla corrente nominale prevista in ciascun ramo del circuito. I dispositivi di protezione sono coordinati tra loro in modo da garantire selettività e sicurezza di esercizio.

4.2 Scelte progettuali —impianto a terra

Il layout generale mostrato in *figura 4.1* evidenzia alcuni degli elementi chiave che costituiscono l'impianto. I moduli sono installati in file parallele, in verticale secondo la configurazione 'portrait doppio' con un angolo di tilt di 20° e un angolo di azimuth di 0°. Le file sono distanziate tra loro in modo regolare con un intervallo di 3 metri, così da evitare ombre tra le file anche nelle ore di basso irraggiamento solare e assicurare la circolazione dell'aria per il raffreddamento naturale delle superfici attive. Alla fine di alcune delle file, sono stati posizionati gli inverter di stringa, installati direttamente su apposite strutture di supporto. Questa soluzione consente una gestione decentralizzata della conversione dell'energia da corrente continua a corrente alternata, riducendo le perdite dovute al trasporto dell'energia e semplificando le operazioni di manutenzione, in quanto ogni inverter gestisce una porzione delimitata dell'impianto. Nella parte nord del campo fotovoltaico è stata collocata la cabina elettrica, al cui interno trovano posto i quadri di campo, i dispositivi di protezione e l'infrastruttura necessaria alla connessione dell'impianto alla rete elettrica. Tale posizione è stata scelta per garantire una gestione ordinata dei cavi di raccolta e una facilità di accesso per le operazioni di controllo e manutenzione. L'area destinata all'impianto è stata interamente delimitata da una recinzione perimetrale, che ha lo scopo di proteggere il sito da accessi non autorizzati e garantire la sicurezza degli operatori e delle infrastrutture.

Nella progettazione del layout è stato necessario rispettare due fasce di rispetto, situate rispettivamente sul lato est, in corrispondenza della presenza di un fiume, e sul lato ovest, dove è presente un metanodotto. Tali vincoli hanno imposto l'esclusione di queste aree dalla zona attiva dell'impianto, contribuendo a definire i limiti effettivi della superficie utilizzabile per l'installazione dei moduli.

La realizzazione del campo fotovoltaico ha comportato, in fase esecutiva, una variazione non prevista nella potenza nominale dei moduli installati. A causa di un errore nella fase di approvvigionamento dei moduli, si è reso necessario utilizzare due lotti di moduli con potenze differenti: una parte dei moduli, identificati nel layout in colore rosso, ha una potenza di 655 Wp, mentre la restante parte, in colore blu, è costituita da moduli da 665 Wp. Sebbene questa configurazione non rappresenti la soluzione ottimale dal punto di vista dell'efficienza energetica – poiché l'uniformità della potenza dei moduli è generalmente preferibile per massimizzare la

produzione e garantire una gestione elettrica più lineare – si è deciso di procedere con l’installazione di entrambi i lotti per contenere i costi e rispettare le tempistiche di realizzazione. Al fine di limitare le perdite per mismatch e ottimizzare il rendimento complessivo del sistema, si è prestata particolare attenzione alla distribuzione dei moduli in fase di stringatura, raggruppando moduli con caratteristiche simili e gestendoli mediante inverter con funzione di Maximum Power Point Tracking (MPPT) separati. Questa soluzione ha consentito di mantenere la funzionalità e l’affidabilità del sistema pur in presenza di una configurazione modulare non perfettamente omogenea.

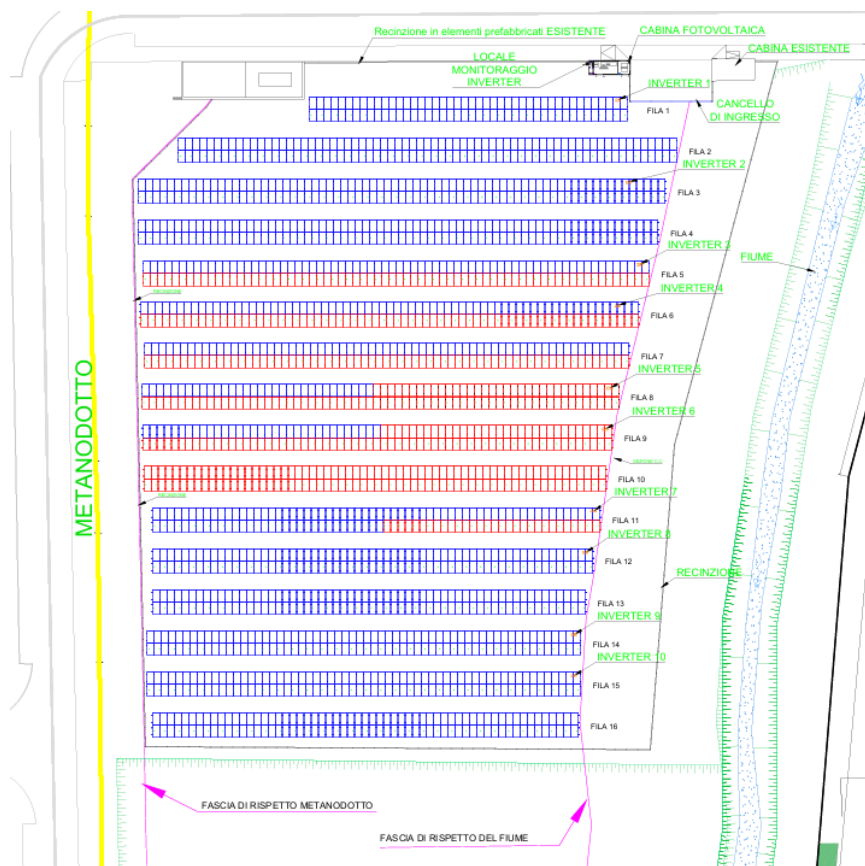


Figura 4.1: Layout generale as-built impianto a terra

L’installazione meccanica delle strutture ha previsto la fase di:

- **Preparazione del sito:** è la fase in cui si esegue la picchettatura dell’area per segnare i punti in cui installare le fondazioni della futura struttura e si eseguono eventuali livellamenti o sistemazione del terreno se richiesto.

- **Infissione delle fondazioni:** è la fase in cui, tramite la macchina battipalo, vengono infisse le fondazioni (nel caso di impossibilità a perforare il terreno si procede con la realizzazione di fondazioni in calcestruzzo).
- **Montaggio della struttura portante:** è la fase in cui avviene il posizionamento delle traverse orizzontali, l'installazione dei profili inclinati per avere l'angolo di tilt scelto e la bullonatura dei diversi elementi metallici.
- **Posa dei profili di supporto dei moduli:** è la fase in cui avviene l'applicazione dei profili su cui verranno installati i moduli e avviene il controllo della planarità.
- **Installazione dei moduli fotovoltaici:** è la fase in cui avviene il sollevamento, la collocazione dei moduli sulla struttura e il fissaggio tramite sistemi di aggancio rapido.



Figura 4.2: Infissione dei pali



Figura 4.3: Struttura a terra inclinata 20°



Figura 4.4: Posa dei moduli

I moduli in esame, schede tecniche in *figura 4.5* e *figura 4.6* sono moduli monocristallini di grande formato (circa $2,4 \times 1,3$ m), robusti e pesanti, con doppio vetro temperato e cornice in alluminio: una costruzione pensata per durare in ambienti gravosi. La scatola di giunzione è IP68, con diodi di bypass, e i cavi da 4 mm^2 con connettori standard che facilitano cablaggio e manutenzione. La finestra di esercizio è ampia ($-40 \div +85 \text{ }^\circ\text{C}$), perciò l'installazione è adatta anche a siti con escursione termica marcata. Essendo moduli bifacciali, possono beneficiare della riflessione del suolo.

Sul piano elettrico, ogni modulo lavora tipicamente intorno a 38 V al punto di massima potenza e 46 V a vuoto: Le stringhe industriali si compongono con molti moduli in serie, sfruttando la tensione di sistema ammessa di 1500 V DC. Le correnti sono elevate (ordine 17–19 A), fattore che guida la scelta degli inverter (limiti per ingresso e per MPPT), dei connettori e delle sezioni dei cavi. Il “*maximum series fuse rating*” di 30 A indica il valore di corrente da non superare per singola stringa.

I coefficienti di temperatura sono:

- $\alpha = +0,050 \text{ } \%/^\circ\text{C}$;
- $\beta \approx -0,26 \text{ } \%/^\circ\text{C}$;
- $\gamma = -0,34 \text{ } \%/^\circ\text{C}$;

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 210 mm
No. of Cells	132 (6 × 22)
Dimensions	2384 × 1303 × 35 mm (93.9 × 51.3 × 1.4 inches)
Weight	37.5 kgs (82.7 lbs.)
Front \ Back Glass	2.0±2.0 mm (0.079±0.079inches) semi-tempered glass
Output Cables	4.0 mm ² , (-) 350 mm and (+) 160 mm in length or customized length
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Connectors	STP-XC4
Maximum Series Fuse Rating	30 A
Power Tolerance	0/+5 W
Refer. Bifaciality Factor	(70 ± 5)%
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Packing Configuration	31 Pieces per pallet 558 Pieces per container /40'HC 1325×1120×2510 1196.kg

For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.

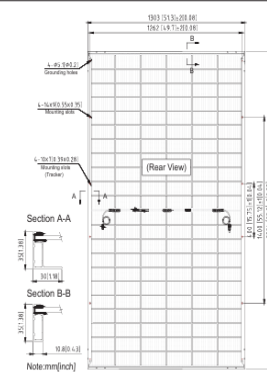


Figura 4.5: Caratteristiche meccaniche moduli SUNTECH

Electrical Characteristics

Module Type	STP6705-D66/Pmh+		STP6655-D66/Pmh+		STP6605-D66/Pmh+		STP6555-D66/Pmh+		STP6505-D66/Pmh+	
Testing Condition	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power (Pmax/W)	670	505.5	665	501.7	660	497.9	655	494.1	650	490.3
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	38.45	35.8	38.25	35.7	38.05	35.6	37.85	35.4	37.65	35.2
Optimum Operating Current (Imp/A)	17.43	14.10	17.39	14.07	17.35	13.99	17.31	13.96	17.27	13.92
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.45	43.7	46.25	43.5	46.05	43.4	45.85	43.2	45.65	43.0
Short Circuit Current (Isc/A)	18.43	14.87	18.39	14.84	18.35	14.76	18.31	14.73	18.27	14.70
Module Efficiency (%)	21.6		21.4		21.2		21.1		20.9	

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM1.5; NMOT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM1.5, wind speed 1 m/s; Tolerance of Pmax is within ±1.3%.

Different Rearside Power Gain

Rearside Power Gain	5%	15%	25%
Maximum Power at STC (Pmax)	693.0	759.0	825.0
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	38.1	38.1	38.2
Optimum Operating Current (Imp/A)	18.22	19.95	21.69
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.1	46.1	46.2
Short Circuit Current (Isc/A)	19.27	21.10	22.94
Module Efficiency (%)	22.3	24.4	26.6

Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard IEC 61215. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

Graphs

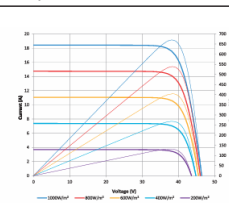


Figura 4.6: Caratteristiche elettriche modulo SUNTECH

L'inverter centrale, scheda tecnica in figura 4.5, rappresenta il cuore del sistema fotovoltaico, in quanto converte la corrente continua proveniente dalle stringhe in corrente alternata compatibile con la rete elettrica. Il modello scelto, SG125CX-P2, scheda tecnica in APPENDICE D, è un inverter di tipo "stringa" ad alta potenza, privo di trasformatore interno (topologia transformerless), progettato per applicazioni industriali e utility-scale. Dal punto di vista elettrico, l'inverter gestisce fino a dodici ingressi indipendenti, suddivisi in più MPPT, con un intervallo operativo compreso tra 180 e 1000 V in corrente continua e una tensione massima di ingresso di 1100 V. Questa caratteristica consente un'elevata flessibilità nella progettazione delle stringhe e garantisce che l'inverter sia in grado di operare in modo efficiente anche in presenza di variazioni climatiche significative. La corrente massima per ingresso è di 30 A, con un limite di 20 A per singolo connettore, valori che impongono particolare attenzione nella

sceita dei moduli e nella configurazione delle stringhe, soprattutto in presenza di moduli ad alta corrente o bifacciali. Sul lato alternata, l'inverter eroga fino a 125 kVA, con tensioni nominali di 230/400 V e un intervallo operativo da 320 a 480 V. La corrente massima in uscita raggiunge 181 A, distribuita su tre fasi con neutro. L'efficienza di conversione è molto elevata, con un valore massimo del 98,5% e un rendimento europeo del 98,3%, a conferma delle prestazioni di livello industriale. L'inverter integra tutte le principali protezioni richieste dalle normative, tra cui la protezione contro polarità inversa, cortocircuiti in corrente alternata e dispersioni di corrente.

Dal punto di vista costruttivo, l'inverter è compatto e robusto (peso circa 87 kg, grado di protezione IP66), con raffreddamento ad aria forzata e display LED. È progettato per un funzionamento in un intervallo di temperatura ambiente molto ampio ($-30\text{ °C} \div +60\text{ °C}$) e fino a 4000 m di altitudine, caratteristiche che ne permettono l'installazione in contesti climatici estremi. La comunicazione avviene tramite RS485, Ethernet, WLAN o Bluetooth, con possibilità di monitoraggio e gestione tramite app dedicata.

Lo schema elettrico unifilare dell'impianto prevede il collegamento di più inverter ai quadri di raccolta in bassa tensione e da qui al trasformatore BT/MT. In questo contesto, il ruolo dell'inverter non si limita alla conversione energetica, ma comprende anche il controllo della potenza attiva e reattiva, il rispetto delle prescrizioni del distributore e la gestione dell'interfaccia con la rete, rendendolo un dispositivo centrale non solo dal punto di vista tecnologico, ma anche normativo e gestionale.

La verifica della tensione di stringa, come anticipato nel paragrafo 4.1, consente di determinare il numero massimo di moduli collegabili in serie garantendo l'assenza di malfunzionamenti o guasti all'inverter. I valori necessari al calcolo sono reperibili nelle rispettive schede tecniche del modulo e dell'inverter. Si ricorda che, in una stringa di moduli in serie, la corrente che la percorre è la medesima per tutti gli elementi, mentre la tensione di stringa è pari alla somma delle tensioni dei singoli generatori.

Definito il numero massimo di moduli in serie, è necessario verificare che l'inverter sia in grado di sostenere:

- Le correnti prodotte da ciascuna stringa;
- Le correnti per connettore dell'inseguitore di massima potenza (MPPT);
- La potenza massima in ingresso lato DC.

Dall'analisi della *Figura 4.6* si ricavano una corrente massima per connettore pari a 20 A e una corrente massima per MPPT pari a 30 A. In *Figura 4.6*, le correnti al punto di massima potenza I_{mp} dei due moduli risultano pari a 17,39 A e 17,31 A. Ogni singolo connettore MPPT è in grado di gestire la condizione di lavoro al Maximum Power Point di tensione e corrente. Si nota invece che la somma delle due correnti afferenti allo stesso MPPT potrebbe superare il limite di 30 A previsto per singolo inseguitore, questo fattore pone il limite di valutare la corrente massima gestibile se vengono connesse 2 stringhe allo stesso MPPT.

La *tabella 4* e la *tabella 5*, mostrano che per entrambe le potenze dei moduli le stringhe possono essere composte da 21 moduli in serie, altrimenti in condizioni di freddo (-20°C) si oltrepassa la tensione massima in ingresso all'inverter, pari a 1100 V.

La scheda tecnica dell'inverter indica che la potenza massima raccomandata in corrente continua per l'inverter è pari a 175 kW e il numero di connettori, pari a 24, stabilisce il numero massimo di stringhe collegabili.

È necessario eseguire la 'stringatura' dei moduli seguendo questi criteri, riassumendo:

- Numero di moduli in serie < 22;
- Potenza massima in CC per inverter < 175 kW;
- Corrente continua per connettore < 20 A;

$$P_{ingresso} = \sum nr_{connettori} \cdot nr_{moduli_stringa} \cdot P_{mod} \quad (12)$$

Dove:

- $nr_{connettori}$ è il numero di stringhe da collegare all'inverter;
- $nr_{moduli_stringa}$ è il numero di moduli in serie;
- P_{mod} è la potenza di ogni singolo modulo;

Temperatura (°C)	ΔT	Voc (V)	Vmp (V)	Moduli(nr.)	Voc di stringa(V)	Vmp per stringa (V)
25	0	45,85	37,85	21	962,85	794,85
10	-15	47,64	39,33	21	1000,40	825,85
-20	-45	51,21	42,28	21	1075,50	887,85

Tabella 4: Verifica della tensione delle stringhe per modulo SUNTECH 655Wp

Temperatura (°C)	ΔT	Voc (V)	Vmp (V)	Moduli(nr.)	Voc di stringa(V)	Vmp per stringa (V)
25	0	46,25	38,25	21	971,25	803,25
10	-15	48,05	39,74	21	1009,13	834,58
-20	-45	51,66	42,73	21	1084,89	897,23

Tabella 5: Verifica della tensione delle stringhe per modulo SUNTECH 665Wp

Gli inverter acquistati e installati in campo, come si può evincere dal layout in *figura 4.1*, sono 10.

La suddivisione dei moduli è stata eseguita nel rispetto dei criteri sopra descritti, la stringatura e la suddivisione di questi tra i vari Inverter è mostrata in *tabella 7* allegata in *APPENDICE A*.

La tabella mostra per ognuno dei 10 inverter installati:

- Il numero di MPPT assegnati;
- Il numero di moduli in serie per ogni MPPT;
- La sezione di cavo in rame (è stato scelto cavo in rame da 6 mm^2 per tutto il campo per la connessione dei moduli in corrente continua);
- La tensione e la corrente prodotta da ogni stringa nelle condizioni di massima potenza;
- Il fattore K, utile al calcolo di ΔV (vedi [8]);
- La resistività e la resistenza per lunghezza del cavo;
- La caduta di tensione;

I cavi in corrente continua (DC) vengono posati al di sotto dei moduli fotovoltaici e fissati direttamente alla struttura di supporto delle vele. Questa soluzione consente di mantenere l'ordinamento del cablaggio e di garantire una parziale protezione dagli agenti atmosferici, grazie alla copertura esercitata dai moduli stessi. Tutti i cavi in DC confluiscono ai rispettivi inverter, dai quali hanno origine i cavi in corrente alternata (AC) destinati ai quadri di bassa tensione installati nella cabina fotovoltaica.

Per la posa dei cavi in AC è invece necessaria la realizzazione di **scavi**, nei quali vengono collocati cavidotti o tubazioni corrugate, opportunamente dimensionati in funzione della sezione e del numero dei conduttori da ospitare. Lungo il tracciato devono inoltre essere previsti pozzetti di ispezione e derivazione, indispensabili per agevolare le attività di manutenzione e garantire la futura ispezionabilità dell'impianto.

Questa fase progettuale risulta particolarmente complessa, in quanto richiede un'accurata pianificazione dei percorsi, la definizione delle modalità di posa e il calcolo preciso del numero e

della tipologia di cavi da installare. Una corretta progettazione incide direttamente non solo sull'affidabilità e sulla sicurezza dell'impianto, ma anche sulla facilità di gestione e manutenzione nel corso del tempo. La scelta dei cavi ha un peso economico non indifferente, nel caso di una posa interrata, la soluzione per un impianto industriale a terra dipende da quattro fattori:

1. **Temperatura del terreno:** Quando un cavo è interrato, la temperatura del terreno influisce molto sulla dissipazione del calore generato dal passaggio di corrente. Se la temperatura del terreno è superiore a quella di riferimento (tipicamente 20 °C), la capacità di corrente effettiva diminuisce.
2. **Resistività termica del terreno:** Il terreno “trasporta” via il calore prodotto dal cavo: se è molto secco, roccioso, o povero d'acqua, la resistività termica aumenta e il calore fatica a disperdersi. Viceversa, terreni umidi, sabbiosi o con terriccio ben compatto aiutano a dissipare meglio.
3. **Profondità di posa:** La profondità alla quale il cavo è sepolto (o se è dentro condotte, canalizzazioni) altera le condizioni di scambio termico con il terreno superficiale o con le correnti d'aria nella zona. Il suolo superficiale si riscalda più facilmente, quindi un cavo molto profondo ha effetti diversi sulla temperatura del terreno circostante.
4. **Raduno di cavi:** Se ci sono molti cavi affiancati o raggruppati in uno o più fasci, essi si influenzano termicamente a vicenda: il calore generato da un cavo riscalda quelli vicini, riducendo la capacità di dissipazione. Serve un fattore di riduzione legato al numero di cavi, alla distanza tra di essi, al modo in cui sono disposti e se sono in un condotto o direttamente interrati.

Per scegliere la sezione di cavo per il trasferimento della potenza in corrente alternata serve valutare:

- I_b : Corrente totale di impiego (corrente massima erogabile dall'inverter);
- I_n : Corrente nominale del dispositivo di protezione;
- I_z : Corrente di portata del cavo, la massima corrente trasportabile in regime permanente;

In particolare, per un corretto dimensionamento, secondo la CEI 64-8 / IEC 60364:

$$I_b < I_n < I_z \quad (13)$$

Secondo la scheda tecnica dell'inverter la corrente massima erogabile $I_{max_{inv}} = 181A$. La corrente totale di impegno è il valore minimo tra $I_{nom_{inv}} = \frac{P_{CC}}{(V \cdot \sqrt{3})}$ e la $I_{max_{inv}}$ indicato nella scheda

tecnica. La scelta del cavo ricade sul modello ARG16R16, cavo in alluminio, in *figura 4.8* i valori di corrente, I_0 , in funzione del tipo di posa, della temperatura ambiente e della sezione.

La corrente nominale del dispositivo di protezione (I_n) presenta valori commerciali predefiniti su scala europea, per il caso in questione si fa riferimento a interruttori scatolati che presentano i seguenti valori disponibili, in Ampere, {125; 160; 200; 250; 315...}. La scelta per il caso in questione ricade sull'interruttore con un potere di interruzione di 200 A, per le ovvie questioni che sia in grado di gestire la massima corrente in uscita dall'inverter e che permetta di risparmiare in termini economici rispetto a interruttori con potere superiore ma che risulterebbero sovradimensionati, ne consegue $I_n=200$ A.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Portata di corrente Current rating			
Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. production Ø	Approx. cable weight	Max. electrical resistance at 20°C	In aria libera Free in air 30°C	In tubo in aria In pipe in air 30°C	Interrato Underground 20°C	In tubo interrato Underground in pipe 20°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/ km	A	A	A	A
1 x 16	4,9	0,7	1,4	9,1	104	1,91	70	64	98	75
1 x 25	6,1	0,9	1,4	10,7	147	1,20	102	88	119	95
1 x 35	7,1	0,9	1,4	11,7	180	0,868	136	110	141	115
1 x 50	8,2	1,0	1,4	13,0	224	0,641	164	131	167	134
1 x 70	9,9	1,1	1,4	14,9	301	0,443	218	175	204	173
1 x 95	11,4	1,1	1,5	16,6	386	0,320	261	209	245	196
1 x 120	13,1	1,2	1,5	18,5	489	0,253	310	250	277	238
1 x 150	14,4	1,4	1,6	20,4	596	0,206	350	280	313	250
1 x 185	16,2	1,6	1,6	22,6	711	0,164	415	334	350	300
1 x 240	18,4	1,7	1,7	25,2	924	0,125	490	392	413	331
1 x 300	20,7	1,8	1,8	27,9	1122	0,100	567	-	454	400
1 x 400	23,6	2,0	1,9	31,4	1467	0,0778	665	-	512	450
1 x 500	26,5	2,2	2,0	34,9	1770	0,0605	765	-	578	505
1 x 630	30,2	2,4	2,2	39,8	2296	0,0469	880	-	646	580

Figura 4.7: Valori di corrente (I_0) per cavo in alluminio ARG16R16

Per definire i valori di correzione K1, K2, K3, K4 è necessario analizzare gli scavi in termini di profondità, posa, configurazione di terne a cavi unipolari o multipolari, temperatura del terreno e resistività.

Gli scavi sono stati previsti con l'obiettivo di far confluire le terne alla cabina fotovoltaica, risparmiare sulla lunghezza di scavi da eseguire e in termini di lunghezza di cavi da installare, i percorsi scelti in *figura 4.9* e *figura 4.10*.

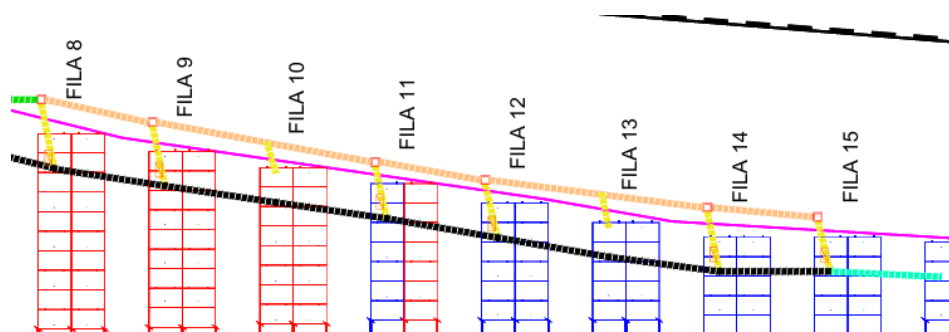


Figura 4.8: Percorso degli scavi nelle ultime file

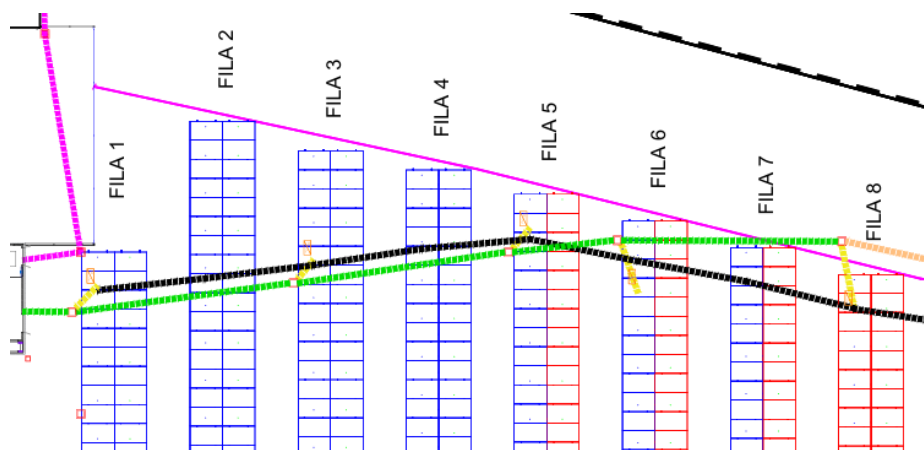


Figura 4.9: Percorso degli scavi nelle prime file

Sono stati previsti cinque sezioni di scavi differente, per il calcolo della sezione dei cavi si prende in considerazione il peggiore dei casi, le sezioni in dettaglio si trovano in APPENDICE B.

I fattori di correzione, come già espresso sopra sono 4, e vengono descritti secondo la normativa CEI UNEL 35024/1: **"Portata dei cavi in funzione della posa e dei fattori di correzione"**. I valori dei fattori di correzione considerati sono:

- $K_1 = 0,93$; Si considera una temperatura media del terreno pari a $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ e un rivestimento per l'isolamento in EPR.
- $K_2 = 0,85$; Si considerano 3 cavi multipolari con una distanza di $0,25\text{ m}$.
- $K_3 = 1$; Si considera una profondità di posa di $0,8\text{ m}$.
- $K_4 = 1$; Si considera un terreno con una resistività di $1,5 \frac{\text{K}\cdot\text{m}}{\text{W}}$.

Ne consegue che è possibile ottenere il valore di I_z che soddisfi l'equazione (13) attraverso un processo iterativo che implica la seguente equazione:

$$I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \quad (14)$$

Dove I_0 è un valore tentativo tra quelli presenti in figura 4.8, tra i valori della portata di corrente per un tubo interrato a 20 °C.

Percorso	Tipo di cavo	Sezione	N. Corde per fase	Tensione	P _{stc} CC	I _{nom} inverter CA	I _{max} inverter CA	I _b	I _n	I _z	I _o
		mm ²		V	[W]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]
Inv. 1 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	150.290	216.9	181	181	200	205	260
Inv. 2 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	143.640	207.3	181	181	200	205	260
Inv. 3 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	131.130	189.2	181	181	200	205	260
Inv. 4 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	134.810	194.5	181	181	200	205	260
Inv. 5 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	130.180	187.9	181	181	200	205	260
Inv. 6 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	128.710	185.7	181	181	200	205	260
Inv. 7 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	124.735	181	181	180	200	205	260
Inv. 8 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	130.855	188.8	181	181	200	205	260
Inv. 9 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	142.310	205.4	181	181	200	205	260
Inv. 10 a Q FV	ARG16R16	120	1	400	135.660	195.8	181	181	200	205	260

Tabella 6: Scelta della sezione del cavo per la corrente alternata - Impianto su suolo

4.3 Scelte progettuali —impianto a tetto

L'impianto fotovoltaico installato in copertura è distribuito su tre superfici distinte, con caratteristiche geometriche e orientamenti differenti. Nelle coperture 1 e 2, indicate in figura 3.4, i moduli sono stati installati seguendo due orientazioni diverse. Riportando la terminologia usata dagli addetti ai lavori, la prima soluzione viene commercialmente definita come configurazione “est-ovest”. L'azimut effettivi dei moduli installati sono rispettivamente $\gamma_1 = +16^\circ$ e $\gamma_2 = -164^\circ$. Questi angoli derivano dall'orientamento delle falde delle coperture 1 e 2, precedentemente menzionate e come illustrato nel layout in figura 4.10, dalla scelta di installare i moduli in misura complanare alle superfici. Nella copertura 3, invece, è stato possibile disporre i moduli con un orientamento unico pari ad un azimut di $\gamma_1 = +16^\circ$, grazie alla conformazione piana della superficie. A differenza delle cupole o delle strutture a shed, che impongono inclinazioni e direzioni fisse a causa della loro geometria, la copertura 3 ha permesso di adottare una configurazione libera e più coerente con l'orientamento ottimale rispetto al sole. Per semplicità impiantistica, nella gestione del campo e nella configurazione delle stringhe, la scelta dell'azimut sulla superficie 3 è ricaduta su $\gamma_1 = +16^\circ$, limitando il numero di azimut a 2.

Gli inverter sono stati posizionati in una zona baricentrica rispetto ai moduli, così da minimizzare la lunghezza dei cavi in corrente continua e ottimizzare la distribuzione delle stringhe. Il percorso delle canaline, evidenziato in verde tratteggiato nel layout, mostra il tracciato seguito dai cavi

elettrici per raggiungere gli inverter. Le canaline rappresentano elementi tecnici fondamentali per la protezione e l'ordine dei cavi, nonché per garantire la sicurezza e la manutenzione dell'impianto. Nel layout dell'impianto sono inoltre visibili i vincoli legati alla compartimentazione REI, imposta dalle normative antincendio dei Vigili del Fuoco, che richiedono una distanza minima di 1,2 metri tra i moduli e le linee di separazione dei compartimenti antincendio. Questi elementi rappresentano un fattore limitante nello sfruttamento della superficie disponibile, al pari dei numerosi lucernari presenti, in particolare sulla copertura 1 e sulla copertura 3, che costituiscono aree da escludere per motivi di sicurezza, accessibilità e ombreggiamento.

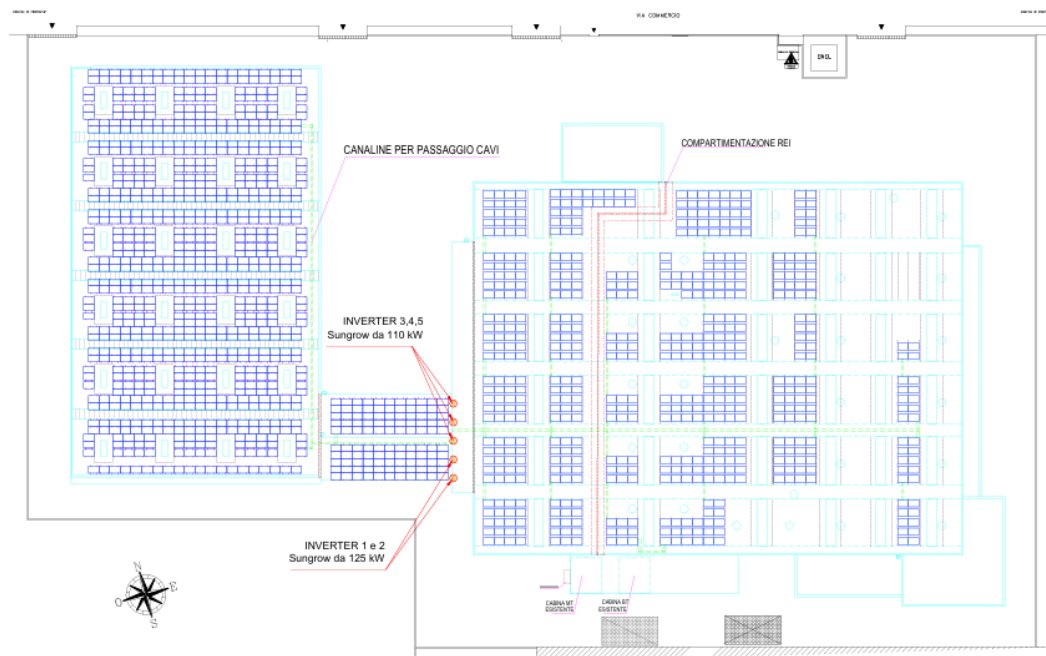


Figura 4.10: Layout generale as-built impianto a tetto

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico sulle due coperture adiacenti sono state adottate due tipologie di strutture differenti, scelte in funzione delle caratteristiche dei tetti e delle esigenze statiche.

Sulla **copertura piana** è stato utilizzato il sistema **CompactFLAT S15**, una struttura aerodinamica progettata per l'installazione su tetti orizzontali, *figura 4.11*. I moduli fotovoltaici sono stati montati con un'inclinazione di 15° verso Sud, appoggiati su supporti leggeri in alluminio e acciaio inox. L'intero sistema non richiede forature della copertura, poiché la stabilità è garantita dall'impiego di zavorre, distribuite in apposite vaschette che permettono di ripartire i carichi in maniera uniforme. Questo accorgimento è particolarmente vantaggioso quando la

copertura non è in grado di sopportare carichi concentrati. La struttura, inoltre, consente una buona ventilazione dei moduli e quindi un miglior rendimento energetico, riducendo allo stesso tempo il rischio di infiltrazioni grazie alla posa senza penetrazione del tetto.

Sulle coperture inclinate in lamiera grecata è stato invece adottato il sistema **CompactMETAL**, che prevede il fissaggio diretto dei moduli alla lamiera mediante staffe e viti specifiche, *figura 4.12*. In questo caso non è necessario l'impiego di zavorre, poiché la tenuta è assicurata dal collegamento meccanico alla copertura stessa. Questa soluzione si caratterizza per la sua estrema leggerezza e per la rapidità di montaggio, con un impatto minimo sul peso complessivo gravante sulla struttura. L'ancoraggio diretto rende inoltre il sistema molto stabile nei confronti delle sollecitazioni di vento e neve, garantendo al contempo semplicità costruttiva e affidabilità nel tempo.

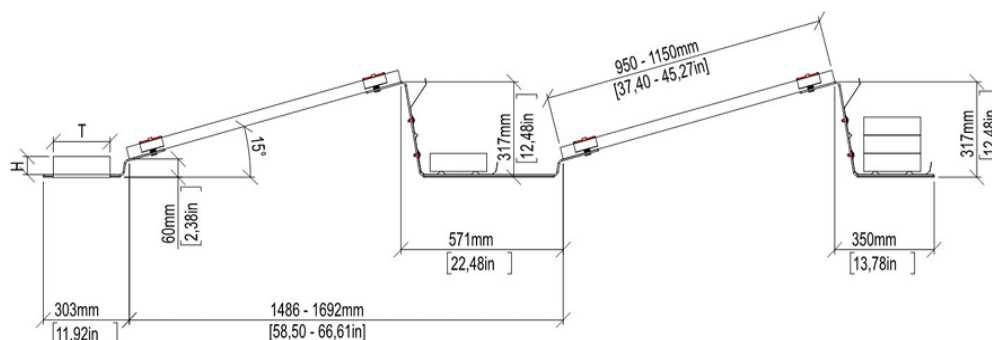


Figura 4.11: Strutture zavorrate su tetto piano



Figura 4.12: Installazione su lamiera grecata

I moduli in esame, riportati nelle schede tecniche in *figura 4.13* e *figura 4.14*, sono moduli monocristallini ad alta efficienza (22%), con formato medio (circa $1,7 \times 1,1$ m) e peso di 20,8 kg, adatti a installazioni sia residenziali che commerciali. La costruzione è robusta, con vetro temperato da 3,2 mm e cornice in alluminio anodizzato, studiata per garantire durata anche in

condizioni ambientali gravose. La scatola di giunzione è IP68, con tre diodi di bypass, mentre i cavi di uscita da 4 mm² sono forniti con connettori standard, per facilitare il cablaggio e la manutenzione.

Sul piano elettrico, ogni modulo opera tipicamente intorno a 31–33 V al punto di massima potenza (V_{mp}) e circa 37–38 V a vuoto (V_{oc}). Le correnti nominali sono nell'ordine di **13–14 A**, con valori di cortocircuito poco superiori, fattore che guida la scelta degli inverter (limiti per ingresso e per MPPT), dei connettori e delle sezioni dei cavi. L'installazione in serie consente di sfruttare la tensione di sistema ammessa fino a 1500 V DC, caratteristica che rende questi moduli compatibili con le architetture industriali standard.

Dal punto di vista dell'affidabilità, il costruttore garantisce una degradazione molto contenuta: <1,5% nel primo anno e 0,40% dal secondo al venticinquesimo, con una potenza residua garantita pari all'88,9% dopo 25 anni.

I coefficienti di temperatura tipici sono:

- $\alpha = +0,050 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$;
- $\beta \approx -0,23 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$;
- $\gamma = -0,29 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$;

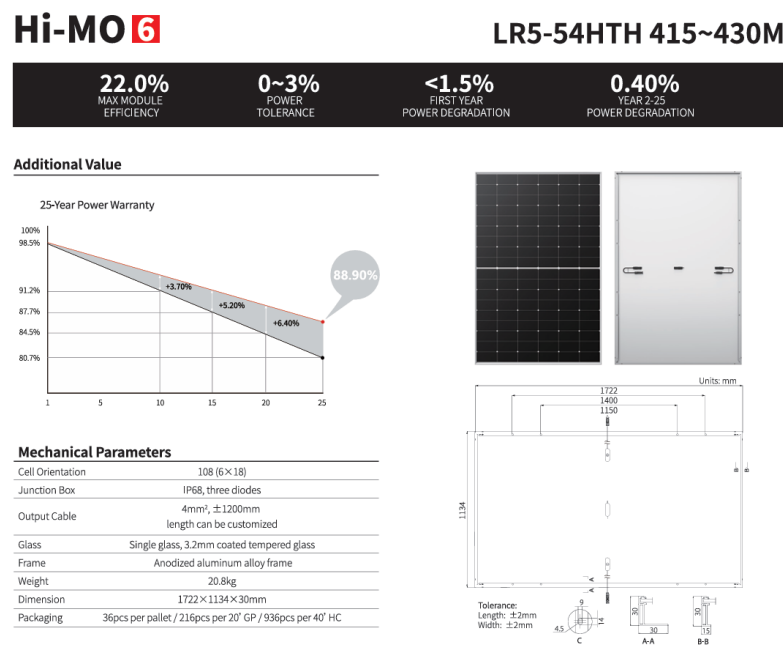


Figura 4.13: Parametrici meccanici moduli LONGI 430 W

Electrical Characteristics		STC : AM1.5 1000W/m² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%		
Module Type	LR5-54HTH-415M		LR5-54HTH-420M		LR5-54HTH-425M		LR5-54HTH-430M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	415	310	420	314	425	318	430	321
Open Circuit Voltage (Voc/V)	38.53	36.18	38.73	36.36	38.93	36.55	39.13	36.74
Short Circuit Current (Isc/A)	13.92	11.24	14.00	11.31	14.07	11.36	14.15	11.43
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	32.24	29.42	32.44	29.60	32.64	29.78	32.84	29.97
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.88	10.54	12.95	10.60	13.03	10.67	13.10	10.72
Module Efficiency(%)	21.3		21.5		21.8		22.0	

Operating Parameters	
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading	
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)	
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.290%/°C

Figura 4.14: Parametri elettrici modulo LONGI 430W

Gli inverter, schede tecniche in APPENDICE, sono di due tipologie:

- Nr.2 inverter modello SG125CX-P2;
- Nr.3 inverter modello SG110CX;

Il primo modello è in grado di erogare una potenza in corrente alternata di 125 kVA, il secondo modello, più piccolo e economico eroga una potenza in corrente alternata pari a 100 kVA. Analogamente alla progettazione dell'impianto a terra, per entrambi i convertitori serve valutare il numero massimo di moduli da cui può essere costituita una singola stringa, per definire il collegamento di queste ai rispettivi ingressi degli inverter ed eseguire il calcolo, come già fatto per il caso dell'impianto a terra, delle cadute di tensione in corrente continua. Le caratteristiche del primo modello sono descritte nel *paragrafo 4.2*, il modello **SG110CX-V11** è un inverter trifase di tipo *stringa*, senza trasformatore interno (*topologia transformerless*), progettato per impianti fotovoltaici di media e grande taglia. Sul lato in corrente continua, l'inverter supporta fino a 9 MPPT indipendenti, con un totale di **18 ingressi** (2 stringhe per MPPT). La tensione operativa si estende da **200 a 1000 V DC**, con una **tensione massima di ingresso pari a 1100 V** e una tensione nominale di 585 V: caratteristiche che garantiscono elevata flessibilità nella configurazione delle stringhe e un funzionamento stabile anche al variare delle condizioni climatiche. La **corrente massima per MPPT è di 26 A**, mentre la corrente di cortocircuito ammessa per ciascun ingresso è pari a 46 A, valori che richiedono particolare attenzione nella scelta dei moduli fotovoltaici ad alta corrente e nella protezione dei circuiti

Sul lato in corrente alternata, l'inverter eroga una potenza nominale di 100 kW e può raggiungere fino a 110 kVA a 45 °C (100 kVA a 50 °C). La tensione nominale di uscita è 400 V in trifase

(3/PE), con un intervallo operativo compreso tra 320 e 460 V. La corrente massima in uscita è di 158,8 A, distribuita sulle tre fasi.

Le prestazioni elettriche sono di livello industriale, con un'efficienza massima del 98,7% e un rendimento europeo pari al 98,5%. L'inverter integra tutte le principali protezioni richieste dalle normative: contro polarità inversa, cortocircuito lato CC e CA, dispersioni verso terra, sovratensioni (SPD CC Tipo II / CA Tipo II), oltre al sezionatore CC e CA integrati.

Dal punto di vista costruttivo, il SG110CX-V11 si presenta come un'unità **robusta e compatta** (dimensioni 1051×660×362,5 mm, peso 83 kg), con grado di protezione IP66 che ne consente l'installazione in esterno anche in ambienti difficili. Il raffreddamento è affidato a ventilazione forzata con controllo intelligente, e l'inverter è progettato per funzionare in un intervallo di temperatura compreso tra -30 °C e +60 °C, fino a 4000 m di altitudine. Dal punto di vista comunicativo, supporta protocolli RS485, Ethernet e Wi-Fi, con possibilità di monitoraggio tramite App dedicata e display LED integrato.

I due inverter hanno tra le caratteristiche in comune, la tensione massima in ingresso, pari, come nel caso precedente, a 1100V. È importante notare che la tensione a vuoto e la tensione nel punto di massima potenza sono inferiori ai rispettivi valori del caso analizzato prima. Questo comporta delle tensioni complessive minori e permette, rispetto al caso precedente di avere stringhe composte da più moduli in serie. In *tabella 6* i risultati per il caso in questione. Il risultato ottenuto pone la possibilità di comporre stringhe fino a 25 moduli in serie; Le scelte del numero di moduli per ogni stringa però dipenderà anche da altri fattori come la distribuzione dei moduli in campo, la loro distanza dalla zona inverter e dal numero di ingressi utilizzati.

Temperatura (°C)	ΔT	Voc (V)	Vmp (V)	Moduli(nr.)	Voc di stringa(V)	Vmp per stringa (V)
25	0	39,13	32,84	25	978,25	821,00
10	-15	40,66	34,12	25	1016,40	853,02
-20	-45	43,71	36,68	25	1092,71	917,06

Tabella 7: Verifica della tensione delle stringhe per il modulo Longi 430W

Analogamente al caso precedente, è stata eseguita la stringatura e la configurazione in corrente continua per tutto il campo fotovoltaico. I criteri da rispettare nel seguente caso equivalgono a:

- Numero di moduli in serie < 25 per entrambi gli inverter;
- Potenza massima in CC per inverter < 175 kW (SG125CX-P2);
- Potenza massima in CC per inverter < 150 kW (SG110CX);
- Corrente di ingresso per connettore < 20 A (SG125CX-P2);
- Corrente di ingresso per MPPT < 26 A (SG110CX);

La tabella che configura le stringhe e le connessioni agli inverter in corrente continua è presente in APPENDICE A. I cavi in corrente continua (DC) vengono posati al di sotto dei moduli fotovoltaici nel momento stesso di posa dei moduli. Così come il caso precedente, anche in questo caso per limitare la caduta di tensione in corrente al di sotto del 2%, si è scelto di installare cavi in rame. Per il caso in questione i moduli sono installati su superfici meno accessibili (rispetto al caso precedente), con passaggi più complessi per i cavi (curve, attraversamenti, fissaggi in quota). Questo rende le operazioni di stringatura e cablaggio più lente e laboriose. Gli spazi ridotti e la necessità di rispettare le pendenze del tetto aumentano i tempi.

Nel caso in questione, non è prevista la realizzazione di nessuna cabina fotovoltaica. Le cabine di bassa e media tensione sono già presenti accanto all'immobile e al sito produttivo, permettendo una snellezza e un risparmio economico non trascurabile per il completamento del cantiere. La posa dei cavi in corrente alternata, dagli inverter ai quadri di bassa tensione all'interno della cabina, è di tipo aerea. Per le installazioni su copertura è usuale un tipo di posa che non prevede scavi, ma la raccolta e il conferimento dei cavi di corrente alternata all'interno di passerelle aeree. Diversamente dal caso precedente per il dimensionamento della sezione di cavi di corrente alternata, si prendono in considerazione solo due fattori di correzione di posa:

1. **Temperatura del terreno:** È un fattore di correzione che si applica per temperatura ambiente diversa da 30°C e dipende dal tipo di isolamento del cavo (PVC, EPR...).
2. **Raggruppamento di più cavi:** È un fattore di correzione per il raggruppamento di più cavi in un fascio o in uno strato, dipende dal numero di circuiti o cavi multipolari affiancati e dalla disposizione di posa (a fascio, a strato su passerella, su parete, ecc.).

La scelta della sezione di cavo per il trasferimento della potenza in corrente alternata impone il rispetto dell'equazione [13]. Analogamente al caso precedente, la scelta ricade su un cavo in alluminio ARG16R16, valori di corrente ammessa in *figura 4.7*. Le tabelle di correzione dei fattori di posa, tratte dalla normativa CEI UNEL 35024/1 sono allegate nelle APPENDICI C.

I valori dei fattori di correzione considerati sono:

- $K_1 = 0,91$; Si considera una temperatura ambiente fino a $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ e un rivestimento per l'isolamento in EPR.
- $K_2 = 0,73$; Si considera la configurazione 'singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate, con un numero di cavi multipolari pari a 5 (nr. di inverter).

Per ottenere il valore di I_z che soddisfi l'equazione [13] si procedi a tentativi. Il primo step consiste nello stabilire la corrente totale di impiego, I_b , uguale al valore minimo tra la corrente nominale dell'inverter e la corrente massima erogabile dello stesso. Dopo aver stabilito il suddetto valore, si procede a scegliere la taglia minima della corrente nominale dell'interruttore da installare, I_n , all'uscita dell'inverter. Una volta aver stabilito I_b , I_n , è possibile ipotizzare un valore di I_0 che soddisfi l'equazione. I valori candidati sono elencati in *figura 4.7*, sotto la colonna portata di corrente, in aria libera e temperatura di $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. I risultati del dimensionamento sono disponibili in *Tabella 8*.

Percorso	Tipo di cavo	Sezione	N. Corde per fase	Tensione	$P_{stc}\text{ CC}$	I_{nom} inverter CA	I_{max} inverter CA	I_b	I_n	I_z	I_0
		mm ²		V	[W]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]	[A]
Inv. 1 a QFV	FG16R16	120	1	400	145.3	209.8	181	181	200	205.9	310
Inv. 2 a QFV	FG16R16	120	1	400	145.3	209.8	181	181	200	205.9	310
Inv. 3 a QFV	FG16R16	95	1	400	108.4	156.4	158.8	156	160	173.4	261
Inv. 4 a QFV	FG16R16	95	1	400	111.4	160.7	158.8	158.8	160	173.4	261
Inv. 5 a QFV	FG16R16	95	1	400	114.0	164.5	158.8	158.8	160	173.4	261

Tabella 8: Scelta della sezione del cavo per la corrente alternata - Impianto su suolo

I Primi due inverter (SG125CX) richiedono l'installazione di cavi in alluminio con una sezione di 120 millimetri quadri di sezione. Gli ultimi tre inverter trasformano una potenza minore, così che è possibile installare cavi in alluminio di sezione pari a 95 millimetri quadri.

Capitolo 5 – Analisi dei risultati

5.1 Analisi energetica comparativa

L'analisi energetica rappresenta il primo passo per valutare in maniera oggettiva le prestazioni degli impianti fotovoltaici presi in esame. Attraverso il confronto dei principali indicatori: Potenza installata, Produzione annua, Produzione specifica e Performance Ratio, è possibile mettere in luce le differenze tra le due soluzioni progettuali, evidenziando come le condizioni di installazione e le scelte impiantistiche influenzino direttamente la resa energetica complessiva. Questi parametri consentono di superare il semplice confronto dei valori assoluti di produzione e di approfondire l'efficienza con cui ciascun sistema converte l'energia solare disponibile in energia elettrica immessa in rete. In particolare, la produzione specifica e il PR forniscono una misura comparabile e indipendente dalla taglia dell'impianto, permettendo di cogliere le reali differenze prestazionali tra l'impianto a terra e quello su copertura. Il grafico di *figura 5.1* è stato elaborato con l'obiettivo di mettere in relazione la potenza installata dei due impianti e la corrispondente produzione annua. Si osserva come il rapporto tra le potenze installate evidenzi una differenza contenuta: l'impianto a terra dispone di una potenza poco più che doppia rispetto a quella dell'impianto a tetto. Passando all'analisi della produzione annua, la differenza diventa molto più marcata: l'energia generata dall'impianto a terra risulta circa tripla rispetto a quella prodotta dall'impianto su copertura. Tale evidenza dimostra come, a parità di tecnologia fotovoltaica, le condizioni di installazione e i fattori ambientali possano determinare scostamenti significativi nelle prestazioni complessive, con un impianto che riesce a valorizzare meglio la risorsa solare disponibile rispetto all'altro.

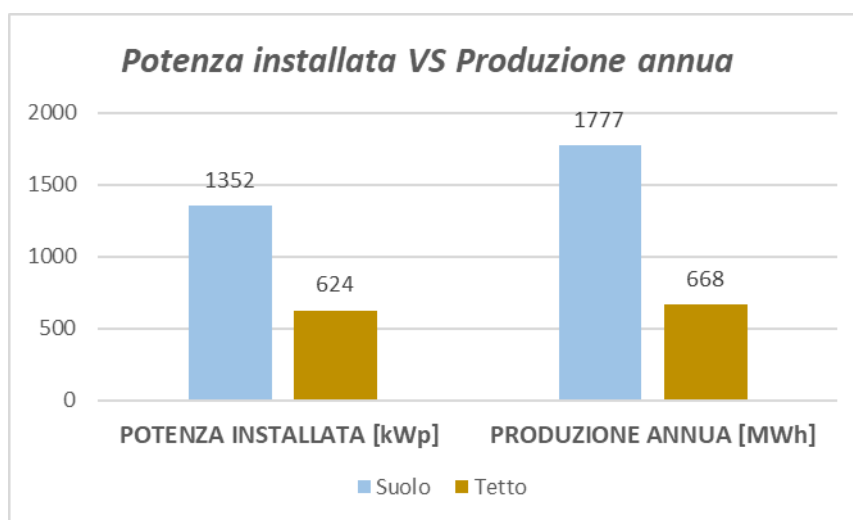


Figura 5.1: Potenza installata e produzione annua

La *figura 5.2* riporta la **Produzione specifica annua** dei due impianti, espressa in kWh prodotti per ogni kWp installato. Tale indicatore consente di valutare l'efficienza produttiva in modo indipendente dalla taglia dell'impianto e permette un confronto diretto tra sistemi di potenza differente. Si osserva come l'impianto a terra raggiunga un valore di **1.315 kWh/kWp**, superiore a quello dell'impianto a tetto che si attesta a **1.069 kWh/kWp**. La produzione specifica rappresenta dunque un parametro sintetico e immediato per confrontare le prestazioni di impianti installati in condizioni diverse.

La *figura 5.3* mostra invece il **Performance Ratio (PR)**, uno degli indici più utilizzati nella valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici. Esso esprime il rapporto tra l'energia effettivamente immessa in rete e l'energia teorica producibile dall'impianto, tenendo conto dell'irraggiamento globale e della potenza nominale installata.

$$PR = \frac{E_{ac}}{P_{nom} \cdot H_{ref}} \quad (15)$$

Dove:

- E_{ac} è l'energia elettrica prodotta in uscita dall'inverter (non considera le perdite in AC);
- P_{nom} è la potenza nominale dell'impianto;
- H_{ref} è l'irraggiamento solare in condizioni di riferimento.

Il PR assume valori compresi tra 0 e 100% e fornisce un'indicazione sintetica dell'efficienza complessiva del sistema, depurata dagli effetti della radiazione locale e della dimensione dell'impianto. Nel caso in esame, l'impianto a terra presenta un PR pari a **84,3%**, mentre quello a tetto raggiunge un valore di **80,2%**, confermando la differenza già evidenziata dall'analisi della produzione specifica.

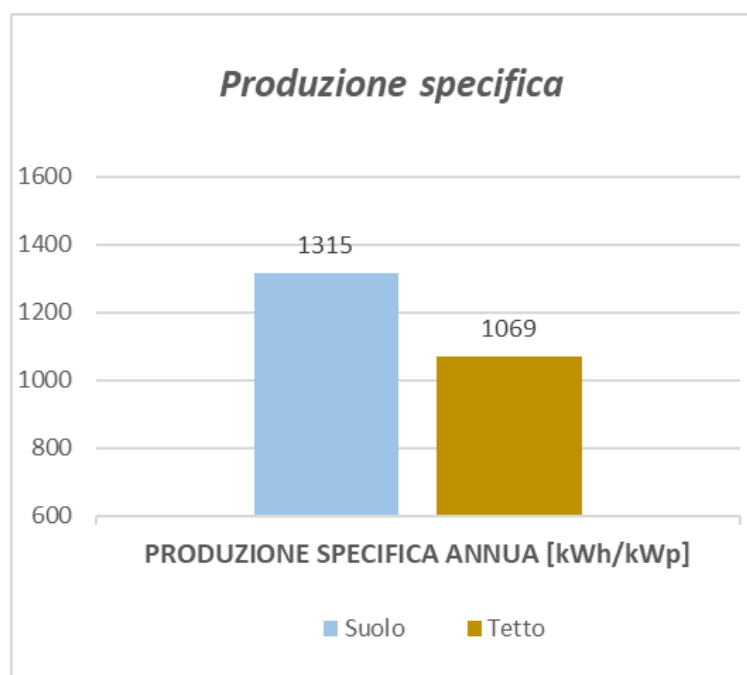


Figura 5.2: Confronto della produzione specifica

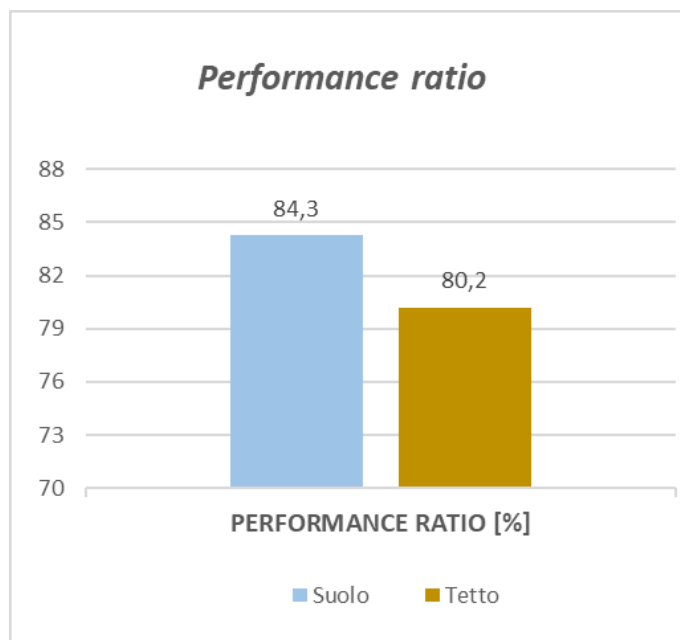


Figura 5.3: Confronto della performance ratio

La risposta a queste differenze è da ricercare in vari aspetti legati alla diversa configurazione dei due impianti fotovoltaici:

1. **Azimut e Inclinazioni;**
2. **Perdite termiche;**
3. **Perdite per effetto dell'ombra;**

I due impianti presentano configurazioni di orientamento profondamente diverse. Il campo a terra adotta un unico asset di inclinazione e orientamento dei moduli, fissi e rivolti a Sud (tilt 20°, azimuth 0°), massimizzando l'irraggiamento sul piano dei moduli in condizioni medie annue. L'impianto a tetto, invece, distribuisce la potenza su tre orientazioni: una falda Sud-Ovest (tilt 15°, azimuth 16°) e due falde a bassa inclinazione (tilt 5°, azimuth 16°) e (tilt 5°, azimuth -164°), di cui l'ultima rivolta quasi a Nord. Questa scelta, tipica degli assetti denominati **'Est-Ovest'**, riduce l'energia annua specifica per kWp ma produce un profilo giornaliero più "piatto", con minori picchi a mezzogiorno e maggior contributo nelle ore del mattino/pomeriggio. La presenza di una quota rilevante di moduli rivolti quasi a Nord spiega parte della differenza di resa specifica e di PR osservata tra i due casi studio.

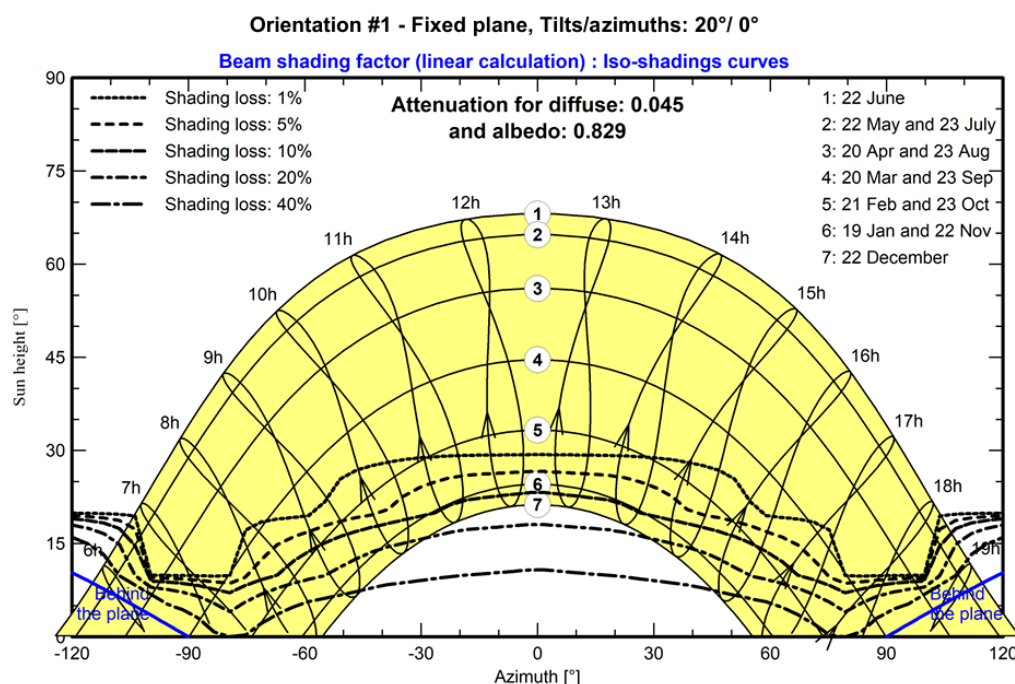


Figura 5.4: Diagramma delle ombre - Impianto su suolo

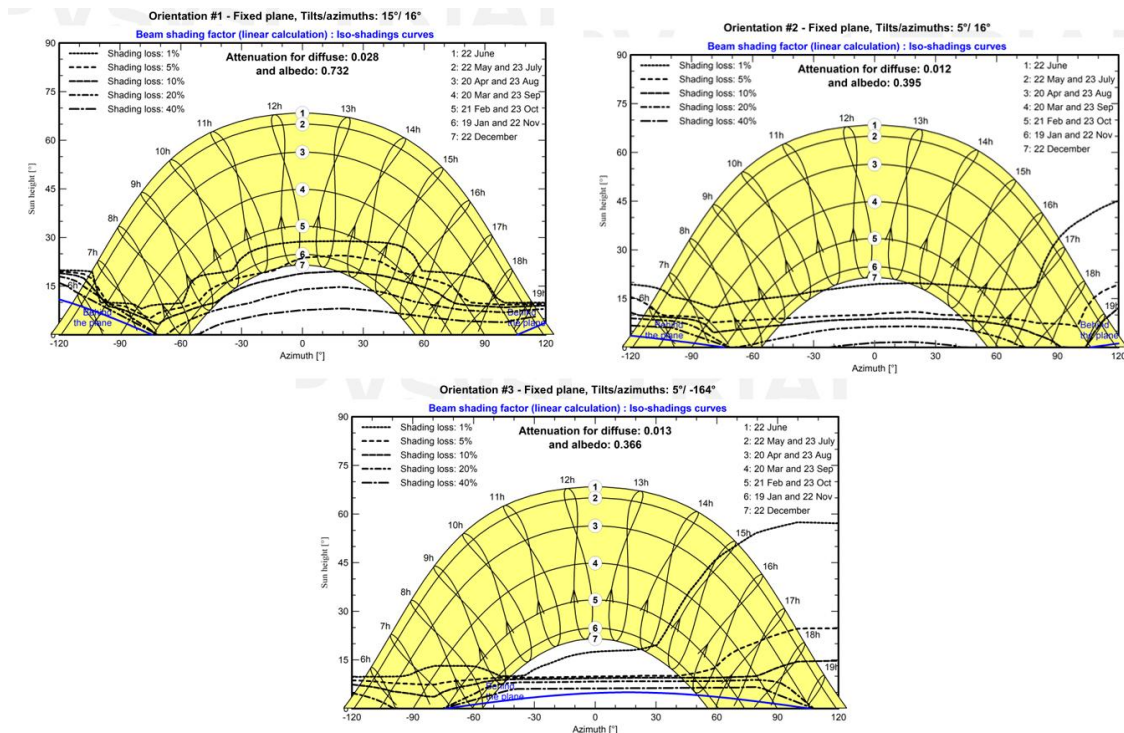


Figura 5.5: Diagramma delle ombre - Impianto su tetto

I diagrammi riportati nelle *figure 5.4* e *5.5* rappresentano le **curve Iso-shadings** generate da PvSyst per ciascun orientamento dei moduli. Tali diagrammi descrivono, in funzione della posizione del sole (altezza e azimuth), le eventuali perdite di irraggiamento dovute a ostacoli vicini o alla geometria stessa dell'impianto. Le curve evidenziano infatti le zone di cielo in cui il fascio solare viene parzialmente o totalmente intercettato, traducendosi in una perdita di radiazione incidente sui moduli. Le percentuali riportate (1%, 5%, 10%, ecc.) quantificano il livello di perdita di radiazione atteso in quelle condizioni di incidenza. Nel caso dell'**impianto a terra** (*figura 5.4*), l'analisi risulta particolarmente semplice: è presente un'unica falda orientata a Sud (20° di tilt, azimuth 0°). Questo comporta una configurazione omogenea e simmetrica, con perdite da ombreggiamento contenute e distribuite uniformemente lungo il percorso solare. Diversa è la situazione dell'**impianto a tetto** (*figura 5.5*), in cui i moduli sono distribuiti su tre orientazioni distinte: una falda a Sud-Ovest a 15° , una seconda a Sud-Ovest con inclinazione molto bassa (5°) e una terza a Nord-Est (5°). I relativi diagrammi Iso-shadings mostrano chiaramente come la presenza di più inclinazioni e soprattutto della contro-falda rivolta a Nord porti a condizioni di irraggiamento meno favorevoli, con maggiore variabilità della radiazione incidente e quindi minore uniformità prestazionale.

Il confronto tra i due casi evidenzia dunque la differenza sostanziale tra una configurazione ottimizzata per la massima captazione solare (campo a terra interamente orientato a Sud) e una soluzione condizionata dalla morfologia della copertura, che richiede di sfruttare tutte le superfici

disponibili anche a scapito della resa specifica. Questo è da considerarsi come una dei fattori chiave che condiziona una resa energetica minore per l'impianto a tetto rispetto all'impianto installato sul suolo.

Un ulteriore elemento che differenzia in modo significativo le prestazioni dei due impianti riguarda le **perdite termiche**, le differenze sono dovute alla temperatura di funzionamento dei moduli fotovoltaici. Come noto, l'efficienza di conversione delle celle solari diminuisce all'aumentare della temperatura operativa, secondo un coefficiente di temperatura che per i moduli in silicio cristallino è tipicamente compreso tra $-0,35$ e $-0,40$ [%/°C], per il caso in questione è possibile trovare i valori esatti tra le schede tecniche presenti nei paragrafi 4.2 e 4.3.

In questo contesto, un parametro chiave è rappresentato dal **coefficiente di dispersione termica** U [$W/m^2 \cdot K$], che esprime la capacità del modulo di smaltire il calore verso l'ambiente. Un valore elevato di U indica una buona ventilazione e quindi un efficace raffreddamento dei moduli grazie a una migliore convezione dell'aria sulle superfici superiori ma soprattutto posteriori. Valori minori del coefficiente di dispersione termica corrispondono a condizioni di scambio termico più sfavorevoli.

L'impianto a tetto, con moduli installati in configurazione complanare alla copertura, presenta una ventilazione limitata sul retro: l'aria non riesce a circolare liberamente e il fattore U risulta ridotto. In altre parole, l'installazione complanare elimina del tutto il flusso d'aria nella parte posteriore del modulo. Ciò si traduce in una temperatura di esercizio più elevata e, di conseguenza, in perdite termiche stimate da PvSyst pari a **-5,2 %**. L'impianto a terra beneficia di una maggiore esposizione al flusso d'aria grazie alla distanza dal suolo, alla disposizione dei moduli su strutture inclinate e all'installazione in una zona semi-rurale, lontano da agglomerati urbani dove l'eccessiva antropizzazione comporta temperature medie mediamente più elevate. Il fattore U risulta superiore e le perdite termiche si riducono a circa **-2,6 %**.

Questa differenza, quasi **doppia**, mette in evidenza come la modalità di installazione influenzi in maniera diretta il bilancio energetico complessivo. A parità di irraggiamento disponibile, i moduli a tetto lavorano in condizioni meno favorevoli, producendo meno energia utile e abbassando così il Performance Ratio rispetto al campo a terra.

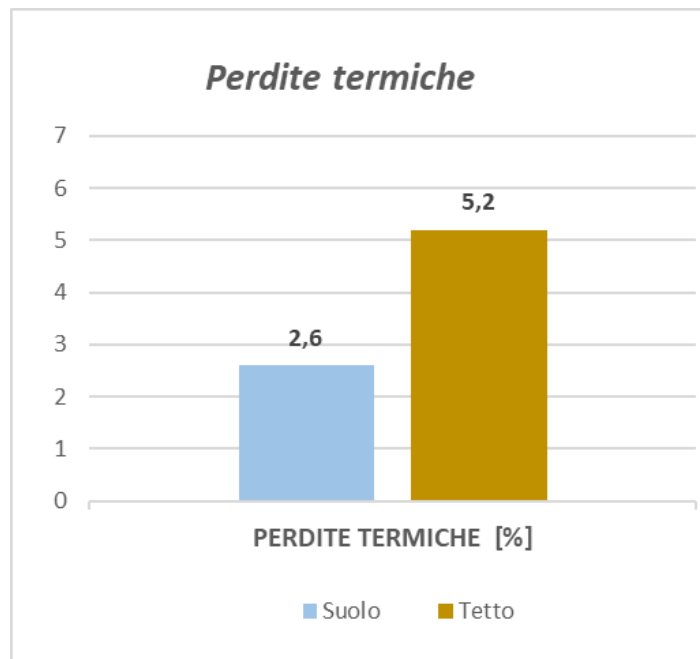


Figura 5.6: Confronto delle perdite termiche

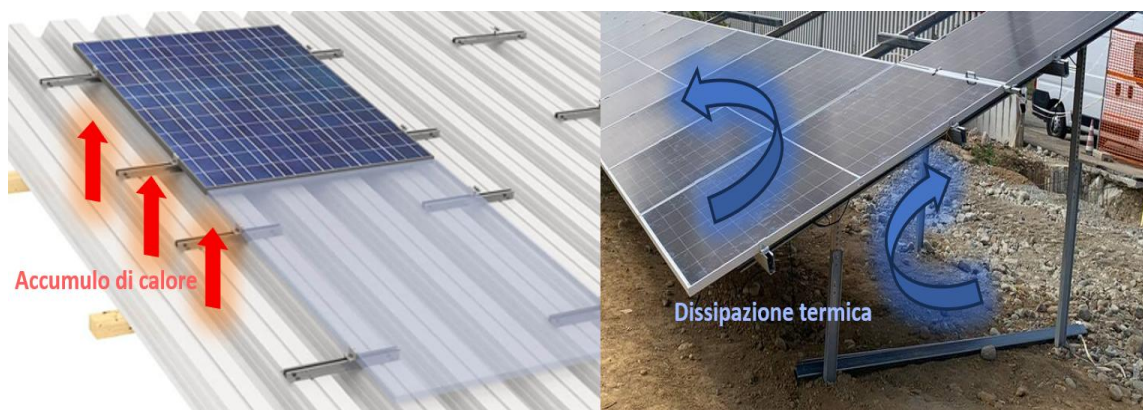


Figura 5.7: Confronto termico moduli FV su copertura complanare a sx e struttura inclinata a dx

Le **perdite per effetto dell'ombra (near shadings)** sono le perdite di radiazione diretta causate da ostacoli vicini al campo FV (file di moduli adiacenti, shed, parapetti, macchinari, comignoli, ecc.). A differenza delle perdite dovute all'orizzonte, qui la geometria è interna all'impianto e dipende da tilt, altezza da terra, passo tra le file e dall'azimut. Nei due casi studio emerge una differenza netta: **l'impianto a terra** presenta perdite per near shadings più elevate ($\approx 3,5\%$) rispetto all'impianto a tetto ($\approx 1,2\%$). Il motivo è principalmente l'ombreggiamento nei mesi invernali, quando l'altezza del sole si riduce, per l'impianto sul suolo. Per ottimizzare l'uso dell'area, il passo tra le file viene spesso ridotto, accettando un certo livello di ombre nelle prime ore del mattino e alla sera, e nei mesi di bassa altezza solare. Sul tetto, invece, le superfici

ombreggianti interne sono più rare o localizzate (lucernari, camini), e con inclinazioni ridotte, l'ombra è meno presente sulla superficie del modulo.

Dal punto di vista elettrico, il near shadings non si limita a ridurre la radiazione incidente: se l'ombra copre parzialmente le stringhe, possono intervenire i **diodi di bypass** dei moduli e generarsi perdite addizionali da **mismatch**, con effetto non lineare sui kWh prodotti. Per questo motivo, gli ombreggiamenti sono tra le voci che più impattano il **PR** nei mesi invernali e nelle ore estreme della giornata.

Oltre agli effetti principali già analizzati: orientazione e inclinazione, perdite termiche e ombreggiamenti prossimi, i modelli di simulazione evidenziano anche una serie di **Perdite Secondarie**, di entità più contenuta e analoghe tra i due impianti.

Tra queste si annoverano:

- **Sporcamento:** perdite dovute al deposito di polvere, smog e particolato sulla superficie dei moduli. La loro entità dipende dalle condizioni ambientali e meteorologiche (piogge, vento, vicinanza a strade o attività industriali). Nei due casi analizzati i valori si attestano intorno all'1,5–2%, quindi in linea con i valori medi attesi.
- **IAM (Incidence Angle Modifier):** perdite dovute alla maggiore riflessione della radiazione solare in condizioni di angoli di incidenza elevati, tipicamente nelle ore di primo mattino e tardo pomeriggio. Anche in questo caso l'impatto è simile per i due impianti, con valori prossimi al 3%.
- **Mismatch:** perdite legate a differenze di rendimento tra moduli collegati in serie/parallelo. Possono derivare da tolleranze costruttive, invecchiamento non uniforme o parziali ombreggiamenti. L'impatto stimato è intorno al 2%, senza particolari differenze tra le due configurazioni.
- **Perdite elettriche (ohmiche e di conversione):** includono le perdite nei cavi in corrente continua, nelle giunzioni e negli inverter. Nei report i valori si aggirano intorno allo 0,8% per i cavi e al 2% per gli inverter, confermando la natura trascurabile rispetto ad altri fattori.
- **LID (Light Induced Degradation):** presente in entrambi i casi, intorno al 2%, rappresenta il degrado iniziale delle celle in silicio cristallino dovuto all'esposizione alla radiazione solare.

Nel complesso, queste perdite secondarie incidono in misura contenuta sul bilancio energetico, con valori complessivi generalmente inferiori al 10% e sostanzialmente analoghe tra le due soluzioni impiantistiche. Pertanto, pur costituendo un elemento da considerare nel modello, non risultano determinanti per spiegare le differenze prestazionali osservate tra i due impianti.

5.2 Analisi economica comparativa

La valutazione oggettiva delle prestazioni e la sostenibilità economica dei due impianti fotovoltaici analizzati avvengono anche attraverso alcuni indicatori tecnico-economici comunemente adottati nella letteratura scientifica e nella prassi industriale. Questi parametri consentono di integrare i risultati energetici ottenuti dalle simulazioni con un'analisi finanziaria, fornendo una visione completa dell'investimento e della sua redditività nel medio-lungo periodo.

LCOE (Levelized Cost of Energy) esprime il costo medio di produzione dell'energia elettrica lungo l'intera vita utile dell'impianto. È un indice sintetico che tiene conto dei costi di investimento iniziali (*CAPEX*), dei costi operativi (*OPEX*) e dell'energia prodotta, attualizzati al valore presente tramite un tasso di sconto. Valori di LCOE bassi indicano impianti più competitivi rispetto ad altre tecnologie energetiche. L'espressione che consente una valutazione numerica:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (16)$$

Dove:

- CAPEX= Costo di investimento iniziale;
- OPEX= Costi operativi annuali;
- E_t =Energia prodotta nell'anno t;
- r=Tasso di sconto;
- n=Vita utile;

Payback Time (Tempo di ritorno) è un fattore che indica il numero di anni necessario per recuperare l'investimento iniziale grazie ai ricavi dell'impianto. Indica la rapidità di rientro del capitale investito, una volta trascorso questo periodo i flussi di cassa diventano positivi.

$$Payback_{time} = \frac{CAPEX}{Ricavi\ annui - OPEX} \quad (17)$$

IRR (Internal Rate of Return) è il tasso di rendimento interno, cioè il tasso di interesse che rende nullo il valore attuale netto (NPV). In altre parole, indica la redditività percentuale dell'investimento, valori elevati di IRR segnalano un investimento attrattivo e competitivo.

$$0 = -CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{\text{Flussi di cassa}_t}{(1+IRR)^t} \quad (18)$$

NPV (Net Present Value) è il valore attuale netto dei flussi di cassa generati dall'impianto in 20 anni, rapportato alla potenza installata (€/kWp). Se NPV>0 l'investimento genera valore, se NPV<0 l'investimento non è economicamente conveniente.

$$NPV = -CAPEX + \sum_{t=1}^{20} \frac{\text{Ricavi}_t - \text{OPEX}_t}{(1+r)^t} \quad (19)$$

Per procedere alla valutazione di questi fattori economici è necessario valutare gli investimenti iniziali per realizzare entrambi gli impianti (CAPEX), i costi per la manutenzione ordinaria e straordinaria (OPEX) e i ricavi ottenuti dal prodotto finale, ovvero l'energia elettrica prodotta da entrambi gli impianti durante tutti il ciclo di vita. Il paragrafo 3.4 fornisce la stima degli investimenti iniziali per entrambi gli impianti, basati sul preventivo economico contrattuale per realizzare entrambi gli impianti:

1. Capex dell'impianto al suolo pari a **875.340 €**
2. Capex dell'impianto a tetto pari a **330.370 €**

Il tasso di sconto considerato per l'analisi è pari al 5%.

Per la stima dei costi operativi (OPEX) è stata adottata un'approssimazione basata su una percentuale del costo di investimento iniziale (CAPEX). In letteratura tecnica e nei principali studi di fattibilità i costi di esercizio e manutenzione di impianti fotovoltaici di taglia industriale vengono generalmente valutati in un intervallo compreso tra l'1% e il 2% del CAPEX annuo, includendo le spese di manutenzione ordinaria e straordinaria, le attività di monitoraggio, le assicurazioni e gli oneri amministrativi.

Nel caso specifico, per l'impianto a terra è stato assunto un valore pari all'**1,3% del CAPEX**, coerente con le economie di scala che caratterizzano questa tipologia di installazioni, in cui la maggiore accessibilità e la concentrazione delle apparecchiature consentono una gestione più efficiente. Per l'impianto a tetto, invece, si è adottato un valore leggermente superiore, pari all'**1,5% del CAPEX**, al fine di tenere conto della maggiore complessità operativa legata alle attività di manutenzione e sicurezza in copertura, nonché della minore possibilità di beneficiare di economie di scala.

3. Opex dell'impianto al suolo pari a **11.379 €/anno**.
4. Opex dell'impianto a tetto pari a **4.955 €/anno**.

Per la costruzione del profilo dei consumi si è fatto riferimento alla suddivisione regolatoria delle **fasce orarie** definite da ARERA. La **fascia F1** comprende le ore diurne dal lunedì al venerdì (08:00–19:00), la **fascia F2** copre le ore intermedie dei giorni feriali (07:00–08:00 e 19:00–23:00) e il sabato dalle 07:00 alle 23:00, mentre la **fascia F3** si riferisce alle ore notturne (23:00–07:00) e a tutte le ore della domenica e dei giorni festivi.

A partire dalle bollette disponibili, in cui i consumi sono contabilizzati con il dettaglio per fascia, si è proceduto alla costruzione di un **profilo sintetico orario**. In particolare, l'energia totale mensile è stata suddivisa tra F1, F2 e F3 in base alle percentuali reali di prelievo riportate nella bolletta. Successivamente, l'energia attribuita a ciascuna fascia è stata distribuita uniformemente su tutte le ore appartenenti a quella fascia, ottenendo così un carico elettrico orario coerente con i dati di fatturazione ma esteso alle 8760 ore dell'anno. In questo modo si è potuto generare un profilo di domanda energetica rappresentativo del comportamento dell'utenza, pur in assenza di misure orarie dirette.

Ai fini della valorizzazione economica, si sono assunti prezzi di acquisto differenziati per fascia: **0,12 €/kWh** per le fasce **F1** e **F2**, e **0,10 €/kWh** per la fascia **F3**, in accordo con i valori medi di mercato per utenze industriali. L'energia prodotta in eccesso e immessa in rete è stata invece valorizzata a **0,09 €/kWh**, riflettendo una stima prudentiale del prezzo di vendita dell'energia elettrica in surplus.

Parallelamente, i dati di produzione oraria dell'impianto fotovoltaico sono stati estratti da PVsyst. L'incrocio dei due insiemi di dati (consumo sintetico e produzione FV) ha permesso di determinare, ora per ora, l'energia autoconsumata, il surplus immesso in rete e il fabbisogno residuo da prelevare, costituendo la base per la stima dei risparmi e dei ricavi economici complessivi dell'intervento.

Si precisa inoltre che l'analisi economica svolta ha volutamente **trascurato gli altri costi presenti in bolletta**, quali le imposte e gli oneri di sistema. Pur essendo in parte funzione dell'energia prelevata dalla rete, questi costi risultano sempre presenti e dipendono da variabili regolatorie e fiscali non strettamente correlate all'oggetto del presente studio. L'obiettivo del lavoro è infatti quello di concentrarsi esclusivamente sulla componente di **materia energia** e sul potenziale

risparmio legato all'autoconsumo fotovoltaico, valutando il beneficio diretto che un'azienda può conseguire dall'investimento in un impianto fotovoltaico.

Indicatore	Suolo	Tetto
Produzione FV totale	1.776,9 MWh	667,6 MWh
Consumo totale sintetico	4.699,4 MWh	7.157,7 MWh
Autoconsumo totale	1.530,5 MWh	667,6 MWh
Surplus totale	246,4 MWh	0,0 MWh
Prelievo totale	3.168,9 MWh	6.490,1 MWh
Tasso di autoconsumo	0,86	1,00
Tasso di autosufficienza	0,33	0,09
Valore autoconsumo	180.273 €/a	78.009 €/a
Valore surplus venduto	22.174 €/a	0 €/a
Costo energia prelevata	353.915 €/a	717.160 €/a
Ricavi annui	202.447 €/a	78.009 €/a
LCOE	51,25 €/MWh	52,51 €/MWh
Payback time	4,58 anni	4,52 anni
IRR	21,37%	21,68%
NPV	1.316.197 €	507.554 €
NPV/Capex	1,504	1,536

Tabella 9: Tabella di confronto indicatori economici

L'analisi comparativa può essere avviata considerando due parametri chiave: il **tasso di autoconsumo** e il **tasso di autosufficienza**. Il primo, che misura la quota di energia prodotta effettivamente utilizzata in sito, risulta pari al 100% per l'impianto a tetto, segnalando che tutta la produzione è assorbita dai consumi interni. Nel caso dell'impianto a suolo, il valore è comunque elevato (86%), ma una quota residuale di energia non può essere autoconsumata ed è destinata all'immissione in rete. Il tasso di autosufficienza, che indica invece la copertura dei fabbisogni energetici da fonte fotovoltaica, mostra valori molto più differenziati: 33% per l'impianto a suolo contro appena 9% per l'impianto a tetto. Tale risultato evidenzia come l'impianto a terra consenta una riduzione più incisiva della dipendenza dall'energia prelevata dalla rete. Passando agli **indicatori economici**, si osserva che il **valore dell'autoconsumo** raggiunge 180.273 €/anno nel caso a suolo, contro 78.009 €/anno nel caso a tetto. A questo si aggiunge, per il suolo, un **valore del surplus venduto** pari a 22.174 €/anno, assente nella configurazione a tetto. Di conseguenza, il **costo dell'energia**

prelevata si riduce sensibilmente nell'impianto a suolo (353.915 €/anno) rispetto al tetto (717.160 €/anno). Il confronto del **LCOE** mostra valori sostanzialmente simili, pari a 51,25 €/MWh per il suolo e 52,51 €/MWh per il tetto, a indicare che il costo livellato dell'energia prodotta è pressoché equivalente per le due soluzioni.

Dal punto di vista della redditività finanziaria, i risultati sono anch'essi molto vicini. Il **payback time** è infatti di circa 4,6 anni per il suolo e 4,5 anni per il tetto, valori che testimoniano tempi di ritorno dell'investimento contenuti. L'**IRR** assume valori elevati in entrambi i casi (21,37% per il suolo e 21,68% per il tetto), con un lieve vantaggio per quest'ultimo, che indica un rendimento percentuale marginalmente più favorevole rispetto al capitale investito.

Infine, il **valore attuale netto (NPV)** mette in evidenza la maggiore scala dell'impianto a suolo: 1,3 milioni di euro contro 0,5 milioni per il tetto. Tuttavia, se rapportato al capitale iniziale, l'indicatore **NPV/Capex** mostra valori pressoché equivalenti (1,504 per il suolo e 1,536 per il tetto), segnalando che in termini relativi i due investimenti presentano una redditività analoga.

In sintesi, la configurazione a suolo garantisce una maggiore autosufficienza energetica e benefici economici assoluti più consistenti, mentre la soluzione a tetto si distingue per l'efficienza dell'autoconsumo e per indicatori economici relativi altrettanto competitivi

5.3 Limiti e prospettive future

Il confronto condotto tra impianto a terra e impianto su copertura ha evidenziato come entrambe le configurazioni presentino vantaggi ma anche limiti strutturali, legati rispettivamente all'uso del suolo e all'orientamento non ottimale dei tetti o alla superficie limitata. Il settore fotovoltaico è in continua evoluzione e diverse soluzioni tecnologiche stanno emergendo per superare tali criticità. In particolare, quattro direttrici di sviluppo tecnico risultano particolarmente rilevanti: i **sistemi di inseguimento solare monoassiale e biassiale**, l'impiego di **moduli bifacciali**, la diffusione di **moduli ad alta efficienza** per impianti su tetto e, infine, l'integrazione dei **sistemi di accumulo elettrochimico**, vera frontiera per l'autoconsumo e l'autosufficienza energetica.

L'idea di inseguire automaticamente il sole risale a decenni fa: già negli anni '70 e '80 si iniziarono a sviluppare sistemi sperimentali che regolavano l'orientamento di collettori solari tramite sensori fotoelettrici. Lo studio classico *Sun Tracking Systems: A Review* indica che uno dei primi sistemi automatici fu presentato da McFee nel 1975, con algoritmi per il calcolo

dell'angolo solare e meccanismi di regolazione. Negli anni successivi, con il progresso nell'elettronica, nei motori e nei controlli digitali, la tecnologia dei tracker ha trovato campo in applicazioni pilota e poi in scala commerciale. Con il calo dei costi dei moduli fotovoltaici, l'equilibrio costo-beneficio del tracking è diventato più critico, ma le innovazioni recenti nei controlli, nei materiali e nell'ottimizzazione meccanica stanno rendendo i tracker sempre più competitivi. Un tracker monoassiale fornisce un solo grado di libertà, tipicamente ruotando il modulo attorno a un asse fisso (orientato est-ovest, nord-sud, o inclinato). L'obiettivo è mantenere il pannello più perpendicolare possibile ai raggi solari durante l'arco giornaliero, riducendo l'errore angolare di incidenza. A seconda del tipo, i tracker monoassiali si distinguono in varianti come HSAT (asse orizzontale), VSAT (asse verticale), TSAT (tilted single-axis), o PSAT (asse allineato al polo). La logica di controllo può essere di tipo open-loop (basata su modello astronomico/temporale del percorso solare) o closed-loop (feedback da sensori di luce). I sistemi più avanzati possono combinare i due con algoritmi ibridi o intelligenti.



Figura 5.8: Tracker monoassiale modello Omega TRI²³

Il tracker biassiale ha due gradi di libertà (tipicamente azimuth + elevazione) e può orientare il pannello seguendo il movimento giornaliero e anche il cambiamento stagionale dell'elevazione del sole. Questo consente un orientamento più preciso e un'adesione quasi ortogonale dei raggi solari in ogni momento. La movimentazione dei pannelli risulta gestita da motori e sistemi di leve più articolate, introducendo nel settore fotovoltaico una complessità ingegneristica ad oggi quasi mai riscontrata. I tracker biassiali hanno avuto una maggiore applicazione nei sistemi a concentrazione solare.

Anche se il potenziale energetico è alto, i tracker (sia monoassiali che biassiali) presentano dei limiti e delle sfide operative:

²³ Fonte: Mounting Systems GmbH, *Omega TRI Solar Tracker System*, sito ufficiale <https://www.mounting-systems.com>

- **Costi e manutenzione:** l'introduzione di parti mobili e attuatori implica un aumento dei costi (capex) e maggiori esigenze manutentive, con rischio guasti meccanici (ingranaggi, giunti, cuscinetti).
- **Consumi energetici del sistema di azionamento:** il meccanismo di tracking (motori e attuatori) richiede energia. In alcuni sistemi piccoli questo consumo può ridurre l'efficacia netta del guadagno: I consumi si stimano intorno al 2-3 % dell'energia incrementale guadagnata.
- **Errori di puntamento e controllo:** errori dovuti a ritardi, approssimazioni nei modelli, condizioni variabili (vento, nuvolosità) possono ridurre i benefici teorici.
- **Sovraombreggiamento e backtracking:** nei sistemi con più file, il movimento dei moduli può comportare ombreggiamento tra file se non si utilizza un algoritmo di backtracking. Ciò costringe ad aumentare la distanza tra le file, riducendo la densità di potenza installata.
- **Instabilità al vento e vincoli strutturali:** la struttura mobile è più soggetta a carichi aerodinamici. In condizioni di vento forte, serve "stow mode" (mettere i moduli in posizione di sicurezza) o smorzatori per evitare vibrazioni torsionali.

Le ricerca e gli sviluppi futuri spingono su nuovi sistemi di: Algoritmi intelligenti e IA, design meccanici semplificati, materiali avanzati e componenti più leggeri, ottimizzazione scalare e riduzione dei costi.

Un'innovazione rilevante per gli impianti fotovoltaici a terra è rappresentata dai **moduli bifacciali**, capaci di assorbire radiazione solare sia sulla faccia anteriore sia su quella posteriore. Questa caratteristica consente di sfruttare la radiazione riflessa dal suolo (*albedo*) e la luce diffusa, aumentando così la producibilità complessiva. I guadagni effettivi dipendono fortemente dal contesto di installazione: superfici chiare e riflettenti, come calcestruzzo, sabbia o neve, possono incrementare la produzione fino a un 10–20% rispetto ai moduli monofacciali tradizionali. Inoltre, la combinazione dei moduli bifacciali con sistemi di inseguimento solare monoassiale o biassiale permette di massimizzare ulteriormente la resa, riducendo il costo livellato dell'energia (LCOE). Restano tuttavia alcuni limiti: i moduli bifacciali hanno un costo unitario più elevato, richiedono strutture meccaniche che evitino ombreggiamenti posteriori e i benefici possono risultare ridotti in siti con bassa riflettanza del suolo.

Per quanto riguarda gli impianti su copertura, la criticità principale è rappresentata dalla **scarsa superficie disponibile**, che limita la potenza installabile e, di conseguenza, la produzione complessiva. In questi casi, i **moduli fotovoltaici ad alta efficienza** costituiscono una soluzione strategica. Le più recenti tecnologie, come le celle **TOPCon**, **HJT (eterogiunzione)** o **IBC**

(Interdigitated Back Contact), hanno permesso di raggiungere efficienze di conversione superiori al 22–24%, contro valori medi del 18–20% dei moduli standard PERC. Questo consente di massimizzare l'energia generata a parità di area occupata, migliorando la competitività economica degli impianti su tetto, soprattutto in contesti urbani e industriali dove lo spazio è il vincolo principale. Come sottolineato da Lee et al. (2019), i progressi nella passivazione superficiale, nei materiali dei contatti e nelle architetture delle celle hanno reso possibile il continuo aumento delle efficienze dei moduli fotovoltaici, aprendo prospettive di grande interesse per applicazioni con limitata disponibilità di superficie.

Un aspetto cruciale per la piena integrazione del fotovoltaico negli scenari energetici futuri riguarda i **sistemi di accumulo**, che consentono di superare uno dei principali limiti delle fonti rinnovabili non programmabili: l'intermittenza. In assenza di sistemi di stoccaggio, infatti, l'energia prodotta dai moduli deve essere immessa in rete o consumata istantaneamente, riducendo i tassi di autoconsumo e di autosufficienza degli utenti. In ambito industriale e commerciale, dove i profili di carico presentano consumi consistenti durante le ore diurne ma anche fabbisogni rilevanti in orari serali o notturni, i sistemi di accumulo elettrochimico rappresentano oggi la soluzione tecnologica più concreta. Tra le tecnologie disponibili, le batterie agli ioni di litio costituiscono la scelta prevalente grazie all'elevata densità energetica, ai rendimenti complessivi superiori al 90% e alla progressiva riduzione dei costi, che negli ultimi dieci anni si sono abbattuti di oltre l'80%. Altre soluzioni, come le batterie al piombo-acido avanzate o le batterie a flusso redox (vanadio o zinco-bromo), trovano applicazioni di nicchia in progetti dove la durata ciclica e la stabilità a lungo termine sono più importanti rispetto alla compattezza del sistema.

L'integrazione di sistemi di accumulo in impianti fotovoltaici industriali consente di aumentare sensibilmente l'autoconsumo, immagazzinando l'energia prodotta nelle ore di picco solare e utilizzandola nelle ore serali, oppure di fornire servizi ancillari alla rete, come la regolazione di frequenza e la riduzione dei picchi di domanda. Inoltre, i sistemi di accumulo permettono di stabilizzare la produzione, ridurre la dipendenza dalle fluttuazioni del prezzo dell'energia elettrica e, in alcuni casi, di partecipare a mercati elettrici dedicati.

Permangono tuttavia alcuni limiti significativi: i costi iniziali di investimento rimangono elevati, la durata ciclica delle batterie è ancora un fattore critico, soprattutto per le applicazioni intensive tipiche del settore industriale; infine, le problematiche di riciclo e sostenibilità ambientale dei materiali, in particolare litio, cobalto e nichel, sono sfide aperte per garantire una filiera realmente sostenibile.

Nonostante queste criticità, il ruolo degli accumuli elettrochimici è destinato a crescere. Le previsioni di mercato stimano una diffusione massiccia delle batterie al litio a supporto di impianti fotovoltaici commerciali e industriali, parallelamente allo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche (batterie allo stato solido, sistemi a ioni di sodio, supercapacitori ibridi). In questo scenario, i sistemi di accumulo non rappresentano più un semplice complemento, ma diventano un elemento chiave per rendere il fotovoltaico una tecnologia capace di rispondere in modo flessibile e programmabile alle esigenze energetiche di imprese e comunità.

Conclusioni

Lo studio sviluppato in questo lavoro di tesi ha avuto come obiettivo principale il confronto, dal punto di vista tecnico ed economico, tra due differenti tipologie di impianti fotovoltaici destinati al settore industriale: un impianto realizzato su suolo e un impianto installato su copertura. Questo confronto si inserisce nel più ampio contesto della transizione energetica e della diffusione delle fonti rinnovabili, in un periodo in cui la riduzione dei costi dell'energia e delle emissioni di CO₂ rappresenta una priorità strategica per le imprese e per il sistema energetico nazionale. Si tratta di impianti progettati principalmente per l'autoconsumo di energia da parte dell'utenza industriale e, quando possibile, anche per la vendita dell'energia prodotta in eccesso rispetto ai propri fabbisogni. L'analisi ha messo a confronto le differenze e le analogie tra le due soluzioni, seguendo un percorso logico che parte dallo studio di fattibilità e dalle analisi preliminari, per poi passare alle fasi di permitting, alle scelte progettuali, alla realizzazione, all'installazione e alla valutazione economico-finanziaria finale.

Fin dalle prime fasi di progettazione sono emerse differenze sostanziali. Per quanto riguarda l'impianto a terra, il primo passo è rappresentato dalla relazione geotecnica: viene infatti coinvolto un geologo per analizzare la natura del terreno e verificarne la perforabilità, poiché l'installazione richiede operazioni di spianamento, infissione dei pali e posa delle vele che sosterranno i moduli fotovoltaici. Il parere geologico costituisce dunque la base su cui avviare l'intero progetto. Nel caso dell'impianto su copertura, invece, il punto di partenza è la verifica statica: è necessario valutare se la copertura sia in grado di sopportare, oltre ai carichi accidentali come neve o vento, anche il peso delle strutture e dei moduli che resteranno in esercizio per l'intera vita utile dell'impianto.

Anche la fase di permitting si presenta molto diversa tra le due configurazioni. Per un impianto su suolo, le autorizzazioni richieste sono numerose e più complesse. Occorre produrre una documentazione dettagliata e interfacciarsi con più enti. Oltre alle pratiche ordinarie, vanno considerati i vincoli paesaggistici, che richiedono il parere della Soprintendenza, e la presenza di eventuali ulteriori vincoli territoriali. Sono poi necessarie opere strutturali permanenti, come plinti di fondazione in calcestruzzo, che comportano anche la denuncia sismica presso gli organi competenti del genio civile. Inoltre, l'ARPA interviene per la valutazione degli impatti ambientali. Tutto ciò comporta un incremento dei costi e dei tempi di realizzazione. Diversamente, l'impianto su tetto richiede un permitting più snello: oltre alla verifica statica, è sufficiente la certificazione antincendio dei Vigili del Fuoco, poiché l'installazione può modificare il piano antincendio dell'edificio. Complessivamente, il processo autorizzativo è più rapido e meno oneroso.

Anche l'analisi del balance of system mostra differenze marcate. L'impianto a terra richiede numerose opere civili e componenti aggiuntivi: lo spianamento del terreno, le infissioni dei pali, gli scavi e i cavidotti per il passaggio dei cavi, la realizzazione della recinzione perimetrale per proteggere i moduli dai furti e l'installazione di sistemi di videosorveglianza che gravano anche sui costi operativi di manutenzione. Spesso è inoltre necessario realizzare nuove cabine e installare trasformatori dedicati, poiché gli impianti a terra sono talvolta distanti centinaia di metri dai quadri elettrici o dalle cabine esistenti. Per ridurre le perdite si preferisce quindi collocare trasformatori e cabine prefabbricate in prossimità del campo fotovoltaico, sostenendo costi aggiuntivi. Negli impianti su tetto, invece, si sfruttano generalmente spazi già presenti all'interno dell'edificio, che ospitano quadri e componenti elettrici in posizioni più comode e vicine ai moduli.

Dal punto di vista operativo, l'installazione su copertura presenta vincoli e difficoltà specifiche. È necessario lavorare in quota, rispettando tutte le condizioni di sicurezza mediante l'utilizzo di parapetti e linee vita, e impiegare gru o sollevatori per il trasporto dei moduli, poiché i tetti non sono accessibili ai mezzi di movimentazione. Anche l'installazione elettrica è più complessa: spazi ristretti, ostacoli architettonici e vincoli strutturali rendono il cablaggio meno agevole. Nell'impianto a terra, invece, pur essendo necessarie opere di scavo più onerose, si dispone di maggiore libertà e facilità di posa, poiché i cavi possono essere fatti confluire direttamente dagli inverter alle cabine attraverso percorsi lineari, con ampio margine di accessibilità anche per le future operazioni di manutenzione.

La differenza tra le due configurazioni si riflette anche nell'impostazione del layout. L'impianto a terra offre una libertà di progettazione pressoché totale: è possibile scegliere l'inclinazione dei moduli, l'orientamento, l'azimut e le distanze tra le file, ottimizzando la produzione in base alle condizioni locali. L'impianto su tetto, invece, è vincolato alla geometria della copertura. In presenza di falde, l'orientamento e l'inclinazione sono imposti; nei tetti piani, la presenza di lucernai e smoke out limita fortemente la disposizione dei moduli. I lucernai, necessari per garantire illuminazione naturale all'interno del capannone, e gli smoke out, obbligatori per ragioni antincendio, impongono distanze minime e vincoli di posizionamento che influenzano la densità installabile e la regolarità del campo fotovoltaico.

Dal punto di vista elettrico, anche la posa dei cavi risulta diversa. Negli impianti a terra, in cui i cavi sono interrati, si considerano quattro fattori di correzione principali: temperatura e resistività del terreno, profondità di posa e raggruppamento dei cavi. Nelle installazioni su copertura i fattori si riducono a due: temperatura e raggruppamento. Queste differenze incidono sulle sezioni dei conduttori e, conseguentemente, sull'intero dimensionamento del sistema.

Per quanto riguarda le rese energetiche, le principali differenze derivano dall'azimut, dalle inclinazioni e dalle perdite termiche. Nell'impianto a terra, orientamento e inclinazione sono liberamente scelti in modo da trovare il miglior compromesso tra massima produzione e densità di installazione. Negli impianti su tetto, invece, l'orientamento è imposto dalla copertura, e talvolta è necessario installare moduli anche su falde esposte a nord, con conseguenti penalizzazioni. Inoltre, le condizioni termiche sono più critiche. Negli impianti a terra i moduli sono sollevati dal terreno, l'aria circola liberamente e la temperatura dei pannelli resta più bassa. Gli impianti su tetto, invece, sono installati in ambienti più caldi e densamente urbanizzati; i moduli sono spesso a contatto con la copertura e l'assenza di ventilazione causa un accumulo di calore che riduce le prestazioni. Da queste considerazioni emerge che il performance ratio e la produzione specifica sono generalmente maggiori negli impianti a terra rispetto a quelli su tetto. In sintesi, a parità di potenza installata, l'impianto su tetto produce meno ma costa anche meno, mentre l'impianto a terra costa di più ma produce di più.

Per completare il confronto è stata condotta un'analisi economico-finanziaria basata sugli indicatori più significativi: Levelized Cost of Electricity (LCOE), Payback Time, Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV) e rapporto NPV/CAPEX. Dai risultati è emerso che il LCOE risulta leggermente inferiore per l'impianto a terra, che dunque produce energia a un costo unitario più basso. Tuttavia, l'impianto su tetto mostra un ritorno economico più favorevole, grazie a un investimento iniziale minore e a tempi di recupero più rapidi. L'IRR è più alto per il tetto, a conferma della maggiore redditività relativa di questa soluzione in contesti con risorse economiche più contenute. Il payback time è di circa cinque anni per entrambe le configurazioni, mentre il NPV risulta maggiore per l'impianto a terra, coerentemente con la sua maggiore produzione complessiva. È opportuno sottolineare che i risultati ottenuti derivano da ipotesi economiche e tecniche definite in fase di simulazione e riferite a condizioni di mercato attuali. Variazioni nel prezzo dell'energia, nei tassi di interesse o nei costi dei componenti potrebbero modificare significativamente gli indicatori economici. I risultati vanno quindi interpretati come un quadro di riferimento utile, ma soggetto all'evoluzione del contesto energetico e finanziario.

Dall'analisi complessiva si può affermare che non esiste una scelta universalmente migliore tra impianto su suolo e impianto su tetto: la decisione dipende dagli obiettivi e dal contesto. L'impianto a terra rappresenta una soluzione adatta a chi dispone di risorse economiche più elevate e punta a una produzione energetica consistente, accettando però tempi e costi autorizzativi più alti, oltre a una maggiore complessità realizzativa e impatti ambientali più significativi. L'impianto su tetto, al contrario, si presenta come una soluzione più snella e immediata: può essere installato in tempi brevi, riduce la bolletta energetica in modo tangibile e

rappresenta un'alternativa valida in tutti quei casi in cui non sia disponibile terreno, poiché sfrutta superfici già esistenti e di proprietà dell'utente.

Per quanto riguarda le prospettive future, gli impianti a terra potranno trarre vantaggio dall'introduzione dei sistemi di inseguimento solare, i cosiddetti tracker, che permettono di incrementare ulteriormente la produzione. Tuttavia, la tecnologia non ha ancora raggiunto una piena maturità: i costi restano elevati, i motori e gli attuatori sono soggetti a guasti e la loro diffusione nel panorama italiano è ancora limitata. In futuro si punta a soluzioni più efficienti, con consumi di azionamento ridotti, maggiore stabilità strutturale e sistemi di controllo più precisi. Per gli impianti su tetto, invece, la direzione più promettente è l'utilizzo di moduli ad alta efficienza. Sebbene più costosi, questi permettono di aumentare la produzione senza modificare la struttura dell'impianto, mantenendo bassi i costi complessivi e i tempi di realizzazione. L'impiego di componenti più performanti rappresenta quindi la chiave per migliorare la competitività di questa tipologia impiantistica.

In conclusione, il lavoro svolto ha evidenziato come gli impianti a terra e quelli su tetto rispondano a logiche differenti e a esigenze diverse. La scelta deve essere calibrata sul contesto specifico, considerando vincoli, tempi, costi, requisiti strutturali, modalità di installazione, rendimento energetico e indicatori economici. Solo un'analisi consapevole e completa consente di individuare la soluzione più adatta, bilanciando l'obiettivo di massimizzare la produzione energetica con quello di ottimizzare la redditività dell'investimento nel lungo periodo. Il confronto svolto ha consentito di acquisire una visione chiara delle scelte tecniche ed economiche che guidano la realizzazione di un impianto fotovoltaico moderno. Il lavoro, oltre a fornire un confronto quantitativo, rappresenta un contributo pratico alla progettazione di sistemi efficienti e sostenibili, coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione e di autonomia energetica perseguiti a livello europeo.

Bibliografia

- **CEI 0-16** – Regola tecnica per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti elettriche con tensione superiore a 1 kV. Varianti edizioni 2019–2022.
- **CEI 0-21** – Regola tecnica per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti elettriche con tensione nominale fino a 1 kV in corrente alternata. Versione consolidata aggiornata.
- **CEI 82-25** – Guida per la realizzazione di sistemi fotovoltaici. Parti e aggiornamenti su componenti e impianti.
- **D.Lgs. 152/2006** – Norme in materia ambientale (Testo Unico Ambientale: VIA/PAUR e modulistica ministeriale).
- **D.P.R. 151/2011** – Prevenzione incendi. Attività soggette e procedimenti; Guida VVF 2012 Prot. 1324.
- **Green, M. A. (1982).** *Solar Cells: Operating Principles, Technology, and System Applications*. Prentice-Hall.
- **Kumba, K. et al. (2024).** *Solar tracking systems: Advancements, challenges, and future trends*.
- **Lee, H.-J.; Kim, S.; Park, J.; et al. (2019).** *High-Efficiency Crystalline Silicon Solar Cells: A Review*. Journal of Nanomaterials, Hindawi.
- **Luque, A. & Hegedus, S. (2011).** *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Wiley.
- **NTC 2018** – Decreto Ministeriale 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018). Norme Tecniche per le Costruzioni.

Appendici

Appendice A – Tabelle di calcolo

Inverter	MPPT	Ingresso	Assegnazione	Nr.moduli	Sezione	Vmp	Imp	K	ρ	RL	Lunghezza cavo	ΔV	ΔV %
					mm2	V	A		Ω.mm2/m	Ω./km	m		
1	A	1	1A1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	57	7,6	1,04%
1	B	1	1B1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	31	4,1	0,57%
1	C	1	1C1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	45	6,0	0,87%
1	D	1	1D1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	60	8,0	1,10%
1	E	1	1E1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	35	4,6	0,64%
1	F	1	1F1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	45	6,0	0,87%
1	G	1	1G1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	104	13,8	1,90%
1	H	1	1H1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	80	10,6	1,46%
1	I	1	1I1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	55	7,3	1,01%
1	J	1	1J1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	107	14,2	1,96%
1	K	1	1K1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	85	11,3	1,55%
1	L	1	1L1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	57	7,6	1,04%
		12		226									
2	A	1	2A1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	90	12,0	1,74%
2	B	1	2B1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	67	8,9	1,22%
2	C	1	2C1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	41	5,4	0,75%
2	D	1	2D1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	18	2,4	0,37%
2	E	1	2E1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	91	12,1	1,76%
2	F	1	2F1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	70	9,3	1,28%
2	G	1	2G1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	43	5,7	0,79%
2	H	1	2H1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	18	2,4	0,37%
2	I	1	2I1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	38	5,0	0,78%
2	J	1	2J1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	40	5,3	0,82%
2	K	1	2K1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	61	8,1	1,18%
2	L	1	2L1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	85	11,3	1,64%
		12		216									
3	A	1	3A1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	104	13,8	1,90%
3	B	1	3B1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	102	13,5	1,86%
3	C	1	3C1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	77	10,2	1,49%
3	D	1	3D1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	44	5,8	0,85%
3	E	1	3E1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	91	12,1	1,76%
3	F	1	3F1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	67	8,9	1,29%
3	G	1	3G1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	43	5,7	0,83%
3	H	1	3H1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	19	2,5	0,41%
3	I	1	3I1	18	6	681	17,31	2	0,02083	3,47	91	12,0	1,77%
3	J	1	3J1	18	6	681	17,31	2	0,02083	3,47	69	9,1	1,34%
3	K	1	3K1	18	6	681	17,31	2	0,02083	3,47	45	6,0	0,87%
		11		198									
4	A	1	4A1	19	6	719	17,31	2	0,02083	3,47	30	4,0	0,55%
4	B	1	4B1	19	6	727	17,39	2	0,02083	3,47	87	11,6	1,59%
4	C	1	4C1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	64	8,5	1,23%
4	D	1	4D1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	41	5,4	0,79%
4	E	1	4E1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	18	2,4	0,35%
4	F	1	4F1	18	6	681	17,31	2	0,02083	3,47	98	13,0	1,90%
4	G	1	4G1	18	6	681	17,31	2	0,02083	3,47	73	9,7	1,42%
4	H	1	4H1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	52	6,9	1,14%
4	I	1	4I1	18	6	681	17,31	2	0,02083	3,47	29	3,8	0,56%
4	J	1	4J1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	81	10,8	1,56%
4	K	1	4K1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	59	7,8	1,14%
4	L	1	4L1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	37	4,9	0,71%
		12		216									
5	A	1	5A1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	8	1,1	0,16%
5	B	1	5B1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	95	12,6	2,07%

5	C	1	5C1	17	6	643	17,31	2	0,02083	3,47	74	9,8	1,52%
5	D	1	5D1	17	6	643	17,31	2	0,02083	3,47	51	6,7	1,05%
5	E	1	5E1	17	6	643	17,31	2	0,02083	3,47	28	3,7	0,58%
5	F	1	5F1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	86	11,4	1,87%
5	G	1	5G1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	65	8,6	1,41%
5	H	1	5H1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	44	5,8	0,96%
5	I	1	5I1	18	6	681	17,31	2	0,02083	3,47	22	2,9	0,43%
5	J	1	5J1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	87	11,5	1,90%
5	K	1	5K1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	66	8,7	1,44%
5	L	1	5L1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	45	6,0	0,98%
		12		198									
6	A	1	6A1	18	6	681	17,31	2	0,02083	3,47	29	3,8	0,56%
6	B	1	6B1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	85	11,3	1,74%
6	C	1	6C1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	62	8,2	1,35%
6	D	1	6D1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	41	5,4	0,90%
6	E	1	6E1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	20	2,6	0,44%
6	F	1	6F1	17	6	643	17,31	2	0,02083	3,47	86	11,4	1,77%
6	G	1	6G1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	63	8,3	1,38%
6	H	1	6H1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	42	5,6	0,92%
6	I	1	6I1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	21	2,8	0,46%
6	J	1	6J1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	93	12,3	2,03%
6	K	1	6K1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	72	9,5	1,57%
6	L	1	6L1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	51	6,7	1,11%
		12		196									
7	A	1	7A1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	29	3,8	0,63%
7	B	1	7B1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	27	3,6	0,59%
7	C	1	7C1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	48	6,3	1,05%
7	D	1	7D1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	69	9,1	1,51%
7	E	1	7E1	16	6	606	17,31	2	0,02083	3,47	90	11,9	1,97%
7	F	1	7F1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	60	8,0	1,30%
7	G	1	7G1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	40	5,3	0,87%
7	H	1	7H1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	20	2,7	0,46%
7	I	1	7I1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	3	0,4	0,07%
7	J	1	7J1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	82	10,9	1,78%
7	K	1	7K1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	62	8,2	1,35%
7	L	1	7L1	15	6	568	17,31	2	0,02083	3,47	41	5,4	0,95%
		12		189									
8	A	1	8A1	15	6	568	17,31	2	0,02083	3,47	26	3,4	0,61%
8	B	1	8B1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	60	8,0	1,30%
8	C	1	8C1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	40	5,3	0,93%
8	D	1	8D1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	20	2,7	0,46%
8	E	1	8E1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	3	0,4	0,07%
8	F	1	8F1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	81	10,8	1,76%
8	G	1	8G1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	60	8,0	1,39%
8	H	1	8H1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	40	5,3	0,93%
8	I	1	8I1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	20	2,7	0,46%
8	J	1	8J1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	8	1,1	0,19%
8	K	1	8K1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	30	4,0	0,69%
8	L	1	8L1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	50	6,6	1,16%
8	L	2	8L2	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	70	9,3	1,62%
		13		197									
9	A	1	9A1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	66	8,8	1,53%
9	A	2	9A2	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	46	6,1	1,07%
9	B	1	9B1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	26	3,5	0,60%
9	C	1	9C1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	6	0,8	0,14%
9	D	1	9D1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	39	5,2	0,90%
9	E	1	9E1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	20	2,7	0,46%
9	F	1	9F1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	60	8,0	1,39%
9	G	1	9G1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	2	0,3	0,05%
9	H	1	9H1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	42	5,6	0,97%
9	I	1	9I1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	22	2,9	0,51%
9	J	1	9J1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	62	8,2	1,44%
9	K	1	9K1	15	6	574	17,39	2	0,02083	3,47	3	0,4	0,07%
9	L	1	9L1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	64	8,5	1,31%
9	L	2	9L2	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	42	5,6	0,86%
		14		214									
10	A	1	10A1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	10	1,3	0,19%

10	B	1	10B1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	3	0,4	0,07%
10	C	1	10C1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	59	7,8	1,21%
10	D	1	10D1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	35	4,6	0,72%
10	E	1	10E1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	12	1,6	0,23%
10	F	1	10F1	18	6	689	17,39	2	0,02083	3,47	12	1,6	0,23%
10	G	1	10G1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	63	8,4	1,29%
10	H	1	10H1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	41	5,4	0,84%
10	I	1	10I1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	65	8,6	1,33%
10	J	1	10J1	17	6	650	17,39	2	0,02083	3,47	43	5,7	0,88%
10	K	1	10K1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	55	7,3	1,19%
10	L	1	10L1	16	6	612	17,39	2	0,02083	3,47	23	3,1	0,50%
		12		304									

Tabella 10: Configurazione in corrente continua - Impianto su suolo

Inverter	MPPT	Ingresso	Assegnazione	Quantità moduli per stringa	Sezione	Vmp	Imp	Azimut	K	ρ	R _L	Lunghezza cavo	ΔV	ΔV
					mm2	V	A			$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$	Ω/km	m	V	%
1	A	1	1PV1	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	0,00	80	8,9	1,40%
1	A	2	1PV2	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	79	8,6	1,31%
1	B	1	1PV3	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	70	7,6	1,16%
1	C	1	1PV5	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	75	8,2	1,78%
1	C	2	1PV6	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	76	8,3	1,80%
1	D	1	1PV7	14	6	460	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	74	8,1	1,76%
1	D	2	1PV8	14	6	460	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	73	8,0	1,73%
1	E	1	1PV9	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	68	7,4	1,13%
1	F	1	1PV11	13	6	427	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	65	7,1	1,66%
1	F	2	1PV12	13	6	427	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	55	6,0	1,41%
1	G	1	1PV13	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	67	7,3	1,11%
1	G	2	1PV14	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	65	7,1	1,08%
1	H	1	1PV15	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	64	7,0	1,52%
1	H	2	1PV16	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	63	6,9	1,50%
1	I	1	1PV17	14	6	460	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	62	6,8	1,47%
1	I	2	1PV18	14	6	460	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	63	6,9	1,50%
1	L	1	1PV19	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	50	5,5	0,83%
1	M	1	1PV21	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	63	6,9	1,05%
1	M	2	1PV22	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	61	6,7	1,01%
1	N	1	1PV23	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	53	5,8	0,88%
		20		338									0,0	
2	A	1	2PV1	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	56	6,1	1,33%
2	A	2	2PV2	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	55	6,0	1,31%
2	B	1	2PV3	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	52	5,7	0,86%
2	B	2	2PV4	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	51	5,6	0,85%
2	C	1	2PV5	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	47	5,1	0,78%
2	C	2	2PV6	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	46	5,0	0,76%
2	D	1	2PV7	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	45	4,9	1,07%
2	D	2	2PV8	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	44	4,8	1,04%
2	E	1	2PV9	14	6	460	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	43	4,7	1,02%
2	E	1	2PV10	14	6	460	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	33	3,6	0,78%
2	F	1	2PV11	13	6	427	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	42	4,6	1,07%
2	F	2	2PV12	13	6	427	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	32	3,5	0,82%
2	G	1	PV13	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	41	4,5	0,68%
2	H	1	2PV15	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	40	4,4	0,66%
2	I	1	2PV17	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	38	4,1	0,63%
2	I	2	2PV18	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	37	4,0	0,61%
2	L	1	2PV19	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	36	3,9	0,85%
2	L	2	2PV20	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	35	3,8	0,83%
2	M	1	2PV21	20	6	657	13,1	S-E	2	0,02083	3,47	33	3,6	0,55%
2	N	1	2PV23	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	32	3,5	0,53%

		20		338				S-O					0,0	
3	A	1	3.1A	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	28	3,1	0,47%
3	A	2	3.1B	20	6	657	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	27	2,9	0,45%
3	B	1	3.2A	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	26	2,8	0,62%
3	B	2	3.2B	14	6	460	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	25	2,7	0,59%
3	C	1	3.3A	14	6	460	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	25	2,7	0,59%
3	D	1	3.4A	20	6	657	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	26	2,8	0,43%
3	E	1	3.5A	22	6	722	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	23	2,5	0,35%
3	E	2	3.5B	22	6	722	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	22	2,4	0,33%
3	F	1	3.6A	22	6	722	13,1	N-E	2	0,02083	3,47	22	2,4	0,33%
3	G	1	3.7A	22	6	722	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	23	2,5	0,35%
3	G	2	3.7B	22	6	722	13,1	S-O	2	0,02083	3,47	24	2,6	0,36%
3	H	1	3.8A	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	45	4,9	0,75%
3	I	1	3.9A	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	30	3,3	0,50%
		13		252									0,0	-
4	A	1	4.1A	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	15	1,6	0,25%
4	A	2	4.1B	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	16	1,7	0,27%
4	B	1	4.2A	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	17	1,9	0,28%
4	C	2	4.3A	15	6	493	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	18	2,0	0,40%
4	C	1	4.3B	15	6	493	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	16	1,7	0,35%
4	D	1	4.4A	15	6	493	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	17	1,9	0,38%
4	D	1	4.4B	15	6	493	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	18	2,0	0,40%
4	E	2	4.5A	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	25	2,7	0,42%
4	E	1	4.5B	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	22	2,4	0,37%
4	F	1	4.6A	18	6	591	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	26	2,8	0,48%
4	F	2	4.6B	18	6	591	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	23	2,5	0,42%
4	G	1	4.7A	15	6	493	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	18	2,0	0,40%
4	H	1	4.8A	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	19	2,1	0,39%
4	I	1	4.9A	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	22	2,4	0,46%
4	I	1	4.9B	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	23	2,5	0,48%
		15		259									0,0	-
5	A	1	5.1A	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	43	4,7	0,71%
5	B	1	5.2A	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	44	4,8	0,91%
5	B	2	5.2B	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	44	4,8	0,91%
5	C	1	5.3A	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	45	4,9	0,93%
5	C	2	5.3B	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	45	4,9	0,93%
5	D	1	5.4A	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	46	5,0	0,96%
5	D	2	5.4B	16	6	525	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	46	5,0	0,96%
5	E	1	5.5A	17	6	558	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	44	4,8	0,86%
5	F	1	5.6A	18	6	591	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	47	5,1	0,87%
5	G	1	5.7A	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	47	5,1	0,78%
5	G	2	5.7B	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	48	5,2	0,80%
5	H	1	5.8A	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	48	5,2	0,80%
5	H	2	5.8B	20	6	657	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	49	5,3	0,81%
5	I	1	5.9A	17	6	558	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	49	5,3	0,96%
5	I	2	5.9B	17	6	558	13,1	SUD	2	0,02083	3,47	50	5,5	0,98%

Tabella 11: Configurazione in corrente continua - Impianto su copertura

Appendice B – Sezione degli scavi

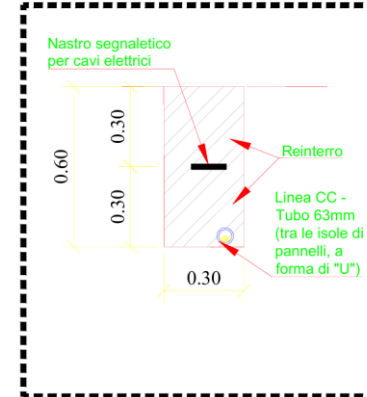
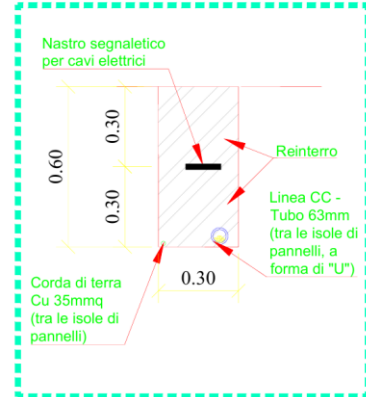


Figura B.1: Sezione 15/16 e A-A

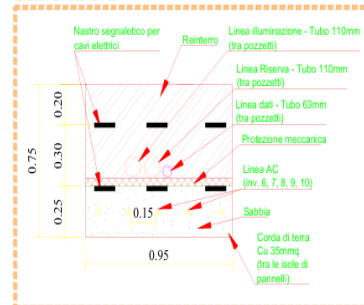
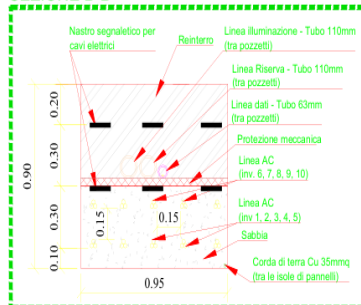
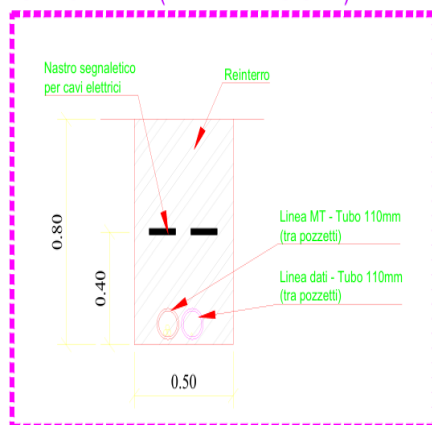


Figura B.2: Sezione B-B e C-C

SEZIONE D-D (MEDIA TENSIONE)



INVERTER A POZZETTO

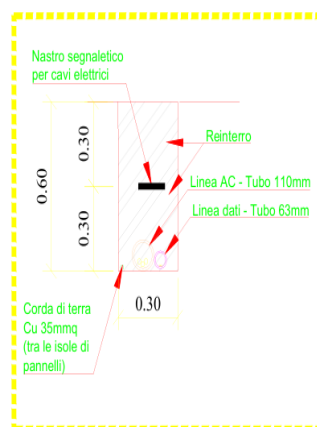


Figura B.3: Sezione D-D



Figura B.4: Scavi per posa dei cavi AC

Appendice C – Fattore di correzione di posa dei cavi

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Figura C.5: Fattore di correzione K1- posa interrata

Tab. III **Fattori di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano**

Tipo di posa: **In tubi protettivi direttamente interrati**

Un cavo multipolare per ciascun tubo

Numero di cavi	DISTANZA FRA I CIRCUITI ^(a) (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

Tipo di posa: **In tubi protettivi direttamente interrati**

Un cavo unipolare per ciascun tubo

Numero di circuiti	DISTANZA FRA I CIRCUITI ^(a) (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Cavi multipolari:



Cavi unipolari:



Figura C.6: Fattore di correzione K2 – posa interrata

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

Figura C.7: Fattore di correzione K3 e K4 – posa interrata

Tab. III **Fattore di correzione k_1 per temperature ambiente diverse da 30 °C**

Temp. ambiente	Tipo di isolamento	
	PVC	EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

Figura C.8: Fattore di correzione K1- posa aerea

Tab. IV Fattori di correzione k_2 per circuiti realizzati con cavi installati in fascio o strato

Appendice A		Numero di circuiti o di cavi multipolari											
Articolo	Disposizione (cavi a contatto)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1	Raggruppati a fascio, annegati	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
2	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Nessuna ulteriore riduzione per più di 9 circuiti o cavi multipolari		
3	Strato a soffitto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61			
4	Strato su passerelle perforate orizzontali o verticali (perforate o non perforate)	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
5	Strato su scala posa cavi o graffato ad un sostegno	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

Figura C.9: Fattore di correzione K_2 - posa aerea

Appendice D – Schede Tecniche

Designazione tipo	SG125CX-P2
Ingresso [CC]	
Max. potenza FV in ingresso raccomandata	175 kW
Max. tensione FV in ingresso	1100 V
Minima tensione FV di esercizio/ tensione di avvio in ingresso	180 V/200 V
Tensione FV nominale in ingresso	600 V
Intervallo di tensione MPP	180 - 1000 V
N. di ingressi MPP indipendenti	12
N. di stringhe FV per MPPT	2
Max. corrente FV in ingresso	360 A (30 A * 12)
Max. corrente cortocircuito CC	480 A (40 A * 12)
Max. corrente CC per connettore	20 A
Uscita [CA]	
Max. potenza CA in uscita	125 kVA
Potenza nominale apparente di uscita CA	125 kVA
Max. corrente CA in uscita	181 A
Tensione CA nominale	3 / N / PE, 230 / 400 V
Intervallo di tensione CA	320 - 480V
Frequenza di rete nominale/intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 - 55 Hz 60 Hz / 55 - 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Fattore di potenza alla potenza nominale/ Fattore di potenza regolabile	> 0,99/0,8 in anticipo - 0,8 in ritardo
Fasi alimentazione/Connessione CA	3 / 3-N-PE
Efficienza	
Max. efficienza	98,50%
Efficienza europea	98,30%
Protezioni e funzioni	
Protezione da polarità inversa CC	SI
Protezione da cortocircuito CA	SI
Protezione da dispersione di corrente	SI
Monitoraggio rete	SI
Monitoraggio guasto verso terra	SI
Sezionatore CC	SI
Monitoraggio stringa FV	SI
Funzione Q di notte	SI
Funzione di recupero PID	SI
Interruttore di circuito per guasti da arco elettrico (AFCI)	SI
Protezione da sovracorrente	CC Tipo I + II / CA Tipo II
Dati generali	
Dimensioni (LxAxP)	1020x795x360 mm
Peso	87 kg
Topologia	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66
Consumo notturno	< 5 W
Intervallo di temperatura ambiente di esercizio	da -30 a 60 °C
Intervallo di umidità relativa consentito	0 - 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento intelligente ad aria forzata
Max. altitudine di esercizio	4000 m (depotenziamento > 3000 m)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485/Opzionale: WLAN, Ethernet
Tipo di connessione CC	Evo2 (Max. 6 mm²)
Tipo di connessione CA	Terminale OT/DT (max. 240 mm²)
Conformità	IEC 62109-1, EN/IEC 61000-6-1/2/3/4, IEC 61727, IEC 62116, EN 50549-1/2, UTE C15-712-1, VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105:2018, VFR 2019, NC RIC, C99, UNE 217002, NTS, CEI 0-21 2019, CEI0-16 2019, NRS-097-2-1
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza

Figura D.10:Scheda tecnica Inverter SG125CX-P2

Designazione	SG110CX - V11
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1100 V **
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	200 V / 250 V
Tensione nominale in ingresso	585 V
Intervallo tensione MPP	200 – 1000 V
N. di MPPT	9
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente fotovoltaica max. in ingresso	26 A * 9
Corrente di cortocircuito dell'ingresso fotovoltaico	40 A * 9
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	100 kW
Corrente CA max. in uscita	158.8 A
Tensione CA nominale	3 / N / PE, 400 V
Intervallo tensione CA	320 – 460V
Frequenza di rete nominale / intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3-PE
Efficienza	
Efficienza max.	98.7 %
Efficienza europea	98.5 %
Protezioni e Funzioni	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC	Si
Sezionatore CA	No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione potenza reattiva notturna	Si
Funzione di recupero PID	Si
Interruttore del circuito per guasto da arco (AFCI)	No
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1051*660*362.5 mm
Peso	89 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66
Consumo energetico notturno	< 2 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	da -30 a 60 °C (> 50 °C depotenziamento)
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzato intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m depotenziamento)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	R5485 / Opzionale: Wi-Fi, Ethernet
Tipo di collegamento CC	MC4 (max. 10 mm² optional)
Tipo di collegamento CA	Terminali OT / DT (Max. 240 mm²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-16:2019, VDE 0126-1-1(A) VFR 2019, UTE C15-712-12013, DEWA, UNE 206007-1/RD 1699, UNE 217001, P.O. 12.3, Israel certificate, C99
Supporto rete	Funzione reattiva notturna, LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva oltre a controllo velocità rampa di potenza

* Compatibile solo con i logger Sungrow, EyeM4 e iSolarCloud

** Se la tensione CC massima nel sistema può superare i 1000 V, i connettori MC4 inclusi nella fornitura non devono essere utilizzati.

In questo caso è necessario utilizzare i connettori MC4 Evo2.

Figura D.11: Scheda Tecnica Inverter SG110CX