

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA CIRCA 76,194 MWP

"BUTERA"

SITO NEI COMUNI DI
BUTERA (CL) – GELA (CL)
SP81 – SS190 – SP8

RELAZIONE GENERALE

COMMITTENTE:

FORTUNATA SOLAR S.R.L.

Viale Santa Panagia, 141/D – 96100 Siracusa (SR)

IL TECNICO

Crucillà Vincenzo

TITOLO ELABORATO:

RS06REL0002A0.pdf

CODICE

RS06REL0002A0

REVISIONE:

00

DATA ELABORATO:

30/07/2021



Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Dati del Committente	6
Tabella 2 - Dati relativi alla località di installazione	7
Tabella 3 – Irraggiamento solare annuo e producibilità	11
Tabella 4 – Potenza Nominale campo	11
Tabella 5 - Dati caratteristici dei moduli fotovoltaici tipo	13
Tabella 6 - Dati caratteristici dei gruppi di conversione (inverter)	15
Tabella 7 – Numero inverter e suddivisione stringhe per inverter	17

Sommario

1. DEFINIZIONI.....	4
2. DATI GENERALI DI IMPIANTO	6
3. SITO DI INSTALLAZIONE.....	6
4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO.....	8
5. IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI	8
6. DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ	9
7. MODULI FOTOVOLTAICI.....	12
8. GRUPPO DI CONVERSIONE.....	13
9. STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI.....	16
10. QUADRI ELETTRICI	16
11. CABINE.....	18
11.1. CABINE DI TRASFORMAZIONE	19
11.2. CABINE DI SERVIZI/mAGAZZINO/O&M.....	20
11.3. CABINE DI RACCOLTA	21
12. IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE.....	21
13. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA (SSE) MT/AT	22
14. CAVI ELETTRICI E CABLAGGI	22
15. SISTEMA DI MONITORAGGIO (SCADA).....	23

16.	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	24
17.	VERIFICHE PRESTAZIONALI.....	24
18.	RIFERIMENTI NORMATIVI	27

1. DEFINIZIONI

- **Cabina di trasformazione:** locale tecnico contenente i dispositivi di protezione e di manovra e le apparecchiature destinate alla trasformazione di tensione da bt ad MT dell'energia proveniente da tutti gli inverter appartenenti al sottocampo.
- **Cabina servizi:** adibita a locale tecnico per i sistemi videosorveglianza, di monitoraggio e controllo dello specifico sottocampo.
- **Cabina di raccolta:** locale destinato a contenere le apparecchiature necessarie per raccogliere tutte le linee MT provenienti dalle cabine di trasformazione appartenenti ad un campo.
- **Campo:** insieme di sottocampi che afferiscono ad una o più cabine di raccolta in MT.
- **Sottocampo:** parte del generatore fotovoltaico composto da un insieme di stringhe che afferiscono ad una cabina di conversione/trasformazione.
- **Dispositivo generale (DG):** apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

Nel caso di impianto che presenti un'unica linea di alimentazione (immediatamente a valle del cavo di collegamento) il DG è unico. In caso di più linee di alimentazione (immediatamente a valle del cavo di collegamento) il DG può essere costituito da due DGL.

- **Dispositivo generale (DGL):** apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata da un opportuno sistema di protezione) assicura la separazione di una delle due linee dell'impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.
- **Impianto di rete per la connessione:** porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. L'impianto di rete presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.
- **Impianto di rete presso l'utenza:** porzione di impianto di rete per la connessione adiacente all'impianto di utenza per la connessione, installata su aree (in locali) messe a disposizione dall'Utente, tipicamente al confine tra la proprietà dell'Utente medesimo e il suolo pubblico. Il punto di connessione è individuato al confine tra l'impianto di rete presso l'utenza e l'impianto di utenza per la connessione.
- **Impianto di utenza (o di Utente):** impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.
- **Impianto di utenza per la connessione:** porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza

dell'Utente.

- **Impianto per la connessione:** insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.
- **Impianto utilizzatore:** insieme del macchinario, dei circuiti, delle apparecchiature destinate all'utilizzo di energia elettrica.
- **Protezione Generale (PG):** insieme di protezioni utilizzate per la rilevazione di guasti interni all'impianto dell'utente. La PG è richiesta a tutti gli impianti di utenze e agisce sul DG, con la finalità di provocare la separazione dell'impianto dell'utente dalla rete del Distributore in caso di guasti interni all'impianto stesso, in modo selettivo con le protezioni presenti sulla rete di distribuzione.
- **Punto di confine:** punto tra la rete e l'impianto di Utente per la connessione, dove avviene la separazione di proprietà tra rete e Utente.
- **Punto di Connessione (PdC):** confine fisico tra due reti nella titolarità e/o gestione di due soggetti diversi attraverso cui avviene lo scambio fisico di energia. Il punto di connessione è individuato al confine tra l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utenza.
- **Punto di immissione:** punto di immissione come definito ai sensi dell'articolo 4, comma 4.7 del TIME. Ciò si ha in caso di fornitura a produttori con solo servizi ausiliari (senza carico proprio).
- **Punto di inserimento:** punto della rete di distribuzione nell'assetto preesistente alla connessione al quale l'impianto di utenze è connesso attraverso l'impianto di connessione.
- **Punto di prelievo:** punto di prelievo come definito ai sensi dell'articolo 4, comma 4.7 del TIME. Ciò si ha in caso di fornitura a Utenti passivi, oppure a Utenti attivi con carico proprio, diverso dai servizi ausiliari.
- **Rete** (rete di distribuzione, rete di distribuzione pubblica): rete elettrica AT o MT alla quale possono collegarsi gli Utenti, gestita da un'impresa distributrice.
- **Rete AAT:** sistema a tensione nominale tra le fasi oltre 150 kV.
- **Rete AT:** sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV fino a 150 kV compreso.
- **Rete di distribuzione BT:** rete con obbligo di connessione di terzi diversa dalla RTN, con tensione nominale tra le fasi superiore a 50 V fino a 1 kV compreso se in c.a. o superiore a 120 V fino a 1,5 kV compreso se in c.c..
- **Rete di distribuzione MT:** rete con obbligo di connessione di terzi diversa dalla RTN (decreto 25 giugno 2000), con tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV se in c.a.

o superiore a 1,5 kV se in c.c. fino a 35 kV compreso.

- **SE:** Stazione elettrica.
- **SSE:** Sottostazione elettrica.
- **Sistema di storage:** insieme di dispositivi ed apparecchiature di gestione e controllo funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

2. DATI GENERALI DI IMPIANTO

La presente relazione tecnica ha per oggetto la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica dell'energia solare, avente una potenza di picco pari a circa 76.194,0 kWp.

L'impianto sarà connesso alla rete elettrica in AT di Terna S.p.A. in ottemperanza a quanto prescritto dalla Deliberazione ARG/elt 99/08 "Testo Integrato delle Condizioni Tecniche ed Economiche per le Connessioni alle Reti con Obbligo di Connessioni di Terzi degli Impianti di Produzione di Energia Elettrica (T.I.C.A.)", ed al Codice di Rete di Terna.

COMMITTENTE	
Committente:	Fortunata Solar S.R.L.
Indirizzo:	Viale Santa Panagia 141/d – 96100 – Siracusa (SR)
Partita IVA:	02038520892

Tabella 1 - Dati del Committente

3. SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto "BUTERA" verrà realizzato su terreno ricadente in area agricola, su terreni appartenenti al territorio dei Comuni di Gela e Butera (CL). I moduli fotovoltaici saranno fissati al suolo per mezzo di strutture di supporto intelaiate in acciaio zincato ad inseguimento mono-assiale con asse di rotazione in direzione NORD-SUD e strutture di supporto intelaiate fisse con inclinazione di 25°. Di seguito si riportano le coordinate del punto centrale dei campi che compongono l'impianto:

DATI RELATIVI ALLA LOCALITÀ DI INSTALLAZIONE CAMPO AREA A	
Località:	Butera (CL)
Latitudine:	37°11'017.70"N
Longitudine:	14°14'53.58"E
Altitudine:	250 m s.l.m.

DATI RELATIVI ALLA LOCALITÀ DI INSTALLAZIONE CAMPO AREA B	
Località:	Butera (CL)
Latitudine:	37°10'15.31"N
Longitudine:	14°16'39.49"E
Altitudine:	170 m s.l.m.

DATI RELATIVI ALLA LOCALITÀ DI INSTALLAZIONE CAMPO AREA C	
Località:	Gela (CL)
Latitudine:	37°09'41.84"N
Longitudine:	14°15'16.38"E
Altitudine:	171 m s.l.m.

DATI RELATIVI ALLA LOCALITÀ DI INSTALLAZIONE CAMPO AREA D	
Località:	Gela - Butera (CL)
Latitudine:	37°08'26.48"N
Longitudine:	14°13'49.14"E
Altitudine:	80 m s.l.m.

Tabella 2 - Dati relativi alla località di installazione

4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'intero impianto fotovoltaico è composto da circa 126.990 moduli fotovoltaici in silicio cristallino bifacciali da 600 Wp cadauno distribuiti su una superficie di circa 162 Ha e da circa 23 inverter centralizzati con potenze da 2.365 kW o da 3.550 kW. La potenza nominale complessiva è di circa 76.194,0 kWp per una produzione di 145.496 MWh annui.

L'impianto è di tipo "grid-connected", collegato alla rete di distribuzione RTN 220 kV mediante una nuova linea ed immette in rete tutta l'energia prodotta, al netto degli autoconsumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari per il funzionamento della centrale. La soluzione di connessione è stata predisposta da TERNA e prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiaramonte Gulfi - Favara".

Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla SE citata costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Le varie sotto-aree di impianto sono collegate fra loro mediante cavidotti in MT che convogliano la potenza verso la sotto-stazione elettrica (SE) di utenza ubicata in un'area più a est ed appartenente al comune di Butera.

5. IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata utilizzando il database PVGIS. PVGIS si basa sull'utilizzo di un database di radiazione solare ricavato da dati climatologici normalizzati su base europea e disponibili all'interno dell'European Solar Radiation Atlas. L'algoritmo del modello stima l'irradianza/irradiazione globale (diretta, diffusa e riflessa), in assenza ed in presenza di fenomeni meteorologici reali (pioggia, nebbia, nuvole, etc...), su superficie orizzontali o inclinate. L'irradiazione giornaliera totale (Wh/m²) è calcolata attraverso l'integrazione dei valori dell'irradianza calcolata ad intervalli regolari di tempo durante l'arco della giornata considerando l'ombreggiamento causato dai rilievi locali (colline e montagne) come da modello digitale del terreno prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze delle area nell'ambito comunale di Butera e Gela.

Il campo fotovoltaico sarà esposto con un'inclinazione (tilt) variabile tra -5 % e + 15%, in funzione della pendenza del terreno, nel caso di strutture di supporto ad inseguimento mono-assiale (tracker) con asse di rotazione in direzione NORD-SUD. Le strutture fisse avranno invece una inclinazione di 25° rispetto all'orizzontale.

6. DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

Ai fini della valutazione della producibilità di un impianto fotovoltaico, bisogna sottolineare che tale dato è soggetto a perdite di diversa natura che è necessario considerare ai fini della produzione complessiva. Tali perdite sono riassumibili nelle seguenti categorie:

- **perdite per riflessione**, generate da una quota parte di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle; la riflessione riduce quindi la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica. Sulla base dell'esperienza, tale perdita in percentuale varia fra il 1 ed il 3%;
- **perdite per ombreggiamento**, sia prodotto da ostacoli esterni (costruzioni, vegetazione) sia prodotta dalle file di moduli del campo poste in successione. Anche l'ombreggiamento riduce la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica, tale riduzione è stata stimata dalla scrivente, sulla base delle distanze fra le file di moduli, intorno all' 2%;
- **perdite per sporcamento**, sono dovute a depositi di pulviscolo e calcare sulle superfici captanti e sono dipendenti dunque dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Per moduli fotovoltaici installati con un'inclinazione superiore a 20° installati in siti ubicati in aree normali, come per il sito considerato, tali perdite possono essere dell'ordine dell'1%;
- **riduzione di potenza dovuta allo scostamento delle condizioni reali di funzionamento** dei moduli fotovoltaici dalle condizioni STC ("Standard Test Conditions": 1.000 W/m² per l'irraggiamento solare, 1.5 per l'Air Mass, 25 °C per la temperatura dei moduli). L'incremento della temperatura delle celle, evento normale durante il ciclo di funzionamento, ha come effetto una perdita di potenza generabile dal modulo: la tensione delle celle decresce con l'aumentare della temperatura, mentre non si registrano variazioni significative della corrente. L'ammontare di tale perdita varia tra il 4% ed il 7%. La relazione utilizzata per effettuare una stima delle perdite di rendimento dovute alla temperatura è la seguente:

$$P_{\text{TLOSS}} = \left[T_{\text{amb}} - 25 + (\text{NOCT} - 20) \frac{I}{800} \right] \frac{G}{100}$$

Dove:

I è l'irraggiamento misurato sul piano dei moduli in $[W/m^2]$; G è il coefficiente di temperatura per la potenza; T_{amb} è la temperatura dell'aria esterna;

- **perdite di potenza per mismatching**, causate dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche non perfettamente identiche. La disomogeneità del comportamento elettrico delle celle è causata sia dal processo di produzione industriale che dalle differenti condizioni operative (temperatura ed irraggiamento). In un sistema con moduli in serie, il valore della corrente di stringa è limitato dal modulo che eroga la corrente più bassa; in un sistema con moduli in parallelo, la tensione di stringa è limitata dal modulo che eroga la tensione più bassa. Un valore attendibile per questo tipo di perdite può variare fra il 2% ed il 3%. Si sottolinea che tali perdite potrebbero essere ridotte in fase di installazione andando a collegare moduli in serie con caratteristiche elettriche simili fra loro, sulla base del flash report dei moduli fotovoltaici fornito dal costruttore degli stessi e che si raccomanda di richiedere;
- **perdite di potenza lungo le tratte in CC**, causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi, sui diodi di blocco e sulle resistenze di contatto degli interruttori. Dipendono dalla lunghezza dei cavi e dalla sezione. È bene in fase progettuale limitare tali perdite fra il 2 ed il 3%, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);
- **perdite di potenza nel sistema di conversione**, sono dovute all'efficienza dell'inverter ed alle perdite del trasformatore. Tali perdite possono essere stimate uguali ad $1 - \eta_{\text{euro}}$, dove η_{euro} è il rendimento europeo dell'inverter. Nel caso dell'impianto considerato si stima un valore pari al 3%;
- **Perdite per livello di irraggiamento** sono dovute alle ore di inattività dell'inverter che si originano per irraggiamento troppo basso sul piano dei moduli, ad esempio alle prime ore del mattino, alla sera o in momenti di nuvolosità particolarmente intensa, quando l'energia irraggiata sul piano dei moduli genera un voltaggio troppo basso e non compreso nel range di funzionamento dell'apparato di conversione. Tali perdite variano fra il 2 ed il 5% in base anche alla latitudine del sito;

In letteratura si definisce solitamente il Performance Ratio (PR) dell'impianto come il rapporto

tra l'energia teoricamente producibile dai moduli solari in condizioni standard STC e l'energia effettivamente consegnata in rete.

Il calcolo della producibilità dell'impianto, suddiviso nelle sue sotto-aree, è stato effettuato mediante il software di simulazione PV SYST 6.67, partendo dai dati climatici di irraggiamento e temperatura ambiente forniti dal data base PVGIS (media PVGIS Sarah -CMSF – ERA5).

Si riporta a seguire una tabella riassuntiva con i dati di irraggiamento, producibilità e performance, relativa all'impianto.

TABELLA DI IRRAGGIAMENTO SOLARE E PRODUCIBILITÀ

CAMPO	TIPOLOGIA	P [KW]	GLOBHOR [KWH/M2]	DIFFHOR [KWH/M2]	T AMB [°C]	GLOBINC [KWH/M2]	E_GRID [MWH/ANNO]	PR [%]
AREA A	S.A. Tracker	16.401,6	1.863,9	536,90	18,17	2.582,4	35.176,23	83,05
AREA B	Fisso (tilt 25°)	48.388,8	1.863,9	536,90	18,17	2.120,5	85.134,23	83,68
AREA C	S.A. Tracker	5.671,2	1.863,9	536,90	18,17	2.582,4	12.162,93	83,05
AREA D	S.A. Tracker	5.732,4	1.863,9	536,90	18,17	2.582,4	12.294,18	83,05
TOT		76.194,00	1.863,9	536,90	18,17	2.289,05	145.496,1	83,42

Tabella 3 – Irraggiamento solare annuo e producibilità

La quantità di energia elettrica producibile è calcolata sulla base dei dati radiometrici forniti dal database PV-GIS e utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1.

La potenza nominale del generatore, suddivisi per campi, è data dalla seguente formula:

$$P = P_{\text{MODULO}} * N^{\circ} \text{ MODULI}$$

CAMPO	COMUNE	N. MODULI	POTENZA [KW]
AREA A	Butera	27.336	16.401,6
AREA B	Butera	80.648	48.388,8
AREA C	Gela	9.452	5.671,2
AREA D	Gela	9.554	5.732,40
TOT			76.194,0

Tabella 4 – Potenza Nominale campo

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1 kW/m² a 25°C di temperatura) si calcola come:

$$E = P * IRR / 1000 * PR = 145.496,1 \text{ MWh/anno}$$

Dove:

Irr = Irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli: 2.289,05 kWh/m²/a (media pesata sulla potenza dell'irraggiamento sul piano dei moduli delle varie aree di impianto)

PR = Performance Ratio: 83,42%

7. MODULI FOTOVOLTAICI

Il generatore fotovoltaico è composto da moduli bifacciali tipo **Risen**, modello tipo **RSM120-8-600BMDG** in silicio cristallino o equivalenti. Tali moduli saranno certificati IEC 61215 e IEC 61730, Application Class A ed avranno tensione massima fino a 1500 V. I moduli saranno provvisti di una garanzia di anni 10 per difetti di fabbricazione e di una garanzia sulla diminuzione nel tempo della potenza in uscita di tipo lineare su 25 anni. I moduli Risen RSM120-8-600BMDG hanno una tolleranza sulla potenza positiva.

CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	
Tipo di installazione:	Impianto installato a terra
Tipo di installazione:	Tracker mono-assiale asse NORD – SUD/Fisso
Inclinazione (tilt):	-5°/+15°(tracker)/25° (fisso)
Angolo rotazione	-60°/+60° (tracker)
Numero di moduli totali:	126.990
Numero inverter totali:	n. 5 da 3550 kW n. 18 da 2365 kW
Potenza nominale:	76.194 kW
Superficie complessiva moduli	359.396,4 m ²

DATI COSTRUTTIVI DEI MODULI TIPO	
Costruttore:	Risen
Sigla:	RSM120-8-600BMDG
Tecnologia costruttiva:	Silicio Cristallino Bifacciale

CARATTERISTICHE ELETTRICHE	
Potenza massima:	600 W
Rendimento:	21,2 %
Tensione nominale:	34,80 V
Tensione a vuoto:	41,70 V
Corrente nominale:	17,25 A
Corrente di corto circuito:	18,26 A
Dimensioni tipiche	
Dimensioni:	2.172 mm x 1.303 mm
Peso:	35 kg

Tabella 5 - Dati caratteristici dei moduli fotovoltaici tipo

La connessione fra i moduli avverrà con cavi (in classe di isolamento II) terminati all'interno delle cassette di terminazione dei moduli (grado di protezione IP65).

I connettori dovranno essere realizzati con materiali resistenti a raggi UV ed in modo tale da garantire, come gli altri componenti dell'impianto, una vita utile di almeno 25 anni.

I cavi di energia saranno dimensionati in maniera tale da contenere la caduta di tensione entro il valore massimo del 2% e le perdite entro il massimo dell'1%.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore sarà calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8/5.

Nel caso in cui i cavi vadano in percorsi interrati, la discesa dei cavi sarà protetta meccanicamente mediante installazione in tubi.

Le vie cavi saranno interrate e costituite da tubi corrugati, interrotti da appositi pozzetti, allo scopo di consentire la sfilabilità dei cavi, eventualmente sarà considerata l'opzione di utilizzare cavi interrati senza uso di corrugati, mantenendo le stesse caratteristiche sia elettriche che di sicurezza

8. GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter) centralizzati tipo Power

Electronics e modelli tipo FS3510K, FS3430K, FS3190K o FS2125K o similari (prodotti da altro fornitore con analoghi requisiti in termini di qualità e prestazioni).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ❑ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- ❑ Ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- ❑ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- ❑ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- ❑ Conformità marchio CE.
- ❑ Grado di protezione adeguato all'ubicazione per esterno (IP54).
- ❑ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- ❑ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- ❑ Efficienza massima $\geq 90\%$ al 70% della potenza nominale.

DATI COSTRUTTIVI DEGLI INVERTER TIPO	
Costruttore	POWER ELECTRONICS
Sigla	FS2285K, FS3430K
Numero di Ingressi max	36
Ingressi per inverter utilizzati	26

CARATTERISTICHE ELETTRICHE TIPO LATO DC	
Massima corrente in ingresso	2.645 A (FS2285K) 3.970 A (FS3430K)
Corrente massima di corto circuito in ingresso	4.000 A (FS2285K) 6.000 A (FS3430K)
Tensione massima	1.500 V
Range di tensione inseguitore	913 – 1.500 V
CARATTERISTICHE ELETTRICHE LATO AC	
Potenza nominale in uscita	2.365 kW (FS2285K) 3.550 kW (FS3430K)
Tensione nominale di uscita	645 V
Corrente massima in uscita	2.117 A (FS2285K) 3.175 A (FS3430K)
Frequenza in uscita	50 Hz
Rendimento Massimo	98,81% (FS2285K) 98,87% (FS3430K)
Rendimento Europeo	98,43% (FS2285K) 98,60% (FS3430K)
DIMENSIONI	
Moduli in serie	34
Tensione di stringa	1.183,2

Tabella 6 - Dati caratteristici dei gruppi di conversione (inverter)

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

Limiti in tensione

Tensione minima V_n a 70 °C maggiore di $V_{mpp \text{ min}}$.

Tensione massima V_n a -10 °C inferiore a $V_{mpp \text{ max}}$.

Tensione a vuoto V_o a -10 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)

Limiti in corrente

Corrente di corto circuito inferiore alla corrente massima inverter

Limiti in potenza

Dimensionamento in potenza compreso tra 80,00% e il 130,00%

9. STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI

Le strutture di supporto ad inseguimento sono modulari e realizzate in modo da ospitare n. 68 moduli con doppio modulo in configurazione "portrait". Ciascuna vela in questo caso ospiterebbe pertanto n. 2 stringhe del campo fotovoltaico. In altri casi saranno adoperate anche strutture di supporto più corte, in maniera da inserirsi meglio nella geometria dell'area, capaci di ospitare ad esempio n. 34 moduli sempre con doppio modulo in configurazione "portrait". In tal caso ciascuna vela ospiterebbe n. 1 stringa del campo fotovoltaico. Le vele saranno disposte in file parallele, con inclinazione (tilt) variabile tra -5 % e + 15%, in funzione della pendenza del terreno. Le vele saranno distanziate lungo l'asse EST-OVEST con interasse compreso fra 8,75 m e 9,6 m, in modo da minimizzare gli ombreggiamenti reciproci. L'altezza massima della vela sarà inferiore o uguale a 5,00 m. L'altezza massima sarà raggiunta in ogni caso dal bordo esterno solo nelle prime ore del mattino o nelle ore serali per catturare i raggi del sole ad inizio e fine giornata, quando la struttura sarà ruotata del suo angolo massimo pari a 60°.

Per quanto riguarda le strutture fisse, esse saranno di tipo modulare con n. 2 file da 34 moduli in configurazione portrait o n. 2 file da 17 moduli in configurazione portrait. I moduli avranno un'inclinazione di 25° rispetto al piano orizzontale. L'altezza massima sarà inferiore a 3,5 m. Il passo fra le file sarà compreso tra 6,95 m e 11,3 m.

Le strutture saranno realizzate in acciaio zincato. Gli ancoraggi della struttura saranno praticati avendo cura di verificarne la compatibilità con il terreno, dal punto di vista sia statico che dinamico, e dovranno resistere a raffiche di vento fino alla velocità di 120 km/h.

10. QUADRI ELETTRICI

I collegamenti elettrici in campo prevedono un'organizzazione del tipo serie / parallelo secondo lo schema di seguito riportato.

Le stringhe sono composte da 34 moduli in serie. Le stringhe saranno collegate mediante

junction boxes agli inverter corrispondente e ciascun sottocampo fa capo ad un inverter, quindi saranno presenti dei quadri di campo.

L'intero impianto fotovoltaico è così costituito:

DENOMINAZIONE CAMPO	POTENZA KW	N. INVERTER	STRINGHE DA 26 MODULI
AREA A	16.401,60	4	4 inverter da 3550 kW con 804 stringhe
AREA B	48.388,8	15	1 inverter da 3550 kW con 151 stringhe 14 inverter da 2.365 kW con 2.122 stringhe
AREA C	5.671,2	2	2 inverter da 2.365 kW con 278 stringhe
AREA D	5.732,40	2	2 inverter da 2.365 kW con 281 stringhe

Tabella 7 – Numero inverter e suddivisione stringhe per inverter

□ **Quadri di parallelo lato corrente alternata**

Le varie uscite degli inverter saranno collegate in parallelo all'interno di un quadro di parallelo BT (QPBT), installato presso ciascuna delle cabine elettriche di trasformazione. Il quadro sarà conforme alla norma CEI EN 60439-1 per linee di potenza idoneo a contenere:

- il dispositivo di parallelo quadro, di tipo scatolato, con funzione di protezione da sovracorrenti e sezionamento della linea in bassa tensione a valle del trasformatore BT/MT;
- la centralina termometrica del trasformatore BT/MT;

Sarà inoltre installato un quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari (QSA) e un gruppo soccorritore UPS. Il quadro dei servizi ausiliari conterrà i dispositivi di protezione e sezionamento di tipo modulare per la protezione e sezionamento delle linee di alimentazione dei servizi ausiliari (condizionatori, illuminazione, circuiti prese, circuiti ausiliari quadri elettrici, ecc...), nonché dell'UPS.

Il QPBT sarà costituito delle seguenti parti (in accordo alla Norma CEI 11-20 per impianti fotovoltaici operanti in parallelo alla rete MT del Distributore), da valle a monte:

- Dispositivi del generatore fotovoltaico: sono gli interruttori del quadro che collegano il QPCA alle uscite degli inverter. Sono interruttori automatici con sganciatori magnetotermici che intervengono per guasto interno al sistema fotovoltaico. L'interruttore interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro.
- Contatore dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico: esso sarà installato a monte dei dispositivi del generatore fotovoltaico di cui al precedente punto. Tale contatore sarà destinato alla misura dell'energia elettrica prodotta e sarà in grado di rilevare e registrare l'energia elettrica immessa in rete. Il sistema di misura sarà conforme alle norme CEI. Il sistema di misura sarà idoneo a consentire la telelettura dell'energia elettrica prodotta da parte del Distributore. Esso sarà, inoltre, posizionato in un posto facilmente accessibile per la sua lettura.

L'uscita del quadro QPBT sarà connessa tramite l'interruttore BT di alimentazione del QPCA al primario del trasformatore MT/BT.

Il trasformatore sarà trifase con gli avvolgimenti inglobati sotto vuoto in resina epossidica e con raffreddamento in aria naturale. Il trasformatore deve essere progettato e costruito per rispondere alle Norme CEI Italiane ed IEC internazionali in vigore alla data della sua costruzione.

□ **Quadro Media Tensione**

Il quadro media tensione (QMT sarà del tipo a prova d'arco interno IAC (Internal Air Classified) conforme alla norma CEI 17-6 Ed. VI:

a tre scomparti: partenza linea, arrivo linea e protezione trasformatore, per cabine di dorsale;

a due scomparti: partenza linea e protezione trasformatore per cabine terminali.

Il quadro conterrà i dispositivi di interruzione e protezione trasformatore e le unità di protezione linea con i relativi TA, TO e TV con caratteristiche elettriche minime di tensione di isolamento pari a 35 kV, corrente di corto circuito 16 kA e portata nominale sbarre 630 A.

11. CABINE

Si prevede l'utilizzo di cabine di trasformazione, cabine per servizi e cabine di raccolta, meglio descritte nei paragrafi seguenti.

Nello specifico per ogni campo si prevede di utilizzare un numero differente di cabine, in funzione alla potenza installata, come meglio riepilogato nella tabella seguente:

DENOMINAZIONE CAMPO	N. CABINE DI TRASFORMAZIONE	N. CABINE PER INVERTER	N. CABINE PER SERVIZI/ MAGAZZINO	N. CABINE DI RACCOLTA	N. CABINE DI O&M	VOLUMETRIA [MC]
AREA A	4		1	1	1	557,44
AREA B	15		1	-	-	1.458,47
AREA C	2		1	-	-	231,53
AREA D	2		1	-	-	231,53
	23		4	1	1	2.478,97

11.1. CABINE DI TRASFORMAZIONE

Ogni cabina di trasformazione, in grado di gestire la potenza ad essa confluyente, sarà costituita da:

- Locale 1 contenente:
 - quadro di parallelo bassa tensione (QPBT);
 - quadro di alimentazione dei servizi ausiliari (QSA);
 - il gruppo UPS;
- Locale 2 contenente:
 - trasformatore BT/MT;
- Locale 3 contenente:
 - quadro di media tensione (QMT).

Le cabine di conversione e trasformazioni saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante o di tipo prefabbricato in cemento armato, conforme alla norma CEI EN 62271-202 con dimensioni esterne 12,1 m x 3 m x 2,6 m.

I passaggi previsti per il transito delle persone, saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca avente altezza esterna di 60 cm (interna di 50 cm) e dotata di fori di diametro 18 cm a frattura prestabilita in modo da consentire l'ingresso e l'uscita dei cavi MT/BT nei quattro lati. La vasca, che fungerà da vano per i cavi, sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dal trasformatore e dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione (122x52 cm) in vetroresina e da aspiratori ad asse

verticale comandati in temperatura.

Infine sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 50 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

Saranno installati all'interno delle cabine:

- o accessori antinfortunistici: estintore a polvere, lampada di emergenza ricaricabile, guanti isolanti, pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina.

11.2. CABINE DI SERVIZI/mAGAZZINO/O&M

Ogni cabina servizi, sarà adibita a locale tecnico per i sistemi videosorveglianza, di monitoraggio e controllo.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante o di tipo prefabbricato in cemento armato, conforme alla norma CEI EN 62271-202 con dimensioni esterne 6,058 m x 2,896 m x 2,438 m.

I passaggi previsti per il transito delle persone, saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca avente altezza esterna di 60 cm (interna di 50 cm) e dotata di fori di diametro 18 cm a frattura prestabilita in modo da consentire l'ingresso e l'uscita dei cavi MT/BT nei quattro lati. La vasca, che fungerà da vano per i cavi, sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione (122x52 cm) in vetroresina e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura.

Infine sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 50 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

Saranno installati all'interno delle cabine:

- o accessori antinfortunistici: estintore a polvere, lampada di emergenza ricaricabile, guanti isolanti, pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina.

11.3. CABINE DI RACCOLTA

L'impianto prevede la presenza di due cabine di raccolta, dove confluiscono in ingresso le uscite in MT delle cabine di trasformazione del campo a cui fanno riferimento, mentre le uscite delle cabine di raccolta saranno collegate tra loro per poi essere collegate alla sotto stazione elettrica di utente.

In base alla posizione del campo è possibile che l'uscita della cabina di raccolta venga collegata direttamente alla sotto stazione corrispondente, oppure in entra-esce con altre cabine di raccolta intermedie, in ogni caso in ogni cabina sarà presente almeno un dispositivo di sezionamento.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante o di tipo prefabbricato in cemento armato, conforme alla norma CEI EN 62271-202 con dimensioni esterne 12,100 m x 3,00 m x 2,600 m.

I passaggi previsti per il transito delle persone, saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca avente altezza esterna di 60 cm (interna di 50 cm) e dotata di fori di diametro 18 cm a frattura prestabilita in modo da consentire l'ingresso e l'uscita dei cavi MT/BT nei quattro lati. La vasca, che fungerà da vano per i cavi, sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dal trasformatore e dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione (122x52 cm) in vetroresina e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura.

Infine sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 50 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

Saranno installati all'interno delle cabine:

- o accessori antinfortunistici: estintore a polvere, lampada di emergenza ricaricabile, guanti isolanti, pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina.

12. IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE

La soluzione di connessione è stata predisposta da TERNA e prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220

kV "Chiaramonte Gulfi – Favara".

Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla SE citata costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

13. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA (SSE) MT/AT

La cabina di raccolta sarà in grado di gestire la potenza nominale dell'impianto e comprenderà sul lato MT, il quadro MT (QMT) con i seguenti scomparti:

- arrivo linee provenienti dal campo fotovoltaico;
- partenza linea e protezione trasformatore BT/MT per servizi ausiliari;
- partenza linea e protezione trasformatore MT/AT
- trasformatore BT/MT del tipo a olio, che include oltre al trasformatore di media tensione anche i quadri di media tensione e tutte le protezioni di bassa tensione per collegare gli inverter.

Per la parte AT, saranno installati su piazzale i seguenti elementi:

- trasformatori trifase in olio minerale 150 kV/30 kV Ynd11 con neutro accessibile;
- terna di scaricatori AT, lato utente;
- terna di trasformatori di tensione fiscali;
- terna di trasformatori di corrente fiscali;
- interruttore AT;
- sezionatore di linea di terra AT;
- terna di trasformatori di tensione capacitivi;
- terna di terminali AT.4

14. CAVI ELETTRICI E CABLAGGI

Il cablaggio elettrico di bassa tensione avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- Tipo <CV11> se in esterno o FG16R16 se in cavidotti su percorsi interrati
- Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- ❑ Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- ❑ Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- ❑ Conduttore di fase: grigio / marrone
- ❑ Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

I cavi di MT, tratto Trasformatore-QMT saranno cavi unipolari del tipo RG16H1R12 18/30 kV. Per i tratti Cabina Terminale - Cabina Dorsale - Sottostazione Elettrica lato MT saranno costituiti da terna di cavi intrecciati ad elica con conduttori in alluminio isolati in gomma polietilene XLPE con schermo metallico continuo in alluminio sotto guaina di PVC di colore rosso del tipo ARE4H1RX 18/30 kV. I cavi saranno posati all'interno di tubo corrugato in PVC con resistenza allo schiacciamento min 450N ad una profondità minima di 1 m, misurata dal piano di campagna, tramite scavo a sezione obbligata.

15. SISTEMA DI MONITORAGGIO (SCADA)

L'impianto sarà provvisto di un sistema di supervisione la cui finalità principale sarà quella di acquisire sia in hardwired che in seriale i dati provenienti dai campi e dai diversi quadri collocati nelle cabine di trasformazione e raccolta. Inoltre saranno acquisiti direttamente i dati seriali delle apparecchiature dotate di comunicazione mediante protocollo ModBus RTU (centraline, inverter, trafo, contatori fiscali etc...). L'architettura del sistema terrà conto di possibili e future integrazioni che saranno realizzabili mediante opportune modifiche/aggiunte software e hardware.

Tutti i dati acquisiti verranno visualizzati su pagine di sinottico a cui l'operatore può collegarsi, navigando tra le pagine video e visualizzando i valori delle grandezze più significative. Le misure interessanti saranno archiviate su PC locale e saranno consultabili sia localmente che da remoto.

I principali dati oggetto di monitoraggio saranno i seguenti:

- Energia prodotta da ciascuna campo;

- parametri elettrici di ciascun inverter (potenza in uscita, tensioni e correnti, temperatura etc.);
- valori di irraggiamento misurato dai piranometri installati su ciascun campo (tre per ciascun campo, di cui uno in posizione orizzontale, e due posizionati sulle strutture di supporto con la stessa inclinazione dei moduli);
- valori della temperatura ambiente e della temperatura dei moduli fotovoltaici;

Il sistema di monitoraggio permette anche di monitorare e gestire i segnali di allarme provenienti dal campo fotovoltaico in caso di intervento dei sistemi di protezione presenti all'interno di ciascuna cabina di trasformazione o in caso di mancanza di comunicazione con i singoli apparati (inverter, sensori etc.).

16. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Sarà prevista l'installazione di un impianto di dispersione opportunamente dimensionato a servizio delle cabine di trasformazione e sala quadri, mentre i pannelli e le loro cornici metalliche saranno messi a terra direttamente mediante la struttura di sostegno ed il sistema di ancoraggio al suolo. Quindi fatta eccezione per i pannelli, tutte le parti metalliche degli impianti e delle macchine saranno collegate all'impianto di terra tramite conduttori installati con le seguenti caratteristiche:

corda di rame nuda o isolata posta entro passerelle porta-cavo e/o entro tubazioni interrate;

collegamenti equipotenziali in corda di rame isolata flessibile e capicorda stagnati.

17. VERIFICHE PRESTAZIONALI

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto saranno effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali, secondo quanto previsto dalle norme CEI 82-25:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a) $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{STC}$;

in cui:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- I_{STC} , pari a $1000 W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 W/m^2$.

b) $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$.

in cui:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$.

Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a $40\text{ }^\circ\text{C}$, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

a') $P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * I / I_{STC}$

Ove P_{tpv} indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%.

Nota:

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle

fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

- $P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma / 100$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

- $P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * I / 800] * g / 100$

in cui:

- g : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \text{ \%/}^\circ\text{C}$).
- NOCT: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a $40 \div 50^\circ\text{C}$, ma può arrivare a 60°C per moduli in vetrocamera).
- T_{amb} : Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.
- T_{cel} : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termo-resistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

18. RIFERIMENTI NORMATIVI

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

- Codice di Rete di Terna e relativi Allegati;
- CEI 0-16 e s.m.i.: Regola tecnica di riferimento per la connessione (RTC) di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti -Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per

bassa tensione (quadri BT) serie composta da:

- ❑ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
 - ❑ CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): Prescrizioni particolari per i condotti sbarre;
 - ❑ CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD);
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini serie composta da:
 - ❑ CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
 - ❑ CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;
 - ❑ CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
 - ❑ CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI;

- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI 64-8, parte 7, sezione 712: Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione