



COMUNE DI MONREALE
Area Metropolitana di Palermo

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRO FOTOVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DELLA POTENZA NOMINALE DI 57.405 kW_p POTENZA IMMISSIONE 53.961 kW_p E DELLE OPERE CONNESSE DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI CAVIDOTTO E SOTTOSTAZIONE

COMUNE DI MONREALE (PA)- GALLITELLO



RELAZIONE TECNICA IMPIANTO
FOTOVOLTAICO

SCALA	FORMATO	CODICE ELABORATO	DATA DI PRIMA EMISSIONE: 28/03/2023	CODICE IDENTIFICATIVO TERNA 202101865	REDDATO REV 1
PROT.	FOGLIO	DATA DI SECONDA EMISSIONE:	CODICE IDENTIFICATIVO IPCH IPCM_MONREALE 3	DESCRIZIONE	ESEGUITO
FILE DWG RSREL.03	ID ELABORATO RS06REL0003A0	LIVELLO DI PROGETTAZIONE: DEFINITIVO		VERIFICATO	

I PROGETTISTI

 Ing. Giuseppe Lo Presti 	 Arch. Calogero Morreale 	 Agr. For. Paolo Di Bella 	
--	--	---	--

COMMITTENTE

SVILUPPATORE

IPC MACCHIAREDDU srl
Sede legale Via Aterno n. 108
San Giovanni Teatino (CH) CAP 66020
CF/P.IVA: 02714110695
Legale rappresentante
Ing. Gianluca Spadini

SommarXXXXXXXXXXXXXio

1. Generalità..... 3

2. Premessa / 4

3. Localizzazione 4

4. Definizioni:..... 5

 4.1 *Funzionamento della cella fotovoltaica..... 7*

 4.2 *Moduli 8*

 4.3 *La stringa 10*

 4.4 *Il pannello..... 10*

 4.5 *Inverter 11*

 4.6 *Le strutture..... 11*

 4.7 *Campo fotovoltaico..... 12*

 4.8 *Unità di Potenza (UP)..... 13*

5. Schema di Rete 15

 5.1 *Criterio di verifica elettrica 15*

 5.2 *Rete Elettrica 17*

 5.3 *Flow chart Rete Elettrica..... 17*

 5.4 *Stazione AT..... 18*

6. APPENDICE..... 20

 6.1 *Verifica Elettrica 20*

 6.2 *Dati Tecnici del modulo fotovoltaico 27*

 6.3 *Dati Tecnici dell’Inverter 215 KVA..... 28*

 6.4 *Dati Tecnici dell’Unità di Potenza (UP) 3.250 kVA..... 29*

 6.5 *Schema unifilare della UP 30*

 6.6 *Struttura Pannelli..... 31*

1. Generalità

La presente relazione descrive in termini generali le metodologie e le tecnologie utilizzate per la progettazione di un sistema fotovoltaico connesso in rete "Grid-connected". Tale impianto è in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, consentendo di alimentare ininterrottamente un carico senza adoperare un sistema di accumulo, dal momento che l'energia in più prodotta viene ceduta alla rete pubblica. La peculiarità di tale sistema è, infatti, quella di convogliare tutto il flusso energetico in direzione della rete, dalla quale, viene prelevata e consumata soltanto quella parte utilizzabile per autoconsumo.

Oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

I sistemi fotovoltaici presentano oggi enormi potenzialità estetiche e tecnologiche, inoltre fra i numerosi aspetti derivanti dall'impiego di sistemi fotovoltaici si possono riassumere i seguenti punti:

- riduzione dell'inquinamento atmosferico: ogni kW di fotovoltaico installato fa risparmiare, nell'arco della sua vita, pari a circa 30 anni, quasi 10 tonnellate di combustibili fossili (0.75 kg circa di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica);
- i moduli fotovoltaici soddisfano i requisiti di un buon materiale offrendo resistenza, impermeabilità e, assenza dei livelli acustici,
- elevata durata di vita in quanto le prestazioni degradano di poco dopo 20 anni di attività;
- ridotte esigenze di manutenzione (pulizia accessibilità esterna ai moduli);
- prevedibile sviluppo tecnologico e produttivo (aumento del rendimento di conversione e riduzione dei costi);
- Nessun inquinamento acustico.

In termini più generali, l'iniziativa si inquadra nel piano di realizzazione di impianti per la produzione d'energia fotovoltaica con la finalità di contribuire, per quanto nelle proprie possibilità, al soddisfacimento delle esigenze di energia pulita e sviluppo sostenibile sancite – primo dei quali - dal Protocollo di Kyoto del 1997 con i conseguenti obblighi di riduzione dei gas ad effetto serra che i Paesi firmatari si sono impegnati a perseguire.

2. Premessa /

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico del tipo a struttura fissa per la produzione di energia elettrica, sito nei Comuni Alia e Castronovo.

L'impianto di produzione avrà la potenza nominale **57.405,60 kWp**, pari alla somma delle potenze elettrica di picco nominali dei singoli moduli fotovoltaici installati, di cui 53.961 kW saranno immessi direttamente in rete (RTN) per la pubblica utilità.

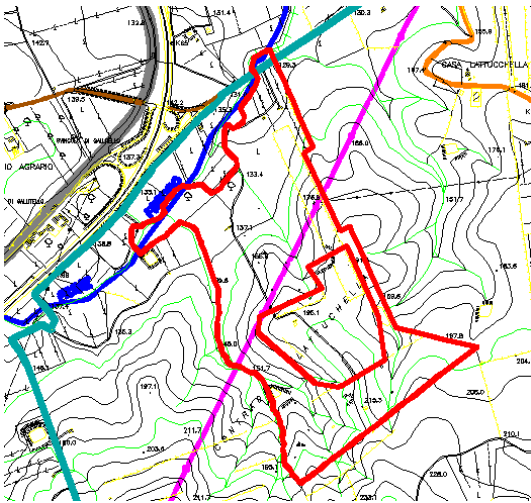
La realizzazione dell'opera è inserita in un programma di pianificazione per l'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali, solari e agricole, rispettando gli indicatori sociali, ambientali e territoriali, in particolare la tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana.

Il sito, ove è prevista la realizzazione dell'impianto agrivoltaico, è relativo ad un'area attualmente utilizzata ai fini agricoli avente estensione di circa 107 *ha*.

3. Localizzazione

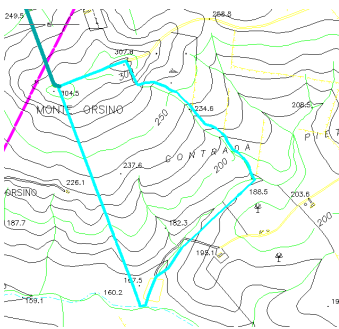
Il sito individuato per la progettazione degli impianti ricade nel territorio del Comune di Monreale (PA) in località Gallitello per una estensione totale lorda di 84,5 *ha*. L'area di studio si trova ad un'altitudine tra i 175 e i 225 mt s.l.m. -presenta una pendenza variegata, che ha consentito di inclinare i moduli verso sud, al fine di ottenere una esposizione ottimale per lo sfruttamento dell'irraggiamento solare.

L'impianto è distribuito su due aree di forma irregolare, le cui coordinate sono quelle indicate nelle seguenti immagini



Area 1 WGS84 - Lat. 37.853611°N Long. 12.956708°E

Area 1 GaussBoaga X=2340370.2230 Y=4191786.8724



Area 2 WGS84 Lat. 37.841168°N Long. 12.955635°E

Area 2 GaussBoaga X=2340081.2051 Y=4190170.797214°E

4. Definizioni:

Sistema fotovoltaico è composto da un insieme di componenti elettrici, elettronici e meccanici in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica. La configurazione elettrica, si inquadra in un sistema fotovoltaico classificato come impianto connesso in rete (grid-connected).

Grid connected: tipologia di impianto che prevede l'allacciamento alla rete elettrica nazionale.

Potenza nominale : (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico è la potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto;

Punto di connessione: è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, (TERNA) nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica.

Sistema di conversione dell'energia: complesso delle apparecchiature destinate alla trasformazione dell'energia fornita dalla fonte utile in energia elettrica consegnata alla rete. Si distinguono in:

- sistemi di conversione idonei a sostenere la tensione e la frequenza entro il campo nominale in assenza di alimentazione della rete pubblica stessa (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, convertitori statici a commutazione forzata);
- sistemi di conversione non idonei a sostenere la tensione e la frequenza entro il campo nominale (generatori asincroni non autoeccitati e convertitori statici a commutazione naturale).

Campo (o generatore) fotovoltaico: l'insieme dei moduli fotovoltaici, opportunamente collegati in serie/parallelo;

Convertitori c.c./c.a.: apparecchiature statiche o macchine rotanti usualmente impiegate per convertire e trasferire l'energia in c.c. sulla rete in c.a. Le apparecchiature statiche possono essere convertitori a commutazione forzata idonee al funzionamento in isola anche su rete passiva, oppure convertitori a commutazione naturale. Se reversibili, i convertitori c.c./c.a. consentono il trasferimento di potenza dalla corrente continua alla corrente alternata e viceversa. Comprendono all'interno il dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) che permette di ottenere dal campo ad esso collegato la quantità massima di energia utilizzabile, letteralmente adattandosi e inseguendo il punto di massima potenza.

Dispositivo della rete pubblica: dispositivo installato all'origine della linea della rete pubblica.

Dispositivo di sezionamento: dispositivo installato a monte del punto di consegna dell'impianto del cliente produttore.

Dispositivo generale è installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica a TERNA. Il dispositivo, in condizioni di "aperto", esclude l'intera rete del cliente produttore dalla rete pubblica.

Dispositivi di interfaccia: sono installati nel punto di collegamento della rete in isola alla restante parte della rete del cliente produttore sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia. L'apertura del dispositivo d'interfaccia assicura la separazione di tutti i gruppi di produzione dalla rete pubblica quando necessario.

Dispositivi dei generatori sono installati a valle dei terminali di ciascun sottocampo dotato del proprio sistema di conversione. Il dispositivo del generatore è tale da escludere il sotto campo fotovoltaico in condizioni di "aperto".

Efficienza nominale di un campo fotovoltaico: è il rapporto fra la potenza specifica generata dal campo stesso e la potenza specifica della radiazione solare su esso incidente, in condizioni standard; può essere numericamente ottenuta da una formula pratica, cioè dal rapporto tra la potenza nominale del campo stesso (espressa in kW) e la relativa superficie (espressa in m²) e intesa come somma della superficie dei moduli. Efficienza operativa media di un campo fotovoltaico: è il rapporto tra l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico e l'energia solare incidente sul campo stesso, in un determinato intervallo di tempo.

Cella fotovoltaica è il dispositivo elementare alla base di ogni sistema fotovoltaico, ed è qui che avviene la conversione della radiazione solare in energia elettrica.

Modulo fotovoltaico dispositivo costituito da celle fotovoltaiche, in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica.

Pannello fotovoltaico dispositivo optoelettronico, composto da moduli fotovoltaici.

4.1 Funzionamento della cella fotovoltaica

L'elemento che sta alla base della tecnologia fotovoltaica è la cella, costituita da un materiale semiconduttore al silicio.

La cella fotovoltaica è il dispositivo elementare alla base di ogni sistema fotovoltaico, ed è qui che avviene la conversione della radiazione solare in energia elettrica. La cella è costituita da un sottile strato di materiale semiconduttore compreso tra 0,2 e 0,35 mm, generalmente silicio opportunamente drogata.

Il parametro più significativo della cella è il suo rendimento η che rappresenta il rapporto tra la massima potenza P_{max} [Wp] che si ottiene dalla cella e la potenza totale della radiazione incidente sulla superficie frontale; il livello del rendimento diminuisce all'aumentare della temperatura delle celle poiché la temperatura ostacola il passaggio degli elettroni nel semiconduttore.

Le celle solari da sola produce energia elementare (circa 5 watt) per cui, per raggiungere un valore di potenza elettrica significativa, le celle vengono collegate in serie – formando la consistenza del modulo - fino a raggiungere la potenza nominale:

Il modulo che verrà utilizzato possiede 132 celle per raggiungere la potenza di 670 watt alla tensione di 38,5 volt alle condizioni standard di irraggiamento di 1000 watt/m² alla temperatura di 25 °C, (secondo la norma CEI EN 60904-3 (**S**tandard **T**est **C**ondition), in tali condizioni.

4.2 Moduli

Elemento base degli impianti è il modulo costituito da celle fotovoltaiche collegate elettricamente e incapsulate al fine di garantire protezione dagli agenti atmosferici, isolamento elettrico, supporto strutturale delle celle, protezione meccanica.

Fra le caratteristiche dell'incapsulante si evidenzia l'importanza della stabilità ai raggi ultravioletti, la tolleranza alle temperature, la capacità di smaltire il calore.

Il modulo previsto è al silicio cristallino (m-Si, p-Si) le cui caratteristiche sono riportate nel data-sheet appendice; essi assicurano alti valori di efficienza e una vita utile affidabile all'incirca 30 con (valore non inferiore al 80 % della potenza iniziale).

Il modulo previsto è del tipo bifacciale con possibile incremento della potenza nominale fino al 10% in relazione all'ambiente circostante.

Dal punto di vista elettrico esso è in grado di sopportare una tensione di lavoro fino a 1.500 volt e sono accessoriati con cassetta di terminazione con grado di protezione IP65, con terminali elettrici di uscita con polarità opportunamente contrassegnate, e con pressacavi per il cablaggio delle stringhe.

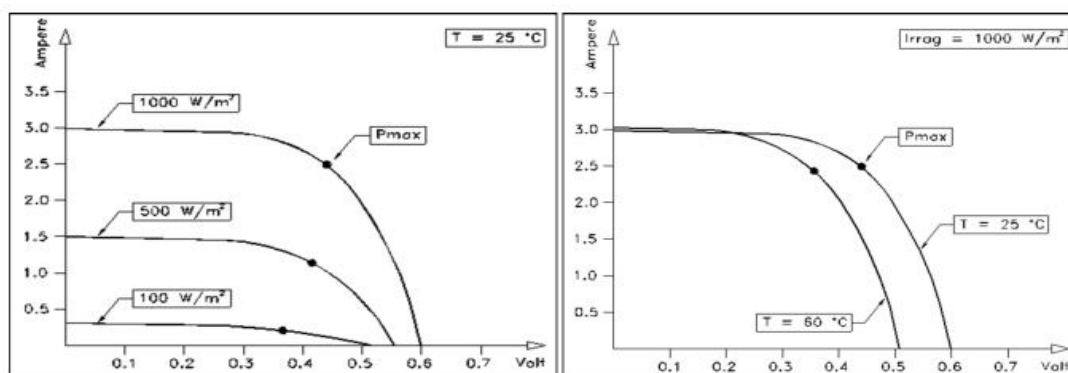
La cornice è in alluminio e fa anche da bordo al vetro di protezione.

Non tutta la radiazione solare incidente però contribuisce all'effetto fotovoltaico, solo i fotoni dotati di sufficiente energia sono quelli che contribuiscono alla inizializzazione della conversione fotovoltaica. La percentuale di energia captata e trasformata rispetto a quella totale giunta sulla superficie del modulo determina il rendimento della cella. Le celle vengono raccolte collegate in serie in una struttura modulare; appunto i **moduli** normalmente installati.

Varie sono le tecnologie utilizzate. Il progetto in esame utilizza moduli (Trina solar) con 132 celle assiemati in tecnologia "*Tiling Ribbon*" che consiste nella eliminazione dello spazio tra celle, eliminando anche lo spazio con la sbarra colletttrice. Ciò riduce le perdite di resistenza e aumenta la potenza e l'efficienza (oltre il 2%). La potenza, dei moduli che saranno installati nel progetto sono del tipo bifacciale della potenza di 670 Wp, per effetto del bifacciale possono incrementare le potenze del 10 % (717 Wp). Le prestazioni dei moduli fotovoltaici, durante il funzionamento,

sono suscettibili di variazioni anche sostanziose in base: al rendimento dei materiali, all'irraggiamento a cui le sue celle sono esposte, all'angolazione con cui questa giunge rispetto alla sua superficie, alla temperatura di esercizio dei materiali, che tendono ad "affaticarsi" in ambienti caldi.

Le prestazioni della cella dipendono da due fattori: la temperatura e l'irraggiamento; quest'ultimo rappresenta l'energia luminosa nell'unità di tempo, per ogni metro quadrato di superficie, e si rappresenta in W/m^2 .



Prima figura :Andamento tipico di una cella fotovoltaica al variare dell'intensità di illuminazione e a temperatura costante

Seconda figura: Caratteristiche I-V per differenti condizioni di irraggiamento e temperatura costante

La potenza massima erogabile in condizioni di illuminazione e temperatura specificate viene misurata in watt nominali o di picco (Wp). Si è convenuto internazionalmente di stabilire come condizioni di riferimento una temperatura della giunzione di 25°C e un irraggiamento di 1000 W/m^2 .

L'efficienza di una cella fotovoltaica risulta dal rapporto tra la potenza massima da essa erogata (P_{max}) e l'irraggiamento incidente sulla sua superficie. Il modulo fotovoltaico è il componente base dei sistemi fotovoltaici ed è ottenuto dalla connessione elettrica di celle fotovoltaiche connesse in serie e assemblate fra uno strato superiore di vetro ed uno strato inferiore di materiale plastico (*Tedlar*). Gli elementi che stanno alla base del modulo fotovoltaico sono, dunque, le celle ed il vetro. La struttura robusta e maneggevole conferisce alle singole celle maggiore resistenza alle condizioni ambientali avverse.

Il processo di fabbricazione dei moduli è suddiviso sostanzialmente in tre fasi:

- Connessione elettrica;

- Incapsulamento;
- Montaggio della cornice e della scatola di giunzione.

La connessione elettrica avviene assemblando le celle aventi caratteristiche elettriche simili tra loro in modo da ridurre le perdite per disaccoppiamento. Successivamente, mediante laminazione a caldo di materiale polimerico, le celle vengono incapsulate tra una lastra di vetro ed una di plastica, garantendo così la tenuta ai raggi ultravioletti e alla temperatura. L'incapsulamento è un processo molto importante e decide la durata di vita del modulo. Il montaggio della cornice conferisce al modulo maggiore robustezza e ne consente l'ancoraggio alle strutture di sostegno. Per meglio definire la potenza nominale del modulo, si fa uso della relazione

$$P_{FV} = \eta_{\text{modulo}} \times A_{FV} \times I_{\text{rrad}}$$

dove

P_{FV} esprime la potenza nominale [watt di picco]

η_{modulo} esprime l'efficienza nominale del singolo modulo

A_{FV} esprime l'area occupata dall'insieme delle celle del modulo [m^2]

I_{rrad} rappresenta l'irradianza nelle condizioni standard di riferimento, pari a 1 watt/ m^2 .

la somma del valore della singola potenza costituisce la potenza nominale dell'intero impianto che si interfaccia con la rete elettrica di distribuzione.

4.3 La stringa

Per quanto detto la potenza della stringa è la somma di ogni singolo modulo; la tensione in uscita dal circuito elettrico stringa è la somma delle tensioni generate da ogni singolo modulo. La corrente nel circuito stringa assume il valore della corrente generata dal singolo modulo.

Le stringhe sono costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici, tutti della stessa classe di corrente al fine di minimizzare le perdite per mismatch. Il numero di moduli da collegare in serie è di 30, il cui numero è stato definito dal valore della tensione a vuoto del modulo, quindi della intera stringa, che dovrà essere compatibile con la tensione di ingresso dell'inverter.

4.4 Il pannello

Il pannello è costituito dall'insieme di più moduli, collegati in serie su una dunque, struttura rigida in acciaio zincato assemblate e collegate tra di loro. Nel progetto ogni pannello è formato da 2 file

di 15 moduli, e costituiscono una stringa. In dette stringhe i moduli sono collegati in serie e successivamente collegate agli ingressi degli inverter.

4.5 Inverter

L'inverter o convertitore statico è il dispositivo elettrico in grado di convertire l'energia continua prodotta dal modulo fotovoltaico, in corrente alternata per consentire di immetterla nella rete di RTN. In esso è presente la funzione MPPT (inseguimento del punto di massima potenza), che permette il raggiungimento istante per istante, del massimo rendimento adattando i parametri in uscita dal generatore fotovoltaico alle esigenze di carico.

L'inverter, nel suo funzionamento consente di fornire valori di tensione e corrente variabili in funzione dell'irraggiamento e della temperatura, mantenendo un valore pressoché costante della tensione di parallelo di rete.

Il gruppo di conversione possiede:

- Adeguate protezioni per la sconnessione dalla rete in caso di valori fuori soglia della tensione, frequenza e sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni del gestore della rete (Codice di Rete) e a quelle specifiche della rete locale.
- Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- Protezioni contro le sovratensioni di origine atmosferica.

In Appendice vengono riportati i dati relativi ad ogni inverter che sarà installato

In questo progetto sono previsti 230 inverter distribuiti sulle 3 aree e sui 15 campi fotovoltaici.

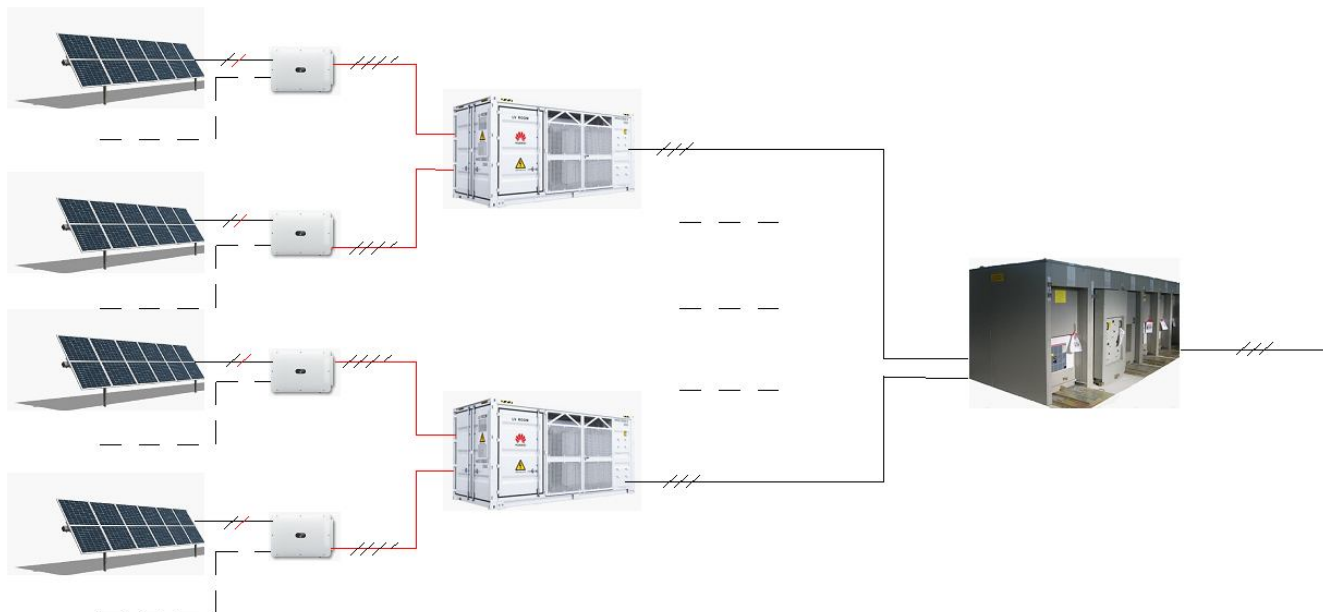
4.6 Le strutture

La carpenteria delle strutture di sostegno sarà costituita da barre in acciaio zincato a caldo intelaiate con geometria rettangolare, infisse nel terreno con 4 piedritti.

In fase esecutiva la struttura verrà verificata con il metodo degli stati limite, secondo quanto previsto dalle norme tecniche per le costruzioni NTC DM 28 gennaio 2008 e successiva Circolare 02.02.2009 n.617.

La geometria è indicata in Appendice.

4.7 Campo fotovoltaico



Schema di principio del campo fotovoltaico (stringhe-inverter-trasformazione e protezioni-scomparti AT)

Il campo fotovoltaico è un insieme di stringhe assiemate e collegate in modo da realizzare le condizioni operative desiderate.

Nella configurazione si è tenuto conto che le caratteristiche elettriche dei moduli, e quindi dei vari sotto-campi, subiscono l'effetto della variazione dei parametri elettrici, in quanto fra i moduli interviene l'effetto del mismatch, cioè il non perfetto accoppiamento, dovuto alla disomogeneità delle caratteristiche elettriche dei moduli. Infatti in una serie di moduli la corrente può essere limitata dal modulo che eroga la corrente più bassa, mentre in un parallelo è la tensione a essere limitata dal modulo che ha la tensione di lavoro più bassa.

Tale fenomeno provoca perdite di potenza che sono in genere dell'ordine dei 5 % della potenza nominale e che possono essere limitate con una opportuna configurazione serie-parallelo del campo fotovoltaico. La configurazione serie-parallelo fa aumentare l'affidabilità del campo fotovoltaico, limitando gli effetti causati da guasti dei singoli moduli.

Un punto importante in questa progettazione è costituito dalla scelta di un valore relativamente alto della tensione nominale di esercizio, perché come è noto, una tensione bassa comporta correnti elevate che implicano una maggiore sezione dei cavi e organi di manovra più costosi,

viceversa elevate tensioni necessitano di accurate e costose protezioni e maggiori perdite di energia.

I pannelli saranno disposti con una inclinazione di 23° (scelta effettuata correlata alla latitudine del sito di progetto) per la quale implica valori determinati delle inter-distanze onde evitare effetto ombra e anche ottimizzare l'effetto di captazione del bifacciale.

In questo progetto il numero dei campi fotovoltaici è 15.

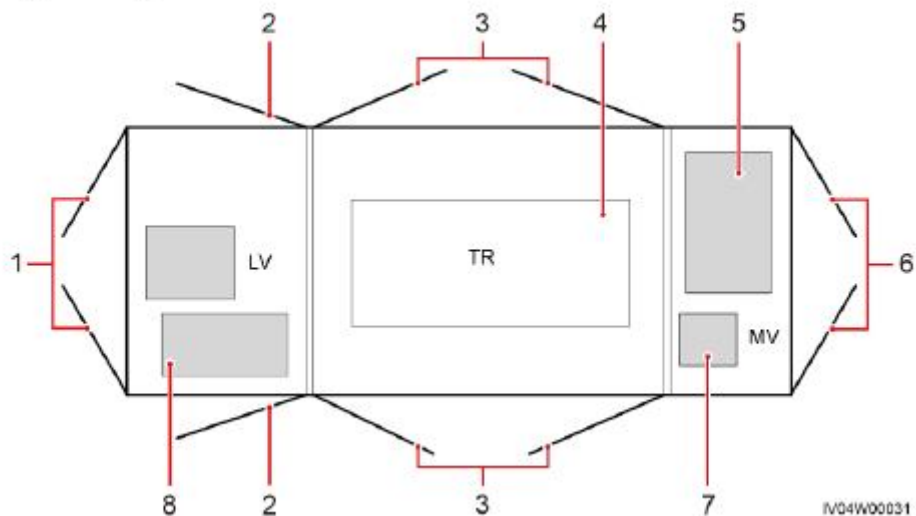
4.8 Unità di Potenza (UP)

Ogni campo fotovoltaico è esercito da una cabina di trasformazione e di smistamento (Unità di Potenza UP) rispetto alle altre cabine.

L'Unità di Potenza è una cabina del tipo preassemblata, costruita con pannelli in lamiera sandwich e fondazioni integrate in cemento armato vibrato, contenente il trasformatore di distribuzione ad alta efficienza da 3,250 kVA 0,800/36 kV, 2482 A.

In essa si distinguono le seguenti zone:

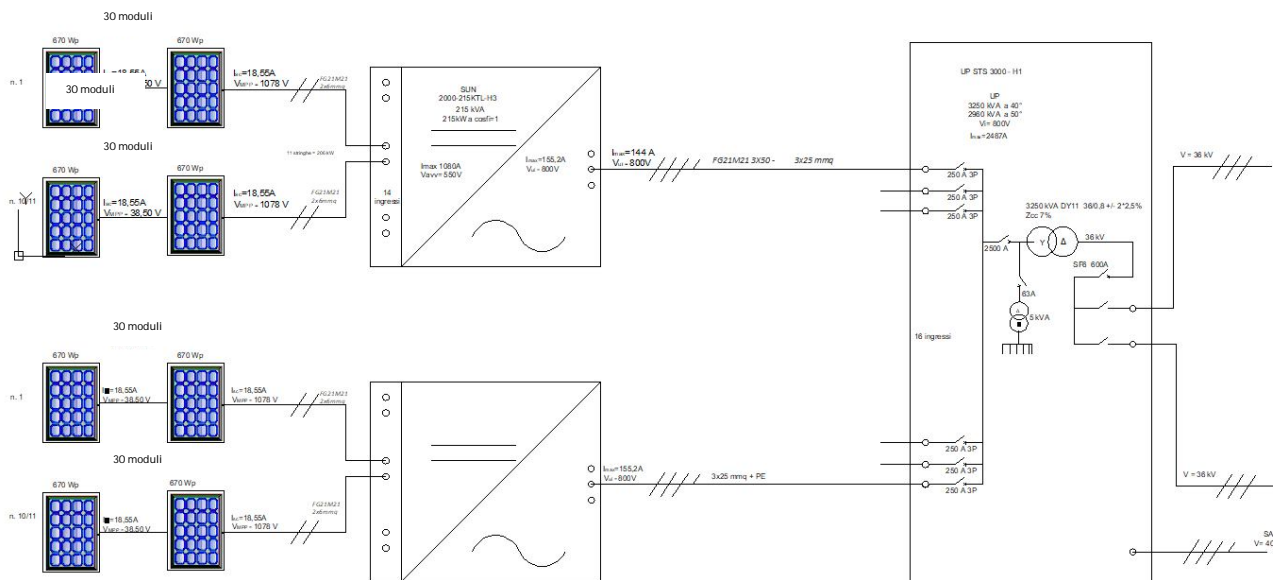
- La zona quadri BT (**A**): accoglie i cavi provenienti dagli inverter;
- La zona quadri dei S.A. con relativo trasformatore ausiliario da 5 kVA;
- La zona BT con interruttori, uno per ogni ingresso inverter, oltre interruttore per l'alimentazione dell'interfaccia USB, MBUS, RS485 ETC; un interruttore tripolare da 2900 A, lato BT del trasformatore, un interruttore quadripolare 63 A per l'alimentazione del trasformatore dei servizi ausiliari (5 KVA) e relativi interruttori per le utenze di servizio.
- La zona trasformatore di potenza (B) (3250 kVA 0/+10%) $Z_{cc} = 7\%$
- La zona quadri AT (**C**) contiene interruttore tripolari in SF6 per entrata cavi, IMS tripolare in SF6 per uscita cavi e interruttore tripolari in SF6 a protezione del trasformatore.
- La zona trasformatore con la macchina da 3250 KVA Dy11 uscita a 36 kV.



Nella zona BT sono presenti i quadri dei servizi ausiliari per alimentare i servizi di cabina e anche i servizi di BT del campo derivati da un trasformatore dedicato, della potenza di 5 kVA, che alimenta la rete di distribuzione BT interna al campo; in caso di necessità può essere richiesta, ad e-Distribuzione, una connessione in prelievo in BT;
 è previsto anche un quadretto per la gestione dei segnali e il controllo delle varie sezioni di campo.
In Appendice vengono riportati i dati relativi ad ogni UP che sarà installata.

5. Schema di Rete

Lo schema di rete elettrica sintetizzato sotto raffigurato si riferisce allo schema di un campo.



Lo schema raffigurato è quello inerente alla rete di uno dei 18 campi.

Nel dettaglio il campo è costituito da una UP di 3.250 KVA; nella UP si attestano gli inverter.

In particolare nei 18 UP si attesteranno 16 inverter.

In ogni inverter si attestano le stringhe di 28 moduli nelle seguenti quantità

- 180 inverter accoglieranno 11 stringhe, per un totale di 1980 stringhe;
- 108 inverter accoglieranno 10 stringhe, per un totale di 1080 stringhe;

Il collegamento tra moduli sarà fatto con cavi da 2x4 mm² in corrente continua alla tensione di 46,3. volt (condizioni di picco)

Il collegamento tra stringa e inverter sarà fatto con cavo da 4x16 mm² in corrente alternata (oppure 4x35 mm² in funzione della distanza tra inverter e UP) alla tensione 1155 volt (condizioni di picco).

La tensione in uscita dalla UP è di 36 kV (tensione di esercizio e di consegna alla RTN).

5.1 Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi e massimi della temperatura di lavoro delle celle fotovoltaiche (normalmente -10° e +70°C) impostati in - 6°C e +70 °C i quali rappresentano i

valori estremi della finestra della tensione utile di funzionamento sia alla massima potenza sia al rispetto delle tensioni nominali a cui sono sottoposti gli inverter.

In particolare, riferiti agli inverter:

- la tensione a + 70 °C. ai capi della stringa di 28 moduli, è maggiore della tensione minima (MPPT): 956,725 V > 500 V;
- La massima tensione [valutata alla temperatura che si porta la cella a - 10 °C], ai capi della stringa di 28 moduli, è minore della tensione massima (MPPT): 1172,32 V < 1500 V;
- la massima tensione a circuito aperto [-10°C] ai capi della stringa di 28 moduli, è minore della tensione di ingresso nominale dell'inverter: 1409,83 V < 1500 V
- la corrente massima generata in cto cito dalla stringa è minore della corrente massima di ingresso dell'inverter: 23,19 A < 100 A;
- numero totale degli inverter (288) sufficiente a garantire la sovraeccitazione del sistema (capability).

In breve – di seguito- si rappresenta il grafico di compatibilità delle tensioni in gioco

$$V_{OC}(T) = V_{OC,STC} - N_s * \beta * (25 - T_{cella})$$



In appendice sono riportati i risultati delle verifiche analitiche

5.2 Rete Elettrica

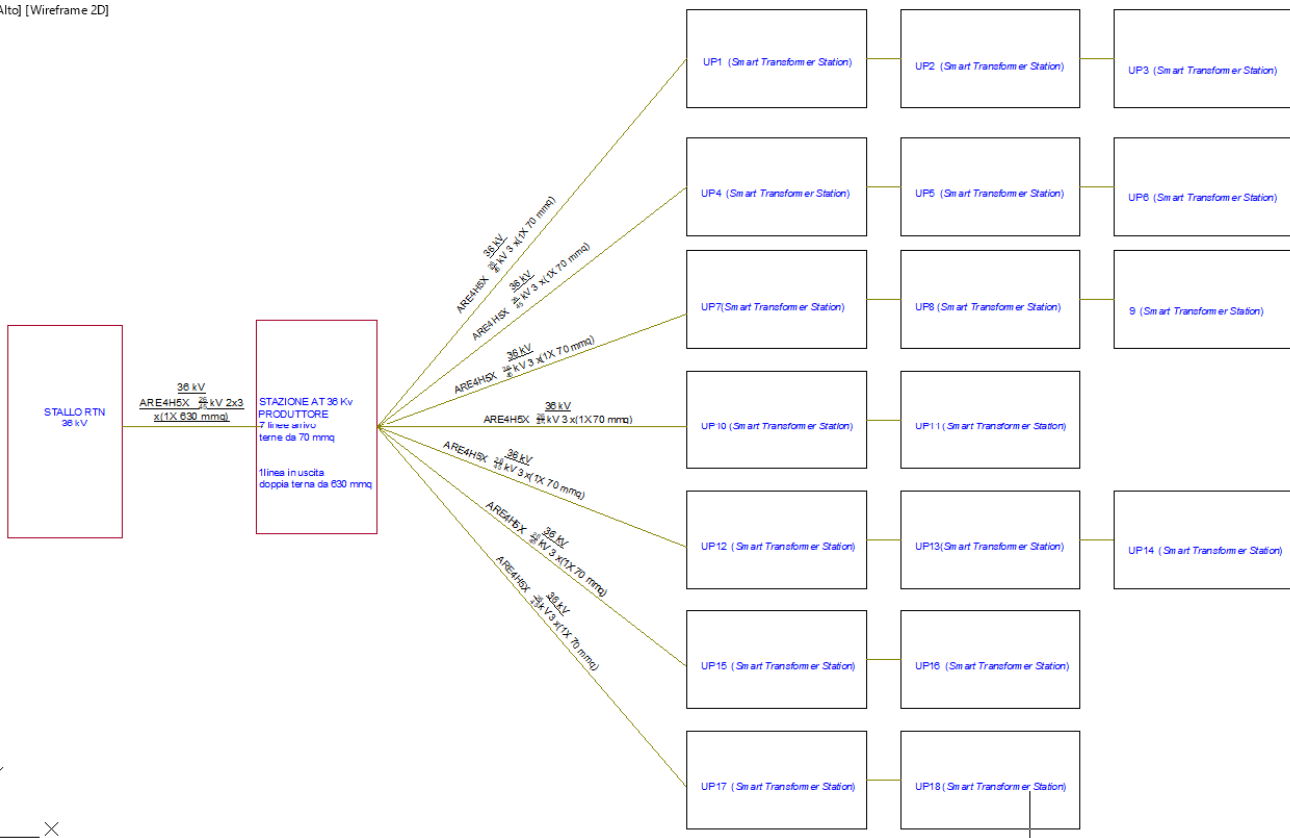
L'energia Elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici, convogliata fino alle UP a sua volta convogliata e raccolta fino ai quadri AT (36kV) posizionati all'interno dell'edificio sito nel piazzale AT.

Dai quadri AT l'energia, tramite due terne di cavi viene immessa in rete RTN in corrispondenza dello stallo 36 kV che renderà disponibile presso una nuova stazione di trasformazione RTN ubicata a circa 4800 metri.

Le due terne di cavo interrato alla profondità di 1,6 mt si snodano lungo una stradella vicinale.

5.3 Flow chart Rete Elettrica

Altq] [Wireframe 2D]



Nella figura è rappresentata la rete elettrica con evidenziate le 18 UP.

Le UP sono connesse fra loro in 7 gruppi rispettivamente di 3, 3, 3, 2, 3, 2,2.

Ogni gruppo convoglierà energia tramite un cavo in alluminio [36 kV ARE4H5X 26/45 kV 3x (1x70 mmq)], fino alla stazione AT (ai quadri AT entro l'edificio).

Dai quadri AT si dipartono le 2 terne di cavi (36 kV ARE4H5X 26/45 kV 2x3 x (1x 630 mmq))

Per la connessione alla RTN.

5.4 Stazione AT

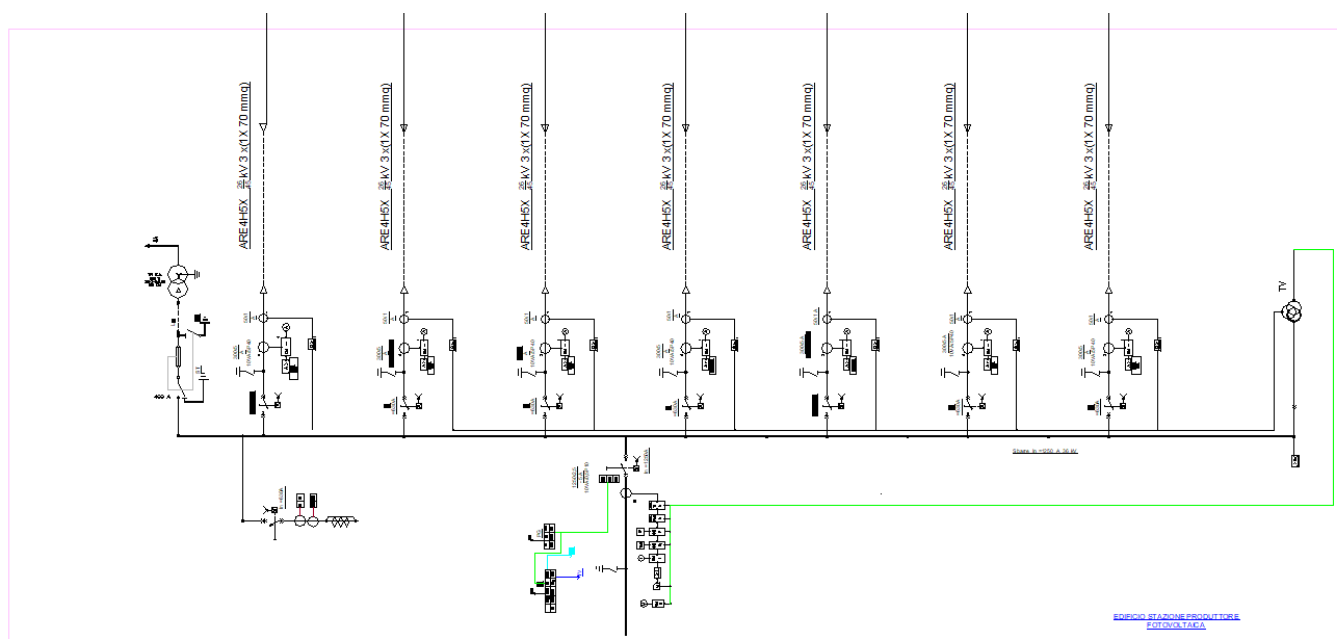
La Stazione AT sarà realizzata su un piazzale di circa 2300 m².

In essa si posizionerà – oltre ai 2 edifici di stoccaggio - un edificio in muratura delle dimensioni di 26x10 metri per accogliere tutte le apparecchiature elettriche dell’impianto fotovoltaico.

Come si evince dalla figura, è prevista una sala quadri AT con 10 scomparti AT per accogliere 7 cavi da 70 mm² provenienti dai 18 UP più uno scomparto di uscita dei 2 cavi da 630 mm² (le 2 terne di connessione), più altri scomparti per il TVC e l’alimentazione del trasformatore dei servizi ausiliari.

Un’altra sala quadri è destinata per tutte le utilizzazioni di BT (rack per le apparecchiature di protezioni, controllo, monitoraggio dell’impianto e comunicazioni).

Una saletta per le batterie di accumulatori e servizi vari.



Nel piazzale della stazione è previsto un altro edificio adibito a magazzino, una piazzola per il posizionamento del trasformatore da 160 kVA dei servizi ausiliari, un Gruppo Elettrogeno di emergenza, eventuale compensatore se richiesto da Terna in fase di definizione del regolamento di esercizio, spazi liberi per parcheggio automezzi, deposito di materiale etc..).

Palermo 28/03/2023



Ing. Giuseppe Lo Presti

6. APPENDICE

6.1 Verifica Elettrica

Impianto Fotovoltaico - Verifica Elettrica

Monreale PV480		MODULI VERTEX 670 3284*1303*35 mm	
Potenza nominale del modulo	Pmp	670 W	
Efficienza del modulo	eff	21,6% %	
Tensione alla max potenza	Vmpp	38,50 V	
Corrente alla mx potenza	Impp	17,43 A	
Tensione a circuito aperto	Voc	46,30 V	
Corrente di cto cto	Isc	18,55 A	
Max Tensione sistema	MxT	1.500 V	
T° max del modulo	Tcell max	70 °C	
T° minima el modulo	Tcell min	-10 °C	
numero delle celle del modulo	Ns	132	
$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cella}) - (guida CEI 82-25 II ed.)$			
T° Riferimento del modulo (STC)		25 °C	
Coeff. di temperatura T° Isc % Cisc		0,04 %	
Coefficiente di temperatura a T° Voc % Cvoc		-0,25 %	
Coefficiente di temperatura T° Pmax % Cpm		-0,34 %	
Coefficiente di temperatura T° Vmax %	β	-0,25 %	
Corrente inversa	Cinv	35 A	
V a vuoto max con T° minima -10	VOC _{max}	50,35 V	
Tensione MPPmax con T° min -10	V _{MPPTmin}	41,87 V	
Tensione MPP min. con T°max pari a 70	V _{MPPTmax}	34,17 V	
Temperatura STC di riferimento 25°	V _{STC}	V _{STC}	V
Valore cautelativo parametro	V _{oct}	5%	48,62 V
Tensione max di riferimento	V _{xrif}		50,35 V
STRINGA			
	n moduli	Nstringa	28
Tensione MPP di stringa (in ingresso)		V _{MPP}	1078,00 V
Tensione di stringa in ingresso ammessa dall'inverter alla T° minima		V _{MPPmin}	1172,33 V
Corrente MPP (in ingresso)		I _{MPP}	17,43 A
Corrente ctocto max		I _{sc max}	23,19 A
Tensione a Vuoto max		V _{omax}	1409,84 V
Tensione MPP min		V _{mppmin}	1172,33 V
Tensione MPP min. con T°max pari a 70		V _{MPPmax}	956,73 V
Tensione max 1,2*Vmppmax			
Potenza di stringa		Pstr	18,760 kW
Nel periodo esaminato la temperatura minima assoluta ha toccato i -4,0 °C nel febbraio 1962 e nel gennaio 1966, mentre la massima assoluta ha raggiunto i +46,0 °C nel luglio 1962.			

Impianto Fotovoltaico Verifica Elettrica

INVERTER dati di TARGA		Huawei Sun 215	
Ingresso			
Pnominale ingresso	Pni_i	215,0	kW
U funzionamento MPPT minima	U _{MPPTmin}	500	V
U funzionamento MPPT massima	U _{MPPTmax}	1.500	V
U max ammessa sopportabile	U _{MAX}	1.500	V
Vmax sistema	UxT	1.500	V
I _{max cc} MPPT ingresso per ogni MPPT	IxMp	100	A
I _{max ctocto} ingresso	IxCX	-	A
tensione di avviamento	U _{avv}	550	V
N. ingressi disponibili	Ningr	14	
U standard, a T° max	U _{min}	1080	V
U standard, a T° minima	U _{Smax}	1500,0	V
U a vuoto , a T° minima	U _{ocmax}	1409,84	V
Uscita			
P uscita c.a	Wusc	200	kW
P uscita c.a	Vausc	215	kVA
V c.a trifase	Uca	800	V
Corrente nominale c.a	Ica	144,40	A
I _{max} Corrente c.a	Ixca	155,2	A
f	f	50	Hz
fatt pot	cosφ	1,00	
Rend EU	ηe	98,6%	
Rend max	ηX	99,0%	
Unità di potenza (UP)			
Potenza AC a 40°	Pup40	3.250	KVA
Potenza AC a 50°	Pup50	2.960	KVA
Num ingressi inverter	NiUP	16	
Tensione max in ingresso	VxUP	800	V
		2.482,7	A
Tensione in uscita	VusUP	36	kV
Tensione Serv-Aux	Vsa	400	V
Ridefinizione n moduli			
	Numero Moduli teorici	85.680	
	Numero Moduli effettivi	85.680	
	Potenza totale =	57.405	kWp

COSMOTTECK _ 54 Verifica Elettrica monreale.dwg

Impianto Fotovoltaico Verifica Elettrica

INVERTER dati di TARGA		Huawei Sun 215	
Ingresso			
Pnominale ingresso	Pni_i	215,0	kW
U funzionamento MPPT minima	U _{MPPTmin}	500	V
U funzionamento MPPT massima	U _{MPPTmax}	1.500	V
U max ammessa sopportabile	U _{MAX}	1.500	V
Vmax sistema	UxT	1.500	V
I _{max} cc MPPT ingresso per ogni MPPT	IxMp	100	A
I _{max} ctocto ingresso	IxCX	-	A
tensione di avviamento	Uavv	550	V
N. ingressi disponibili	Ningr	14	
U standard, a T° max	U _{min}	1080	V
U standard, a T° minima	U _{s_max}	1500,0	V
U a vuoto , a T° minima	Uoc _{max}	1409,84	V
Uscita			
P uscita c.a	Wusc	200	kW
P uscita c.a	Vausc	215	kVA
V c.a trifase	Uca	800	V
Corrente nominale c.a	Ica	144,40	A
I _{max} Corrente c.a	Ixca	155,2	A
f	f	50	Hz
fatt pot	cosφ	1,00	
Rend EU	ηe	98,6%	
Rend max	ηx	99,0%	
Unità di potenza (UP)			
Potenza AC a 40°	Pup40	3.250	KVA
Potenza AC a 50°	Pup50	2.960	KVA
Num ingressi inverter	NiUP	16	
Tensione max in ingresso	VxUP	800	V
		2.482,7	A
Tensione in uscita	VusUP	36	kV
Tensione Serv-Aux	Vsa	400	V
Ridefinizione n moduli			
Numero Moduli teorici		85.680	
Numero Moduli effettivi		85.680	
Potenza totale =		57.405	kWp

COSMOTECK _54 Verifica Elettrica monreale03 .item

Impianto Fotovoltaico Verifica Elettrica

RISULTATI		
Pot. nominale [kWp]	57.405,60	57.405,60
	perdita % sistema	6,00%
	Potenz in immissione [kW]	53.961
	Moduli per stringa	28
	Numero Stringhe reali	3060
	Potenza di stringa [kWp]	18,760
	Numero Moduli Totali	85.680
	Numero Unità di potenza	18
	Potenza totale disponibile dalle UP kVA	58.500
	numero tot. ingressi disponibili per gli inverter nelle UP	288
	numero inverter =	288
18 UP accolgono ciascuno 16 inverter per un totale di 288 inverter		
0 UP accolgono ciascuno 17 Inverter per un totale di 0 inverter		
	inverter con 10 stringhe da 187,6 kW	108
	inverter con 11 stringhe da 206,36 kW	180
	inverter con stringhe da 0 kW	0
	numero totale ingressi disponibili inverter	4608
0 stringhe su 0 inverter da stringhe = 0 kW		
1980 stringhe su 180 inverter da 11 stringhe = 37144,8 kW		
1080 stringhe su 108 inverter da 10 stringhe = 20260,8 kW		
Distribuzione stringhe per ogni inverter		
	numero inverter con stringhe	0
		0
	numero inverter con 11 stringhe	180
	n.	1980,00
	numero inverter con 10 stringhe	108,00
	n.	1080,00
	totale stringhe :	n. 3060,00
108 inverter con 10 stringhe +180 con 11 + 0 con = 288 inverter		
COMPATIBILITA' STRINGA INVERETR		
	V_{MPPmin} di stringa > $U_{MPPTmin}$ di inverter	VERO
	956,725 > 500	
	V_{oMAX} di stringa < $U_{MAXingr}$ inverter	VERO
	1409,835 < 1500	
	V_{MPPmax} di stringa < $U_{MPPTmax}$ dell'inverter	VERO
	1172,325 < 1500	
$Voc(T) = Voc, stc - NS \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel})$		

COSMOTTECK _ 54 Verifica Elettrica monreale.dgn

Impianto Fotovoltaico Verifica Elettrica

Capability al PdC [CALCOLO APPROSSIMATO]			
nel Punto di Connessione Ppc	Pnd		53,961 MW
P Trasformatore /AT	S_{n_AT}		3,25 MVA
Impedenza di ctocto lato AT	Z_{cc_AT}		7%
P Trasform. equivalente MT	S_{n_MT}		MVA
Impedenza di ctocto MT	Z_{cc_MT}		
Perdite AT	ΔP_{AT}	0,540	1,0% %
Perdite MT	ΔP_{MT}	-	%
Pattiva AT	$\Delta P_{AT} + Pnd$		54,501 Tot Area
Perdite BT	ΔP_{BT}	0,540	1,0% %
Pattiva BT	$Pnd / \Delta P_{AT} + \Delta P_{MT} + \Delta P_{BT}$		55,040 MW
Capability al PdC	$Q_{max_Sovraeccitato}$		0,30
Capability al PdC	$Q_{max_Sottoeccitato}$		0,35
Q_sottoeccitata	Q_{max_Sovra}		16,188 MVAR
Q_sovraeccitata	Q_{max_Sotto}		18,89 MVAR
Perdite del Trasformatore	ΔQT_{AT}	$S_{n_AT} * Z_{cc_AT}$	0,23 MVAR
Potenza attiva MT			0,0%
Pot. reatt.MT sovraeccitaz.	$\Delta Q_{AT} * Pnd$		16,42
Pot. reatt.MT sottoeccitaz.	$\Delta Q_{AT} * Pnd$		15,96
Q reatt. Sottoeccitazione	$Q_{Sotto} - \Delta Q_{TAT}$		15,96 MVAR
Q reatt. Sovraeccitazione	$Q_{Sovra} + \Delta Q_{TAT}$		19,11 MVAR
Regime di sovraeccitazione			
Pattiva BT/Q reatt. Sovraeccitazione		tang φ	0,347
		Cos φ	0,945
		Smax inverter	215,00 KVA
		Pmax erogabile dall'inverter in sovraeccitazione	203,10 KW
num. teorico degli inverter necessari per garantire la potenza attiva in sovraeccitazione		265,69	OK
NUMERO INVERTER		288	
265 < 288 OK			

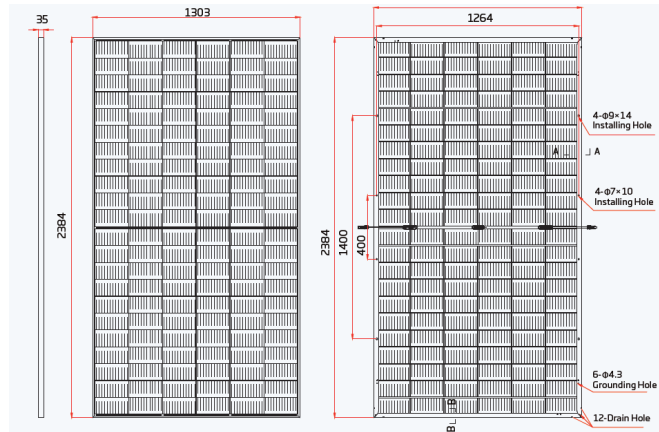
COSMOTECK _ 54 Verifica Elettrica monreale01.dwg

RISULTATI AREA 1		
Pot. nominale [kWp]	35.400,12	35.400,12
perdita % sistema		6,00%
Potenz in immissione [kW]		33.276
Moduli per stringa		28
Numero Stringhe reali		1887
Potenza di stringa [kWp]		18,760
Numero Unità di potenza		11
Potenza totale disponibile dalle UP kVA		35.750
numero tot. ingressi disponibili per gli inverter nelle UP		176
numero inverter =		176
11 UP accolgono ciascuno 16 inverter per un totale di 176 inverter		
0 UP accolgono ciascuno 17 Inverter per un totale di 0 inverter		
inverter con 10 stringhe da 187,6 kW		49
inverter con 11 stringhe da 206,36 kW		127
numero totale ingressi disponibili inverter		2816
1397 stringhe su 127 inverter da 11 stringhe = 26207,72 kW		
490 stringhe su 49 inverter da 10 stringhe = 9192,4 kW		
Numero Moduli		52.836
Distribuzione stringhe per ogni inverter		
numero inverter con 11 stringhe		127
n.		1397,00
numero inverter con 10 stringhe		49,00
n.		490,00
Numero		
totale stringhe :		n. 1887,00
49 inverter con 10 stringhe +127 inverter con 11 stringhe = 1887 stringhe		
COMPATIBILITA' STRINGA INVERETR		
V_{MPPmin} di stringa $> U_{MPPTmin}$ di inverter		VERO
956,725 > 500		
V_{oMAX} di stringa $< U_{MAXingr}$ inverter		VERO
1409,835 < 1500		
V_{MPPmax} di stringa $< U_{MPPTmax}$ dell'inverter		VERO
1172,325 < 1500		
$Voc(T) = Voc, stc - NS . \beta . (25-Tcel)$		

RISULTATI AREA 2		
Pot. nominale [kWp]	22.005,48	22.005,48
	perdita % sistema	
	Potenz in immissione [kW]	22.005
	Moduli per stringa	28
	Numero Stringhe reali	1173
	Potenza di stringa [kWp]	18,760
	Numero Unità di potenza	7
	Potenza totale disponibile dalle UP kVA	22.750
	numero tot. ingressi disponibili per gli inverter nelle UP	112
	numero inverter =	112
7 UP accolgono ciascuno 16 inverter per un totale di 112 inverter 0 UP accolgono ciascuno 17 Inverter per un totale di 0 inverter		
	inverter con 10 stringhe da 187,6 kW	59
	inverter con 11 stringhe da 206,36 kW	53
	numero totale ingressi disponibili inverter	1792
	583 stringhe su 53 inverter da 11 stringhe = 10937,08 kW	
	590 stringhe su 59 inverter da 10 stringhe = 11068,4 kW	
	Numero Moduli	32.844
Distribuzione stringhe per ogni inverter		
	numero inverter con 11 stringhe	53
	n.	583,00
	numero inverter con 10 stringhe	59,00
	n.	590,00
	stringhe :	n. 1173,00
59 inverter con 10 stringhe +53 inverter con 11 stringhe = 1173 stringhe		
COMPATIBILITA' STRINGA INVERETR		
	V_{MPPmin} di stringa $>$ $U_{MPPTmin}$ di inverter	VERO
	956,725 > 500	
	V_{oMAX} di stringa $<$ $U_{MAXingr}$ inverter	VERO
	1409,835 < 1500	
	V_{MPPmax} di stringa $<$ $U_{MPPTmax}$ dell'inverter	VERO
	1172,325 < 1500	
$Voc(T) = Voc, stc - NS \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel})$		

6.2 Dati Tecnici del modulo fotovoltaico

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.43
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	46.3
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.55
Module Efficiency η_m (%)	21.6



Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

6.3 Dati Tecnici dell'Inverter 215 KVA

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG _ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

6.4 Dati Tecnici dell'Unità di Potenza (UP) 3.250 kVA

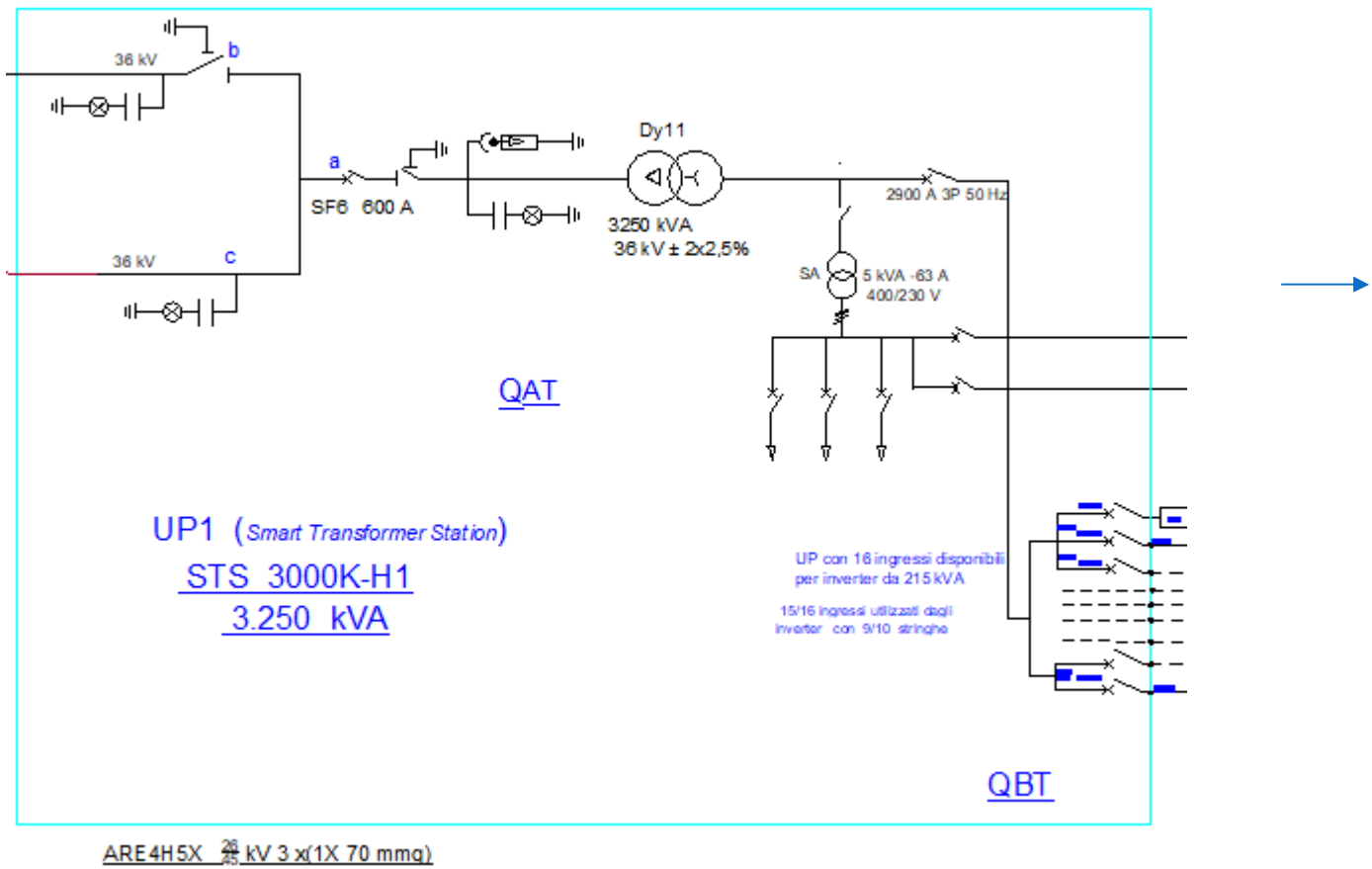


Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C ¹	
Max. Inverters Quantity	16	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	30.1 kW	
Transformer No-load Losses	2.51 kW	
Impedance (HV-LV1, LV2)	7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t (33,069 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ³ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

6.5 Schema unifilare della UP

Nello schema si notano: l'interruttore a protezione del trasformatore da 3.250 kVA, i 2 IMS per lo smistamento della UP, il trasformatore BT/AT, il trasformatore da 160 kVA dei servizi ausiliari interni, una serie di interruttori magnetotermici differenziali per l'alimentazione delle varie utilizzazioni, gli interruttori per accogliere i cavetti provenienti dagli inverter.

A monte degli inverter sono rappresentate le stringhe del parco fotovoltaico.



6.6 Struttura Pannelli

