



PROGETTO:

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV Melfi" di P_n pari a 19,8 MW da realizzarsi nel Comune di Melfi (PZ)

Progetto Definitivo

PROPONENTE:



DREN SOLARE 5 s.r.l.
SORESINA (CR)
VIA PIETRO TRIBOLDI 4 CAP 26015
PIVA 01771790191

ELABORATO:

Relazione tecnica impianto fv ed opere elettriche

Scala:

PROGETTISTI:

Ing. Riccardo Cangelosi



Ing. Gaetano Scurto



Tavola:

IOE

Data:

16-03-2023

Rev. Data Revisione

00 16-03-2023

Descrizione

emissione

SOMMARIO

SOMMARIO	1
1. PREMESSA	3
1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	3
1.2. DATI DI PROGETTO.....	5
2. NORMATIVA E DEFINIZIONI.....	11
2.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	11
2.2. DEFINIZIONI.....	13
3. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO.....	14
3.1. PREMESSE SULLA PRODUZIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO	14
3.2. DATI TOPOGRAFICI E CLIMATICI LOCALI.....	14
3.3. CRITERI GENERALI DI CALCOLO DI PRODUCIBILITA'	16
3.4. STIMA DELLA PRODUZIONE	17
4. DESCRIZIONE DEL SISTEMA	21
4.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	21
4.1.1. <i>Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino</i>	21
4.1.2. <i>String Box</i>	22
4.1.3. <i>Power Station</i>	23
4.1.4. <i>Inverter fotovoltaici</i>	24
4.1.5. <i>Cavidotti AT</i>	28
4.2. IMPIANTI PER LA CONNESSIONE.....	29
5. CAVIDOTTI.....	29
5.1. CAVIDOTTI BT	29
5.1.1. <i>Tipologie di cavo BT</i>	29
5.1.2. <i>Calcolo delle linee elettriche in cavo</i>	31
5.1.3. <i>Circuiti elettrici</i>	35
5.1.4. <i>Cadute di tensione</i>	36
5.1.5. <i>Prescrizioni generali</i>	36
5.1.6. <i>Quadri elettrici</i>	36
5.2. CAVIDOTTI AT.....	36
5.2.1. <i>Premesse</i>	36
5.2.2. <i>Tipologia cavi AT</i>	37
5.2.3. <i>Tipologie di posa cavidotti interrati</i>	38
5.2.4. <i>Condizioni progettuali di posa</i>	40
5.2.5. <i>Calcoli elettrici cavidotti</i>	40
6. SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	43
6.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO	43
6.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.....	43
6.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	43

6.4.	SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO	44
6.5.	PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA	44
6.6.	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	44
7.	ALLEGATI – SCHEDE TECNICHE COMPONENTI PRINCIPALI.....	45

1. PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare le caratteristiche dell'impianto dal punto di vista elettrico ed i calcoli di dimensionamento effettuati nell'ambito del progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare denominato "PV Melfi" nel territorio del comune di Melfi (PZ) (di seguito il "Progetto" o "l'Impianto").

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico con potenza di picco del generatore di 19,981 MWp e prevede l'installazione di n° 366 inseguitori solari ad un asse (tracker orizzontali monoassiali a linee indipendenti). L'impianto, di tipo grid-connected in modalità trifase (collegata direttamente alla rete elettrica nazionale), è costituito da due lotti.

L'impianto di generazione fotovoltaica in progetto sarà installato direttamente a terra con struttura in acciaio di tipo RETROFIT ad inseguimento monoassiale e l'energia elettrica da essi prodotta verrà convogliata ai gruppi di conversione (inverter) distribuiti all'interno dell'area di impianto. Gli inverter saranno installati all'interno di Power Station che avranno la funzione di convertire, da continua ad alternata, l'energia proveniente dal campo fotovoltaico e trasformarla da BT a AT a 36 KV.

La consegna dell'energia elettrica prodotta dall'impianto avverrà conformemente alla Soluzione Tecnica Minima Generale trasmessa da Terna S.p.a. al proponente con nota del 27/06/2022 cod. prat. 202101660. In particolare l'energia sarà vettoriata, a mezzo di un cavidotto interrato in AT a 36 KV, alla stazione di consegna (impianti di utenza per la connessione) da sorgere in Loc. Catapaniello di proprietà dello stesso produttore, e da questa, a mezzo di un cavidotto interrato in AT sarà addotta alla stazione AT TERNA.

Gli impianti di connessione alla RTN sono stati progettati in conformità al suddetto Preventivo di Connessione.

1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

Il sito del costruendo impianto è ubicato all'interno del comune di Melfi, nella parte settentrionale della Basilicata.

L'area in oggetto ricade all'interno della seguente Cartografia Tecnica Regionale:

- CTR n. 434120 – LEONESSA,
- CTR n. 434160 – LA BICOCCA,
- CTR n. 435090 – MONTELUNGO,
- CTR n. 435130 – MARCIAGALLO.

Dal punto di vista meteorologico, il sito ricade in un'area a clima tipicamente mediterraneo con inverni piovosi ed estati calde. Le temperature minime invernali sono tra 1 – 2 °C, mentre le temperature estive massime oscillano tra i 25 °C e i 26 °C. La provincia di Potenza risulta essere esposta prevalentemente a

venti tirrenici (maestrale e il libeccio) con un periodo di "calme" di circa 111 giorni all'anno.

La zona è caratterizzata da un valore medio di 153 kWh/m² mese (fonte JRC – Photovoltaic Geographical Information System), valore che rende il sito particolarmente adatto ad applicazioni di tipo fotovoltaico. L'irraggiamento è, infatti, la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, tipicamente un giorno (kWh/m²giorno), questo è influenzato dalle condizioni climatiche locali (nuvolosità, foschia ecc..) e dipende dalla latitudine del luogo: come è noto cresce quanto più ci si avvicina all'equatore.

Il territorio interessato è collinare.

Di seguito si riportano due immagini per una immediata localizzazione del sito interessato dall'impianto, mentre per un più dettagliato inquadramento geografico dell'area in questione si rimanda alle tavole in allegato.



Figura 1.1.1 Inquadramento geografico sito d'interesse

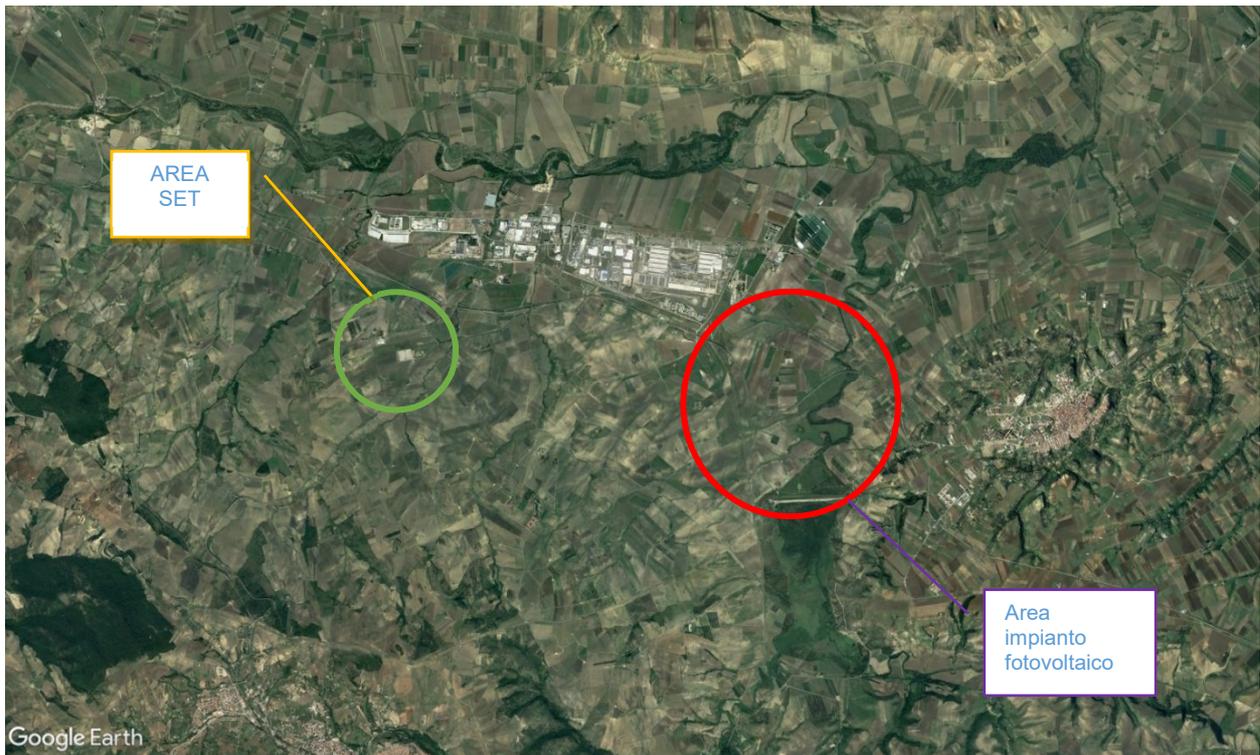


Figura 1.1.2 Inquadramento impianto in progetto

1.2. DATI DI PROGETTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel comune di Melfi in provincia di Potenza, presso la Contrada Colabella con quote variabili tra 170 e 195 metri sul livello del mare.

Il progetto di parco fotovoltaico prevede due lotti, che insistono su zona agricola, per un'area totale di circa 31,6 ha di terreno.

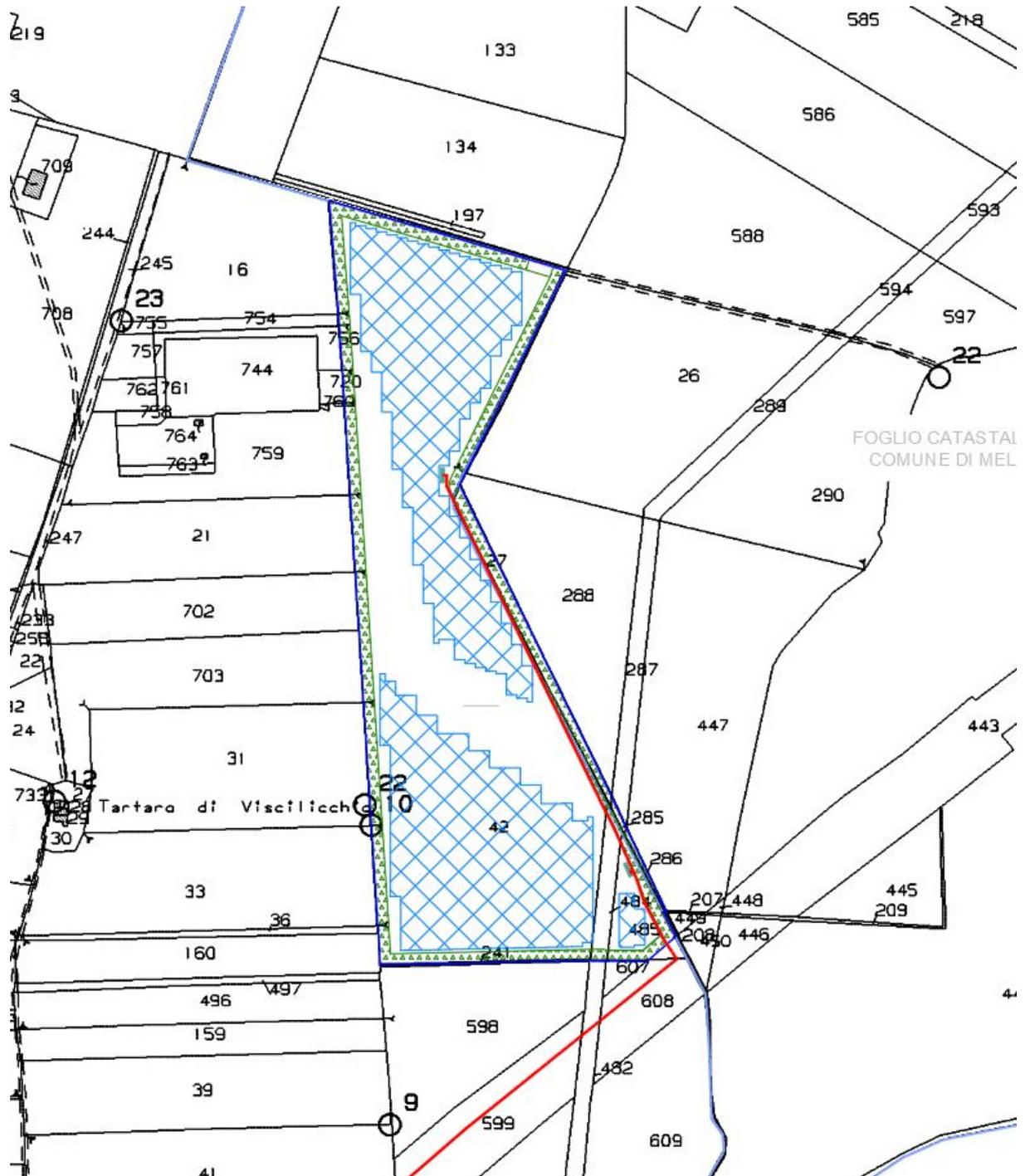


Figura 1.2.1 Layout impianto fotovoltaico Lotto Nord su Catastale

da sovratensioni. All'interno dell'impianto sono previste 5 power station (in container), una per ogni sottocampo, con la funzione di raccogliere le linee elettriche provenienti dalle stringbox convertire l'energia da corrente continua a corrente alternata tramite gli inverter, innalzare la tensione da BT a AT 36 KV e convogliare l'energia su una linea unica. La cabina/container conterrà il quadro di gestione delle linee BT, gli inverter, il trasformatore BT/AT e il quadro AT per la gestione delle linee di trasmissione dell'energia alla stazione elettrica di consegna.

Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori BT/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare si è scelta la power station tipo GAMESA ELECTRIC PV STATION con potenza nominate di 4299 KVA e da 3837 KVA. Questa cabina preassemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 600/630 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato sarà di 4.000/4.500 KVA a seconda della porzione dell'impianto servito.

Il tracciato del cavidotto in AT a 36 KV segue, fin dove possibile, la viabilità a servizio del parco fotovoltaico. Tra le soluzioni possibili è stato individuato il tracciato più funzionale, che tiene conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. La lunghezza complessiva del cavidotto, sino alla stazione di consegna, è di circa 10,6 km, in unica linea che collegherà in serie le Power station seguendo lo schema riportato nell'elaborato 07.A - "Schema elettrico unifilare linea BT AT".

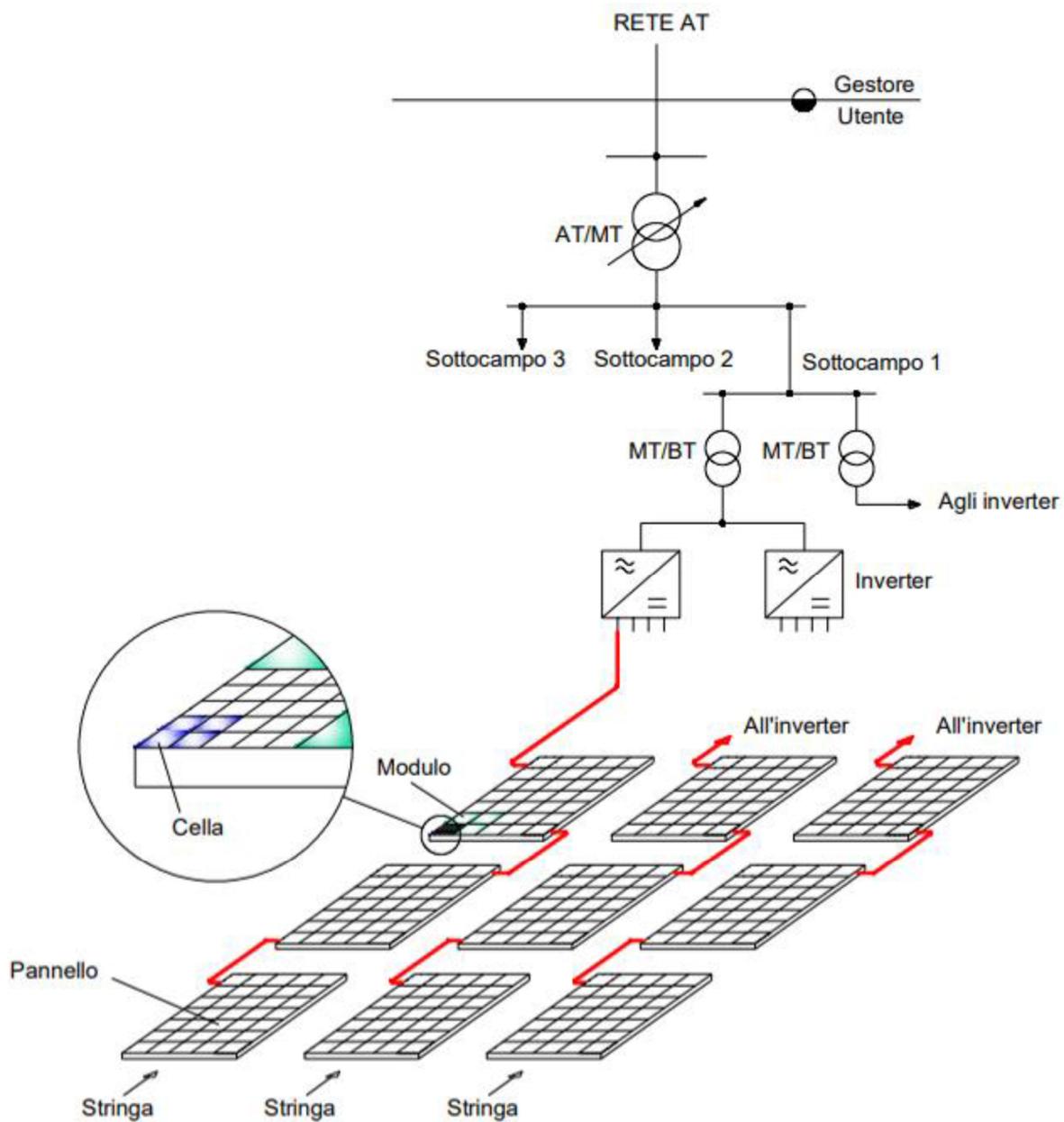


Figura 1.2.3 schema funzionale dell'impianto fotovoltaico

Nella tabella seguente si riportano i dati principali dell'impianto.

DATI DI PROGETTO	
Strutture di sostegno	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale
numero strutture isolate	366
Inclinazione falda	da -55° a +55°
Interasse	9,50 m
Pannelli	
Tipologia silicio	silicio monocristallino
tipologia pannelli	Bifacciali
Numero in progetto	35.056
Potenza di picco pannello	570 Wp
Tolleranza potenza	+ 0/5 W
Efficienza modulo	22,10%
Power station	
Inverter	
Tipologia	centralizzati
Installazione	in container
Modello in progetto	Proteus PV 4300
Numero in progetto	3
Potenza nominale AC	4299 KW
Tensione max DC	1.500 V
Tensione in AC nominale	630 V
Modello in progetto	PV 3800 AEP
Numero in progetto	2
Potenza nominale AC	3837 KW
Tensione max DC	1.500 V
Tensione in AC nominale	600 V
Trasformatori	
numero in progetto	5
Taglie di potenza	4.000/4.500 KVA
Installazione	in container
Dati impianto	
Potenza di picco generatore FV	19,981 MWp
Potenza nominale impianto AC	19,981 MW

Tabella 1.2.4 Dati principali dell'impianto

2. NORMATIVA E DEFINIZIONI

2.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008 , n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DECRETO 22 Gennaio 2008, n.37, regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005

D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia;

D.M 17/01/2018 - Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni;

MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI CIRCOLARE 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018.

Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

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 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e

passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61000-3-2: 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: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per b.t.;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini e valutazione del rischio dovuto a fulmine;

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;

CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

UNI 10349: Riscaldamento e rinfrescamento degli edifici. Dati climatici;

CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems;

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;

CEI 20-11 Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e segnalamento;

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso ingomma per tensioni nominali tra 1-30KV

CEI 20-21Calcolo delle portate dei cavi;

CEI 20-43 Ottimizzazione economica delle sezioni di condutture dei cavi elettrici per l'energia

2.2. DEFINIZIONI

- a) Impianto o sistema fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, uno o più convertitori della corrente continua in corrente alternata e altri componenti minori;
- b) potenza nominale di un impianto di produzione di energia è la potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate in kVA. Nel caso di generatori fotovoltaici, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV;
- c) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- d) condizioni nominali sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite nelle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;
- e) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica.

3. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

3.1. PREMESSE SULLA PRODUZIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto.

L'analisi di producibilità è stata realizzata per i singoli lotti costituendo essi delle unità produttive caratterizzate da una configurazione interna specifica. La stima di produzione di energia elettrica in un anno è pari a 34,63 GWh.

Le analisi sono state effettuate a mezzo del System Advisor Model (SAM) del National Renewable Energy Laboratory - national laboratory of the U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC.

La somma delle potenze nominali degli inverter installati è 20,571 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari a 0.97.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto esecutivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezioni adeguate per ridurre le perdite sul lato in corrente continua. In generale verranno esaminate con i fornitori dei componenti tutte le caratteristiche dei componenti stessi che hanno impatto con il rendimento del sistema, verranno individuati tutti gli accorgimenti volti a migliorarlo e verranno adottate le misure conseguenti.

3.2. DATI TOPOGRAFICI E CLIMATICI LOCALI

L'impianto sarà realizzato nel territorio del comune di Melfi (PZ).

Nella figura seguente si riporta la posizione del punto di calcolo della producibilità utilizzata.

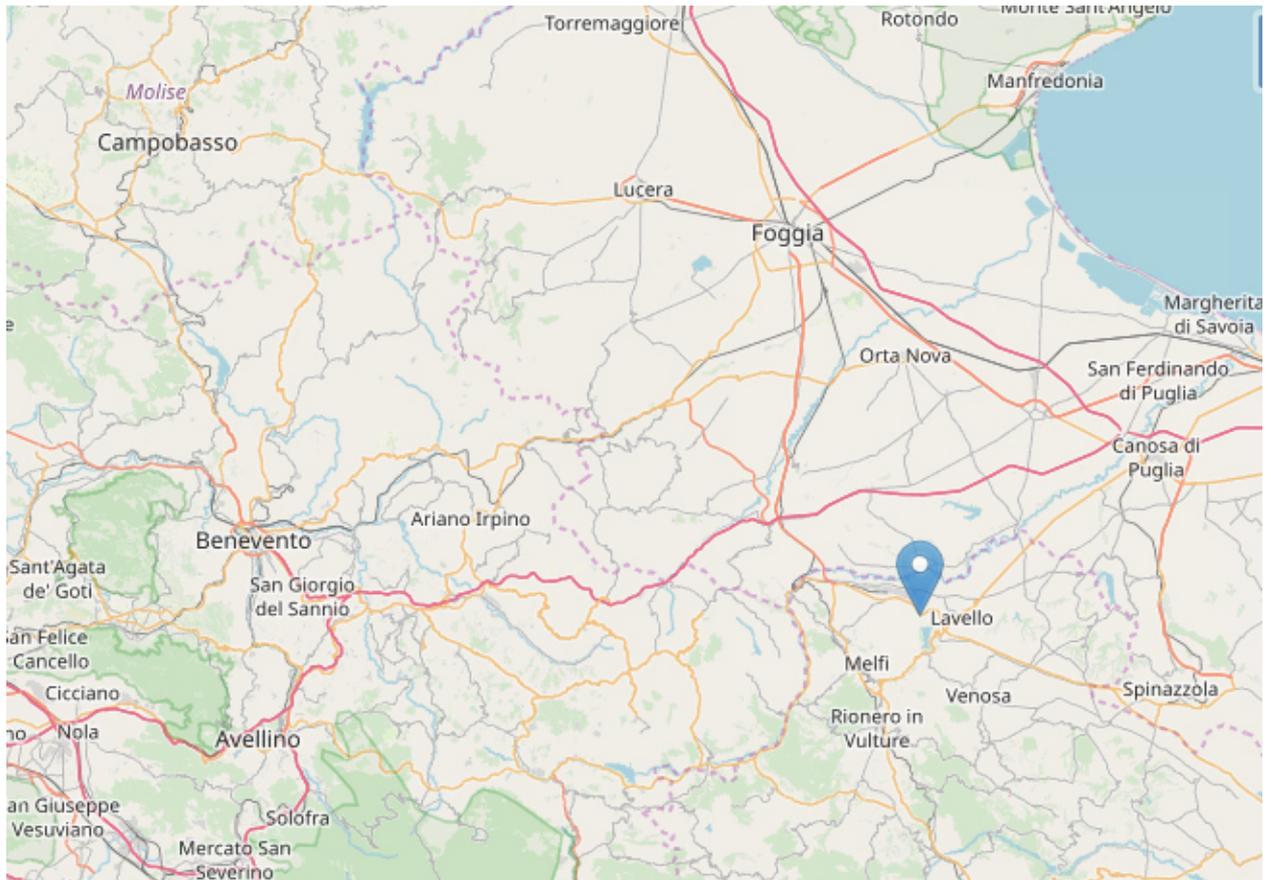


Figura 3.2.1 Inquadramento impianto

Le coordinate del sito sono:

LAT 41,046Nord;

LON 15.731 Est

Quota sul livello del mare: 196 m s.l.m.

Azimut 180°

Il calcolo della produzione è stato effettuato sulla base del database solare PVGIS-SARAH che permette, in base ai dati locali medi di irraggiamento solare, ed in base alle caratteristiche dell'impianto, di ricavare la produzione attesa mensile ed annuale dell'impianto.

Si riporta di seguito una figura che rappresenta l'irraggiamento medio in kWh/mq relativa all'intera nazione. Da qui si rende evidente come le zone scelte per l'installazione dell'impianto sono quelle che offrono le condizioni ottimali di producibilità rispetto a tutto il territorio nazionale.

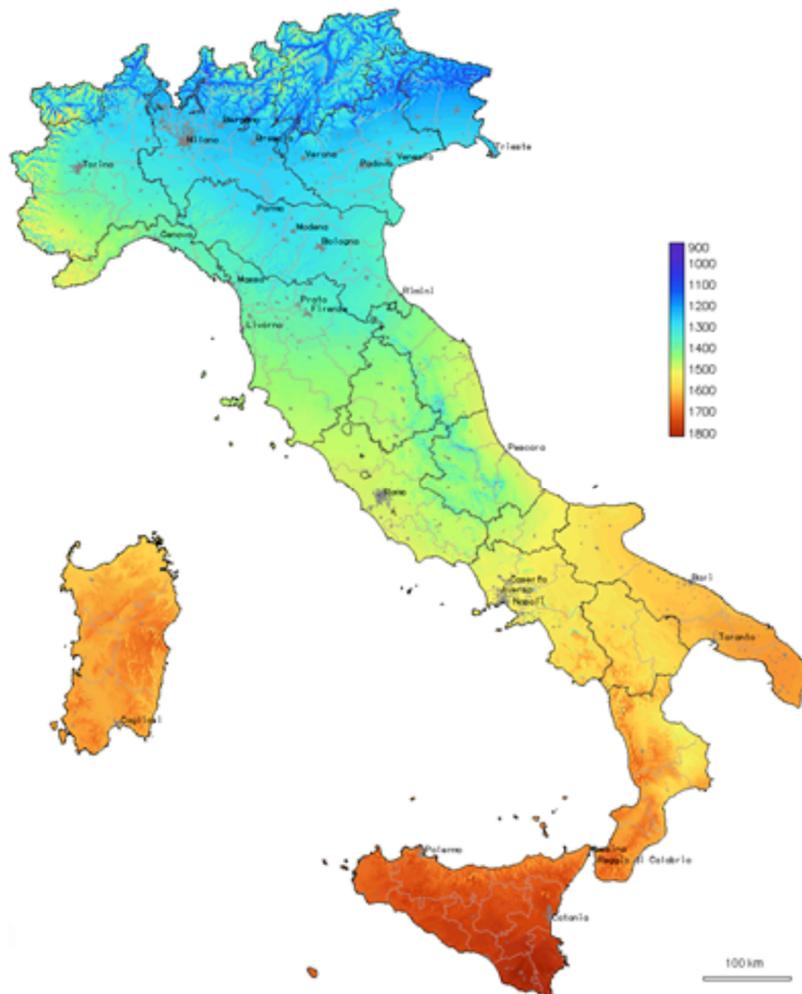


Fig. 3.2.2 Irraggiamento medio annuo in Italia

3.3. CRITERI GENERALI DI CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nel presente progetto si è scelto un sistema ad inseguimento monoassiale con tilt massimo di $\pm 60^\circ$ dei pannelli con orientamento delle file nord-sud.

L'energia generata da un impianto fotovoltaico dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

I valori delle perdite per la presente stima sono stati valutati in base ai dati relativi ad impianti della stessa tipologia.

3.4. STIMA DELLA PRODUZIONE

Sulla base dei dati locali e delle caratteristiche impiantistiche, mediante i calcoli effettuati si è ottenuto l'irraggiamento medio mensile per il sito in progetto e successivamente stimando le perdite come indicato precedentemente si è calcolato la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Il calcolo è stato condotto per una power station costituita da un inverter in per una potenza totale in ac di 4.300 KW. Dalla configurazione effettuata sugli inverter è stata estrapolata la tipologia rappresentativa di tutti i sottocampi che differiscono l'una dall'altra in base al numero dei pannelli e delle stringhe allacciate alla power station. La configurazione scelta ha 182 stringhe da 28 pannelli e 84 stringhe da 29 pannelli in parallelo.

La tabella seguente mostra i dati impiantistici di base utilizzati nel calcolo.

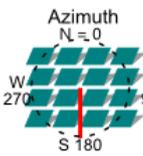
AC Sizing		Sizing Summary			
Number of inverters	<input type="text" value="1"/>	Nameplate DC capacity	<input type="text" value="4,293.008"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="7,532"/>
DC to AC ratio	<input type="text" value="1.00"/>	Total AC capacity	<input type="text" value="4,300.000"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="266"/>
Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.		Total inverter DC capacity	<input type="text" value="4,479.167"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="19,357.2"/> m ²
<input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration					
DC Sizing and Configuration					
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.					
Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4	
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	
Modules per string in subarray	<input type="text" value="28"/>	<input type="text" value="29"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="182"/>	<input type="text" value="84"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="5,096"/>	<input type="text" value="2,436"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,432.5"/>	<input type="text" value="1,483.6"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,188.3"/>	<input type="text" value="1,230.8"/>			
Tracking & Orientation					
				<input type="radio"/> Fixed <input checked="" type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Fixed <input checked="" type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude			
Tilt (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>			
Azimuth (deg)	<input type="text" value="180"/>	<input type="text" value="180"/>			
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.41"/>	<input type="text" value="0.41"/>			
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="60"/>	<input type="text" value="60"/>			
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable			
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.					

Tabella 3.4.1 Dati impiantistici di base di calcolo

La tabella seguente mostra i risultati dei calcoli effettuati, riportando le produzioni mensili di energia per l'unità di calcolo (power station di potenza di 4.300 MW).

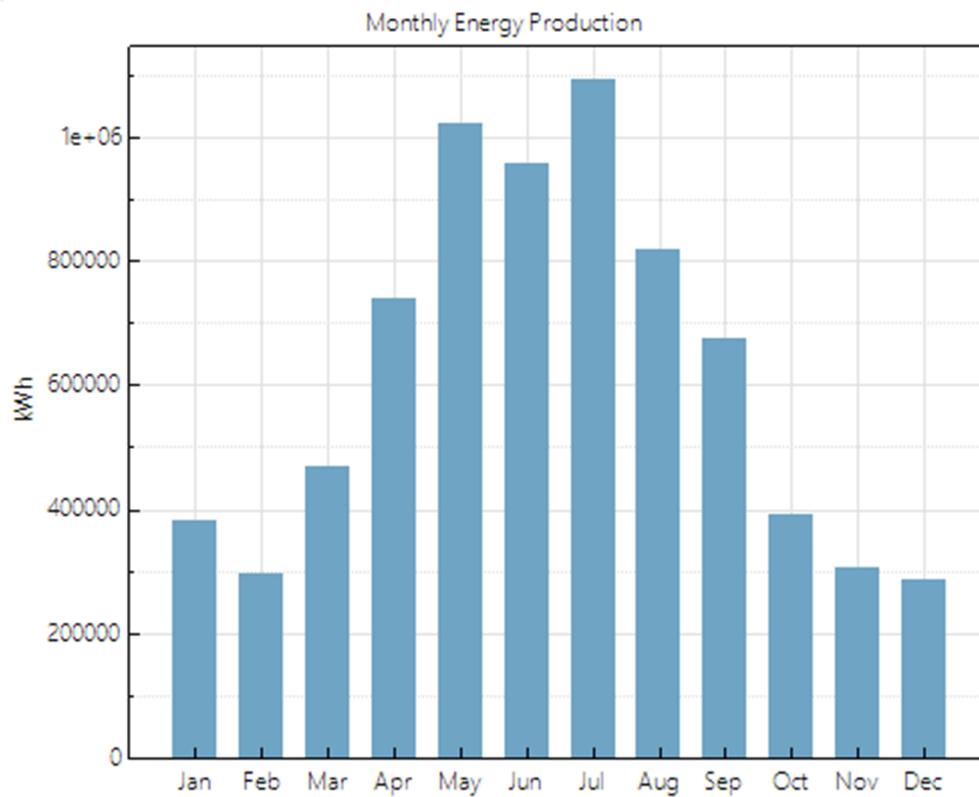


Figura 3.4.2 Produzioni mensili per singola power station da 4.300 KW

A partire da questi dati si è calcolato il valore della produzione stimata per ogni sottocampo dell'impianto.

Nella tabella seguente si riporta la stima effettuata.

Impianto fotovoltaico "FV Melfi"							
Configurazione elettrica BT							
	Sottocampo	Muduli inseriti	Potenza (KW)	Tipo INVERTER	N. INVERTER	Pn inveter	produzione stimata (MWh)
Area SUD	A	7532	12863,76	Proteus PV 4300	1	4299	7,44
	B	7504		Proteus PV 4300	1	4299	7,41
	C	7532		Proteus PV 4300	1	4299	7,44
Area NORD	D	6272	7118,16	PV 3800 AEP	1	3837	6,20
	E	6216		PV 3800 AEP	1	3837	6,14
		35056	19981,92			20571	34,63

Tabella 3.4.3 Produzione stimata suddivisa per sottocampo

Il totale stimato di energia prodotta e immessa in rete per l'intero impianto è pari a 34,63 GWh all'anno.

4. DESCRIZIONE DEL SISTEMA

4.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO

4.1.1. Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- Celle di silicio cristallino;
- diodi di by-pass e diodi di blocco;
- vetri antiriflesso contenitori delle celle
- cornice di supporto in alluminio anodizzato;
- cavi di collegamento con connettori.

I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti di connessione. I moduli fotovoltaici avranno una garanzia sul decadimento delle prestazioni che sarà non superiore al 10% nell'arco di almeno 20 anni.

Per il progetto si prevede di utilizzare dei moduli monocristallini bifacciali da 570 Wp, Tipo SUNTECH ULTRA V PRO STP570S-C72/Nmh+.

La tecnologia bifacciale permette di aumentare la produzione attesa dal pannello utilizzando la radiazione che incide sulla parte posteriore del pannello.

Le caratteristiche del pannello sono le seguenti:

- MAX POWER $P_m(W)$: 570W
- MAX-POWER VOLTAGE $V_m(V)$: 42,44 V
- MAX-POWER CURRENT $I_m(A)$: 13,43 A
- MAX SYSTEM VOLTAGE (VDC) : 1500 V
- Dimensioni Moduli : 1134x2278x35 mm
- Peso: 32.00 kg/Cad

4.1.2.String Box

In un impianto fotovoltaico i moduli sono disposti in stringhe e campi a seconda del tipo di inverter utilizzato, della potenza totale e della tecnica caratteristiche dei moduli. La connessione dei moduli in serie è realizzata sui moduli stessi mediante le scatole di giunzione e i cavi solari. Al fine di poter effettuare le necessarie manutenzioni sulle stringhe e proteggere il sistema da eventuali sovratensioni e sovracorrenti vengono installate le string box che ospitano, insieme ai sistemi di interconnessione, anche i dispositivi di protezione da sovracorrente, sezionatori e dispositivi di protezione da sovratensioni.

Le stringhe previste sono di 28/29 moduli in serie permettendo in questo modo di diminuirne il numero e diminuire i cavi in DC utilizzati.



Figura 4.1.1 String box tipo

Il progetto prevede l'installazione delle string box aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione massima (VDC): 1500 V

Numero di stringhe parallele: fino a 32

Protezioni SPD: Tipo 2

Fusibili: 20 A

Sezionatori: presenti

Grado protezione quadro: IP 66

Corrente massima output: 320 A

Impianto fotovoltaico "FV Melfi"												
Configurazione elettrica BT												
	Sottocampo	Muduli inseriti	Potenza (KW)	Tipo INVERTER	N. INVERTER	Pn inveter	stringhe da 28 p.	stringhe da 29 p	pannelli stringhe	N. string box	Configurazione 1 stringhe da 28 p.	Configurazione 2 stringhe da 29 p.
Area SUD	A	7532	12863,76	Proteus PV 4300	1	4299	182	84	7532	11	n. 6 SB da 23 stringhe + n. 2 SB da 22 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
	B	7504		Proteus PV 4300	1	4299	181	84	7504	11	n. 5 SB da 23 stringhe + n. 3 SB da 22 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
	C	7532		Proteus PV 4300	1	4299	182	84	7532	11	n. 6 SB da 23 stringhe + n. 2 SB da 22 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
Area NORD	D	6272	7118,16	PV 3800 AEP	1	3837	137	84	6272	10	n. 4 SB da 20 stringhe + n. 3 SB da 19 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
	E	6216		PV 3800 AEP	1	3837	135	84	6216	10	n. 2 SB da 20 stringhe + n. 5 SB da 19 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
		35056	19981,92			20571			35056	tot		

Tabella 4.1.2 Suddivisione stringhe su string box

4.1.3. Power Station

All'interno dell'impianto sono previste 5 power station, una per ogni sottocampo con la funzione di raccogliere le linee elettriche provenienti dalle stringbox convertire l'energia da corrente continua a corrente alternata tramite gli inverter inverter, innalzare la tensione da BT a AT 36 KV e convogliare l'energia su una linea unica. La cabina conterrà il quadro di gestione delle linee BT, gli inverter, il trasformatore BT/AT e il quadro AT per la gestione delle linee di trasmissione dell'energia alla stazione elettrica di consegna.

Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori BT/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare si è scelta la power station tipo GAMESA ELECTRIC PV STATION con potenza nominate di 4299 KVA e da 3837 KVA.

Questa cabina preassemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 600/630 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato sarà di 4.000 o 4.500 KVA a seconda della porzione dell'impianto servito.

La Power Station avrà le seguenti caratteristiche:

Tensione lato BT: 600-630 V

Tensione lato AT: 36 KV

Tipologia Trasformatore: ONAN

Potenza trasformatore: 4.000-4.500 KVA

Materiale spire: alluminio;

tensione nominale interruttori AT: 40,5 KV

corrente nominale interruttori AT: 630 A

Standard costruttivi: IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202

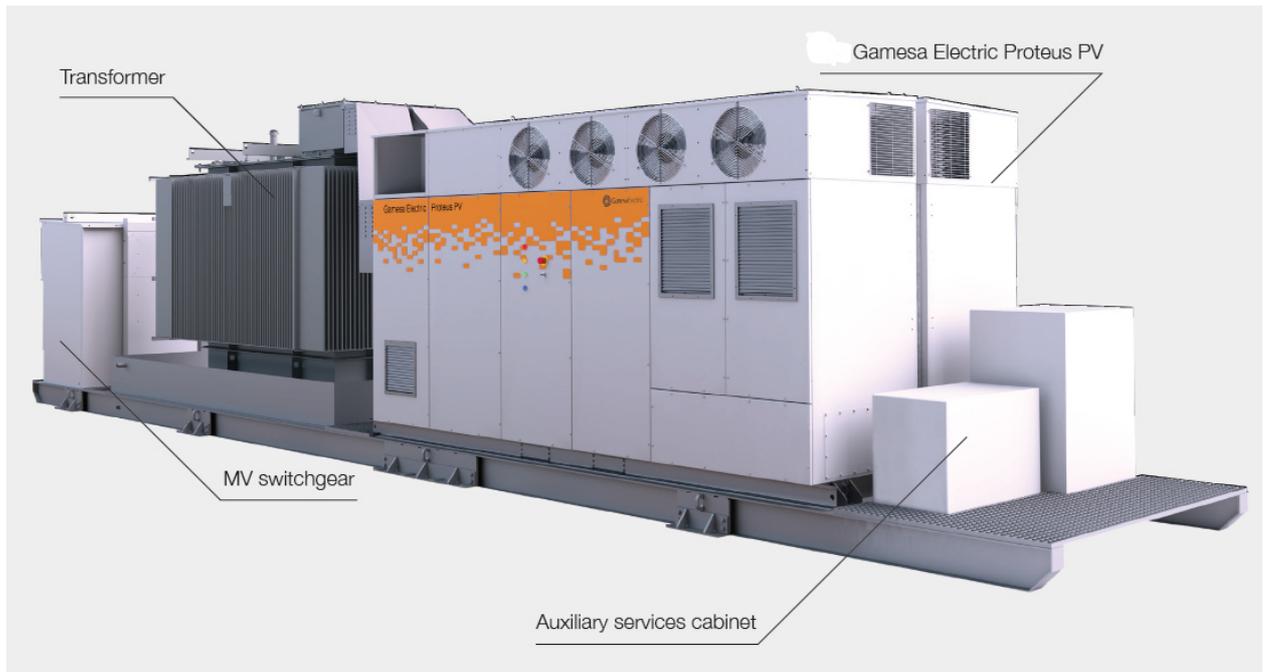


Figura 4.1.3 – Vista Power station

4.1.4. Inverter fotovoltaici

L'energia prodotta dai pannelli in corrente continua sarà convertita dagli inverter in corrente alternata.

Il gruppo di conversione o inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. L'autoconsumo degli inverter sarà minimo, massimizzando pertanto il rendimento di conversione e sarà assorbito dalla rete elettrica nel caso in cui il generatore solare non sia in grado di fornire sufficiente energia elettrica. L'inverter non solo regolerà la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma servirà anche come controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete in bassa tensione della centrale.

Si è optato per un sistema a 1500 V in corrente continua che massimizzando il numero di pannelli collegabili nella medesima stringa riduce i collegamenti elettrici da realizzare.

L'inverter scelto è del tipo GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV 4300 con potenza nominata di 4290 KVA per i sottocampi A-B-C, GAMESA ELECTRIC PV 3800 AEP con potenza nominata di 3837 KVA.

Il progetto prevede l'installazione di 5 inverter, installati una su ogni Power Station, distribuiti all'interno dei sottocampi fotovoltaici per poter minimizzare le lunghezze dei cavi utilizzati.



Figura 4.1.4 – Vista inverter

I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono stati dimensionati in modo da essere compatibili con quelli del generatore fotovoltaico.

Caratteristiche degli inverter:

- Ottimo per tutte le tensioni di rete delle centrali fotovoltaiche;
- Soluzione di piattaforma per una progettazione flessibile delle centrali fotovoltaiche;
- Pronta per condizioni ambientali complesse;
- Componenti testati prefiniti;
- Completamente omologato;

Il progetto prevede l'installazione di inverter aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione massima (VDC): 1.500 V

Potenza Nominale AC: 4.299-3.837 KW

Tensione AC: 600-630 V

Frequenza di rete nominale: 50 Hz

Grado protezione quadro: IP 65

Dimensioni: 4.325x2x250x1.022 mm

Il progetto prevede, come già detto, cinque sottocampi. Ogni campo comprende una power station a

cui sono collegato gli inverter.

Si è provveduto alla configurazione delle stringhe in modo da rispettare i requisiti di dimensionamento fissati dal produttore e nello stesso tempo ottimizzare le stringhe stesse. Le stringhe saranno tutte composte da 28 o 29 pannelli in serie.

Nella tabella seguente sono riportate la suddivisione dei pannelli e delle string-box per ogni power station e sottocampo.

Impianto fotovoltaico "FV Melfi"										
Configurazione elettrica BT										
	Sottocampo	Muduli inseriti	Potenza (KW)	Tipo INVERTER	N. INVERTER	Pn inveter	stringhe da 28 p.	stringhe da 29 p	pannelli stringhe	N. string box
Area SUD	A	7532	12863,76	Proteus PV 4300	1	4299	182	84	7532	11
	B	7504		Proteus PV 4300	1	4299	181	84	7504	11
	C	7532		Proteus PV 4300	1	4299	182	84	7532	11
Area NORD	D	6272	7118,16	PV 3800 AEP	1	3837	137	84	6272	10
	E	6216		PV 3800 AEP	1	3837	135	84	6216	10
		35056	19981,92			20571			35056	tot

Tabella 4.1.1 Suddivisione stringhe per sottocampo

Nella tabella seguente sono riportati le verifiche delle stringhe nella configurazione degli inverter scelti.

Dimensionamento stringhe e verifica inverter									
caratteristiche pannelli fotovoltaici									
Marca	Modello	Potenza nominale	Efficienza modulo	Tensione a MPPT	Corrente a MPPT	Tensione a vuoto	corrente di corto circuito	max tensione pannello	
		Pmax		Vmp	Imp	Voc	Isc		
		W	%	V	A	V	A	V	
suntech	STP570S-C72/Nmh+	570	22,1	42,44	13,43	51,16	14,16	1500	
Caratteristiche inverter									
Marca	Modello	Potenza nominale	Tensione minima	Tensione Massima	Tensione Massima a 35°C	Corrente massima in input	Corrente massima a corto circuito		
		Pmax	VDCmin	VDCmax	VDC35°C	Imp	Iccmax		
		W	V	V	V	A	A		
Gamesa Electric	PV 3800 AEP	3.837	835	1.500	1.500	4.724	9.000		
verifica stringhe/inverter									
numero stringhe	pannelli per stringa	Tensione minima stringa	controllo tensione	Tensione massima stringa	Controllo tensione max	corrente massima	controllo corrente massima	corrente massima cc	controllo corrente massima cc
		V		V		A		A	
137	28	1.106	verifica	1.432	verifica	1.840	verifica	1.940	verifica
84	29	1.146	verifica	1.484	verifica	1.128	verifica	1.189	verifica
		Potenza per stringa	potenza totale in DC	Rapporto potenza nominale inverter	controllo potenza nominale inverter				
		Kw	Kw	%					
		15,96	2.187	107%	verifica				
		16,53	1.389						

Tabella 4.1.2 verifica stringhe ed inverter

Dimensionamento stringhe e verifica inverter									
caratteristiche pannelli fotovoltaici									
Marca	Modello	Potenza nominale	Efficienza modulo	Tensione a MPPT	Corrente a MPPT	Tensione a vuoto	corrente di corto circuito	max tensione pannello	
		Pmax		Vmp	Imp	Voc	Isc		
		W	%	V	A	V	A	V	
suntech	STP570S-C72/Nmh+	570	22,1	42,44	13,43	51,16	14,16	1500	
Caratteristiche inverter									
Marca	Modello	Potenza nominale	Tensione minima	Tensione Massima	Tensione Massima a 35°C	Corrente massima in input	Corrente massima a corto circuito		
		Pmax	VDCmin	VDCmax	VDC35°C	Imp	Iccmax		
		W	V	V	V	A	A		
Gamesa Electric	Proteus PV 4300	4.299	835	1.500	1.500	5.000	9.000		
verifica stringhe/inverter									
numero stringhe	pannelli per stringa	Tensione minima stringa	controllo tensione	Tensione massima stringa	Controllo tensione max	corrente massima	controllo corrente massima	corrente massima cc	controllo corrente massima cc
		V		V		A		A	
182	28	1.106	verifica	1.432	verifica	2.444	verifica	2.577	verifica
84	29	1.146	verifica	1.484	verifica	1.128	verifica	1.189	verifica
		Potenza per stringa	potenza totale in DC	Rapporto potenza nominale inverter	controllo potenza nominale inverter				
		Kw	Kw	%					
		15,96	2.905	100%	verifica				
		16,53	1.389						

Tabella 4.1.3 verifica stringhe ed inverter

4.1.5.Cavidotti AT

L'energia prodotta dall'impianto e trasformata nelle power station da continua BT ad alternata AT, sarà addotta ad una stazione di consegna di proprietà del produttore per la successiva consegna alla RTN.

Il cavidotto progettato avrà tensione di 36 KV e sarà posato lungo il percorso individuato in planimetria.

E' prevista una unica linea che collegherà le 5 power station secondo lo schema riportato nelle tavole allegate:

Per una trattazione più approfondita dei cavidotti si rimanda al capitolo 5 della presente relazione.

4.2. IMPIANTI PER LA CONNESSIONE

Da STMG trasmessa da Terna S.p.A. con nota del 27/06/2022 cod. prat. 202101660 la connessione dell'impianto avverrà in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV di Melfi.

Gli impianti di connessione alla RTN sono stati progettati in conformità al suddetto Preventivo di Connessione. La tipologia di inserimento in antenna prevista consiste nell'utilizzo di un elettrodotto a 36 kV interrato da collegare tra la stazione di consegna del produttore e lo stallo arrivo produttore dedicato in Stazione Elettrica RTN dall'altro.

Le opere di connessione dell'impianto alla rete comprendono impianti di rete e di utenza per la connessione.

L'impianto di Utenza per la Connessione (IUC) sarà costituito da:

- Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra l'impianto di produzione e la stazione di consegna del produttore;
- Stazione di consegna produttore a tensione di 36 KV;
- Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra la stazione di consegna del produttore e lo stallo di arrivo produttore in Stazione Elettrica Terna;

L'impianto di Rete per la Connessione (IRC) sarà costituito da:

- Ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV di Melfi della RTN, compresa la nuova sezione a 36 KV di tale ampliamento che conterrà lo stallo di arrivo produttore a 36 KV.

Si rimanda alla relazione sugli impianti per la connessione per la trattazione più approfondita di tali argomenti.

5. CAVIDOTTI

5.1. CAVIDOTTI BT

5.1.1. Tipologie di cavo BT

Le linee di collegamento in serie dei pannelli per formare le stringhe saranno realizzate in parte con i cavi in dotazione ai pannelli stessi ed in parte mediante cavi in rame del tipo "solare".

Tali cavi sono posti all'esterno e sottoposti alle intemperie durante tutta la vita dell'impianto, per tale motivo si utilizzeranno cavi isolati con gomma elastomerica di qualità conforme alla norma EN 50618.

I cavi scelti sono del tipo H1Z2Z2-K, dove il conduttore è formato da una corda di rame flessibile stagnato, di classe 5 isolato con due strati in gomma senza alogeni non propaganti la fiamma.

Tale cavo ha le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale in cc 1500 V,
 Temperature d'esercizio -40°/+90°,
 Sforzo massimo di trazione 15 N/mmq.
 La sezione del cavo sarà 6 mmq .



Figura 5.1.1 Cavo "solare" con conformità richieste

Per le linee che collegheranno le stringbox con le power station sarà utilizzato un cavo in alluminio con isolamento in gomma Qualità G16 e guaina in PVC Qualità R16.

Il cavo scelto è del tipo ARG16R16 il quale avrà sezioni variabile in funzione dei calcoli di progetto.

Tale cavo ha le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale in cc 1000 V,
 Temperature d'esercizio -15°/+90°C,
 Temperatura massima di cortocircuito 250 °C

ARG16R16-0,6/1 kV

REAZIONE AL FUOCO	
CONFORME CPR REGOLAMENTO 305/2011/UE	
Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	C _{ca} -s3, d1, a3
Classificazione: (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma	EN 50399
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi e alogenidrici:	EN 60754-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2018

Costruzione, requisiti elettrici CEI 20-13
fisici e meccanici:

Gas corrosivi o alogenidrici: EN 50267-2-1

Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE

Direttiva RoHS: 2011/65/UE



Figura 5.1.2 Cavo Bt con conformità richieste

5.1.2. Calcolo delle linee elettriche in cavo

Il calcolo è stato condotto considerando cavi con i relativi conduttori e supponendo trascurabili i parametri trasversali delle linee.

La linea viene dapprima dimensionata secondo il criterio della massima caduta di tensione; quindi vengono confrontate la sezione e la portata teorica con la sezione e la portata del cavo commerciale (restando così verificato anche il criterio termico).

Infine è stata calcolata l'energia specifica passante tollerata dal cavo in relazione all'isolamento.

Il dimensionamento è stato condotto verificando per la linea in questione le seguenti relazioni suggerite dalle norme C.E.I 64 - 8 circa la protezione delle linee in cavo dalle sovracorrenti:

1. $I_b < I_n < I_z$;
2. $I_f < 1.45 I_z$

dove:

- I_b : Corrente convenzionale relativa al circuito,
- I_n : Corrente nominale di intervento del dispositivo di protezione,
- I_z : Portata del cavo nelle condizioni di posa,
- I_f : Corrente di sicuro intervento del dispositivo di protezione.

Inoltre è stato verificato che la caduta di tensione % ammessa sulla linea risultasse inferiore al 4 %, in tutte le condizioni di funzionamento.

Per il dimensionamento dei cavi elettrici Bt si sono utilizzati due metodi, il metodo del carico termico, ed il metodo della massima caduta di tensione.

Il criterio del carico termico è prevalente per linee molto corte e, in particolare, per i cavi e le sbarre.

Il sovrariscaldamento dovuto a densità di corrente elevata altera la bontà della trasmissione in quanto aumenta la resistenza; di conseguenza le caratteristiche di isolamento dei cavi non sono più garantite.

Il bilancio termico per un cavo di lunghezza unitaria, si può esprimere come:

$P_j - P_a - P_t = 0$ dove:

- P_j = Potenza termica dissipata per effetto joule
- P_a = Potenza termica accumulata
- P_t = Potenza termica trasmessa all'esterno

A regime quando la temperatura si stabilizza (a temperatura costante) tutto il calore prodotto per effetto Joule P_j viene trasmesso all'ambiente esterno P_t .

In condizioni di equilibrio termico

$$P_j = P_t$$

Occorre fare in modo che non si verifichino pericolosi innalzamenti della temperatura, ossia occorre limitare la dissipazione di potenza per effetto joule e quindi la corrente che attraversa il cavo.

L'espressione della intensità di corrente massima ammissibile è pari a:

$$I_{ma} = \sqrt{\frac{Ks\Delta\theta A}{\rho}} \quad (A)$$

Nella pratica comune il valore I_{ma} è già tabellato (vedi tabella 1) per i diversi cavi, si è quindi verificato che la portata massima ipotizzata sia minore della portata massima ammissibile.

Modalità di posa	Tipo di cavo	Isolante	Numero di conduttori								Linea n°		
			4	3	2								
Posa con circolazione d'aria impedita (in tubi, canali, ecc.)	Unipolari con o senza guaina	PVC										1	
	Multipolari	EPR			4	3	2					2	
Posa con libera circolazione d'aria (a parete, su passerelle, mensole o scalette, su fune portante)	Multipolari	PVC		4	3	2						3	
		EPR				4	3	2				4	
	Unipolari con guaina	PVC			4	3	2					5	
		EPR					4	3	2	1		6	
		NOTE											
		Sezione mm ²		Portata in regime permanente (A)									
		A	B	C	D	E	F	G	H				
1		10,5	12	13,5	15	17	19	21	23				
1,5		14	15,5	17,5	19,5	22	24	27	29				
2,5		19	21	24	26	30	33	37	40				
4		25	28	32	35	40	45	50	55				
6		32	36	41	46	52	58	64	70				
10		44	50	57	63	71	80	88	97				
16		59	68	76	85	96	107	119	130				
25		75	89	101	112	127	142	157	172				
35		97	111	125	138	157	175	194	213				
50		117	134	151	168	190	212	235	257				
70		149	171	192	213	242	270	299	327				
95		181	207	232	258	293	327	362	396				
120		209	239	269	299	339	379	419	458				
150			275	309	344	390	435	481	527				
185			314	353	392	444	496	549	602				
240			369	415	461	522	584	645	707				

Tabella 5.1.1 Portata massima in regime permanente.

Il criterio della massima caduta di tensione impone che si garantisca una caduta di tensione sulla linea inferiore al valore limite fissato.

Vista che sarà realizzata una linea dedicata all'impianto la massima caduta di tensione accettabile è pari al 4 % della tensione nominale.

Si è in particolare calcolata la massima caduta di tensione attesa per l'impianto con la seguente:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot I_n \cdot L \quad \text{per corrente continua}$$

$$\Delta U = 2 \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \sin\phi) \cdot I_n \cdot L \quad \text{per corrente alternata}$$

Dove:

R = resistenza unitaria a 80 ° (vedi tabella 2 oppure schede tecniche cavi)

X =reattanza unitaria (vedi tabella 5.2)

I_n = corrente nominale;

L = Lunghezza della linea.

Sezione nominale	Cavi tripolari						
	Resistenza R ad 80 °C		Reattanza X	Cadute di tensione ΔU			
	Corrente continua	Corrente alternata		Corrente alternata trifase			
				$\cos \varphi 1$	$\cos \varphi 0,9$	$\cos \varphi 0,8$	$\cos \varphi 0,7$
mm ²	mΩ/m	mΩ/m	mΩ/m	mV/Am	mV/Am	mV/Am	mV/Am
1	22,5		0,125	39	35,2	31,3	27,4
1,5	15,1		0,118	26,1	23,6	21	18,45
2,5	9,08		0,109	15,7	14,24	12,7	11,1
4	5,68		0,101	9,85	8,93	7,98	5,04
6	3,78		0,0955	6,54	5,96	5,34	4,70
10	2,27		0,0861	3,94	3,60	3,24	2,86
16	1,43		0,0817	2,48	2,29	2,07	1,83
25	0,907		0,0813	1,57	1,48	1,34	1,20
35	0,654		0,0783	1,13	1,08	0,988	0,888
50	0,483		0,0779	0,838	0,812	0,750	0,680
70	0,334		0,0751	0,579	0,577	0,541	0,496
95	0,241		0,0762	0,419	0,433	0,412	0,385
120	0,190	0,191	0,0740	0,332	0,354	0,342	0,321
150	0,150	0,157	0,0745	0,272	0,300	0,295	0,280
185	0,124	0,125	0,0742	0,217	0,251	0,250	0,241
240	0,0942	0,0966	0,0752	0,167	0,207	0,212	0,208
300	0,0750	0,0780	0,0750	0,135	0,178	0,186	0,186
400	0,0587	0,0625	0,0742	0,108	0,153	0,164	0,166
500	0,0466	0,0512	0,0744	0,0887	0,136	0,148	0,152
630	0,0361	0,0417	0,0749	0,0722	0,122	0,136	0,141

Tabella 5.1.2 Cadute di tensione cavi in rame

Si è verificato che la massima caduta di tensione calcolata sia inferiore alla massima caduta di tensione fissata come accettabile. Nei calcoli si è tenuto conto dell'intera lunghezza del cavo che andrà posato dai pannelli alla string box e da qui alle power station.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei calcoli effettuati.

Calcolo cavi elettrici BT		
corrente continua		Pannelli-Sring box
P	16,53	Kw
V	1500	V
Cosfi		
In	11,02	A
L	140	Lunghezza tratto
Criterio carico termico		
Tipoogia	A	
sezione	6	mmq
Portata max cavo	41	A
esito criterio	verifica	
Criterio max caduta di tensione		
K	3,78	da tabella
Delta V	11,66357	V
percentuale caduta	0,777571	%
% massima accettabie	4	
esito criterio	verifica	

Calcolo cavi elettrici BT		
corrente continua		string box-power station
P	462,84	Kw
V	1500	V
Cosfi		
In	308,56	A
L	250	Lunghezza tratto
Criterio carico termico		
Tipoogia	A	
sezione	240	mmq
Portata max cavo	413	A
esito criterio	verifica	
Criterio max caduta di tensione		
K	0,125	da tabella
Delta V	19,285	V
percentuale caduta	1,285667	%
% massima accettabie	4	
esito criterio	verifica	

Tabella 5.1.3 calcoli elettrici cavi BT

5.1.3.Circuiti elettrici

Al fine di assicurare un servizio affidabile dell'impianto il circuito elettrico è stato dotato delle necessarie apparecchiature di protezione e comando richieste dalla normativa vigente.

La selettività di intervento in caso di dispersione verso terra, è garantita dall'impiego di interruttori differenziali.

I cavi saranno posati in canaletta sotto i pannelli e in tubi protettivi in polietilene corrugato interrati al di sotto del piano di campagna. I raggi di curvatura dei cavi, se D è il diametro esterno del cavo, devono essere $\geq 12xD$, mentre il diametro del tubo protettivo deve essere $\geq 1,4$ volte il diametro del fascio di cavi che ospita.

Per la protezione delle condutture dai sovraccarichi e dalle correnti di cortocircuito verranno adoperati interruttori automatici magnetotermici.

5.1.4. Cadute di tensione

Le cadute di tensione in qualsiasi punto dell'impianto quando sono inseriti tutti gli apparecchi che possono funzionare simultaneamente, non devono superare il 4% della tensione misurata al punto di consegna dell'impianto utilizzatore.

5.1.5. Prescrizioni generali

I componenti dovranno essere scelti conformi alle prescrizioni di sicurezza delle rispettive norme e saranno scelti in modo da non causare effetti nocivi sugli altri componenti o sulla rete di alimentazione. I componenti dell'impianto e gli apparecchi utilizzatori fissi saranno installati in modo da facilitare il funzionamento, il controllo, l'esercizio e l'accesso alle connessioni.

I dispositivi di manovra e di protezione, devono portare scritte o altri contrassegni che ne permettano la identificazione.

Per quanto riguarda la identificazione dei conduttori dovranno essere rispettate le seguenti indicazioni:

- bicolore giallo-verde: conduttori di terra, protezione ed equipotenzialità;
- blu chiaro: conduttore di neutro;
- colori secondo la tabella CEI-UNEL 00722, per i colori distintivi dei cavi.

5.1.6. Quadri elettrici

I quadri saranno installati ad una quota dalla superficie calpestabile di m.1 minimo e conterranno le apparecchiature di sezionamento, comando, protezione dei circuiti contro le sovracorrenti, cortocircuiti e contro i contatti indiretti.

Il potere di interruzione degli interruttori è calcolato come da indicazioni della CEI 64-8, in accordo ai suggerimenti delle norme CEI 64-50.

5.2. CAVIDOTTI AT

5.2.1. Premesse

La rete elettrica di consegna dell'energia prodotta è prevista in media tensione con una tensione di esercizio a 36 kV che consente di minimizzare le perdite elettriche e di ridurre la fascia di rispetto per i

campi elettromagnetici, determinata ai sensi della L.36/01 e D.M. 29.05.2008.

La sezione dei cavi di collegamento tra l'impianto di produzione e il punto di consegna è stata calcolata in modo da essere adeguata alla corrente transitante nelle condizioni di funzionamento alla potenza nominale degli impianti.

Per quanto riguarda le lunghezze delle varie tratte si è effettuata la misura del tracciato del cavidotto sulle planimetrie di progetto e tenendo conto dei dislivelli altimetrici.

Le verifiche sono state effettuate per un controllo delle sezioni standard che saranno utilizzate per la costruzione del campo, in relazione alle condizioni progettuali di funzionamento e di posa del cavo.

5.2.2. Tipologia cavi AT

I cavi scelti, per le opere interne all'impianto fotovoltaico e di collegamento dello stesso con la cabina di consegna, saranno terne di cavi unipolari, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PE.

L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche dei singoli enti proprietari delle infrastrutture attraversate ed in particolare dalle norme CEI 11-17 e 11-1.

Il cavo per le linee interrate sarà del tipo ARE4H5EE avente le seguenti caratteristiche:

- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso
- Isolamento: polietilene reticolato DIX8
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- Schermo: nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
- Guaina: Polietilene,
- Colore: rosso
- Tensione nominale d'esercizio: U0/U 20.8/36 KV
- Temperature d'esercizio: -15°/+90°C

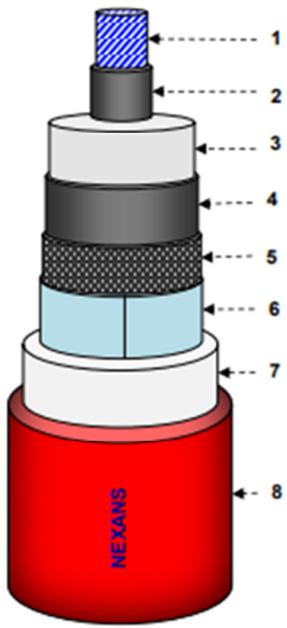
		ARE4H5EE 20,8/36 kV 1x... SK2													
HIGH VOLTAGE CABLE SINGLE CORE CABLE WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND DOUBLE PE SHEATH, SHOCK RESISTANT.															
APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS <i>In HV energy distribution networks for voltage systems up to 42kV.</i> <i>Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.</i> SHOCK PROOF SK2 has a very good shock resistance characteristics. <i>The two special outer sheaths provide an excellent protection against impact and mechanical abuse during the lifetime of the cable.</i> Shock Proof SK2 cable performances has been evaluated against mechanical protection by the abrasion test and the impact test included in CEI 20-68 standard. This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.															
FUNCTIONAL CHARACTERISTICS <table border="0"> <tr> <td>Rated voltage U_0/U:</td> <td>20,8/36 kV</td> </tr> <tr> <td>Maximum voltage U_m:</td> <td>42 kV</td> </tr> <tr> <td>Test voltage:</td> <td>2,5 U_0</td> </tr> <tr> <td>Max operating temperature of conductor:</td> <td>90 °C</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature:</td> <td>250 °C (for max 5 s)</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature (screen):</td> <td>150 °C</td> </tr> </table>				Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV	Maximum voltage U_m :	42 kV	Test voltage:	2,5 U_0	Max operating temperature of conductor:	90 °C	Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)	Max short-circuit temperature (screen):	150 °C
Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV														
Maximum voltage U_m :	42 kV														
Test voltage:	2,5 U_0														
Max operating temperature of conductor:	90 °C														
Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)														
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C														
CONSTRUCTION 1. Conductor <i>stranded, compacted, round, aluminium - class 2 acc. to IEC 60228</i> 2. Conductor screen <i>extruded semiconducting compound</i> 3. Insulation <i>extruded cross-linked polyethylene (XLPE) compound</i> 4. Insulation screen <i>extruded semiconducting compound - fully bonded</i> 5. Longitudinal watertightness <i>semiconducting water blocking tape</i> 6. Metallic screen and radial water barrier <i>aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</i> 7. First sheath - 1 <i>extruded PE compound</i> 8. Second sheath - 2 <i>extruded PE compound - colour: red with improved impact resistance</i>															
Max pulling force during laying <i>50 N/mm² (applied on the conductors)</i> Min bending radius during laying <i>14 D_{cable} (dynamic condition)</i> Minimum temperature during laying <i>- 25 °C (cable temperature)</i>		STANDARDS <i>IEC 60840 where applicable (testing)</i> <i>Nexans Design</i> <i>HD 620 where applicable (materials)</i> <i>CEI 20-68 where applicable (impact test)</i>													

Figura 5.2.1 Cavo AT interrato con norme di riferimento

5.2.3. Tipologie di posa cavidotti interrati

La sezione tipo del cavidotto prevede accorgimenti tipici in questo ambito di lavori (allettamento dei cavi

su sabbia, coppone di protezione e nastro di segnalazione al di sopra dei cavi, a guardia da possibili scavi incauti).

Sarà inoltre prevista la posa della fibra ottica necessaria per la trasmissione dati e relativo controllo dell'impianto. All'interno dello scavo del cavidotto troverà posto anche la corda di rame nuda dell'impianto equipotenziale.

Il cavidotto AT è posato su strade in asfalto (Tipologia A) o su terreni agricoli/strade sterrate (Tipologia B), entro scavi a sezione obbligata a profondità stabilita dalle norme CEI 11/17 e dal codice della strada.

Nel caso posa su terreno agricolo la profondità di scavo è di 1.10 m, nelle strade asfaltate lo scavo sarà di 1.20 m di profondità per far sì che l'estradosso dei cavi sia sempre a profondità maggiore a 1.00 m dal piano stradale. Prima della posa del cavo AT sarà realizzato un letto con idoneo materiale sabbioso di spessore di circa 10 cm. Il cavo sarà rinfiancato e ricoperto con lo stesso materiale sabbioso per uno spessore complessivo che potrà variare da un min.50 cm ad un max di 74 cm a seconda della profondità dello scavo stesso. Al di sopra della sabbia verrà ripristinato il materiale originario dello scavo. Sul fondo dello scavo sarà posata la rete di terra realizzata con corda in rame nudo di 50 mmq di sezione. Tra lo strato di sabbia ed il ricoprimento sarà collocata una protezione meccanica formata da una coppella in pvc. Nello strato di ricoprimento sarà posto il nastro monitore in numero di file pari alle terre presenti nello scavo.

Nelle strade asfaltate sarà ripristinato il binder e lo strato di usura finale secondo le prescrizioni.

La larghezza dello scavo sarà da 0.60 m a 0.80 m.

Di seguito si riporta un esempio di sezione tipo su strada interpodereale/terreno agricolo.

TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA STERRATA O TERRENO AGRICOLO

Sezione tipo 1B

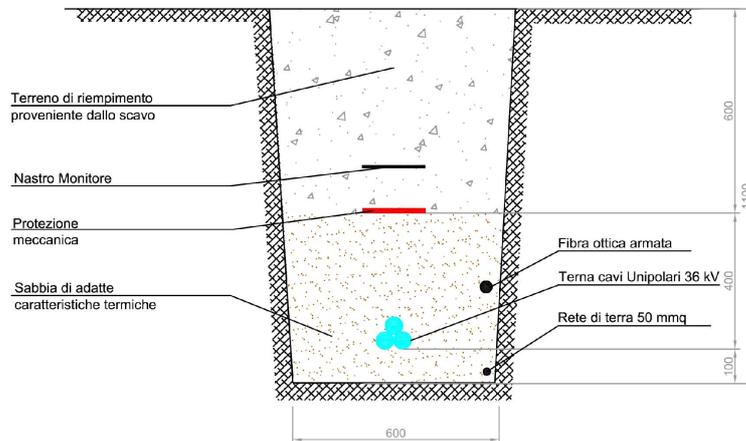


Figura 5.2.2 Sezione tipo di scavo su terreno agricolo

5.2.4. Condizioni progettuali di posa

Le condizioni progettuali di posa e le relative ipotesi adottate sono:

- Tensione di esercizio dell'impianto elettrico pari a: 36 kV.
- Temperatura media del terreno: 25 °C
- Resistività termica del terreno: 1,5 °Km / W
- Distanza minima tra terne di cavi in terra: 25 cm
- Profondità di posa: 1,1 m
- Fattore di potenza: 0,95
- Tipo di posa: interrata con disposizione a trifoglio

I risultati ottenuti hanno lo scopo di verificare il dimensionamento di massima dei cavi dell'impianto e potranno, in fase esecutiva, essere diversamente ottimizzati in funzione delle differenti scelte tecniche che saranno disponibili al momento della progettazione esecutiva.

5.2.5. Calcoli elettrici cavidotti

Si è verificato che le cadute di portata per tutte le singole tratte siano contenute entro il 2% ' e entro il 2,5% per l'intera linea secondo la seguente:

$$\Delta V = \frac{(P * R + Q * X)}{V^2}$$

dove:

- P: potenza transitante
- Q: potenza reattiva, con fattore di potenza 0,95;
- R: resistenza del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;
- X: reattanza del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;
- V: tensione di esercizio del cavo (36kV).

La portata effettiva dei cavi è stata calcolata secondo la seguente:

$$I_z = I_0 * K1 * K2 * K3 * K4$$

Dove:

- I₀ = portata nominale (a 20°C)
- K1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C (posto pari a 0.96 per esercizio a 25°C)
- K2 = Fattore di correzione per compresenza di circuiti (distanza fra i circuiti 0,25 m)
- K3 = Fattore di correzione per profondità diversa da 0,8 m (per posa ad 1,1m)
- K4 = Fattore di correzione per resistività termica diversa da 1,5 k*m/W (valore pari a quello per posa in terreno asciutto - essendo questa la condizione più gravosa, si pone la il correttore pari ad 1)

A seguire si riporta la tabella di calcolo e le sezioni scelte.

Calcolo cavi elettrici AT						
linea L1		tratto	tratto	tratto	tratto	tratto
Dati di progetto		Da PS_D a PS_E	Da PS_E a PS_A	Da PS_C a PS_B	Da PS_B a PS_A	Da PS_A a SET
P	Kw	3.575	7.118	4.261	8.522	19.933
V	V	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000
Cosfi		0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
In	A	60,4	120,2	71,9	143,9	336,5
Lunghezza tratto	m	484	1.500	167	173	8.209
Tipologia		ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE
sezione cavo	mmq	70	185	70	185	630
Criterio carico termico						
Portata nominale cavo I ₀	A	157	324	157	324	700
numero terne adiacenti		2	2	2	2	2
Fattore correttivo K		0,82944	0,82944	0,82944	0,82944	0,82944
Portata massima cavo	A	130,22	268,74	130,22	268,74	580,61
esito criterio		verifica	verifica	verifica	verifica	verifica
Criterio max perdita di carico						
Resistenza elettrica	da tabella	0,822	0,211	0,822	0,211	0,0625
Reattanza	da tabella	0,14	0,12	0,14	0,12	0,11
K		1,428	0,412	1,428	0,412	0,162
Delta V	V	41,7	74,3	17,2	10,3	448,4
percentuale caduta	%	0,116	0,206	0,048	0,028	1,246
% massima accettabile	%	2	2	2	2	2
esito criterio		verifica	verifica	verifica	verifica	verifica
Caduta totale linea	V	564,396				
% caduta totale linea	%	1,568				
% caduta accettabile totale linea	%	2,5				
esito criterio				verifica		

6. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

6.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiori, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

6.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/AT.

In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

6.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

6.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Cortocircuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. L'interruttore AT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

6.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana CEI 016 sarà previsto, incorporato nell'inverter, un dispositivo per prevenire il funzionamento in isola dell'impianto, come già descritto.

6.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Le cabine elettriche sono dotate di una rete di messa a terra realizzata secondo la vigente normativa. Le strutture di sostegno dei moduli sono collegate ad una rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

7. ALLEGATI – SCHEDE TECNICHE COMPONENTI PRINCIPALI