

REGIONE SICILIANA

Provincia di Agrigento
Comune di FAVARA

PROGETTO:

IMPIANTO AGRI-VOLTAICO "FAVARA 2"

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA PARI A
65,10 MWp nel comune di FAVARA (AG)
denominato "FAVARA 2"



PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE



11PIU' ENERGIA SRL

Via Aldo Moro, 28 - 25043 Breno (BS)

P.I. 04309300988 - PEC: 11piuenergia@pec.it

PROGETTAZIONE



PROTECNA s.r.l.

via XX Settembre, 25

00062 Bracciano (RM)

PEC: protecnasrl@pec.it

I Tecnici

Dott. Ing. Paolo Lo Biundo
Dott. Ing. Francesco Mollame

ELABORATO

Relazione generale progetto definitivo

CODICE	SCALA	FORMATO	CODIFICA INTERNA
R.2	-	A4	R.2_11PN2022PDRrgn002R0

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	28/12/2022	PRIMA EMISSIONE	PL	FM	AL

INDICE

1	Premessa.....	4
2	Inquadramento Generale.....	7
2.1	Descrizione dell'area di impianto e riferimenti cartografici.....	7
2.2	Dati del sito di installazione	8
3	Dati di Progetto.....	11
3.1	Dati di progetto di carattere generale	11
3.2	Dati relativi alla superficie di posa.....	12
4	Analisi delle interferenze con servizi e sottoservizi esistenti e relative fasce di rispetto	12
4.1	Acquedotti:	13
4.2	Elettrodotti:	13
4.3	Aeroporti:.....	13
4.4	Autostrade:.....	13
4.5	Confini catastali:.....	13
4.6	Corsi d'acqua:	13
4.7	Ferrovie:	13
4.8	Gasdotti:.....	13
4.9	Telecomunicazioni:.....	13
5	Normativa di riferimento.....	14
6	Descrizione dell'opera	15
6.1	Descrizione tecnica del sistema	15
7	Criteri generali di progettazione.....	16
8	Configurazione impianto	17
9	Calcolo impianti AT	17
9.1	Dimensionamento elettrico	18
9.2	Calcolo delle cadute di tensione.....	18
9.3	Calcolo delle portate.....	19
9.3.1	Dati tecnici del cavo utilizzato	19

9.3.2	Temperatura del terreno.....	21
9.3.3	Numero di terne per cavo.....	21
9.3.4	Posa direttamente interrata.....	22
9.3.5	Profondità di posa.....	22
9.3.6	Tabulati di calcolo.....	22
10	Calcolo impianti MT.....	23
10.1	Criteri di dimensionamento.....	24
10.2	Calcolo delle cadute di tensione.....	25
10.3	Calcolo delle portate.....	25
10.3.1	Dati tecnici del cavo utilizzato.....	25
10.3.2	Temperatura del terreno.....	26
10.3.3	Numero di terne per scavo.....	26
10.3.4	Profondità di posa.....	27
10.3.5	Resistività termica del terreno.....	27
10.3.6	Tabulati di calcolo.....	27
11	Calcolo impianti BT.....	28
11.1	Tipologia di impianto.....	28
11.2	Protezione dai contatti diretti.....	29
11.3	Isolamento delle parti attive.....	29
11.4	Protezione con involucri e barriere.....	29
11.5	Criteri di stima dell'energia prodotta.....	30
11.6	Criterio di verifica elettrica.....	31
11.7	CONFIGURAZIONE IMPIANTO.....	31
11.7.1	Moduli fotovoltaici.....	31
11.7.2	Inverter.....	34
12	Opere Civili.....	37
12.1	Strutture edili.....	37
12.2	Opere elettriche.....	37
12.3	Strutture di sostegno moduli fotovoltaici.....	38
12.4	Linee BT in cavo interrato.....	38
12.5	Linee elettriche MT in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico generale (locale utente) ed i trasformatori.....	39
12.6	Cabina di Consegna.....	39
12.7	Sistema di accumulo.....	40

12.8	Impianto di rete per la connessione	47
13	Irraggiamento e producibilità dell'impianto	48
14	Principali rischi presi in considerazione.....	49
14.1	Scavi a sezione ristretta	49
14.2	Pericoli di elettrocuzione	49
14.3	Lavori in altezza con autogru.....	50
15	Opere di mitigazione	51
15.1	Verifica impatto ambientale	52
16	Prescrizioni tecniche generali.....	52
17	Tempi di esecuzione dell'intervento.....	53
18	Dichiarazione di conformità.....	53
19	Collaudo	53
20	Glossario e definizioni usate nel testo	53

1 Premessa

L'aumento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti, legato allo sfruttamento delle fonti energetiche convenzionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha posto come obiettivo della politica energetica nazionale quello di incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tra queste sta assumendo particolare importanza lo sfruttamento dell'energia solare per la produzione di energia elettrica. L'energia solare è tra le fonti energetiche più abbondanti sulla terra dal momento che il sole irradia sul nostro pianeta ogni anno 20.000 miliardi di TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio), quantità circa

2.200 volte superiore ai soli 9 miliardi che sarebbero sufficienti per soddisfare tutte le richieste energetiche. L'energia irradiata dal sole deriva da reazioni termonucleari che consistono essenzialmente nella trasformazione di quattro nuclei di idrogeno in un nucleo di elio. La massa del nucleo di elio è leggermente inferiore rispetto alla somma delle masse dei nuclei di idrogeno, pertanto la differenza viene trasformata in energia attraverso la nota relazione di Einstein che lega l'energia alla massa attraverso il quadrato della velocità della luce. Tale energia si propaga nello spazio con simmetria sferica e raggiunge la fascia più esterna dell'atmosfera terrestre con intensità incidente per unità di tempo su una superficie unitaria pari a 1367 W/m^2 (costante solare). A causa dell'atmosfera terrestre parte della radiazione solare incidente sulla terra viene riflessa nello spazio, parte viene assorbita dagli elementi che compongono l'atmosfera e parte viene diffusa nella stessa atmosfera. Il processo di assorbimento dipende dall'angolo di incidenza e perciò dallo spessore della massa d'aria attraversata, quindi è stata definita la massa d'aria unitaria AM1 (Air Mass One) come lo spessore di atmosfera standard attraversato in direzione perpendicolare dalla superficie terrestre e misurato al livello del mare.

La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre si distingue in diretta e diffusa. Mentre la radiazione diretta colpisce una qualsiasi superficie con un unico e ben preciso angolo di incidenza, quella diffusa incide su tale superficie con vari angoli. Occorre ricordare che quando la radiazione diretta non può colpire una superficie a causa della presenza di un ostacolo, l'area ombreggiata non si trova completamente oscurata grazie al contributo della radiazione diffusa. Questa osservazione ha rilevanza tecnica specie per i dispositivi fotovoltaici che possono operare anche in presenza di sola radiazione diffusa.

Una superficie inclinata può ricevere, inoltre, la radiazione riflessa dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici orizzontali, tale contributo è chiamato albedo. Le proporzioni di radiazione diretta, diffusa ed albedo ricevuta da una superficie dipendono:

- dalle condizioni meteorologiche (infatti in una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco predomina invece la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale);
- dall'inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale (una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa, se non ci sono intorno oggetti a quota superiore a quella della superficie);
- dalla presenza di superfici riflettenti (il contributo maggiore alla riflessione è dato dalle superfici chiare; così la radiazione riflessa aumenta in inverno per effetto della neve e diminuisce in estate per l'effetto di assorbimento dell'erba o del terreno).

Al variare della località, inoltre, varia il rapporto fra la radiazione diffusa e quella totale e poiché all'aumentare dell'inclinazione della superficie di captazione diminuisce la componente diffusa e aumenta la componente riflessa, l'inclinazione che consente di massimizzare l'energia raccolta può essere differente da località a località.

La posizione ottimale, in pratica, si ha quando la superficie è orientata a Sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine del sito: l'orientamento a sud infatti massimizza la radiazione solare captata ricevuta nella giornata e l'inclinazione pari alla latitudine rende minime, durante l'anno, le variazioni di energia solare captate dovute alla oscillazione di $\pm 23.5^\circ$ della direzione dei raggi solari rispetto alla perpendicolare alla superficie di raccolta.

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni nei materiali semiconduttori, denominato effetto fotovoltaico. L'oggetto fisico in cui tale fenomeno avviene è la cella solare, la quale altro non è che un diodo con la caratteristica essenziale di avere una superficie molto estesa (alcune decine di cm²). La conversione della radiazione solare in corrente elettrica avviene nella cella fotovoltaica. Questo è un dispositivo costituito da una sottile fetta di un materiale semiconduttore, molto spesso il silicio. Generalmente una cella fotovoltaica ha uno spessore che varia fra i 0,25 ai 0,35mm ed ha una forma generalmente quadrata con una superficie pari a circa 100 cm². Le celle vengono quindi assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico.

Le caratteristiche elettriche principali di un modulo fotovoltaico si possono riassumere nelle seguenti:

- Potenza di Picco (W_p): Potenza erogata dal modulo alle condizioni standard STC (Irraggiamento = 1000 W/m²; Temperatura = 25 ° C; A.M. = 1,5)
- Corrente nominale (A): Corrente erogata dal modulo nel punto di lavoro
- Tensione nominale (V): Tensione di lavoro del modulo.

Il generatore fotovoltaico è costituito dall'insieme dei moduli fotovoltaici opportunamente collegati in serie ed in parallelo in modo da realizzare le condizioni operative desiderate. In particolare

l'elemento base del campo è il modulo fotovoltaico. Più moduli assemblati meccanicamente tra loro formano il pannello, mentre moduli o pannelli collegati elettricamente in serie, per ottenere la tensione nominale di generazione, formano la stringa. Infine il collegamento elettrico in parallelo di più stringhe costituisce il campo.

La quantità di energia prodotta da un generatore fotovoltaico varia nel corso dell'anno, in funzione del soleggiamento della località e della latitudine della stessa. Per ciascuna applicazione il generatore dovrà essere dimensionato sulla base del:

- carico elettrico,
- potenza di picco,
- possibilità di collegamento alla rete elettrica o meno,
- latitudine del sito ed irraggiamento medio annuo dello stesso,
- specifiche topografiche del terreno,
- specifiche elettriche del carico utilizzatore.

A titolo indicativo si considera che alle latitudini dell'Italia centrale, un m² di moduli fotovoltaici possa produrre in media:

0,35 kWh/giorno nel periodo invernale

≈ 180 kWh/anno

0,65 kWh/giorno nel periodo estivo

Per garantire una migliore efficienza dei pannelli, e quindi riuscire a sfruttare fino in fondo tutta la radiazione solare, è opportuno che il piano possa letteralmente inseguire i movimenti del sole nel percorso lungo la volta solare. I movimenti del sole sono essenzialmente due:

- moto giornaliero: corrispondente ad una rotazione azimutale del piano dei moduli sul suo asse baricentrico, seguendo il percorso da est a ovest ogni giorno;

- moto stagionale: corrispondente ad una rotazione rispetto al piano orizzontale seguendo le elevazioni variabili del sole da quella minima (inverno) a quella massima (estate) dovute al cambio delle stagioni.

Un aspetto fondamentale da prendere in considerazione sono le tecniche di inseguimento del Sole. Le tecniche di inseguimento del Sole richiedono uno studio accurato: occorre infatti minimizzare l'angolo di incidenza con la superficie orizzontale che alla stessa ora varia da giorno a giorno dell'anno portando l'inseguitore ad inseguire con movimenti diversi da giorno a giorno. Gli inseguitori sono quindi disposti di un comando elettronico che può avere già implementate le posizioni di riferimento ora per ora o può essere gestito da un microprocessore che calcola ora per ora la posizione di puntamento che massimizza l'energia prodotta.

Le strategie più conosciute di inseguimento del sole sono:

- la strategia Tracking: si aspetta il Sole alla mattina in posizione di massimo angolo di rotazione e lo si insegue poi secondo una funzione che massimizza l'energia captata. Questa strategia presenta però lo svantaggio che nelle prime e ultime ore del giorno i filari (ed in particolar modo il primo) ombreggiano tutti gli altri e di conseguenza si riduce notevolmente l'energia prodotta.

- la strategia Backtracking: consiste nel partire alla mattina con il piano dei moduli orizzontale e contro-inseguire il sole per evitare di ombreggiare gli altri filari fino a quando non risultano naturalmente non ombreggiati e poi inseguire normalmente. Ovviamente grazie a questa strategia si ottiene un incremento dell'energia prodotta.

Le strutture ad inseguimento sono dotate di un controllo a microprocessore in grado di calcolare l'angolo di inseguimento migliore istante per istante e controllare il piano dei moduli fotovoltaici in modo tale che arrivi appunto la massima radiazione possibile. La posizione di inseguimento ottimale viene calcolata in base ad un algoritmo che tiene conto delle posizioni del Sole istante per istante in tutto l'arco dell'anno che dipende dalle latitudini, dalla data e dall'ora. Ovviamente il motore deve spostare l'intero sistema solamente quanto la posizione non risulta essere più adatta con uno scarto di un paio di gradi. Questo permette di risparmiare il numero di avvii del motore.

La tipologia di opera prevista rientra nella categoria "impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda" citata nell'All. IV lettera c) del D.Lgs 152/2006 aggiornato con il D.Lgs 4/2008 vigente dal 13 febbraio 2008.

2 Inquadramento Generale

2.1 Descrizione dell'area di impianto e riferimenti cartografici

L'area per l'installazione dell'impianto fotovoltaico, denominato "FAVARA 2", si trova nel territorio comunale di Favara, provincia di Agrigento, ubicata in Contrada Scintilia.

Dal punto di vista cartografico, l'area oggetto dell'indagine, si colloca sulla CTR alla scala 1:10.000, nella Sezione 636040 e 637010.

Il sito è identificato al catasto terreni del comune di Favara, sul foglio di mappa n. 8 sulle particelle riportate nel documento "piano particellare".

L'impianto risiederà su appezzamenti di terreno posti ad un'altitudine media di 240 m.s.l.m, diviso in 2 lotti (lotto 2 comprendente soli campi G1 e G2). Il sito è facilmente raggiungibile dalla SP85, collegata alla SS640 Caltanissetta-Agrigento che collega la SS115 a sud con la A19 a nord.

L'estensione complessiva è circa 190 ettari per più della metà sarà utilizzata per pastorizia, rimboschimento per stabilizzazione delle zone scoscese e coltivazioni come meglio illustrato nella relazione agronomica, circa 72 ettari saranno destinati all'impianto fotovoltaico mentre un'area di 10 ettari (in giallo nell'immagine sottostante) ospiterà buona parte del sistema di accumulo costituito da 10 MW derivanti da elettrolizzatore idrogeno verde e 20 MW di accumulo sarà del tipo elettrochimico con container che racchiude batterie e convertitori.

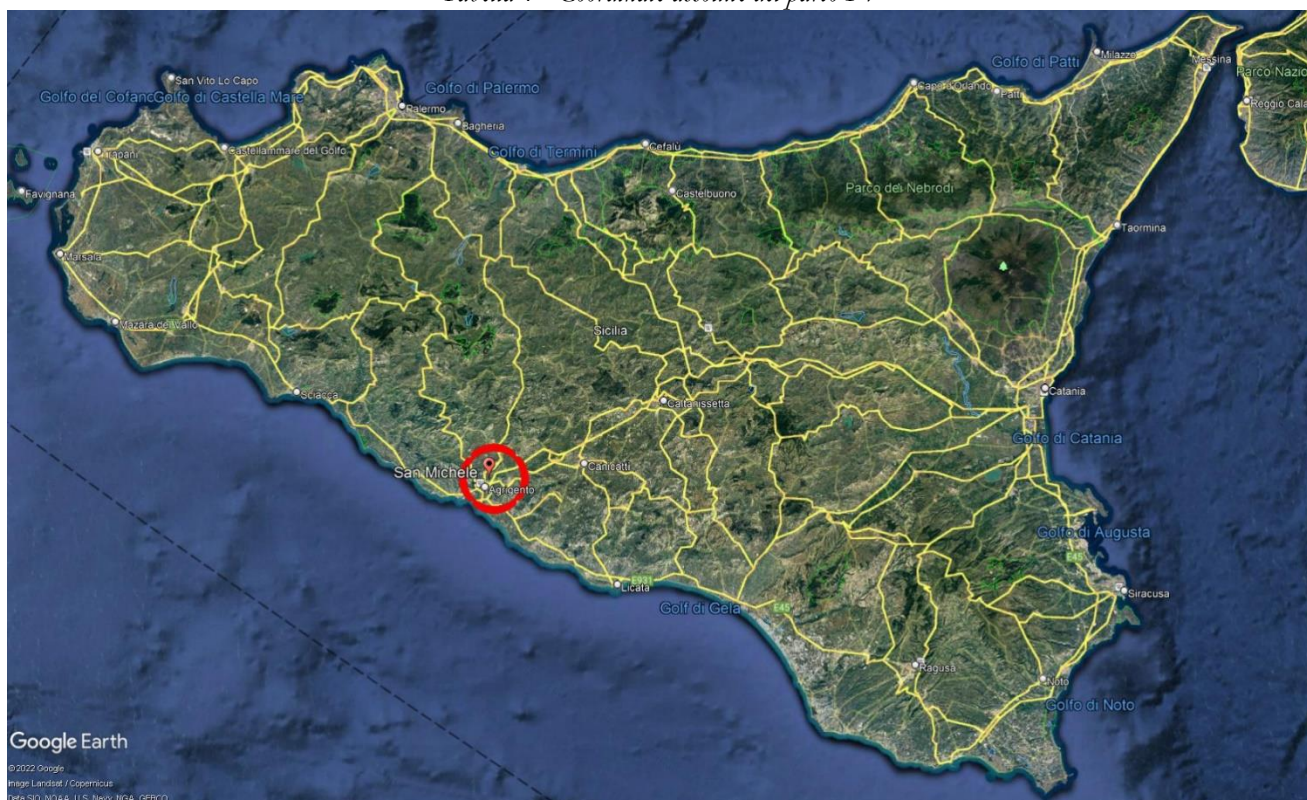
L'area, oggetto di studio, è un terreno rurale, attualmente incolto, e circondato da terreni agricoli prevalentemente coltivati o caratterizzati da seminativo semplice e qualche uliveto.

2.2 Dati del sito di installazione

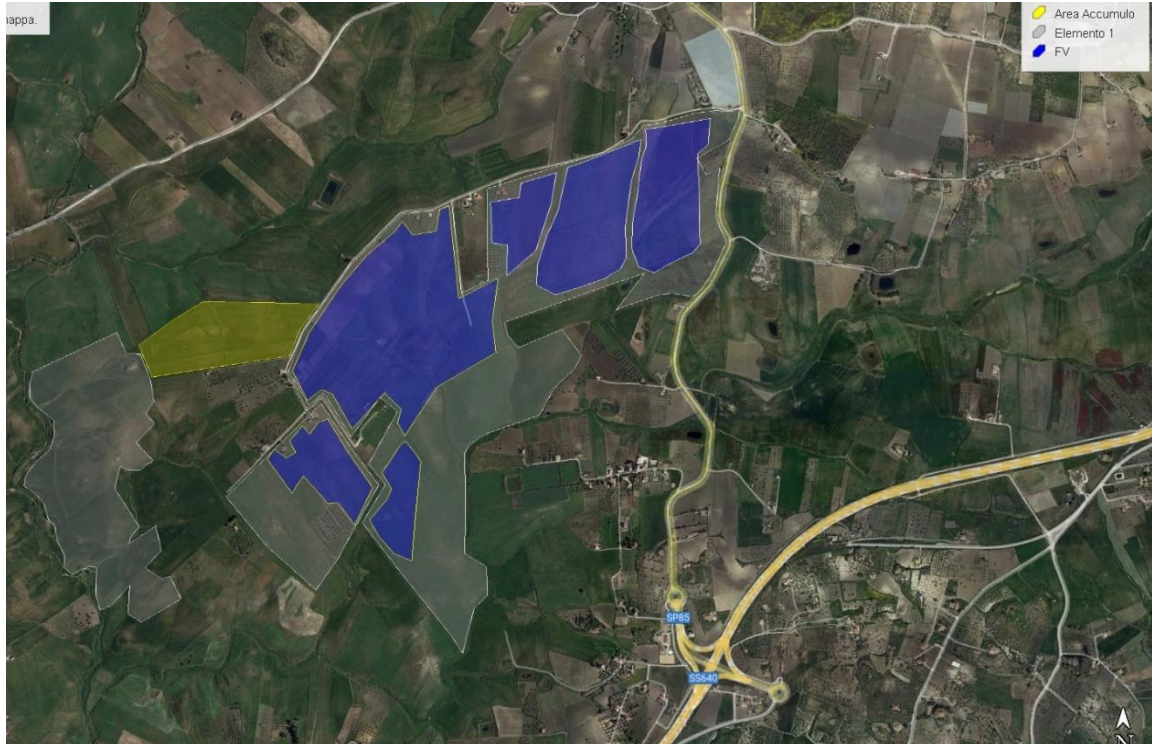
Di seguito le coordinate assolute nel sistema UTM 33 WGS84 dell'impianto fotovoltaico e della sottostazione elettrica:

COORDINATE ASSOLUTE NEL SISTEMA UTM 33 WGS84			
DESCRIZIONE	E	N	H
Parco Fotovoltaico area A	13.678490	37.3693505	H=337
Parco Fotovoltaico area B	13.678410	37.3698751	H=331
Parco Fotovoltaico area C	13.673556	37.3689717	H=310
Parco Fotovoltaico area D	13.671138	37.3648990	H=310
Parco Fotovoltaico area E	13.666790	37.3645118	H=315
Parco Fotovoltaico area F	13.6687571	37.3599943	H=294
Parco Fotovoltaico area G	13.6653649	37.3604245	H=317

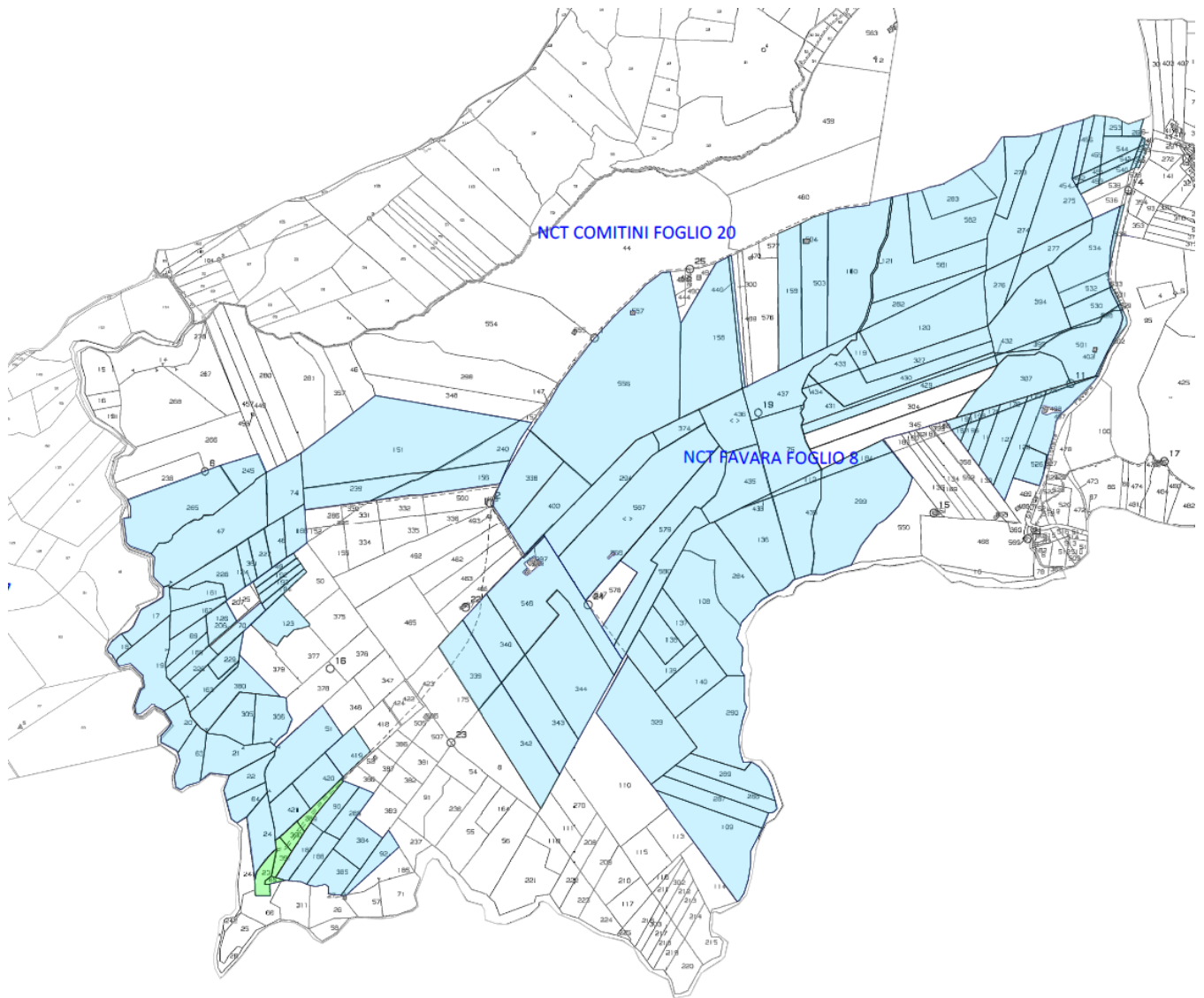
Tabella 1 - Coordinate assolute del parco FV



Ubicazione area di impianto da satellite



Particelle acquisite, area FV (in blu) e area accumulo (in giallo)



Area di impianto su catastrale

Non sono presenti sul sito, fenomeni di ombreggiamento, dovuti alla presenza di alberi ad alto fusto o edifici, che possano ostacolare l'irraggiamento diretto durante tutto l'arco della giornata.

La **potenza nominale del generatore fotovoltaico**, data dalla somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici, è pari a **65.102,40 kWp**, e sulla base di tale potenza è stato dimensionato tutto il sistema.

L'impianto sarà suddiviso in sottocampi (uno per ogni PowerStation come nelle tabelle seguenti:

Suddivisione delle potenze in lotti			
Sottocampi	n. Moduli	n. Tracker	Potenza kWp
A1	7008	146	4.800,48
A2	6864	143	4.701,84
B1	7008	146	4.800,48
B2	6912	144	4.734,72
B3	6528	136	4.471,68
C1	4944	103	3.386,64
D1	6528	136	4.471,68
E1	6768	141	4.636,08
E2	6432	134	4.405,92
E3	6096	127	4.175,76
E4	6864	143	4.701,84
E5	7200	150	4.932,00
F1	5328	111	3.649,68
G1	5280	110	3.616,80
G2	5280	110	3.616,80
<i>Totali</i>	<i>95.040</i>	<i>1.980</i>	<i>65.102,40</i>

Tabella 1

3 Dati di Progetto

3.1 Dati di progetto di carattere generale

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
1.1	Committente	11 più energia srl	
1.2	Contatti	---	

1.3	Estremi del progettista	Progetto definitivo Protecna s.r.l. (società incaricata) Tecnici incaricati: Ing. Mollame Francesco Ing. Lo Biundo Paolo	
1.4	Ubicazione	Comune di Favara(AG) Comune di Agrigento (AG)	
1.5	Vincoli Progettuali da rispettare	Area agricola. Vedasi tavole dei vincoli e relazioni geologiche e agronomiche	
1.6	Scopo del lavoro	Realizzazione di parco fotovoltaico su strutture ad inseguimento monoassiale senza plinti o opere in cemento armato, relativo cavidotto di connessione alla SSE	
1.7	Informazioni di carattere generale	Sito ben collegato alla viabilità pubblica e di facile accesso. Presenza di aree per lo stoccaggio dei materiali di cantiere. Acquisizione di ampie aree non adibite alla realizzazione del campo fotovoltaico ma alla compensazione con verde agricolo e foraggio per pastorizia locale.	

3.2 Dati relativi alla superficie di posa

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
2.1	Destinazione d'uso	Zona agricola	
2.2	Superfici disponibili	Area impianto: circa 190 ha	
2.3	Descrizione area	Sito ben raggiungibile con strade esistenti Disponibilità di aree per lo stoccaggio Terreni prevalentemente incolti	

4 *Analisi delle interferenze con servizi e sottoservizi esistenti e relative fasce di rispetto*

Di seguito si elencano le eventuali interferenze derivanti da servizi e sottoservizi infrastrutturali con l'area d'impianto in questione.

4.1 Acquedotti:

Il sito dell'impianto non è interessato dall'interferenza di acquedotti.

4.2 Elettrodotti:

Il sito dell'impianto è interessato dall'interferenza di elettrodotti aerei in AT nella cui proiezione orizzontale è stata garantita una fascia di rispetto di almeno 30 metri,

4.3 Aeroporti:

L'aeroporto più vicino risulta essere quello di Punta Raisi (Palermo), distante circa 78 Km.

4.4 Autostrade:

L'autostrada A19 (Palermo – Catania) dista circa 62 Km dall'area di impianto, in direzione nord.

4.5 Confini catastali:

È stata rispettata una fascia di rispetto pari a 10 mt dai confini catastali.

4.6 Corsi d'acqua:

Sono presenti corsi d'acqua sul lato sud del sito da cui ci si è mantenuti al di fuori della fascia di rispetto pari a 150m, si esclude dunque l'interferenza dovuta alle fasce di rispetto imposte dai vincoli paesaggistici. Per quanto riguarda i torrenti e canali di scolo interni ai terreni è garantita una fascia di rispetto di 20 metri a cavallo dei canali.

4.7 Ferrovie:

Non vi sono linee ferroviarie che interferiscono con il terreno.

4.8 Gasdotti:

Il sito dell'impianto non è interessato dall'interferenza di gasdotti.

4.9 Telecomunicazioni:

Non si rilevano reti di telecomunicazione aeree che interferiscono con il terreno, non si esclude la presenza di reti di telecomunicazione interrato non rilevabili.

5 Normativa di riferimento

L'impianto sarà progettato e realizzato in accordo alla normativa seguente:

- **CEI 64-8:** "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua"
- **CEI 11-20:** "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria"
- **CEI EN 60904-1:** "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 50380 (CEI 82-22):** "Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici"
- **CEI 82-25:** "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione"
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** "Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali"
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** "Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti -Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)"
- **CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** "Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni"
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)"
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** "Gradi di protezione degli involucri (codice IP)"
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** "Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata"
- **CEI 20-19:** "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V"
- **CEI 20-20:** "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V"
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** "Protezione contro i fulmini"
- **CEI 0-2:** "Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici"
- **CEI 0-3:** "Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990"
- **UNI 10349:** "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici"

- **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati”
- **CEI 13-4:** “Sistemi di misura dell’energia elettrica - Composizione, precisione e verifica”
- **CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** “Apparati per la misura dell’energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)”
- **EN 50470-1 e EN 50470-3** in corso di recepimento nazionale presso CEI;
- **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** “Apparati per la misura dell’energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)”
- **CEI 64-8, parte 7, sezione 712:** Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione
- **DPR 547/55:** “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”
- **D. Lgs. 81/08:** “Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro”
- **Legge 37/08:** “Norme per la sicurezza degli impianti”
- **DPR 447/91:** “Regolamento di attuazione della legge 5 marzo 1990 in materia di sicurezza degli impianti”
- **ENEL DK5600 ed. V Giugno 2006:** “Criteri di allacciamento di clienti alla rete mt della distribuzione”
- **DK 5740 Ed. 2.1 Maggio 2007:** “Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di enel distribuzione”

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate.

Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti l'impianto, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizione di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizione ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano)

Le opere e installazioni saranno eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.

6 Descrizione dell'opera

L'impianto è dimensionato in modo tale da costituire un campo fotovoltaico della potenza complessiva nominale di **65.102,40 kWp** intesa come somma delle potenze di targa dei singoli moduli, così come misurata in fabbrica mediante apposita apparecchiatura di misura, alle condizioni standard di irraggiamento di 1000 W/m², AM = 1,5 con distribuzione dello spettro solare di riferimento e temperatura delle celle di 25 ± 2 °C.

6.1 Descrizione tecnica del sistema

L'Impianto di Utente comprende tutta la restante parte di impianto a valle della cabina di ricezione, dove sarà installato il quadro elettrico generale di media tensione.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare attraverso tecnologia fotovoltaica, il cui layout prevede l'utilizzo di inverter multistringa con potenza nominale pari a 215 kVA e un sistema di inseguimento solare al fine di massimizzare la producibilità di energia.

L'impianto ha una potenza di 65.102,40 kWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico.

In fase di progettazione definitiva, per il dimensionamento del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da 685 Wp bifacciali, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione.

I moduli scelti sono in silicio monocristallino, hanno una potenza nominale di 685 Wp.

Per massimizzare la producibilità energetica è previsto l'utilizzo di tracker monoassiali fino a 48 moduli con pitch pari a 9 m.

Complessivamente l'impianto è costituito da un totale di 95.040 pannelli da 685Wp disposti in moduli da 48 suddivisi in 3.960stringhe.

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un **quadro elettrico generale di bassa tensione** equipaggiato con **dispositivi di generatore** (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT.

Per ogni sottocampo si utilizzerà un **trasformatore elevatore**, la cui funzione è quella di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la Linea Elettrica di media tensione (30 kV) per il trasporto in cavidotto interrato fino alla sottostazione adiacente alla Stazione Elettrica di smistamento a 150 kV della RTN a 220/150 kV di "Favara", previo ampliamento della stessa.

7 Criteri generali di progettazione

Il layout d'impianto è stato sviluppato tenendo conto delle caratteristiche specifiche del sito, nonché delle specifiche esigenze del Committente, emerse in fase di kick off meeting e da successivi incontri con il progettista.

Sulla base di tali indicazioni è stata avviata l'attività di progettazione, tenendo conto, oltre che delle norme tecniche di settore precedentemente citate, anche dei seguenti aspetti:

- rispetto dei confini dei siti disponibili;
- posizione delle strutture ad inseguimento monoassiale in modo da minimizzare gli ombreggiamenti reciproci

- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in 2 file verticali;
- interfila tra le strutture degli inseguitori tale da garantire il passaggio dei mezzi che accedono per la manutenzione;
- Distanza di rispetto per consentire colture basso fusto;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ostacoli esistenti.

8 Configurazione impianto

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete elettrica di trasmissione nazionale RTN. L'impianto in progetto produce energia elettrica in BT su più linee in uscita dagli inverter di stringa, le quali vengono convogliate verso appositi quadri nei locali di cabina, dove avverrà la trasformazione BT/MT.

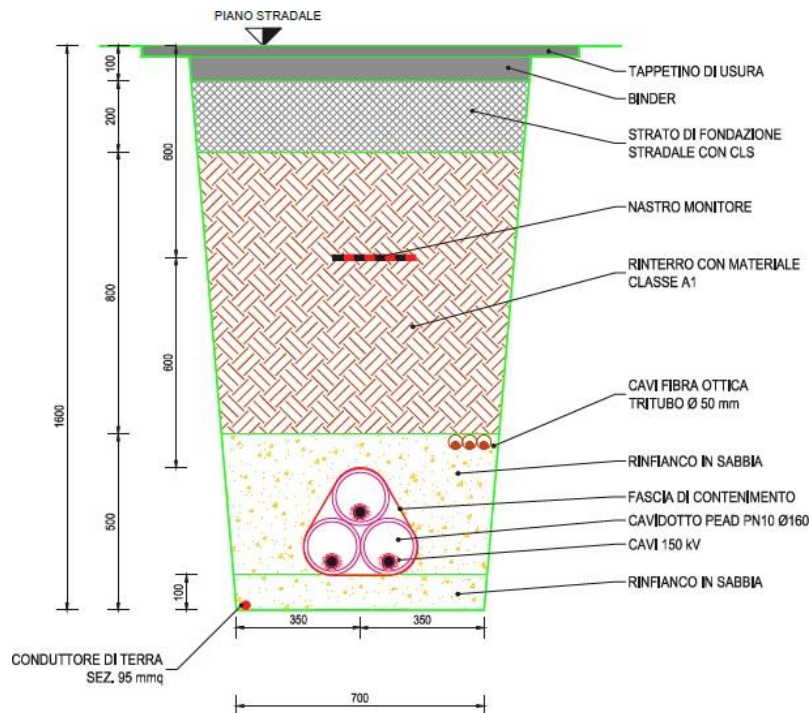
La linea in MT in uscita dai trasformatori BT/MT di ciascun sottocampo verrà, quindi, vettoriata verso la cabina generale di impianto, dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella rete di distribuzione in alta tensione, presso la nuova Sottostazione elettrica di utente presso la SE di Terna.

9 Calcolo impianti AT

Il presente progetto non prevede un collegamento diretto fra la sottostazione elettrica di utente e la stazione Terna.

L'elettrodotto in oggetto sarà costituito da una terna di cavi AT in alluminio con isolamento XPLE, tensione di esercizio 150 kV, in formazione 3x1x400 mm², posati ad una profondità minima di 1,50 m.

Il tracciato dell'elettrodotto ricade in parte all'interno delle viabilità di accesso alla stazione elettrica, e in parte su viabilità pubblica esistente, per la quale verrà inoltrata apposita istanza di concessione per la posa e l'esercizio degli elettrodotti.



Il collegamento con il punto di immissione nella RTN presso la SE Terna saranno oggetto di apposita relazione di connessione in AT.

9.1 Dimensionamento elettrico

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto delle seguenti disposizione, tratte dalla norma CEI 11-17):

- Caduta di tensione lungo la linea minore del 3%;
- Perdite di potenza minori del 5%.

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione delle specifiche appena riportate, si procederà ad effettuare la verifica termica, attraverso il calcolo delle correnti di corto circuito previste e la verifica della tenuta termica dei cavi.

9.2 Calcolo delle cadute di tensione

Per il calcolo delle cadute di tensione sui singoli cavi, si è tenuto conto dei parametri longitudinali dei cavi, della potenza attiva transitante e di quella reattiva, attraverso la formula:

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

Dove

- P: potenza transitante;
Q: potenza reattiva, calcolata considerando un fattore di potenza pari a 0,95;

- R: resistenza di fase del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;
X: reattanza longitudinale di fase del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;
V: tensione di esercizio del cavo (150kV).

Per quanto riguarda le perdite di potenza per effetto Joule, si è fatto uso della formula:

$$P = 3 * R * I^2$$

con

- R: resistenza longitudinale del cavo;
I: corrente transitante.

9.3 Calcolo delle portate

Per la determinazione della portata dei cavi sarà applicato il metodo descritto dalla tabella CEI- UNEL 35026 e dalla norma CEI 11-17.

A partire dalla portata nominale del cavo, si calcola la portata effettiva sulla base di un fattore correttivo:

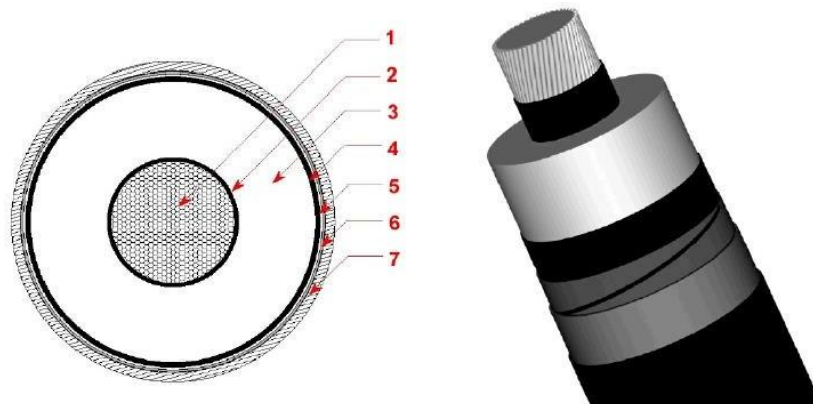
$$I_z = I_0 * K1 * K2 * K3 * K4$$

Dove

- I_z = portata effettiva del cavo
I₀ = portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20°C
K1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C
K2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano
K3 = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da 0,8 m
K4 = Fattore di correzione per resistività termica diversa da 1,5 k*m/W

9.3.1 Dati tecnici del cavo utilizzato

I cavi di cui si farà uso saranno del tipo unipolari, con conduttori in alluminio compatto, di sezione indicativa pari a circa 400mm² tamponato(1), schermo semiconduttivo sul conduttore (2), isolamento in polietilene reticolato (XLPE) (3), schermo semiconduttivo sull'isolamento (4), nastri in materiale igroespandente (5), guaina in alluminio longitudinalmente saldata(6), rivestimento in polietilene con grafitatura esterna (7).



1	Conduttore compatto di Alluminio
2	Schermo del conduttore (Strato semiconduttivo interno)
3	Isolante
4	Schermo dell'isolante (Strato semiconduttivo esterno)
5	Barriera igroscopica
6	Schermo metallico
7	Guaina esterna termoplastica

Sezioni del cavo utilizzato

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche estratte dal datasheet del produttore.

CARATTERISTICHE

Caratteristiche di costruzione	
Materiale del conduttore	Alluminio
Isolamento	XLPE (chemical)
Tipo di conduttore	Corda rotonda compatta
Guaina metallica	Alluminio corrugato termosaldato
Caratteristiche dimensionali	
Diametro del conduttore	23,3 mm
Sezione del conduttore	400 mm ²
Spessore del semi-conduttore interno	1,5 mm
Spessore medio dell'isolante	20,7 mm
Spessore del semi-conduttore esterno	1,3 mm
Spessore guaina metallica, approx	1,9 mm
Spessore guaina	3,9 mm
Diametro esterno nom.	95,0 mm
Sezione schermo	470 mm ²
Peso approssimativo	7 kg/km
Caratteristiche elettriche	
Max tensione di funzionamento	170 kV
Messa a terra degli schermi - posa a trifoglio	In presenza di corrente
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa a trifoglio	485 A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa a trifoglio	420 A
Portata di corrente, cavi in aria a 30°C, posa a trifoglio	635 A
Portata di corrente, cavi in aria a 50°C, posa a trifoglio	505 A
Messa a terra degli schermi - posa in piano	assenza di correnti di circolazione
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa in piano	550 A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa in piano	475 A
Portata di corrente, cavi in aria a 30°C, posa in piano	725 A
Portata di corrente, cavi in aria a 50°C, posa in piano	585 A
Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c.	0,078 Ohm/km
Capacità nominale	0,15 µF / km
Corrente ammissibile di corto circuito	50 kA
Tensione operativa	150 kV

Dati principali del cavo (datasheet produttore)

9.3.2 Temperatura del terreno

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura del terreno effettiva, diversa da quella STC di riferimento (20°).

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in XLPE			
Temperatura ambiente	15°C	20°C	25°C	30°C
Coefficiente	1,04	1	0,96	0,93

È stata stimata una temperatura massima del terreno pari a 25°C alla profondità di posa dei cavi, per cui il fattore correttivo utilizzato sarà **K1 = 0,96**.

9.3.3 Numero di terne per cavo

Il progetto prevede la posa di una sola terna di cavi lungo il tracciato. Pertanto, si assumerà il coefficiente K2 pari a 1.

9.3.4 Posa direttamente interrata

Considerata la tipologia di posa, ossia direttamente interrata, non occorre applicare alcun fattore correttivo alla portata.

Si considerano infatti trascurabili le brevi tratte di posa in tubazione interrata relative a particolari attraversamenti, il cui effetto risulta di modesta entità.

A maggior salvaguardia, in corrispondenza di tali attraversamenti, la distanza fra le tubazioni interrate verrà aumentata sino a 0,5 m, così da potersi considerare validi gli stessi coefficienti di cui al paragrafo precedente, come previsto dalla norma CEI 11-17 allegato B tab. III.

9.3.5 Profondità di posa

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità minima di 1,50 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in EPR			
Profondità posa (m)	0,8	1,0	1,2	1,5
Coefficiente	1,00	0,98	0,96	0,94

Considerando il valore di posa di 1,50 m, si è ricavato il valore del coefficiente correttivo, che risulta **K3 = 0,94**.

9.3.6 Tabulati di calcolo

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in cavo interrato AT di collegamento con la SE. I valori di portata indicati per i cavi tengono conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti.

LINEA	LINEA SSE
Partenza	SSE
Arrivo	SE Terna
Sezione cavo [mm ²]	3x1x400
Lunghezza cavo [m]	150
Potenza attiva [MW]	51,7
Corrente nominale [A]	383,11
Portata nominale	485

cavo [A]	
N° circuiti nella sezione di scavo	1
K correttivo portata	0,902
Portata cavo corretta [A]	437,66
Dimensionamento in portata [%]	47%
Resistenza cavo [Ω]	0,0062
Reattanza cavo [Ω]	0,012
Potenza reattiva [MVA]	31,711
ΔV%	0,00%
ΔV % cumulato	0,00%

10 Calcolo impianti MT

Come già rappresentato nelle premesse, il generatore fotovoltaico è costituito da diversi sottocampi di potenza variabile come di seguito rappresentato:

Campo	Sottocampo	Potenza (kW)
A	PSA1	4.800,48
	PSA2	4.701,84
B	PSB1	4.800,48
	PSB2	4.734,72
	PSB3	4.471,68
C	PSC1	3.386,64
D	PSD1	4.471,68
E	PSE1	4.636,08
	PSE2	4.405,92
	PSE3	4.175,76
	PSE4	4.701,84
	PSE5	4.932,00

F	PSF1	3.649,68
G	PSG1	3.616,80
	PSG2	3.616,80
Totale		65.102,40 kW

Tabella 2 - Suddivisione in sottocampi

I moduli verranno installati su apposite strutture in acciaio zincato, del tipo ad inseguimento monoassiale, fondate su pali infissi e/o trivellati nel terreno.

La scelta dei materiali utilizzati per le strutture conferisce alla struttura di sostegno robustezza e una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione.

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale complessiva pari a 65.102,40 kW_p, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Il generatore è composto complessivamente da 95.040 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, collegati in serie da 24 moduli tra loro così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, le cui correnti vengono raccolte da inverter di stringa, in numero variabile per ciascuna Power Station.

L'impianto fotovoltaico nel suo complesso sarà quindi suddiviso in 15 campi di potenza variabile; le stringhe di ogni campo verranno attestate presso degli appositi String Box collegati agli stessi inverter di campo (per alcuni modelli di inverter sono già integrati nello stesso apparecchio) dove avviene il parallelo delle stringhe e il monitoraggio dei dati elettrici, per gli inverter scelti non sono necessari string-box esterne.

Da tali inverter si dipartono le linee di collegamento verso le Power station, giungendo così in ingresso ai quadri di parallelo in cui sarà eseguito il sezionamento e la protezione dalle sovratensioni. La tabella 1 mostra la suddivisione dell'impianto di generazione in campi, con i dati relativi al numero di stringhe e alla potenza nominale in c.c..

10.1 Criteri di dimensionamento

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto delle seguenti disposizioni, tratte dalla norma CEI 11-17):

- Caduta di tensione lungo la linea minore del 3%;
- Perdite di potenza minori del 5%.

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione delle specifiche appena riportate, si procederà ad effettuare la verifica termica, attraverso il calcolo delle correnti di corto circuito previste e la verifica della tenuta termica dei cavi.

10.2 Calcolo delle cadute di tensione

Per il calcolo delle cadute di tensione sui singoli cavi, si è tenuto conto dei parametri longitudinali dei cavi, della potenza attiva transitante e di quella reattiva, attraverso la formula:

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

Dove:

- P: potenza transitante;
- Q: potenza reattiva, calcolata considerando un fattore di potenza pari a 0,95;
- R: resistenza di fase del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;
- X: reattanza longitudinale di fase del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;
- V: tensione di esercizio del cavo (30kV).

Per quanto riguarda le perdite di potenza per effetto Joule, si è fatto uso della formula:

$$P = 3 * R * I^2$$

- R: resistenza longitudinale del cavo;
- I: corrente transitante.

10.3 Calcolo delle portate

Per la determinazione della portata dei cavi sarà applicato il metodo descritto dalla tabella CEI-UNEL 35026 e dalla norma CEI 11-17.

A partire dalla portata nominale del cavo, si calcola la portata effettiva sulla base di un fattore correttivo:

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

I_z = portata effettiva del cavo

I₀ = portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20°C

K1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C

K2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano

K3 = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da 0,8 m

K4 = Fattore di correzione per resistività termica diversa da 1,5 k*m/W

10.3.1 Dati tecnici del cavo utilizzato

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo saranno a norma IEC 60502-2. Si tratta di cavi unipolari da posare in formazione a trifoglio lungo la tratta interrata, mentre in formazione piana lungo le brevi tratte di posa in passerella e/o canale metallico.

Ai fini del dimensionamento, si è tenuto conto di cavi di tipologia ARP1H5(AR)E 18/30 kV o equivalente. Si tratta di cavi unipolari da posare in formazione a trifoglio con conduttori in alluminio, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma rotonda. L'isolante dei cavi è costituito da miscela in XLPE e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di miscela semiconduttrice. Sopra l'isolante è posto uno strato per la tenuta all'acqua, consistente in un nastro semiconduttore. Il cavo presenta uno schermo metallico realizzato con nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale. Sopra lo schermo metallico sono presenti due differenti strati di protezione in guaina protettiva in polietilene. La tensione nominale dei cavi è pari a 30kV

Di seguito le caratteristiche tecniche del cavo.

Tipo	ARP1H5(AR)E o equivalente		
Tensione nominale [kV]:	18/30	18/30	18/30
Formazione e sezione [mm ²]:	1 x 150	1 x 300	1 x 630
Resistenza a 90 °C [Ω /km]:	0,279	0,138	0,070
Reattanza [Ω /km]:	0,115	0,103	0,095
Capacità [μ F/km]:	0,226	0,333	0,438
Portata per posa interrata a 20°C [A]	324	486	725

Considerate le diverse portate del cavo nelle differenti modalità di posa, ai fini del calcolo si terrà conto delle condizioni peggiorative, ossia quelle relative al tratto con posa interrata, intendendosi con esse verificate anche le altre condizioni di posa aventi parametri di calcolo migliorativi rispetto al caso in esame.

10.3.2 Temperatura del terreno

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura del terreno effettiva, diversa da quella STC di riferimento (20°).

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in XLPE			
Temperatura ambiente	15°C	20°C	25°C	30°C
Coefficiente	1,04	1	0,96	0,93

È stata stimata una temperatura massima del terreno pari a 25°C alla profondità di posa dei cavi, per cui il fattore correttivo utilizzato sarà $K1 = 0,96$.

10.3.3 Numero di terne per scavo

A scopo cautelativo, si è preso quale valore di riferimento quello pari al numero massimo di cavi presenti in parallelo lungo tutta la tratta, ottenendo così un margine di sovradimensionamento rispetto alle effettive condizioni di esercizio. In particolare, si considera la compresenza di n.2-3 terne di cavi MT all'interno della medesima sezione di scavo, posati all'interno di tubazioni interrate.

Sulla base di ciò, sono stati applicati i seguenti fattori correttivi **K2**

	Distanza fra i circuiti 0,25 m		
N. circuiti	1	2	3
Coefficiente	1,00	0,86	0,78

10.3.4 Profondità di posa

In generale, per tutte le linee elettriche MT, si prevede la posa dei cavi direttamente interrati, ad una profondità di 0,80 m dal piano di calpestio per le tratte interne al parco, mentre ad una profondità di 1,10 m per le tratte esterne al parco.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in XLPE			
Profondità di posa (m)	0,8	1,0	1,10	1,20
Coefficiente	1,00	0,98	0,97	0,96

Considerando il valore di posa di 0,80 il fattore sarà pari a $K3 = 1$, per le tratte interne al parco. Per le tratte esterne al parco, si farà uso del valore $K3 = 0,97$.

A scopo cautelativo, per tutte le condizioni si farà utilizzo del fattore più sfavorevole, pari a **$K3=0,97$** .

10.3.5 Resistività termica del terreno

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno asciutto (condizione più gravosa) con una resistività termica del terreno pari a $1,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$.

Pertanto, non si applica alcun fattore correttivo e si utilizzerà $K4 = 1$.

10.3.6 Tabulati di calcolo

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in cavo interrato MT. I valori di portata indicati per i cavi tengono conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti.

11 Calcolo impianti BT

Al fine di poter collettare l'energia prodotta dai sottocampi e poterla immettere in rete, il progetto dell'impianto fotovoltaico prevede una serie di opere accessorie, che nel loro complesso vengono indicate come impianto di connessione a rete.

11.1 Tipologia di impianto

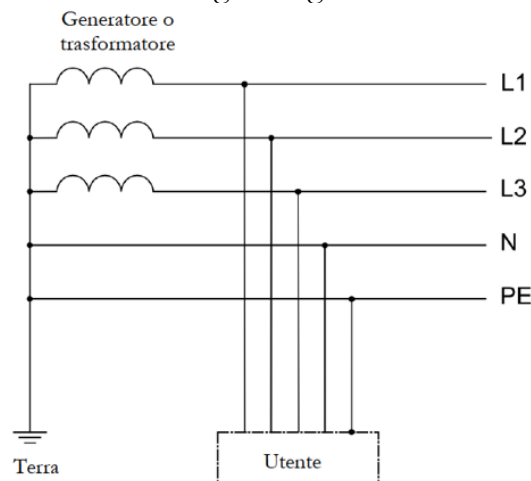
L'impianto elettrico da realizzare rientra tra gli impianti di prima categoria (classificazione CEI 64-8 Art 21.1 – distribuzione e utenze in c.a. con tensione nominale minore di 1000V) e prevede la realizzazione di cabina di trasformazione propria (fornitura a carico dell'ENEL in M.T. con sistema TN-S).

In base all'Art.413.1.3 della sopracitata normativa si è attuata la protezione contro i contatti indiretti prevista per il sistema TN-S.

L'impianto TN-S (CEI 64-8 Art. 312.2) è definito nel seguente modo:

- T collegamento diretto a terra di un punto del sistema elettrico (nel caso in particolare il neutro);
- N collegamento delle masse al punto del sistema elettrico collegato a terra;
- S conduttori di neutro e protezione separati.

Lo schema di connessione è mostrato nella figura seguente.



Il centro stella del trasformatore, il conduttore di neutro, il conduttore di protezione ed il conduttore di terra saranno collegati ad un unico collettore di terra (piastra metallica in rame o in ferro zincato). Per realizzare una corretta protezione contro i contatti indiretti, in accordo alla norma CEI 64-8/4, occorre rispettare la seguente relazione:

$$I \leq \frac{U_0}{Z_{\#}} \quad (\text{CEI 64-8 Art. 413.1.3})$$

Dove:

U_0 = tensione nominale verso terra dell'impianto in Volt;

Z_g = impedenza totale in ohm del circuito di guasto, che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto dove si verifica il guasto e il tratto del conduttore di protezione PE tra il punto del guasto e la sorgente (valore in ohm)

I = valore in ampere della corrente d'intervento entro 5 secondi del dispositivo di protezione.

In pratica (verificate le I_{cc} minime verso terra), per soddisfare questa condizione nei quadri elettrici dell'impianto sono previsti degli interruttori automatici con protezione magnetotermica a intervento istantaneo o selezionabile, a protezione di tutti i circuiti in partenza dai quadri elettrici in partenza.

11.2 Protezione dai contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti ha lo scopo di proteggere le persone dalle conseguenze di contatti con parti elettricamente attive, che sono in tensione durante il normale esercizio dell'impianto.

Essa può essere realizzata mediante l'isolamento delle parti attive e mediante involucri o barriere, al fine di realizzare una protezione totale, o mediante ostacoli e distanziamento, al fine di fornire una protezione parziale. In aggiunta ad esse, può essere realizzata una protezione addizionale mediante l'utilizzo di interruttori differenziali con corrente differenziale nominale di valore non superiore a 30 mA.

La norma CEI 64-8, prescrive che a tutti i componenti dell'impianto sia applicata una misura di protezione contro i contatti diretti. Nel caso in esame, trattandosi d'impianti accessibili anche a persone non aventi conoscenze tecniche o esperienza sufficiente a evitare i pericoli dell'elettricità (persone non addestrate), è necessario adottare le misure di protezione totale citate in precedenza.

11.3 Isolamento delle parti attive

Le parti che sono normalmente in tensione devono essere ricoperte completamente da un isolamento non rimovibile, se non per distruzione dello stesso, rispondente ai requisiti richiesti dalle norme di fabbricazione del relativo componente. L'isolamento deve resistere agli sforzi meccanici, chimici, elettrici e termici che possono manifestarsi durante il normale funzionamento dell'impianto. Considerando, per esempio, un cavo elettrico, si dovrà provvedere alla sua protezione da calpestii, strappi, surriscaldamenti, ecc. nel caso che questi possano verificarsi durante l'esercizio, mediante le appropriate modalità di posa.

Se l'isolamento è applicato durante l'installazione del componente, la sua efficacia deve essere equivalente a quella di analoghi componenti costruiti in fabbrica.

11.4 Protezione con involucri e barriere

Tutte le parti attive come morsetti, interruttori di sezionamento, quadri elettrici, ecc.. che devono essere accessibili e quindi non completamente isolate, la protezione deve essere effettuata tramite involucri che assicurino un grado di protezione contro la penetrazione di corpi solidi o liquidi mentre le barriere assicurano un determinato grado di protezione contro i contatti diretti solo lungo le normali direzioni d'accesso.

Il grado minimo di protezione richiesto dalla norma CEI 64-8 è IP2X, ossia protetto dai corpi solidi di dimensioni superiori a 12 mm, o IPXXB, ossia inaccessibilità al dito di prova. Per le superfici superiori di involucri orizzontali a portata di mano è richiesto un grado di protezione minimo IP 4X, corrispondente alla protezione contro corpi solidi di dimensioni superiori a 1 mm, o IPXXD, ossia inaccessibilità al filo di prova di 1 mm. Questa regola non si applica a quei componenti che, per la loro specifica funzione, non ammettono il grado di protezione richiesto, come i portalampade e certi tipi di portafusibili.

Se la protezione è realizzata durante l'installazione sul posto, è richiesta una distanza minima fra le barriere o involucri e le parti attive di almeno 40 mm.

In base all'art. 412.5 della norma 64-8, è stata inoltre prevista la protezione addizionale contro i contatti indiretti mediante l'uso d'interruttori differenziali con corrente d'intervento non superiore a 30 mA in tutti i circuiti terminali previsti.

11.5 Criteri di stima dell'energia prodotta

L'energia generata 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:

- Perdite per riflessione.
- perdite per ombreggiamento.
- Perdite per mismatching.
- Perdite per effetto della temperatura.
- Perdite nei circuiti in continua.
- Perdite negli inverter.
- Perdite nei circuiti in alternata.

Per il calcolo dettagliato dell'energia producibile dall'impianto, si rimanda alla specifica relazione R.10.

11.6 Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli ($-00\text{ }^{\circ}\text{C}$) e dei valori massimi di lavoro degli stessi ($60\text{ }^{\circ}\text{C}$) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

11.7 CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete elettrica di trasmissione nazionale RTN. L'impianto in progetto produce energia elettrica in BT su più linee in uscita dagli inverter centralizzati, le quali vengono convogliate verso appositi quadri nei locali di cabina, dove avverrà la trasformazione BT/MT.

La linea in MT in uscita dai trasformatori BT/MT di ciascun sottocampo verrà, quindi, vettoriata verso la cabina generale di impianto, dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella rete di distribuzione in alta tensione, presso la nuova Sottostazione elettrica di utente presso la SE Terna.

Come già rappresentato nelle premesse, il generatore fotovoltaico è costituito da diversi lotti di potenza variabile come rappresentato nel paragrafo "calcolo impianto MT".

11.7.1 Moduli fotovoltaici

moduli previsti dal presente progetto sono tutti della medesima tipologia e taglia. Si tratta di moduli EGING PV, Aurora Pro SERIES modello EG-685NT66-HU/BF-dg, moduli in silicio monocristallino bifacciale a 132 celle, la cui potenza di picco è pari a 685Wp. Il numero di moduli

che compongono una stringa è pari a 24 in quanto gli inseguitori possono ospitare fino a due file di moduli di tali dimensioni.

I moduli previsti in progetto sono del tipo “bifacciali”, con vetro da 2,5 mm sia sulla parte anteriore che sulla parte posteriore,.

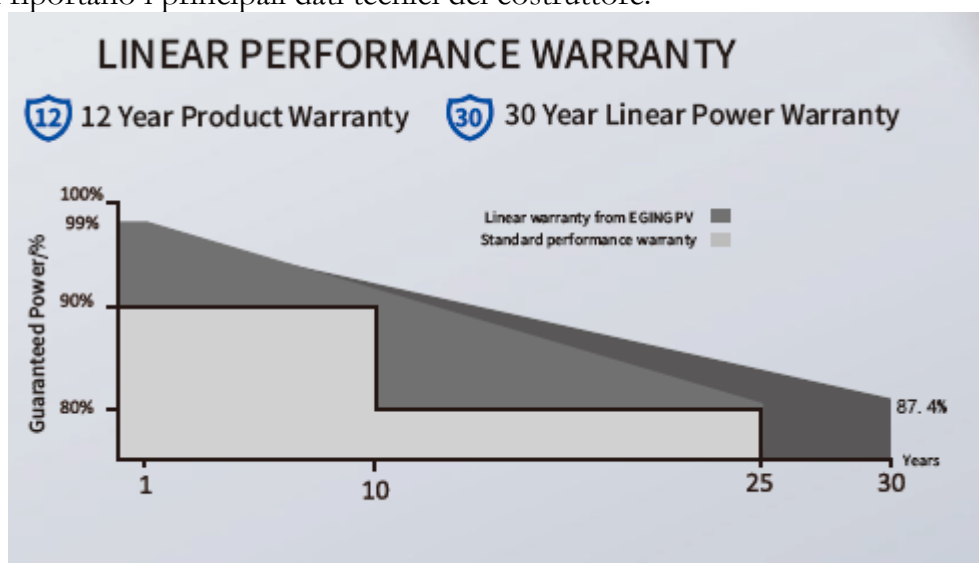
La particolare caratteristica di questi moduli è quella di essere in grado di captare l’energia solare riflessa sulla faccia posteriore delle celle, aumentando così la capacità di produzione dei moduli.

Grazie alla caratteristica “bifacciale”, i moduli sono in grado di fornire valori di efficienza pari al 22,23%, se si considera un coefficiente di riflessione sul retro del modulo pari al 25%.

Questa caratteristica permette una significativa miglioria rispetto agli impianti con moduli tradizionali, in quanto a parità di energia prodotta si ha una minore occupazione di suolo e un minor impatto degli impianti.

Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate, in modo tale da garantire l’installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria.

Di seguito si riportano i principali dati tecnici del costruttore:



Electrical Characteristics

Power level	660	665	670	675	680	685	
Pmax (W)	660	665	670	675	680	685	
Vmp (V)	38.78	38.99	39.21	39.43	39.63	39.85	
Imp (A)	17.02	17.06	17.09	17.12	17.16	17.19	
Voc (V)	46.61	46.78	47.01	47.22	47.43	47.64	
Isc (A)	18.03	18.07	18.10	18.14	18.18	18.22	
Module efficiency (%)	21.24	21.40	21.56	21.72	21.89	22.05	
Maximum system voltage (V)	1500						
Fuse Rating (A)	30						
Temperature coefficient Pmax (%/°C)	-0.30						
Temperature coefficient Isc (%/°C)	0.04						
Temperature coefficient Voc (%/°C)	-0.25						
STC: Irradiance 1000W/m ² , module temperature 25°C, AM=1.5							
Bifacial Output-Backside Power Gain							
10%	Pmax (W)	726	731	737	742	748	753
	Module efficiency (%)	23.37	23.53	23.73	23.89	24.08	24.24
20%	Pmax (W)	792	798	804	810	816	822
	Module efficiency (%)	25.50	25.69	25.88	26.08	26.27	26.46

Working Characteristics

Power level	660	665	670	675	680	685
Pmax (W)	502	506	509	512	516	520
Vmp (V)	36.41	36.62	36.76	36.92	37.10	37.30
Imp (A)	13.79	13.82	13.85	13.88	13.91	13.95
Voc (V)	44.11	44.28	44.41	44.63	44.82	45.00
Isc (A)	14.53	14.56	14.59	14.62	14.65	14.68
Power tolerance (%)	0~+3					
NOCT (°C)	44±2					

NOCT: Conditions: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s

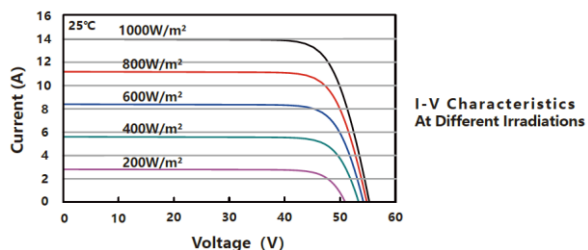
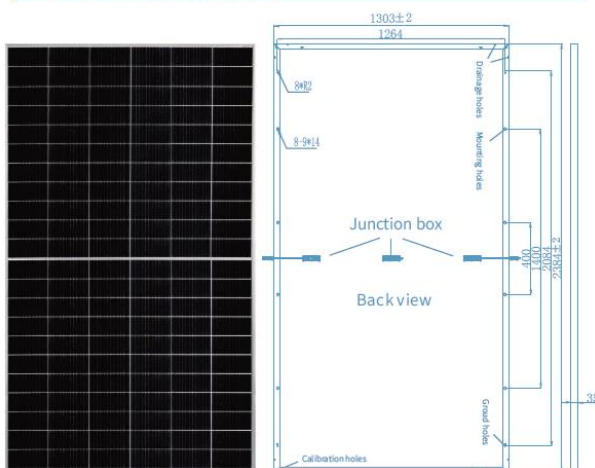
Mechanical Characteristics

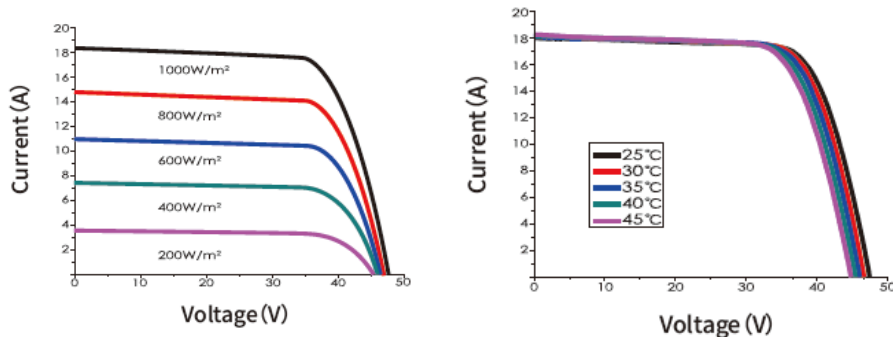
Number of cells	132pcs
Size of cell (mm)	210*105
Type of cell	N-type Mono
Thickness of glass (mm)	2.0
Type of frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68
Size of module (mm)	2384*1303*35
Weight (kg)	38.3
Cables/connectors	4mm ² , MC4 compatible
Length of Cabel	Portrait: +300mm/-300mm

Maximum Ratings

Operating Temperature(°C)	-40-85
Operating humidity(°C)	5-85
Allowable Hail Load	25mm ice-ball with velocity of 23m/s

Engineering Drawings





11.7.2 Inverter

Per il presente impianto si è optato per l'installazione di inverter di stringa disposti sotto le strutture di supporto degli stessi moduli fotovoltaici. Con gli inverter decentralizzati si ottiene una maggiore efficienza di conversione e un'ottimizzazione nella conversione in quanto si aumenta il numero di MPPT, inoltre, essendo disposti in ambiente esterno, il raffreddamento avviene in modo più naturale senza uso di grandi condizionatori ubicati nelle power station dove si aumenta lo spazio per i quadri elettrici di parallelo e sezionamento e per i sistemi di controllo e sorveglianza del campo. Le power station comunque ospiteranno i trasformatori BT-MT e i trasformatori BT-BT per i servizi ausiliari. Gli inverter usati per il dimensionamento sono della Huawei modello SUN2000-215KTL-H3 con uscita a 800V e multi-ingresso. Per ogni inverter si hanno 3 ingressi disponibili con la possibilità di collegare fino ad un massimo di 4 stringhe da 24 moduli in parallelo per ogni ingresso ricordando che per ingressi in parallelo superiore a 2 stringhe è consigliabile installare fusibili o diodi per evitare correnti inverse sulle stringhe in ombra.

L'inverter utilizzato accetta tensioni in ingresso fino a 1500 Vcc:

SUN2000-215KTL-H3 Technical Specifications

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
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 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

SUN2000-215KTL-H3 Smart String Inverter



100A
Per MPPT



99.0%
Max. Efficiency



String-Smart
Switch



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



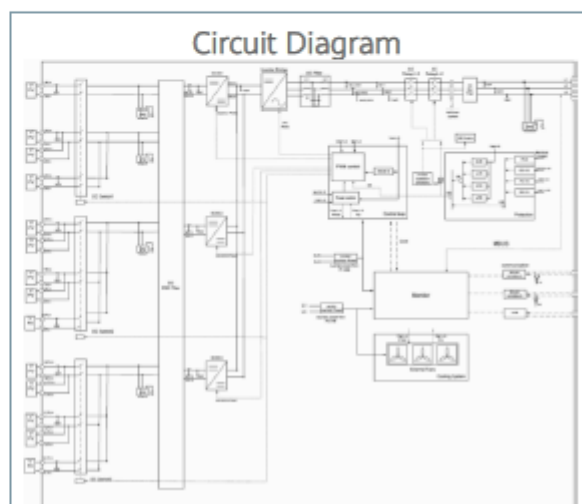
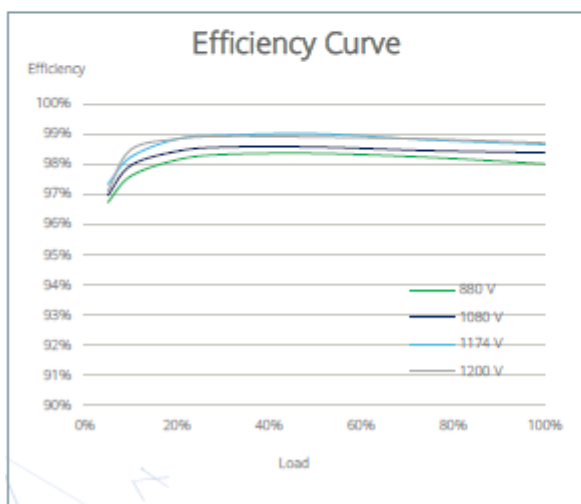
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



12 Opere Civili

12.1 Strutture edili

È prevista la realizzazione di:

- n.17 cabine prefabbricate di trasformazione in container marittimo compatto da 40 piedi (dimensioni in pianta 12,20m x 2,45) ognuna delle quali alloggerà un trasformatore BT/MT, il quadro di parallelo in BT e le protezioni a 30 kV in entra – esce.;
- n.2 edificio prefabbricato per l'alloggio del locale tecnico dimensioni 5,50x4,00x2,97 m;
- n.1 box per alloggiamento apparecchiature ENEL e contatori UTIF (box consegna ENEL) dimensioni 2,48x6,70x2,76 m;
- n.2 edificio prefabbricato per alloggiamento del quadro di media tensione generale di dimensioni 2,48x5,82x2,55 m;
- n 1 linea elettrica di media tensione in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x630) mm² lunga complessivamente circa 3850 m;
- n 1 linea elettrica di media tensione in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x630) mm² lunga complessivamente circa 5300 m;
- n 1 linea elettrica di media tensione in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x630) mm² lunga complessivamente circa 5500 m;

Il box di consegna sarà conforme alla DK5600, e servirà per alloggiare le apparecchiature di misura e manovra di e-Distribuzione spa.

Tutto l'impianto sarà delimitato da una recinzione metallica in grigliato di ridotte dimensioni, per una lunghezza di circa 7.735 m;

12.2 Opere elettriche

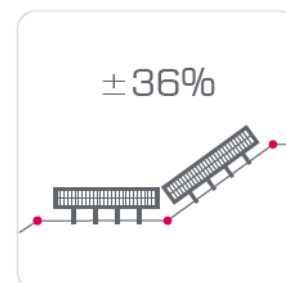
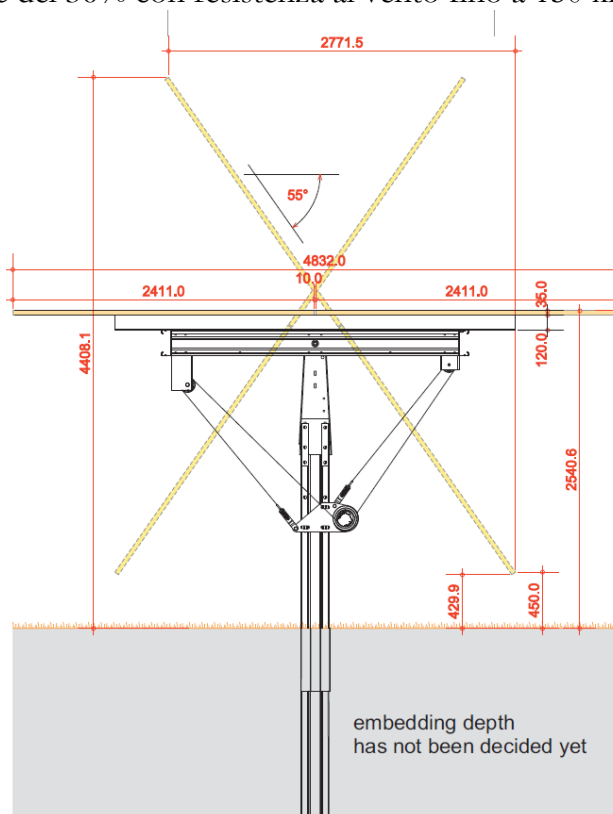
Le opere elettriche da realizzare in campo, sono di seguito elencate:

- giunzione dei moduli di ciascuna stringa e collegamenti da stringa a QPS;
- posa in opera sulla parte retrostante al pannello di idonei cavidotti corrugati;
- posa in opera dei quadri QPS e collegamento alle rispettive stringhe;
- posa dei cavi di interconnessione tra quadri QPS e quadri di bassa tensione e tra questi e l'inverter di riferimento, nei rispettivi cavidotti;
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra predisposta nell'area dei QPS e attorno ai box prefabbricato per alloggiamento strutture;
- cablaggio elettrico trasformatori ed apparecchiature MT in cabina;
- cablaggio elettrico apparecchiature consegna ad ENEL in MT;

- posa in opera apparecchiature sistema di supervisione e controllo.
- Posa in opera di sistema di videosorveglianza e allarmi perimetrali

12.3 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

Le strutture sono costituite da elementi metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,54 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 4,41 metri di altezza massima rispetto alla quota del terreno. Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. I tracker utilizzati nel progetto sono prodotti da "ideematec" con grande adattabilità sui terreni sino a pendenze del 36% con resistenza al vento fino a 150 km/h e lunghezze sopra i 180 metri.



EXTREMELY ADAPTABLE
TO ANY TERRAIN

12.4 Linee BT in cavo interrato

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due tipologie di cavi di bassa tensione:

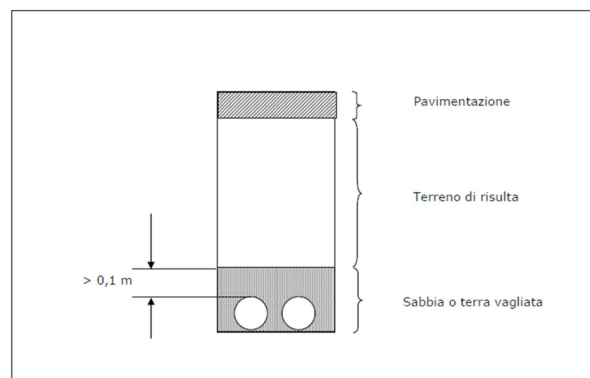
- cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter;

- cavi elettrici di bassa tensione in c.c. per il collegamento degli ingressi in corrente continua degli inverter ai quadri di parallelo stringhe, e da questi alle stringhe fotovoltaiche.

Le linee in cavo in corrente continua saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa di 0,8 m. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Le modalità di posa dei cavi BT in corrente alternata (in cunicoli, tubi protettivi, sottopavimento, etc...) verranno definite in fase di progettazione esecutiva.



Modalità di posa cavi MT

12.5 Linee elettriche MT in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico

generale (locale utente) ed i trasformatori

Il quadro elettrico generale di media tensione previsto all'interno del Locale Utente, sarà dotato di tre scomparti partenza linea MT da ognuno dei quali partirà una linea elettrica in Media Tensione, la prima ad alimentare in entra-esce per l'alimentazione di tutti i trasformatori di campo, per approfondimenti fare riferimento alle relative tavole grafiche di progetto

La linea MT in questione avrà le seguenti caratteristiche:

12.6 Cabina di Consegna

La nuova cabina di consegna sarà conforme alla specifica tecnica e-distribuzione DG 2092 tipo A edizione 3 ed avrà dimensioni 6,70 x 2,48 x 2,76 m (L x l x h). Si troverà in prossimità del punto di connessione. Questo locale dovrà essere disposto in un luogo accessibile al Distributore in qualsiasi momento e contiene i diversi dispositivi di misura e protezione stabiliti dalla DK 5600 e dalla CEI 0-16 che regolano le modalità di collegamento dell'impianto di produzione alla rete di distribuzione di media tensione. Il box deve essere realizzato ad elementi componibili prefabbricati in cemento armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo utilizzato per la

realizzazione degli elementi costituenti il box, deve essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità. Il box realizzato deve assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33. A tale scopo le porte e le finestre utilizzate debbono essere del tipo omologato Enel. Per i quadri MT, il Costruttore dovrà assicurarne il bloccaggio all'interno della cabina durante il trasporto.

12.7 Sistema di accumulo

Le opere previste nel presente intervento, costituiscono una prima azione dedicata all'ottimizzazione della produzione degli impianti rinnovabili per lo stoccaggio dell'energia durante le ore di massima produzione e la reimmissione in rete di parte dell'energia prodotta durante le ore notturne per effettuare un livellamento della rete di trasmissione.

Si richiamano le seguenti normative nazionali:

- Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico n. 574/2014/R/EEL del 20.11.2014 "Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" e s.m.i.;
- Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico 642/2014/R/EEL del 18.12.2014 "Ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all'applicazione delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21" e s.m.i.;
- Decreto legislativo, n. 50 del 18.04.2016 "Attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture".

Contesto regolatorio di riferimento

L'Autorità, con i provvedimenti di cui alla Deliberazioni 574/2014/R/eel, 642/2014/R/eel, 360/2015/R/eel e 786/2016/R/eel., ha definito opportune disposizioni finalizzate a consentire l'integrazione nel sistema elettrico del sistema di accumulo, definito come "un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione.".

Si ricorda che non rientrano tra i sistemi di accumulo i sistemi, quali gli UPS, che svolgono esclusivamente la funzione di:

- assicurare la continuità dell'alimentazione,
- migliorare la qualità della tensione (buchi di tensione, flicker, armoniche, dissimmetria, variazioni rapide).

L'Autorità ha inoltre previsto che i sistemi di accumulo, essendo sistemi in grado di scambiare energia elettrica con la rete, siano trattati come impianti di produzione ovvero, nei casi in cui siano installati presso impianti di produzione, come gruppi di generazione.

Il quadro regolatorio attuale definisce:

- le disposizioni per la connessione alla rete dei sistemi di accumulo;
- le condizioni per l'erogazione del servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo;
- le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento in presenza di sistemi di accumulo
- le disposizioni inerenti all'erogazione del servizio di misura in presenza di sistemi di accumulo;
- le condizioni per la corretta erogazione degli incentivi o dei regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto), in caso di integrazione di sistemi di accumulo negli impianti di produzione che ne beneficiano;
- i servizi di rete che dovranno essere prestati dai sistemi di accumulo.

Il Comitato Elettrotecnico Italiano, nel mese di luglio 2016, ha pubblicato la Variante V2 alla Norma CEI 0-16 e la nuova edizione della Norma CEI 0-21, in vigore a partire dal 1 agosto 2016. In particolare, con la nuova edizione della Norma CEI 0-21, il CEI ha:

- allineato la Norma CEI 0-21 alle disposizioni previste dalla Norma europea CEI EN 50438 che comporta tra l'altro l'estensione del campo di applicazione delle disposizioni previste per gli utenti attivi anche agli impianti di produzione con potenza nominale inferiore a 1 kW;
- aggiornato le prescrizioni relative agli inverter e ai sistemi di protezione di interfaccia
- definito i protocolli di test direttamente applicabili ai sistemi di accumulo e le specifiche per l'esecuzione delle prove (Allegato B);
- aggiornato lo schema standard del regolamento di esercizio, comprensivo delle verifiche periodiche dei sistemi di protezione (Allegato G).

Definizioni dei Sistemi di Accumulo (SdA)

Prima di entrare nel merito delle considerazioni tecniche che hanno portato alle scelte di progetto è necessario precisare i termini della questione, definendo i parametri essenziali secondo la normativa tecnica.

Sistema di Accumulo: È un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione (se presente).

Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che, pertanto, entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

In caso di sistema di accumulo elettrochimico, i principali componenti sono le batterie, i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata e i sistemi di controllo delle batterie (Battery Management System, BMS) e dei convertitori. Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di utente.

Sistema di Accumulo Bidirezionale: È un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione che dalla rete con obbligo di connessione di terzi.

Sistema di Accumulo Monodirezionale: È un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica solo dall'impianto di produzione.

Sistema di Accumulo Lato Produzione: È un sistema di accumulo installato o nel circuito elettrico in corrente continua (eventualmente anche integrato nell'inverter) o nel circuito elettrico in corrente alternata, nella parte di impianto compresa tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia elettrica prodotta.

Sistema di Accumulo Post Produzione: È un sistema di accumulo installato nella parte di impianto compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa.

Schemi di connessione e misura in presenza di connessioni con SdA

Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21, che definiscono in ambito nazionale le prescrizioni per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti delle imprese distributrici di energia elettrica in alta, media (CEI 0-16) e bassa (CEI 0-21) tensione, sono state recentemente aggiornate, per trattare anche gli aspetti relativi ai Sistemi di Accumulo (SdA) elettrico. Un primo aggiornamento (avvenuto a dicembre 2013) ha visto l'introduzione nelle norme della definizione di SdA, degli schemi di connessione, nonché delle caratteristiche e posizionamento dei misuratori di energia. Nel dicembre 2014, le norme in oggetto sono state ulteriormente aggiornate, tramite opportune varianti, con i servizi di rete richiesti agli storage, le prescrizioni circa le caratteristiche di capability. Le novità normative e i provvedimenti regolatori collegati (Delibere 574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel) hanno così portato a una piena definizione del quadro tecnico-regolatorio in tema di storage. In particolare la delibera 642/2014/R/eel, pubblicata anch'essa a dicembre 2014, ha prescritto l'applicazione dei requisiti tecnici definiti nelle Regole Tecniche di Connessione (RTC) ai SdA per i quali è stata presentata richiesta di connessione alla rete a partire dal 21 novembre 2014.

Secondo la definizione il SdA comprende quindi, oltre agli accumulatori (batterie), un insieme di dispositivi con relative logiche di gestione e controllo, quali appunto l'inverter/convertitore di accoppiamento alla rete e il BMS. Sono invece esplicitamente esclusi dalla definizione di SdA i sistemi che entrano in funzione solo al mancare della rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà dell'utente, come gli UPS (Uninterruptible Power Supply) o CPS (Central Power Supply), rispettivamente conformi alle norme EN 62040 e EN 50171.

Inoltre, benché esistano anche altre tipologie di SdA, oltre a quello elettrochimico (ad es. meccanico, termico termico, elettromagnetico, ecc.), le prescrizioni delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 si applicano, allo stato attuale, solo a SdA di tipo elettrochimico (batterie).

Le RTC forniscono gli schemi da adottare per la connessione del SdA all'interno dell'impianto dell'utente, nonché le caratteristiche del sistema di misura necessaria al corretto trattamento dei flussi di energia introdotti dall'accumulo, nonché al posizionamento dei sistemi di protezione.

Un SdA può essere installato:

- nella parte di impianto in corrente continua;
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione del generatore;
- nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione del generatore;
- presso un utente passivo.

Il sistema di accumulo previsto in progetto è del tipo misto: elettrochimico agli ioni di litio ad alte prestazioni, con energia di accumulo di circa 20 MWh e del tipo celle a combustibile con accumulo di idrogeno prodotto da fonte rinnovabile tramite un elettrolizzatore del tipo monodirezionale collegato lato produzione.

Il sistema è di tipo bidirezionale in quanto il SdA può immagazzinare sia l'energia prodotta dal generatore sia prelevarla dalla rete e non risponde alle finalità richieste dal bando RAS (vedi massimizzazione degli autoconsumi).

In conclusione nulla cambia a valle degli inverter, sia per i misuratori di energia prodotta e scambiata sia per i dispositivi di protezione generale (DDG) e di interfaccia (DDI).

L'utente è tenuto comunque a sottoporre a verifica periodica il sistema di protezione di interfaccia (SPI).

Tale verifica è stata estesa dalla delibera 786/16 a tutti gli utenti attivi, anche a quelli connessi in data anteriore all'entrata in vigore della prima edizione della norma CEI 0-21, solo per gli impianti di potenza > 11,08 kW.

Caratteristiche chimiche, elettriche e tecnologiche degli Accumulatori con batterie Litio/ioni.

In una batteria litio/ioni il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (LiTMO_2 con $\text{TM} = \text{Co}, \text{Ni}, \text{Mn}$) che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni di litio possono essere inseriti o estratti facilmente. L'anodo è costituito da grafite allo stato litiato.

L'elettrolita è composto tipicamente da sali di liti come l'esafluorofosfato di litio (LiPF_6) disciolti in una miscela di solventi organici (carbonato di dimetile o di etilene) e la membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene o polipropilene. Quando la cella è completamente scarica tutto il litio presente è contenuto nel catodo. Durante il processo di carica lo ione di litio viene estratto dall'ossido metallico costituente il catodo e trasferito all'anodo, mentre gli elettroni migrano dal catodo all'anodo attraverso il circuito esterno ed il metallo del catodo viene quindi ossidato. All'anodo, il processo di carica determina l'intrappolamento dello ione di litio, che si riduce a litio nella matrice di grafite che si ossida acquisendo gli elettroni provenienti dal circuito

esterno. Durante la scarica il litio intercalato nella matrice di grafite si ossida rilasciando all'esterno gli elettroni, mentre gli ioni di litio migrano dall'elettrolita al catodo, che viene ridotto. Negli ultimi anni hanno preso sempre più spazio l'utilizzo come materiale catodico del fosfato litiato di ferro (LiFePO_4) denominato LFP, in virtù del basso costo e della maggiore sicurezza offerta come conseguenza del basso potenziale elettrochimico.

Vantaggi dei Sistemi di Accumulo di tipo elettrochimico

Alcune ulteriori considerazioni di carattere generale, valide per tutte le applicazioni, sono i vantaggi che i SdA di tipo elettrochimico hanno rispetto ad altre soluzioni convenzionali:

- Elevata modularità che garantisce facilità di installazione e flessibilità di utilizzo
- Possibilità di localizzazione diffusa sulla rete, anche in prossimità dei numerosi punti di connessione delle centrali da fonti rinnovabili, all'interno o nelle adiacenze delle stazioni elettriche esistenti, senza rilevante impatto ambientale, trattandosi di apparecchiature amovibili.

I SdA possono rispondere alle nuove esigenze poste al sistema elettrico dalla grande diffusione della generazione diffusa e delle FRNP. Di sicuro essi potranno contribuire validamente a riequilibrare le fluttuazioni nella potenza generata, al bilanciamento tra consumo e generazione elettrica, alla fornitura di una adeguata riserva e quindi in generale al mantenimento della sicurezza e della stabilità della rete.

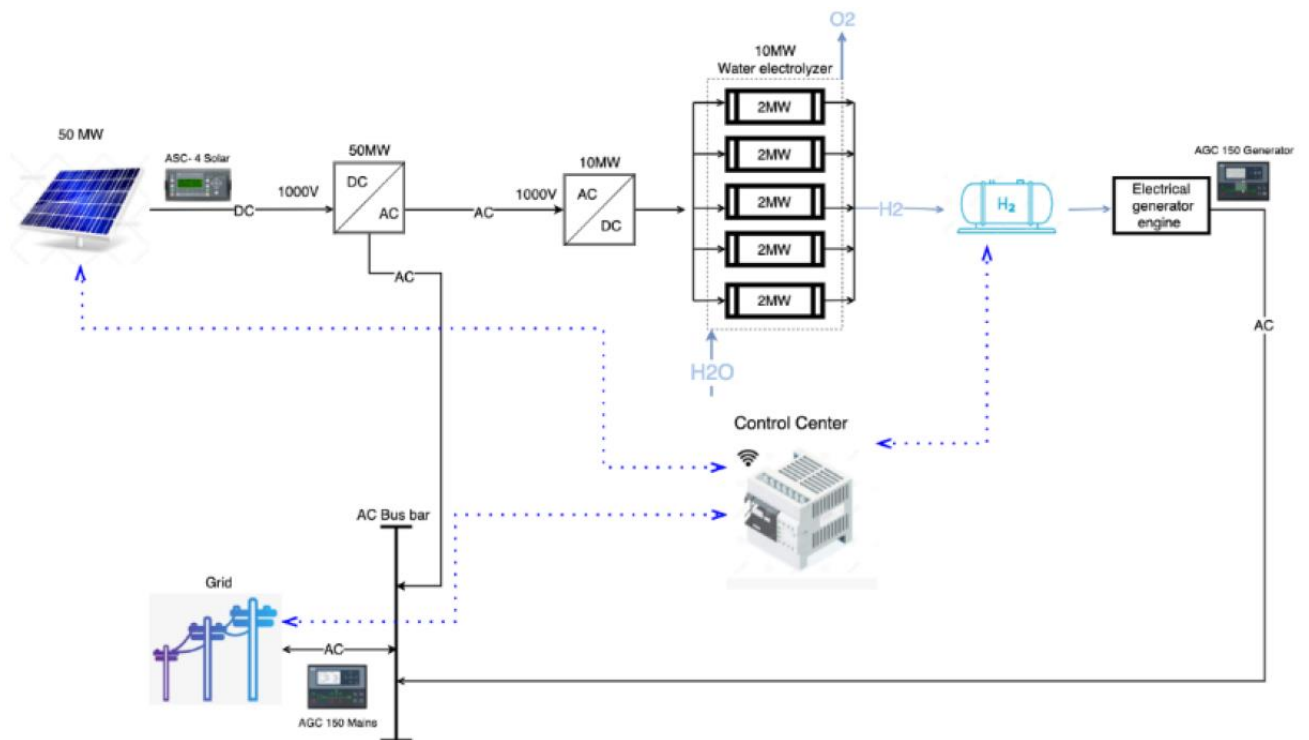
Potranno migliorare l'autoconsumo elettrico degli utenti "Prosumers" e migliorare il funzionamento e la gestione di impianti a FRNP (Fonti rinnovabili non prevedibili).

Per il presente progetto è prevista la realizzazione di un sistema di accumulo posto in prossimità del campo fotovoltaico da 30MWh, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico.

Il layout prevede la disposizione di n. 2 battery container da 10 Mwh ciascuno n. 1 common container, il tutto all'interno di un'area recintata secondo la disposizione riportata negli schemi di connessione.

I 30 MWh saranno separati in 2 tipologie, la prima con accumulo elettrochimico con soluzioni in container da 10 MWh ciascuno, e la seconda con accumulo a idrogeno generato in loco tramite elettrolizzatore.

Lo schema di principio è mostrato nella seguente figura:



100% recyclable

100% safe – Solid state hydrogen storage at max. 40 bar

Superior energy / space ratio vs. batteries or compressed gas storage

Storage life expectancy of 30 years

Energy storage capacity maintained over lifetime

No compressor needed



L'accumulo energetico avviene tramite stoccaggio di Idrogeno prodotto da elettrolizzatori (10 MW) a servizio di un impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica di potenza nominale 65,10 MW.

Il Sistema di Accumulo è l'insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa con la rete di distribuzione. Nello specifico caso il Sistema di Accumulo rilascerà l'energia elettrica accumulata in modo che la potenza immessa in rete non superi in nessun caso la potenza indicata da Terna nella STMG. In estrema sintesi il Sistema di Accumulo è caratterizzato dai seguenti dati nominali: ore di stoccaggio Idrogeno 12 ore (2181,6 kg di H₂, equivalenti a circa 30 MWh estraibili dal generatore o dalle celle a combustibile).

I componenti principali che costituiscono il Sistema di Accumulo sono i quadri di conversione; impianto elettrolisi di produzione idrogeno; lo stoccaggio di idrogeno; i container delle celle a combustibile o il generatore elettrico; il sistema di controllo.

L'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica è tipicamente raggruppato in stringhe di moduli e genera energia in corrente continua. Ogni stringa sarà composta da 33 moduli da 580 W in serie. Ogni convertitore sarà alimentato da una linea con 22 stringhe in parallelo per avere una potenza di 421 kW.

L'impianto di produzione di idrogeno per elettrolisi AEM è dimensionato per produrre 2000 Nm³/h (potenza richiesta 10 MW) di idrogeno con una purezza del 99.999%. Ogni modulo AEM sarà 1 MW (3800 A – 320 V max at EOL) e quindi la potenza totale sarà raggiunta come combinazione di moduli elementari (5 gruppi da 2 moduli in serie). Ogni gruppo richiede quindi un convertitore da 2 MW con corrente (out) 3800 A e tensione (out) 640 V.

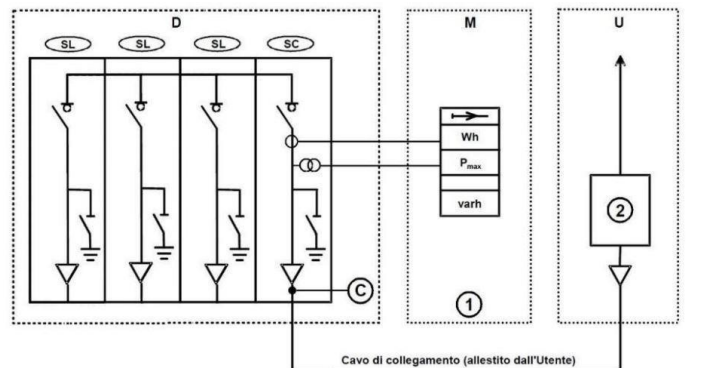
Molte procedure legali ed amministrative sono necessarie prima della installazione e comunque in fase di progetto esecutivo per ottenere l'approvazione per l'installazione di una unità di produzione di idrogeno:

- Piano di utilizzo del suolo, incluse le zone interdette: regolare l'utilizzo del suolo in maniera etica ed efficiente, prevenendo eventuali problemi. Si applica per gestire lo sviluppo del suolo all'interno delle giurisdizioni delle autorità municipali, regionali e nazionali.
- Procedure di autorizzazione: richiesta ad un ente (di regolamentazione) / autorità competente, per assicurare in anticipo che l'operazione proposta sarà conforme alle norme applicabili.
- Requisiti di autorizzazione: i requisiti legali (regolamenti e standard) per l'approvazione della produzione di idrogeno.

12.8 Impianto di rete per la connessione

L'impianto sarà collegato in antenna a 150kV con la stazione elettrica (SE) di smistamento a 150kV della RTN "Favara". Esso, come riportato nella Soluzione Tecnica del Distributore, sarà costituito da:

- una nuova linea MT in cavo interrato da 3x4x240 mm², lunga 22550 m. La nuova linea MT dovrà essere altresì essere equipaggiata con cavo ottico dielettrico costituito da n. 24 fibre ottiche rispondenti alle caratteristiche previste dalla norma ITU-T/G.652 comprensiva di certificati di collaudo;
- una nuova cabina di consegna di tipo prefabbricata conforme alle prescrizioni della Specifica tecnica di unificazione e-Distribuzione GD 2092 tipo A edizione 3, di dimensioni 6,70 x 2,48 x 2,76 m, all'interno della quale troveremo lo scomparto di consegna, tre scomparti di linea con le relative apparecchiature di manovra, l'Unità Periferica, il modulo GSM e il gruppo di misura dell'energia scambiata con la rete, come rappresentato nella figura seguente.



Schema di collegamento cabina di distribuzione presso l'utente

13 Irraggiamento e producibilità dell'impianto

Per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica. Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica. Per quantificare il beneficio che tale sostituzione ha sull'ambiente è opportuno fare riferimento ai dati di producibilità dell'impianto in oggetto. L'emissione di anidride carbonica evitata in un anno si calcola moltiplicando il valore dell'energia elettrica prodotta dai sistemi per il fattore di emissione del mix elettrico. Per stimare l'emissione evitata nel tempo di vita dall'impianto è sufficiente moltiplicare le emissioni evitate annue per i 30 anni di vita stimata degli impianti.

Producibilità impianto =	135.964.883,17 kWh/anno
--------------------------	-------------------------

con un risparmio di

88.377,17 t. di CO₂

254.254,33 TEP

dove la producibilità annua dell'impianto è stata stimata attraverso il programma PVsyst, mentre le tonnellate equivalenti di petrolio e la quantità di CO₂ sono state calcolate applicando i fattori di conversione tep/kWh e kgCO₂/kWh definiti dalla Delibera EEN 3/08 "Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" pubblicata sul sito www.autorita.energia.it in data 01 aprile 2008, GU n. 100 DEL 29.4.08 -SO n.107.

14 Principali rischi presi in considerazione

I rischi per la sicurezza degli operai e del personale che verranno impegnati nella realizzazione dell'impianto in oggetto possono essere così riassunti:

- a) pericolo di caduta all'interno di scavi a sezione obbligata (cavidotti MT);
- b) pericoli di elettrocuzione (contatti diretti ed indiretti) nella realizzazione dell'impianto fotovoltaico e nelle prove degli impianti elettrici di alimentazione degli apparati in campo (nelle fasi di prova e collaudo);
- c) pericolo di caduta da altezze rilevanti (**3,0 m fuori terra**), durante il montaggio delle strutture prefabbricate (cabine di trasformazione, consegna e locale inverters);
- d) pericoli di schiacciamento, infortuni, traumi cranici durante le fasi di movimentazione materiali a mano e con mezzi meccanici.

Per quanto sopra detto, considerato l'importo a base d'asta dell'opera, e considerate le prescrizioni del Legge n. **81/08** (in particolare il titolo IV) e successive modifiche ed integrazioni, sarà necessario la redazione di un piano di Coordinamento della Sicurezza in fase di Progettazione Esecutiva, nonché il successivo coordinamento in fase di esecuzione dei lavori nel caso in cui i lavori vengano appaltate a più ditte. Di seguito sono riportate per le principali attività lavorative con le prime indicazioni delle misure di prevenzione e protezione idonee.

14.1 Scavi a sezione ristretta

Negli scavi eseguiti manualmente, le pareti del fronte devono avere una inclinazione o un tracciato tali, in relazione alla natura del terreno, da impedire franamenti. È tassativamente vietato costituire depositi di materiali presso il ciglio degli scavi. Qualora tali depositi siano necessari per le condizioni del lavoro, si deve provvedere alle necessarie puntellature.

Nei lavori di escavazione con mezzi meccanici deve essere vietata la presenza degli operai nel campo di azione dell'escavatore e sul ciglio o alla base del fronte di attacco.

Evitare l'eccessivo avvicinamento del mezzo a bordo scavo (lasciare almeno 1 m. di distanza) e salire e scendere dal mezzo meccanico utilizzando idonei dispositivi e solo a motore spento.

Regolare il traffico durante gli attraversamenti delle sedi stradali ed impiegare gomme e/o idonee protezioni atte ad evitare il danneggiamento del manto stradale. Nelle ore notturne la zona deve essere convenientemente indicata da segnalazioni luminose.

14.2 Pericoli di elettrocuzione

Tutti gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte. Gli impianti realizzati secondo le norme CEI sono considerati a regola d'arte (art 1,2 - L. 186/68).

Utilizzare scale a mano con pioli incastrati ai montanti (art 8 DPR 164/56), con estremità antiscivolo (art. 18 - DPR 547/55). Durante il lavoro su scale, gli utensili non utilizzati devono essere tenuti in guaine o assicurati in modo da impedirne la caduta (art 24 - DPR 547/55).

Installare interruttori onnipolari all'arrivo di ciascuna linea di alimentazione le derivazioni a spina per gli apparecchi utilizzatori con $P > 1000W$ provviste di interruttore onnipolare; i conduttori fissi o

mobili muniti di rivestimento isolante in genere, quando per la loro posizione o per il loro particolare impiego, siano soggetti a danneggiamento per causa meccanica, devono essere protetti; i conduttori flessibili per derivazioni provvisorie o per l'alimentazione di apparecchi mobili devono avere rivestimento isolante resistente ad usura meccanica.

L'impianto dovrà essere dotato di protezioni da sovraccarichi e sovratensioni (art. 284, 285 DPR 547/55).

Utilizzare quadri di cantiere con indicazione dei circuiti comandati (art. 287 DPR 547/55). L'impianto elettrico di cantiere sarà realizzato utilizzando quadri principali e secondari (di zona) costruiti in serie per cantieri (ASC), muniti di targa indelebile indicante il nome del costruttore e la conformità alle norme (CEI 17.13/4).

Tutti i componenti dell'impianto elettrico avranno grado di protezione minimo IP44, ad eccezione delle prese a spina di tipo mobile (volanti), che avranno grado di protezione IP67 (protette contro l'immersione) e degli apparecchi illuminanti, che avranno un grado di protezione IP55.

Le prese a spina saranno protette da interruttore differenziale con I_{dn} non inferiore a 30 mA (CEI 64-8/7 art. 704.471).

Per le linee saranno utilizzati i seguenti cavi:

- N1VV-K o FG7R o FG7OR per la posa fissa e interrata;
- H07RN-F o FG1K 450/750 V o FG1OK 450/750 V per posa mobile.

Per quanto riguarda i locali interni i cavi devono avere designazione CPR.

Le lampade portatili saranno alimentate a 220 V direttamente dalla rete, oppure a 24 V tramite trasformatore di sicurezza (SELV). In alternati saranno utilizzate lampade con sorgente autonoma.

14.3 Lavori in altezza con autogru

Affidare il mezzo solo a personale autorizzato e qualificato all'uso dello stesso, e mettere fuori servizio i mezzi con anomalie nei dispositivi che possono compromettere la sicurezza.

Sistemare il cestello su terreno pianeggiante e non cedevole. Prima di salire occorre verificare che il mezzo sia in posizione orizzontale. Il cestello non deve essere appoggiato a strutture, siano esse fisse o mobili.

Tutte le manovre, di norma, devono essere effettuate dall'operatore a bordo del cestello. L'uso dei comandi installati sull'autocarro è limitato ai casi di emergenza o quando non sia prevista la presenza dell'operatore a bordo.

È vietato salire o scendere dal cestello quando lo stesso non è in posizione di riposo.

Non caricare oltre le portate consentite in rapporto agli sbracci e agli angoli di inclinazione, l'accesso al cestello a due persone deve essere espressamente previsto. L'uso del cestello per sollevare carichi deve essere previsto dal Costruttore. Non usare l'autogru con cestello in presenza di forte vento.

Non spostare il mezzo con il cestello se questi non è in posizione di riposo o con l'operatore a bordo. Durante le manovre porre la massima attenzione per evitare che il cestello ed operatore urtino contro ostacoli. In prossimità di linee elettriche aeree rispettare la distanza di sicurezza dai conduttori, salvo che la linea non sia adeguatamente protetta. La distanza di sicurezza deve essere sempre rispettata, anche durante gli spostamenti del cestello. L'area sottostante la zona operativa del cestello deve essere

opportunamente delimitata e segnalata. Avvertire il responsabile o l'addetto alla manutenzione di ogni anomalia riscontrata nel mezzo.

Movimentazione dei materiali

Movimentazione a mano

La movimentazione manuale di un carico può costituire un rischio tra l'altro dorso-lombare nei casi seguenti:

- il carico è troppo pesante (peso complessivo superiore a 25 kg);
- è ingombrante o difficile da afferrare;
- è in equilibrio instabile o il suo contenuto rischia di spostarsi;
- è collocato in una posizione tale per cui deve essere tenuto o maneggiato ad una certa distanza dal tronco o con una torsione o inclinazione del tronco;
- può, a motivo della struttura esterna e/o della consistenza, comportare lesioni per i lavoratori, in particolare in caso di urto.

Lo sforzo fisico può presentare un rischio dorso-lombare nei seguenti casi se:

- è eccessivo;
- può essere effettuato soltanto con un movimento di torsione del tronco;
- può comportare un movimento brusco del carico;
- è compiuto con il corpo in posizione instabile. Movimentazione dei materiali con autogrù

Le manovre per il sollevamento ed il sollevamento-trasporto dei carichi devono essere disposte in modo da evitare il passaggio dei carichi sospesi sopra i lavoratori e sopra i luoghi per i quali l'eventuale caduta del carico può costituire pericolo.

Qualora tale passaggio non si possa evitare, le manovre per il sollevamento-trasporto dei carichi devono essere tempestivamente preannunziate con apposite segnalazioni in modo da consentire, ove sia praticamente possibile, l'allontanamento delle persone che si trovino esposte al pericolo dell'eventuale caduta del carico.

Il campo di azione degli apparecchi di sollevamento e di sollevamento-trasporto, provvisti di elettromagneti per la presa del carico, deve essere delimitato con barriere e ove ciò, per ragioni di spazio, non sia possibile, devono essere utilizzate apposite segnalazioni.

Dalle valutazioni effettuate il costo della sicurezza incide per circa 1.50% dell'importo dei lavori.

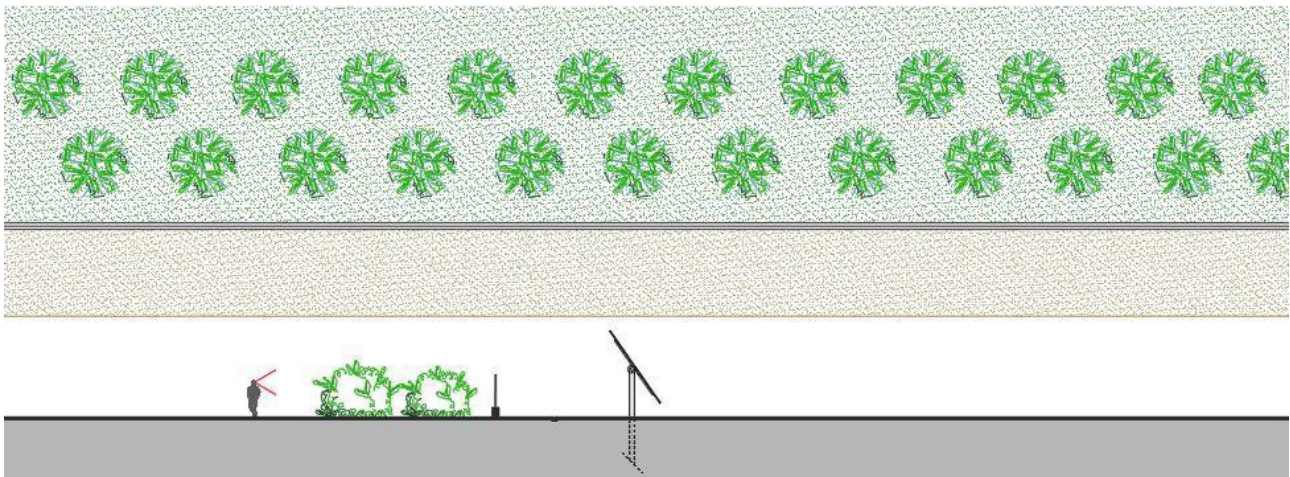
15 Opere di mitigazione

In alcune porzioni delle particelle di proprietà del promittente concedente si provvederà a creare una green belt tra i confini del sito e la recinzione.

La fascia arborea in esame avrà una dimensione di 10 metri lungo tutto il perimetro e sarà composta sia da essenze autoctone della zona, al fine di ridurre la visibilità dell'impianto sia dalla strada che dai terreni limitrofi.

Buona parte di questa fascia sarà interessata da un intervento di riduzione della vulnerabilità del sistema ambientale, consentendo la mobilità delle specie e l'interscambio genetico, fenomeno indispensabile al mantenimento della biodiversità.

A seconda del grado di naturalità la rete ecologica varia il proprio significato: in presenza di estese aree naturali o para naturali, assume il ruolo predominante di conservazione della natura, mentre nel caso di territori fortemente antropizzati, caratterizzati da una banalizzazione spinta degli ecosistemi, si pone come importante strumento gestionale finalizzato a riportare un certo grado di complessità negli agro-ecosistemi, a ridurre la vulnerabilità del sistema ambientale e a costituire un presidio nei confronti dei fenomeni dilaganti di urbanizzazione diffusa.



Opere di mitigazione

15.1 Verifica impatto ambientale

Come già detto in premessa, la struttura in oggetto si trova in una zona non soggetta a vincoli ambientali, paesaggistici o storico/artistici di alcun tipo. Considerato, inoltre, la tipologia dell'intervento in oggetto, ed in particolare l'altezza massima sul terreno pari a circa 3,00 mt, l'impatto relativo all'installazione degli inseguitori solari e delle strutture edili di servizio, può essere considerato praticamente nullo.

In ogni caso l'autorizzazione alla costruzione e l'esercizio dell'impianto verrà richiesta attraverso la procedura ambientale unica regionale (PAUR) all'interno della quale sarà istruito il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale.

16 Prescrizioni tecniche generali.

Le opere descritte negli elaborati di progetto sono finalizzate al raggiungimento dell'osservanza di tutte le norme e disposizioni legislative in materia nonché alle seguenti prescrizioni:

- D.P.C.M. 01/03/1991: “Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”
- D.Lgs. 09/04/2008, n. 81: “Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro. Attuazione dell'articolo 1 della Legge 03/08/2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.”
- Regolamenti Comunali d'Igiene e diversi.
- Norme e prescrizioni particolari emanate dalle Aziende erogatrici dei pubblici servizi (acqua, energia elettrica, gas di rete)
- Tutte le Leggi, Decreti, Regolamenti, Norme, Circolari e Prescrizioni comunque applicabili ai lavori in oggetto, sia quelle attualmente in vigore sia quelle eventualmente emanate durante l'esecuzione dei lavori.

17 Tempi di esecuzione dell'intervento

I tempi di esecuzione delle opere descritte sono riportati nel cronoprogramma allegato alla presente relazione tecnica. Il tempo necessario per la realizzazione e collaudo dell'intervento è stimato in circa 10 mesi a partire dalla data di consegna e d'inizio dei lavori.

18 Dichiarazione di conformità

Ultimato l'impianto la Ditta installatrice dovrà rilasciare la Dichiarazione di Conformità dell'impianto alla regola dell'arte secondo quanto prescritto dal D.M. 37 del 2008. La dichiarazione predisposta secondo i modelli ministeriali dovrà avere allegato il presente progetto esecutivo, la relazione contenente la tipologia dei materiali utilizzati e il certificato rilasciato dalla Camere di Commercio relativo ai requisiti tecnico-professionali della Ditta installatrice.

19 Collaudo

A seguito delle procedure di installazione dovrà essere rilasciato dal servizio assistenza tecnica verbale di collaudo che espliciti che tutte le operazioni di realizzazione dell'impianto e montaggio meccanico sono state eseguite correttamente e che i parametri di funzionamento dell'impianto (temperature di lavoro controlli di regolazione) siano eseguiti correttamente.

20 Glossario e definizioni usate nel testo

- Cella fotovoltaica: dispositivo fotovoltaico fondamentale che provvede alla generazione di energia elettrica se esposto alla radiazione solare;

- Modulo fotovoltaico: insieme di celle fotovoltaiche interconnesse fra loro e assemblate in supporti idonei dalle case produttrici, protette dall'ambiente circostante attraverso opportuni involucri. Il modulo fotovoltaico, con le sue caratteristiche elettriche (tensione e corrente nominali), costituisce l'unità elementare per la progettazione elettrica dell'impianto fotovoltaico.
- Stringa fotovoltaica insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere la tensione di uscita desiderata;
- Generatore FV insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere la potenza desiderata;
- Impianto fotovoltaico impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico); pertanto, esso rientra nella categoria degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria in funzione del regime meteorologico istantaneo. L'impianto è essenzialmente costituito dal generatore fotovoltaico, dal gruppo di conversione e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione;
- Inverter dispositivo che provvede alla trasformazione dell'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata;
- Interfaccia rete dispositivo che provvede all'interfacciamento dell'impianto fotovoltaico all'impianto elettrico dell'utilizzatore e, quindi, alla rete elettrica locale;
- Potenza di picco W_p potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) misurata ai morsetti in corrente continua e rimostrata alle condizioni di prova standard (abbr. STC) che risultano le seguenti: Air Mass = 1.5, irraggiamento solare sul piano dei moduli pari a 1 kW/m^2 , temperatura di lavoro della cella fotovoltaica pari a 25°C ;
- Gestore della rete è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori (es. AEM, ENEL, TERNA);
- Cliente utilizzatore è la persona fisica o giuridica titolare di un contratto di fornitura di energia elettrica.

Data: 23.12.2022

Il Tecnico Incaricato
(Ing. Lo Biundo Paolo)
(Ing. Francesco Mollame)