

## IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG SALVIA E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 32,12 MWp - COMUNE DI COLLESALVETTI (LI)

### Proponente

#### EG SALVIA S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI, 22 - 20122 MILANO (MI) P.IVA: 12084560965 PEC: egsalvia@pec.it

### Progettazione

#### META STUDIO S.R.L.

VIA SETTEMBRINI, 1 - 65123 PESCARA (PE) P.IVA: 02164240687 PEC: metastudiosrl@pec.it TEL: +39/0854315000



### Coordinamento e Responsabile della Progettazione

#### ING. DOMENICO MEMME

VIA L. SETTEMBRINI, 1 - 65123 PESCARA (PE) PEC: metastudiosrl@pec.it MAIL: d.memme@studiomemme.it  
TEL: +39/0854315000 DIRECT: +39/3356390349

### Collaboratori

**ING. LUIGI NARDELLA** *Progettazione Generale e Strutturale*  
**DOTT.SSA ELEONORA LAMANNA** *Progettazione Ambientale e Paesaggistica*  
**DOTT. FIORAVENTE VERI** *Progettazione Elettrica*  
**3E INGEGNERIA s.r.l.** *Progettazione Alta Tensione*

### Titolo Elaborato

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	FORMATO	DATA	SCALA
Progetto Definitivo					

### Revisioni

REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
-----------	------	-------------	----------	------------	-----------

REGIONE  
TOSCANA



Regione TOSCANA  
Provincia di LIVORNO  
Comune di COLLESALVETTI



# RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

---

## Sommario

1. PREMESSA .....	5
2. INQUADRAMENTO PROGETTUALE .....	7
2.1 Descrizione sintetica del Progetto .....	7
2.2 Ubicazione del Progetto .....	7
2.3 Inquadramento catastale .....	8
2.4 Inquadramento geografico.....	10
2.5 Criteri progettuali generali .....	14
3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO .....	18
3.1.1 Premessa .....	18
3.1.2 Scopo del progetto .....	18
3.1.3 Procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale .....	19
3.2 Analisi di coerenza strumenti di pianificazione e vincolistica .....	21
3.2.1 Pianificazione energetica .....	21
3.2.1.1 <i>Normativa di riferimento Internazionale</i> .....	21
3.2.1.2 <i>Normativa di riferimento Nazionale</i> .....	25
3.2.1.3 <i>Piano Energetico Ambientale Regionale Toscana</i> .....	28
3.2.2 Normativa di Pianificazione Territoriale, Ambientale e Paesaggistica.....	28
4. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE .....	29
5. FONTE ENERGETICA. PRODUCIBILITÀ E BENEFICI AMBIENTALI .....	29
5.1 Descrizione fonte energetica utilizzata e modalità approvvigionamento.....	29
5.2 Producibilità Attesa .....	32
5.3 Benefici Ambientali .....	44
6. DESCRIZIONE TECNICA INTERVENTO PROGETTUALE .....	45
6.1 Descrizione Tecnica Dell’Impianto Fotovoltaico .....	45
6.1.1 Descrizione e caratteristiche generali - impianto fotovoltaico .....	45
6.1.1.1 <i>Descrizione generale</i> .....	45
6.1.1.2 <i>Elenco caratteristiche tecniche</i> .....	47
6.1.1.3 <i>Configurazione elettrica</i> .....	50
6.1.1.4 <i>Elementi costituenti l'impianto fotovoltaico</i> .....	51
6.1.2 Componenti e opere elettromeccaniche.....	52
6.1.2.1 <i>Moduli fotovoltaici</i> .....	52
6.1.2.2 <i>Strutture di fissaggio</i> .....	55
6.1.2.3 <i>Inverter</i> .....	58

6.1.2.4	<i>Cablaggio interno ai capi fotovoltaici</i> .....	65
6.1.2.5	<i>Combiner Box</i> .....	74
6.1.2.6	<i>Connessioni AT/MT</i> .....	76
6.1.2.7	<i>Schemi di allacciamento</i> .....	77
6.1.2.8	<i>Impianto di ventilazione</i> .....	78
6.1.2.9	<i>Impianto luce, FM e speciali in cabina</i> .....	78
6.1.2.10	<i>Impianto di terra e accessori</i> .....	79
6.1.2.11	<i>Sistema di distribuzione TN</i> .....	79
6.1.2.12	<i>Trasformatori MT/BT e BT/BT</i> .....	80
6.1.2.13	<i>Quadri elettrici</i> .....	83
6.1.3	<i>Componenti e opere civili</i> .....	95
6.1.3.1	<i>Recinzione perimetrale</i> .....	95
6.1.3.2	<i>Viabilità interna</i> .....	95
6.1.3.3	<i>Viabilità esterna</i> .....	96
6.1.3.4	<i>Movimentazione terra</i> .....	96
6.1.3.5	<i>Scavi</i> .....	96
6.1.3.6	<i>Trincee</i> .....	97
6.1.3.7	<i>Cabinati</i> .....	98
6.1.3.8	<i>Basamenti e opere in calcestruzzo</i> .....	102
6.1.3.9	<i>Pozzetti e camerette</i> .....	103
6.1.3.10	<i>Drenaggi e regimentazione delle acque meteoriche</i> .....	103
6.1.3.11	<i>Opere di verde</i> .....	104
6.1.4	<i>Componenti e opere servizi ausiliari</i> .....	104
6.1.4.1	<i>Sistema di monitoraggio</i> .....	104
6.1.4.2	<i>Sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi)</i> .....	105
6.1.4.3	<i>Sistema di illuminazione</i> .....	106
6.1.4.4	<i>Sistema idrico</i> .....	106
6.2	<i>OPERE DI CONNESSIONE</i> .....	107
6.2.1	<i>Descrizione e caratteristiche generali – opere connessione</i> .....	107
6.2.2	<i>Opere di Utenza:</i> .....	107
6.2.3	<i>Descrizione del sito, ubicazione e accessi</i> .....	107
6.2.4	<i>Cavidotto MT di collegamento tra SW Station e stazione utente 132/30 kV Guasticce</i> .....	108
6.2.4.1	<i>Cavidotto MT</i> .....	108



---

6.2.10 Campi Elettrici e Magnetici.....	112
6.2.11 Smaltimento acque .....	113
6.12.12 Varie .....	114
6.2.13 Stima dei tempi di realizzazione .....	114

## 1. PREMESSA

La Società EG SALVIA Srl (di seguito Proponente) ha in progetto la realizzazione di un impianto fotovoltaico, nel territorio comunale di Collesalveti (LI), Regione Toscana denominato "EG SALVIA" di potenza nominale complessivamente pari a 32,12 MWp.

In relazione a tale parco fotovoltaico, il Proponente ha in progetto la realizzazione delle opere di collegamento alla RTN, costituite da una Stazione Elettrica di trasformazione 132/30kV-Stazione Utente connessa alla CP "Guasticce" di Enel Distribuzione in AT a 132kV e relativi cavidotti MT e AT di connessione.

Titolo del progetto "EG SALVIA" (di seguito Progetto).

L'iter procedurale per l'ottenimento dei permessi alla realizzazione del progetto prevede la trasmissione, da parte del Proponente, di diversi elaborati ad Enti di competenza per l'acquisizione delle autorizzazioni. Tra i diversi documenti da esibire in fase autorizzativa, vi è anche il presente elaborato "Relazione Descrittiva Generale".

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il progetto si inquadra in quelli che sono i programmi Nazionali e Internazionali per la transizione verso un'economia globale a impatto climatico zero entro il 2050.

In occasione della Conferenza sul clima tenutasi nel 2015 a Parigi è stato stipulato un nuovo accordo sul clima per il periodo dopo il 2020 che, per la prima volta, impegna tutti i Paesi, compreso l'Italia a ridurre le proprie emissioni di gas serra. In tal modo è stata di fatto abrogata la distinzione di principio tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo. Nell'ambito di tale accordo l'Italia ha elaborato un Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) in cui l'Italia fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Stabilisce inoltre il target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'accordo di Parigi e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050.

L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. L'Italia, punta a portare la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al 30%, alla riduzione del 43% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, alla riduzione del 33% dei gas serra.

L'uscita dal carbone al 2025 e la promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili, a partire dal settore elettrico, dovrà fare sì che al 2030 si raggiungano i 16 Mtep da FER, pari a 187 TWh di energia elettrica. Grazie in particolare alla significativa crescita di fotovoltaico la cui produzione dovrebbe triplicare ed eolico, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare, al 2030 il settore elettrico arriverà a coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. L'obiettivo finale del fotovoltaico è stato portato a 52GW nel 2030, con la tappa del 2025 di 28,5 GW: si prevede dunque che negli ultimi 5 anni vengano installati più di 23 GW dei 30 GW nelle diverse regioni d'Italia vocate per la produzione di energia da fonte rinnovabile, tra cui figura anche la Regione Toscana.

In tale scenario l'impianto fotovoltaico di progetto con la sua produzione netta attesa di 56.258 MWh/anno di energia elettrica da fonte rinnovabile e con un sostanziale abbattimento di emissioni in atmosfera di CO2 ogni anno risponde pienamente agli obiettivi energetici e climatici del Paese.

In sintesi l'intervento proposto:

- è finalizzato alla realizzazione di un'opera infrastrutturale, non incentivato;
- è compatibile con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento acustico;
- non è fonte di inquinamento atmosferico;
- utilizza viabilità di accesso già esistente;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio, relativamente a fondazioni superficiali di alcune stazioni di conversione/trasformazione e cabine di smistamento con volumetrie decisamente molto contenute.
- le opere di connessione consentiranno di migliorare l'infrastruttura elettrica nazionale.

## 2. INQUADRAMENTO PROGETTUALE

### 2.1 Descrizione sintetica del Progetto

Il Progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico complessivamente di capacità nominale pari a 32,12 MWp, sito nel territorio comunale di Collesalveti (LI), Regione Toscana, diviso in più sotto campi non specificatamente denominati di potenza nominale complessiva pari a pari a 32,12 MWp realizzati con 46.564 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, con una potenza di picco di 690Wp, montati su strutture mobili ad inseguimento mono assiali in configurazione monofilare con singolo modulo in verticale con tilt 0°/60° e distanza tra trackers di 5,25 m, raggruppati in inverter distribuiti multi stringa a 800V di marca INGETEAM di tipo INGECON SUN 160-TL il design di impianto sarà tale per cui tutti gli inverter avranno la medesima taglia di potenze. Gli inverter selezionati sono del tipo string, con potenza nominale alla condizione di test standard di 200 kVA (Cosphi = 1) e connessi a cabine di trasformazione BT/MT in campo con potenze da 3.600 a 4.000 kVA. Le varie cabine di trasformazione BT/MT saranno raggruppate in 3 dorsali MT che confluiscono nella cabina di ricezione di campo per mezzo di linee elettriche MT in cavo interrato a 30 kV.

In relazione a tale parco fotovoltaico, il Proponente ha inoltre in progetto la realizzazione di opere di collegamento alla RTN (di seguito opere di connessione):

- un cavo interrato in media tensione, lungo circa 10 km, che collegherà la Cabina Elettrica e Control Room con la Cabina Utente, nel territorio comunale di Collesalveti (di seguito cavidotto esterno MT Cabina elettrica Cabina Utente AT tra Cabina Utente e Punto di Consegna);
- una stazione elettrica di trasformazione 132/30 kV denominata Cabina Utente, situata in prossimità della SE di Terna di nuova costruzione in Località "Guasticce" a 132 kV in comune di Collesalveti (di seguito Cabina Utente), in prossimità della strada provinciale 55 delle Colline;
- una linea interrata AT 132 kV di pochi metri di collegamento tra la Stazione Utente e la SE di Terna;

### 2.2 Ubicazione del Progetto

Tra le possibili soluzioni è stata individuata l'ubicazione più funzionale in merito alle esigenze tecniche di connessione dell'impianto alla rete elettrica e delle sue possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia.

Le opere in progetto ricadono in aree agricole caratterizzata da pendenze molto blande esclusivamente nel comune di Collesalveti in Provincia di Livorno.



Il parco fotovoltaico, diviso nei vari sotto campi (Parchi FV), si inserisce interamente nel territorio comunale di Collesalveti (LI) nel settore Nord-occidentale della Regione Toscana, all'interno di una superficie catastale complessiva (superficie disponibile) di circa 51,57 ettari. Di questa superficie totale a disposizione del Proponente, una parte sarà recintabile, circa 48,865 ettari e occupata dai parchi FV (superficie occupata), vale a dire vele fotovoltaiche e strutture di supporto, cabine e strumentazione che costituiscono concretamente l'opera, la restante parte manterrà lo status quo ante.

Il Progetto prevede opere di connessione per l'interconnessione tra il parco e la relativa connessione alla rete di trasmissione nazionale (RTN) .

Un cavidotto esterno principale collegherà la stazione elettrica dei campi di produzione alla Stazione Utente in località Guasticce seguendo il seguente percorso: partendo dalla stazione elettrica di campo il cavidotto seguirà lungo una proprietà privata per 0,04 km per proseguire lungo la via comunale Del Grano in comune di Collesalveti per 0,31 km, proseguendo attraverso strada privata per 0,35 km e riprendere a percorrere via Del Grano per altri 0,75 km fino ad arrivare alla Località Mortaiolo. Da qui sempre attraverso strade interpoderali per circa 3 km fino a giungere alla rotatoria interporto " Cri&Ale" per poi proseguire per altri 1,3 km fino alla strada provinciale 555 delle Colline percorrendola per 0,7 km fino a terminare all'intersezione con strada privata che condurrà dopo 100 metri alla stazione utente.

In adiacenza alla SE Terna di nuova costruzione in Località "Guasticce", in comune di Collesalveti, sarà quindi realizzata la Stazione Utente 132/30 kV a metri 100 dalla strada provinciale 555 delle Colline particella n. 161 del foglio di mappa n.29.

Le **coordinate geografiche** del Progetto sono identificate nelle seguenti coordinate dei siti:

Campi Fotovoltaici: lat. 43.630881°; long. 10.437156°

Stazione Utente: lat. 43.597778°; long. 10.391340°

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade statali, comunali ed interpoderali.

Le zone sono raggiungibili percorrendo la SGC Firenze – Pisa - Livorno fino all'uscita Collesalveti, proseguendo poi su strade comunali e provinciali fino ai siti.

## 2.3 Inquadramento catastale

Nelle tabelle seguenti, i riferimenti catastali delle aree con riferimento dei fogli e particelle:

PIANO PARTICELLARE PROGETTO "IL FALDO" COMUNE DI COLLESALVETTI (LI)								
PROVINCIA	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	QUALITA'	AREA mq	INTESTATI	TIT.	Q.TE
LIVORNO	COLLESALVETTI	5	15	SEMINATIVO	36.280	FEDERICO LAMPREDI	PROP.	1/1
			17	SEMINATIVO	23.020			
			18	SEMINATIVO	11.420			
			31	SEMINATIVO	48.830			
			35	SEMINATIVO	15.400			
			39	SEMINATIVO	13.540			
			40	SEMINATIVO	8.300			
			41	SEMINATIVO	11.940			
		6	3	SEMINATIVO	215.940			
			8	SEMINATIVO	9.300			
			9	SEMINATIVO	20.790			
			10	SEMINATIVO	59.200			
			11	SEMINATIVO	16.060			
			12	SEMINATIVO	15.990			
			16	SEMINATIVO	4.360			
	21	SEMINATIVO	5.330					
<b>TOTALE</b>					<b>515.700</b>			

Tabella 1: riferimenti catastali aree Impianto Fotovoltaico

PIANO PARTICELLARE CAVIDOTTO E STAZIONE UTENTE					
PROVINCIA	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	TITOLO	OPERA
LIVORNO	COLLESALVETTI	17	149	SERVITU'	CAVIDOTTO MT
			13	SERVITU'	
		32	217	SERVITU'	
			106	SERVITU'	
		15	59	SERVITU'	
			61	SERVITU'	
		3	175	SERVITU'	
			174	SERVITU'	
		14	239	SERVITU'	
			446	SERVITU'	
			132	SERVITU'	
		31	440	SERVITU'	
			424	SERVITU'	
		29	427	SERVITU'	
162	ESPROPRIO		STAZIONE UTENTE		
161	ESPROPRIO				

Tabella 2: riferimenti catastali aree Cavidotto Stazione Utente

## 2.4 Inquadramento geografico



FIGURA 1: INQUADRAMENTO GEO DEL SITO

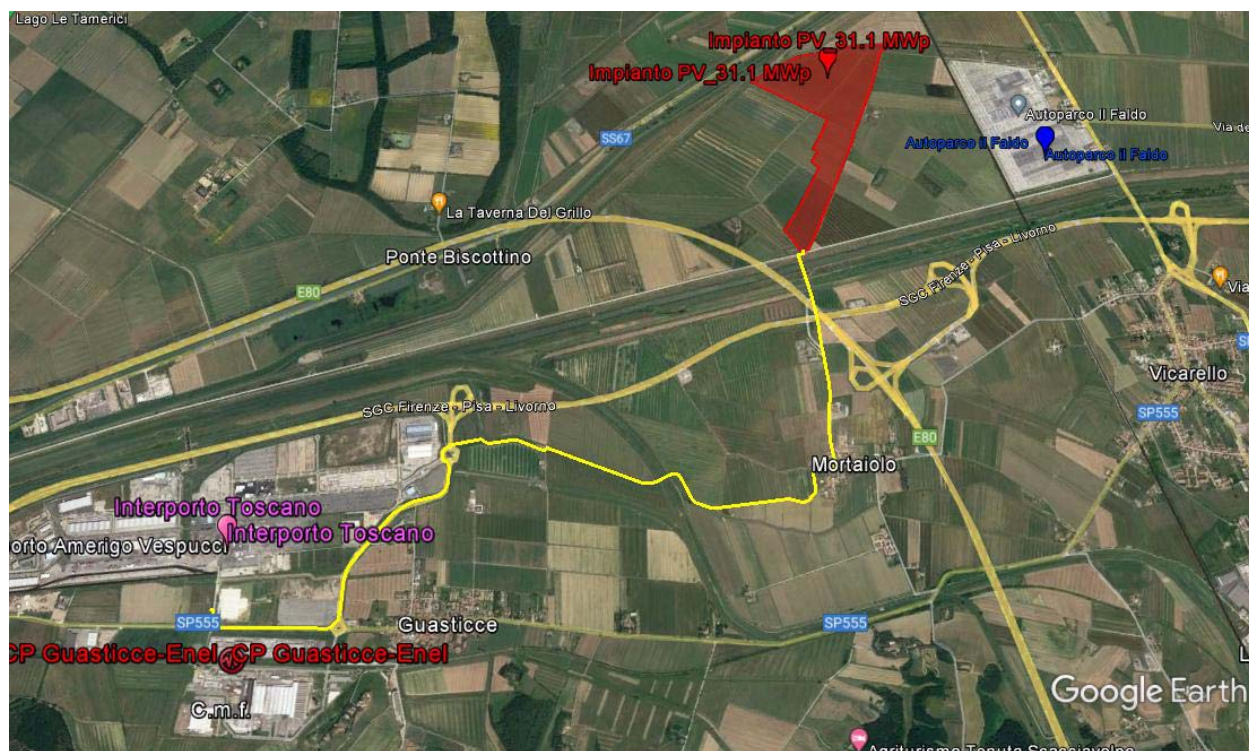


FIGURA 2: INQUADRAMENTO GEOGRAFICO DEL SITO CON CAVIDOTTO DI CONNESSIONE





FIGURA 3: INQUADRAMENTO CATASTALE DELLE OPERE



FIGURA 4: INQUADRAMENTO CATASTALE DELLE OPERE CON I CAVIDOTTI DI CONNESSIONE

### Caratteristiche attuali delle aree

Sui fondi che accoglieranno i parchi FV e le opere di connessione, in base ai sopralluoghi in campagna il terreno è attualmente utilizzato per scopi agricoli con prevalenza di colture foraggere quali erba medica (*Medicago sativa*) o altre leguminose, a parte la viabilità asfaltata che accoglierà la pressoché totalità dei cavidotti MT e AT. Ciò concorda con quanto riportato negli strumenti urbanistici locali e con le informazioni acquisite c/o il Comune di Collesalveti, in base ai quali si evince che il progetto interessa esclusivamente:

- Collesalveti, la destinazione urbanistica: dalle previsioni del RUE le aree risultano all'interno della Zona Agricola a vocazione produttiva, art. 141 NTA RUE.

## Indice di occupazione

Si premette che non si terrà conto dei terreni che accoglieranno cavidotto MT e cavidotti AT: di fatto, essendo le opere interrato, non occuperanno del suolo in superficie e la stretta fascia di terreno in corrispondenza del loro passaggio, dopo poco tempo, tornerà allo stato ante operam a seguito di ritombamento vale a dire a fine posa in opera. Le occupazioni relative ai sostegni dei raccordi sono puntuali e non hanno peso nel computo complessivo.

Prendendo spunto dal lavoro di Baldescu & Barion (2011), nel presente paragrafo verrà esposto il rapporto tra **Superficie Occupata** e **Superficie Disponibile** in termini di **Indice di Occupazione** del suolo. I dati sono esposti nella seguente tabella:

OPERE	ANTITA'	MQ	SUP occupazione (mq)	Superficie Disponibile	indice
PANNELLI PV	46.564	1,303X2,384	144.644		
VIABILITA'	6.447,00	4,00	25.788		
SKID+STORAGE	9	26,30X4,90	1.159,83		
CABINE	1	25,40X12,00	304,80		
ALTRE SUPERFICI			-		
TOTALE			171.896,63	515.700	33,33%

*Tabella 3: indice di occupazione del Progetto, data dal rapporto Superficie Occupata su Superficie Disponibile.*

In base a quanto riportato poco sopra, si può sintetizzare dicendo che circa il 33,33% della Superficie Disponibile sarà occupata dal Progetto, al lordo degli asservimenti.

## 2.5 Criteri progettuali generali

Il Progetto è la sintesi del lavoro di un gruppo di professionisti composto da ingegneri, architetti, paesaggisti, archeologi, naturalisti, agronomi che hanno collaborato per l'ottimizzazione delle soluzioni tecniche e di producibilità e per la compatibilità con l'area di intervento al fine di non alterarne gli elementi paesaggistici e di biodiversità.

Nel rispetto delle norme di tutela ambientali e paesaggistiche vigenti la proposta progettuale ha tenuto conto dei seguenti aspetti:

1. Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito prevalentemente pianeggianti e a pendenze moderate tale da evitare movimenti terra eccessivi che comporterebbero un'alterazione della morfologia attuale del sito. Inoltre,

si è dato gran peso alla salvaguardia degli elementi che compongono il paesaggio a (vegetazione, acqua, uso del suolo, viabilità di cantiere, colorazioni degli elementi strutturali).

2. Vicinanza con il punto di connessione alla Rete Elettrica di Distribuzione Nazionale compatibilmente con i vincoli ambientali, idrogeologici, geomorfologici, infrastrutturali, e disponibilità dei suoli per la realizzazione del progetto.
3. Nella scelta delle strutture di appoggio dei moduli fotovoltaici sono state preferite quelle con pali di sostegno infissi con battipalo al fine di evitare la realizzazione di fondazioni e l'artificializzazione eccessiva del suolo. Sono state scelte strutture mobili e una configurazione dei moduli su di essi tale da lasciare uno spazio sufficiente ( 11,50) non solo ad evitare nel corso di esercizio dell'impianto fotovoltaico gli effetti terra-bruciata e desertificazione del suolo, ma anche la possibilità di **lasciare le aree non occupate a coltivo**.
4. Sono stati scelti moduli fotovoltaici ad alta efficienza nel tempo oltre che per garantire delle performance di producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico di lunga durata anche per ridurre i fenomeni di abbagliamento e inquinamento luminoso.
5. È stata massimizzata la captazione della radiazione solare annua disponibile, dove il generatore fotovoltaico è esposto alla luce solare scegliendo orientamento ed esposizioni ottimali, evitando fenomeni di ombreggiamento che costituiscono cause dirette di perdite d'energia prodotta, incidendo sul tempo di ritorno economico dell'investimento.
6. La distanza tra le file di moduli è stata scelta tale che oltre a evitare fenomeni di ombreggiamento anche per creare un equilibrio tra spazi coperti e spazi liberi tali da evitare un'alterazione delle caratteristiche naturali del suolo.
7. La predisposizione delle cabine di trasformazione all'interno dei campi è stata ottimizzata con la finalità di ridurre al minimo la viabilità interna e di conseguenza la sottrazione di suolo.
8. I suoli interessati all'installazione dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti in prossimità di viabilità già esistenti al fine di evitare la realizzazione di nuove viabilità e quindi alterazione del paesaggio attuale.
9. La recinzione metallica perimetrale prevede il varco di passaggio per la microfauna terrestre locale.
10. È prevista una fascia di mitigazione di 1,5 m per mascherare la recinzione e il campo fotovoltaico realizzata con fascia arborea di altezza tale da mitigare l'impatto visivo-percettivo dell'impianto fotovoltaico dall'esterno e da eventuali punti di belvedere e interesse paesaggistico nelle vicinanze dell'impianto fotovoltaico di progetto. Verranno utilizzati specie autoctone tali da favorire



una connettività eco sistemica con le colture presenti nelle aree circostanti all'impianto fotovoltaico.

11. I collegamenti elettrici in media tensione costituenti l'impianto fotovoltaico sono realizzati con cavidotti interrati alla profondità minima di 1 m al fine di ridurre le interferenze elettromagnetiche.
12. I tracciati degli elettrodotti e il posizionamento della Stazione Elettrica sono stati studiati in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del Testo unico emesso con RD 11 dicembre 1933 No. 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti e andranno ad interessare soltanto viabilità stradale, riducendo interferenze con i terreni agricoli e con l'habitat naturale.
13. Le posizioni delle Stazioni Elettriche sono state individuate su siti avente le migliori caratteristiche in ragione delle peculiarità di area sotto il profilo:
  - i. della orografia;
  - ii. della destinazione urbanistica e dei vincoli nel loro complesso;
  - iii. dall'ottimizzazione dell'occupazione del territorio essendo la Cabina Raccolta inclusa nelle particelle interessate dal parco fotovoltaico stesso e la Cabina Utente in prossimità della CP "Guasticce" di E-Distribuzione in comune di Collesalveti, località Guasticce.

La descrizione del progetto è finalizzata alla conoscenza esaustiva dell'intervento principale e delle opere connesse e alla descrizione delle caratteristiche fisiche e funzionali dello stesso, delle fasi di cantiere, di esercizio e di eventuale dismissione.

Sarà fornito il bilancio delle terre e rocce da scavo e gli esiti della loro caratterizzazione e destinazione secondo le indicazioni della normativa vigente.

In riferimento alla fase di **cantiere**, relativa a tutte le lavorazioni previste (opera principale ed opere connesse), il progetto comprende:

- l'individuazione delle aree utilizzate in modo permanente (fase di esercizio) e temporaneo, per le aree occupate dalle attività di cantiere principali (campi-base) e complementari (nuovi tracciati viari necessari per il raggiungimento delle zone operative);
- l'indicazione delle operazioni necessarie alla predisposizione delle aree di intervento (movimenti di terra e modifiche alla morfologia del terreno), il fabbisogno del consumo di acqua, di energia, le fonti di approvvigionamento dei materiali, le risorse naturali impiegate (acqua, territorio, suolo e biodiversità), la quantità e tipologia di rifiuti prodotti dalle lavorazioni;
- la descrizione dettagliata dei tempi di attuazione dell'opera principale e delle opere connesse, considerando anche la contemporaneità delle lavorazioni nel

caso insistano sulle stesse aree; del fabbisogno complessivo previsto di forza lavoro, in termini quantitativi e qualitativi; dei mezzi e macchinari usati e delle relative caratteristiche; della movimentazione da e per i cantieri, delle modalità di gestione del cantiere, delle misure di sicurezza adottate;

- il ripristino delle aree a fine lavorazioni.

In riferimento alla fase di **esercizio**, che si conclude alla fine della fornitura dei servizi o dei beni per la quale è stata progettata ed è successiva alla fine di ogni attività connessa alla costruzione dell'opera, compreso il collaudo, il progetto comprende:

- l'indicazione della durata di esercizio dell'intervento principale e delle opere connesse (vita dell'opera);
- la quantificazione dei fabbisogni di energia e delle risorse naturali eventualmente necessari e per il processo produttivo;
- l'elenco di tipologie e quantità dei residui delle emissioni previste (gassose, liquide, solide, sonore, luminose, vibrazionali, di calore, radioattive), sostanze utilizzate, quantità e tipologia di rifiuti eventualmente prodotti;
- la descrizione di interventi manutentivi richiesti per il corretto funzionamento delle opere, tempi necessari, frequenza degli interventi, eventuali fabbisogni di energia e di risorse naturali non già necessari per il suo normale esercizio, eventuali rifiuti ed emissioni diversi, in termini qualitativi e quantitativi, rispetto all'esercizio.

La fase di **dismissione**, parziale o totale dell'opera, comprende tutte le necessarie attività di cantiere per la demolizione o smantellamento delle singole componenti strutturali, finalizzate al ripristino ambientale dell'area. Sono descritte le modalità di smaltimento e/o di riutilizzo e/o di recupero dei materiali di risulta e/o dei componenti dell'opera.

### 3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

#### 3.1.1 Premessa

Si riporta una sintesi dell'elaborato DOC\_SIA\_81\_Quadro Programmatico allegato allo Studio di Impatto Ambientale relativo al progetto di un **impianto fotovoltaico** denominato "**EG SALVIA**" e delle relative opere di collegamento alla Rete Elettrica Nazionale (RTN), che la Società EG SALVIA Srl intende realizzare in Toscana nel territorio comunale di Collesalveti (LI).

#### 3.1.2 Scopo del progetto

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il progetto si inquadra in quelli che sono i programmi Nazionali e Internazionali per la transizione verso un'economia globale a impatto climatico zero entro il 2050.

In occasione della Conferenza sul clima tenutasi nel 2015 a Parigi è stato stipulato un nuovo accordo sul clima per il periodo dopo il 2020 che, per la prima volta, impegna tutti i Paesi, compreso l'Italia a ridurre le proprie emissioni di gas serra.

Nell'ambito di tale accordo l'Italia ha elaborato il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) in cui ha fissato degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Il Piano stabilisce inoltre il target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'accordo di Parigi e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050.

L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas.

L'uscita dal carbone al 2025 e la promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili, a partire dal settore elettrico, dovrà fare sì che al 2030 si raggiungano i 16 Mtep da FER, pari a 187 TWh di energia elettrica. Grazie in particolare alla significativa crescita di fotovoltaico la cui produzione dovrebbe triplicare ed eolico, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare, al 2030 il settore elettrico dovrebbe arrivare a coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017.

L'obiettivo finale del fotovoltaico è stato portato a 52 GW nel 2030, con la tappa del 2025 di 28,5 GW: si prevede dunque che negli ultimi 5 anni vengano installati più di 23 GW dei 30 GW nelle diverse regioni d'Italia vocate per la produzione di energia da fonte rinnovabile, tra cui figura anche la Regione Toscana.

In tale scenario l'impianto fotovoltaico di progetto con la sua produzione netta attesa di 56.258 MWh/anno di energia elettrica da fonte rinnovabile e con un sostanziale abbattimento di emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub> ogni anno risponde pienamente agli obiettivi energetici e climatici del Paese.

In sintesi, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto fotovoltaico proposto:

- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento atmosferico;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio;
- è stato progettato in modo compatibile con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;

Oltre a quanto detto le opere di connessione, e in particolare la Stazione Elettrica RTN, consentiranno di migliorare l'infrastruttura elettrica nazionale.

### 3.1.3 Procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale

Il progetto in esame risulta soggetto a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di competenza Statale in quanto rientra nella seguente categoria di opere comprese nell'Allegato II alla Parte seconda del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.:

- **punto 2** - impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.

Inoltre, si segnala che la tipologia progettuale è compresa anche tra quelle indicate dall'Allegato I-bis *"Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)"*, allegato introdotto nel D.Lgs. 152/06 dal D.L. 77/2021, al seguente punto:

- **punto 1.2.1** – Generazione di energia elettrica: impianti fotovoltaici.

Pertanto, il progetto in esame, ai sensi di quanto stabilito dall'art. 18, comma 1, lettera a) del decreto-legge n. 77 del 2021 (che ha modificato l'art. 7-bis, comma 2-bis del D.Lgs. 152/06), costituisce intervento di pubblica utilità, indifferibile e

urgente.

Lo **Studio di Impatto Ambientale (SIA)** è stato predisposto in conformità alle indicazioni fornite dalla normativa vigente a livello nazionale, secondo i contenuti previsti dall'Allegato VII della Parte Seconda del D.lgs. 152/2006, così come aggiornato dal D.lgs. 104/2017.

Più in particolare lo Studio è stato articolato in:

- **Quadro Programmatico (Capitolo 2)**, all'interno del quale viene descritto il quadro normativo di riferimento che regola il settore ambientale ed energetico, si analizzano gli strumenti di pianificazione e il sistema vincolistico che interessano il territorio e si verifica la compatibilità dell'intervento proposto con le previsioni dei piani e i vincoli ambientali e territoriali;
- **Quadro Progettuale (Capitolo 3)**, all'interno del quale si descrive il progetto nelle sue fasi (Punto 1 dell'allegato VII del D.lgs. 104/2017). In questo capitolo vengono altresì discusse le Alternative progettuali prese in considerazione (Punto 2).
- **Quadro Ambientale (Capitolo 4)**, che presenta la descrizione dello scenario di base (stato di fatto) e l'identificazione delle componenti ambientali, dei beni culturali e del paesaggio potenzialmente impattate (Punti 3 e 4).
- **Stima e analisi degli impatti (Capitolo 5)**, la quale comprende la descrizione della metodologia adottata per identificare i potenziali impatti e la relativa stima, l'indicazione delle misure di mitigazione adottate in fase progettuale o che verranno implementate in fase di esercizio per ridurre e/o annullare gli impatti attesi ed il piano di monitoraggio. In questa sezione sono inoltre comprese la **valutazione degli effetti cumulativi** con altri progetti autorizzati o impianti esistenti e il **piano di monitoraggio**, che riporta una descrizione dei monitoraggi ante e post operam proposti.

Si precisa, infine che la redazione dello Studio di Impatto Ambientale e degli elaborati di Progetto è stata curata dal gruppo di lavoro costituito dai seguenti professionisti:

- Ing. Domenico Memme, in qualità di coordinatore e responsabile del Progetto;
- Dott.ssa Eleonora Lamanna, in qualità responsabile della Progettazione Ambientale e Paesaggistica;
- Ing. Luigi Nardella, in qualità responsabile della Progettazione Generale e Strutturale;
- 3E Ingegneria, in qualità responsabile della Progettazione Elettrica in AT;
- Ing. Paolo Gabici, Tecnico Competente in Acustica Ambientale, che ha curato la redazione della Valutazione Previsionale di Impatto Acustico allegata al presente SIA.

## 3.2 Analisi di coerenza strumenti di pianificazione e vincolistica

Si riporta di seguito in sintesi l'esame della compatibilità del progetto con i principali strumenti di pianificazione territoriale e ambientale vigenti al momento della redazione dello studio, nonché con gli indirizzi di programmazione in ambito energetico.

### 3.2.1 Pianificazione energetica

#### 3.2.1.1 Normativa di riferimento Internazionale

##### Protocollo di Kyoto

Fin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto nel 1997, l'UE e i suoi stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche energetiche e misure comunitarie e nazionali per la riduzione di emissioni di gas serra fino al 2050. Durante questo periodo, l'UE ha stabilito di effettuare una regolare attività di monitoraggio e di relazione per la valutazione dei progressi raggiunti nel corso degli anni e per la valutazione degli impatti di eventuali nuove politiche. Per facilitare questa operazione, finora sono stati stabiliti due pacchetti fondamentali:

- Pacchetto per il clima e l'energia 2020;
- quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030.

Nel primo pacchetto sono state definite una serie di norme vincolanti volte al raggiungimento di tre principali obiettivi entro il 2020:

- 1) taglio del 20% delle emissioni di gas serra (rispetto ai livelli del 1990)
- 2) 20% del fabbisogno energetico ricavato da fonti rinnovabili
- 3) miglioramento del 20% dell'efficienza energetica

Tale pacchetto è stato sottoscritto nel 2007 dai leader dell'UE ed è stato recepito dalla legislazione nazionale nel 2009.

Il quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030, concordato dai leader dell'EU nel 2014, riprende i contenuti del primo pacchetto in quanto definisce gli stessi obiettivi con percentuali maggiorate, da raggiungere entro il 2030:

- taglio del 40% delle emissioni di gas serra (rispetto ai livelli del 1990);
- 27% del fabbisogno energetico ricavato da fonti rinnovabili;
- miglioramento del 27% dell'efficienza energetica.

A lungo termine, saranno necessari tagli ancora più incisivi per evitare pericolosi cambiamenti climatici. In quest'ottica, infatti, l'Ue si è impegnata a ridurre le

emissioni dell'80/90% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050, a condizione che tutti i paesi membri contribuiscano allo sforzo collettivo.

### **La strategia energetica europea**

Le politiche europee in materia di energia perseguono due principali obiettivi: quello della progressiva decarbonizzazione dell'economia e quello della piena realizzazione di un mercato unico.

Con specifico riguardo alle problematiche di maggiore interesse per il presente Studio, si evidenzia come negli ultimi anni l'Unione Europea abbia deciso di assumere un ruolo di leadership mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Il primo fondamentale passo in tale direzione è stato la definizione di obiettivi ambiziosi già al 2020.

Nel 2008, l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (cosiddetto "Pacchetto 20-20-20"), con i seguenti obiettivi energetici e climatici al 2020:

- un impegno unilaterale dell'UE a ridurre di almeno il 20% entro il 2020 le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050.
- un obiettivo vincolante per l'UE di contributo del 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi entro il 2020, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti.
- una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti al 2020, da ottenere tramite misure di efficienza energetica.

Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella direttiva efficienza energetica approvata in via definitiva nel mese di ottobre 2012.

In una prospettiva di progressiva riduzione delle emissioni climalteranti, il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 ha approvato i nuovi obiettivi clima energia al 2030, di seguito richiamati:

- riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel territorio UE rispetto al 1990;
- quota dei consumi finali di energia coperti da fonti rinnovabili pari al 27%, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- riduzione del 27% dei consumi finali di energia per efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

Negli auspici del Consiglio d'Europa, un approccio comune durante il periodo fino al

2030 aiuterà a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

Il quadro delineato al 2030 contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

1. assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
2. renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
3. riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia e
4. crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

Lo stesso, inoltre, apporta anche benefici sul piano dell'ambiente e della salute, ad esempio riducendo l'inquinamento atmosferico.

Nell'ambito dell'Unione Europea, inoltre, si è da alcuni anni iniziato a discutere sugli scenari e gli obiettivi per orizzonti temporali di lungo e lunghissimo termine, ben oltre il 2020. Nello studio denominato Energy Roadmap 2050 si prevede, infatti, una riduzione delle emissioni di gas serra del'80-95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico di oltre il 95%. I diversi scenari esaminati dalla Commissione per questo percorso assegnano grande importanza all'efficienza energetica e alla produzione da fonti rinnovabili, guardando anche con attenzione all'utilizzo di energia nucleare e allo sviluppo della tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage), e prevedendo un ruolo fondamentale per il gas durante la fase di transizione, che consentirà di ridurre le emissioni sostituendo carbone e petrolio nella fase intermedia, almeno fino al 2030÷2035. I principali cambiamenti strutturali identificati includono:

- un aumento della spesa per investimenti e una contemporanea riduzione di quella per il combustibile;
- un incremento dell'importanza dell'energia elettrica, che dovrà quasi raddoppiare la quota sui consumi finali (fino al 36-39%) e contribuire alla decarbonizzazione dei settori dei trasporti e del riscaldamento;
- un ruolo cruciale affidato all'efficienza energetica, che potrà raggiungere riduzioni fino al 40% dei consumi rispetto al 2005;
- un incremento sostanziale delle fonti rinnovabili, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60 al 90% dei consumi elettrici);
- un incremento delle interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti.

### **Green Deal (GD)**

L'attuale Commissione Ue, guidata da Ursula von Der Leyen, ha presentato a dicembre 2019 il suo Green Deal (GD) che punta a realizzare un'economia "neutrale"



sotto il profilo climatico entro il 2050, ossia azzerare le emissioni nette di CO<sub>2</sub> con interventi in tutti i settori economici, dalla produzione di energia ai trasporti, dal riscaldamento/raffreddamento degli edifici alle attività agricole, nonché nei processi manifatturieri, nelle industrie "pesanti" e così via.

Tra i temi più importanti su energia e ambiente del GD:

la possibilità di eliminare i sussidi ai combustibili fossili e in particolare le esenzioni fiscali sui carburanti per navi e aerei, seguendo la logica che il costo dei mezzi di trasporto deve riflettere l'impatto di tali mezzi sull'ambiente;

la possibilità di adottare una "carbon border tax" per tassare alla frontiera le importazioni di determinati prodotti, in modo che il loro prezzo finale rispecchi il reale contenuto di CO<sub>2</sub>, ossia la quantità di CO<sub>2</sub> rilasciata nell'atmosfera per produrre quelle merci;

**Decarbonizzare il mix energetico, puntando in massima parte sulle rinnovabili**, con la contemporanea rapida uscita dal carbone.

Nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990.

Sono state prese in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili, in maniera da garantire il progredire verso un'economia climaticamente neutra e gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi.

**Obiettivi chiave per il 2030:**

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)
- **una quota almeno del 32% di energia rinnovabile**
- un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

L'obiettivo della riduzione del 40% dei gas serra è attuato mediante il sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (il cd ETS), il regolamento sulla condivisione degli sforzi con gli obiettivi di riduzione delle emissioni degli Stati membri, e il regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura. In tal modo tutti i settori contribuiranno al conseguimento dell'obiettivo del 40% riducendo le emissioni e aumentando gli assorbimenti.

Al fine di mettere in atto e realizzare questi obiettivi chiave, **il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha adottato un pacchetto di proposte per rendere le politiche dell'UE in materia di clima, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55%**

**entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990.**

Tra le varie proposte è prevista anche la **revisione della direttiva RED (Renewable Energy Directive) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili**. La Commissione ha stabilito nuovi target vincolanti sulle fonti pulite, precisando anche quali fonti di energia possono essere considerate pulite. **La direttiva sulle energie rinnovabili fisserà un obiettivo maggiore per produrre il 40% della nostra energia da fonti rinnovabili entro il 2030**. Tutti gli Stati membri contribuiranno a questo obiettivo e verranno proposti obiettivi specifici per l'uso delle energie rinnovabili nei trasporti, nel riscaldamento e raffreddamento, negli edifici e nell'industria. La produzione e l'uso di energia rappresentano il 75% delle emissioni dell'UE e, quindi, è fondamentale accelerare la transizione verso un sistema energetico più verde.

### **Relazione con il progetto**

Il presente progetto di costruzione di un impianto fotovoltaico può considerarsi in linea con gli obiettivi strategici della politica energetica europea, in quanto si pone come obiettivo lo sviluppo sostenibile e l'incremento della quota di energia rinnovabile, contribuendo a ridurre le emissioni di gas a effetto

#### ***3.2.1.2 Normativa di riferimento Nazionale***

### **Strategia Energetica Nazionale (SEN)**

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) è il documento programmatico di riferimento per il settore dell'energia, entrato in vigore con il Decreto Ministeriale 10 novembre 2017. Gli obiettivi che muovono la Strategia Energetica Nazionale sono finalizzati a rendere il sistema energetico nazionale più competitivo, sostenibile, in linea con i traguardi stabiliti dalla COP21, e sicuro, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia. Per perseguire tali obiettivi la SEN fissa dei target quantitativi, di cui se ne elencano alcuni di seguito:

- efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il divario di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e

quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);

- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025 da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

In relazione agli aspetti legati all'inserimento ambientale e paesaggistico degli impianti fotovoltaici a terra, di particolare interesse per il presente Studio, la SEN caldeggia un approccio orientato allo sfruttamento prioritario delle superficie di grandi edifici e di aree industriali dismesse, di quelle adiacenti alle grandi infrastrutture e alle aree produttive, e quelle già compromesse per preesistenti attività produttive, in coerenza con i criteri già delineati dal D.M. 10/09/2010.

### **Piano Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è stato pubblicato nella versione definitiva in data 21 gennaio 2020 dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e costituisce, di fatto, un aggiornamento rispetto a quanto previsto nella Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Infatti, il PNIEC è un documento vincolante e dunque, una volta definiti gli obiettivi, non sarà possibile effettuare delle deviazioni dal percorso tracciato.

Il Piano stima che la percentuale di copertura delle fonti rinnovabili elettriche sui consumi finali lordi di energia elettrica dovrà essere pari al 55,4% al 2030, un progresso di 0,4% rispetto all'obiettivo fissato dalla SEN. In particolare, il PNIEC pone come obiettivo il raggiungimento di oltre 50 GW prodotti da impianti fotovoltaici entro il 2030, segnalando che di questi circa 20 GW sono già in esercizio.

È evidente quindi che il progetto in esame si integra perfettamente con le politiche energetiche nazionali, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi fissati nel PNIEC in termini di rinnovabili elettriche.

## **Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU), concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza, che ha una durata di 6 anni (dal 2021 al 2026) e una dimensione totale di 672,5 miliardi di euro.

Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo (digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale) e lungo le seguenti missioni:

- Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura, con l'obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l'innovazione del sistema produttivo, e investire in turismo e cultura;
- Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica, con gli obiettivi principali di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva;
- Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile, il cui obiettivo primario è lo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese;
- Istruzione e Ricerca, con l'obiettivo di rafforzare il sistema educativo, le competenze digitali e tecnico-scientifiche, la ricerca e il trasferimento tecnologico;
- Inclusione e Coesione, per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro, rafforzare le politiche attive del lavoro e favorire l'inclusione sociale;
- Salute, con l'obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio, modernizzare e digitalizzare il sistema sanitario e garantire equità di accesso alle cure.

Il Piano prevede inoltre un ambizioso programma di riforme per facilitare la fase di attuazione e, più in generale, contribuire alla modernizzazione del Paese, rendendo il contesto economico più favorevole allo sviluppo dell'attività d'impresa.

Di particolare interesse, ai fini del presente Studio, è la missione relativa alla rivoluzione verde e transizione ecologica, la quale consiste in:

- C1. Economia circolare e agricoltura sostenibile;
- C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;
- C3. Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
- C4. Tutela del territorio e della risorsa idrica.

In merito allo sviluppo dell'energia rinnovabile, il Piano prevede un incremento della quota di energia prodotta da FER, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, attraverso:

- lo sviluppo dell'agro-voltaico, ossia l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte. L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>;
- la promozione delle rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo, ipotizzando che riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1.250 kWh per kW, ovvero circa 2.500 GWh annui, i quali contribuirebbero a una riduzione delle emissioni di gas serra stimata in circa 1,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno;
- la promozione impianti innovativi (incluso off-shore), che combinino tecnologie ad alto potenziale di sviluppo con tecnologie più sperimentali (come i sistemi che sfruttano il moto ondoso), in assetti innovativi e integrati da sistemi di accumulo. La realizzazione di questi interventi, per gli assetti ipotizzati in funzione delle diverse tecnologie impiegate, consentirebbe di produrre circa 490 GWh anno che contribuirebbero ad una riduzione di emissioni di gas climalteranti stimata intorno alle 286.000 tonnellate di CO<sub>2</sub>;
- lo sviluppo del biometano.

Il Legislatore evidenzia la circostanza che, per rispettare gli obiettivi UE sul clima e l'energia entro il 2030, l'Italia deve raggiungere i 52 GWp di installazioni fotovoltaiche (circa 30 GWp in più rispetto ai circa 22 GWp attuali). Per raggiungere il suddetto obiettivo al 2030 a livello nazionale si dovrebbero garantire una media dell'installato di circa 3 GWp all'anno.

Alla luce degli obiettivi sopra esposti si avverte dunque, a livello di governance, una necessità impellente di imprimere un'accelerazione all'installazione di impianti fotovoltaici.

### ***3.2.1.3 Piano Energetico Ambientale Regionale Toscana***

Illustrato nella Relazione specifica SIA

### **3.2.2 Normativa di Pianificazione Territoriale, Ambientale e Paesaggistica**

**Per ciò che riguarda la normativa specifica e pianificazione ai livelli regionale e sub Regionale ai piani di settore ecc. e la rispondenza del progetto a tale normativa e strumenti di pianificazione si rimanda al SIA.**

## 4. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

Gli argomenti del presente capitolo sono stati tutti trattati del documento **SIA** allegato al progetto cui si rimanda.

## 5. FONTE ENERGETICA. PRODUCIBILITÀ E BENEFICI AMBIENTALI

### 5.1 Descrizione fonte energetica utilizzata e modalità approvvigionamento

#### Energia Solare

In tempi in cui il fabbisogno di energia elettrica non cessa ad invertire la sua tendenza sempre crescente, la necessità di svincolarsi dalle fonti energetiche tradizionali, legate ad alti costi e problematiche ambientali, risulta di fondamentale importanza.

Con queste premesse, nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole. Come per un qualsiasi impianto ad energia rinnovabile, la fonte primaria risulta aleatoria e quindi solo statisticamente prevedibile.

Quindi si può affermare che il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutta l'energia usata nel mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto vaste per raccoglierne quantitativi soddisfacenti.

L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettanza delle superfici.

Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente i raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio.

La radiazione globale è la somma delle tre e, in Italia, in una bella giornata, può raggiungere un'intensità di 1000-1500 W/m<sup>2</sup>. La media annuale degli apporti solari è di 4,7 kWh/giorno/m<sup>2</sup>, ma gli apporti variano molto con le stagioni, si può infatti passare da un valore di 2,0 kWh/giorno/m<sup>2</sup> in Sicilia nel mese di dicembre, fino a 7,2 kWh/giorno/m<sup>2</sup> in luglio.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno, come accennato, sì bisogno di vaste aree, ma anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità (vita utile superiore a 25 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;
- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,47 kg di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,47 kg di anidride carbonica.

Un impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera di gas che contribuiscono all'effetto serra e risparmio sul combustibile fossile, argomento già trattato in Premessa nel paragrafo "Attenzione per l'Ambiente", in cui sono stati stimate le quantità di emissioni evitate di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni.

Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

### **Principio di funzionamento**

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico, che si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (tra cui il silicio, opportunamente trattato) di generare elettricità una volta colpiti dai raggi del sole.

Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

I moduli fotovoltaici possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il



semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta generalmente intorno al 20%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 20 si trasformano in elettricità; per ovviare a questi rendimenti non molto elevati, grazie alla struttura modulare dei pannelli, è possibile accoppiare più celle così da raggiungere potenze che oggi arrivano a 700 Watt di picco. In altre parole, considerando ad esempio la superficie di ogni modulo fotovoltaico da 72 celle si aggira intorno a 2,3/2,5 m<sup>2</sup>, per soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 5 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 12/13 m<sup>2</sup>.

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel presente progetto sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata e immessa nella rete.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto in oggetto, con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.



## Moduli fotovoltaici

Tra le tecnologie disponibili allo stato attuale per la realizzazione di moduli fotovoltaici per il presente progetto sono stati scelti Moduli in silicio monocristallino.

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).

L'efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata della durata di 25-30 anni.

## 5.2 Producibilità Attesa

### Quadro Generale

A livello territoriale, la provincia di Livorno presenta condizioni di irraggiamento meno favorevoli rispetto alle regioni centrali e meridionali del nostro paese ma comunque di gran lunga accettabili, mentre sono estremamente più favorevoli nei confronti degli altri paesi del Centro-Nord Europa, in alcuni dei quali peraltro le applicazioni di questa tecnologia sono notevolmente maggiori, nonostante le condizioni ambientali peggiori.

In generale, la radiazione solare si presenta mediamente sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di 1367 W/m<sup>2</sup> (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico. Sulla superficie terrestre invece, a causa della rotazione della terra sul proprio asse e poiché l'asse di rotazione terrestre è inclinato di 23,5° rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l'ora del giorno oltre che dal giorno dell'anno. Di conseguenza per una valutazione dettagliata ed affidabile della potenza della radiazione solare complessiva raccolta da un modulo fotovoltaico occorrerà tener conto di molti fattori come: la latitudine, l'inclinazione e l'orientamento dei moduli, i tre componenti della radiazione solare, diretta, diffusa e di albedo (contributo solare dalla riflessione sul suolo o da ostacoli) oltre all'aleatorietà delle condizioni climatiche.

Al fine di fare stime di producibilità di un impianto fotovoltaico con una accuratezza sufficiente, si può fare riferimento ai dati storici sull'irraggiamento solare e in particolare alle medie mensili giornaliere su base annua di radiazione globale sul piano orizzontale fornite dalla Norma UNI 10349, sulla base della banca di dati di

irraggiamento ufficiali rilevati in località sparse sul territorio italiano ed elaborati su medie statistiche, riporta i dati standardizzati di radiazione solare per i 101 capoluoghi di provincia. In particolare, sono disponibili le medie giornaliere mensili di radiazione solare diretta e di radiazione solare diffusa rapportate al piano orizzontale. Da questa andrebbe valutata la radiazione solare incidente su superficie inclinata, sono diversi i metodi di calcolo (tra i quali il più noto è quello di Liu-Jordan).

Tuttavia, questi i dati di radiazione contenuti nelle norme non sono sempre i più aggiornati ed inoltre al fine di modellizzare la producibilità energetica occorrono algoritmi di calcolo via via sempre più complessi e accurati.

### **Criterio di stima dell'energia prodotta**

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione 7.2.16), software di riferimento per il settore fotovoltaico implementato dall'Università di Ginevra, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni, su base di dati di irraggiamento del sito resi disponibili da dati Meteonorm.

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV, inverter, cavi e trasformatori).

### **Ombreggiamento**

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento. Il sito in esame non è soggetto a fenomeni di ombreggiamento significativo da parte di edifici, alberi, tralicci o altri elementi di tipo puntuale quali antenne, fili ecc...; dal momento che i moduli fotovoltaici sono posizionati a terra, la sporcizia sui pannelli, dovuta a polvere, terra ed agenti atmosferici ecc., in condizioni ordinarie di manutenzione, avrà un'incidenza non inferiore al 5%. Per cui, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,95, che corrisponde ad una perdita di produttività del 5%.

Di seguito il diagramma solare, relativo alla località oggetto dell'intervento. I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimuth solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni, uno per mese, sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese. Nel riferimento polare, i raggi uniscono punti di uguale azimuth, mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°). Nel riferimento cartesiano, gli angoli azimuthale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio sono riportate le linee relative all'ora: si tratta dell'ora solare vera, che differisce dal tempo medio scandito dagli usuali orologi.

### **Albedo**

Bisogna inoltre tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici (capacità di riflettere parte della luce incidente su una data superficie o materiale) della zona in cui è inserito l'impianto. Vengono pertanto definiti i valori medi mensili di albedo.

Per tenere conto del contributo di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, pari a 0,2 (terreni con vegetazione secca).

### **Risultati e producibilità**

La stima della producibilità è stata calcolata, come detto, con il programma PVsyst V7.2.8 ed è stata condotta per impianto su inseguitori solari mono assiali Trackers:

La producibilità complessiva è risultata, come dai rapporti seguenti pari a:

$$E = 56.258 \text{ MWh/anno}$$



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, Trina 690, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Tracking system with backtracking

System power: 32.13 MWp

IT\_Collesalvetti - Italy

**Author** Enfinity



## Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

### PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:  
19/07/22 19:31  
with v7.2.16

Enfinity Iberia SLU (Spain)

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
IT_Collesalvetti		Latitude	43.63 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	10.44 °E		
		Altitude	-1 m		
		Time zone	UTC		
<b>Meteo data</b>					
IT_Collesalvetti					
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		Linear shadings	
Orientation		Astronomic calculation			
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated			
Axis azimuth 0 °					
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	46564 units	<b>Inverters</b>		9 units	
Pnom total	32.13 MWp	Nb. of units		31.92 MWac	
		Pnom total		24.93 MWac	
		Grid power limit		1.289	
		Grid lim. Pnom ratio			
<b>User's needs</b>					
Unlimited load (grid)					

### Results summary

Produced Energy	56 GWh/year	Specific production	1751 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.07 %
Apparent energy	56258 MVAh				

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
P50 - P90 evaluation	9



**PVsyst V7.2.16**  
 VC2, Simulation date:  
 19/07/22 19:31  
 with v7.2.16

### Project: Collesalveti

Variant: Collesalveti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

#### General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking										
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithms</b>										
Orientation		Astronomic calculation										
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated										
Axis azimuth	0 °											
<b>Models used</b>		<b>Backtracking array</b>										
Transposition	Perez	Nb. of trackers	613 units									
Diffuse	Perez, Meteorom	<b>Sizes</b>										
Circumsolar	separate	Tracker Spacing	11.5 m									
		Collector width	4.92 m									
		Ground Cov. Ratio (GCR)	42.8 %									
		Phi min / max	-/+ 60.0 °									
		<b>Backtracking strategy</b>										
		Phi limits	+/- 64.6 °									
		Backtracking pitch	11.5 m									
		Backtracking width	4.92 m									
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>										
Free Horizon		Linear shadings										
<b>Bifacial system</b>		<b>User's needs</b>										
Model	2D Calculation unlimited trackers	Unlimited load (grid)										
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>										
Tracker Spacing	11.50 m	Ground albedo average	0.16									
Tracker width	4.92 m	Bifaciality factor	80 %									
GCR	42.8 %	Rear shading factor	4.0 %									
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	3.5 %									
		Shed transparent fraction	4.0 %									
<b>Monthly ground albedo values</b>												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.13	0.15	0.16	0.18	0.18	0.18	0.18	0.16	0.14	0.14	0.13	0.13	0.16
<b>Grid injection point</b>		<b>Power factor</b>										
<b>Grid power limitation</b>		Cos(phi) (leading)										
Active Power	24.93 MWac	1.000										
Prpom ratio	1.289											

#### PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd	Manufacturer	Ingeleam
Model	CS7N-690TB-AG 1500V	ModelS_3Power_3825TL_C640_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]	
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	690 Wp	Unit Nom. Power	3547 kWac
Number of PV modules	46564 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	32.13 MWp	Total power	31923 kWac
Modules	1663 Strings x 28 In series	Operating voltage	909-1300 V
<b>At operating cond. (56°C)</b>		Prpom ratio (DC:AC)	1.01
Pmpp	29.73 MWp		
U mpp	1016 V		
I mpp	29254 A		




**PVsyst V7.2.16**

 VC2, Simulation date:  
19/07/22 19:31  
with v7.2.16

**Project: Collesalvetti**

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

**PV Array Characteristics**

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	32129 kWp	Total power	31923 kWac
Total	45554 modules	Number of inverters	9 units
Module area	144544 m <sup>2</sup>	Prom ratio	1.01

**Array losses**

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.58 mΩ			
		Uc (const)	30.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.6 % at STC			
		Uv (wind)	1.2 W/m <sup>2</sup> Km/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

**System losses**

Auxiliaries loss	
Proportional to Power	4.0 W/W
20.0 kW from Power Fresh.	
Night aux. cons.	5.00 kW

**AC wiring losses**

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	640 Vac tri
Loss Fraction	0.82 % at STC
Inverter: IS_3Power_382STL_C640_IP65 (2021-12-03_up to 50°C)	
Wire section (9 Inv.)	Copper 9 x 3 x 1500 mm <sup>2</sup>
Average wire length	76 m
MV line up to injection	
MV Voltage	30 kV
Wire	Copper 3 x 300 mm <sup>2</sup>
Length	6400 m
Loss Fraction	1.41 % at STC

**AC losses in transformers**

MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	31588 kVA
Iron loss (night disconnected)	31.59 kW
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.14 mΩ
Loss Fraction	1.10 % at STC



PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:  
19/07/22 19:31  
with v7.2.16

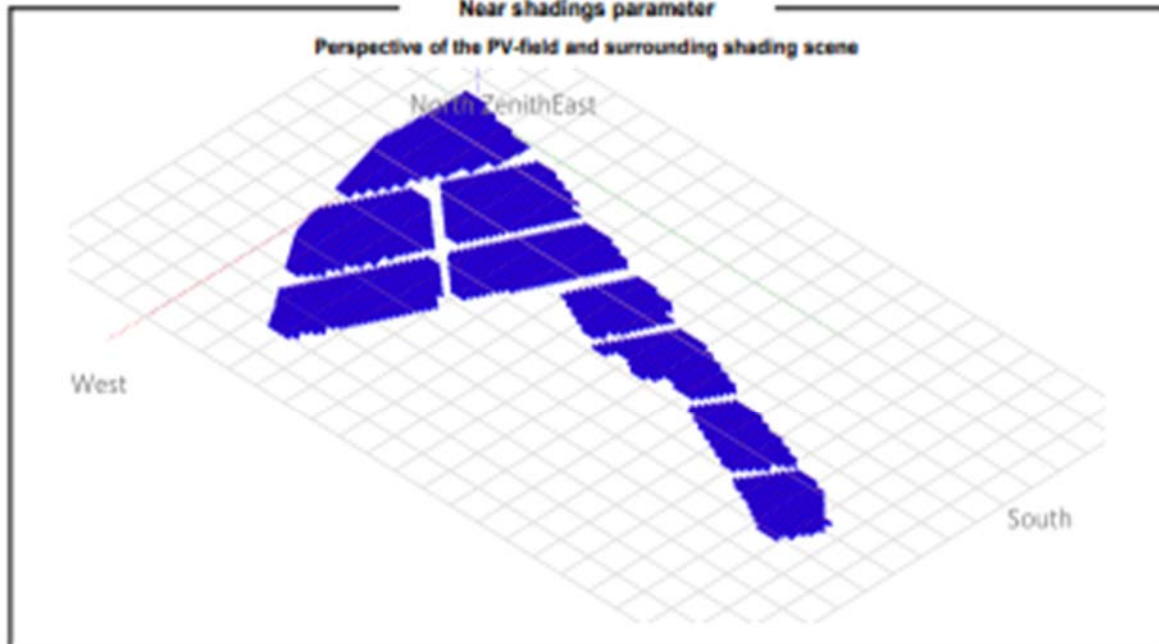
Project: Collesalvetti

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 600 Ntype, 11.6m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

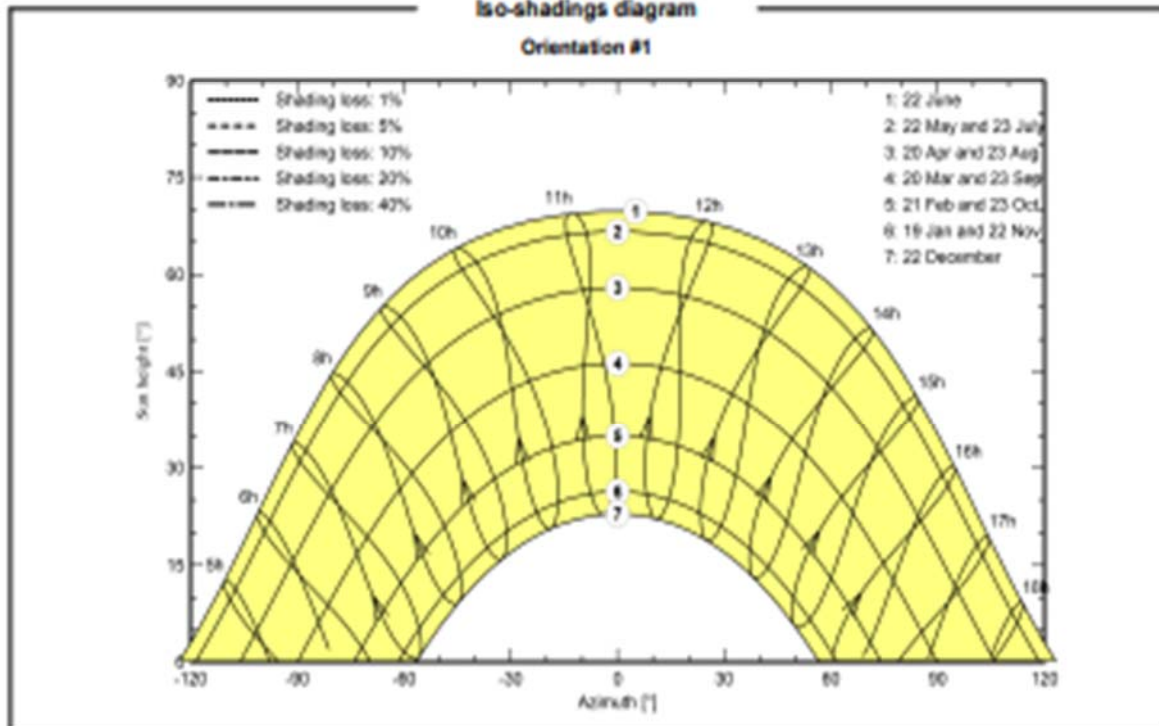
## Near shadings parameter

## Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



## Iso-shadings diagram

## Orientation #1







**PVsyst V7.2.16**  
 VC2, Simulation date:  
 19/07/22 19:31  
 with v7.2.16

**Project: Collesalvetti**

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

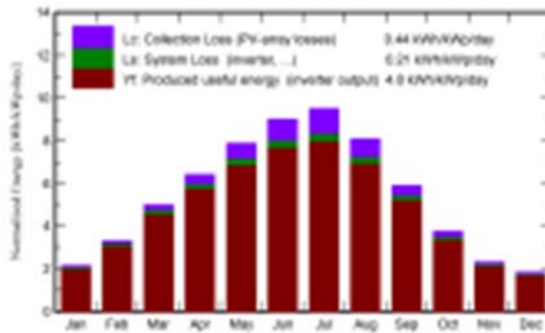
Enfinity Iberia SLU (Spain)

**Main results**

**System Production**

Produced Energy (P50)	56 GWh/year	Specific production (P50)	1751 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	88.07 %
Produced Energy (P90)	54.8 GWh/year	Specific production (P90)	1705 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	54.4 GWh/year	Specific production (P95)	1692 kWh/kWp/year		
Apparent energy	56258 MVAh				

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	50.1	23.90	9.20	66.6	64.6	2.074	1.994	0.932
February	66.7	30.70	9.50	92.5	90.1	2.885	2.774	0.934
March	117.2	50.20	11.60	154.1	150.3	4.743	4.551	0.919
April	147.8	63.60	14.30	193.1	188.5	5.907	5.557	0.896
May	189.9	78.20	18.10	244.9	239.1	7.184	6.872	0.873
June	208.4	78.70	21.90	270.8	264.8	7.780	7.440	0.855
July	222.6	74.60	24.50	295.3	288.8	8.354	7.984	0.842
August	190.1	68.10	24.80	251.3	245.7	7.261	6.950	0.861
September	135.1	55.00	21.50	177.7	173.2	5.243	5.027	0.880
October	88.9	41.60	17.80	115.9	112.9	3.503	3.366	0.904
November	52.6	26.40	13.60	69.3	67.2	2.131	2.048	0.920
December	42.4	20.20	10.19	56.8	54.9	1.763	1.695	0.929
<b>Year</b>	<b>1513.8</b>	<b>611.20</b>	<b>16.46</b>	<b>1988.2</b>	<b>1940.0</b>	<b>58.728</b>	<b>56.258</b>	<b>0.881</b>

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



**PVsyst V7.2.16**

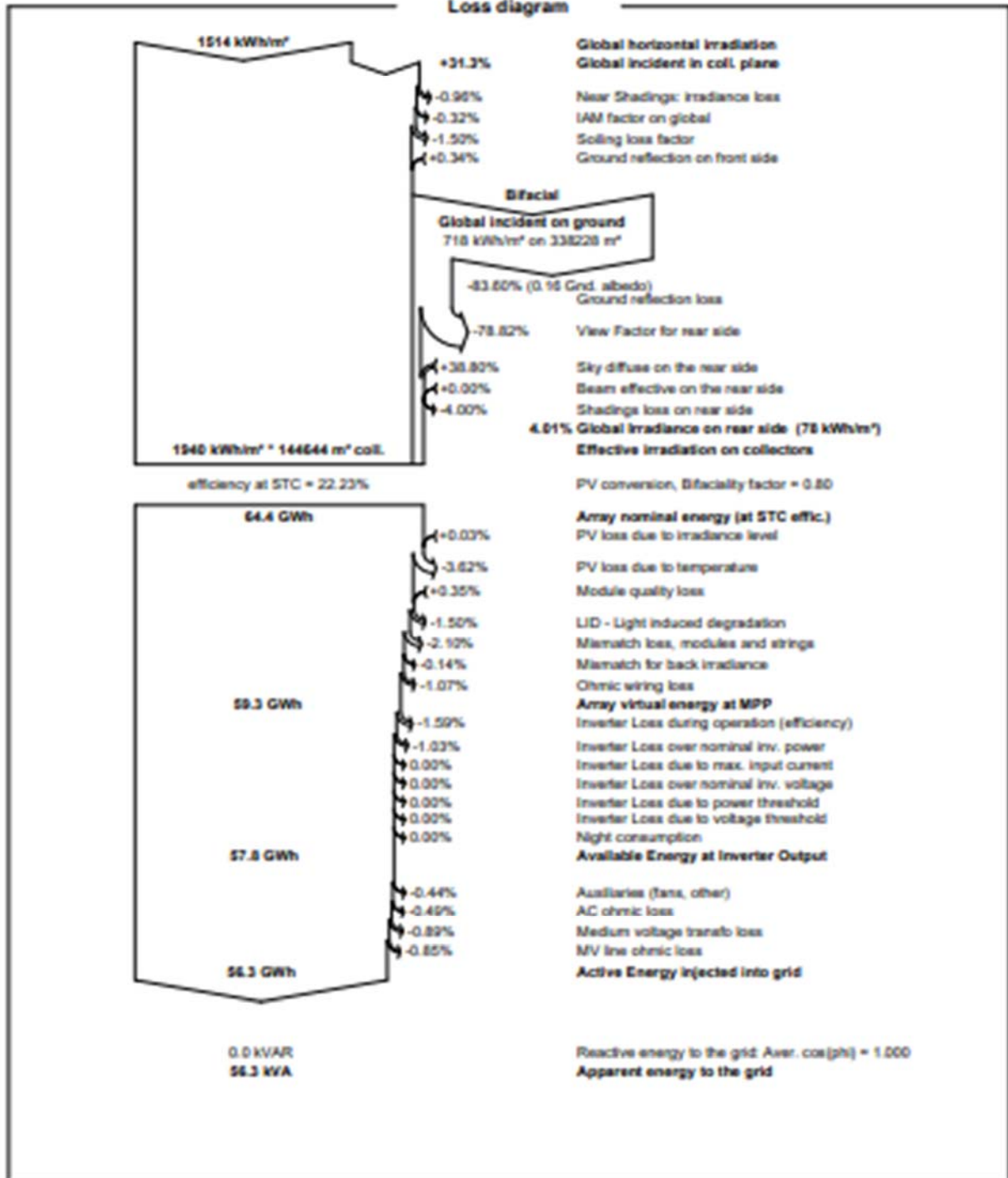
VC2, Simulation date:  
19/07/22 19:31  
with v7.2.16

**Project: Collesalveti**

Variant: Collesalveti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

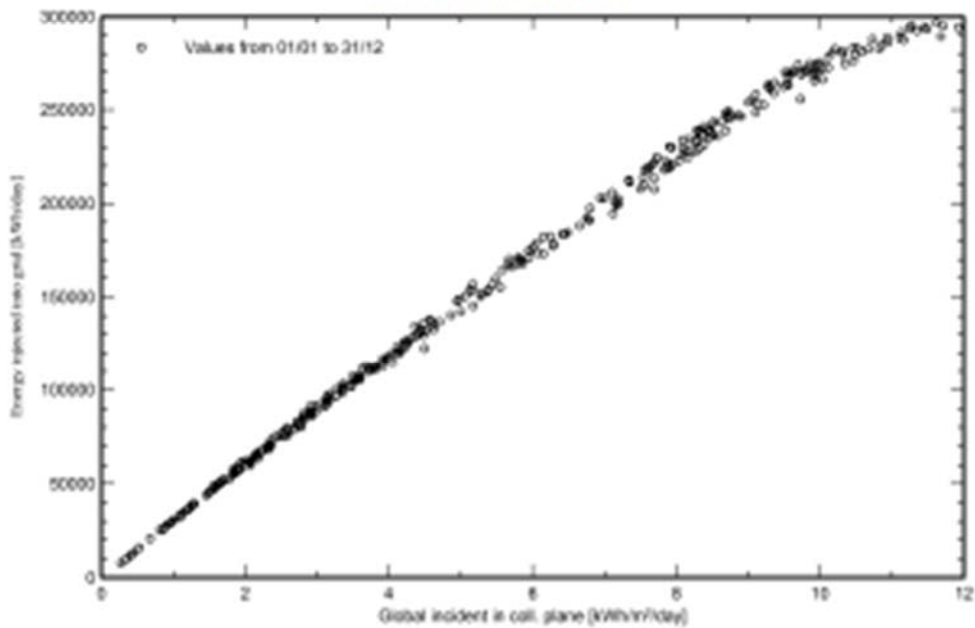
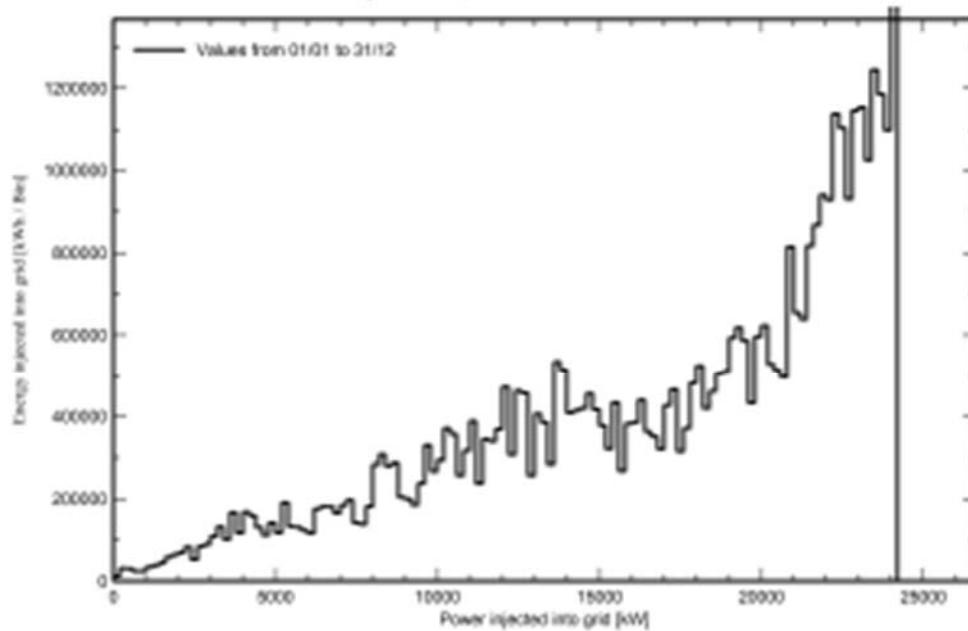
**Loss diagram**



**PVsyst V7.2.16**VC2, Simulation date:  
19/07/22 19:31  
with v7.2.16**Project: Collesalvetti**

Variant: Collesalvetti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

**Special graphs****Daily Input/Output diagram****System Output Power Distribution**



**PVsyst V7.2.16**

VC2, Simulation date:  
19/07/22 19:31  
with v7.2.16

**Project: Collesalveti**

Variant: Collesalveti (TR2V, CSI 690 Ntype, 11.5m) 32.12MWp (2D) 1751

Enfinity Iberia SLU (Spain)

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source: SolarGIS Monthly aver., period not spec.  
Kind: Monthly averages  
Synthetic: Multi-year average  
Year-to-year variability (Variance): -1.0 %  
**Specified deviation**  
Climate change: 0.0 %

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum): 2.1 %

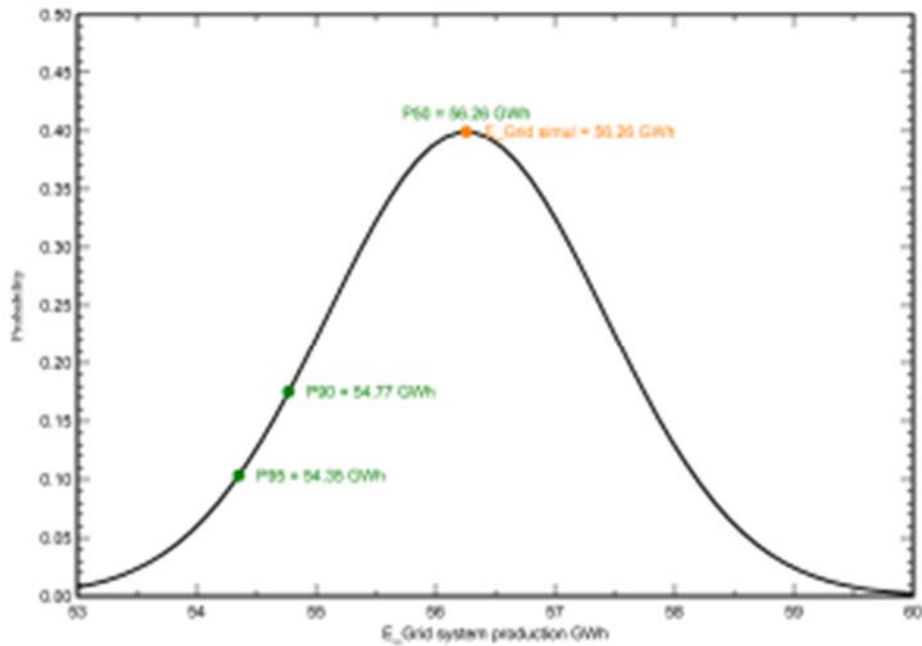
**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters: 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty: 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties: 1.0 %  
Degradation uncertainty: 1.0 %

**Annual production probability**

Variability: 1.16 GWh  
P50: 55.26 GWh  
P90: 54.77 GWh  
P95: 54.35 GWh

**Probability distribution**



### 5.3 Benefici Ambientali

#### Attenzione per l'ambiente

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno e la perdita di efficienza dello 0,45 % per i successivi, le considerazioni successive valgono per il ciclo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

#### Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Sulla base dei coefficienti di conversione adottati da FIRE in relazione a quanto previsto al punto 13 della nota esplicativa della circolare MISE del 18 dicembre 2014 ed applicando il coefficiente relativo a "elettricità prodotta in loco da idraulico, eolico, fotovoltaico e geotermia, si ha:

$$56.258 \times 0,187 = \mathbf{10.520,25 \text{ T.E.P.}}$$

#### Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra. Sulla base dei dati precedentemente riportati possiamo assumere che la riduzione di emissioni in atmosfera sarà pari a:

$$56.258.000 \text{ kWh} \times 0,47 \text{ kg/kWh} = 26.441.260.000 \text{ kg pari a circa } 26.441,26 \text{ tn di CO}_2.$$

## 6. DESCRIZIONE TECNICA INTERVENTO PROGETTUALE

### 6.1 Descrizione Tecnica Dell'Impianto Fotovoltaico

#### 6.1.1 Descrizione e caratteristiche generali - impianto fotovoltaico

##### 6.1.1.1 Descrizione generale

L'impianto fotovoltaico "EG SALVIA" nel comune di Collesalvetti (LI) di potenza in DC di 32.129,00 kWp e potenza di immissione massima pari a 24,93 MW è costituito da moduli fotovoltaici, dimensioni 1,303x2,384, tutti su strutture mobili mono assiali (trackers) doppi in verticale con tilt 0°/60°, pitch di 11,50 m, con le seguenti configurazioni,:

- Trackers da 2x7-2x 14-2x21 moduli;

distribuiti nei vari Sotto Campi.

L'impianto fotovoltaico prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici con potenza nominale di 690 Wp con celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio presentano rendimenti di conversione più elevati.

I moduli fotovoltaici sono posizionati su struttura mobile con asse di rotazione orientata verso sud e angolo di tilt variabile tra 0° e 60°. La inter-distanza delle file è calcolata a partire da una distanza minima in funzione del tilt dei moduli in modo da non creare ombreggiamento tra le file all'altezza del sole nel mezzogiorno del solstizio d'inverno.

Le strutture supporta un modulo per i trackers in verticale fissati ad un asse di rotazione in acciaio zincato, che ne forma il piano d'appoggio, a sua volta opportunamente incernierato ad un palo, anch'esso in acciaio zincato, che sarà collocato tramite infissione diretta nel terreno. Questa tipologia di struttura evita in generale l'esecuzione di opere di calcestruzzo e faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, diminuendo drasticamente le modifiche subite dal suolo.

Le stringhe fotovoltaiche, derivanti dal collegamento dei moduli, saranno da 36 moduli; il collegamento elettrico tra i vari moduli avverrà direttamente sotto le strutture con cavi esterni graffettati alle stesse. Le stringhe saranno disposte secondo file parallele e collegate direttamente a ciascun ingresso degli inverter distribuiti multistringa di marca HUAWEI tipo SUN 2000 215KTL-H3.

Gli inverter con potenza nominale di 200 kVA ( $\cos\phi=1$ ) e 215 kWp sono collocati in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua, e sono caratterizzati dalle seguenti caratteristiche: elevata resa (12 MPPT con efficienza massima 99,1%,



funzione anti-PID integrata, compatibilità con moduli bifacciali), gestione intelligente (funzione scansione curva IV e diagnosi, tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa), elevata sicurezza (protezione IP65/NEMA4 e classe C5 anticorrosione, SPD tipo II sia per CC che CA, conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali IEC).

L'energia viene convertita negli inverter, trasformando la tensione da 1500Vcc (continua) a 800 Vca (alternata), e viene trasportata, con linee indipendenti per ciascun inverter, per mezzo di cavi BT a 800 V direttamente interrati alle cabine di trasformazione BT/MT che innalzano la tensione da 800 V a 30kV.

Ciascun inverter verrà collegato al quadro di parallelo inverter, collocato nello scomparto di bassa tensione nelle cabine di trasformazione nel locale, equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico o elettronici a controllo di massima corrente e cortocircuito) per ciascuna linea inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per mezzo del quale verrà effettuato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore BT/MT. Le cabine di trasformazione sono della tipologia plug-and-play, pre-assemblate in fabbrica, trasportabile in sito pronte per essere installate e rappresentano una soluzione funzionale con un considerevole risparmio di tempo e di costi, dal momento che vengono fornite in campo già assemblate sia meccanicamente che elettricamente, nonché rapidità e facilità nella fase di smontaggio a fine vita utile dell'impianto. Le principali caratteristiche delle cabine di trasformazione sono: trasformatori BT/MT 0,80/30 kV con potenza da 3.600 e 4.000 kVA (Vcc% 6%, ONAN, Dy11, IP54), quadro MT da 36kV 16kA conformi alla norma IEC 62271 isolati in gas sigillato ermeticamente a semplice manutenzione, quadro BT con interruttori e fusibili di protezione.

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione è predisposto un quadro elettrico di media tensione, cella di arrivo linea e cella di protezione con un interruttore automatico con protezione 50, 51 e 51N per la protezione dei montanti di media tensione di alimentazione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra, eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta, un trasformatore per i servizi ausiliari.

Sarà realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e sovratensione impulsiva al quale saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. L'impianto fotovoltaico così descritto sarà dotato di sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto, impianto di illuminazione perimetrale e area cabine, impianto antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi).

Le varie cabine di trasformazione BT/MT saranno raggruppate in dorsali MT che confluiranno nella cabina di ricezione di campo del sito, per mezzo di linee elettriche in cavo interrato elettrificati a 30 kV che andrà ad innestarsi sulla corrispondente

cella di arrivo linea del quadro elettrico di distribuzione in media tensione installato all'interno della cabina di ricezione di campo.

La cabina di ricezione e raccolta dei campi sarà localizzata sulle particelle n. 40 e 35 del foglio di mappa n. 5 del comune di Collesalveti e accessibile per una strada interpodereale. Da dove parte il cavidotto interrato di connessione in MT con i relativi cavi in fibra ottica di comunicazione dati alla Stazione Utente in prossimità della nuova SE Terna in costruzione in località Guasticce di Collesalveti.

La stazione elettrica Utente effettua la conversione 30/132kV e per mezzo di un cavidotto interrato la Cabina Utente con la SE Terna.

### ***6.1.1.2 Elenco caratteristiche tecniche***

#### **Dati caratteristiche tecniche generali:**

La centrale fotovoltaica avrà le seguenti caratteristiche generali:

- potenza fotovoltaica di 32.129,00 kWp;
- potenza apparente nominale inverter prevista di 200 kVA
- potenza nominale disponibile (immissione in rete) pari a 24.930 kW
- produzione annua stimata: 56.258 MWh
- superficie totale sito (area recinzione): 48,865 ettari
- superficie occupata: 17,18 ettari
- viabilità interna al campo: 32.549 mq
- moduli FV (superficie netta): 25.788 mq
- cabine: 1.464,63 mq
- basamenti (pali ill. e videosorveglianza): 23,04 mq
- superficie mitigazione a verde (siepe): ~4.976 mq

#### **Dati caratteristiche tecniche elettromeccaniche:**

Il generatore fotovoltaico nella sua totalità tra i due siti sarà costituito da:

- n. 46.564 moduli fotovoltaici da 690 Wp;
- strutture mobili mono assiali-trackers: da 2x21 moduli in verticale;
- strutture mobili mono assiali-trackers- da 2x14 moduli in verticale;
- strutture mobili mono assiali-trackers- da 2x7 moduli in verticale, con le seguenti caratteristiche dimensionali:
- ancoraggio a terra in pali in acciaio zincato infissi direttamente nel terreno senza fondazioni o plinti;



- altezza minima da terra dei moduli 50 cm;
- altezza massima da terra dei moduli  $2,701\pm 0.3$  m;
- pitch 11,50 m;
- tilt compreso tra  $0^\circ$  e  $60^\circ$
- n. 226 string-inverter SUN 2000 215 KTL-H3 che possono lavorare in conformità alle prescrizioni presenti del Codice di Rete, con configurazione illustrata nella sezione inverter.

Nell'impianto saranno inoltre presenti complessivamente:

- n. 9 cabine di trasformazione: trattasi di cabine prefabbricate, oppure container delle stesse dimensioni, ciascuna con superficie lorda complessiva pari a  $6,058 \times 2,896$  mm ed altezza pari a 2,44 m costituite da più vani e al loro interno saranno installati:
  - trasformatore MT/BT;
  - quadro media tensione;
  - trasformatore per i servizi ausiliari;
  - quadri BT;
- n. 9 cabine storage per accumulo energia (BESS): trattasi di cabine prefabbricate, oppure container delle stesse dimensioni, ciascuna con superficie lorda complessiva pari a  $12,192 \times 2,896$  mm ed altezza pari a 2,44 m costituite da più vani e al loro interno saranno installati:
  - serie di batterie agli ioni di litio tipo LIFePO4
  - trasformatore MT/BT;
  - quadro media tensione;
  - quadri MT/BT;
  - Sezionatori
- n. 1 cabina di ricezione MT e controllo: cabina prefabbricata avente volumetria lorda complessiva pari a  $33000 \times 6500 \times 4000$  mm, al loro interno saranno installati:
  - Locale Distribuzione con quadro di distribuzione di media tensione, trasformatore ausiliario MT/BT e quadro per i servizi ausiliari della centrale;
  - Locale Monitoraggio e Controllo con la componentistica dei sistemi ausiliari e monitoraggio;
- rete elettrica interna a media tensione 30 kV per il collegamento tra le varie cabine di trasformazione e le cabine di ricezione;

- rete elettrica interna a 1500V tra i moduli fotovoltaici e gli inverter
- rete elettrica interna a 800V tra gli inverter e le cabine di trasformazione;
- impianto di terra (posizionato lungo le trincee dei cavi di potenza) e maglia di terra delle cabine;

#### **Dati caratteristiche tecniche civili:**

Tutte le opere civili necessarie alla corretta collocazione degli elementi dell'impianto e al fine di garantire la fruibilità in termini di operazione e mantenimento dell'impianto nell'arco della sua vita utile:

- recinzione perimetrale a maglia metallica plastificata pari a ca. 1,90 ml dal terreno con circa 15 cm come misura di mitigazione ambientale, con pali in legno castagno infissi 100 cm;
- viabilità interna al parco larghezza tra 3 e 5 metri realizzata con un materiale misto cava di cava o riciclato spessore ca. 30-50 cm;
- minima regolarizzazione del piano di posa dei componenti dell'impianto fotovoltaico (strutture e cabinati) in ogni caso con quote inferiori a 1 metro al fine di non introdurre alterazioni della naturale pendenza del terreno;
- scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna e a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee dei cavidotti MT, BT e ausiliari, in ogni caso inferiori a 1 metro;
- canalizzazioni all'ingresso delle cabine, cavi inverter e cabine, cavi perimetrali per i sistemi ausiliari;
- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT e cabine di ricezione) e plinti di fondazione delle palificazioni per illuminazione, videosorveglianza perimetrale e recinzione;
- pozzetti per le canalizzazioni perimetrali e gli accessi nelle cabine di trasformazione;
- opere di inerbimento del terreno nudo e piantumazione fascia arborea di protezione e separazione con l'installazione di adeguato impianto di irrigazione;
- eventuali drenaggi in canali aperti a sezione ristretta, a protezione della viabilità interna e delle cabine, nel caso si riscontrassero basse capacità drenanti delle aree della viabilità interna o delle aree di installazione delle **cabine**.

#### **Dati caratteristiche tecniche sistemi ausiliari:**

I sistemi ausiliari che saranno realizzati sono:

- sistema di controllo e monitoraggio impianto fotovoltaico;

- sistema antintrusione lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine, costituito da un sistema di videosorveglianza con telecamere fisse poste su pali in acciaio, da un sistema di allarme a barriere microonde (RX-TX di circa 60 m) con centralina di gestione degli accessi;
- sistema di illuminazione con fari LED 50W con riflettore con ottica antinquinamento luminoso posti su pali in acciaio, lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine;
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (illuminazione perimetrale, controllo, etc.);
- rete telematica interna per la trasmissione dei dati del campo fotovoltaico;
- rete idrica per l'irrigazione della fascia arborea di mitigazione del verde.

### 6.1.1.3 Configurazione elettrica

La configurazione dell'impianto sarà la seguente:

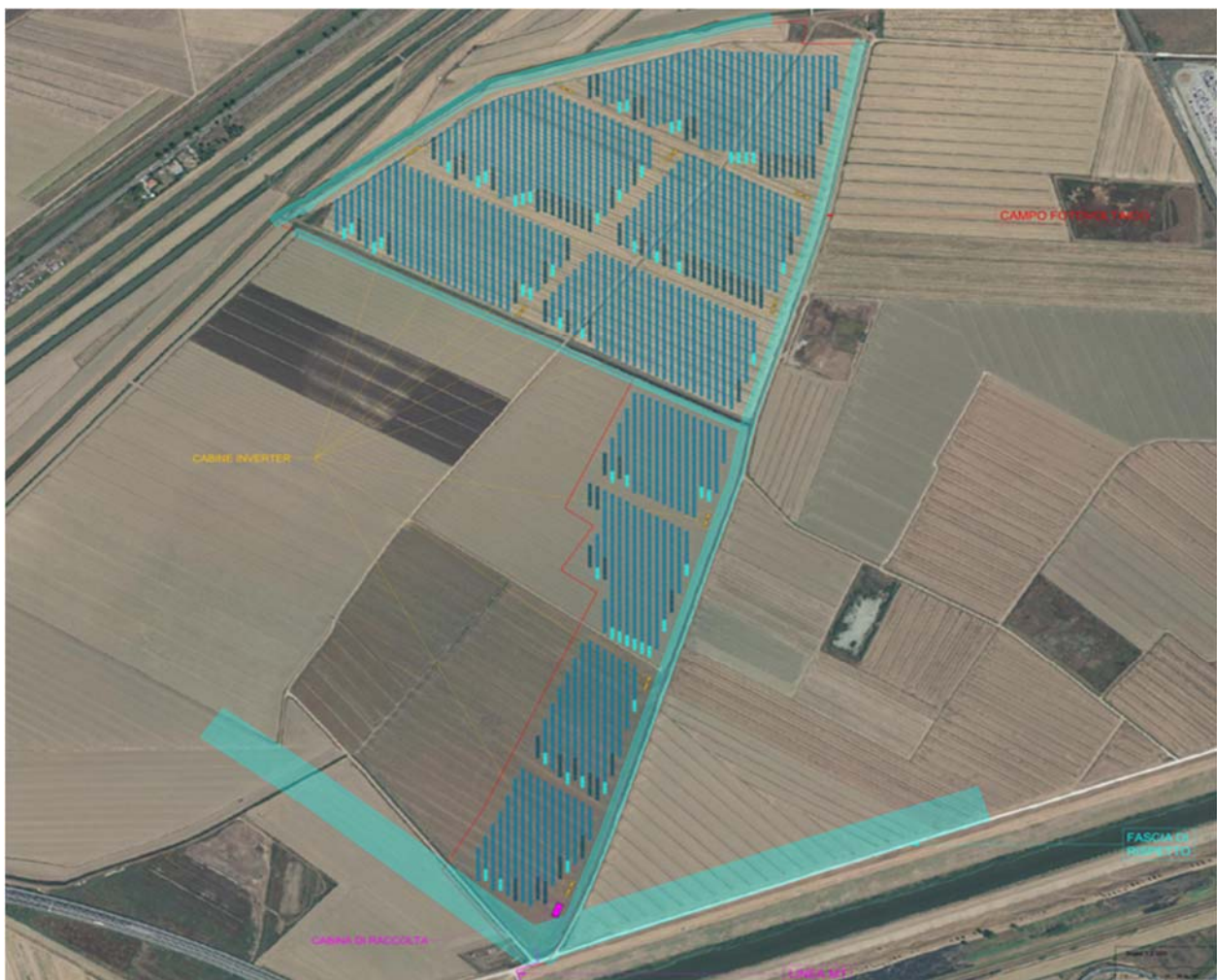


FIGURA 5: CONFIGURAZIONE SOTTO CAMPI

#### ***6.1.1.4 Elementi costituenti l'impianto fotovoltaico***

Gli elementi principali dell'impianto fotovoltaico, in termini di componenti e opere, possono essere così riassunti e verranno dettagliati nei successivi paragrafi.

Componenti e opere elettromeccaniche

- moduli fotovoltaici;
- struttura di fissaggio moduli e inverter;
- inverter;
- cabine di trasformazione MT/BT (con i trasformatori e quadri di protezione e distribuzione);
- Storage (con accumulatori di energia)
- cabine di ricezione (con quadri di protezione, distribuzione e misura MT dell'impianto) e controllo;
- cavi elettrici e canalizzazioni di collegamento;
- terminali e le derivazioni di collegamento;
- impianto di terra;

Componenti e opere civili

- recinzione perimetrale;
- viabilità interna e esterna;
- movimentazione di terra;
- scavi e trincee;
- cabinati;
- basamenti e opere in calcestruzzo;
- pozzetti e camerette;
- drenaggi e regimazione delle acque meteoriche
- opere di verde

Componenti e opere servizi ausiliari

- sistema di monitoraggio;
- sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi);
- sistema di illuminazione;
- sistema idrico;

## 6.1.2 Componenti e opere elettromeccaniche

### 6.1.2.1 Moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli deve garantire il grado di assoluta affidabilità, durabilità e rendimento anche in funzione delle temperature medie del sito di intervento. Selezione di fornitura moduli attuata tra fornitori con rating Tier-1.

I moduli saranno con celle di silicio monocristallino o policristallino con composizione vetro-tedlar con cornice, J-box sul retro con impiego di vetro temperato, resine EVA, strati impermeabili e cornice in alluminio. La scatola di giunzione, avente grado di protezione IP68, contiene i diodi di by-pass che garantiscono la protezione delle celle dal fenomeno di hotspot.

I cavi forniti a corredo saranno del tipo pre cablati sez min 4 mm<sup>2</sup> completi di connettori pre innestati tipo MC4 o similari. Ogni modulo sarà corredato di diodi bypass per minimizzare la perdita di potenza per fenomeni di ombreggiamento.

I moduli fotovoltaici saranno dotati di un'etichetta segnaletica contenente nome del fabbricante, numero del modello, potenza in Wp e numero di serie. Devono essere certificati secondo IEC 61215 e IEC 61730 rilasciate da laboratori accreditati secondo la norma ISO/IEC 17025 e avere Classe di isolamento Safety Class II e della Direttiva CEE 89/392.

Il collegamento meccanico tra i vari moduli e tra questi e le strutture metalliche secondarie di sostegno, verranno effettuati mediante profili in alluminio anodizzato con bulloneria in acciaio inossidabile o zincato.

La consistenza dei singoli campi elettrici, quindi numero dei moduli collegati in serie per costituire le singole stringhe e numero di stringhe collegate in parallelo all'interno dei rispettivi inverter, sono riportati negli elaborati grafici.

Il modulo fotovoltaico previsto, che può variare in base alla disponibilità del mercato, è il modello Canadian Solar TOPBiHiKu7 690Wp (o analoghi modelli di fornitori Tier 1) con potenza nominale di 690 Wp di dimensioni pari a 2.384x1.3030x40 mm con caratteristiche analoghe a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:





Preliminary Technical  
Information Sheet



## TOPBiHiKu7

**BIFACIAL TOPCON**  
**665 W ~ 690 W**  
**CS7N-665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690TB-AG**

**MORE POWER**

-  Module power up to 690 W  
Module efficiency up to 22.2 %
-  Up to 85% Power Bifaciality,  
more power from the back side
-  Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.  
Low power degradation, high energy yield
-  Lower temperature coefficient (Pmax): -0.30%/°C,  
increases energy yield in hot climate
-  Lower LCOE & system cost

**MORE RELIABLE**

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,  
wind load up to 2400 Pa\*



FRONT      BACK

-  **12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials  
and Workmanship\*
-  **30 Years** Linear Power Performance Warranty\*

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 1%**  
**Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary,  
and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the  
products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative  
to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions  
in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar  
photovoltaic modules, solar energy and battery storage solu-  
tions to customers. The company was recognized as the No. 1  
module supplier for quality and performance/price ratio in the  
IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it  
has successfully delivered over 67 GW of premium-quality solar  
modules across the world.

\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.

FIGURA 6: MODULO FOTOVOLTAICO-CARATTERISTICHE TECNICHE

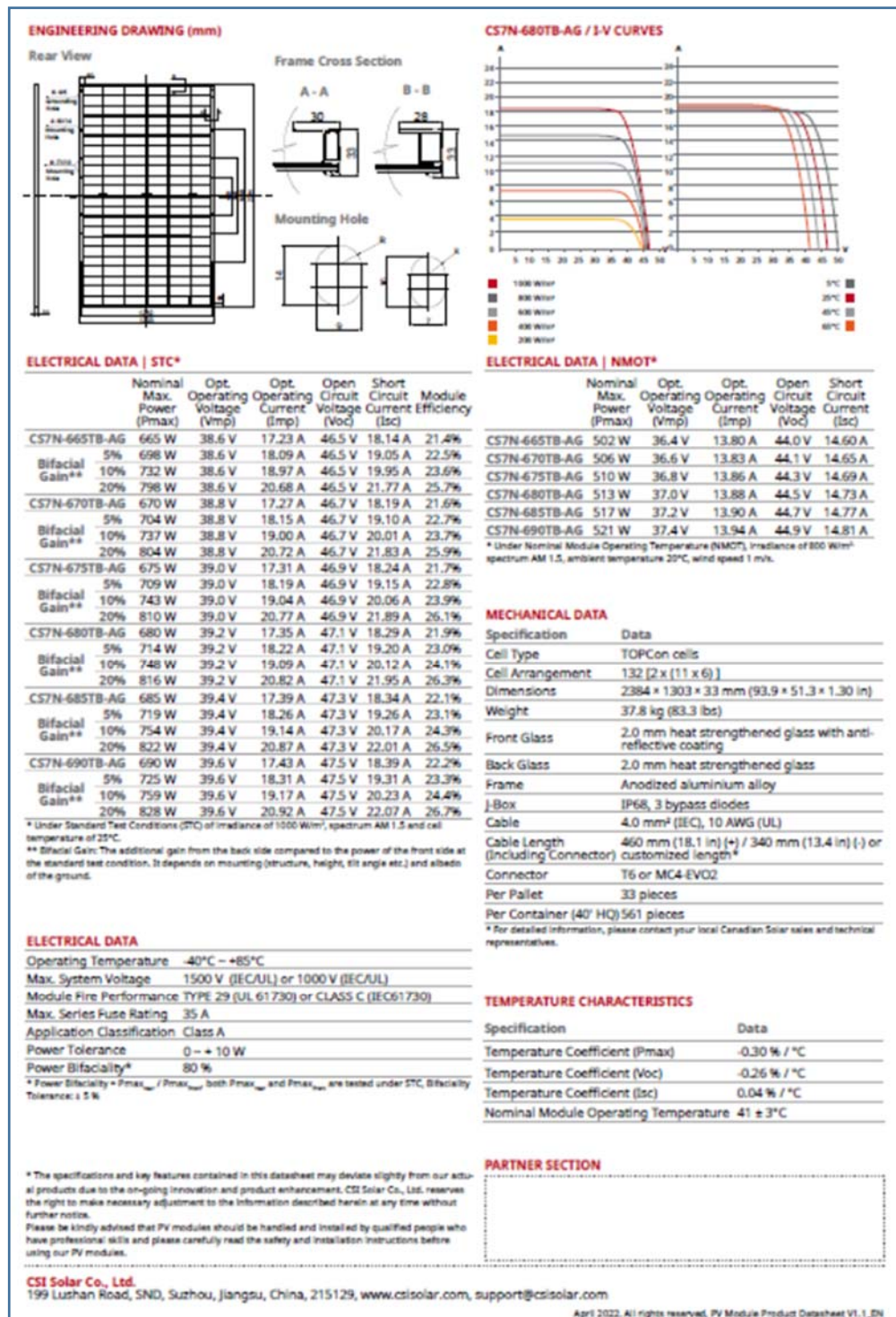


FIGURA 7: MODULO FOTOVOLTAICO-CARATTERISTICHE TECNICHE

### **6.1.2.2 Strutture di fissaggio**

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà di tipo mobile-inseguitori monoassiali o trackers, in acciaio zincato a caldo, adeguatamente dimensionati e ancorati al terreno con un sistema di vitoni o infissi nel terreno o tramite pali battuti. Come tipologia saranno mono palo per gli inseguitori mono assiali in base alla disponibilità di prodotto, soluzioni del tutto equivalenti da un punto di vista geologico e parimente utilizzabili.

Sono strutture completamente adattabile alle dimensioni del pannello fotovoltaico, alle condizioni geotecniche del sito ed alla quantità di spazio di installazione disponibile e l'intero sistema di supporto dei moduli è dimensionato in modo tale da resistere alle sollecitazioni dovute al carico vento e neve e alle sollecitazioni sismiche.

Si compongono in generale dei seguenti elementi:

#### **Componenti meccanici della sottostruttura:**

- (1) pali di lunghezza variabile in base alle caratteristiche geotecniche dell'area di infissione, generalmente caratterizzate da infissione nel suolo variabili tra 1.5 e 2.5 metri (la dimensione finale sarà calcolata in sede di progettazione esecutiva in base alle prove di estrazione e alle caratteristiche tecniche delle strutture);
- (2) testa palo in acciaio zincato a caldo;
- (3) corrente e profilo di supporto in acciaio zincato a caldo;
- (4) profili di supporto moduli, in acciaio zincato a caldo;
- (5) morsetti per l'ancoraggio dei moduli ai profili.

Per quanto riguarda i pali di supporto collocati nel terreno, in fase esecutiva potrebbero essere adottati degli accorgimenti puntuali di protezione, in alcune aree soggette a erosione da scorrimenti meteorici superficiali o caratterizzate da terreni con caratteristiche geotecniche non idonee alla tipologia di palo ad infissione.

Saranno installati in totale: 46.564 moduli



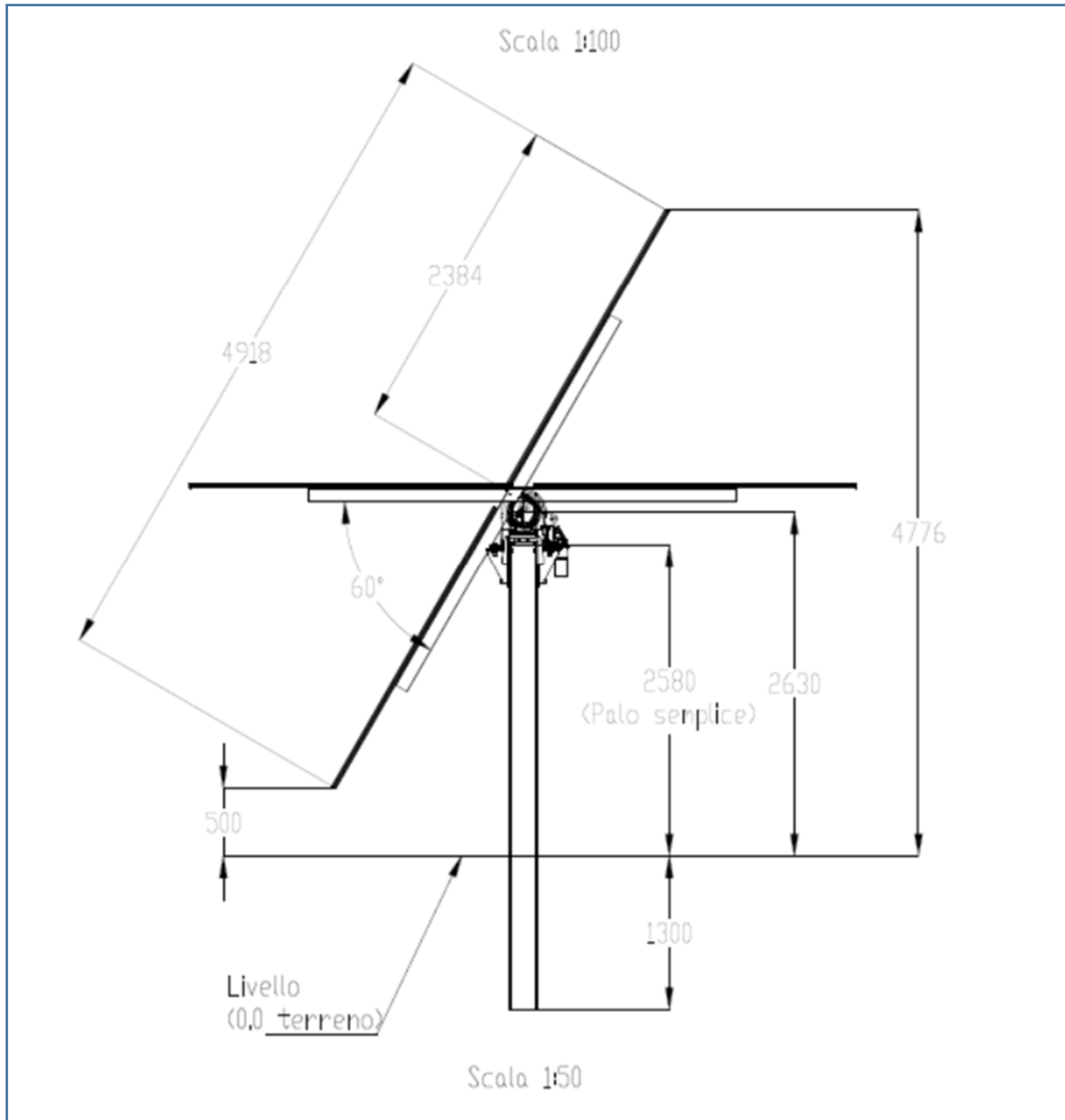


FIGURA 8: POSIZIONAMENTO DEI MODULI SU TRACKERS



*FIGURA 9: CAMPO CON DOPPIO MODULO IN VERTICALE SU INSEGUITORE*



FIGURA 10 – INSTALLAZIONE SU INSEGUITORE MONO ASSIALE CON DOPPIO MODULO

### **6.1.2.3 Inverter**

L'inverter è sostanzialmente il gruppo di conversione idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Nel presente progetto si considerano 2 scenari per quanto riguarda i sistemi di condizionamento della potenza (inverter) in modo da adattarsi alle migliori condizioni di mercato e ai requisiti della rete di immissione.

Il primo scenario contempla l'utilizzo di string-inverter:

Lo string-inverter è ubicato alla fine di una fila di tracker e fissato sul palo. L'inverter è installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "smart air cooling" in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici.

Tutti gli inverter individuati per il progetto in esame sono di marca HUAWEI tipo SUN 2000 215KTL-H3, il design di impianto sarà tale per cui tutti gli inverter avranno la







medesima taglia di potenze. Gli inverter selezionati sono del tipo string, con potenza nominale alla condizione di test standard di 200 kVA ( $\text{Cosphi} = 1$ ). Pertanto, l'inverter string gestisce un elevato numero di stringhe e di moduli; l'eventuale guasto di una delle macchine presenti avrebbe come conseguenza l'off line di una porzione significativa dell'intero generatore fotovoltaico.

Nella pagina che segue si riporta la scheda tecnica del prodotto:

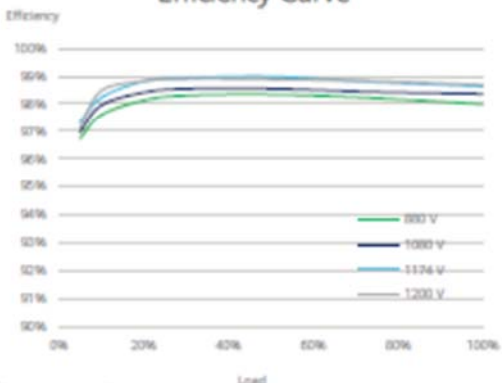


### SUN2000-215KTL-H3 Smart String Inverter



-  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

#### Efficiency Curve



Load (%)	1000 V (%)	1174 V (%)	1200 V (%)
0%	~97.5%	~97.5%	~97.5%
20%	~98.5%	~98.5%	~98.5%
40%	~98.8%	~98.8%	~98.8%
60%	~98.9%	~98.9%	~98.9%
80%	~98.9%	~98.9%	~98.9%
100%	~98.9%	~98.9%	~98.9%

#### Circuit Diagram



FIGURA 11 – TIPOLOGIA STRING - INVERTER

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

FIGURA 12 – SCHEDA TECNICA STRING - INVERTER

Il secondo scenario contempla l'uso di inverter centrali:

Gli inverter centrali sono posizionati in un edificio prefabbricato e dotato di ventilazione forzata in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici.

Nelle pagine seguenti si riportano una immagine e la scheda tecnica del prodotto che è puramente indicativo.

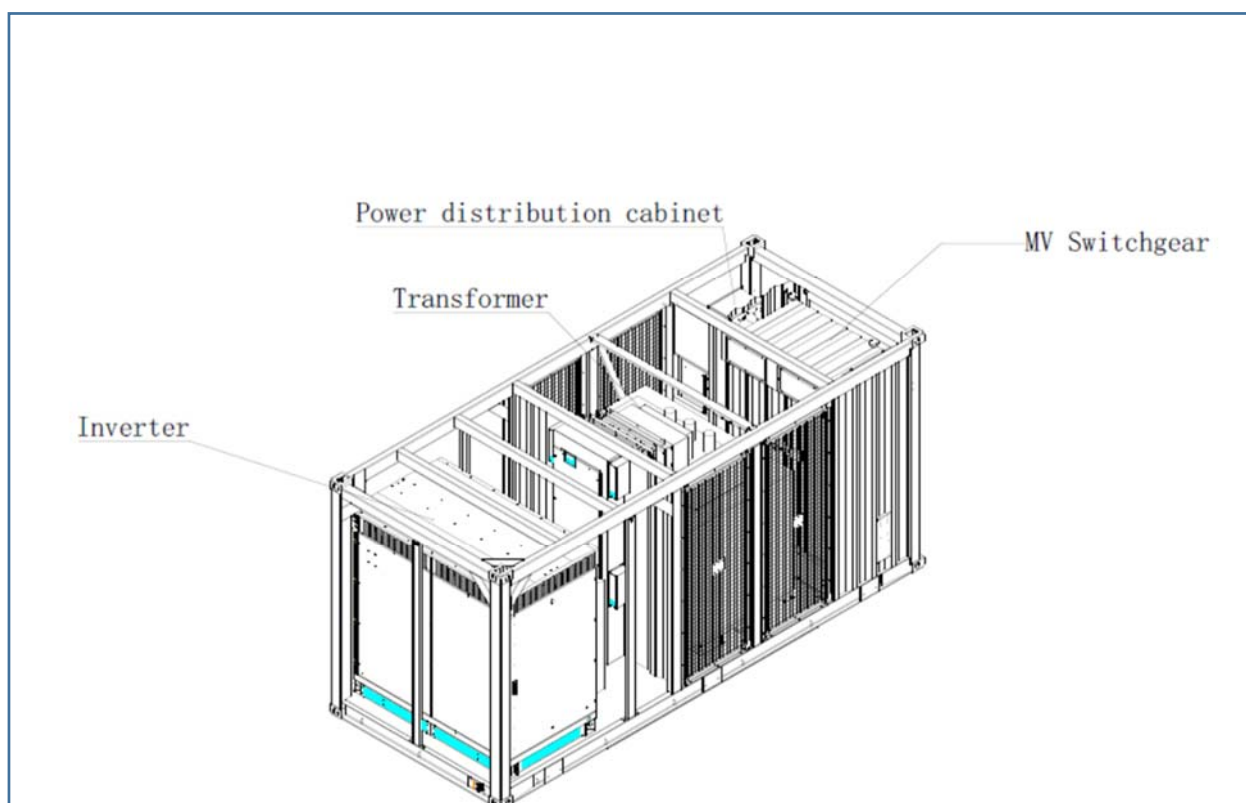


FIGURA 13: SCHEMA TRIDIMENSIONALE DEL PRODOTTO



INGECON

SUN

3Power C Series  
1,500 Vdc

TRANSFORMERLESS  
PV INVERTER  
WITH AN EXTRA  
THERMAL STABILITY  
AND A GREATER  
POWER DENSITY

Up to 3.8 MVA at 1,500 V

**Greater power density**  
This solar PV inverter achieves a market-leading power density of 492 KVA/m<sup>3</sup>, as it provides up to 3,825 kVA in just one power stack.

**Latest generation electronics**  
The INGECON® SUN 3Power C Series PV inverter features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor.

**Liquid Cooling System (LCS)**  
Ingeteam has already supplied +52 GW of liquid-cooled wind power converters worldwide. It offers a greater thermal stability and a more optimized component usage. The LCS has been designed to refrigerate the IGBTs, the power phases and the IP65 compartment. It features less moving components, so it consumes a lower amount of power and it requires less maintenance works.

The LCS is a closed circuit supplied totally filled and purged, equipped with fast connectors with an anti-dripping system, so it offers zero risk of particle entrance. It has been designed to avoid siphons in order to easily purge it if necessary. The coolant used is a biodegradable glycol water mixture. There is no need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

**IP65 protection**  
A secondary liquid cooling system is used to refrigerate the air inside the IP65-protected compartment. A water-air heat exchanger is used for that. This compartment contains the power and control electronics, the DC fuses, the DC and AC protections, the busbars and the power phases.



[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

Ingeteam

FIGURA 14: IMMAGINE DEL PRODOTTO

		3Power C Series 1,500 Vdc
<b>INGECON® SUN 3R25TL</b>		
<b>C640</b>		
<b>Input (DC)</b>		
Recommended PV array power range <sup>1)</sup>	3,352 - 4,428 kWp	
Voltage range MPP <sup>2)</sup>	500 - 1,300 V	
Maximum voltage <sup>3)</sup>	1,500 V	
Maximum current	3,065 A	
N° inputs with fuses holders	Up to 24	
Fuse dimensions	G2 A / 1,500 V to 100 A / 1,500 V fuses (optional)	
Type of connection	Connection to copper bars	
Power blocks	1	
MPPV <sup>4)</sup>	1	
<b>Input protections</b>		
Overvoltage protections	Type II surge arrestors (type I not optional)	
DC switch	Motorized DC load break disconnect	
Other protections	Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton	
<b>Output (AC)</b>		
Power @35 °C / @50 °C	3,147 kVA / 3,048 kVA	
Current @35 °C / @50 °C	3,200 A / 2,750 A	
Rated voltage <sup>5)</sup>	640 V IT System	
Frequency	50 / 60 Hz	
Power factor <sup>6)</sup>	1	
Power factor adjustable	Yes, 0 - 1 (steering / lagging)	
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>7)</sup>	<3%	
<b>Output protections</b>		
Overvoltage protections	Type II surge arrestors (type I not optional)	
AC breaker	Motorized AC circuit breaker	
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection	
Other protections	AC short circuits and overloads	
<b>Features</b>		
Operating efficiency	98.9%	
CEC	98.5%	
Max. consumption aux. services	5,000 W	
Stand by or night consumption <sup>8)</sup>	< 180 W	
Average power consumption per day	7,500 W	
<b>General information</b>		
Ambient temperature	-30 °C to +60 °C	
Relative humidity (non condensing)	0-100% (Outdoor)	
Protection class	IP65 <sup>9)</sup>	
Corrosion protection	External corrosion protection	
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)	
Cooling system	Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (ACN 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)	
Air flow range	0 - 18,000 m³/h	
Average air flow	12,000 m³/h	
Acoustic emission (100% / 50% load)	5.7 dB(A) at 10m / 43.7 dB(A) at 10m	
Marking	CE	
EMC and security standards	IEC 62109, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, IEC 7411, AS3100	
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50430, IEC 61683, IEC 625-0105 (EN 50549-2, PG 12-2, CEI 0-36, VDE AR-N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PTA requirements, IEC 61712, UNE 78600F-1, AENI NBR 162-43, AENI NBR 16150, IEC 1547, IEC 1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, IEC TE Colombia, Australian Grid Code	
<p><b>Notes:</b> <sup>1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. <sup>2)</sup> Minp.p. &amp; for rated conditions (Voc=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems. <sup>3)</sup> Consider the voltage increase of the Vdc at low temperatures. <sup>4)</sup> Other AC voltages and powers available upon request. <sup>5)</sup> For P<sub>50</sub>&gt;75% of the rated power. <sup>6)</sup> For P<sub>50</sub>&gt;25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. <sup>7)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available. <sup>8)</sup> Except for the LC filter and the air water heat exchanger, that are IP54.</p>		

Ingeteam

FIGURA 15: SCHEDE TECNICHE DEL PRODOTTO

#### **6.1.2.4 Cablaggio interno ai capi fotovoltaici**

Il cablaggio interno al campo fotovoltaico relativo alla parte di potenza del sistema prevede tre tipologie di connessioni: la prima collega le stringhe ai combiner box posti in campo, la seconda prevede il collegamento tra i combiner box e le trasformer station, la terza ed ultima tipologia riguarda l'anello di media tensione che inizia e termina in corrispondenza della cabina di consegna.

#### **STRINGA/INVERTER**

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

#### **DESCRIZIONE**

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

#### **Conduttore**

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

#### **Isolante**

HEPR - tipo G21

#### **Guaina esterna**

Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21

#### **Colore anime**

Nero

#### **Colore guaina**

Blu, rosso, nero

#### **CARATTERISTICHE TECNICHE**

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm<sup>2</sup>

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

### CONDIZIONI DI IMPIEGO

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc\text{stringa}} \leq 1,5 \cdot U_o \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc\text{ stringa}} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

✓  $U_{oc\text{ stringa}}$  è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓  $U_o$  è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓  $U$  è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_o \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- $I_o$  è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
  - $K_1$  fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;

- $K_2$  fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
- $K_3$  fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
- $K_4$  fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di  $K_1$  invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_o)]}$$

in cui:

- $\theta_s$  è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- $\theta_a$  è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- $\theta_o$  è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓  $r$  è la resistenza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- ✓  $L$  è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];
- ✓  $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

## **COMBINER INVERTER/QUADRI BT**

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (134.9 A circa).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,20 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 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.

### **Tipologia di cavo**

FG16OR16-0,6/1 kV

### **DESCRIZIONE**

#### **Conduttore**

Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto

#### **Isolamento**

Gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche

#### **Riempitivo**

termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)

#### **Guaina**

In PVC speciale di qualità R16, colore grigio

#### **Colore**

Grigio

## **CARATTERISTICHE FUNZIONALI**

Tensione nominale  $U_0/U$ : 600/1000 V c.a. 1500 V c.c.

Tensione massima  $U_m$ : 1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra

Tensione di prova industriale: 4000 V

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

### **CARATTERISTICHE PARTICOLARE**

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.

### **MARCATURA**

FG16OR16 0,6/1 kV, Cca-s3,d1,a3

### **CONDIZIONI DI POSA E TIPO DI IMPIEGO**

Temperatura minima di posa: 0°C

Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo

Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame

Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

### **COLLEGAMENTI QUADRI BT / TRASFORMATORE**

Si utilizzerà la medesima tipologia di cavo descritta al paragrafo precedente (FG16OR16 0,6/1 kV) Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

In linea generale, si ritiene di uniformare la sezione dei cavi, considerando il valore di massima corrente pari a 1500 A, utilizzando cinque corde ognuna di sezione pari a 630 mmq per ogni fase e considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- temperatura di esercizio del conduttore 90°C
- temperatura ambiente per posa in aria: 30°C
- temperatura del terreno per posa interrata: 20°C
- resistività termica del terreno: 1°C m/W

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).



I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

### **COLLEGAMENTI MT**

La terza tipologia di collegamento dei componenti in campo è quella relativa alla parte di media tensione, tali collegamenti sono quelli che interessano tutti i quadri di media tensione presenti in campo, sia quelli nelle transformer station che nella cabina di consegna. Cavi con conduttore in alluminio ad elica visibile per collegamenti tra cabine di trasformazione e le grandi utenze. Sigla di designazione ARG7H1R, colore guaina rosso.

#### *Condizioni di impiego comuni*

Adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze; particolarmente indicati nei luoghi con pericolo d'incendio, nei locali dove si concentrano apparecchiature, quadri e strumentazioni dove è fondamentale la loro salvaguardia. Ammessa la posa interrata in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17. Consigliabile dove lo stoccaggio è ad alto rischio di furto.

#### *Condizioni di posa*

I cavi dovranno essere posati rispettando il raggio minimo di curvatura per diametro D (mm):

- $R = 10D$

Sforzo massimo di tiro 50 N/mmq.

### **COLLEGAMENTO IN CASO DE INVERTER CENTRALI**

#### Stringhe

Le stringhe fotovoltaiche normalmente sono installate a portata di mano, all'esterno e sottoposte agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposte durante la vita dell'impianto.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

## **DESCRIZIONE**

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

### **Conduttore**

Corde flessibile di rame stagnato, classe 5

### **Isolante**

HEPR - tipo G21

### **Guaina esterna**

Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21

### **Colore anime**

Nero

### **Colore guaina**

Blu, rosso, nero

## **CARATTERISTICHE TECNICHE**

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm<sup>2</sup>

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

## **CONDIZIONI DI IMPIEGO**

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi simili. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

### Cavi C.C quadri di parallelo stringhe – Inverter

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo Al-XZ1

## **DESCRIZIONE**

Cavo unipolare in alluminio privo di alogeni e ignifugo.

**Conduttore**

Rigido di alluminio, classe 2

**Isolante**

XLPE, tipo DIX3

**Guaina esterna**

Mescola speciale priva di alogeni, tipo FLAMEX DMO1

**Colore anime**

Nero

**Colore guaina**

Nero

**CARATTERISTICHE TECNICHE**

Tensione: 0.6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Raggio minimo di curvatura: 5 volte il diametro esterno massimo

**CONDIZIONI DI IMPIEGO**

Si tratta di un cavo per installazioni fisse, in reti di distribuzione pubblica a bassa tensione. Adatto per installazioni interne, esterne e interrate.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$1,2 U_{ocstringa} \leq 1,5 \cdot U_o$  nel caso di sistemi floating o con un polo a terra

$1,2 U_{oc stringa} \leq 1,5 \cdot U$  nel caso di sistemi con punto centrale a terra

dove:

✓  $U_{oc stringa}$  è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓  $U_o$  è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓  $U$  è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- $I_0$  è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
  - $K_1$  fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
  - $K_2$  fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
  - $K_3$  fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
  - $K_4$  fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di  $K_1$  invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- $\theta_s$  è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- $\theta_a$  è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- $\theta_0$  è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓  $r$  è la resistenza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- ✓  $L$  è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];
- ✓  $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

#### *6.1.2.5 Combiner Box*

Nel caso del secondo scenario, le stringhe verranno collegate ai box di parallelo ubicati su appositi supporti alloggiati sotto le strutture (o direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli), protetti da agenti atmosferici, e saranno realizzati poliestere rinforzato con fibre di vetro, dotato di guarnizioni a tenuta stagna grado isolamento IP65 cercando di minimizzare le lunghezze dei cavi di connessione.

I suddetti quadri di campo realizzano il sezionamento ed il parallelo delle stringhe dei moduli provenienti dal campo fotovoltaico. All'interno saranno presenti dispositivi di sezionamento costituiti da portafusibili con tensione nominale di esercizio 1500Vdc e interruttore di manovra e sezionamento per il parallelo stringhe. I dispositivi interni al box sono tutti prettamente passivi incluso il morsetto per il collegamento a terra dello scaricatore di sovratensione.

Dai box partiranno i cavi di collegamento fino alla cabina di trasformazione in cui sono contenuti gli inverter.

Le cassette di parallelo stringhe presentano le seguenti caratteristiche:

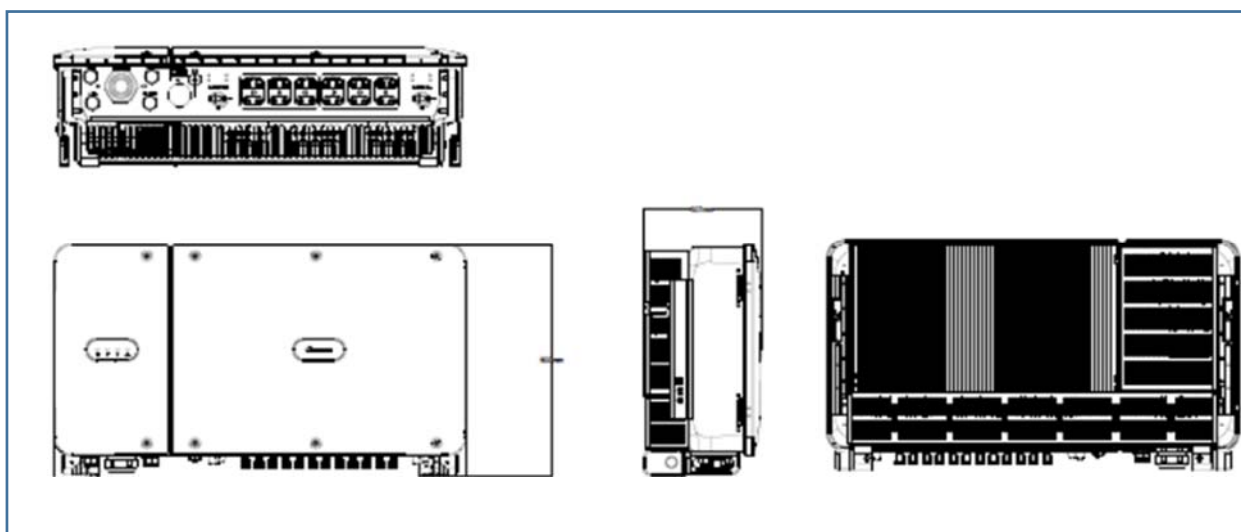


FIGURA 16. STRING INVERTER-PARTICOLARI

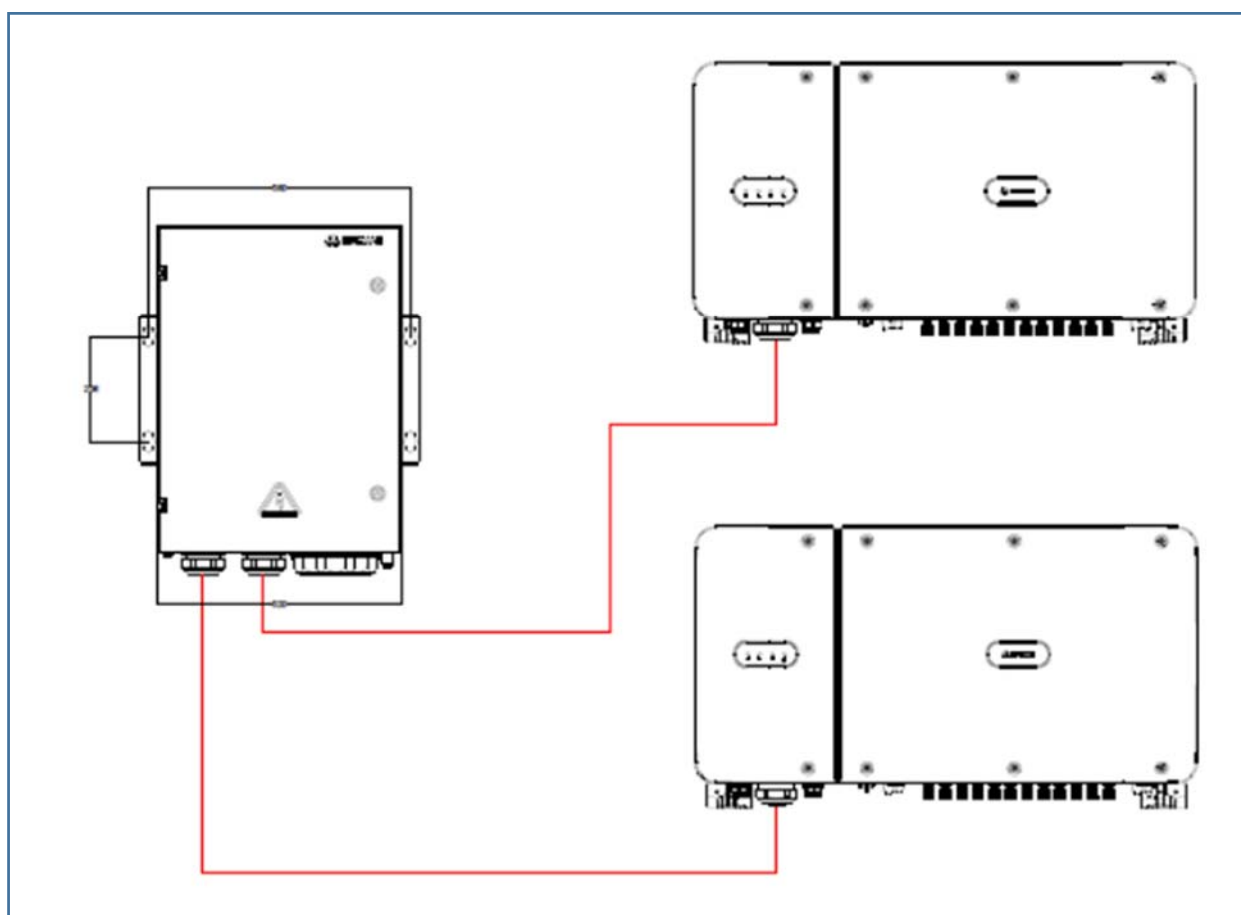


FIGURA 17. STRING INVERTER-COLLEGAMENTI



#### **6.1.2.6 Connessioni AT/MT**

La connessione alla sottostazione utente MT/AT viene effettuata da parte in media tensione a 30 kV mediante linea in cavo. L'impianto sarà, come dfa STMG, collegato in antenna a 132 kV alla Cabina Primaria "Mezzolara" di E-Distribuzione

I gruppi di misura sono di proprietà del distributore e devono essere installati in apposito locale contatori, la misura fiscale sarà eseguita in corrispondenza del quadro MT posto in sottostazione utente, in corrispondenza della linea in arrivo dal campo.

I gruppi di misura sono di proprietà del distributore e devono essere installati in apposito locale contatori, la misura fiscale sarà eseguita in corrispondenza del quadro MT posto in sottostazione utente, in corrispondenza della linea in arrivo dal campo.

Il contatore deve essere derivato dalle sbarre MT a mezzo di TA e TV montati in uno scomparto installato nel locale a disposizione dello stesso ente distributore (la misura in bt costituisce caso eccezionale e viene effettuata con particolari modalità). Le dimensioni e la dislocazione del locale a disposizione dell'ente distributore e del locale contatori devono essere oggetto di preventivo accordo con l'ente distributore di energia elettrica. I suddetti locali devono risultare accessibili allo stesso distributore anche in assenza degli utenti. La cabina di trasformazione deve risultare conforme alle vigenti disposizioni legislative e alle norme CEI applicabili. In particolare, il manufatto in cemento o muratura della cabina deve essere conforme alle disposizioni dell'ente distributore e alle seguenti prescrizioni legislative:

- a) Legge n. 1086 del 5 novembre 1971
- b) Circolare M.LL.PP. n. 20244 del 30 giugno 1980 (parte C)
- c) Circolare C.S.LL.PP. n. 6090 punto 4.6
- d) Legge n. 64 del 2 febbraio 1974
- e) D.M. 24 febbraio 1986
- f) D.M. 3 dicembre 1987
- g) Circolare M.LL.PP. n. 31104 del 16 marzo 1989
- h) D.M. 12 febbraio 1982
- i) Circolare M.LL.PP. n. 22631 del 24 maggio 1982

Le apparecchiature elettriche installate in cabina devono essere rispondenti alle specifiche norme CEI applicabili.

Qualora i trasformatori installati siano isolati in olio e il contenuto d'olio complessivo dei trasformatori installati in cabina superi i 500 kg deve essere predisposta idonea vasca di raccolta olio in accordo con quanto previsto dal D.Lgs 81/08 e dalle norme CEI 11-1.

Lo schema elettrico di cabina deve essere esposto in posizione facilmente visibile.

#### **6.1.2.7 Schemi di allacciamento**

Lo schema di cabina deve essere conforme a quanto previsto dal documento di unificazione CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica". Eventuali modifiche allo stesso derivante da eventuali disposizioni dell'ente distributore più recenti potranno essere prese in considerazione. Le modalità di alimentazione saranno funzione della potenza impegnata, del numero di trasformatori e della configurazione della rete MT. Il dispositivo generale deve essere costituito a partire dal lato MT da una terna di lame di messa a terra, da un sezionatore tripolare e da un interruttore fisso/interruttore estraibile. Devono inoltre essere realizzati tutti gli interblocchi del caso per evitare manovre errate. In particolare, la terna di lame di terra dello scomparto arrivo della sezione ricevitrice deve essere vincolata con un dispositivo di blocco meccanico sigillato dal distributore (la manovra in chiusura della terna di lame di messa a terra deve essere possibile solo previa autorizzazione dell'ente distributore); la terna di lame di messa a terra dello scomparto protezione generale/protezione trasformatore deve essere interbloccata meccanicamente con il sezionatore (la manovra di chiusura della terna di lame di messa a terra deve essere possibile solo a sezionatore aperto); il sezionatore deve essere interbloccato meccanicamente con l'interruttore (la manovra di apertura del sezionatore deve essere possibile solo a interruttore aperto); la porta dello scomparto arrivo/protezione trasformatore deve essere interbloccata meccanicamente con la terna di lame di messa a terra (la porta deve potersi aprire solo se la terna di lame di messa a terra è nella posizione di chiuso). La protezione contro le sovracorrenti deve essere realizzata per mezzo dell'interruttore dello scomparto protezione generale azionato da idoneo relè la cui taratura deve essere concordata con l'ente distributore (settori tecnici della distribuzione del compartimento di appartenenza).

La protezione contro i guasti di terra deve essere realizzata per mezzo di rilevatori di corrente omopolare alimentati tramite trasformatore toroidale. Anche la protezione contro i guasti di terra deve avere taratura concordata con l'ente distributore.

### **6.1.2.8 Impianto di ventilazione**

Il locale utente, (vano ove sono alloggiate le apparecchiature di proprietà dell'utente quali il trasformatore, gli scomparti MT e bt, gruppi di continuità assoluta, soccorritori,...) deve essere dotato di idoneo sistema di ventilazione naturale/forzata (o di condizionamento) atto a garantire che nel periodo estivo con trasformatore/i a pieno carico la temperatura interna non superi comunque i 40°C.

#### **Raffreddamento con ventilazione forzata**

Deve essere previsto un elettroventilatore con portata calcolata (valore indicativo) con la formula  $Q=0.5 \cdot P \text{ m}^3/\text{s}$  (P: perdite totali in kW del trasformatore e delle altre apparecchiature) comandato da termostato ambiente attraverso un contattore che entrerà in funzione ogniqualvolta la temperatura all'interno della cabina risultasse eccessivamente elevata.

#### **Raffreddamento con ventilazione naturale**

Devono essere previste due aperture, una d'entrata di aria fresca di sezione  $S=0,18 \cdot P/H^{1/2}$  situata nella parte bassa del locale (P: somma delle perdite in kW delle apparecchiature, H: differenza d'altezza tra l'apertura d'ingresso e quella d'uscita) l'altra d'uscita dell'aria calda  $S'=1,1 \cdot S$  situata possibilmente nella parte opposta del locale ad un'altezza H dall'apertura d'ingresso.

#### **Raffreddamento con impianto di condizionamento**

Tale impianto è da realizzare nei locali in cui sono alloggiate prevalentemente apparecchiature di tipo elettronico (centraline impianti speciali, PLC,...). Devono essere previste unità esterne ed interne aventi idonea potenzialità frigorifera.

### **6.1.2.9 Impianto luce, FM e speciali in cabina**

L'impianto elettrico BT di cabina dovrà comprendere l'impianto di illuminazione generale dimensionato per avere un livello di illuminamento medio non inferiore a 200-250 lx, un impianto di illuminazione di emergenza (con corpi del tipo autoalimentato o alimentati da soccorritore) che garantisca per circa due ore un illuminamento medio pari a circa 10 lx ed un impianto forza motrice (FM) costituito da quadretti prese CEE interbloccate di servizio. La dotazione impiantistica della cabina sarà completata con eventuali impianti speciali (rivelazione incendi, spegnimento, antintrusione...). Le dimensioni dei cunicoli e/o delle tubazioni annegate nella platea della cabina per il passaggio dei conduttori devono avere dimensioni appropriate. In particolare, si dovranno evitare eccessivi stipamenti dei cavi, raggi di curvatura eccessivamente ridotti e promiscuità tra cavi per MT, cavi per bt e cavi per impianti speciali.

### **6.1.2.10 Impianto di terra e accessori**

Lungo le pareti, ad una altezza di circa 50 cm, dovrà essere realizzato un collettore di terra costituito da un anello in piatto di rame o di acciaio zincato da 30x5 mm. L'anello dovrà essere collegato alla rete elettrosaldada presente nella platea di fondazione almeno in corrispondenza degli angoli di ciascun locale. Al collettore dovranno essere collegate tutte le parti metalliche e le apparecchiature di cabina. In particolare:

- a) Porte e finestre metalliche
- b) Carpenterie dei quadri elettrici
- c) Carcasse dei trasformatori
- d) Centri stella del /i trasformatore/i
- e) Rotaie dei trasformatori
- f) Passerelle e canaline metalliche (se necessario)

I collegamenti a terra di parti mobili dovranno essere realizzati con treccia di rame avente sezione minima pari a 35 mm. Il collettore sarà poi collegato al dispersore esterno mediante almeno due conduttori di terra aventi sezione adeguata. Il dispersore sarà possibilmente costituito da un anello lungo il sedime della cabina, realizzato in corda di rame nudo da 35mmq (sezione minima) o altro materiale equivalente.

Il dispersore sarà integrato con elementi verticali (picchetti) e sarà collegato ai ferri di armatura della fondazione.

Dovranno essere forniti i seguenti accessori (dotazione minima):

- a) Tappeto isolante 24 kV, posizionato a pavimento sul fronte degli scomparti di media tensione per tutta la loro lunghezza
- b) Quadro con evidenziato lo schema elettrico della cabina da installare a parete
- c) Estintori in numero e tipo indicato negli altri elaborati di progetto fissati a parete in posizione opportuna
- d) Tavolino con sedia ed armadietto
- e) Lampada portatile di emergenza con batterie sempre in carica
- f) Cartelli monitori previsti dal D.Lgs 81/08

### **6.1.2.11 Sistema di distribuzione TN**

La protezione contro i contatti indiretti, in un sistema TN, deve essere garantita mediante una o più delle seguenti misure:

- a) tempestivo intervento delle protezioni di massima corrente degli interruttori preposti alla protezione delle linee, e, laddove ciò non risultasse possibile, tramite protezioni di tipo differenziale;
- b) utilizzo di componenti di classe II;
- c) realizzazione di separazione elettrica con l'uso di trasformatore di isolamento.

Per la protezione contro i contatti indiretti nei sistemi TN è necessario che in ogni punto dell'impianto sia rispettata la condizione:

$$I_a \leq \frac{U_0}{Z_g}$$

dove:

$U_0$  è la tensione di fase (stellata)

$Z_g$  è l'impedenza dell'anello di guasto

$I_a$  è la corrente di intervento in 5 s, 0.4 s o 0,2 s (a seconda del caso) del dispositivo di protezione.

Tempi di intervento non superiori a 0.4 s sono prescritti per tutti i circuiti terminali. Per i circuiti di distribuzione (dove le probabilità di guasto sono minori), sono ritenuti sufficienti tempi di intervento pari a 5 s. Nell'impossibilità di soddisfare a tale relazione con i dispositivi magnetotermici preposti alla protezione delle linee è previsto il ricorso a sistemi di protezione differenziali.

Nei tratti della rete di distribuzione dove è previsto il sistema TN-C il dispositivo differenziale non può essere utilizzato. Nel caso di utilizzo, a diversi livelli dell'impianto, di più dispositivi differenziali, dovrà essere garantita la selettività di intervento.

#### **6.1.2.12 Trasformatori MT/BT e BT/BT**

Nel presente paragrafo vengono definiti i requisiti principali che dovranno essere soddisfatti dai trasformatori di potenza MT/bt e bt/bt laddove presenti.

I trasformatori dovranno essere, per quanto possibile, costruiti secondo procedure normalizzate così da garantire la reperibilità sul mercato per tutta la durata di vita prevista e dovranno essere adatti per sopportare le sollecitazioni termiche e dinamiche derivanti da un eventuale corrente di guasto. Si dovranno inoltre limitare i rumori e le vibrazioni emesse dalla macchina al di sotto delle soglie imposte per legge. I trasformatori di potenza dovranno essere di tipo a basse perdite con struttura interna incapsulata per gli avvolgimenti in media tensione e sul lato di b.t. impregnata in resina epossidica con le seguenti caratteristiche costruttive:

## **Circuito magnetico**

Il circuito magnetico dovrà essere costituito da lamierini a cristalli orientati con taglio dei giunti a 45 gradi con struttura molecolare ad alto tenore di silicio in modo da limitare le perdite nel ferro alla classificazione "a basse perdite".

## **Avvolgimenti**

L'avvolgimento di bassa tensione dovrà essere realizzato con lastra di Al, con purezza superiore al 99,5%, dovrà essere isolato in classe F con l'impiego di resina epossidica.

L'avvolgimento di media tensione dovrà essere realizzato con piatto di AL a spigoli arrotondati. I trasformatori dovranno essere forniti completi di sonde termiche con relativa centralina di allarme, di golfari di sollevamento e di carrello.

## **Caratteristiche elettriche**

Le prestazioni elettriche dovranno essere comprese nell'ambito dei valori limite previsti per la classificazione delle macchine a "basse perdite" esemplificate nelle taglie di seguito indicate per macchine MT/bt:

- a) Potenza nominale (KVA) 100
- b) Classe di tensione (KV) 30 - 30
- c) Tensione di c.c. (%) 6 - 6
- d) Gruppo Dyn11
- e) Classe di isolamento F/F e per macchine bt/bt:
- f) Classe di tensione (KV) 1.1/3
- g) Tensione di c.c. (%) 6
- h) Gruppo YNyn0
- i) Classe di isolamento F/F

Il valore della tensione di alimentazione primaria dovrà essere, in linea di massima 10/20/30 kV con possibilità di modifica del rapporto di trasformazione in relazione al valore della tensione primaria.

I trasformatori dovranno essere costruiti secondo le normative vigenti in materia. In presenza di valori di tensione di rete, sul lato media tensione di valore inferiore a 30 kV, dovranno essere fornite unità a doppio primario fino alla tensione di 30 kV.

## **Accessori**

Il trasformatore dovrà essere completo di tutti gli accessori necessari per il suo funzionamento ottimale. Si dovranno fornire almeno i seguenti dispositivi e accessori:



- a) Ruote di scorrimento bidirezionali e relativi dispositivi per il bloccaggio alle rotaie o al pavimento;
- b) Ganci per il traino dei trasformatori nei due sensi ortogonali;
- c) Golfari di sollevamento;
- d) Elettroventilatori per incremento della potenza (se richiesti esplicitamente);
- e) Targa di identificazione con evidenziati i dati caratteristici del trasformatore, ubicata in posizione visibile sia nel caso di macchina a giorno (entro box di muratura) sia nel caso di macchina entro box di protezione (tramite oblò di ispezione);
- f) Due prese di messa a terra, con bullone di tipo anti allentante, contrassegnate secondo le norme;
- g) Variatore di tensione a vuoto sull'avvolgimento di media tensione, con prese  $\pm 2 \times 2,5\%$ ;
- h) Termometro a quadrante per l'indicazione della temperatura negli avvolgimenti, dotato di due contatti indipendenti per segnalazione di allarme e scatto;
- i) Centralina di controllo grandezze significative (temperatura, pressione e livello) completa di morsettiera per la raccolta di tutti i circuiti di protezione e allarme, ubicata in posizione facilmente accessibile dal fronte, in grado di generare un segnale di allarme qualora una delle grandezze controllate superi una soglia reimpostata;
- j) Attrezzi speciali per l'esercizio e la manutenzione.

### **Collegamenti di bassa tensione**

I collegamenti tra trasformatori e quadri generali di bassa tensione all'interno delle cabine elettriche dovranno essere eseguiti in blindosbarra a cinque conduttori,  $3F+N/2+PE/2$ , per potenze di trasformazione superiori a 400 kVA, mentre per tagli uguali od inferiori a 400 kVA saranno in cavo di tipo non propagante l'incendio, grado di isolamento 4, con conduttori in rame rivestiti di guaine. I cavi di potenza dovranno essere di tipo unipolare mentre gli ausiliari potranno essere multipolari.

### **Collegamenti di Media Tensione**

Collegamenti di media tensione tra i quadri e i trasformatori dovranno essere eseguiti con cavi di media tensione unipolari di tipo ARG7H1R – 18/30 kV con sezione come previsto da progetto. I cavi dovranno essere conformi alle Norme CEI 20-29/20-11/20-13 e dovranno essere forniti completi di terminazioni adatte per terminali di tipo "prefabbricate" sui terminali MT sulle macchine di trasformazione. I cavi MT e bt dovranno essere fissati alle pareti del locale (o al box di protezione trasformatore) con adeguati telai di sostegno ed in modo tale che risulti agevole e poco "distruttiva" l'estrazione del trasformatore in caso di manutenzione e/o sostituzione, Tutti i collegamenti ausiliari andranno posati entro guaine protettive e le connessioni

andranno eseguite entro cassette dedicate di tipo isolante. Dovrà comunque essere garantito un grado di protezione IP30. I collegamenti saranno infine contrassegnati in modo leggibile e permanente con le stesse sigle riportate negli schemi elettrici.

### **Box di contenimento trasformatori di potenza**

I trasformatori di potenza (nel caso in cui non siano contenuti all'interno di locale dedicato) dovranno essere contenuti in appositi alloggiamenti così costituiti:

- a) n.1 carpenteria metallica modulare, costituita da una struttura autoportante in lamiera di acciaio, sp. 30/10 mm e da una serie di elementi, sp. min. 20/10 mm, di completamento (porte e pannelli di tamponamento). Per l'accessibilità allo scomparto dovranno essere previste 2 porte anteriori apribili a cerniera. Dimensioni di ingombro indicative: per trafo 125 160 KVA 1350 L x 1950 H x 1500 p mm;
- b) n. 1 verniciatura RAL 7030, secondo ciclo normalizzato
- c) n. 1 sistema di ventilazione naturale
- d) n. 1 sbarra Cu di messa a terra
- e) n. 2 oblò per visualizzazione interno scomparto
- f) n. 1 serratura di sicurezza (chiave asportabile solo a porte anteriori chiuse)
- g) n. 1 sistema di illuminazione interno scomparto, provvisto di relativo interruttore di comando; (lampada sostituibile dall'esterno scomparto)
- h) n. 1 serie di targhette indicatrici e di sequenza manovre - staffe per supporto/ammarraggio cavi MT e BT
- i) n. 2 rotaie scorrimento Trafo - set minuterie a completamento scomparto. Gli scomparti dovranno avere dimensioni tali da contenere in modo agevole i trasformatori e permettere lo smaltimento del calore da essi prodotto, dovranno essere non rumorosi in presenza, di sollecitazioni elettrodinamiche ed immuni dalla generazione di scariche parziali anche in presenza di sovratensioni nei limiti previsti dalla normativa.

#### ***6.1.2.13 Quadri elettrici***

##### **Quadri di media tensione**

I quadri di media tensione dovranno essere di tipo protetto realizzati affiancando scomparti completamente normalizzati, contenenti componenti di media tensione pure normalizzati, progettati singolarmente ed assemblati in modo che soddisfino i criteri di impianto e gli schemi indicati negli elaborati di progetto.

Caratteristiche tecniche

Caratteristiche ambientali:

- a) Temperatura ambiente massima 40°C
- b) Temperatura ambiente media (rif. 24 h) 35°C
- c) Temperatura ambiente minima -10°C
- d) Umidità relativa massima 25°C 90%
- e) Installazione all'interno di un fabbricato in muratura

Caratteristiche elettriche:

- a) Livello di isolamento nominale 24 kV
- b) Tensione di esercizio 30 kV
- c) Frequenza nominale  $50 \pm 2,5\%$  Hz
- d) Sistema elettrico trifase
- e) Stato del neutro isolato
- f) Tensione di tenuta a 50Hz per 1 min. 50 kV
- g) Tensione di tenuta ad impulso 125 kV
- h) Corrente nominale sbarre principali e derivate 1250A
- i) Corrente nominale amm.le di breve durata per 1 sec. 16 kA
- j) Tensione nominale circuiti ausiliari 230V-24V-50Hz
- k) Tensione nominale circuiti illuminazione e riscaldamento 230V-50Hz
- l) Grado di protezione a vano chiuso IP2XC

Rispondenza a norme tecniche e leggi antinfortunistiche:

per quanto non espressamente precisato nel presente Capitolato, i quadri dovranno essere rispondenti alle norme CEI vigenti in materia al momento della realizzazione.

#### **Caratteristiche costruttive e composizione**

I quadri saranno costituiti da scomparti affiancati in esecuzione segregata, compartimentati in celle elementari metallicamente segregate le une dalle altre in modo da impedire la propagazione di eventuali archi interni. Ogni cella elementare dovrà essere dimensionata per sostenere le sollecitazioni prodotte dalle formazioni di arco interno e pertanto dovrà essere classificata "resistente ad arco interno su fronte". Le celle di scomparto saranno conformi allo schema di distribuzione di ogni cabina elettrica e precisamente:

- a) Ingresso alimentazione
- b) Scomparto di sezionamento generale e TA
- c) Scomparto di risalita se necessario

- d) Scomparto strumenti di misura (TV) e fusibili se necessario
- e) Scomparto di sezionamento e protezione linee MT in arrivo
- f) Scomparto protezione trasformatori e TA protezioni
- g) Scomparto con scaricatori di sovratensione
- h) Canalina interconnessioni ausiliarie
- i) Cassetta per apparecchiature di bassa tensione
- j) Sbarre di collegamento

### **Prescrizioni costruttive e funzionali degli scomparti e delle relative celle di compartimentazione**

- **Cella sbarre principali**

La cella sbarre di ciascun scomparto dovrà essere adeguatamente compartimentata mediante interruttore di manovra di tipo rotativo che in posizione di aperto dovrà evitare l'accesso alle parti in tensione. Opportuni diaframmi isolanti dovranno segregare in modo univoco in direzione verticale ed orizzontale. L'accesso alle sbarre sarà possibile solo a quadro completamente fuori tensione tramite pannelli sbullonabili con l'uso di utensili specifici.

- **Cella ingresso**

La cella interruttore dovrà essere disposta nella parte frontale dello scomparto. In sommità la cella dovrà essere equipaggiata di interruttore di manovra di tipo rotativo segregato in SF<sub>6</sub> o entro custodia sottovuoto di portata 1250/630A a 30kV in grado di compartimentare lo scomparto sbarre. L'interruttore generale di manovra dovrà essere assemblato alla carpenteria in modo da impedire contatti con parti in tensione, sia con interruttore in posizione di inserito sia in posizione di sezionato. La cella di arrivo dell'alimentazione dovrà essere segregata dalle celle di sbarra previste in sommità al quadro. La messa a terra della linea in arrivo dovrà essere possibile solo dallo scomparto uscita. L'interruttore sezionatore dovrà poter assumere, rispetto alla parte fissa del quadro le seguenti posizioni:

- a) Inserito: circuiti principali ed ausiliari collegati elettricamente
- b) Sezionato: circuiti principali sezionati e circuiti ausiliari elettricamente collegati Le posizioni di cui sopra dovranno essere rilevate da dispositivi meccanici e segnalate a distanza tramite contatti elettrici di fine corsa portati in morsettiera.

La cella dovrà contenere:

- a) Sezionatore di terra con potere di interruzione da 16 kA
- b) Trasformatori toroidali
- c) Divisori capacitivi di presenza tensione

Sulla porta dovranno essere previsti gli oblò di ispezione interna.

- **Cella strumenti di bassa tensione**

Nella cella strumenti, prevista sopra la cella interruttore, dovrà essere contenuta tutta l'apparecchiatura di bassa tensione di normale impiego. In particolare:

- a) Le morsettiere e la cavetteria (in apposite canalette) per le interconnessioni fra gli scomparti e per l'allacciamento dei cavetti ausiliari
- b) Gli accessori ausiliari dell'interruttore e dello scomparto (strumenti di misura, relè di protezione, dispositivi di comando e segnalazione, fusibili, interruttori di bassa tensione, ecc.)
- c) I contatti ausiliari di posizione dell'interruttore (inserito/sezionato)
- d) L'alimentazione del circuito di sgancio

- **Cella interruttore automatico in gas o sottovuoto**

Dovrà essere prevista a monte dei collegamenti in cavo

Sarà equipaggiata con:

- a) Sezionatore rotativo di segregazione del vano sbarre dal vano interruttore
- b) Interruttore automatico in esafluoruro "SF6" di tipo estraibile a comando motorizzato per il ricaricamento delle molle
- c) Trasformatori amperometrici di alimentazione delle protezioni a relè o a microprocessore
- d) Protezioni 50-51-51N in allestimento integrato su interruttore o in unità multifunzione
- e) Collegamento seriale delle misure e degli allarmi nel caso di adozione di centralina di protezione a microprocessore e /o di contatti ausiliari per la remotizzazione degli allarmi digitali nel caso di impiego di relè diretti ed indiretti
- f) Divisori capacitivi
- g) Contatti ausiliari per la segnalazione dello stato di manovra delle protezioni
- h) Terminali di MT per collegamenti in cavo
- i) Bobina di sgancio emergenza

- **Canaletta interconnessioni**

All'interno si dovranno prevedere canalette per la raccolta delle connessioni ausiliarie fra i vari scomparti e verso l'impianto esterno. Il fronte del quadro e le coperture dovranno essere integri ed esenti da lavorazioni addizionali.

- **Sicurezze funzionali e antinfortunistiche**

Con tutti i circuiti a media tensione attivi dovranno essere possibili, senza pericolo, le seguenti attività:

- a) Dall'esterno del quadro mantenendo la continuità del suo involucro ed il grado di protezione per esso prescritto:
  - Comando elettrico di apertura degli apparecchi di interruzione e sezionamento per i quali esso è previsto in progetto
  - Comando meccanico di apertura e chiusura degli apparecchi privi di comando elettrico; per i sezionatori dovrà essere possibile anche il bloccaggio in posizione di "chiuso" o di "aperto" a mezzo dispositivo di blocco con chiave asportabile • Controllo diretto a vista, senza dover ricorrere all'apertura di portelle, della posizione dell'interruttore
  - Verifica della presenza della tensione sulle linee a media tensione raccordate al quadro e della corrispondenza delle fasi
- b) Dopo l'apertura di portelle incernierate dotate di blocchi elettrici tali da rendere inaccessibili le apparecchiature sotto tensione a frontale aperto:
  - Manovre di separazione e reinserzione degli apparecchi "estraibili"
  - Comando meccanico di apertura e chiusura di apparecchi di interruzione
  - Ispezioni in servizio degli apparecchi elettrici a bassa tensione di protezione, comando, segnalazione e misura

- **Circuiti a media tensione**

I circuiti principali saranno costituiti da un unico sistema a sbarre di rame argentato nelle giunzioni e rivestito in resina epossidica. Le sbarre così rivestite dovranno essere adatte per le relative correnti nominali con i limiti di sovratemperatura ammessi dalle Norme e a resistere termicamente alle correnti di breve durata previste. I supporti isolanti delle sbarre, dei sezionatori, dei fusibili, dei contatti fissi degli apparecchi estraibili dovranno essere in araldite od in resina epossidica di analoghe caratteristiche isolanti. Le sbarre, unitamente ai relativi supporti isolanti di cui sopra, dovranno resistere agli sforzi meccanici derivanti dai valori massimi iniziali delle correnti di breve durata previste. Non saranno ammessi diaframmi con materiali isolanti per conseguire il livello di isolamento prescritto; il loro uso sarà consentito per la compartimentazione delle valvole fusibili in modo da ostacolare l'innesco dell'arco tra le fasi nel caso di una loro esplosione. Tutti i materiali isolanti impiegati dovranno avere e mantenere nel tempo elevate caratteristiche dielettriche e meccaniche; in particolare avranno un'ottima resistenza alle scariche superficiali e non propagheranno la fiamma. L'impiego di cavi unipolari, anche di media tensione, per derivare dalle sbarre i TV od apparecchi interni al quadro, non sarà consentito.

- **Circuiti di terra**



Tutte le parti metalliche, i sezionatori di terra ed i secondari dei trasformatori di misura dovranno essere allacciati mediante conduttori ad una sbarra colletttrice di rame disposta lungo tutto il quadro. Tale sbarra dovrà essere allacciata al sistema di terra generale dell'impianto. Essa dovrà essere dimensionata secondo quanto prescritto dall'art. 20 delle Norme CEI 17-6. Tutti i conduttori di terra dovranno avere guaina giallo-verde e dovranno essere dimensionati per la corrente di breve durata ammissibile prevista per il quadro senza che si generino sollecitazioni termiche tali da deteriorare gli isolanti e la conformazione stessa dei conduttori e che possano resistere agli sforzi elettromeccanici senza subire deformazioni permanenti o manifestare rotture. Per le portelle incernierate e le serrande, l'interconnessione con la carpenteria, o direttamente con la barra di terra, dovrà essere realizzata mediante conduttori flessibili di sezione minima pari a 16 mmq. Per la messa a terra degli apparecchi estraibili dovranno essere previsti appositi contatti a tulipano con pinze di tenuta in modo che, nelle operazioni di estrazione ed inserzione, siano i primi a stabilire il contatto e gli ultimi ad interromperlo. La barra di terra del quadro di media tensione dovrà essere provvista di opportuni attacchi per il collegamento intermedio di tutti i moduli e di attacchi di estremità per il collegamento alla barra generale di cabina elettrica.

- **Circuiti ausiliari**

All'interno di ciascuna cella ausiliari di b.t., dovrà essere prevista una morsettiera terminale alla quale faranno capo i circuiti di misura e di protezione (secondari dei TA e dei TV) ed i circuiti di comando e segnalazione relativi alle apparecchiature installate nello scomparto. All'interno della cella strumenti dello scomparto protezione trasformatore dovrà essere installata la centralina di rilevamento della temperatura delle colonne del trasformatore. La morsettiera dovrà essere costituita da morsetti componibili in melammia e dovrà avere una numerazione progressiva. I singoli morsetti dovranno essere con fissaggio a vite del tipo antivibrante, adatti a ricevere conduttori delle seguenti sezioni:

- a) Fino a 6 mmq, per i circuiti amperometrici, voltmetrici, delle alimentazioni e termocoppie
- b) Fino a 10 mmq per i circuiti dei resistori anticondensa e per le alimentazioni in classe 0

I morsetti dei circuiti voltmetrici dovranno essere del tipo sezionabile; quelli dei circuiti amperometrici del tipo sezionabile-cortocircuitabile.

I circuiti ausiliari dovranno essere eseguiti mediante cavi e/o conduttori aventi le seguenti caratteristiche:

- a) Avere conduttori flessibili in rame con sezione:
  - non inferiore a 1,5 mm<sup>2</sup> per i circuiti normali (comunque di sezione tale da non causare cadute di tensione superiori del 3% del valore

nominale nei casi di solenoidi, resistenze, ecc.) • non inferiore a 2,5 mm<sup>2</sup> per i circuiti di misura voltmetrici ed amperometrici • non avere sezione inferiore a 4 mm<sup>2</sup> per l'alimentazione delle resistenze anticondensa

b) Avere un isolamento adatto per le seguenti tensioni di esercizio:

- U<sub>o</sub>/U 0,6/1 kV per i cavi con guaina
- U<sub>o</sub>/U 0,45/0,75 kV per cavi senza guaina

c) Non essere propaganti l'incendio secondo le Norme CEI 20-22/2, 20-35, 20-36.

Negli eventuali attraversamenti delle lamiere metalliche di divisione i cavi e/o i conduttori dovranno avere il rivestimento isolante non direttamente a contatto con la lamiera, ed essere opportunamente protetti con materiali non metallici resistenti all'invecchiamento e non propaganti la fiamma. Le canalette in plastica contenenti i vari conduttori di cablaggio interno agli scomparti dovranno essere di materiale autoestinguento e non dovranno essere occupate per più del 70% della loro sezione. In corrispondenza dei terminali, che dovranno essere del tipo a pressione preisolati, i conduttori saranno corredati di contrassegni la cui siglatura dovrà corrispondere a quella riportata sugli schemi elettrici approvati dalla Direzione Lavori. I conduttori dei collegamenti agli apparecchi montati su portelle dovranno essere raggruppati in fasci flessibili disposti, ancorati e protetti in modo tale da escludere deterioramento meccanico e sollecitazioni sui morsetti durante il movimento delle ante. Tutti i circuiti in arrivo e partenza dovranno far capo a morsettiere terminali ubicate in posizione facilmente accessibile e da concordare con la Committente; a queste morsettiere dovranno inoltre essere connessi tutti i contatti di relè, strumenti, apparecchi, anche se non utilizzati, eccezione fatta per quelli che sono collegati ad apparecchi contenuti nello stesso quadro.

Tutte le indicazioni di stato e i comandi di ogni apparecchiatura del circuito di potenza dovranno essere riportati in morsettiere per poter essere telecomandati dal posto operatore del sub-centro.

#### • Interruttori

Gli interruttori dovranno essere del tipo ad isolamento in SF<sub>6</sub> o con camere di interruzione sottovuoto di primario Costruttore. Dovranno essere muniti di comando motorizzato di chiusura ed apertura, nonché di segnalazioni di dette posizioni visibili dall'esterno a cella chiusa. Gli interruttori dovranno essere inoltre predisposti per il comando elettrico a distanza di chiusura ed apertura. Per i contatti di fine corsa, relativi alle posizioni assunte dall'interruttore, dovranno essere disponibili e riportati in morsettiere n. 5 contatti ausiliari in apertura e n. 5 in chiusura liberi da tensione. I circuiti di bassa tensione dell'interruttore dovranno far capo ad un apposito

connettore ad innesto. Per la sicurezza di esercizio dovranno essere previsti i seguenti blocchi e dispositivi sull'interruttore:

- a) blocco meccanico che impedisce l'inserzione e la disinserzione dell'interruttore quando lo stesso è in posizione di chiuso
- b) blocco meccanico che non permette la chiusura manuale od elettrica dell'interruttore nelle posizioni intermedie fra inserito e sezionato
- c) blocco meccanico che impedisce l'inserzione dell'interruttore quando è chiuso il relativo sezionatore di terra
- d) blocco meccanico che non permette la chiusura manuale od elettrica dell'interruttore se non è inserito il connettore dei circuiti ausiliari ed impedisce l'estrazione dello stesso ad interruttore chiuso
- e) blocco a chiave che non permette la chiusura manuale od elettrica dell'interruttore se non è inserita la chiave; la stessa rimane bloccata ad interruttore chiuso
- f) blocco meccanico che impedisce l'estrazione dell'interruttore se l'otturatore metallico, azionato meccanicamente, non è bloccato nella posizione di chiuso ad interruttore asportato; sarà escluso l'accesso involontario alle parti in tensione.

- **Sezionatori di terra**

I sezionatori di terra dovranno essere equipaggiati di comando manuale locale. Il comando dovrà essere corredato di blocco, di contatti ausiliari di fine corsa liberi da tensione, dei quali, 2 NA + 2 NC a disposizione e riportati in morsettiera. I sezionatori di terra saranno inoltre provvisti di:

- a) blocco meccanico che impedisce la chiusura del sezionatore quando l'interruttore è in posizione di inserito, o viceversa, impedisce lo spostamento dell'interruttore verso la posizione di inserito quando il sezionatore è in posizione di chiuso
- b) blocco a chiave, con chiave asportabile che permette di bloccare il sezionatore in posizione di "aperto o "chiuso"
- c) blocco meccanico, che impedisce l'apertura della portella della cella cavi di potenza quando il sezionatore è nella posizione di "aperto"
- d) blocco meccanico, che impedisce di aprire il sezionatore quando la portella della cella cavi di potenza è aperta.

- **Trasformatori di misura**

I riduttori di corrente dovranno essere tali da resistere termicamente alle correnti di breve durata e meccanicamente ai loro valori massimi iniziali. I trasformatori di misura dovranno essere scelti in modo da garantire il corretto funzionamento degli apparecchi di protezione e misura da essi alimentati. I trasformatori di corrente destinati al rilievo delle correnti sulle linee in arrivo ed in partenza dal quadro

dovranno essere sistemati in posizione fissa nella cella linea. Qualunque sia la funzione dei TA installati in posizione fissa, una volta aperto il pannello di chiusura della cella nella quale sono sistemati, si dovrà poter accedere facilmente ai loro morsetti per operare serraggi, cambi di rapporto (ove previsti), ecc. senza necessità di rimuovere i TA o qualsiasi altro apparecchio o collegamento esistente nella cella. In particolare, i trasformatori di misura dovranno essere conformi alle Norme CEI 38.3 per quanto riguarda le prove di misura delle scariche parziali. Per evitare sovratensioni che si potrebbero generare in seguito al verificarsi di fenomeni di ferro risonanza, i TV dovranno essere costruiti con un avvolgimento secondario a triangolo aperto con un'adeguata resistenza. La resistenza dovrà essere compresa nella fornitura del quadro.

- **Segnalatori e blocchi di presenza tensione**

Ogni sezione di quadro dovrà essere munita di un dispositivo di segnalazione presenza tensione sulla linea in arrivo od in partenza. Il dispositivo dovrà essere applicato a ciascuna fase, dovrà essere costituito da lampade a bassa tensione alimentate da partitori capacitivi. La segnalazione dovrà essere efficace anche quando la tensione di linea scenderà al 70% della tensione nominale. Le lampade dovranno essere poste ben visibili accanto al comando manuale del sezionatore di terra e dovranno essere intercambiabili dall'esterno del quadro.

- **Relè ed interruttori ausiliari**

Ciascun apparecchio dovrà essere munito di custodia di protezione. Tutti i tipi di relè dovranno essere in esecuzione estraibile. Gli interruttori di protezione dei circuiti ausiliari dovranno essere adatti ad interrompere le massime correnti di guasto a cui possono essere assoggettati. Gli interruttori destinati ai circuiti di comando degli apparecchi a media tensione dovranno essere dotati di contatti ausiliari per segnalazione d'interruttore aperto.

- **Resistenze anticondensa**

Ogni scomparto di quadro dovrà essere munito di una o più resistenze anticondensa complete di un termostato che le inserisca o disinserisca automaticamente.

- **Illuminazione interna della cella**

Le celle dovranno essere munite di armature per illuminazione, complete di lampade a incandescenza che si accenderanno dall'esterno a mezzo di interruttori predisposti nell'involucro esterno del quadro. La sostituzione delle lampade contenute nelle celle potrà essere eseguita senza rimuovere parti di altri circuiti.

- **Particolarità costruttive**

a) La struttura del quadro dovrà essere costruita in modo che per l'intervento o la manovra (in particolare estrazione ed inserzione) degli apparecchi d'interruzione non si verifichino vibrazioni capaci di provocare scatti intempestivi delle apparecchiature

elettromeccaniche di protezione ed ausiliarie o comunque compromettere il corretto funzionamento dei diversi "organi"; inoltre dovrà essere predisposta l'ampliabilità in opera del quadro da

entrambe le estremità senza necessità di operare forature, tagli o saldature neppure sulle barre collettrici.

b) Tutte le celle impiegate dovranno essere d'acciaio al carbonio lisce, piane, lucide e decapate.

c) Tutte le celle dovranno essere munite di portelle corredate di robuste cerniere e di un fermo che ne limiti e fissi l'apertura ad un'angolazione conveniente sia per la rimozione degli apparecchi contenuti nella cella sia per evitare l'urto contro i pannelli adiacenti. I pannelli asportabili facenti parte, dell'involucro "cella sbarre principali" dovranno essere invece munite di viteria di fissaggio imperdibile.

d) L'accessibilità per controlli o per la sostituzione di qualsiasi apparecchio o componente dovrà essere garantita nelle condizioni di massima sicurezza.

e) Gli oblò d'ispezione dovranno essere corredate di materiale trasparente autoestinguente tale da resistere al calore ed assicurare un'adeguata resistenza meccanica.

f) La bulloneria impiegata nella costruzione del quadro dovrà essere di materiale non soggetto ad ossidazione.

g) Verniciatura La verniciatura dovrà essere di tipo elettrostatico a polvere ed il trattamento dovrà essere effettuato come segue:

- **Sgrassaggio**

Sgrassaggio a spruzzo, a caldo eseguito in tunnel con prodotti fosfosgrassanti contenenti fosfati alcalini e tensio-attivi non ionici biodegradabili

a) temperatura di lavoro 50 a 60° C

b) pressione di spruzzo 1,8 a 2 Atm

- **Lavaggio**

Lavaggio a spruzzo, eseguito in tunnel con acqua di fonte a temperatura ambiente a) temperatura di lavoro 10 a 30° C b) pressione di spruzzo 1,8 a 2 Atm

- **Passivazione**

Passivazione a spruzzo, eseguita in tunnel con acqua a temperatura ambiente con prodotti passivanti esenti da cromo atti a migliorare la resistenza alla corrosione degli strati fosfatici, non infiammabili, contenenti polimeri organici, derivanti da sostanze naturali ad alto peso molecolare, completamente biodegradabili

a) temperatura di lavoro 10 a 30°C

b) pressione di spruzzo 1,8 a 2 Atm

- **Essiccazione**

Dopo essere stati sottoposti alle fasi di preparazione, i componenti dovranno venire fatti passare nel forno di essiccazione per preparare le superfici a ricevere le polveri di verniciatura

a) temperatura di lavoro 160°C

b) tempo di permanenza 15 minuti

- **Verniciatura**

Verniciatura elettrostatica alle polveri eseguita utilizzando un rivestimento termoidratante in polvere di tipo epossipoliestere applicato con doppio strato sulle pareti interne ed esterne con le seguenti caratteristiche

a) pressione di spruzzo 2 a 2,5 Atm

b) tensione di lavoro 450 a 100 KV

c) spessore minimo 45 Micron

d) brillantezza 65 + 10 gloss

e) punto di colore RAL 7030 grigio perla (standard)

- **Essiccazione**

L'indurimento delle polveri applicate dovrà avvenire in forno alla temperatura di reticolazione e di indurimento pari a:

a) temperatura 160° C

b) tempo di permanenza 30 a 40 minuti

c) La struttura meccanica degli scomparti dovrà essere modulare ed assemblabile per sezioni così da consentire il posizionamento dei quadri nei locali di installazione senza che si verifichino rotture, deformazioni nelle strutture murarie, abrasioni sulle carpenterie o avarie alle apparecchiature elettriche in essi installate.

- **Documentazione tecnica**

A corredo dei quadri sarà fornita la seguente documentazione:

a) disegno di ingombro del quadro

b) disegno della sezione tipica

c) cataloghi illustrativi

d) schemi elettrici unifilari e multifilari

e) schemi elettrici funzionali



- f) schemi dei circuiti ausiliari
- g) schemi delle morsettiere di interno
- h) manualistica di manutenzione ordinaria e straordinaria
- i) elenco apparecchiature di dotazione
- j) certificati ufficiali attestanti la rispondenza dei quadri alle Norme CEI 17-6 e/o IEC 298 e DPR 547 nonché delle prove di tipo eseguite
- k) documentazione delle prove di tipo

- **Parti di ricambio ed attrezzi speciali**

Per ogni quadro saranno fornite le seguenti parti di ricambio ed attrezzature:

- a) n. 3 portalampade completi di coppetta colorata per ogni tipo
- b) n. 3 divisori capacitivi e n. 1 gruppo motore di manovra interruttore
- c) n. 1 tema di fusibili per protezione lato primario TV
- d) tutti gli attrezzi speciali necessari per l'operazione di inserzione-estrazione apparecchiature e di manovra delle stesse.

- **Collaudi e prove**

Tutte le prove di collaudo previste dalle norme CEI dovranno essere eseguite in contraddittorio con i rappresentanti della Direzione Lavori e si svolgeranno presso le officine del Costruttore. I costi per l'effettuazione delle prove di accettazione saranno a carico dell'Appaltatore. Per essere sottoposto a prove il quadro dovrà essere completamente montato, collegato internamente e messo a punto presso l'Officina del Costruttore. Elenco delle prove:

- a) Prove di accettazione

- prova di tensione a frequenza industriale dei circuiti di potenza
- prove di tensione dei circuiti ausiliari
- prova di funzionamento meccanico
- prova dei dispositivi ausiliari
- verifica dei cablaggi

- b) Prove di tipo L'Appaltatore dovrà produrre copia dei certificati relativi alle prove di tipo realizzate da un laboratorio indipendente attestanti la rispondenza del quadro e delle apparecchiature alle Norme sopraccitate. In particolare, è richiesta dimostrazione delle seguenti prove:

- prova di corrente di breve durata nei circuiti principali per un valore non inferiore a 30 KA e nel circuito di protezione;

- prova di riscaldamento per un valore di corrente nominale non inferiore a 1250A.

### **6.1.3 Componenti e opere civili**

Le opere civili necessarie per la realizzazione della centrale fotovoltaica consistono nei seguenti tipi di intervento:

#### **6.1.3.1 Recinzione perimetrale**

L'area su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico sarà completamente recintata con una recinzione altezza pari a 1,90 ml dal terreno e distaccata dal terreno di circa 15 cm come misura di mitigazione ambientale più asole di 0,20x1,00 per consentire il passaggio della piccola e media fauna terrestre.

La recinzione sarà realizzata in rete a maglia metallica plastificata 5 x 5 cm con filo con diametro 2,5 mm, con vivagni di rinforzo in filo di ferro zincato e sarà fissata al terreno con pali verticali di supporti in legno castagno infissi nel suolo a 100 cm. distanti gli uni dagli altri 2.5 ml.

L'accesso all'area sarà garantito attraverso cancelli a doppia anta a battente di larghezza pari a 5 m, idoneo al passaggio dei mezzi pesanti. Il cancello sarà realizzato in acciaio zincato a caldo con supporti in acciaio 15 x 15 cm e fissato su trave di fondazione in cemento armato.

#### **6.1.3.2 Viabilità interna**

La circolazione dei mezzi all'interno dell'area sarà garantita dalla presenza di una apposita viabilità per il collegamento delle cabine MT/BT, disposte all'interno dell'area sulla quale sorgerà la centrale fotovoltaica al fine di garantire la fruibilità ad esse, e strade per poter accedere alle vele fotovoltaiche per la manutenzione ordinaria e straordinaria.

Per la esecuzione di questa viabilità sarà effettuato uno sbancamento di 30-50 cm, ed il successivo riempimento con un materiale misto cava di cava o riciclato. Le strade avranno una larghezza tra 3 e 5 metri e avranno una pendenza trasversale del 3% per permettere un corretto deflusso delle acque piovane. Il raggio delle strade interne sarà adeguato al trasporto di tutti i materiali durante la fase di costruzione e durante le fasi di O&M.

La fondazione stradale sarà eseguita con tout-venant di cava, costituiti da materiali rispondenti alle norme CNR UNI 10006 e relativo costipamento 95% della densità AASHO modificata.

### **6.1.3.3 Viabilità esterna**

L'area risulta ben servita dalla viabilità pubblica principale, trovandosi in adiacenza di strade comunali direttamente connesse alle Strade Provinciali e Strade Comunali, pertanto, non sarà necessario realizzare nuove strade all'esterno dell'impianto fotovoltaico.

Sarà realizzata una viabilità esterna alla recinzione per consentire l'arrivo agli accessi dai parchi con caratteristiche analoghe a quella della viabilità interna.

### **6.1.3.4 Movimentazione terra**

Non sono previsti sbancamenti e terrazzamenti, al fine di non alterare il naturale deflusso delle acque. La tipologia di struttura di fissaggio moduli proposta è perfettamente in grado di adeguarsi alle pendenze naturali del terreno.

Non si renderà necessaria neanche una minima regolarizzazione del piano di posa dei componenti dell'impianto fotovoltaico.

Nel seguente paragrafo si riporta il riepilogo della movimentazione terra per regolarizzazione del piano di posa.

### **6.1.3.5 Scavi**

Saranno eseguite due tipologie di scavi:

- gli scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna;
- gli scavi a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee dei cavidotti MT, BT e ausiliari.

Entrambe le tipologie saranno eseguite con mezzi meccanici o, qualora particolari condizioni lo richiedano, a mano, evitando scoscendimenti e franamenti e, per gli scavi dei cavidotti, evitando che le acque scorrenti sulla superficie del terreno si riversino nei cavi.

In particolare:

- gli scavi per la realizzazione della fondazione delle cabine si estenderanno fino ad una profondità di ca. 80 cm;
- gli scavi quelli per la realizzazione della viabilità interna saranno eseguiti mediante scotico del terreno fino alla profondità di ca. 30-50 cm.
- gli scavi per la realizzazione dei cavidotti avranno profondità variabile in genere tra 0,50 m e 1,00 m;

Il rinterro dei cavi e cavidotti, a seguito della posa degli stessi, avverrà su un letto di materiale permeabile arido (sabbia o pietrisco minuto) su fondo perfettamente spianato e privo di sassi e spuntoni di roccia, e riempimento con materiale permeabile

arido o terra proveniente da scavi o da cava, con elementi di pezzatura non superiori a 30 mm, eseguito per strati successivi di circa 30 cm accuratamente costipati.

opere	Quantità ml	Area di scavo	totale mc
Trincee linee BT	8.747	0,8x1,2	8.397,12
Trincee linee sicurezza	4.327	0,25x0,50	540,88
Trincee linee MT	45	0,8x1,00	36,00
Maglia di terra	15.475	0,25x0,50	1.934,38
Cavidotto esterno	6.620,00	0,80x1,2	6.355,20
Strade	6.447	0,40x4,00	10.315,20
Basamenti cabine	9	26,30x4,90x0,60	77,32
Cabina elettrica	1	25,4x12,0x0,60	182,88
Stazione Utente		a stima	250,00
Scavi e sistemazioni		a stima	2.500,00
totale			30.588,98

Tabella 4: riassuntiva della movimentazione terra necessaria per gli scavi a sezione ampia e ristretta.

#### 6.1.3.6 Trincee

Per i cavi interrati la Norma CEI 11-17 prescrive che le minime profondità di posa fra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo sono rispettivamente di:

- 0,5 m per cavi con tensione fino a 1000 V;
- 0,8 m per cavi con tensione superiore a 1000 V e fino a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 0,6 m);
- 1,2 m per cavi con tensione superiore a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 1,0 m).

Nei casi di cavi posati in condutture interrate, le distanze tra tubi adiacenti saranno poste ad almeno la metà ( $\frac{1}{2}$ ) del diametro esterno del tubo.

Lo strato finale di riempimento della trincea sarà compattato utilizzando compattatori leggeri o utilizzando autocarri leggeri per evitare qualsiasi danno ai cavi.

Le condutture coinvolte da attraversamento di strade, canali di drenaggio o attraversamenti di servizi sotterranei devono essere protetti meccanicamente con opportuna protezione.

In caso di attraversamenti sia longitudinali che trasversali di strade pubbliche con occupazione della carreggiata devono essere applicate in generale le prescrizioni dell'art. 66 del Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo Codice della Strada (DPR 16/12/92, n. 945) e, se emanate, le disposizioni dell'Ente proprietario della strada.

Canalizzazioni ad altezza ridotta su strada pubblica sono ammesse soltanto previa accordo con l'Ente proprietario della strada ed a seguito di comprovate necessità di eseguire incroci e/o parallelismi con altri servizi che non possano essere realizzati aumentando la profondità di posa dei cavi.

In base alle precedenti considerazioni, si giustificano le sezioni adottate per gli scavi, rappresentate nelle Tavole allegate. Le sezioni di scavo rappresentate con sezioni tipiche includono tutte le tipologie di trincee che si rendono necessarie:

- trincee per passaggio cavi MT;
- trincee per cavi BT per trasmissione di potenza dagli inverter;
- trincee per cavi DC per collegamento di condutture per stringhe dai moduli agli inverter,
- trincee per cavi BT e dati che contengono condutture per il passaggio cavi di alimentazione e comunicazione dei circuiti ausiliari e perimetrali.

Le trincee dei circuiti di potenza conterranno anche la corda o piattina che costituirà la maglia di terra dell'impianto.

Segnalazione cavi elettrici c.a. interrati

All'interno dello scavo e a circa 30-40 cm al di sopra delle linee, il passaggio cavo sarà segnalato e identificato mediante l'utilizzo di nastri di 100 mm di larghezza, disposti per tutta la lunghezza del percorso con colori diversi a seconda del tipo di servizio e recanti la dicitura specifica come descritto di seguito:

Per linee BT: Nastro verde o giallo con avviso di presenza cavo elettrico;

Per linee MT: Nastro rosso con avviso di presenza cavo elettrico di media tensione.

#### ***6.1.3.7 Cabinati***

Saranno installati i seguenti cabinati:

- n. 9 cabine (SKID) di trasformazione BT/MT (dimensioni in pianta 6,058x2,438 m e 2,896 m di altezza): cabinati in container in acciaio;
- n. 9 cabine (Storage) (BESS)
- n.1 cabina di ricezione e controllo (dimensioni in pianta 16,45x4,00m e 3,00 m di altezza) di campo: in elementi prefabbricati.

Il dettaglio delle caratteristiche costruttive e degli elementi elettrici inclusi nei cabinati è esplicitato nei paragrafi della relazione tecnica delle opere elettriche.

Di seguito sono riportate le tipologie e dimensioni fisiche degli elementi:

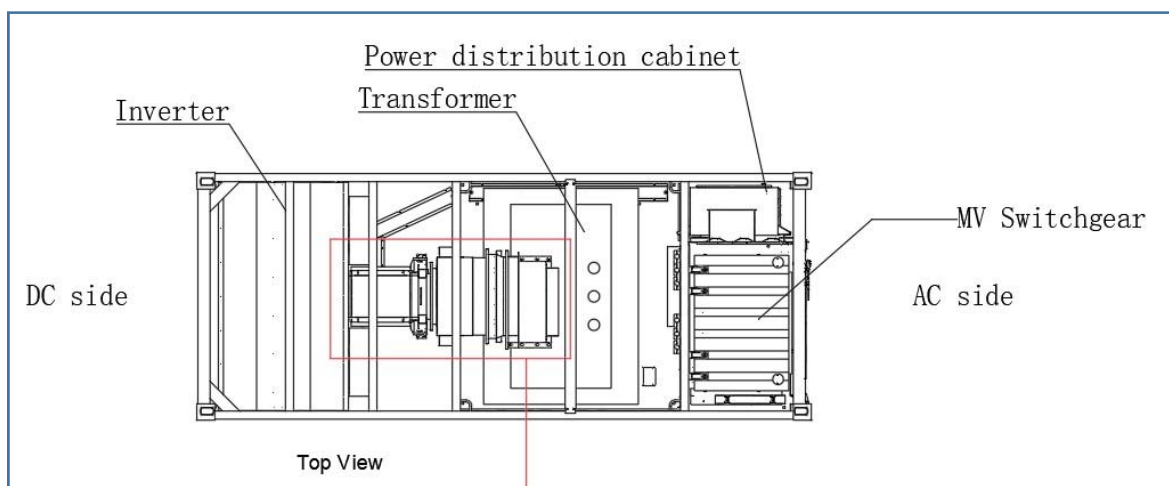


FIGURA 18. PIANTA CABINA DI TRASFORMAZIONE BT/MT



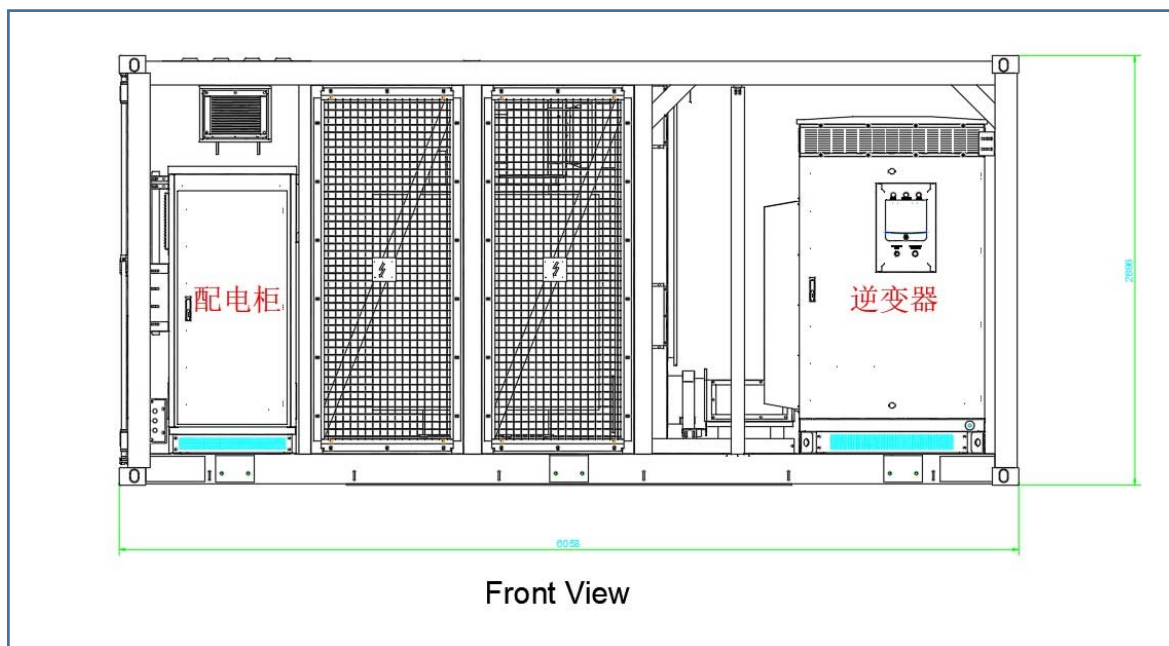


FIGURA 19. PROSPETTO CABINA DI TRASFORMAZIONE BT/MT

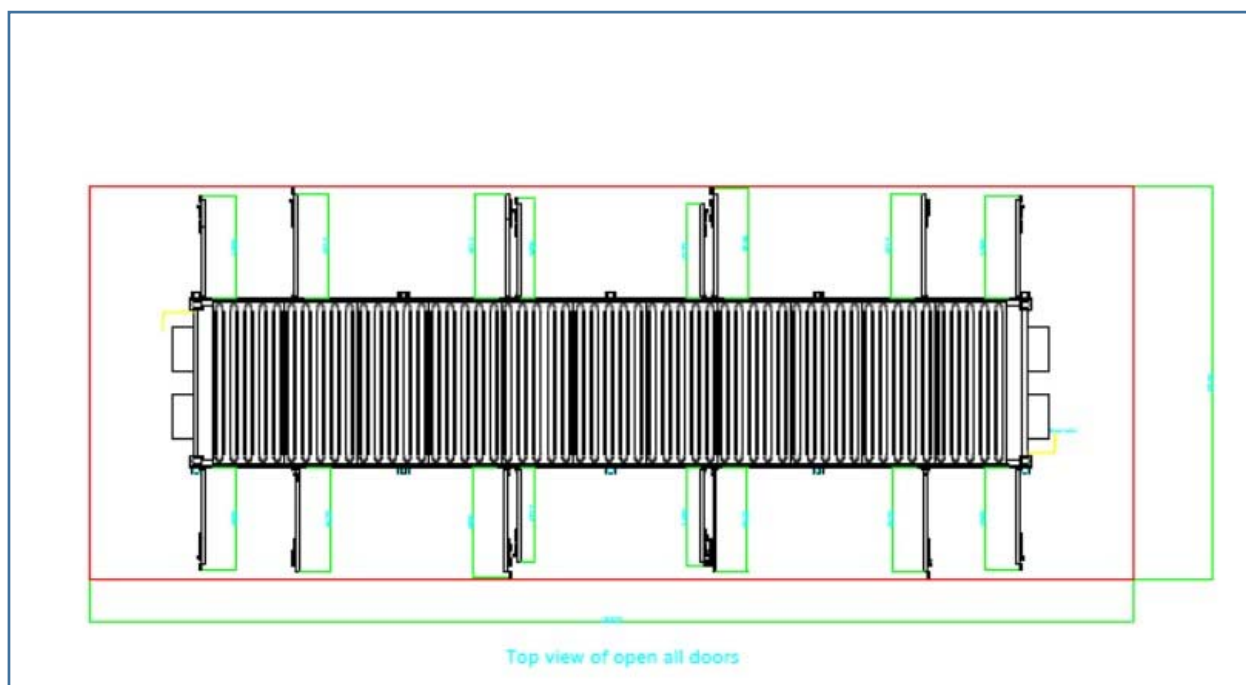


FIGURA 20. CABINATO PER STORAGE (BESS) VISTA DALL'ALTO

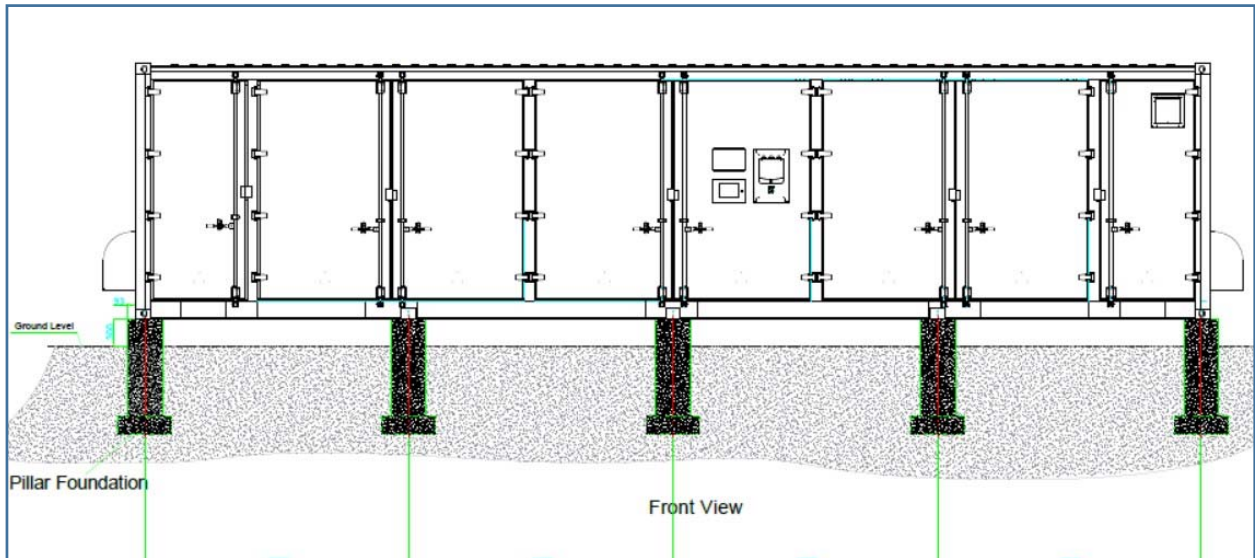


FIGURA 21. CABINATO PER BATTERIE (BESS) PROSPETTO PRINCIPALE

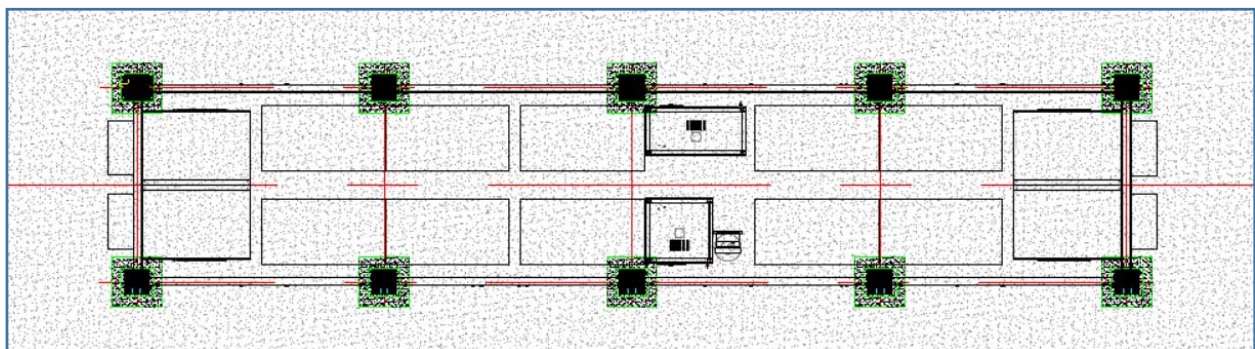


FIGURA 22: CABINATO PER BATTERIE (BESS) PROSPETTO PIANTA FONDAZIONI

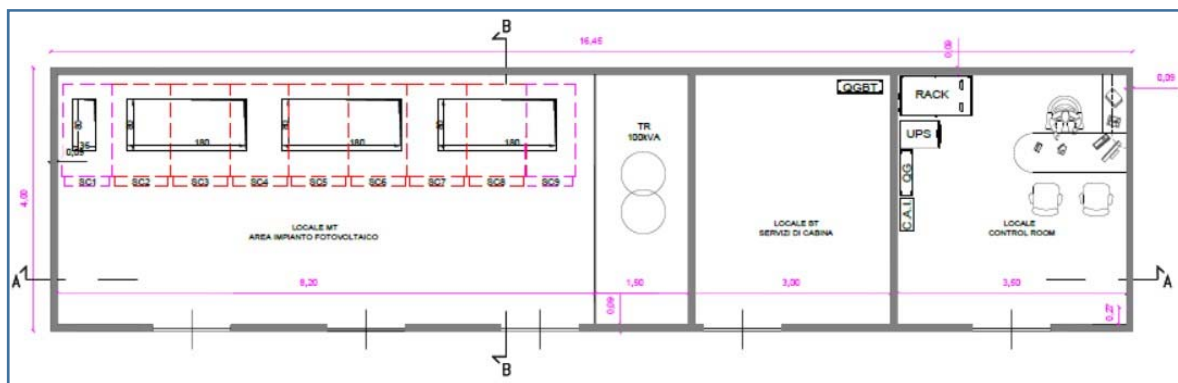


FIGURA 23: PIANTA CABINA ELETTRICA DI RICEZIONE E CONTROLLO

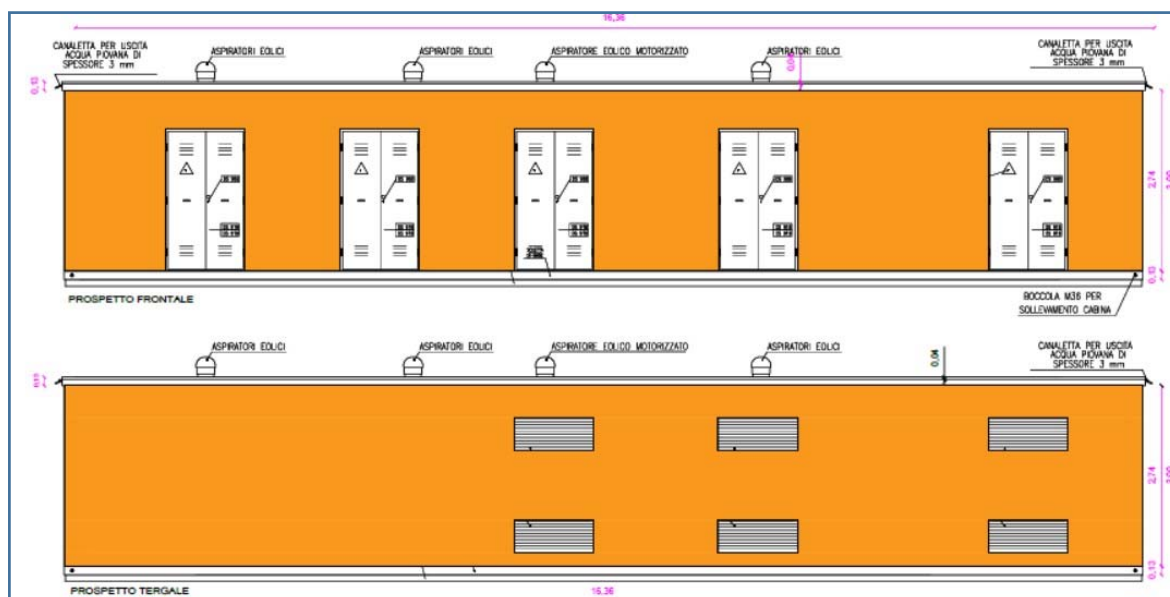


FIGURA 24: PROSPETTI PRINCIPALI CABINA ELETTRICA DI RICEZIONE E CONTROLLO

#### 6.1.3.8 Basamenti e opere in calcestruzzo

Verranno realizzati dei basamenti in calcestruzzo con scavo di profondità mediamente intorno a 80-90 cm e comunque non superiore a 1,2 m.

I basamenti in calcestruzzo comprenderanno:

- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT e cabina di ricezione);
- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT e cabine per accumulatori);
- plinti di fondazione dei pali della illuminazione e videosorveglianza perimetrale: conglomerato cementizio per formazione di blocco di fondazione per pali, con resistenza caratteristica a compressione non inferiore a  $R_{ck}$  20 N/mm<sup>2</sup>; con formazione di foro centrale (anche mediante tubo di cemento roto compresso o PVC annegato nel getto) e fori di passaggio dei cavi.

opera	Parti uguali	quantità	Totale (mc)
Cabine di campo MT	9	6,10x2.50x0,30	41,18
Cabina Elettrica e control room	1	16,50x4,00x0,40	26,40
Sistemi di accumulo trasformazione	9	6,10x2.50x0,30	41,18
Sistemi di accumulo accumulatori	9	(0,3x0,40x1,50+0,60x0,60x0,30)x10	25,92
Basamenti pali per CCTV	144	0,40x0,40x0,80	18,43
<b>totale</b>			<b>153,11</b>

Tabella 5: riassuntiva del cemento necessario per la realizzazione delle opere di cls da realizzarsi in sito.

#### **6.1.3.9 Pozzetti e camerette**

L'impiego di pozzetti o camerette sarà limitato ai casi di reale necessità, per facilitare la posa dei cavi lungo percorsi tortuosi o per migliorare ispezionabilità dei giunti; saranno posizionati nei pressi delle cabine per consentire l'accesso dei cavi interrati alle condutture in ingresso alle cabine; saranno altresì posizionati nei pressi dei pali di illuminazione/video sorveglianza al fine di consentire lo smistamento delle condutture ai dispositivi localizzati nelle immediate vicinanze.

I pozzetti saranno realizzati in cemento con resistenza caratteristica a compressione non inferiore a Rck 20 N/mm<sup>2</sup>, con fondo aperto formato con misto granulometrico per uno spessore di 20 cm, al fine di evitare il ristagno dell'acqua all'interno. Le coperture saranno chiusini prefabbricati in cemento armato prefabbricato o materiale di caratteristiche adeguate (policarbonato, acciaio, etc).

In fase di realizzazione dei pozzetti e relativa collocazione dei cavi occorrerà tener presente che:

- si devono potere introdurre ed estrarre i cavi senza recare danneggiamenti alle guaine; quindi, i fori devono essere dotati di adeguati colletti e condutture guida;
- il percorso dei cavi all'interno deve potersi svolgere ordinatamente rispettando i raggi di curvatura.

#### **6.1.3.10 Drenaggi e regimentazione delle acque meteoriche**

Non si rileva necessità di un sistema di regimentazione delle acque o di modifica dei dreni naturali esistenti, in quanto la superficie dell'impianto fotovoltaico sarà quasi totalmente permeabile; le strutture di fissaggio moduli saranno tali da non ostacolare il normale deflusso delle acque superficiali, e le cabine creeranno un impedimento

sostanzialmente minimo. Le strade saranno realizzate in materiale inerte drenante, per cui sarà garantita il normale scorrimento delle acque superficiali.

In ogni caso, nella eventualità in cui le proprietà drenanti della viabilità interna o delle aree di installazione delle cabine non riescano a far fronte a una regimentazione delle acque di fronte ad eventi meteorici di significativa importanza, un sistema di regimentazione può essere integrato al lato della viabilità interna e/ perimetrale e/o in prossimità delle cabine per mezzo della costruzione di cunette drenanti realizzate effettuando uno scavo a sezione ristretta, di tipo aperto o rivestito con geo tessuto e riempito con stabilizzato di piccola pezzatura.

#### **6.1.3.11 Opere di verde**

Saranno eseguite le seguenti opere:

- Inerbimento del terreno nudo: semi, formato da un miscuglio di varietà diverse (composizione in peso: 20% Poa pratensis, 10% Lolium perenne cv. Sirtaky, 35% Festuca arundinacea cv. Silver Hawk, 35% Festuca arundinacea cv. Prospect Green), fertilizzazione alla semina con Concime NP 7-16 CaO Zn C ed insetticida anti formiche.
- Piantumazione fascia arborea di protezione e separazione, con la messa a dimora di specie arboree, arbustive e cespugliose autoctone;
- Installazione dell'impianto di irrigazione fascia arborea, mediante impianto automatizzato e temporizzato, composto da una tubazione in polietilene ad alta densità o polivinile atossico, comprensivo di raccorderia, irrigatori, valvole ed innesti rapidi.

#### **6.1.4 Componenti e opere servizi ausiliari**

I servizi ausiliari della centrale fotovoltaica consistono nelle seguenti tipologie:

##### **6.1.4.1 Sistema di monitoraggio**

Il sistema sarà dotato di un sistema scada di monitoraggio delle prestazioni energetiche e degli allarmi elettrici, installato all'interno dei cabinati, la cui struttura risponda a condizioni di modularità e di rispetto dei blocchi funzionali fondamentali di cui si compone generalmente un sistema di acquisizione dati.

Il sistema è costituito da uno o più datalogger (in funzione del tipo di dispositivo e dal numero di variabili che dovrà acquisire) con moduli di espansione (sistema elettronico di controllo, di acquisizione e trasmissione dati) in grado di acquisire i dati provenienti dalle seguenti apparecchiature:

- la stazione meteo principale;
- la/e stazione/i meteo secondaria/e (eventuale);
- gli inverter;

- i relè degli interruttori MT;
- i contatti binari (ON/OFF) relativo allo stato degli interruttori dei quadri elettrici MT;
- il contatore di energia;

Permette il monitoraggio locale al servizio degli operatori di manutenzione (con tempi di latenza realtime ridottissimi) e la trasmissione via internet a web cloud con tutte le informazioni acquisiti dal campo fotovoltaico come grandezze elettriche cumulative e di dettaglio delle singole unità di produzione.

Il sistema di trasmissione dei dati per l'impianto in oggetto utilizzerà:

- preferibilmente una comunicazione a onde convogliate attraverso i cavi di potenza degli inverter (al fine di limitare la collocazione di linee dati seriale) o in alternativa con classica comunicazione seriale;
- comunicazione seriale tra i sensori e i data logger;
- comunicazione in fibra ottica tra le cabine di campo e cabine di ricezione.

#### ***6.1.4.2 Sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi)***

L'area di impianto sarà completamente recintata e sorvegliata e dotata di un sistema antintrusione che consente di inviare allarmi via web e/o SMS alla rilevazione di una infrazione, costituito dai seguenti sistemi che funzioneranno in modo integrato:

- sistema di videosorveglianza perimetrale
- sistema di allarme e antintrusione a barriere a microonde
- sistema di gestione degli accessi

Il sistema di videosorveglianza registrerà tutti gli eventi di movimenti interni all'area di progetto e di passaggio nei pressi dell'anello perimetrale. È costituito da:

- telecamere fisse con o senza faretto all'infrarosso che permettono il funzionamento 24h/24h posti su pali a una distanza l'una dall'altra di circa 40 metri;
- server per videosorveglianza, videoregistratore, monitor LCD, Armadio rack, cavi rack.
- Il sistema di allarme e antintrusione a barriere a microonde rileva l'accesso nell'area dell'impianto ed in prossimità delle cabine.
- barriere a microonde (distanza RX-TX di circa 60 m) da installare lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine;
- centrale antintrusione, DGP in campo installati in adeguati box su palo, lettore di badge, tastiera di gestione, rivelatori volumetrici, rivelatori volumetrici a



doppia tecnologia, contatti magnetici, sirena esterna, rilevatori di fumo, pulsante antincendio, cavi bus (RS485), cavi di allarme, cavi di alimentazione, cavi antincendio, batterie, ups, ecc

Il sistema di gestione degli accessi monitora gli stati degli ingressi del parco fotovoltaico e alle cabine di controllo e sarà implementato con sensoristica a contatti magnetici sui relativi elementi:

- cancelli di ingresso
- porte della cabina di controllo

Gli accessi sono gestiti con lettori e schede badge di accesso, al fine di consentire il tracciamento storico degli operatori che hanno accesso e gestiscono nel tempo l'impianto.

I suddetti sistemi di allarme e videosorveglianza potranno essere integrati o sostituiti con altre tecnologie al momento della costruzione.

#### ***6.1.4.3 Sistema di illuminazione***

Il sistema di illuminazione sarà realizzato in prossimità di accesso parco e cabine e lungo la recinzione perimetrale.

La tipologia costruttiva della illuminazione perimetrale è costituita da palo di illuminazione di altezza fuori terra pari a 3,00 m posizionati all'interno dell'area, mentre per le aree nei pressi delle cabine saranno usati dei diffusori in policarbonato con altezza palo di circa un 1 metro.

I corpi illuminanti saranno con lampada a LED 50W 230V-50Hz, con riflettore con ottica antinquinamento luminoso in alluminio e diffusore in cristallo temperato resistente agli shock termici e agli urti, portalampada in ceramica, e ciascuno sarà dotato di propria protezione termica e sezionatore.

#### ***6.1.4.4 Sistema idrico***

Il sistema idrico che sarà installato in campo includerà esclusivamente un impianto di irrigazione della fascia arborea di mitigazione del verde. Comprenderà un sistema di tubazioni in polietilene ad alta densità o polivinile atossico con irrigatori, valvole e innesti rapidi, connesso all'acquedotto o utilizzando una cisterna mobile munita di sistema di pressurizzazione, dotato di impianto automatizzato e temporizzato al fine di ottimizzare l'uso della risorsa idrica.

Non è prevista l'installazione di un sistema specifico distribuito in campo per la pulizia dei moduli fotovoltaici.



## 6.2 OPERE DI CONNESSIONE

### 6.2.1 Descrizione e caratteristiche generali – opere connessione

Il Progetto prevede la realizzazione di un tratto di elettrodotto interrato a 30 kV, realizzato con 3 terne di cavo in rame da 240 mmq , che partono dalla Stazione elettrica di controllo di Collesalvetti presso il Faldo, terminano il percorso in corrispondenza della Stazione Utente di Guasticce, localizzata in adiacenza alla nuova SE Terna in costruzione.

Le opere di connessione e la stazione Utente saranno descritte con relazione separata. Le Opere di Connessione possono essere divise in "Opere di Utenza" e "Opere Comuni".

**Saranno definite "Opere di Utenza" le seguenti opere di connessione:**

- Cavidotto MT di collegamento tra i campi Fotovoltaici in località Il Faldo e la Stazione Utente di Guasticce;

**Saranno definite "Opere Comuni" le seguenti opere di connessione:**

- Collegamento tra la Stazione Utente e la SE 132/30 kV di Guasticce di Terna.

### 6.2.2 Opere di Utenza:

Cabina elettrica e di controllo di campo, Cavidotto MT tra Cabina elettrica e Stazione Utente, Stazione Utente Budrio.

### 6.2.3 Descrizione del sito, ubicazione e accessi

L'area di intervento per la realizzazione della Stazione Utente rientra totalmente nel Comune di Collesalvetti, facente parte della Provincia di Livorno.

L'area sulla quale insisterà la Cabina Utente è di circa 53.000 mq, che al termine dei lavori di costruzione sarà interamente recintata.

Il sito individuato è confinante con la strada comunale Traversa della SP 555 ed è adiacente alla nuova SE Terna.

Per l'accesso all'area si prevede di realizzare un breve imbocco, che si sviluppa all'interno dell'area interessata, in modo da ampliare il raggio di curvatura di ingresso dei mezzi pesanti, che trasportano il trasformatore e gli elementi costituenti la cabina.

La scelta dell'area di ubicazione della Stazione Utente e del percorso dei cavidotti è stata effettuata con l'obiettivo di coniugare l'esigenza di trasporto e distribuzione di energia con la ricerca della massima appropriatezza insediativa che potesse

garantirne l'inserimento paesaggistico e il rispetto della pianificazione territoriale in corrispondenza della stazione esistente di Budrio.



FIGURA 25: INQUADRAMENTO STAZIONE UTENTE PRESSO NUOVA SE TERNA IN COSTRUZIONE

#### 6.2.4 Cavidotto MT di collegamento tra SW Station e stazione utente 132/30 kV Guasticce

##### 6.2.4.1 Cavidotto MT

Descrizione sintetica del cavidotto MT

Il cavidotto ha una lunghezza complessiva di 6,62 km e collega i campi fotovoltaici di Faldo alla Stazione Utente di Guasticce. La massima potenza transitante sul cavo MT è pari a 32,12 MW. La tensione di esercizio è di 30 kV e saranno posate tre terne di cavo unipolare avente sezione di 240 mm<sup>2</sup> del tipo ARE4H1R 18/30 kV.

## **Cavo a fibra ottica**

Nel cavidotto di collegamento tra la Cabina di raccolta e controllo e la Stazione Utente è prevista la posa di un cavo a fibra ottica avente la funzione di scambio segnali fra il punto di raccolta e lo SCADA della produzione fotovoltaica.

Caratteristiche materiali (cavo MT)

Si prevede l'utilizzo di cavi MT 30 kV del tipo unipolari isolati in XLPE senza piombo, sotto guaina di PVC.

Tensione nominale  $U_0/U$ : 18/30 kV;

- Temperatura massima di esercizio: 90°C;
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche);
- Resistenza elettrica massima dello schermo: 3  $\Omega$ /km;
- Temperatura minima di posa: 0°C;
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C;
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo;
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame.
- Strato di semiconduttore Materiale: Estruso

Isolamento Materiale: Polietilene reticolato XLPE senza piombo

Strato semiconduttore Materiale: Estruso, pelabile a freddo

Schermo Tipo: Fili di rame rosso, con nastro di rame in contro spirale

Guaina esterna Materiale: Mescola a base di PVC, qualità ST2

Colore Rosso Posa del cavo interrato

I cavi verranno interrati ad una profondità minima di 1,2 metri e posati su un letto di sabbia vagliata. La distanza minima tra le coppie di terne, disposte a trifoglio, sarà pari a 25 cm. In corrispondenza di ogni giunto verrà realizzato un pozzetto di ispezione, mentre si poseranno i cavi all'interno di tubi in caso di attraversamenti stradali, con lo scopo di limitare la presenza di scavi aperti in carreggiata. In questo caso, come da norma CEI 11-17 III ed., il diametro minimo interno del tubo deve essere 1,4 volte il diametro circoscritto del fascio di cavi. Nel medesimo scavo verrà posata la fibra ottica armata, al fine di garantire la comunicazione tra il parco fotovoltaico e la SE di trasformazione del produttore.

Oltre alla segnalazione in superficie della presenza del cavidotto mediante opportuni ceppi di segnalazione, verrà anche posizionato del nastro monitore al di sopra dei cavi al fine di segnalarne preventivamente la presenza in caso di esecuzione di scavi.

La larghezza dello scavo è di circa 70 cm alla base, arrivando a circa 1 metro in cima, mentre la quota di posa delle terne di cavi sarà pari a circa 1,1 metro di profondità, quindi posati su circa 10 cm di sabbia o terra vagliata. Le terminazioni dei cavi di MT saranno dotate di terminali unipolari, con isolamento estruso, mentre gli schermi dei cavi stessi saranno messi a terra in corrispondenza delle terminazioni. I giunti che si andranno ad impiegare saranno quelli unipolari diritti, con isolamento a spessore ridotto e schermo in tubo di alluminio. Infine, i cavi saranno ulteriormente protetti tramite la posa superiore di tegoli di protezione.

Le terminazioni dei cavi di MT saranno dotate di terminali unipolari, con isolamento estruso, mentre gli schermi dei cavi stessi saranno messi a terra in corrispondenza delle terminazioni. I giunti che si andranno ad impiegare saranno quelli unipolari diritti, con isolamento a spessore ridotto e schermo in tubo di alluminio. Infine, i cavi saranno ulteriormente protetti tramite la posa superiore di tegoli di protezione.

### **Realizzazione dei cavidotti MT**

Le fasi lavorative necessarie alla realizzazione degli elettrodotti in cavo interrato sono:

- scavo in trincea;
- posa cavi;
- rinterri trincea;
- esecuzione giunzioni e terminali;
- rinterro buche di giunzione.

Lo scavo della trincea avverrà tramite escavatore a benna stretta con tratti pari all'incirca alla pezzatura dei cavi da posare (250-300 m). Agli estremi di queste tratte verranno realizzate le buche per i giunti, mentre il terreno scavato verrà posato, durante la fase di posa dei cavi, al fianco dello scavo stesso. Una volta completata la posa, il medesimo terreno verrà riutilizzato per ricoprire lo scavo, con il vantaggio di ridurre sensibilmente la quantità di materiale conferito in discarica ed il transito di mezzi pesanti. Lo scavo, per tutto il periodo nel quale sarà aperto, verrà opportunamente delimitato da recinzione. Una volta creato il letto di posa (sabbia o terreno vagliato) verranno posizionati i rulli sui quali far scorrere il cavo, mentre alle estremità verranno posti un argano per il tiro e le bobine.

Una volta realizzati i giunti, all'interno delle apposite buche, ospitanti le selle di supporto protette da cassonetti di muratura, le buche stesse verranno riempite con sabbia vagliata e materiale di riporto. Gli impatti maggiori previsti per queste attività

riguardano l'emissione di rumore, comunque limitato al solo utilizzo dell'escavatore, e di polveri anch'esse limitate dalla posa del terreno asportato di fianco allo scavo stesso e successivamente riutilizzato per il riempimento del cavidotto.

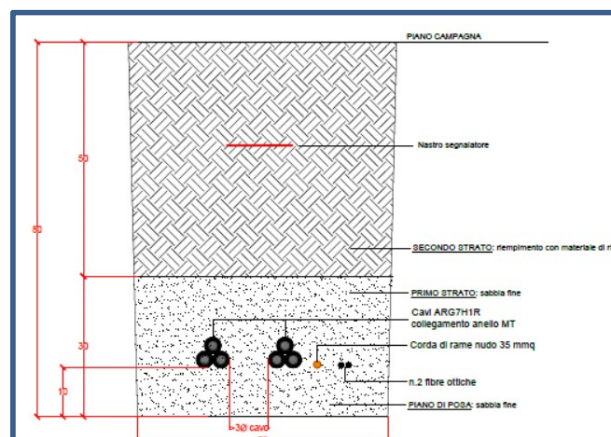


FIGURA 26: SEZIONE TIPO PROGETTUALE (SI VEDANO TAVOLE DI PROGETTO)

## INTERFERENZE CAVIDOTTI MT

I tracciati dei cavidotti si snodano all'interno del paesaggio descritto in premessa del presente paragrafo, tra quote che si aggirano intorno ad un metro al di sotto del livello marino medio, con zone sporadicamente poco al di sopra del livello del mare.

I tracciati dei cavidotti mostrano le seguenti interferenze:

- A. Con le acque di scorrimento superficiali, in capo al Consorzio 4 Basso Valdarno
- A.** Per quanto alle interferenze con acque di **scorrimento superficiali**, i cavidotti di interconnessione **tra i campi fotovoltaici** non presentano interferenze.
- B.** Il cavidotto di collegamento tra la Cabina di raccolta e la Stazione Elettrica Utente, in base al documento TAV 4.2\_CAV\_Interferenze con corpi idrici progettuale presenta le seguenti interferenze con corpi idrici superficiali:

- Attraversamento del canale Scolmatore dell'Arno, Fosso Reale e Antifossetto all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Attraversamento Fiume Tora all'interno di manufatto di attraversamento esistente;
- Attraversamento Fosso Torretta all'interno del manufatto di attraversamento esistente;
- Attraversamento canale di bonifica nei pressi della Stazione Utente in TOC;

C. Per quanto alle interferenze con la viabilità, il cavidotto di interconnessione tra i campi fotovoltaici e tra la stazione di raccolta e la stazione Utente, presenta le seguenti interferenze con la viabilità di Collesalveti come da elaborato TAV 4.1 interferenze con viabilità principali e secondarie:

- Attraversamento longitudinale lungo la strada s.n. comunale o interpodereale dal campo PV al sottopasso viadotto A12 e oltre per 1,29 km;
- Attraversamento trasversale sotto viadotto A12;
- Attraversamento trasversale sotto SGC Firenze- Pisa Livorno
- Attraversamento longitudinale sotto sede viaria strada comunale via del Grano per 0,19 km;
- Attraversamento longitudinale sotto sede viaria strada senza nome da via del Grano a via Vespucci per 2,76 km;
- Attraversamento longitudinale sotto sede viaria strada comunale via Vespucci per 0,96 km;
- Attraversamento longitudinale sotto sede viaria SP 55 per 0,68 km;
- Attraversamento longitudinale sotto sede viaria traversa della SP 55 per 0,20 km;

#### 6.2.10 Campi Elettrici e Magnetici

L'impianto sarà progettato e costruito in modo da rispettare i valori di campo elettrico e magnetico, previsti dalla normativa statale vigente (Legge 36/2001 e D.P.C.M. 08/07/2003). Si rileva che nella stazione, che sarà normalmente esercita in tele conduzione, non è prevista la presenza di personale se non per interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria.

Data la standardizzazione dei componenti e della disposizione geometrica, si possono estendere alla stazione elettrica "Guasticce" i rilievi sperimentali eseguiti nelle stazioni TERNA per la misura dei campi elettromagnetici al suolo nelle diverse condizioni di esercizio.

Di seguito è riportata la planimetria di una stazione TERNA 380/132 kV (fig.1) e l'andamento dei relativi campi magnetici ed elettrici (fig2).



Si può notare come il contributo di campo elettrico e magnetico dei componenti di stazione (macchinari e apparecchiature), in corrispondenza delle vie di servizio interne, risulti trascurabile rispetto a quello delle linee entranti.

Tale contributo diminuisce ulteriormente in prossimità della recinzione dove si può affermare che il campo elettrico e magnetico è principalmente riconducibile a quello dato dalle linee entranti per le quali risulta verificata la compatibilità con la normativa vigente come riportato nella documentazione progettuale dell'elettrodotto alla quale si rimanda per approfondimenti.

In sintesi, i campi elettrici e magnetici esternamente all'area di stazione sono riconducibili ai valori generati dalle linee entranti e quindi l'impatto determinato dalla stazione stessa è compatibile con i valori prescritti dalla vigente normativa.

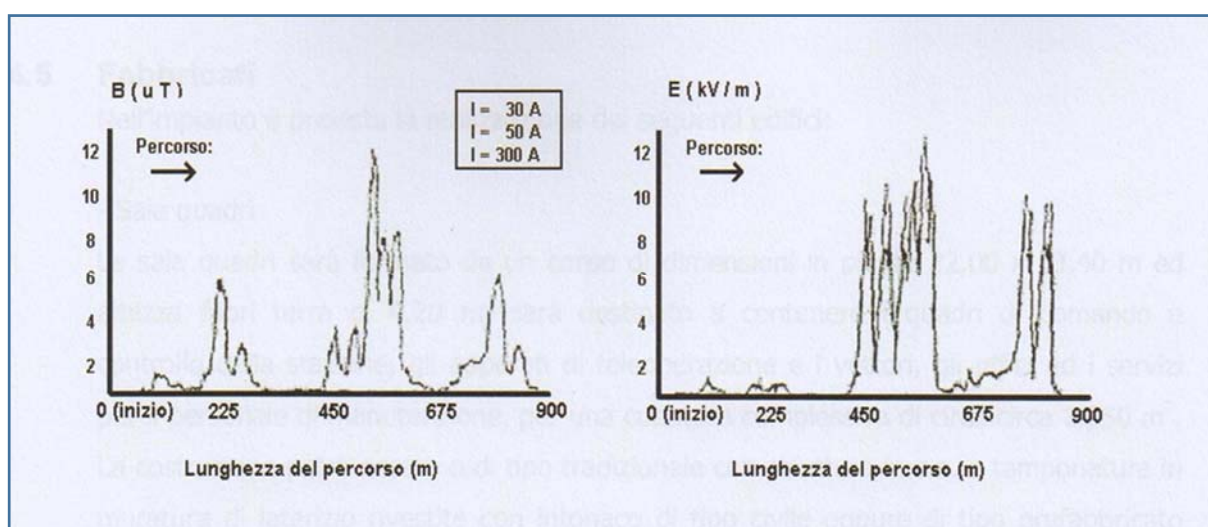


FIGURA 27; RISULTATI DELLA MISURA DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI EFFETTUATI LUNGO LE VIE INTERNE DELLA SEZIONE A 132 KV DELLA STAZIONE RIPORTATA IN FIG. 3.

### 6.2.11 Smaltimento acque

Per la raccolta e lo smaltimento delle acque meteoriche, sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convogli la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori e quindi in due distinte vasche di prima pioggia per



essere successivamente conferite ad un corpo ricettore compatibile con la normativa in materia di tutela delle acque.

Per la raccolta delle acque di scarico dei servizi igienici provenienti dall'edificio principale dovrà essere predisposto un apposito circuito di tubi ed eventuali pozzetti a tenuta che convogli le acque nere in appositi collettori (serbatoi da vuotare periodicamente o fosse chiarificatrici tipo IMHOFF).

In generale, quindi, per lo smaltimento delle acque, meteoriche o nere, ai sensi delle norme vigenti e dei regolamenti regionali, si dovrà realizzare un idoneo sistema di smaltimento da collegare alla rete fognaria (mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente o altro).

#### **6.12.12 Varie**

Le fondazioni delle varie apparecchiature saranno realizzate in conglomerato cementizio armato.

Le aree interessate dalle apparecchiature elettriche saranno sistemate con finitura a ghiaietto, mentre le strade e piazzali di servizio destinati alla circolazione interna, saranno pavimentate con binder e tappetino di usura in conglomerato bituminoso e delimitate da cordoli in calcestruzzo prefabbricato.

Per l'ingresso alla stazione, sarà previsto un cancello carrabile largo 7,00 metri ed un cancello pedonale, ambedue inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato.

La recinzione perimetrale sarà costituita da manufatti prefabbricati in cls, di tipologia aperto/chiuso.

Per l'illuminazione esterna della Stazione sono state previste alcune torri faro a corona mobile equipaggiate con proiettori orientabili.

#### **6.2.13 Stima dei tempi di realizzazione**

La durata di realizzazione della stazione e delle opere ad essa connesse è stimata in 12 mesi. In ogni caso, in considerazione.



Il rumore sarà quindi prodotto in pratica dalle unità di dell'urgenza e dell'importanza dell'opera, saranno intraprese tutte le azioni volte ad anticipare il più possibile il completamento dell'impianto e la conseguente messa in servizio.