

SC ENERGIA SOLARE

P.IVA IT07131720489
C.F.: 07131720489
PIAZZA DELLA VITTORIA, 6
50129 - FIRENZE (FI) - IT
PEC: sc-energiasolare@pec.it

Impianto fotovoltaico Serramanna 43,868 MWp

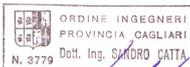


00	08/2023	Emissione	Gruppo di progettazione	Ing. Luca DEMONTIS	ACME S.R.L.
REV.	DATA	OGGETTO	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Ing. Luca DEMONTIS
(coordinatore)

Ing. Sandro CATTA



Arch. Valeria MASALA (consulenza ambientale)
Arch. Alessandro MURGIA (consulenza urbanistica)
Geol. Andrea SERRELI (consulenza geologica)
Dott. Agr. Francesco Matta (consulenza agronomica)
Archeol. Maria Luisa Sanna (consulenza archeologica)

TITOLO:

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

NOTE:

**IDENTIFICAZIONE ELABORATO
R.01**

INDICE

INDICE	2
1. INTRODUZIONE	4
1.1 PREMESSA.....	4
1.2 RIFERIMENTI NORMATIVI	5
1.3 NORME TECNICHE.....	6
2. SOCIETÀ PROPONENTE	8
3. INQUADRAMENTO DEL SITO	9
3.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E URBANISTICO	9
4. QUADRO PROGETTUALE	10
5. VALUTAZIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE E DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO.....	11
5.1 GENERALITÀ.....	11
5.2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	12
PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA.....	14
5.3 COMPOSIZIONE DELL'IMPIANTO	15
6. DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.....	20
6.1 DISTRIBUZIONE DELLE COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO: LOTTO A, LOTTO B E LOTTO C.....	20
6.2 MODULI FOTOVOLTAICI.....	21
6.3 TRACKER	22
6.4 INVERTER	24
6.5 STRING BOX	25
6.6 TRASFORMATORI	27
6.7 QUADRO MT	27
6.8 CABINE ELETTRICHE.....	28
6.9 CABINE SERVIZI	29
6.10 IMPIANTO GENERALE DI TERRA.....	29
7. OPERE CIVILI E SERVIZI AUSILIARI	30
7.1 VIABILITÀ	30
7.2 SCAVI	30
7.3 INFISSIONE PALI DEI TRACKER	32
7.4 POSA MODULI.....	32
7.5 REALIZZAZIONE DEI CAVIDOTTI	32
7.6 RECINZIONI E CANCELLI	33
7.7 FONDAZIONI CABINE ELETTRICHE.....	33

7.8 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE	33
7.9 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA.....	34
7.10 OPERE DI MITIGAZIONE.....	35
8. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	36
9. CRONOPROGRAMMA.....	39
10. COMPONENTI IN ALTA TENSIONE.....	40
10.1. PREMESSA.....	40
10.2. TRASFORMATORI	40
10.2.1. Caratteristiche principali del trasformatore trifase in olio minerale.....	40
11. CONDUTTURE ELETTRICHE	41
11.1. CAVI DI BASSA TENSIONE	41
11.2. CAVI DI MEDIA TENSIONE.....	42
11.3. CONDIZIONI DI POSA.....	43
11.4. CAVIDOTTI MT E A 36 kV	43
12. SOTTOSTAZIONE UTENTE E OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE	46
12.1. SOTTOSTAZIONE UTENTE	46
12.2. OPERE PER LA RETE DI CONNESSIONE	46
13. ALLEGATI: SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DI IMPIANTO.....	48
13.1 SCHEDA MODULO FV	48
13.2 SCHEDA INVERTER.....	49
13.3 SCHEDA TRASFORMATORE.....	50
13.4 SCHEDA CAVO AD ELICA VISIBILE 26/45 kV.....	51
13.5 SCHEDA CAVO UNIPOLARE 26/45 kV (Sottostazione elettrica) – Trafo MT/AT.....	53
14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	55
15. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI.....	57
16. ESITI DEL QUADRO PROGETTUALE.....	59

1. INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA

La presente relazione tecnica illustra il progetto denominato "Impianto fotovoltaico Serramanna" presentato dalla società **SC ENERGIA SOLARE S.R.L.** per la **realizzazione e gestione di un nuovo impianto fotovoltaico**, da realizzarsi nel Comune di Serramanna (SU), in un'area agricola idonea e favorevole per quest'opera secondo l'Art.20 comma 8 lettera c-quater del D.Lgs. 199/2001. La potenza nominale installata sarà pari a 43.868,72 kWp per una superficie complessiva, comprese le opere accessorie, di circa 53,93 ha, distribuita in 3 aree: lotto A (36,85 ha), lotto B (6,28 ha) e lotto C (10,80 ha).

Il progetto prevede l'installazione di 65.968 moduli in silicio monocristallino con tecnologia half-cell, della potenza di picco totale di 665 Wp cad., che saranno posizionati a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra -55° (est) e +55° (ovest), per una superficie captante di circa 209.401,28 m².

L'impianto sarà connesso alla rete di distribuzione elettrica nazionale in AT tramite un collegamento in antenna a 36 kV sul futuro ampliamento della stazione elettrica di smistamento (SE) della RTN 150/36 kV di Serramanna, previo potenziamento/rifacimento delle linee RTN a 150 kV "Villasor – Villacidro", gestita da TERNA Spa.

La produzione energetica annuale della centrale è prevista pari a circa 80.072,22 MWh/anno, calcolato utilizzando il software PVsyst.

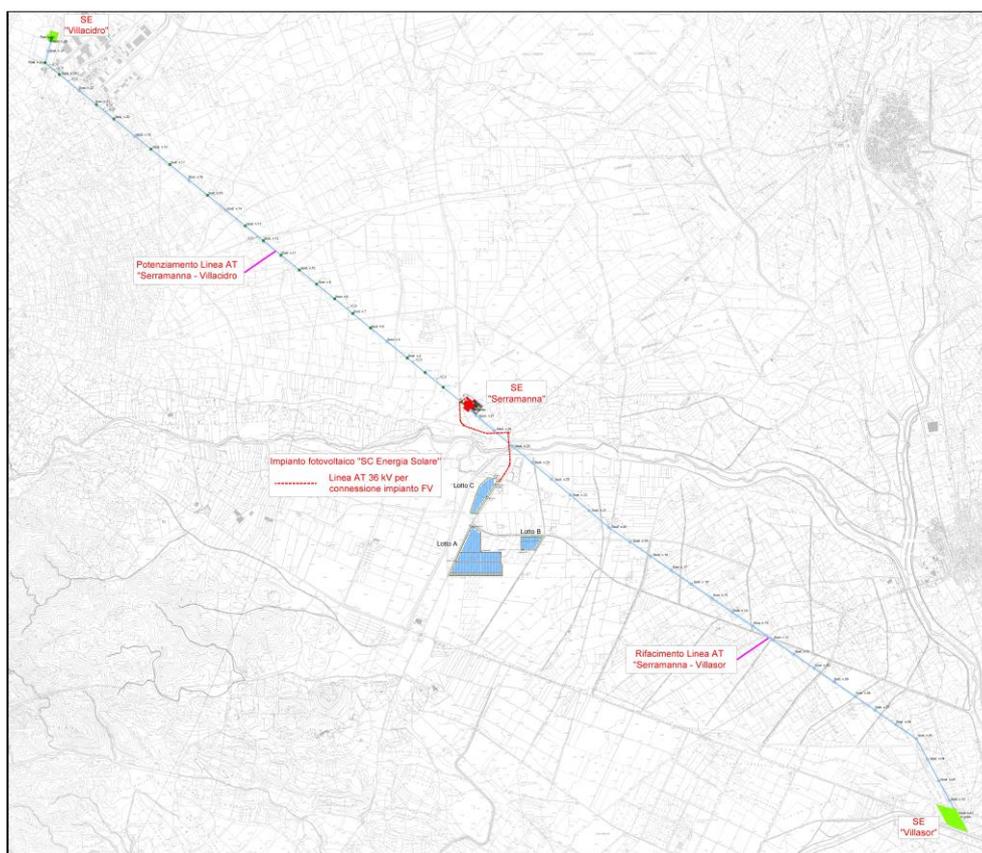


Figura 1 - Inquadramento delle aree di progetto su CTR.

1.2 RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti fotovoltaici e relativi componenti devono ottemperare, in aggiunta alle disposizioni applicative per la connessione alla rete elettrica riportate nei preventivi di connessione dei gestori di rete e le eventuali prescrizioni impartite da autorità locali, comprese quelle dei VVFF, alle seguenti prescrizioni imposte dalle norme di riferimento:

Legge n. 186 del 1/3/1968 - Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici

Legge n. 791/1977 - Attuazione della direttiva europea n. 73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione

Decreto Legislativo n. 504 del 26/7/1995 - aggiornato 1/6/2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative

Decreto Legislativo n. 493 del 14/8/1996 - Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro

Decreto Legislativo n. 615 del 12/11/1996 - Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993

Decreto Legislativo n. 387 del 29/12/2003 - attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità

Legge n. 239 del 23/8/2004 - riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia

Decreto Legislativo n. 311 del 29/12/2006 - disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo n. 192, del 19/08/2005 recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia

Decreto Legislativo n. 152 del 14/4/2006 – norme in materia ambientale

Decreto Ministeriale n. 37/2008 - Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Decreto Legislativo n. 81 del 9/4/2008 - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro

Decreto Legislativo n. 115 del 30/05/2008 - attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE

Decreto legislativo n. 28 del 3/3/2011 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Decreto del Presidente della Repubblica n. 115 del 1/8/2011 - Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4 -quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122

Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione 2012 – Ministero dell'Interno; "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324.

Legge n. 116 del 11/8/2014 - conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge n. 91 del 24/06/2014, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea

Decreto Ministeriale 03 agosto 2015 - Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139

In riferimento alla normativa regionale, si citano tra le altre:

D.G.R. 5/1 del 28/01/2016;

D.G.R. 45/24 del 27/11/2017;

D.G.R. 53/14 del 28/11/2017;

D.G.R. n. 3/25 del 23/01/2018 "Linee guida per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011. Modifica della deliberazione n. 27/16 del 1° giugno 2011";

D.G.R. 19/33 del 17/04/2018;

Legge Regionale n. 1 del 11/01/2019.

1.3 NORME TECNICHE

Per quanto riguarda il fotovoltaico e l'attività normativa nel CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), il Comitato Tecnico principale di riferimento è il CT82, "Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare", che ha lo scopo di preparare norme riguardanti la costruzione, le prescrizioni, le prove e la sicurezza di sistemi e componenti per la conversione fotovoltaica dell'energia solare, dalle celle solari fino all'interfaccia col sistema elettrico cui viene fornita l'energia. Il suo principale obiettivo è quello di favorire l'introduzione dei sistemi fotovoltaici nel mercato mediante l'armonizzazione normativa. Il CT82 è collegato al TC82 del CENELEC (Solar photovoltaic energy systems) e al TC82 dell'IEC (Solar photovoltaic energy systems).

Il CT82 predispone ed aggiorna periodicamente anche la Guida CEI 82-25, "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione".

Tra le principali Norme che si applicano al settore si evidenziano:

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

CEI 0-16 e s.m.i.: Regola tecnica di riferimento per la connessione (RTC) di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;

CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

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

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;

CEI EN 61439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) serie composta da:

- **CEI EN 61439-1 Parte 1:** Regole generali
- **CEI EN 61439-2 Parte 2:** Quadri di potenza

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD);

CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-13: Cavi in isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;

CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini serie composta da:

- **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** Principi generali;
- **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** Valutazione del rischio;
- **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.

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

CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Appareti per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);

EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI;

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Appareti per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);

CEI EN 62271-202 (CEI 17-103): Sottostazioni prefabbricate

CEI EN 62271-200 (CEI 17-6 Ed.VI): Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1kV a 52kV

CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

Deliberazione 84/2012/R/EEL 8 Marzo 2012: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Deliberazione 562/2012/R/EEL 20 Dicembre 2012: Modifiche alla Deliberazione 84/2012/R/EEL 8 Marzo 2012

Allegato A70 di Terna: Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita.

2. SOCIETÀ PROPONENTE

La Società proponente è **SC ENERGIA SOLARE S.r.l.** con sede legale in Piazza Della Vittoria, n. 6 a Firenze (FI) CAP 50129, iscritta al Registro delle Imprese della Camera di Commercio di Firenze al numero REA FI – 681824, P. IVA 07131720489.

La società ha per oggetto secondo quanto consentito dalla legge e da ogni disposizione tempo per tempo applicabile, e nelle forme dalle stesse previste nonché subordinatamente all'acquisizione di ogni provvedimento autorizzativo e/o concessorio eventualmente necessario:

- la produzione, l'importazione, l'esportazione, l'acquisto e la vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili di ogni tipo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica, il trasporto, la trasformazione e la distribuzione di energia elettrica; la società potrà accedere ad ogni incentivo ed agevolazione dell'unione europea, nazionale, territoriale o comunque disponibile;
- l'acquisto, la vendita, la permuta, la costruzione, il restauro e la ristrutturazione, anche in appalto, la locazione e la conduzione di beni immobili di qualsiasi genere, la costituzione di diritti reali immobiliari. per il raggiungimento dello scopo sociale, la società potrà compiere - ma non come oggetto prevalente e non nei confronti del pubblico – operazioni mobiliari, immobiliari e finanziarie di qualsiasi specie, compreso il rilascio di garanzie reali e personali a favore proprio o di terzi, se nell'interesse sociale, nonché assumere partecipazioni o cointeressenze in altre società, enti o consorzi aventi scopo analogo, affine o connesso con il proprio. Sono comunque escluse dall'oggetto sociale le attività riservate agli intermediari finanziari di cui all'articolo 106 del decreto legislativo 1 settembre 1993 n. 385, quelle riservate alle società di intermediazione mobiliare di cui al decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e quelle di mediazione di cui alla legge 3 febbraio 1989 n. 39, le attività professionali protette di cui alla legge 23 novembre 1939 n. 1815 e loro modifiche, integrazioni e sostituzioni e comunque tutte le attività che per legge sono riservate a soggetti muniti di particolari requisiti non posseduti dalla società.

3. INQUADRAMENTO DEL SITO

3.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E URBANISTICO

Il sito su cui verrà realizzato l'impianto si trova nel territorio comunale di Serramanna (SU). Il comune è situato a 38 m sul livello del mare, nella zona centroccidentale della pianura del Campidano, e conta circa 8.592 abitanti. Il territorio comunale si estende su una superficie di 85,92 km² e confina con i Comuni di Samassi, Sanluri, Villacidro, Villasor, Serrenti e Nuraminis. Il sito, ubicato in un terreno in zona agricola, occupa una superficie di circa 53,93 ettari. È ubicata nella parte occidentale del territorio comunale e ricade in zona agricola, la quale non è compresa nelle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) come sancito nella Deliberazione 59/90 del 27/11/2020.

I dati per l'individuazione sono i seguenti:

- Latitudine 39°25'25.05"N, Longitudine 8°50'16.22"E.
- Altezza media di 73 m s.l.m.
- Carta d'Italia in scala 1:25.000 edita dall'IGM Foglio 225 - II - NE .
- Carta Tecnica Regionale della Sardegna in scala 1:10.000 foglio 547 – Provincia di Cagliari-Medio Campidano.
- Carta Geologica d'Italia foglio n° 547 – Villacidro.

I lotti in cui verrà realizzato l'impianto sono individuati dal Piano Urbanistico Comunale di Serramanna (adottata con D. C. C. n° 17 del 14/06/1994 e successive varianti) come di seguito riportato:

- ✓ **Zona E – Agricola:** Le parti del territorio destinate all'agricoltura, alla pastorizia, alla zootecnia, all'itticoltura, alle attività di conservazione e trasformazione dei prodotti aziendali, all'agriturismo, alla silvicoltura ed alla coltivazione industriale del legno.

4. QUADRO PROGETTUALE

La realizzazione dell'Impianto Fotovoltaico collegato alla rete elettrica di trasmissione nazionale permette di realizzare una generazione distribuita dell'energia. L'impianto consentirà:

- la produzione d'energia elettrica senza emissione di alcuna sostanza inquinante;
- nessun inquinamento acustico;
- il risparmio di combustibile fossile;
- l'occupazione locale.

L'Impianto Fotovoltaico sarà realizzato in un'area di circa 53,93 ha, nel territorio comunale di Serramanna. L'intero Impianto sarà installato a terra secondo una geometria ben definita e illustrata negli elaborati grafici progettuali e nelle relazioni tecniche.

L'inserimento architettonico e geometrico dell'Impianto Fotovoltaico è stato studiato relativamente alla morfologia esistente nell'area. Si tratta di un impianto non integrato, ovvero con pannelli posizionati a terra tramite apposite strutture di sostegno, ancorate al terreno senza l'utilizzo di strutture di fondazione, compatibilmente con le caratteristiche geotecniche del suolo e ai risultati delle eventuali "prove a strappo" che si rendesse necessario in fase esecutiva, pur tenendo presente la natura specifica e ben determinata del terreno.

L'Impianto Fotovoltaico, descritto nella presente Relazione Illustrativa, è stato progettato considerando l'impiego di materiali e componenti di Fornitori di primaria importanza, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

5. VALUTAZIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE E DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

5.1 GENERALITÀ

La disponibilità della fonte solare, per il sito di installazione, è verificata utilizzando i dati di irraggiamento resi disponibili, per il comune di installazione, Fonte dei dati: PVGIS

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune Serramanna (SU), considerando i suddetti valori di altitudine, latitudine e longitudine, si ricavano i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale delle superfici, stimati sono pari a:

Mese	Radiazione Diretta [kWh/m ²]	Radiazione Diffusa [kWh/m ²]	Radiazione Riflessa [kWh/m ²]	Totale giornaliero [kWh/m ²]	Totale mensile [kWh/m ²]
Gennaio	1,257	0,911	0	2,168	67,21
Febbraio	2,986	0,926	0	2,986	83,62
Marzo	3,870	1,351	0	4,221	130,85
Aprile	3,150	2,380	0	5,530	165,89
Maggio	4,045	2,697	0	6,742	208,99
Giugno	5,557	2,161	0	7,718	231,53
Luglio	5,604	2,179	0	7,783	241,28
Agosto	4,866	2,086	0	6,952	215,51
Settembre	3,634	1,558	0	5,192	155,75
Ottobre	2,260	1,445	0	3,705	114,84
Novembre	1,224	1,225	0	2,449	73,48
Dicembre	1,225	0,727	0	1,952	60,51

Tabella 1 - Irradiazione media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²] Fonte dei dati: PVGIS.

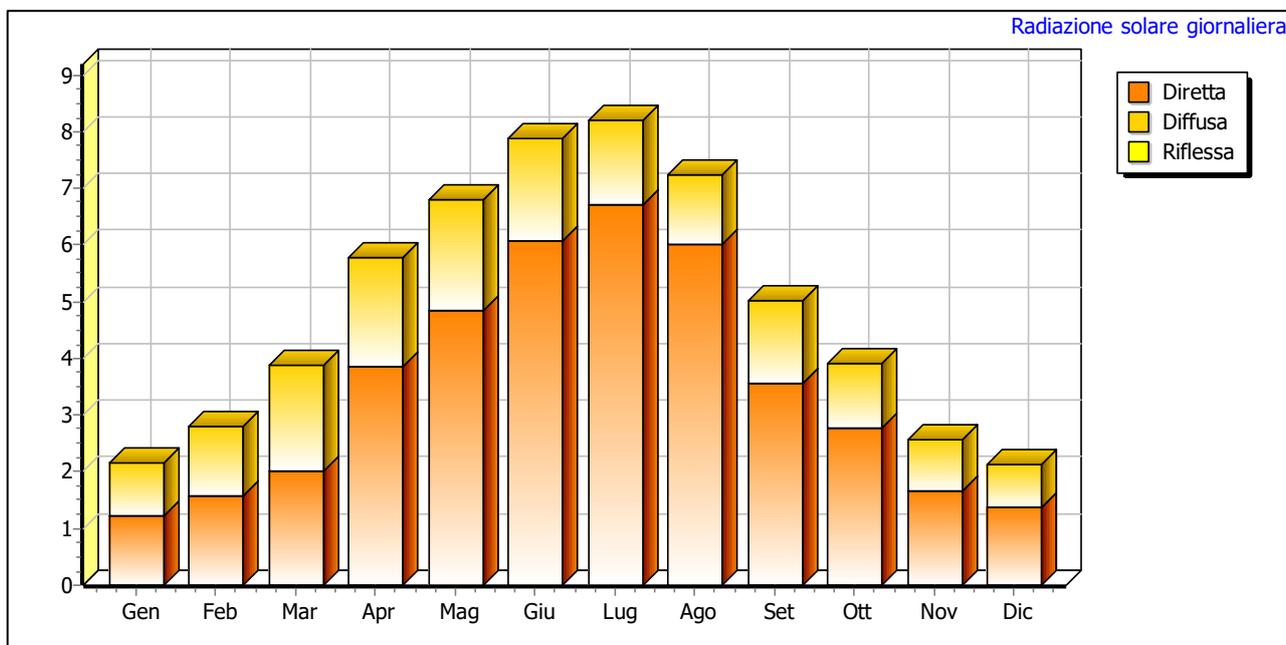


Figura 2 - Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²] – Fonte dei dati: PVGIS.

5.2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata in base alla banca dati PVsyst, prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Serramanna, risulta essere pari a 2048,7 kWh/m²anno.

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1.000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}_{MODULI} = 665 \times 65.968 = \mathbf{43.868.720 \text{ Wp}}$$

Considerando una superficie captante totale di 204.920 m², un rendimento dei moduli pari a 21,42% e un rendimento del B.O.S. (Balance of System) pari a 85,04% (quest'ultimo non tiene conto della perdita dovuta alle ombre poiché si ipotizza l'utilizzo di un sistema di "backtracking", inoltre considera il solo primo anno di esercizio) la produzione energetica annua è stimata pari a **80.072,22 MWh/anno**.

Di seguito alcune specifiche:

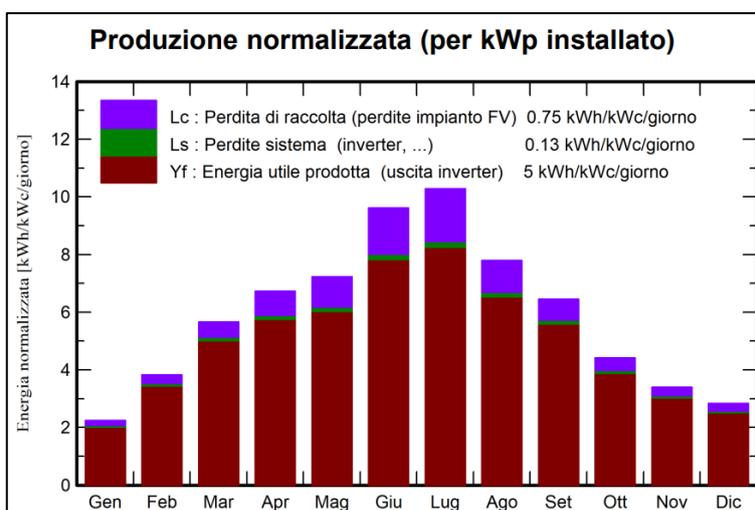


Figura 3 – Produzione normalizzata per kWp installato [kWh/kWp] – Fonte dei dati: PVsyst.

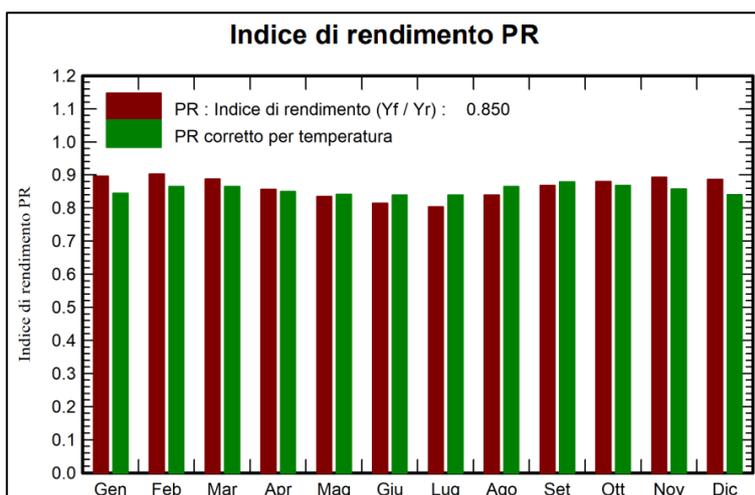


Figura 4 – Indice di rendimento PR – Fonte dei dati: PVsyst

Bilanci e risultati principali										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	PRTemp	EffArrR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio	ratio	%
Gennaio	54.6	25.57	9.33	69.5	64.2	2820	2733	0.896	0.844	19.79
Febbraio	84.9	38.10	11.38	107.0	100.4	4348	4237	0.903	0.865	19.83
Marzo	137.2	51.67	10.50	175.4	166.9	7001	6827	0.887	0.865	19.48
Aprile	159.6	56.56	15.14	201.6	193.2	7765	7574	0.856	0.850	18.80
Maggio	179.5	66.13	18.84	224.2	215.4	8411	8206	0.834	0.841	18.31
Giugno	229.1	70.99	23.62	288.5	278.3	10558	10312	0.815	0.839	17.86
Luglio	245.5	59.56	26.69	318.6	307.9	11501	11232	0.804	0.839	17.62
Agosto	189.4	62.40	25.98	241.5	232.5	9108	8888	0.839	0.864	18.40
Settembre	152.4	54.50	22.82	193.5	185.2	7549	7369	0.868	0.879	19.04
Ottobre	107.5	43.07	18.13	136.8	129.1	5424	5286	0.881	0.868	19.35
Novembre	79.4	32.36	13.06	101.9	95.0	4097	3991	0.893	0.858	19.63
Dicembre	67.7	27.75	11.23	87.9	80.6	3516	3419	0.886	0.840	19.52
Anno	1686.7	588.66	17.26	2146.4	2048.7	82100	80072	0.850	0.853	18.67

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.	PRTemp	PR corretto dal tempo
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre	EffArrR	Effic. Uscita campo / sup. lorda

Figura 5 – Dati su irraggiamento solare – Fonte dei dati: PVsyst

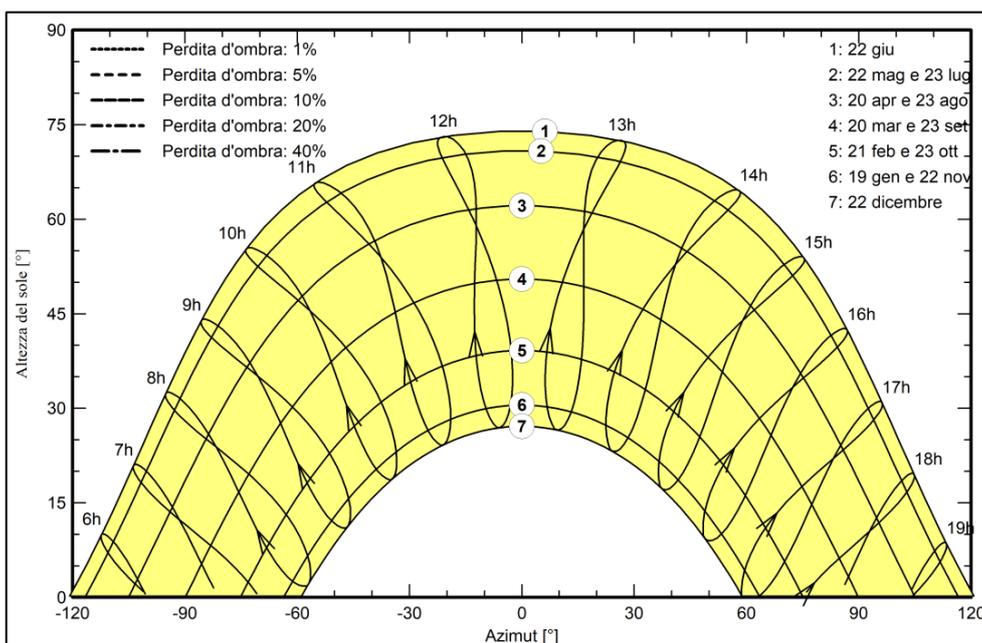


Figura 6 –Diagramma Iso-Ombre – Fonte dei dati: PVsyst

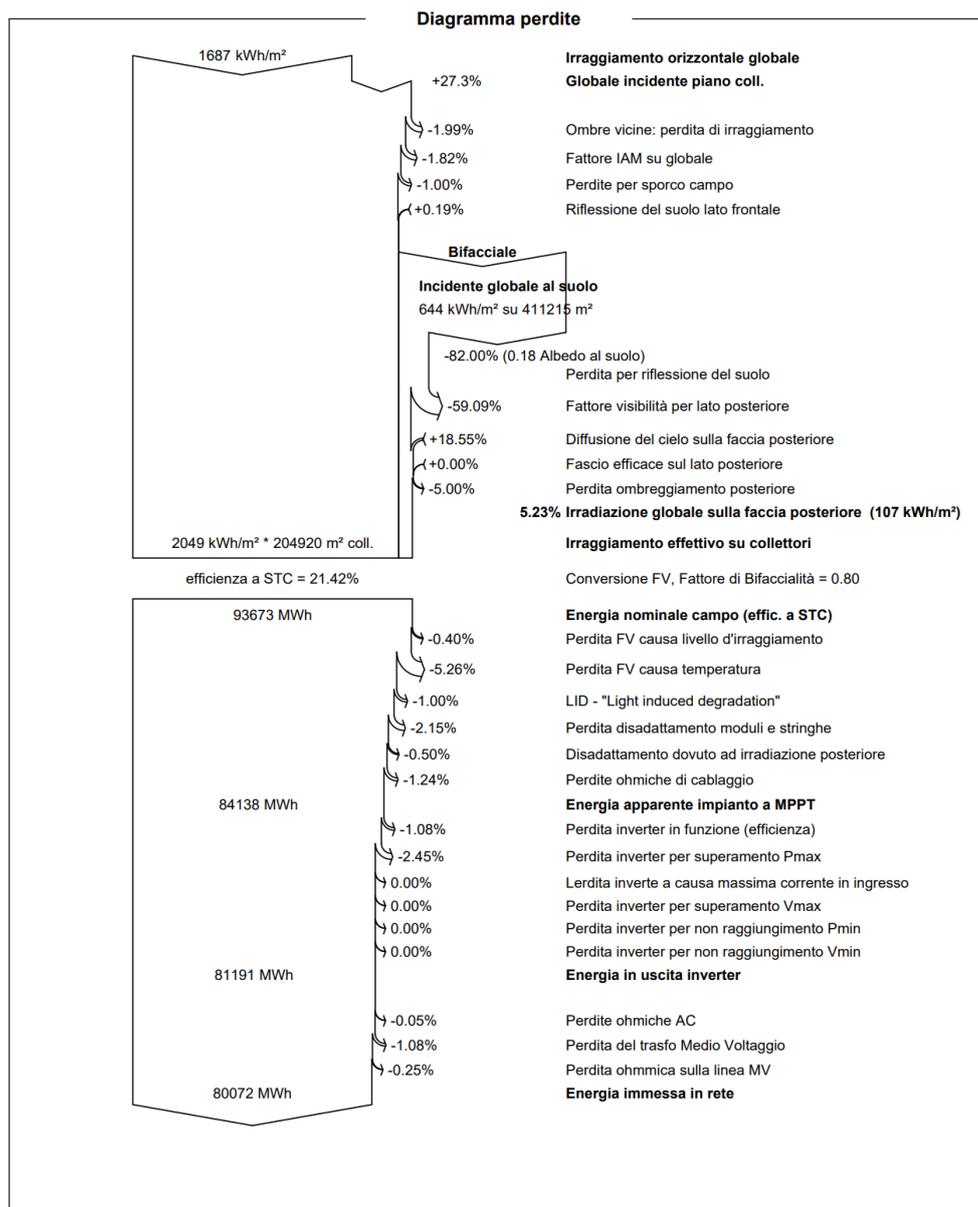


Figura 7 – Diagramma perdite totali dell’impianto – Fonte dei dati: PVSyst

PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA

Per l’impianto fotovoltaico oggetto della presente è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema utilizzando il software di calcolo PVSyst (versione 7.4.1) Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite sopra illustrate nel diagramma perdite, la **produzione dell’impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 80.072,22 MWh/anno**. Considerata la potenza nominale dell’impianto, pari a 43,868 MWp, si ha una produzione specifica pari a 1.825 (kWh/KWp)/anno.

Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l’impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a 85,04 % al primo anno di esercizio.

Al fine di valutare l’impatto positivo sull’ambiente di tale produzione, il parametro indice da prendere in esame è la riduzione di emissioni di sostanza climalteranti, ed in particolare di CO₂.

Tenendo infatti conto del "fattore di emissione del mix elettrico" che rappresenta il valore medio di emissioni di CO₂ dovuto alla produzione dell'energia elettrica utilizzata in Italia, secondo quanto reso pubblico dal Ministero dell'Ambiente, l'emissione di CO₂ necessaria alla produzione di 1 kWh di energia è pari a 0,531 Kg di CO₂/kWh.

Pertanto, attraverso la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte dell'impianto fotovoltaico in progetto, stimata pari a 80.072,22 MWh/anno, si riuscirà a ridurre l'emissione di CO₂ in atmosfera per 42.518 tonnellate di CO₂/anno.

5.3 COMPOSIZIONE DELL'IMPIANTO

Il progetto prevede l'installazione di 65.968 moduli in silicio monocristallino con tecnologia half cell che saranno posizionati a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra -55° (est) e +55° (ovest), per una superficie captante di circa 209.401,28 m².

La potenza di picco prevista dell'impianto è di 43,86872 MWp, ottenuta utilizzando moduli aventi ciascuno una potenza di picco totale di 665 Wp.

I moduli saranno installati a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e tilt massimo variabile tra -55° e +55°, che avranno la funzionalità di fare da supporto per la posa dell'impianto fotovoltaico.

La soluzione tecnologica proposta prevede un sistema ad inseguitore solare in configurazione monoassiale che alloggia file da 56 o 28 moduli, per un totale di 1.355 trackers (n. 1.001 da 56 moduli e n. 354 da 28 moduli), con altezza al mozzo delle strutture di circa 2,270 m dal suolo. In questo modo nella posizione a +/- 55° i pannelli raggiungono un'altezza minima dal suolo di 1,30 m e un'altezza massima di circa 3,184 m.

La distanza prevista tra le file di pannelli sarà variabile e comunque non inferiore a circa 2,40 m.

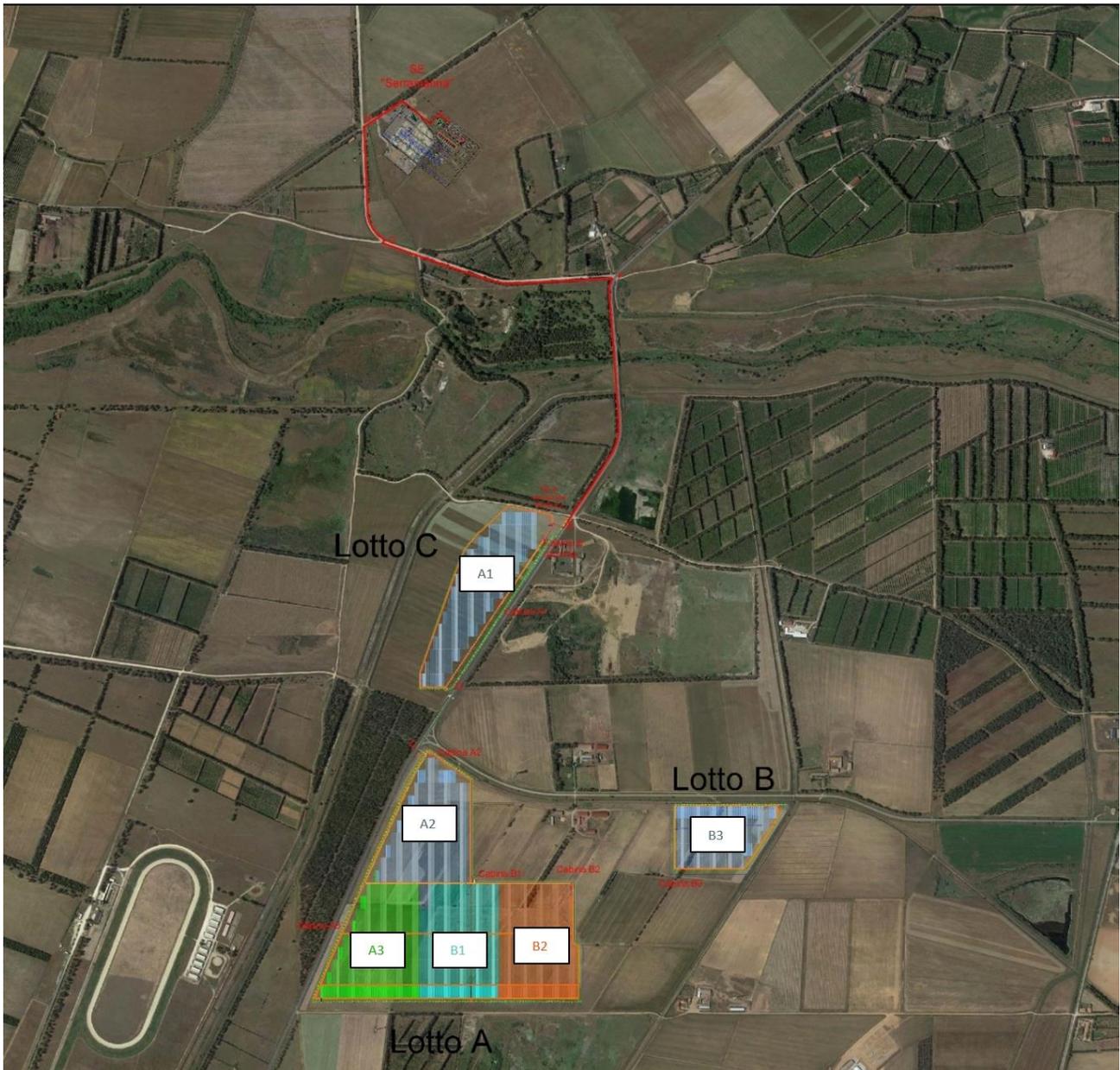


Figura 8 - Inquadramento stato di progetto con suddivisione in n.6 sottocampi che prendono il nome della cabina di riferimento

L'installazione di pannelli fotovoltaici sulle strutture basculanti (trackers monoassiali), permette contestualmente di utilizzare la stessa area impegnata, sia per le attività di pastorizia o attività agricola sia per la produzione di energia elettrica derivante dalla fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica.

I moduli fotovoltaici verranno collegati su tipologia di stringa composta da 28 moduli fotovoltaici, ogni stringa sarà collegata direttamente al quadro di stringa per poi essere collegata all'inverter fotovoltaico. Gli inverter verranno posizionati all'interno dell'area di impianto, dislocati in modo baricentrico alla porzione di impianto fotovoltaico che dovrà essere collegato su di esso.

Da un punto di vista elettromeccanico l'impianto è costituito da 6 sottocampi e per ogni sottocampo è previsto un sistema di conversione DC/AC del tipo con inverter di grande taglia installati in modo centralizzato. Il sistema di trasformazione prevede l'installazione di trasformatori MT/BT 30/0,6 kV della taglia di 4,40 MVA e 3,15 MVA ubicati all'interno di apposite cabine di trasformazione all'interno del campo stesso. L'intero impianto è suddiviso in 2 dorsali, ognuna delle quali conta 3 sottocampi. La singola dorsale ha 3 cabine di sottocampo, collegate tra loro con connessione MT in entra-esce. Entrambe le dorsali confluiscono nella cabina di raccolta, dalla quale partiranno i cavidotti a MT verso la sottostazione utente.

Di seguito si riporta il dettaglio delle caratteristiche costruttive dei sottocampi costituenti la centrale fotovoltaica:

Sottocampo/Cabina	N. moduli	Pinst (MWp)
A1	12.180	8,0997
A2	12.180	8,0997
A3	12.180	8,0997
B1	12.180	8,0997
B2	12.180	8,0997
B3	5.068	3,37022
	65.968	43,86872

Tabella 2 - Dettaglio caratteristiche costitutive dei sottocampi.

Ciascuna "cabina inverter" di ogni sottocampo sarà costituita da una sezione di raccolta DC, uno/due inverter per la conversione DC/AC, un quadro AC in bassa tensione, un trasformatore BT/MT e un quadro MT costituito da due o tre celle (in particolare: protezione trasformatore, arrivo linea - assente nella cabina terminale - e partenza linea).

Tutte le dorsali confluiranno in una cabina di raccolta MT, collocata in adiacenza alla sottostazione elettrica MT/AT per la connessione alla RTN a 36 KV.

La progettazione dei cabinati è stata considerata anche in termini di ingombro volumetrico; la distanza dei trackers dalle aree destinate ad ospitarli è stata infatti fissata in modo che il cabinato non generi effetti di ombreggiamento sui moduli con conseguente perdita di producibilità dell'impianto.

La superficie coperta in progetto (impianto, cabine e SE elevazione) è dunque di 21,05 ettari, per un indice di copertura del 39,04% (<50%), in conformità all'art. 14 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano Urbanistico Comunale di Serramanna.

Di seguito è riportato il calcolo delle superfici coperte:

Dati di input:

- ✓ Superficie coperta singolo tracker da 56 moduli: 177,76 mq

- ✓ Superficie coperta singolo tracker da 28 moduli: 88,88 mq
- ✓ Superficie coperta cabina/inverter: 31,03 mq

Calcolo Superficie Coperta dei tracker con 56 e 28 moduli		
Lotto	n. Tracker	Sup. massima/tracker [mq]
A	213(28)+748(56)	177,76 (56 moduli) 88,88 (28 moduli)
B	62(28)+99(56)	
C	79(28)+154(56)	
TOTALE	354(28) + 1001(56) Tot:1.355	209.401,28

Calcolo Superficie Coperta delle Cabine Inverter			
Lotto	n. cabine	Sup. /cabina [mq]	Occupazione di suolo [mq]
A	4	31,03	124,12
B	1		31,03
C	1		31,03
TOTALE	6		186,18

Calcolo Superficie Coperta della Cabina di raccolta			
Lotto	n. cabine	Sup. /cabina [mq]	Occupazione di suolo [mq]
C	1	31,03	31,03
TOTALE	1		31,03

Calcolo Superficie Coperta della SE elevazione			
Lotto	n. cabine	Sup. /cabina [mq]	Occupazione di suolo [mq]
C	1	899,59	899,59
TOTALE	1		899,59

CALCOLO SUPERFICIE COPERTA TOTALE					
Lotto	Sup. Moduli [mq]	Sup. Accessorie [mq]	Sup. TOTALE [mq]	Sup. Lotto [mq]	RC [%]
A	151.895,92	124,12	152.732,68	539.247 mq	39,04%
B	23.108,80	31,03	23.317,99		
C	34.396,56	961,65	35.714,53		
TOTALE	209.401,28	1.116,80	210.518,08		

Tabella 3 - Calcolo della superficie coperta suddiviso per le dorsali previste.

I cavidotti MT interrati interni al sito collegheranno le due dorsali alla cabina di raccolta, che a sua volta sarà collegata alla sottostazione utente (posta nel Lotto C). Verranno utilizzati cavi unipolari in formazione a trifoglio adatti alla posa direttamente interrata. All'interno dei campi le cabine delle singole dorsali sono collegate fra loro in entra-esce ed alla cabina di raccolta;

I cavidotti interrati esterni al sito da 36 kV saranno utilizzati per il collegamento della Sottostazione Utente SSEU all'ampliamento 36 kV della Stazione Elettrica di Terna "Serramanna"; inoltre verranno utilizzati dei cavidotti MT esterni al sito anche per il collegamento dei Lotti A e B alla cabina di raccolta.

All'interno della sottostazione Utente SSEU, ubicata nel Lotto C, ci saranno i quadri e opere accessorie elettriche necessarie per la raccolta dei cavidotti a 36 kV provenienti dalla cabina di raccolta del parco

fotovoltaico dalla quale partirà un successivo cavidotto per il collegamento in antenna all' ampliamento 36 kV della stazione elettrica di trasformazione Terna a 150/36 kV.

La connessione alla RTN è basata sulla soluzione tecnica minima generale per la connessione STMG, con codice pratica 202101357, ricevuta per l'impianto in oggetto da Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A. Il documento si propone di fornire una descrizione generale completa del progetto definitivo volto al rilascio da parte delle Autorità competenti, delle autorizzazioni e concessioni necessarie alla sua realizzazione.

Sono previste fasce di distacco dai confinanti di 8 m, la fascia di rispetto stradale per strade extraurbane secondarie (min. 30 m), fasce di distacco dalle strade locali di accesso ai terreni agricoli dell'area e dagli edifici di 15 m.

Le strade interne ai lotti (strada perimetrale e strade interne di raccordo dei filari di pannelli) hanno una larghezza minima di 4 m.

Il progetto prevede che sia nella fase di cantiere che in quella di esercizio l'accesso al campo fotovoltaico consenta un transito agevolato dei mezzi di lavoro e degli autoveicoli addetti alla manutenzione.

6. DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

6.1 DISTRIBUZIONE DELLE COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO: LOTTO A, LOTTO B E LOTTO C

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico, ossia la proprietà di alcuni materiali semiconduttori di generare elettricità se colpiti da radiazione luminosa ed è definita rinnovabile in quanto:

- è inesauribile;
- non comporta emissioni né di residui né di scorie.

I più significativi vantaggi dell'utilizzo della tecnologia fotovoltaica sono i seguenti:

- assenza di emissioni acustiche in fase di esercizio;
- mancata emissione di monossido di carbonio e anidride carbonica (principali inquinanti dell'effetto serra);
- mancata emissione di ossidi di azoto (principali responsabili dello smog fotochimico);
- mancata emissione di ossidi di zolfo (principali responsabili delle piogge acide).

Un impianto fotovoltaico produce elettricità per 25-30 anni, con poche necessità di manutenzione e una buona resistenza agli agenti atmosferici; i pannelli fotovoltaici più diffusi sono quelli di silicio cristallino (monocristallino e policristallino).

I principali componenti dell'impianto fotovoltaico sono costituiti da:

- **Moduli fotovoltaici** - il progetto prevede l'installazione di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino tipo Risen Energy modello RSM132-8-665M, di potenza 665 Wp e dimensioni 2384x1303x35 mm.
- **Tracker** – in carpenteria metallica di acciaio zincato a caldo da 56 e 28 moduli fotovoltaici.
- **Inverter** - saranno installate n. 6 cabine di trasformazione, una per ogni sottocampo che compone la centrale. Gli inverter, tipo SUNGROW modello SG3125HV-30, sono dotati di n.2 inseguitori indipendenti del punto di massima potenza (MPPT); ulteriori dettagli in merito al numero di stringhe collegate agli inverter si possono evincere dallo schema unifilare allegato alla presente. La potenza dell'inverter è stata scelta in base alla potenza del generatore fotovoltaico in modo tale da non superare i valori massimi di tensione e corrente ammissibili.
- Inoltre nel lotto C sarà installata una cabina di raccolta
- **Trasformatori** - all'uscita di ciascun inverter sarà collegato un trasformatore trifase, tipo SUNGROW SG6250HV-MV, MT/BT 0,6kV/(20–35)kV da 6.874 kVA (@45°C) del tipo in olio, al fine di innalzare la tensione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico.
- **Fascia perimetrale** dotata di doppia fascia arborea e recinzione.
- **Viabilità interna** e piazzole di manovra con relativi dispositivi di illuminazione, antintrusione e videosorveglianza.
- **Opere elettriche** interne agli impianti per la connessione alle cabine di trasformazione, alla cabina di raccolta e alla sottostazione utente.

Ciascuno degli elementi appena descritti è stato ripartito tra le tre diverse aree d'impianto (Lotto A, Lotto B e Lotto C) in maniera differente, a seconda delle caratteristiche orografiche, agronomiche e funzionali del luogo.

Lotto A

Il Lotto A avente una superficie complessiva di 36,85 ha, è formato dalle seguenti componenti:

- tracker ad inseguimento monoassiale di altezza da terra minima 1,30 m, composti da 28 o 56 moduli di 665W;
- stringhe composte da 28 moduli di 665 W;
- una fascia perimetrale per ogni area autonoma (fascia arborea e recinzione);
- viabilità interna e piazzole di manovra con relativi dispositivi di illuminazione / antintrusione e videosorveglianza;
- 4 cabine di trasformazione;
- collegamenti in corrente continua e alternata e inverter di grande taglia.

Lotto B

Il Lotto B avente una superficie complessiva di 6,28 ha, è formato dalle seguenti componenti:

- tracker ad inseguimento monoassiale di altezza da terra minima 1,30 m, composti da 28 o 56 moduli di 665W;
- stringhe composte da 28 moduli di 665 W ;
- una fascia perimetrale per ogni area autonoma (fascia arborea e recinzione);
- viabilità interna e piazzole di manovra con relativi dispositivi di illuminazione / antintrusione e videosorveglianza;
- 1 cabina di trasformazione;
- collegamenti in corrente continua e alternata e inverter di grande taglia.

Lotto C

Il Lotto C avente una superficie complessiva di 10,79 ha, è formato dalle seguenti componenti:

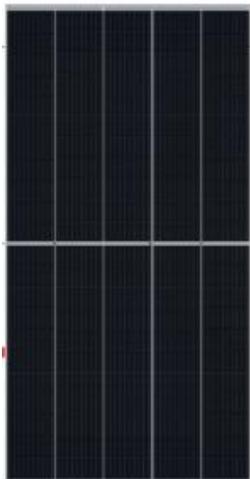
- tracker ad inseguimento monoassiale di altezza da terra minima 1,30 m, composti da 28 o 56 moduli di 665W;
- stringhe composte da 28 moduli di 665 W;
- una fascia perimetrale per ogni area autonoma (fascia arborea e recinzione);
- viabilità interna e piazzole di manovra con relativi dispositivi di illuminazione / antintrusione e videosorveglianza;
- 1 cabina di trasformazione;
- 1 cabina di raccolta;
- 1 sottostazione utente;
- collegamenti in corrente continua e alternata e inverter di grande taglia.

Di seguito si forniscono informazioni di dettaglio sui citati componenti.

6.2 MODULI FOTOVOLTAICI

Il progetto prevede l'utilizzo di moduli monocristallini tipo Risen Energy (modello RSM132-8-645M-670M), di potenza 665 Wp e dimensioni 2384x1303 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 35 mm, con un peso totale di 34,0 kg ciascuno.

Ogni singolo tracker ospita n. 28 o 56 moduli disposti in singola fila che formano strutture indipendenti di lunghezza rispettivamente pari a 37,28 m e 75,09 m e larghezza pari a 2,38 m. Le dimensioni dei singoli moduli sono pari a 238 cm x 130 cm.



Le caratteristiche elettriche dei modelli scelti per il progetto in esame sono riportati nella tabella seguente:

Tabella 4 - Principali caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici.

Peak Power Watt- P_{max} (Wp)	665
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38,30
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17,37
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	45,95
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18,38
Module Efficiency η_m (%)	21,4
Cell configuration	132 cells

6.3 TRACKER

Le strutture metalliche sulle quali andranno posati i moduli sono realizzate in alluminio e acciaio zincato, fissate a terra senza utilizzo di calcestruzzo.

I micropali "radice" di sostegno saranno infissi nel terreno con una profondità massima d'incasso di 2,0 m, senza l'utilizzo di materiali quali il calcestruzzo e senza, pertanto, causare danneggiamenti al suolo di sedime. La posa del palo radice nel terreno avviene con battipalo dotato di apposite barre stabilizzatrici e guide laterali. Allo stesso palo vengono poi fissate le strutture di sostegno metalliche dei pannelli, montate affinché possa avvenire il cd. inseguimento solare, ovvero il movimento dei pannelli da Est a Ovest nel corso della giornata (non occorre pertanto alterare sostanzialmente l'area di sedime).

Tale sistema di fissaggio garantisce la stabilità nel tempo della posizione e dell'orientamento dei singoli moduli, costantemente ortogonali ai raggi solari, tenendo conto delle caratteristiche del terreno stesso e delle sollecitazioni dovute alle condizioni atmosferiche.

Il suddetto sistema consente altresì, al termine della vita utile dell'impianto e in fase di dismissione dello stesso, una rinaturalizzazione del terreno semplice ed economica.

La soluzione tecnologica proposta prevede l'utilizzo di un sistema a inseguitore solare (tracker) monoassiale, con allineamento dei moduli in direzione nord-sud e rotazione est-ovest fino a $\pm 55^\circ$ rispetto al piano orizzontale (piano di campagna). I singoli tracker, realizzati assemblando multipli di 28 pannelli per avere configurazioni variabili a seconda delle necessità (56, 28 etc.) sono distanziati di circa 4,78 metri tra gli assi al fine di evitare ombreggiamenti. Ci si riserva di apportare modifiche alla tipologia in fase di progettazione esecutiva nel caso dovessero subentrare esigenze differenti di natura economica e tecnica.

Il sistema di backtracking dei trackers verifica e garantisce che una serie di pannelli non oscuri altri pannelli adiacenti, soprattutto quando l'angolo di elevazione del Sole è basso, all'inizio o alla fine del giorno.

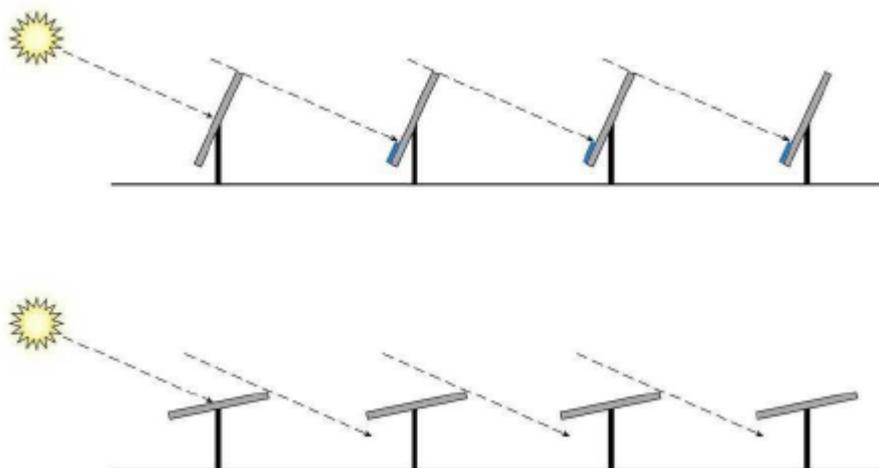


Figura 9 - Backtracking.

Il sistema è inoltre universale e permette l'installazione di qualsiasi marca e modello di modulo.
L'altezza di posa dei telai proposti permette inoltre un ricircolo d'aria al di sotto dei pannelli, scongiurando fenomeni di autocombustione derivanti dalle possibili alte temperature di esercizio dei moduli fotovoltaici (fino a 65° circa). È comunque prevista la manutenzione del suolo sottostante mediante rimozione regolare della vegetazione infestante da effettuarsi esclusivamente con decespugliatore e senza l'utilizzo di diserbanti. Le strutture previste sono composte da un inseguitore solare orizzontale, in modo tale che assumano un'inclinazione da -55° a +55° attorno all'asse nord-sud, ma non si esclude l'installazione di altro sistema che, al momento della realizzazione dell'impianto, offra migliori caratteristiche tecniche e/o condizioni economiche più vantaggiose.

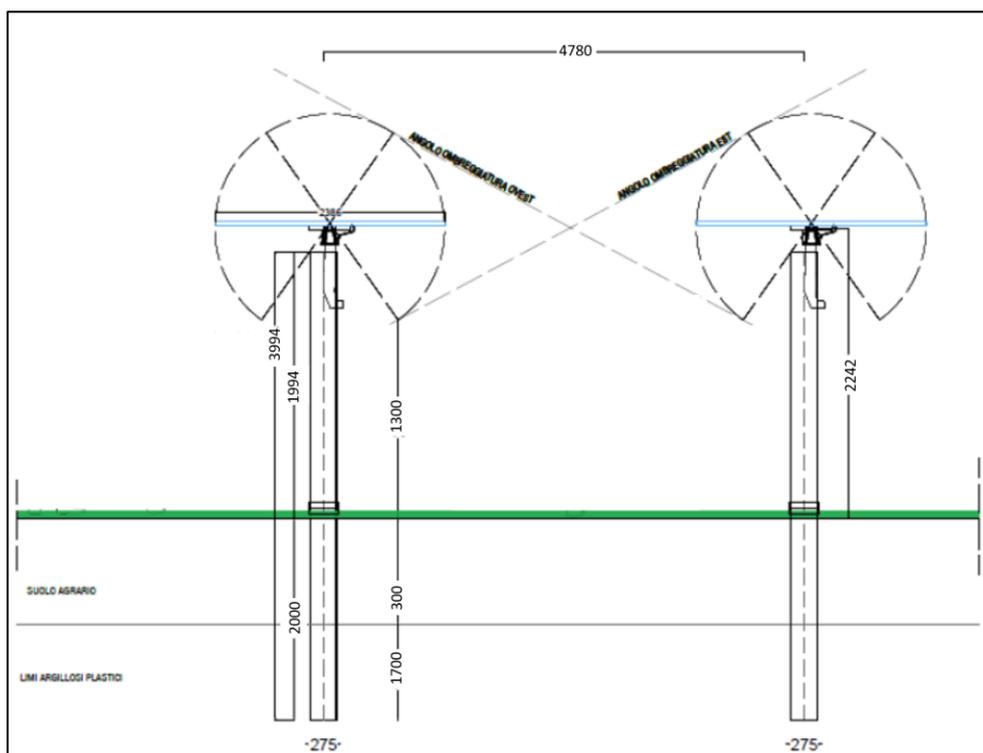


Figura 10 – Dimensioni del tracker tipo.

Le strutture raggiungono complessivamente un'altezza massima di circa 2,242 m. L'altezza minima rilevata durante la massima inclinazione del modulo sarà pari a 1,30 m. La disposizione degli inseguitori è "in linea", al fine di utilizzare interamente l'intera area e di renderla facilmente raggiungibile e manutenibile in ogni suo punto.

Il posizionamento di tutti gli inseguitori (Layout) si evince dalle specifiche tavole grafiche allegate. L'adozione della soluzione a palo infisso senza fondazioni ridurrà drasticamente la necessità di livellamenti localizzati, necessari invece in caso di soluzioni a plinto.

La struttura del tracker TRJ è completamente adattabile secondo le dimensioni del pannello fotovoltaico, le condizioni geotecniche del sito specifico e lo spazio disponibile.

La configurazione elettrica delle stringhe richiede la seguente tabella di configurazione dei tracker con moduli fotovoltaici:

- Struttura 1x56 o 1x28 moduli fotovoltaici con il lato lungo perpendicolare all'asse di rotazione.
- Dimensioni (56 moduli) (L) 75,09 m x 2,384 m x (H) max. 3,184 m.
- Componenti meccanici della struttura in acciaio: 6 montanti (di solito circa 4 m di altezza comprese le basi) e 4 tubolari quadrati (le specifiche dimensionali variano in base al terreno e al vento e sono

inclusi nelle specifiche tecniche verificate durante la progettazione preliminare del progetto). Supporto del profilo Omega e ancoraggio del pannello.

- Componenti proprietari del movimento: 5 post-teste (2 per estremità e intermedio e 1 supporta il motore). Una scheda di controllo elettronica per il movimento (una può servire 10 strutture). 1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC).
- La distanza tra gli interassi di rotazione dei tracker impostata per il progetto sarà di circa 4,78 metri.
- L'altezza minima da terra dei moduli è di circa 1,30 m.
- Ogni struttura pesa circa 2.000 kg.
- Sono necessari in media 27 tracker (con 56 moduli fotovoltaici 665 Wp) per 1 MWp.

I telai di supporto dei pannelli saranno "struttura o tracker con inseguitore monoassiale in area ad attività colturale", saranno formati da pilastri in profilati di acciaio con sezione a omega infissi direttamente nel terreno per una profondità di circa 1,70 m oltre i 30 cm di terreno agrario, collegati tra loro da una trave sommitale (anch'essa in profilato di acciaio) lungo l'asse nord-sud (mozzo), inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest). Ogni tracker è dotato di un motorino elettrico con albero a vite senza fine, che trasmette il moto rotazionale al mozzo.

Questo tipo di strutture hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in cls, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

In aggiunta alla elevata facilità di installazione e montaggio, si tratta di strutture molto versatili in quanto si adattano alla morfologia del terreno senza necessitare di opere di scavi e rinterri e alle demarcazioni naturali dei campi, sono resistenti agli agenti atmosferici necessitando solo di sporadici interventi di manutenzione ordinaria e rispettano un rapporto di copertura adeguato ad evitare generali effetti di desertificazione del suolo.

I pali, che avranno un profilo in acciaio ad omega o a zeta, per massimizzare la superficie di contatto con il terreno, saranno infissi nello stesso per mezzo di apposito "battipalo".

L'impianto fotovoltaico sarà dunque composto dall'insieme dei moduli, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete generale mediante elementi di misura e protezione.

Gli inverter, posti nei locali tecnici nei rispettivi sottocampi, permetteranno di trasformare la corrente continua in uscita dalla centrale fotovoltaica in corrente alternata convogliata nella cabina di consegna/utenza di ciascuna sezione d'impianto.

6.4 INVERTER

La centrale è composta da 6 sottocampi, costituiti ognuno da una "cabina trasformazione/inverter" i quali saranno suddivisi in 2 gruppi funzionali. L'impianto sarà costituito da 6 cabine inverter (più una cabina di raccolta) interconnesse in entra-esci tramite un collegamento in MT alla tensione nominale di 30 KV, dove n.5 cabine avranno una potenza nominale rispettivamente pari a: 8,09970 MWp suddivisi su due inverter e n.1 cabina da 3,37022 MWp supportata da un solo inverter.

Ciascuna "cabina inverter" di ogni sottocampo sarà costituita da una sezione di raccolta DC, una sezione inverter per la conversione DC/AC, un quadro AC in bassa tensione, un trasformatore BT/MT e un quadro MT costituito da 2 o 3 celle (in particolare: protezione trasformatore, arrivo linea - assente nella cabina terminale - e partenza linea).

Tutte le dorsali confluiranno in una cabina di raccolta MT, collocata in adiacenza alla sottostazione elettrica MT/AT per la connessione alla RTN a 36 KV.

Ogni sottocampo (dei 6 presenti) sarà costituito dai seguenti componenti:

1. tracker mono-assiali da 56 o 28 moduli fotovoltaici, per una potenza, rispettivamente, di 37,24 KWp e di 18,62kWp;

2. quadri elettrici in DC;
3. convertitore statico centralizzato DC/AC;
4. quadri elettrici in bassa tensione sez. AC;
5. trasformatore BT/MT;
6. quadri elettrici in media tensione.

Per consentire la trasformazione da corrente continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter".

Per il progetto in esame sono stati selezionati inverter con le seguenti caratteristiche:

- gli inverter DC/AC sono tipo SUNGROW modello SG3125HV-30 o similare, di potenza nominale massima in AC pari a 3.437 kVA a 45°C e 3125 kVA a 50°C, in grado di gestire la potenza in DC di ogni sottocampo costituente la centrale. Gli inverter sono dotati di n.2 inseguitori indipendenti del punto di massima potenza (MPPT), ulteriori dettagli in merito al numero di stringhe collegate agli inverter si possono evincere dallo schema unifilare allegato alla presente;
- l'inverter sarà dotato di sezionatore DC e protezione contro le fulminazioni indirette sia lato DC che lato AC. Tali protezioni sono Scaricatori di classe II e varistori;
- le uscite in corrente alternata dell'inverter verranno collegate ad un quadro di parallelo AC posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Il collegamento elettrico tra ogni inverter ed il quadro di parallelo avverrà attraverso la predisposizione di un cavidotto interrato.



Figura 11 - Inverter SUNGROW SG3125HV-30.

6.5 STRING BOX

Allo scopo di realizzare le connessioni in parallelo delle stringhe saranno utilizzate delle string box con le seguenti caratteristiche indicative:

Technical Data

APPLICATION DATA

Operating ambient temperature range	-20 °C to +50 °C
Intended installation location	protected outdoors (>1 km from sea)
Conformity with norms	IEC 61439-2 ed 2.0 / EN 61439-2:2011
Altitud above sea level	up to 3000m

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Rated DC voltage (Un)	1500 VDC
Rated DC current per input (Inc)	9,4
Rated DC current per input (10h short-circuit at main output)	1.25 · Inc
DC earthing system	floating positive and negative
Switch disconnecter breaking & making capacity (acc. to IEC 60947-3)	400 A (DC21B 1500 V)
Circuit breaker breaking & making capacity (acc. to IEC 60947-2)	N/A
Contactors breaking & making capacity (acc. to IEC 60947 4-1)	N/A
Switch-disconnector / Circuit breaker / Contactor handle location	direct handle (inside enclosure)
Surge protection on DC ports	1500V DC, type II, I _{max} = 40 kA, U _p ≤ 5.0 kV, no aux. contact
Surge protection on monitoring supply ports	N/A
Surge protection on EIA RS 485 ports	N/A

ENCLOSURE

Enclosure dimensions (H x W x D)	1035 x 835 x 300 mm
Material	glass-fiber reinforced polyester (GFRP)
Degree of protection (acc. to IEC 60529)	IP65
Form factor	cabinet with hinged door(s)
Fixing system	plastic wall mount lugs

Figura 12 - Caratteristiche tecniche indicative delle string box.

6.6 TRASFORMATORI

All'interno di ogni sottocampo elettrico saranno previsti trasformatori elevatori aventi i seguenti dati caratteristici:

- n.1 un trasformatore trifase MT/BT 30kV/0,6 kV da 4.400 e/o 3.150 kVA del tipo in olio (impianto fotovoltaico);
- n.1 un trasformatore BT 0,6/0,4 kV da 50 kVA del tipo in resina (servizi ausiliari);
- trasformatore in olio trifase;
- nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite, con tecnologia di giunzione step lap;
- livello di scariche parziali < 10 pC;
- classe termica F - Sovratemperatura 100 K;
- temperatura ambiente $\leq 40^{\circ}\text{C}$, altitudine ≤ 1000 m;
- autoestinguenti con basse emissioni di fumi classificazione F1;
- resistenti agli shock termici classificazione C2;
- resistenti all'umidità e all'inquinamento atmosferico classificazione E2.

Accessori a completamento:

- piastre di connessione terminali BT;
- morsettiera cambio tensione primaria a 5 posizioni;
- targa caratteristica;
- golfari di sollevamento;
- morsetti di terra.

All'interno di ogni cabina di trasformazione sarà ubicato il trasformatore elevatore con i relativi quadri di protezione e sezionamento, i quadri di parallelo in corrente alternata e il sistema di misura dell'energia prodotta.

Nel dettaglio abbiamo:

- 1 cabina di trasformazione per il sottocampo **A1** (Lotto C);
- 1 cabina di trasformazione per il sottocampo **A2** (Lotto A);
- 1 cabina di trasformazione per il sottocampo **A3** (Lotto A);
- 1 cabina di trasformazione per il sottocampo **B1** (Lotto A);
- 1 cabina di trasformazione per il sottocampo **B2** (Lotto A);
- 1 cabina di trasformazione per il sottocampo **B3** (Lotto B).

A sua volta le varie cabine di trasformazione saranno collegate tra di loro in entra-esce: le cabine A1,A2 e A3 faranno parte della Dorsale A, B1, B2 e B3 faranno parte della Dorsale B. Infine le due dorsali saranno collegate con la **cabina di raccolta CR** (all'interno del Lotto C) mediante due cavidotti MT interrati. Dalla cabina di raccolta partono due cavidotti MT che confluiscono nella sottostazione utente SSEU, nella quale verrà effettuata l'elevazione tramite trasformatore AT/MT 36/30 kV.

6.7 QUADRO MT

All'interno della cabina di trasformazione saranno installati anche i quadri MT.

Tali quadri saranno realizzati in lamiera di acciaio zincata e verniciata con polvere epossidica, avranno tensione nominale di esercizio 30 kV e saranno dotati di dispositivi di blocco meccanico che precludono ogni possibilità di errata manovra.

In particolare verranno installati:

- uno scomparto MT con interruttore isolato in SF6, dotato di sezionatore di linea e sezionatore di terra così come previsto dalla norma CEI 0-16, asservito al sistema di protezione di interfaccia (SPI) e al sistema di protezione generale (SPG);
- uno scomparto MT Misure dotato di sezionatore di linea, sezionatore di terra e fusibili di protezione da 2 A. All'interno di tale scomparto saranno installati i trasformatori Voltmetrici (TV) di segnale per le protezioni MT;
- un quadro Mt di arrivo linea dotato di sezionatore di linea e sezionatore di terra, all'interno del quale verrà effettuato il collegamento elettrico della linea in media tensione proveniente dalla cabina di consegna del Distributore.

I sistemi di protezione installati a bordo dei quadri Mt saranno conformi alle specifiche della norma CEI 0-16 e saranno:

- Sistema di protezione di interfaccia SPI:
 - dotato di soglie di protezione di massima tensione, di minima tensione, di massima frequenza permissiva e restrittiva, di minima frequenza permissiva e restrittiva, di massima tensione inversa con sblocco voltmetrico, di minima tensione diretta con sblocco voltmetrico, massima tensione residua con sblocco voltmetrico e soglia limite di massima tensione residua. Inoltre tale protezione sarà predisposta per il comando da remoto di teledistacco.
- Sistema di protezione Generale SPG:
 - dotato di soglie di protezione di massima corrente e di massima corrente omopolare regolate secondo quanto prescritto dal Distributore per il punto di consegna.

6.8 CABINE ELETTRICHE

Le "cabine inverter" di sottocampo saranno costituite da due parti principali affiancate, una costituita da uno shelter metallico del tipo prefabbricato di dimensioni esterne pari a circa 6,10x2,45x2,50 ml e da una seconda costituita da un monoblocco in struttura monolitica autoportante (cemento armato vibrato - CAV), conforme alla norma CEI EN 62271-202 con dimensioni (esterne) pari a circa m. 6,70x2,46x2,46 ml.

I passaggi, previsti per il transito delle persone, saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze; se dietro un quadro chiuso sarà previsto il transito delle persone, la larghezza del passaggio potrà essere ridotta a 50 cm.

La cabina sarà posata su fondazione realizzata in opera o prefabbricata tipo vasca avente altezza esterna di circa 60 cm (interna di 50 cm) e dotata di fori diametro 18 cm a frattura prestabilita in modo da consentire l'ingresso e l'uscita dei cavi MT/BT nei quattro lati.

La vasca che fungerà da vano per i cavi sarà accessibile da botola su pavimento dei rispettivi locali o da botola esterna.

A completamento delle cabine saranno forniti:

- n. 2 porte di accesso in lamiera o VTR;
- n. 1 porta di accesso in lamiera zincata e preverniciata.

Il calore prodotto dal trasformatore, dai quadri e dagli inverter sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di apposite griglie di aerazione e tramite ventilazione meccanica per mezzo di torrini di estrazione elicoidale.

Le cabine saranno inoltre dotate di:

- punti luce costituiti da plafoniera IP65 con lampada a led da 11 W, avente autonomia di 2h, combinati con interruttore bipolare, presa bipolare e fusibili;
- collettore e anello di messa a terra interno, realizzato con piatto di rame mm 20x5, morsetti e capicorda, compreso il collegamento delle masse metalliche, dei quadri BT, del trasformatore nonché il collegamento del PE degli inverter e del trasformatore;
- accessori antinfortunistici: estintore a polvere, lampada emergenza ricaricabile, guanti isolanti, pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina;
- gruppo soccorritore (UPS) per circuiti ausiliari (trascinamento) tipo UPS o HPS (220Vca-220Vca/220Vca-48 24 Vcc /Vca).

6.9 CABINE SERVIZI

Oltre alle cabine elettriche, sono previste due cabine servizi del tipo prefabbricato monoblocco in struttura monolitica autoportante (cemento armato vibrato - CAV), conforme alla norma CEI EN 62271-202 contenenti rispettivamente:

1. il locale misure, il locale tecnico di utente contenente lo scada di impianto FV e il locale servizi igienici;
2. il locale contenente i quadri di protezione e controllo e il server scada a servizio della sottostazione elettrica MT/AT;
3. il locale contenente il quadro di alimentazione e switching (con alimentazione di rinalzo/emergenza da connessione BT ENEL dedicata) servizi ausiliari di sottostazione e di impianto FV (QGBT).

6.10 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

L'impianto di terra è progettato per garantire le seguenti prestazioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- evitare danni a componenti elettrici ed ai beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

I dispersori, in base alla tipologia di materiale di cui sono costituiti devono possedere dimensioni atte a garantire la loro resistenza alle sollecitazioni meccaniche e alla corrosione.

Si sceglie di installare come sistema disperdente orizzontale corda nuda in rame di sezione pari a 50mm² che risulta soddisfare i requisiti previsti dalla normativa tecnica vigente.

L'impianto di terra delle cabine è di tipo "ad anello", con dispersore orizzontale in rame nudo da 50 mm² di sezione, lungo tutto il perimetro delle cabine, interrato un metro di profondità e distante un metro dalle pareti delle cabine. Ad ogni vertice e nella mezzeria dell'anello verrà inserito un dispersore verticale, a picchetto di acciaio zincato, di lunghezza pari a 1,5 m.

Tutte le strutture metalliche dei quadri, dei trasformatori e tutte le masse presenti in cabina di trasformazione verranno collegate al nodo equipotenziale. Tale nodo verrà collegato al dispersore orizzontale ad anello che circonda la cabina e all'impianto di terra del campo fotovoltaico.

Si prevede, la posa di una corda nuda di rame alla base dello scavo del cavidotto principale che attraversa l'impianto di produzione. Le strutture metalliche dei tracker dovranno essere collegate al dispersore orizzontale tramite un conduttore di protezione in rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 35 mm². I singoli tracker affiancati sulla stessa fila, dovranno essere collegati tra di loro tramite un collegamento equipotenziale realizzato con conduttore in rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 50 mm².

In prossimità di ogni inverter verrà realizzato un nodo equipotenziale in cui saranno collegati il conduttore equipotenziale esterno all'inverter, il conduttore equipotenziale interno all'inverter e la struttura metallica di supporto dello stesso convertitore. Tale nodo equipotenziale, verrà collegato al dispersore orizzontale tramite conduttore di terra realizzato in cavo di rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 35 mm².

La recinzione del campo fotovoltaico verrà realizzata con griglia metallica rivestita in plastica, per cui non è necessario il collegamento a terra, ai sensi dell'allegato F.1 della norma CEI 11.1. I cancelli d'ingresso al campo fotovoltaico andranno messi a terra, in quanto masse estranee.

7. OPERE CIVILI E SERVIZI AUSILIARI

Le opere civili consistono in tutte quelle opere e manufatti connessi all'impianto fotovoltaico in progetto.

7.1 VIABILITÀ

La prefattibilità dell'intervento dal punto di vista logistico è stata valutata analizzando i collegamenti con le reti infrastrutturali del territorio e individuando la capacità di queste a soddisfare le nuove esigenze indotte dall'intervento proposto. Sono state verificate le capacità di carico delle reti viarie, fondamentali per la fase di costruzione dell'impianto e analizzate le possibilità di allaccio alla rete elettrica nazionale.

Esistono diverse reti infrastrutturali che contribuiscono a rendere questa zona facilmente raggiungibile e dunque adatta all'installazione di impianti fotovoltaici. La rete stradale più importante è la Strada Statale n.293 di Giba, tramite la quale si accede al Lotto A e al Lotto C. Il Lotto B è accessibile tramite strada sterrata. Le strade di accesso al sito saranno quelle presenti praticamente lungo i confini dei lotti interessati.

L'opera in progetto prevede in ogni caso la realizzazione di una viabilità circolare perimetrale ai filari di pannelli (principale) ed una minima viabilità interna di raccordo degli stessi (secondaria), esclusa al traffico civile, comunque percorribile anche da autovetture ed utilizzata anche per la fase di cantiere.

La viabilità, almeno quella perimetrale, sarà realizzata in modo da consentire la circolazione anche in caso di maltempo (salvo neve e/o ghiaccio); a questo scopo il fondo della carreggiata avrà sufficiente portanza, ottenibile mediante la formazione di una massicciata o inghiaatura (l'asfaltatura è da escludere) ed attraverso il costipamento dello strato costituito da granulare misto stabilizzato con macchine idonee.

Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza (minima 4 metri e massima 6 metri) va contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli e sarà assicurata la loro continua manutenzione.

Tale disponibilità di una rete viabile adeguata alle necessità dei lavori costituisce premessa irrinunciabile per lo svolgimento degli stessi e per le successive opere di manutenzione ordinaria che dovranno effettuarsi negli anni successivi alla realizzazione dell'investimento.

La realizzazione della viabilità principale e secondaria comprende:

- il compattamento del piano di posa della fondazione stradale (sottofondo) nei tratti in trincea per la profondità e con le modalità prescritte dalle norme tecniche, fino a raggiungere in ogni punto un valore della densità non minore del 95% di quella massima della prova AASHTO modificata, ed una portanza caratterizzata in superficie da un modulo di deformazione $M_d \leq 50 \text{ N/mm}^2$ in funzione della natura dei terreni e del rilevato;
- la posa di geotessile non tessuto costituito esclusivamente da fibre in 100% polipropilene a filamenti continui spunbonded, stabilizzato ai raggi UV;
- la massicciata stradale eseguita con tout-venant da impianti di recupero rifiuti derivanti dall'attività di costruzione/demolizione a distanza non superiore ai 20 km. Granulometria 0/63 mm, limite di fluidità non maggiore di 25 ed indice di plasticità nullo, portanza espressa da un modulo di deformazione M_d non inferiore a 80 N/mm^2 ricavato dalle prove con piastra avente diametro di 30 cm.

7.2 SCAVI

Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavi elettrici avranno ampiezza variabile tra 30 e 100 cm e profondità massima di 200 cm. La larghezza dello scavo potrà variare in relazione al numero di linee elettriche (terne di cavi) che dovranno essere posati. Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno

realizzati evitando scoscendimenti, franamenti, ed in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non abbiano a riversarsi nei cavi. I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositati in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro. I materiali in eccedenza rinvenuti per la realizzazione delle fondazioni e degli scavi potranno essere utilizzati per l'appianamento dell'area di installazione. Trattandosi di scavi poco profondi, in terreni naturali lontani da strade, sarà possibile evitare la realizzazione delle armature, qualora la natura del terreno sia sufficientemente compatta. Si riportano di seguito le immagini di due sezioni tipo relative alla posa dei cavidotti interrati:

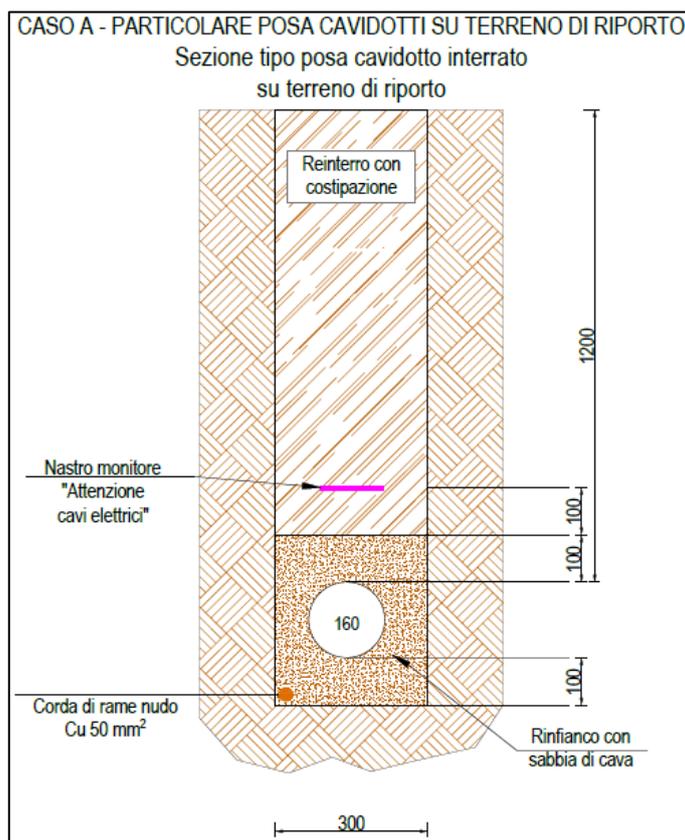


Figura 13 – Sezione tipo 1 cavidotto interrato.

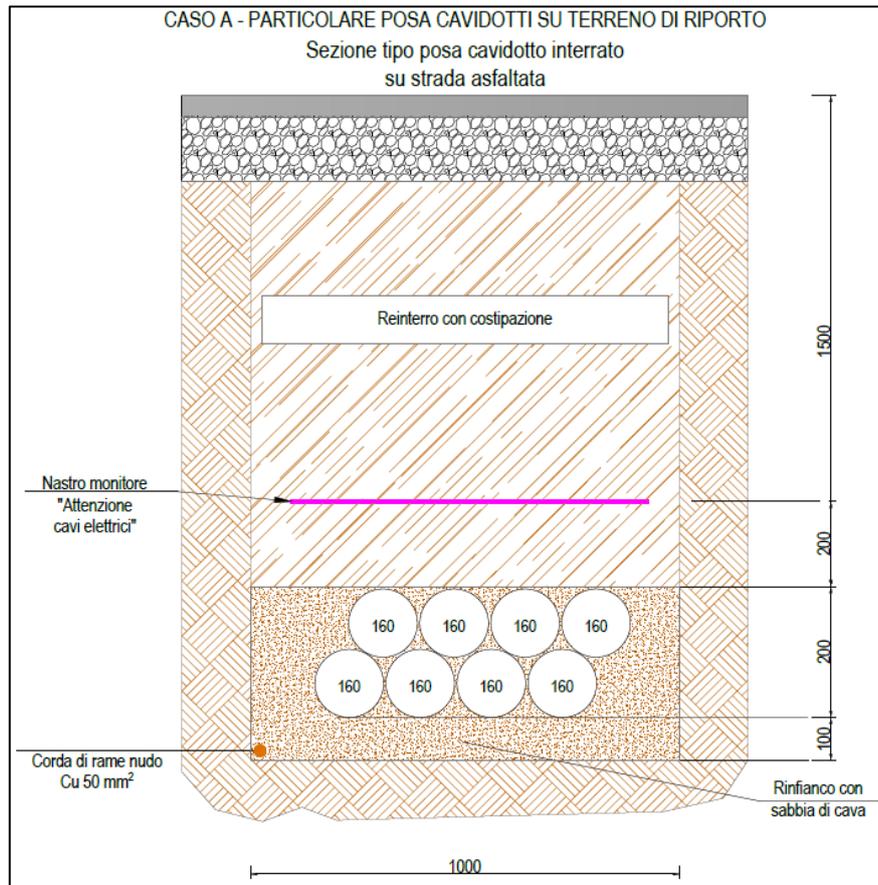


Figura 14 – Sezione tipo 2 cavidotto interrato.

7.3 INFISSIONE PALI DEI TRACKER

I tracker hanno la caratteristica di poter essere infissi attraverso i pali nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in cls, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

I pali, che avranno un profilo in acciaio omega o zeta per massimizzare la superficie di contatto con il terreno - la cui profondità di posa dipende dal tipo di terreno - saranno infissi nel terreno per mezzo di apposito "battipalo".

Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file parallele con interasse di circa 4,8 metri circa, allo scopo di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, consentire una buona permeabilità del suolo ma soprattutto permettere il passaggio delle macchine operatrici per le attività agricole.

7.4 POSA MODULI

I moduli verranno posati da squadre di 3 operatori cad., coadiuvati da un mezzo di trasporto e sollevamento (muletto da cantiere). I moduli saranno adagiati sulle strutture di supporto dei tracker ed a queste fissate per mezzo di appositi sistemi di bloccaggio a vite.

7.5 REALIZZAZIONE DEI CAVIDOTTI

Verranno eseguiti degli scavi a sezione obbligata, per mezzo di escavatori meccanici, avendo cura di sistemare temporaneamente il materiale inerte su uno dei due bordi di scavo, in modo da lasciare l'altro libero per la posa dei corrugati e/o dei cavi elettrici che verranno posati all'interno dello scavo.

Qualora si attui la posa diretta del cavo, senza la protezione di cavidotto in apposito corrugato, si dovrà predisporre un letto di posa in sabbia, atto a proteggere i cavi da danneggiamenti meccanici.

La sabbia andrà stesa entro lo scavo prima e subito dopo la posa del cavo stesso.

Sopra il secondo strato di sabbia, dovrà essere predisposta apposita bandella di guardia, atta a segnalare la presenza del cavidotto in tensione.

7.6 RECINZIONI E CANCELLI

Contestualmente all'installazione dell'impianto fotovoltaico in progetto si prevede la realizzazione di una recinzione lungo il perimetro di confine allo scopo di proteggere l'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione dei pali a sostegno, ad eccezione dell'area di accesso in cui sono presenti dei pilastri a sostegno della cancellata. La recinzione sarà realizzata con una rete grigliata in acciaio zincato, rivestita in PVC, di 2,10 m di altezza, sorretta da pali metallici.

Le opere di recinzione sul fronte stradale in particolare saranno realizzate a giorno o con siepi verdi, prevedendo, quando possibile, anche alberature. Lungo i margini del lotto adiacenti ai confinanti, la recinzione verrà realizzata lungo il confine stesso, mentre sui fronti stradali verrà arretrata di alcuni metri e verrà realizzata una fascia alberata di schermatura.

I sostegni che verranno utilizzati saranno pali in profili ad U o similari. La rete metallica per recinzione sarà di tipo "a maglia romboidale" 50 x 50 mm plastificata di colore verde, in filo di ferro zincato, diametro 2 mm, di altezza circa 2 m ancorata a pali di sostegno in profilato metallico con sezione U (o similare) in acciaio zincato di dimensioni 80x60 mm. I pali, alti 2,1 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari 0,8 m e controventati con paletti in ferro zincato della stessa sezione, posti ad interasse non superiore a 3 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi.

La recinzione lungo il confine con i lotti adiacenti verrà inoltre posizionata ad un'altezza da terra di circa 10 cm, al fine di permettere alla piccola fauna presente nella zona di utilizzare l'area di impianto, mentre lungo i fronti stradali saranno previsti dei ponti ecologici consistenti in cunicoli delle dimensioni di 100x20 cm sotto la rete metallica.

I cancelli (pedonali e carrabili) saranno realizzati in tubolari di acciaio e rete elettrosaldata, agganciati a profili tubolari quadrati in acciaio di dimensioni 10x10 cm ancorati al suolo tramite blocchi di fondazione in cls di dimensioni 50x50x50 cm su magrone di sottofondazione di spessore 10 cm, saranno completi di guida di scorrimento fissa e serratura.

Sarà previsto anche un impianto di illuminazione, attivabile solo in caso di emergenza, oltre ad un sistema di allarme e videosorveglianza.

7.7 FONDAZIONI CABINE ELETTRICHE

Le opere civili relative alle cabine elettriche consistono nelle casseforme e nel calcestruzzo di fondazione.

Le Casseforme sono in legname grezzo per getti di calcestruzzo semplice o armato per opere in fondazione con armature di sostegno.

La Rete elettrosaldata è costituita da barre di acciaio B450C conformi al DM 14/09/2005 e successive modifiche, a aderenza migliorata, in maglie quadre in pannelli standard, con diametro delle barre FI 8, maglia cm 15x15.

Il calcestruzzo a durabilità garantita per opere strutturali in fondazione avente classe di consistenza S4, con dimensione massima dell'aggregato inerte di 31,5 mm, confezionato con cemento 32,5 e gettato entro le apposite casseforme, avente resistenza caratteristica RCK pari a 30 N/mm² e classe di esposizione XC1 - XC2 norma UNI EN 206-1.

7.8 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

L'impianto di illuminazione è previsto su tutto il perimetro dell'impianto e sarà realizzato con pali tra loro distanti circa 20 m e di altezza di 6m, adatto ad illuminare il perimetro dell'area. Essi saranno dotati di lampade del tipo cut-off e di elevata efficienza a led, della potenza massima di 71W.

È stata prevista una alimentazione continua per i punti di accesso e per le aree a maggiore frequentazione, come le strade esterne, mentre la restante parte si doterà di sensori di movimento in grado di accendersi in vicinanza di una sagoma avente caratteristiche simili a quelle umane. Scopo di tale scelta è quello di rendere minimo l'impatto ambientale e l'inquinamento luminoso, oltre a salvaguardare la fauna selvatica presente in zona.

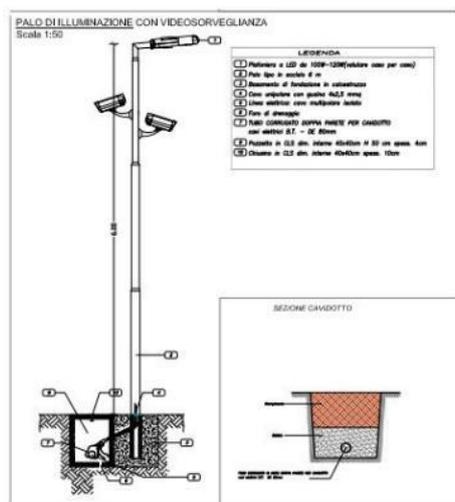


Figura 16 - Palo di illuminazione con due telecamere.

Le telecamere dovranno registrare i movimenti, inviando un segnale di allarme e una registrazione dovranno controllare l'intero perimetro della recinzione, con particolare attenzione ai punti critici, realizzati in prossimità delle cabine elettriche e nelle zone di attraversamento. Le telecamere saranno collegate ad un sistema di registrazione, DVR, posizionato in cabina di consegna e controllabile, tramite rete, anche da remoto.

Le telecamere saranno dotate di sensore di movimento ed a infrarosse. Solo per quelle poste in prossimità di cabine ed accessi, si potranno installare telecamere PTZ motorizzate (Pan – movimento orizzontale, Tilt – movimento verticale e Zoom). L'impianto di videosorveglianza dovrà essere realizzato mediante l'impiego di telecamere dotate di rilevamento di movimento.



Figura 17 - Telecamera night and day.

La tecnologia AHD è la più recente evoluzione che riguarda il mondo della sorveglianza.

La caratteristica principale rispetto alle obsolete CCTV analogiche è la presenza di sensori CMOS Megapixel che consentono riprese nitide prive di disturbi con un'elevata capacità di elaborazione d'immagine sia di giorno che di notte. Ad esempio, la nuova tecnologia Vultech AHD permette di raggiungere risoluzioni in Live di HD960p -1.3MPX (1280X960) prima ottenibili solo con tecnologia IP. Caratteristica fondamentale di questa telecamera AHD Vultech è la funzione DUAL-MODE. Tramite il telecomando OSD sarà possibile cambiare in qualsiasi momento la tecnologia della telecamera, scegliendo AHD (Digitale) o Analogia tradizionale.

7.10 OPERE DI MITIGAZIONE

L'intervento comprende la messa a dimora di specie arbustive od arboree autoctone in fitocella nel perimetro esterno dei lotti, nonché messa a dimora di alberi autoctoni da vivaio di specie coerenti con gli stadi corrispondenti della serie dinamica potenziale naturale del sito nelle fasce lungo strada.

8. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Le fasi principali relative alla costruzione e messa in esercizio di un impianto fotovoltaico a terra sono le seguenti:

1. **preparazione della viabilità di accesso:** operai specializzati, mediante l'impiego di macchine operatrici, provvederanno alla manutenzione delle strade esistenti tramite eliminazione di erbe infestanti ed eventuali piante cespugliose che invadono le carreggiate, nei tratti di viabilità rurale caratterizzata da traffico limitato. Dove necessario verrà regolarizzato il fondo stradale;

2. **impianto del cantiere:** questa fase riguarda tutte le operazioni necessarie per delimitare le aree di cantiere e per realizzare le piazzole di stoccaggio dei materiali, ricovero e manutenzione dei mezzi d'opera, nonché i punti in cui verranno installati le cabine di servizio per il personale addetto e i box per uffici, spogliatoi, servizi igienici, spazio mensa, depositi per piccola attrezzatura e minuterie, ecc. Tali lavori comprenderanno:

- verifica catastale dei confini utili al tracciamento della recinzione dell'impianto così come verrà autorizzata;
- livellamento e spianamento delle aree di cantiere destinate alla posa delle cabine per il personale e box uffici, servizi igienici, ecc.;
- compattazione del terreno nelle zone che saranno soggette a traffico veicolare e movimentazione di mezzi d'opera;
- infissione dei pali lungo tutti i perimetri delle aree e montaggio della rete a maglia sciolta con ingressi dotati di cancelli;
- realizzazione di un impianto di illuminazione e di videosorveglianza.

3. **pulizia dei terreni:** operai specializzati tramite l'utilizzo di trincia erba puliranno il terreno, al fine di ottenere delle aree prive di ostacoli vegetali e facilmente accessibili ai tecnici per le successive operazioni di picchettamento;

4. **picchettamento delle aree:** i tecnici di cantiere mediante l'impiego di strumentazioni topografiche con tecnologia GPS, individueranno i limiti e i punti significativi del progetto, utili al corretto posizionamento dei moduli FV;

5. livellamento del terreno: eventuali parti di terreno che presentano dei dislivelli incompatibili con l'allineamento del sistema tracker – pannello, verranno adeguatamente livellati da operai specializzati che si serviranno di macchine operatrici. L'eliminazione delle asperità superficiali, al fine di rendere agevoli le operazioni successive, interesserà unicamente lo strato superficiale del terreno per una profondità di circa 20 – 30 cm: in questo modo si rispetterà l'andamento naturale del terreno che presenta solo delle leggere acclività;

- **6. viabilità interna:** operai specializzati, mediante l'impiego di macchine operatrici, provvederanno alla realizzazione della viabilità interna, delle aree di stoccaggio dei materiali e di sosta delle macchine e mezzi, e delle piazzole per la posa delle cabine di trasformazione;

- **7. rifornimento delle aree di stoccaggio:** tutti i materiali utili al completamento del progetto saranno approvvigionati in apposite aree di stoccaggio per mezzo di autocarri o trattori. Gli operai giungeranno nelle aree di cantiere per mezzo di autovetture private, piccoli autocarri o pulmini;

- **8. movimentazione dei materiali e delle attrezzature all'interno del cantiere:** si prevede che la movimentazione di materiali ed attrezzature venga effettuato per mezzo di muletti o gru che scaricheranno il materiale dagli autocarri e caricheranno, in seguito al loro deposito nelle aree di stoccaggio, appositi rimorchi trainati da trattori adatti al transito all'interno di terreni agricoli;

- **9. scavo trincee, posa cavidotti e rinterrati**: mediante l'impiego di adeguate macchine operatrici (escavatori cingolati e/o gommati), si provvederà allo scavo delle trincee di posa delle condotte in cui saranno posati i cavi per la bassa, media e alta tensione. A seconda del tipo di intensità elettrica che percorrerà i cavi interrati, la profondità dello scavo potrà variare da un minimo di 60 cm, per i cavi BT, ad un massimo di 140 cm per i cavi AT. Le zone interessate da questa lavorazione saranno quelle in prossimità della viabilità interna all'impianto, anche in funzione della successiva manutenzione in caso di guasti;
- **10. posa delle cabine di trasformazione**: mediante l'impiego di autogrù verranno posate le cabine di trasformazione BT/MT;
- **11. infissione dei pali di sostegno nel terreno**: operai specializzati tramite l'uso di idonea macchina battipalo, provvederanno all'infissione nel terreno dei supporti (pali metallici) su cui andranno montati e ancorati i telai di sostegno dei pannelli fotovoltaici;
- **12. montaggio dei telai metallici di supporto dei moduli**: sui pali infissi nel terreno verranno ancorati i telai di sostegno dei moduli fotovoltaici, da operai specializzati con ausilio di attrezzatura manuale e/o macchinari per il trasporto di materiali metallici;
- **13. montaggio dei moduli FV**: sui supporti metallici verranno ancorati i moduli (o pannelli) fotovoltaici;
- **14. realizzazione rete di distribuzione dai pannelli alle cabine e cablaggio interno**: tutti i pannelli saranno adeguatamente collegati alle relative cabine in cui saranno posizionati gli inverter e il trasformatore BT/MT. Le cabine della dorsale A e le cabine B1 e B2 serviranno un numero di pannelli tale da raggiungere una potenza collegata media di 8,099 MW, mentre la cabina B3 servirà un numero di pannelli tale da raggiungere una potenza collegata di circa 3,37 MW: si prevede di installare un numero di cabine pari a 6, per un totale di circa 43,86 MW di potenza totale installata;
- **15. cablaggio della rete di distribuzione dalle cabine alla sottostazione**: tutte le cabine di trasformazione BT/MT andranno collegate alla sottostazione di trasformazione MT/AT. Operatori specializzati inseriranno gli appositi cavi elettrici all'interno dei cavidotti già predisposti e collegheranno gli stessi tramite morsettiere fino alla sottostazione;

16. realizzazione sottostazione di trasformazione MT/AT: gli interventi previsti per la realizzazione della sottostazione comprendono le seguenti attività:

- messa in opera della recinzione metallica e cancello di ingresso;
- posa dei pali di illuminazione;
- messa in opera dell'impianto di videosorveglianza;
- realizzazione delle platee in calcestruzzo armato per la posa dei trasformatori;
- posa del locale prefabbricato per i cavi in MT provenienti dalle cabine;
- posa dei quadri di protezione AT e quadri di distribuzione per servizi ausiliari;
- posa del trasformatore con l'impiego di un auto gru;
- montaggio dispositivi di sgancio e sezionamento.

Si tratterà di una lavorazione di elevata complessità per il numero di lavorazioni e per il contenuto tecnico delle stesse che impiegherà per più mesi personale specializzato, tecnici e comporterà l'utilizzo di varie attrezzature quali ruspe, escavatori, autocarri, autogrù e altri mezzi per la movimentazione di materiali ed attrezzature;

17. posa dei cavi dalla sottostazione alla esistente linea di alta tensione: si tratta della lavorazione con la quale si realizzerà il collegamento tra la sottostazione di trasformazione MT/AT fino al traliccio più vicino

della linea esistente di alta tensione. In particolare, i cavi verranno posati direttamente nel terreno fino alla linea AT di Terna (salvo eventuali interferenze lungo la tratta Sottostazione Utente – Stazione Elettrica "Serramanna", consultabili negli allegati).

18. **rimozione delle aree di cantiere secondarie**: si tratta della fase conclusiva del cantiere principale e dei vari sotto-cantieri, una volta terminate tutte le necessarie lavorazioni per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico;

19. **realizzazione delle opere di mitigazione**: contemporaneamente alle fasi di rimozione del cantiere si inizieranno a realizzare le opere di mitigazione previste dal progetto e dal piano del verde: preparazione e trattamento del terreno e impianto delle nuove essenze arboree (arbusti e alberature);

20. **definizione dell'area di cantiere permanente**: si tratta della predisposizione di un'area destinata ad accogliere le macchine e le attrezzature necessarie ed indispensabili per la corretta gestione e manutenzione del parco fotovoltaico, per l'intera vita utile dell'impianto stimata in 25-30 anni.

9. CRONOPROGRAMMA

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni riguardanti il nuovo impianto e la relativa connessione, i tempi di realizzazione delle opere necessarie saranno in linea di massima brevi, presumibilmente nell'ordine di 12 mesi.

Sarà comunque stilato un programma cronologico delle operazioni prima dell'inizio dei lavori, dove saranno rese chiare le operazioni prioritarie e le responsabilità della direzione degli stessi.

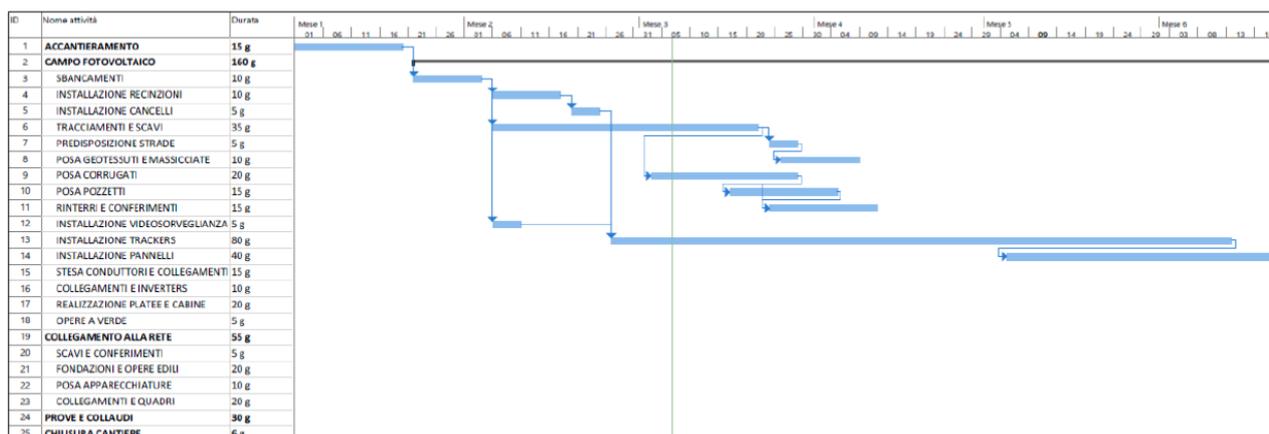


Figura 18 – Cronoprogramma

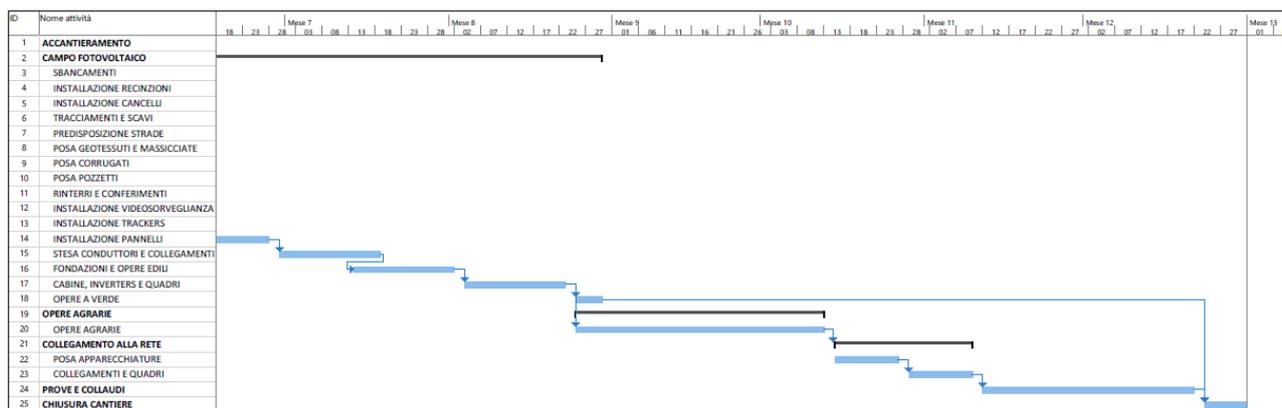


Figura 19 – Cronoprogramma

10. COMPONENTI IN ALTA TENSIONE

10.1. PREMESSA

L'impianto fotovoltaico in progetto sarà collegato in antenna a 36 kV sul futuro ampliamento della stazione elettrica di smistamento (SE) della RTN 150/36 kV di Serramanna, previo potenziamento/rifacimento delle linee RTN a 150 kV "Villasor – Villacidro", gestita da TERNA Spa.

10.2. TRASFORMATORI

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 36 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.

Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria).

Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrapressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

Il peso complessivo del trasformatore è stimabile attorno alle 40 t.

10.2.1. Caratteristiche principali del trasformatore trifase in olio minerale

Di seguito le caratteristiche principali del trasformatore:

- Tensione massima 170 kV
- Frequenza 50 Hz
- Rapporto di trasformazione 36/30 kV
- Livello di isolamento nominale all'impulso atmosferico 750 kV
- Livello d'isolamento a frequenza industriale 325 kV
- Tensione di corto circuito 13,5 %
- Collegamento avvolgimento Primario Stella
- Collegamento avvolgimento Secondario Triangolo
- Potenza in servizio continuo (ONAN) 45 MVA
- Peso del trasformatore completo 40 t

10.3. RUMORE

Nella Stazione d'utenza la sola apparecchiatura che rappresenta una sorgente di rumore permanente è il trasformatore AT/MT, per il quali si può considerare un livello di pressione sonora $L_p(A)$ a vuoto alla tensione nominale non superiore a 72 dB(A) a 0.3 metri in funzionamento ONAN e 78 dB(A) a 2 metri in funzionamento ONAF: esso però non viene percepito all'esterno del perimetro di recinzione.

Inoltre, gli interruttori, durante le manovre (di brevissima durata e pochissimo frequenti), possono provocare un rumore trasmissibile all'esterno. In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01-03-1991 e la legge quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.

11. CONDUTTURE ELETTRICHE

11.1. CAVI DI BASSA TENSIONE

11.1.1. Specifiche cavi in corrente continua

I cavi che collegano le stringhe di moduli all'inverter prevedono un percorso di posa sia all'aperto (fissati alle strutture di supporto dei pannelli) che interrato entro tubazioni in PE protettive (cavidotto corrugato interrato). Pertanto si prevede l'impiego di cavi di tipo solare PV1-F 1,5kVDC di colore rosso per il positivo e nero per il negativo aventi le seguenti caratteristiche:

Conduttori	Rame stagnato elettrolitico CEI EN 60228;
Isolante	Elastomero reticolato
Guaina esterna	Elastomero reticolato
Colore della guaina	Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013
Durata del cavo	> 20 anni (IEC 60216)
Resistenza elettrica	relativamente alla sezione (CEI EN 60228)
Tens. Nominale	U ₀ /U: 0,6/1 kVac 0,9/1,5 kVdc
Tensione max concatenata	1,2 kVac 1,8 kVdc
Tensione di prova	4 kVac 9,6 kVdc
Temperatura d'esercizio	- 40 °C ÷ + 120 °C
Temperatura di corto circuito	250 °C

I moduli fotovoltaici sono dotati di cavo con sezione minima di 10 mm² del tipo PV1-F, adatto ad operare in esterno e connessi tra loro ove necessario da analogo cavo.

- IB =1,25*ISC= 17,45 A
- IZ (@80°C) =60 A (posa in aria)
- In=20 A (In del fusibile di stringa, per la protezione delle stringhe essendo in numero >3)
- IB ≤IZ (@80°C)
- In ≤ 2,5*ISC

11.1.2. Specifiche cavi in corrente alternata BT

Per le connessioni elettriche della sezione di impianto in corrente alternata si prevede l'impiego di cavi unipolari del tipo ARG16R16-0.6/1 KV aventi conduttore in alluminio, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina in PVC, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi.

Conduttore	Corda di alluminio rigida, classe 2
Isolante	Mescola di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità
Riempitivo	Mescola di materiale non igroscopico
Colore della guaina	Mescola di PVC di qualità Rz
Temperatura nominale U ₀ /U	Grigio
Temperatura massima di esercizio	0,6/1kV
Temperatura minima di esercizio	90° C
Temperatura minima di posa	-15°C in assenza di sollecitazioni meccaniche
Temperatura massima di corto circuito	0° C
Sforzo massimo di trazione	250°C fino alla sezione da 240 mm ² , oltre 220°C
Raggio minimo di curvatura	50 N/mm ²

11.1.3. Collegamento tra inverter e quadro di parallelo AC

Tale collegamento verrà realizzato attraverso un percorso interrato dall'inverter fino alla cabina di trasformazione. Per la realizzazione dei cavidotti si utilizzeranno le seguenti sezioni di conduttore: Inverter: cavo ARG16R16-0.6/1 KV in formazione 3x(1x70 mm²).

- $I_{B\max} = 152$ A;
- $I_N = 160$ A;
- $I_Z (@30^\circ\text{C}) = 204$ A (posa interrata).

Per cui risulta

- $I_B \leq I_N \leq I_Z \quad 152 \leq 160 \leq 204$.

11.1.4. Collegamento tra quadro di parallelo AC e barre BT del trasformatore

Tale collegamento verrà realizzato utilizzando cavi del tipo ARG16R16-0.6/1 KV in formazione 3x(8x1x240+(4x240) mm²)

- $I_B \max = 1520$ A ;
- $I_N = 2000$ A - regolazione 1800 A (protezione interruttore automatico QE.FV);
- $I_Z (@30^\circ\text{C}) = 1700$ A (posa in tubo in aria) $I_B \leq I_N \leq I_Z$.

Per cui risulta

- $I_B \leq I_N \leq I_Z \quad 1520 \leq 1700 \leq 1819$.

11.1.5. Specifiche conduttori di protezione

Il dimensionamento dei conduttori di protezione viene effettuato considerando le sezioni dei conduttori di

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

fase, a seguire si riporta la regola prevista dalla normativa CEI 64-8:

dove:

- S_f è la sezione del conduttore di fase (mm²);
- S_{PE} è la sezione del conduttore di protezione (mm²).

11.2. CAVI DI MEDIA TENSIONE

11.2.1. Tratto da trasformatore a interruttore generale MT

I collegamenti saranno realizzati con cavi unipolari del tipo RG7H1R(X) 26/45 kV sezione conduttore 1x50 mm².

11.2.2 Tratto interruttore generale MT a cabina, alla cabina di consegna del Distributore

I collegamenti saranno realizzati con cavi del tipo RG7H1R(X) 26/45 kV sezione conduttore 1x3x95 mm².

11.3. CONDIZIONI DI POSA

11.3.1 Sez. DC

I cavi PV1-F saranno posati all'interno di passerelle grigliate in FeZn fissate alle strutture di sostegno dei moduli (o sistema equivalente) e all'interno di tubazioni in corrugato di PVC, $\varnothing_{\min}=150\text{mm}$ con resistenza allo schiacciamento min 750N (serie pesante) e resistenti ai raggi UV ad una profondità minima di 0.5m, misurata dal piano della strada (piano di rotolamento) rispetto all'estradosso del manufatto protettivo, tramite scavo a sezione obbligata di profondità minima di 0,6m. Per le tratte di collegamento dei quadri di parallelo stringhe sino al quadro DC dell'inverter, verranno utilizzati i cavi ARG16R16 1,5kVDC posati direttamente interrati o entro corrugato PVC, $\varnothing_{\min}=150\text{mm}$, con resistenza allo schiacciamento minimo 750N.

11.3.2. Sez. AC-BT

I cavi ARG16R16 0,6/1KV saranno posati in aria all'interno delle vasche dei monoblocchi prefabbricati delle cabine o in canalizzazioni metalliche appositamente predisposte.

11.3.3. AC-MT

I cavi RG7H1R(X) saranno posati in aria all'interno delle vasche dei monoblocchi prefabbricati delle cabine. I cavi RG7H1R(X) saranno posati interrati direttamente o all'interno di tubo corrugato in PVC, $\varnothing_{\min}=250\text{mm}$ con resistenza allo schiacciamento min 750N (serie pesante) ad una profondità minima di 1.0 m, misurata dal piano della strada (piano di rotolamento) rispetto all'estradosso del manufatto protettivo, tramite scavo a sezione obbligata di profondità minima di 1,2 m.

11.4. CAVIDOTTI MT E A 36 kV

Il tracciato degli elettrodotti interrati è stato studiato al fine di assicurare il minor impatto possibile sul territorio, prevedendo il percorso all'interno delle sedi stradali esistenti. I cavi transiteranno all'interno del Comune di Serramanna (SU) e del Comune di Villacidro (SU). Si prevede di utilizzare cavi unipolari RG7H1R(X) 26/45 kV da 630 mm² in quanto la loro guaina maggiorata funge da protezione meccanica per la posa interrata come previsto dalla norma CEI 11-17. Nel caso di coesistenza di più cavidotti all'interno nel medesimo percorso si

prevede di ubicare tutte le linee necessarie all'interno della medesima trincea in maniera tale da minimizzare l'impatto sul territorio e sui costi di scavo. Le terne saranno inoltre opportunamente distanziate in maniera tale da diminuire, per quanto possibile, la mutua influenza termica delle medesime. Nello stesso scavo verrà steso anche un ulteriore tri-tubo in PVC di sezione minima 50 mm per la posa di Fibre ottiche a servizio dell'impianto. Il percorso si sviluppa per lo più su strade secondarie o poderali e come tali non dovrebbero presentare particolari problemi nella realizzazione dello scavo.

CAVIDOTTO 36 kV PARCO AGRIVOLTAICO – SE SERRAMANNA	
COMUNE DI APPARTENENZA	STRADE PERCORSE
Serramanna (SU)	Strada Statale n.293 di Giba
Serramanna (SU)	Strada Provinciale n. 4
Villacidro (SU)	Strada Provinciale n.4
Serramanna (SU)	Strada Comunale

La tabella seguente descrive le principali informazioni dei cavi impiegati per l'impianto in oggetto.

(CR= Cabina di Raccolta, SSEU= Sottostazione Utente, SE= Stazione Elettrica)

Tratta Cavidotto		Lunghezza Tratta	Vn	N° Terne	Sez. Cavi
-		[m]	[kV]	-	[mm ²]
Dorsale A - CR	A3 – A2	618,7	30	1	400
	A2 – C	48,7	30	1	400
	C – D	222,0	30	1	400
	D – A1	322,2	30	1	400
	A1 – CR	244,6	30	1	400
Dorsale B - CR	B3 – B2	424,3	30	1	240
	B2 – B1	308,2	30	1	400
	B1 – C	801,0	30	1	400
	C – D	222,0	30	1	400
	D – CR	555,4	30	1	400
CR – SSEU		67,0	30	2	630
SSEU – SE36kV	SSEU – E	45,3	36	2	630
	E – F	802,3	36	2	630
	F – G	708,9	36	2	630
	G – H	369,6	36	2	630
	H – SE36kV	333,3	36	2	630
TOTALE		6093,5			

e la diversa tipologia di strada ha portato alla definizione di 5 diversi tipici, di seguito si riporta un esempio.

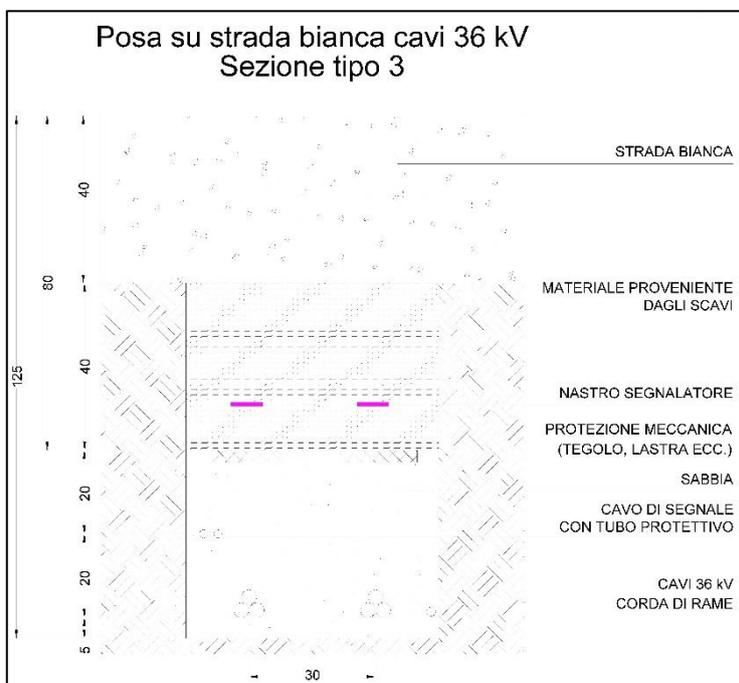


Figura 20 – Tipico di posa di cavidotto 36kV su strada bianca

La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno **1,0 m** misurato dall'estradosso superiore del tubo, con posa su di un letto di sabbia o di cemento magro, dello spessore di circa 5 cm. Va tenuto conto che detta profondità di posa minima deve essere osservata, in riferimento alla strada, tanto nella posa longitudinale che in quella trasversale. Laddove le amministrazioni competenti non diano particolari prescrizioni in merito alle modalità di ricoprimento della trincea, valgono le seguenti indicazioni:

- la prima parte del reinterro del cavo sarà effettuata con il medesimo materiale usato per la realizzazione del letto di posa (sabbia o cemento magro) per uno spessore maggiore di 30 cm
- la restante parte della trincea (esclusa la pavimentazione) dovrà essere riempita a strati successivi utilizzando il materiale di risulta dallo scavo (i materiali utilizzati dovranno essere fortemente compressi ed eventualmente irrorati al fine di evitare successivi cedimenti).

All'interno della trincea è prevista l'installazione di un tubo di segnale rigida da diametro di 50 mm entro il quale potranno essere posti cavi a fibra ottica e di segnalamento.

Riassumendo i cavidotti principali MT e a 36 kV sono:

- Cavidotti MT di collegamento tra i sottocampi elettrici
Tra i 6 sottocampi le cabine si suddividono nella Dorsale A (cabine A1, A2, A3) e nella Dorsale B (cabine B1, B2, B3); le cabine di ogni dorsale sono collegate tra loro in entra-esce. Le due dorsali infine sono connesse alla cabina di raccolta CR da cui partirà il cavidotto verso la SSEU.
Si utilizzeranno cavi unipolari RG7H1R(X) 26/45 kV in formazione a trifoglio **cordati ad elica** per le terne per sezioni di cavi unipolari al di sotto dei 300 mm², mentre verranno utilizzati cavi unipolari RG7H1R(X) 26/45 kV in formazione a trifoglio **non cordati ad elica** per le sezioni di cavo unipolare al di sopra dei 300 mm².
- Cavidotti MT di collegamento con la Sottostazione Utente
Dalla **cabina di raccolta CR**, situata all'interno del Lotto C, partiranno due terne a MT, che viaggeranno parallele fino alla cabina utente della SSEU, con cavi unipolari in disposizione a trifoglio del tipo RG7H1R(X) 26/45 kV con sezione pari a 630 mm².
- Cavidotti 36 kV di collegamento con la Sottostazione Utente
Dalla **SSEU**, situata all'interno del Lotto C, partiranno due terne a 36 kV, che viaggeranno parallele fino alla SE "Serramanna", con cavi unipolari in disposizione a trifoglio del tipo RG7H1R(X) 26/45 kV con sezione pari a 630 mm².

11.4.1 Interferenze dei cavidotti

In corrispondenza delle strade attraversate dai cavidotti a 30 e 36 kV, in fase di progettazione definitiva, sono state identificate alcune interferenze interrato, ovvero attraversamenti stradali interrati da parte di opere e impianti come canali per lo smaltimento delle acque, canali naturali facenti parte del reticolo idrografico primario e secondario ecc. Per la risoluzione delle interferenze individuate sono proposte a seguire due tipologie di intervento, con l'obiettivo di superare gli ostacoli senza andare a modificare la sezione delle infrastrutture idrauliche. Le interferenze saranno gestite mediante la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (**T.O.C.**) e mediante **cavidotti protetti**.

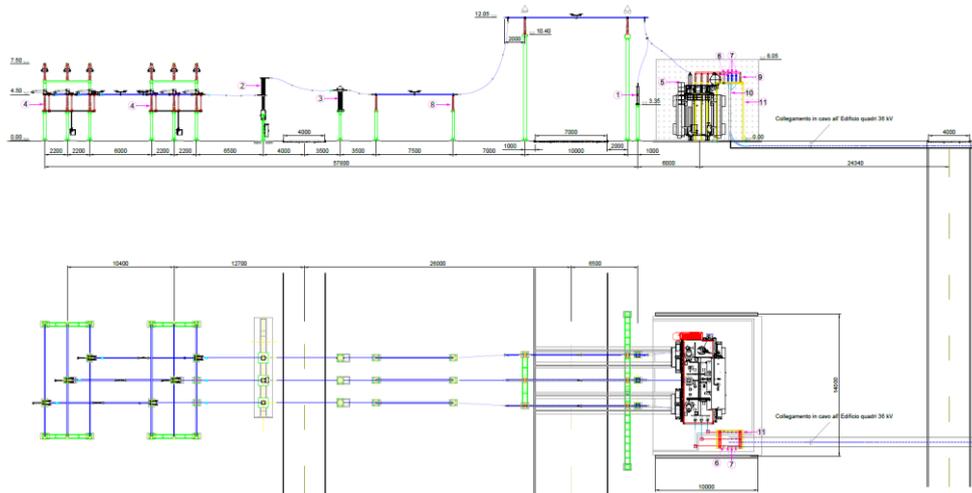
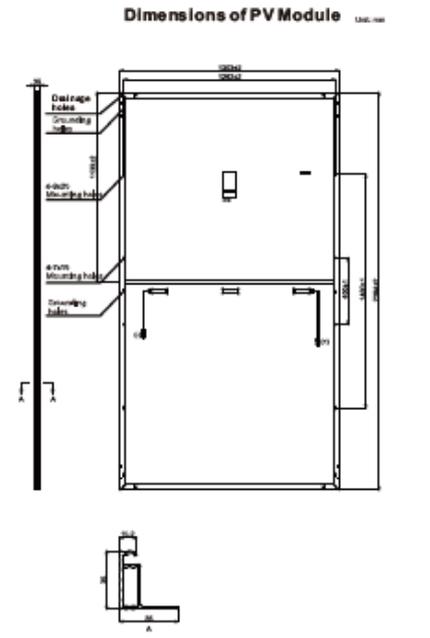


Figura 22 – Tipico stallo di trasformazione 150/36 kV

Elenco componenti	
rif.	descrizione
1	Scaricatore 132-150kV
2	Interruttore 132-150kV
3	TA 132-150kV
4	Sezionatore verticale
5	Trasformatore 132-150/36 kV
6	Scaricatore 36kV
7	Terminali cavo 36kV
8	Isolatore 150 kV
9	Isolatore 36 kV
10	Cavi 36 kV
11	Castelletto distribuzione cavi 36 kV

13. ALLEGATI: SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DI IMPIANTO

13.1 SCHEDA MODULO FV



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-645M	RSM132-8-650M	RSM132-8-655M	RSM132-8-660M	RSM132-8-665M	RSM132-8-670M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	645	650	655	660	665	670
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.15	45.35	45.55	45.75	45.95	46.15
Short Circuit Current-Isc(A)	18.18	18.23	18.28	18.33	18.38	18.43
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.58	37.76	37.94	38.12	38.30	38.48
Maximum Power Current-Imp(A)	17.17	17.22	17.27	17.32	17.37	17.42
Module Efficiency (%) *	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

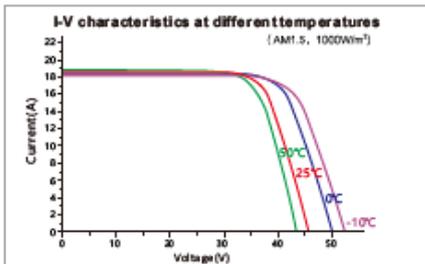
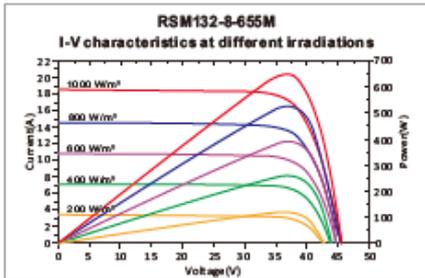
ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-645M	RSM132-8-650M	RSM132-8-655M	RSM132-8-660M	RSM132-8-665M	RSM132-8-670M
Maximum Power-Pmax (Wp)	488.6	492.4	496.2	500.0	503.8	507.6
Open Circuit Voltage-Voc(V)	41.99	42.18	42.36	42.55	42.73	42.92
Short Circuit Current-Isc (A)	14.91	14.95	14.99	15.03	15.07	15.11
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	34.87	35.04	35.21	35.38	35.54	35.71
Maximum Power Current-Imp (A)	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17	14.21

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	34kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)+350mm, Negative(-)-230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68



Our Partners:

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44 °C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2515
Box gross weight[kg]	1105

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

Figura 23 – Scheda tecnica modulo fotovoltaico RSM132-8-665M

13.2 SCHEDA INVERTER

SG3125HV-30/SG3400HV-30

Type designation	SG3125HV-30	SG3400HV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V (875 V – 1300V settable)	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18(optional: 22/24 inputs negative grounding or floating; 28 inputs negative grounding)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
Output (AC)		
AC output power	3437 kVA @ 45 °C / 3125 kVA @ 50 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. AC output current	3308 A	
Nominal AC voltage	600 V	
AC voltage range	510 – 660 V	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % I _n	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	99.0 % / 98.7 %	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
AC output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	2280 * 2280 * 1600 mm	
Weight	3.2 T	
Topology	Transformerless	
Degree of protection	IP55 (optional: IP65)	
Night power consumption	< 200 W	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Figura 24 – Scheda tecnica inverter Sungrow SG3125HV-30

13.3 SCHEDA TRASFORMATORE



Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter:IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

13.4 SCHEDA CAVO AD ELICA VISIBILE 26/45 KV

RG7H1R 1.8/3 kV - 26/45 kV

MEDIA TENSIONE - SENZA PIOMBO
MEDIUM VOLTAGE - LEAD-FREE

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

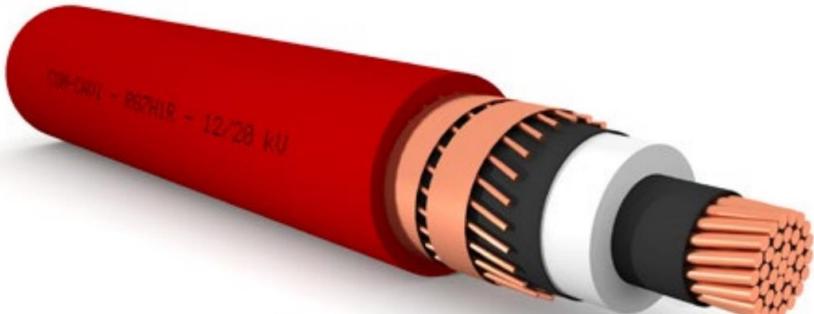
Costruzione e requisiti/Construction and specifications	IEC 60502 CEI 20-13
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	CEI 20-16 IEC 60885-3
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2



NON PROPAGANTE
LA FIAMMA
FLAME RETARDANT



SENZA PIOMBO
LEAD-FREE



DESCRIZIONE:
Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U₀/U: 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- 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/mm² di sezione del rame

CONDIZIONI DI IMPIEGO:
Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:
Single-core cables, insulated with HEPR rubber of G7 quality, under PVC sheath.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U₀/U: 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 60 N/mm² of the cross-section of the copper

USE AND INSTALLATION
Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users. For laying on air, into tube or open pass. Can be laid underground, also if not protected, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.

RG7H1R 26/45 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics U max: 52 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		infilato* buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 x 70	9,7	10,3	41,9	2150,0	280,0	315,0	255,0	260,0
1 x 95	11,4	10,3	43,8	2490,0	340,0	380,0	300,0	310,0
1 x 120	12,9	10,0	44,8	2735,0	395,0	440,0	355,0	365,0
1 x 150	14,3	9,5	45,1	3020,0	445,0	495,0	385,0	395,0
1 x 185	16,0	9,3	47,1	3395,0	510,0	570,0	440,0	450,0
1 x 240	18,3	9,3	49,2	4025,0	600,0	665,0	510,0	520,0
1 x 300	21,0	9,0	52,2	4725,0	695,0	760,0	570,0	580,0
1 x 400	23,2	9,0	54,8	5635,0	800,0	875,0	650,0	655,0
1 x 500	26,1	9,0	58,6	6825,0	930,0	1010,0	735,0	740,0
1 x 630	30,3	9,0	62,7	8260,0	1070,0	1180,0	835,0	845,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	µF/km
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

13.5 SCHEDA CAVO UNIPOLARE 26/45 KV (SOTTOSTAZIONE ELETTRICA) – TRAFI MT/AT

RG7H1R 1.8/3 kV - 26/45 kV

MEDIA TENSIONE - SENZA PIOMBO
MEDIUM VOLTAGE - LEAD-FREE

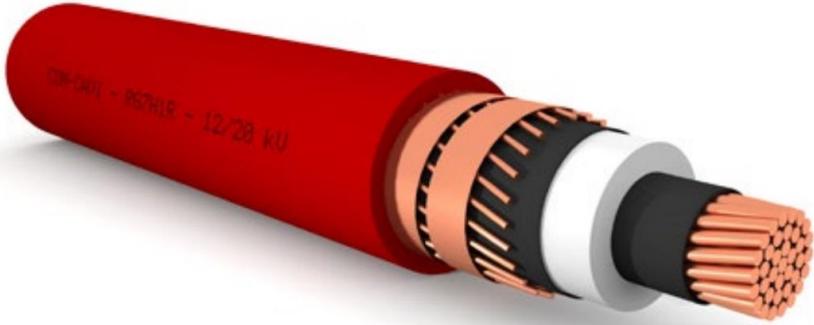


NON PROPAGANTE
LA FIAMMA
FLAME RETARDANT



SENZA PIOMBO
LEAD-FREE

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE	
Costruzione e requisiti/Construction and specifications	IEC 60502 CEI 20-13
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	CEI 20-16 IEC 60885-3
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2



DESCRIZIONE:
Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U : 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- 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/mm² di sezione del rame

CONDIZIONI DI IMPIEGO:
Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:
Single-core cables, insulated with HEPR rubber of G7 quality, under PVC sheath.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U : 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 60 N/mm² of the cross-section of the copper

USE AND INSTALLATION
Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users. For laying on air, into tube or open pass. Can be laid underground, also if not protected, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.

RG7H1R 26/45 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics U max: 52 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		infilato* buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 x 70	9,7	10,3	41,9	2150,0	280,0	315,0	255,0	260,0
1 x 95	11,4	10,3	43,8	2490,0	340,0	380,0	300,0	310,0
1 x 120	12,9	10,0	44,8	2735,0	395,0	440,0	355,0	365,0
1 x 150	14,3	9,5	45,1	3020,0	445,0	495,0	385,0	395,0
1 x 185	16,0	9,3	47,1	3395,0	510,0	570,0	440,0	450,0
1 x 240	18,3	9,3	49,2	4025,0	600,0	665,0	510,0	520,0
1 x 300	21,0	9,0	52,2	4725,0	695,0	760,0	570,0	580,0
1 x 400	23,2	9,0	54,8	5635,0	800,0	875,0	650,0	655,0
1 x 500	26,1	9,0	58,6	6825,0	930,0	1010,0	735,0	740,0
1 x 630	30,3	9,0	62,7	8260,0	1070,0	1180,0	835,0	845,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

In ottemperanza al D.lgs. 387/2003, art. 12 comma 4, al termine dell'esercizio è prevista la demolizione e la dismissione dell'intero impianto, con il conseguente ripristino ambientale delle aree al loro stato originario, preesistente alla realizzazione del progetto.

Al termine della vita produttiva dell'impianto, stimabile in un periodo di 25-30 anni, si provvederà alla demolizione delle opere e delle infrastrutture con lo scopo di recuperare l'area per una futura destinazione d'uso conforme agli strumenti urbanistici in vigore.

Lo schema di operazioni generali di dismissione sarà il seguente:

1. cessazione dell'attività di produzione di energia elettrica;
2. rimozione dei pannelli fotovoltaici;
3. bonifica di impianti ed attrezzature;
4. rimozione ed eventuale smaltimento delle macchine;
5. demolizione dei manufatti;
6. ripristino ambientale dell'area interessata.

Nello specifico, per le operazioni di recupero dei materiali prodotti dalla demolizione controllata delle strutture e delle apparecchiature, si possono distinguere le seguenti fasi:

- a) raggruppamento preliminare dei materiali per categorie omogenee;
- b) smontaggio dei componenti recuperabili (cornice di alluminio, vetri di protezione, ...), riutilizzabili (cablaggi, connettore, ...) o alienabili;
- c) avvio del recupero/riciclo delle componenti e parti ottenute;
- d) operazioni meccaniche (es. triturazione) delle parti non smontabili o separabili;
- e) selezione automatica e manuale dei materiali ottenuti;
- f) loro avvio alla successiva operazione di smaltimento o di recupero.

I cablaggi e i vari materiali ferrosi saranno recuperabili immediatamente dopo lo smantellamento dell'impianto.

Tutti i cablaggi interrati, una volta estratti dal loro alloggiamento in trincea, verranno avviati al recupero dei materiali metallici e delle plastiche. Il materiale di scavo verrà riposizionato in situ, compattato e raccordato con il terreno circostante per ripristinare la morfologia del luogo.

Tutti i dispositivi elettrici ausiliari (inverter, trasformatori, quadri, motori dei trackers), se riutilizzabili, verranno conferiti a ditte specializzate che provvederanno al loro recupero e ripristino, per poi poter essere riutilizzati in altri siti o immessi nel mercato dei componenti usati e ricondizionati. Qualora, invece, non dovessero trovarsi più in uno stato di efficienza accettabile, saranno ritirati da aziende specializzate e autorizzate al trattamento dei rifiuti RAEE.

Le strutture metalliche di sostegno dei pannelli saranno smontate e sfilate dal terreno per poter essere completamente recuperate. Lo stesso varrà per le componenti dei trackers e per la carpenteria varia derivante dalle operazioni di disassemblaggio. Il terreno su cui vengono posizionate tali strutture, se necessario, verrà rimodellato localmente, anche per sola semplice compattazione.

I fabbricati in c.a.p. verranno demoliti e il materiale di risulta verrà inviato a discariche autorizzate per lo smaltimento inerti. I box in acciaio delle stazioni centralizzate di trasformazione saranno smaltiti presso i centri autorizzati.

Il terreno sarà facilmente ripristinato in quanto non si dovrà procedere alla demolizione di eventuali fondazioni dal momento che le strutture saranno infisse direttamente in esso e quindi saranno facilmente rimovibili.

In dettaglio le attività di dismissione si svolgeranno in accordo a quanto segue:

- preparazione dell'area di cantiere;
- preparazione delle aree di stoccaggio dei materiali di risulta;

- preparazione e attrezzatura delle aree di eventuale trattamento (riduzione volumetrica, disassemblaggi, etc.);
- sezionamento impianto lato DC e lato CA (dispositivo di generatore);
- sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- scollegamento stringhe moduli fotovoltaici;
- smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
- impacchettamento moduli su pallet;
- scollegamento cavi lato DC e lato CA;
- smontaggio struttura metallica;
- rimozione del fissaggio al suolo di pali;
- rimozione cavi da canali interrati;
- rimozione pozzetti di ispezione;
- rimozione parti elettriche dei prefabbricati per alloggiamento inverter;
- rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
- smontaggio dei cavi e conferimento ad azienda per il recupero del rame;
- smontaggio sistema di videosorveglianza;
- smontaggio sistema di illuminazione;
- decontaminazione di tutte le apparecchiature meccaniche che lo richiedano;
- taglio, stoccaggio e trasporto di tutti i rottami metallici;
- invio dei moduli fotovoltaici ad idoneo consorzio, come stabilito dal costruttore, che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:
 - recupero cornice di alluminio;
 - recupero vetro;
 - recupero della cella di silicio;
 - conferimento a discarica di eventuali piccole parti plastiche;
- demolizione delle strutture prefabbricate;
- rimozione recinzione;
- rimozione pietrisco dalle strade perimetrali;
- consegna dei materiali residue a ditte autorizzate allo smaltimento e al recupero dei materiali;
- sgombero delle aree;
- operazioni di ripristino ambientale.

In questa fase preliminare si valuta che potranno essere impiegati i seguenti mezzi:

- pala gommata;
- escavatore;
- Bob-cat;
- autogrù;
- rullo compattatore;
- autocarro per il trasporto;
- martello pneumatico.

Si prevede un tempo massimo pari a 3 mesi per il completamento della dismissione dell'interno impianto fotovoltaico.

15. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

La valutazione degli impatti ambientali deve basarsi sulle informazioni dello stato dell'ambiente, delle risorse naturali e sulle interazioni che queste, per un determinato territorio, innescano con modificazioni potenzialmente apportate da una nuova soluzione di progetto. La valutazione deve tener conto delle interazioni negative e positive dell'opera tra l'ambiente e le possibili funzioni dovute alla presenza dell'opera. Per far ciò è necessario, al fine di rendere completa l'analisi ambientale, effettuare un'attenta analisi delle attività dell'intero ciclo di vita dell'impianto: dalla fase di cantiere alla fase di dismissione. A partire dalla caratterizzazione delle fasi progettuali e degli interventi specifici, si risale alle interazioni con i fattori ambientali e ai possibili impatti.

Per ciascuna componente ambientale vengono di seguito analizzati i principali elementi di criticità riscontrati in fase di cantiere e in fase di esercizio. La fase di dismissione per l'impianto in questione è assimilabile in termini di impatti e con effetti minori alla fase di cantiere.

L'ambito di valutazione dei potenziali impatti assume sostanzialmente l'obiettivo di verificare che l'intervento non peggiori, ma, ove possibile, contribuisca a risolvere tali criticità. Le principali componenti ambientali analizzate:

- **ARIA E ATMOSFERA**, il cui impatto potenziale è atteso principalmente in fase di cantiere e dismissione ed è dovuto soprattutto alle emissioni di polveri ed inquinanti dovute alla presenza di mezzi meccanici per il trasporto dei materiali a piè d'opera ed alla movimentazione terra necessaria per la realizzazione della viabilità interna, per il tracciamento delle trincee per i cavidotti, il sistema di canalizzazione delle acque di deflusso e per le fondazioni delle cabine.
- **SUOLO E SOTTOSUOLO**, il cui impatto potenziale è principalmente atteso a causa delle azioni necessarie all'installazione ed al montaggio delle componenti di impianto ed alla realizzazione delle opere di connessione elettrica, la messa a coltura di specie vegetali diversificate (colture arboree ed erbacee foraggere), migliora le condizioni strutturali del suolo in fase di esercizio.
- **FLORA E FAUNA**, il cui impatto potenziale è registrabile sulla flora e la vegetazione durante la fase di cantiere riguarda essenzialmente la sottrazione di specie per effetto dei lavori necessari alla realizzazione dell'impianto e della stazione utente, mentre in fase di esercizio è correlato alla perimetrazione dell'impianto e alla presenza dei pali di sostegno dei moduli fotovoltaici.
- **PAESAGGIO**, il cui impatto risulta principalmente determinato dall'intrusione visiva dei pannelli nell'orizzonte di un generico osservatore. L'impatto è ritenuto poco significativo grazie alle misure di mitigazione previste dal progetto utili a schermare la percezione visiva e consentire un migliore inserimento paesaggistico. Dopo la dismissione l'impatto atteso sarà positivo in quanto sarà restituito al paesaggio un ambiente strutturalmente ed ecologicamente più complesso determinato dalla stabilizzazione della vegetazione nel corso degli anni di funzionamento dell'impianto.
- **RUMORE E VIBRAZIONI**, il cui impatto potenziale è atteso principalmente a causa delle macchine per la movimentazione della terra, all'incremento del traffico e, in generale, a tutte le attrezzature utilizzate per la costruzione dell'impianto e per la fase di manutenzione (lavaggio moduli e taglio erba, se necessario).
- **CAMPI ELETTROMAGNETICI**, il cui impatto potenziale è atteso in fase di esercizio al funzionamento di alcune apparecchiature elettriche.
- **SALUTE PUBBLICA**, per cui gli impatti attesi sono da ritenersi trascurabili.
- **RIFIUTI**, il cui impatto principale è atteso in fase di dismissione quando si effettueranno tutte le opere necessarie alla rimozione dei moduli fotovoltaici e della struttura di supporto e al trasporto dei materiali ad appositi centri di recupero.

In conclusione il parco fotovoltaico Serramanna, non apporterà alcun rischio ambientale significativo, gli impatti sono legati principalmente alle fasi di lavoro che saranno localizzati e temporanei e all'impatto paesaggistico dovuto alla presenza stessa dell'impianto, che interrompe la monospecificità del contesto rurale del territorio. Tuttavia tali impatti non porteranno alcun cambiamento che giustifichi la non realizzazione dell'impianto, gli impatti sono ampiamente sopportabili dal contesto ambientale, e risultano

opportunamente ed efficacemente minimizzati e mitigati dalle tecniche e dalle soluzioni progettuali scelte, anche a fronte del fatto che l'area agricola in questione:

- NON rientra nelle "aree non idonee" alla realizzazione di impianti di produzione da FER (come sancisce la Deliberazione 59/90 del 27/11/2020);
- rientra nelle aree comprese nella perimetrazione specificata dall'Art.20 c.8 lettera c-quater del D.Lgs 199/2021.

16. ESITI DEL QUADRO PROGETTUALE

Gli esiti risultanti dal Quadro di Riferimento Progettuale possono essere così riepilogati:

1. L'opera progettata si integra nel territorio rispettando tutte le realtà esistenti. Essa rafforza le azioni intraprese a livello europeo e nazionale di aumento di fornitura di energia tramite fonti rinnovabili.
2. La fase di cantierizzazione determinerà condizioni di disturbo per la durata dei lavori relativi alle sole opere civili. I provvedimenti di mitigazione previsti risultano adeguati a contenerne gli effetti. Si ritiene tuttavia che nella fase dei lavori dovrà essere posta molta attenzione rispetto soprattutto ai ricettori più prossimi ai fronti di lavoro. Una attenta gestione delle attività di cantiere opererà affinché la circolazione dei mezzi non interferisca con il traffico ordinario nelle ore di punta.
3. La fase di esercizio, come dettagliata nel Quadro di Riferimento Ambientale, non comporta alcun tipo di impatti se nonché una modifica del quadro paesaggistico e l'occupazione del suolo.
4. Durante la fase di costruzione, si avranno sicuramente rifiuti tipicamente connessi all'attività di cantiere: quelli prodotti durante gli scavi, il posizionamento dei cavidotti e delle stazioni di trasformazione e consegna.