

REGIONE TOSCANA

Provincia di Grosseto (GR)

COMUNE DI MANCIANO



2	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	20/09/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	25/11/20	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	18/11/20	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

IBERDROLA RENEVABLES ITALIA S.p.A.



Sede legale in Piazzale dell'Industria, 40, 00144, Roma
Partita I.V.A. 06977481008 - PEC: iberdrolarenovablesitalia@pec.it

Società di Progettazione:



Ingegneria & Innovazione

Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Progetto:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO MANCIANO

Progettista/Resp. Tecnico

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Dott. Ing. Giuseppe Basso
Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Siracusa
n° 1860 sez. A

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20007S05-PD-RT-04-02

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

DEFINITIVO

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.



INDICE

1. PREMESSA.....	4
2. SCOPO.....	4
3. PROPONENTE.....	5
4. CONNESSIONE ALLA RTN (Ipotesi proposta)	5
5. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	5
6. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI	6
7. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO.....	8
7.1. Criteri di localizzazione	8
7.2. Descrizione dell’impianto fotovoltaico.....	8
7.3. Descrizione della SSEU.....	9
8. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL’IMPIANTO	9
8.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo)	9
8.2. Struttura del generatore	12
8.3. Composizione del generatore	14
8.4. Configurazione impianto fotovoltaico.....	17
9. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE.....	23
10. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO.....	24
11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	24
12. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	24
13. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)	25
14. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA	25
15. COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	26
16. IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	26
17. SISTEMA DI MONITORAGGIO	27
18. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI	27
19. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI.....	27



REALIZZAZIONE PARCO FOTOVOLTAICO "MANCIANO"

RELAZIONE CEI 0-2



20/09/2021

REV: 2

Pag.3

20. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE (Ipotesi proposta)	28
21. NORMATIVA TECNICA.....	28
22. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'	30
22.1. Allegato: Report PVSYST	30

*Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.*

Comm.: C20-10-S05

ISO 9001
BUREAU VERITAS
Certification



1. PREMESSA

Su incarico di **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.**, la società ANTEX GROUP Srl ha redatto il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Fotovoltaico "Manciano"**, da realizzarsi nei territori del comune di Manciano (GR) – Regione Toscana.

Il progetto per il quale si richiede la connessione in rete è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare che prevede di installare 122.226 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 510 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale in acciaio zincato a caldo. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete.

Le attività di progettazione definitiva sono state sviluppate dalla società di ingegneria ANTEX Group Srl. ANTEX Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali, gestionali, legali e di finanza agevolata. Sia ANTEX che IBERDROLA pongono a fondamento delle attività e delle proprie iniziative, i principi della qualità, dell'ambiente e della sicurezza come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e ISO 18001 nelle loro ultime edizioni.

Difatti, le Aziende citate, in un'ottica di sviluppo sostenibile proprio e per i propri clienti e fornitori, posseggono un proprio Sistema di Gestione Integrato Qualità-Sicurezza-Ambiente.

2. SCOPO

Scopo della presente relazione tecnica è la descrizione delle opere necessarie per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Fotovoltaico "Manciano"** che **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.** intende realizzare nei territori del Comune di Manciano (GR). L'impianto fotovoltaico è di tipo ad inseguimento monoassiale, connesso alla RTN in AT ed installato a terra tramite strutture in acciaio zincato a caldo. L'impianto è caratterizzato da una potenza nominale pari a 62.335,26 kWp (@STC) ed utilizza moduli bifacciali in silicio monocristallino.

La potenza in immissione richiesta per l'impianto in esame è pari a 50.760,0 kW.

La potenza nominale AC degli inverter dell'impianto è pari a 56.400 kVA.

La potenza nominale DC dell'impianto è pari a 62.335,26 kW.

La potenza in prelievo richiesta dell'impianto è pari a 300 kW.

	<p>REALIZZAZIONE PARCO FOTOVOLTAICO "MANCIANO"</p> <p>RELAZIONE CEI 0-2</p>	 <p>Ingegneria & Innovazione</p>		
		20/09/2021	REV: 2	Pag.5

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

3. PROPONENTE

Il proponente del progetto è **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.**, con sede in Piazzale dell'Industria 40, 00144 Roma (RM).

4. CONNESSIONE ALLA RTN (Ipotesi proposta)

L'ipotesi di connessione proposta prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 132 kV con la sezione 132 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Montalto-Suvereto". La nuova SE della RTN a 380/132 kV sorgerà nei territori del Comune di Manciano (GR) della Regione Toscana.

5. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Analizzando il progetto, finalizzato alla realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da destinarsi alla vendita, le prime considerazioni di carattere generale, politica ed occupazionale sono da ricercarsi nelle seguenti condizioni:

- la disponibilità di territorio atto alla realizzazione di un tale impianto che presenta una situazione priva di vegetazione arborea, con la giusta esposizione, servito da linee elettriche, peraltro già esistenti in loco a distanze economicamente ragionevoli, con modeste antropizzazioni e scarsa visibilità dai punti panoramici circostanti;
- la situazione politico – economica in atto, che rende economicamente interessanti e vantaggiosi investimenti aventi questo genere di finalità e comunque rivolti a produzioni energetiche alternative;
- le importanti ricadute sul territorio comunale sia in termini di valorizzazione delle risorse ambientali che di sviluppo economico grazie alla formazione di nuovi e rilevanti posti di lavoro per le attività di cantiere e di manutenzione degli impianti fotovoltaici e delle relative opere di connessione.

In sintesi, si può affermare che l'inserimento dell'impianto fotovoltaico in progetto nel territorio, e le scelte che hanno guidato la realizzazione di un tale intervento infrastrutturale, devono essere inserite all'interno della più ampia azione di sostenibilità ambientale. La realizzazione dell'opera si inserisce in un contesto di generazione energetica alternativa alle fonti esauribili: il presente impianto andrà a sfruttare solo ed esclusivamente energia pulita ed inesauribile quale quella rappresentata dall'irradiazione solare, per fini

pienamente in linea con gli indirizzi dettati dalle normative internazionali (Protocollo di Kyoto), nazionali (Piano Energetico Nazionale) e Regionali (Piano Energetico Regionale).

6. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente. Tutte le soluzioni tecniche che saranno adottate ed i materiali scelti per l'installazione risulteranno rispondenti alla normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi applicati nella progettazione dell'impianto o comunque di supporto:

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: "Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica" – TIQE;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)";

- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: "Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica";
- Norma CEI 0-16 "Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 "Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico";
- Legge n° 186 del 01/03/68;
- DPR 462/01;
- Direttiva CEE 93/68 "Direttiva Bassa Tensione";
- Direttiva 2004/108/CE, CEI EN 50293 "Compatibilità Elettromagnetica";
- Norma CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata a 1500 V in corrente continua;
- CEI 17-44 Ed. 3a 2000 (CEI EN 60947-1) CEI 17-44;V1 2002 (CEI EN 60947-1/A1) CEI 17-44; V2 2002 (CEI EN 60947-1/A2) "Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali";
- CEI 70-1 Ed. 2a 1997 (CEI EN 60529) CEI 70-1;V1 2000 (CEI EN 60529/A1) "Grado di protezione degli involucri (Codice IP)";
- CEI EN 60439-1 "Normativa dei quadri per bassa tensione";
- CEI 20-22 II, 20-35, 20-37 I, 23-48, 23-49, 23-16, 23-5;
- CEI 23-51 "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare";
- CENELEC EUROPEAN "Norme del Comitato Elettrotecnico Europeo";
- CEI – UNEL 35011 "Sistema di codifica dei cavi";
- CEI 214-9 "Requisiti di progettazione, installazione e manutenzione";
- Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici;
- UNI 8477/1 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- Legge 46/1990, DPR 447/91 (regolamento attuazione L.46/90)per la sicurezza elettrica;
- Per le strutture di sostegno: DM MLP 12/2/82.

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

7. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

7.1. Criteri di localizzazione

La scelta dell'area è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette. In particolare i terreni individuati per la realizzazione del campo fotovoltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali della Regione Toscana.

7.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

Il progetto per il quale si richiede la connessione in rete è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare che prevede di installare 122.226 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 510 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale in acciaio zincato a caldo mediante infissione nel terreno.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 10 sottocampi fotovoltaici suddivisi come di seguito indicato:

- n° 7 sottocampi, costituiti ognuno da 157 inseguitori e con una potenza nominale pari a 6.245,46 kWp.
- n° 3 sottocampi, costituiti ognuno da 156 inseguitori e con una potenza nominale pari a 6.205,68 kWp.

Ogni sottocampo fotovoltaico sarà dotato di una cabina di sottocampo all'interno della quale verranno installati da 4 inverter per la conversione dell'energia elettrica da CC ad CA e n°2 trasformatore BT/MT 0,57/30 kV. La tensione MT interna al campo fotovoltaico sarà quindi pari a 30 kV. Le linee elettriche MT, in uscita dalle cabine di sottocampo, verranno poi collegate ad una cabina di centrale, mediante un collegamento a semplice anello e conformemente allo schema elettrico unifilare. I cavidotti interrati a 30 kV interni all'impianto fotovoltaico avranno un percorso interamente su strade private, mentre i cavidotti che collegheranno la cabina di centrale alla cabina di stazione (situata all'interno della SSEU) avranno un percorso su strade private e parzialmente su strade pubbliche. I cavidotti interrati saranno costituiti da terne di conduttori ad elica visibile.

I 10 sottocampi saranno raggruppati in due sezioni afferenti alla cabina di raccolta denominata cabina di centrale. All'interno della cabina di centrale vi saranno i dispositivi d'interfaccia, protezione e misura. La cabina di centrale sarà poi collegata alla cabina di stazione, (situata all'interno della SSEU), mediante due cavidotti interrati a doppia terna di conduttori ad elica visibile.

La cabina di stazione, ubicata all'interno della nuova sottostazione elettrica di trasformazione utente (SSEU), riceve l'energia elettrica proveniente dall'impianto fotovoltaico ad una tensione pari a 30 kV e

mediante un trasformatore elevatore AT/MT eleva la tensione al livello della RTN pari a 132 kV, per poi essere ceduta alla rete RTN. La connessione alla RTN è prevista mediante del elettrodotto aereo a 132 kV, previa condivisione dello stallo nella nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Montalto-Suvereto".

7.3. Descrizione della SSEU

La stazione utente sarà costituita da due sezioni, in funzione dei livelli di tensione: la parte di media tensione, contenuta all'interno della cabina di stazione e dalla parte di alta tensione costituita dalle apparecchiature elettriche con isolamento in aria, ubicate nell'area esterna della stazione utente. La cabina di stazione sarà costituita dai locali contenenti i quadri di MT con gli scomparti di arrivo/partenza linee dall'impianto fotovoltaico, dagli scomparti per alimentare il trasformatore BT/MT dei servizi ausiliari di cabina, dagli scomparti misure e protezioni MT e dallo scomparto MT per il collegamento al trasformatore MT/AT, necessario per il collegamento RTN.

8. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale pari a 62.335,26 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m² con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

8.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo)

Vengono di seguito riportati le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto, (il proponente si riserva di cambiare la tipologia del modulo manetendo però le caretteristiche elettriche dello stesso):

www.jinkosolar.com



Jinko Solar
Building Your Trust In Solar

TR Bifacial 72M
510-530 Watt

Tiling Ribbon (TR) Technology

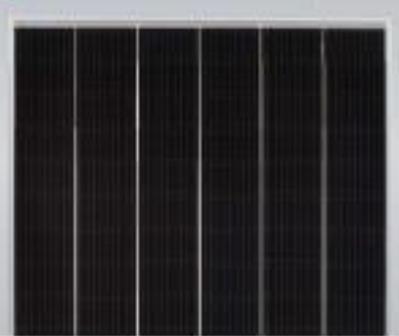
Positive power tolerance of 0→+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product

(Draft)

Tiger Pro





KEY FEATURES

- 

TR technology + Half Cell
TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (bifacial up to 20.94%)
- 

MBB instead of SBB
MBB technology decreases the distance between bus bar and finger grid line which is benefit to power increase.
- 

Higher lifetime Power Yield
2% first year degradation,
0.45% linear degradation
- 

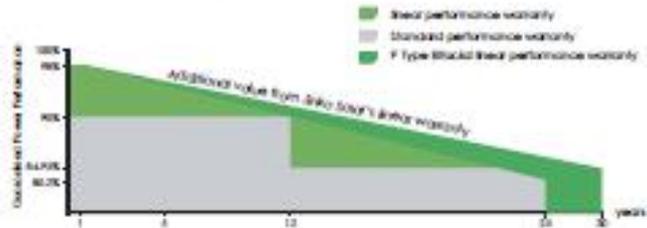
Best Warranty
12 year product warranty,
30 year linear power warranty
- 

Strengthened Mechanical Support
5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

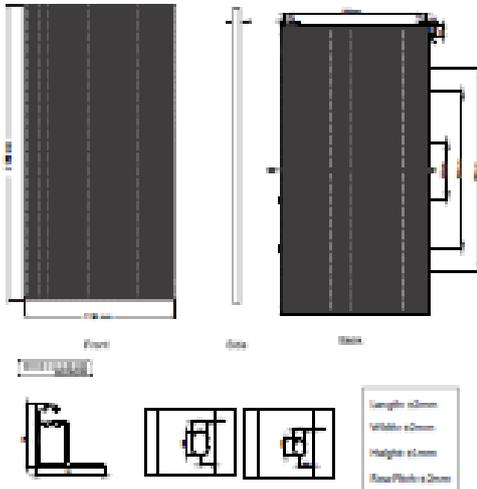


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty - 30 Year Linear Power Warranty
0.45% Annual Degradation Over 30 years



Engineering Drawings

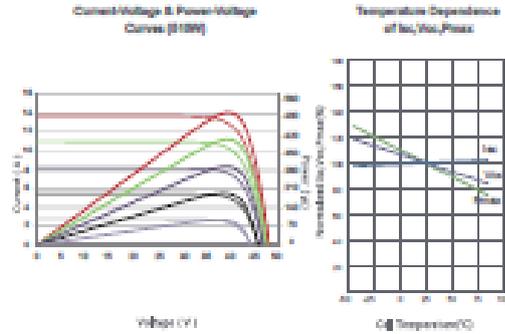


Packaging Configuration

(Two panels = One stack)

33pcs/pallet, 70pcs/stack, 630pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6x24)
Dimensions	2100 x 1134 x 30mm (82.68 x 44.65 x 1.18 inch)
Weight	32.73 kg (72.95 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV LV 1x4.0mm ² (-): 250mm, (+): 150mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM10M-7TL4-80VP		JKM15M-7TL4-80VP		JKM20M-7TL4-80VP		JKM25M-7TL4-80VP		JKM30M-7TL4-80VP	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	510Wp	379Wp	510Wp	380Wp	520Wp	387Wp	520Wp	391Wp	530Wp	394Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.80V	38.44V	41.70V	38.95V	41.80V	38.81V	41.90V	38.75V	42.00V	38.85V
Maximum Power Current (Imp)	12.26A	9.87A	12.35A	9.94A	12.44A	10.00A	12.53A	10.06A	12.62A	10.15A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.14V	46.20V	46.24V	46.30V	46.34V	46.47V	46.44V	46.57V	46.54V	46.60V
Short-circuit Current (Isc)	13.96A	10.48A	13.07A	10.56A	13.16A	10.60A	13.25A	10.70A	13.34A	10.77A
Module Efficiency STC (%)	20.17%		20.57%		20.56%		20.76%		20.66%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+60°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficient of Pmax	-0.26%/°C									
Temperature coefficient of Voc	-0.26%/°C									
Temperature coefficient of Isc	0.040%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±0°C									
Refer. Bifacial Factor	75±0%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		50Wp	57Wp	54Wp	52Wp	52Wp
0%	Maximum Power (Pmax)	50Wp	57Wp	54Wp	52Wp	52Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.16%	21.38%	21.59%	21.82%	22.01%
10%	Maximum Power (Pmax)	567Wp	507Wp	598Wp	604Wp	610Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.19%	23.42%	23.65%	23.87%	24.10%
20%	Maximum Power (Pmax)	609Wp	644Wp	600Wp	608Wp	620Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.21%	25.46%	25.70%	25.92%	26.20%

*STC: ☀️ Irradiance 1000W/m² 🌡️ Cell Temperature 25°C 🌤️ AM=1.5
 NOCT: ☀️ Irradiance 800W/m² 🌡️ Ambient Temperature 20°C 🌤️ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s
 • Power measurement tolerance: ± 3%

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

TR JKM10-530M-7TL4-80VP-03-EN

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

8.2. Struttura del generatore

In funzione delle producibilità ottenute, a parità di potenza installata e di superficie occupata, è stata scelta la struttura ad inseguimento solare monoassiale per il generatore fotovoltaico.

La posizione solare (azimut ed elevazione) viene calcolata, mediante un algoritmo, in base all'ora e alla geolocalizzazione del Tracker. I vantaggi del sistema sono una maggiore efficienza e un migliore sfruttamento dell'irraggiamento solare per ogni tracker.

La posizione angolare del Tracker viene calcolata in base alle informazioni fornite da un accelerometro a 3 assi ad alta precisione montato all'interno del Tracker Control Box (TCB). Il TCB è installato sotto l'asse di rotazione della struttura del Tracker; pertanto, il piano dell'accelerometro è parallelo alla superficie dei pannelli fotovoltaici.

Il Tracker segue il movimento apparente del Sole durante il giorno, rimane a 0 gradi durante la notte ed esegue il Backtracking (modalità tornare indietro) prima dell'inizio dell'alba.

È dotato di un sistema di sicurezza che lo imposta nella posizione 0 gradi o su una determinata pendenza (pendenza di sicurezza) in caso di forte vento o forte nevicata mediante un algoritmo (Algoritmo del vento -V DAL) attraverso il quale il sistema decide quale modalità o limitazione dell'angolo è necessaria, in base alla lettura in tempo reale della velocità del vento nell'impianto fotovoltaico. È responsabile del monitoraggio della posizione di sicurezza di tutti i Tracker dell'impianto.

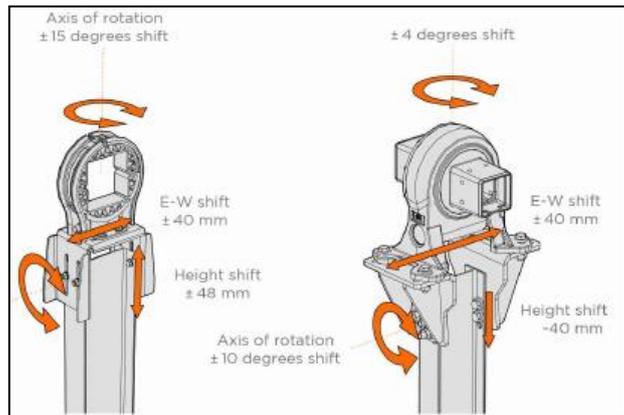
L'impianto è dotato di tracker ad inseguimento monoassiale su cui sono installati i pannelli fotovoltaici da 510 W/cad. Di seguito vengono riassunte le caratteristiche tecniche della struttura dell'inseguitore scelto:

STRUTTURA MODULI FV	(Tipo) Soltec SF7 2x39 P-78 (4,61m x 44,75m)		
Stringhe x fila	1,5	n°	
File	2	n°	
Stringhe totali	3	n°	
Moduli totali per struttura	78	n°	
Potenza totale per struttura	39.780	W	

I sistemi ad inseguimento solare monoassiale saranno del tipo SOLTEC SF7 con struttura portante in parte infissa nel terreno, circa 1500mm senza utilizzo di cls, in parte fuori terra, circa 2000mm, su cui verranno

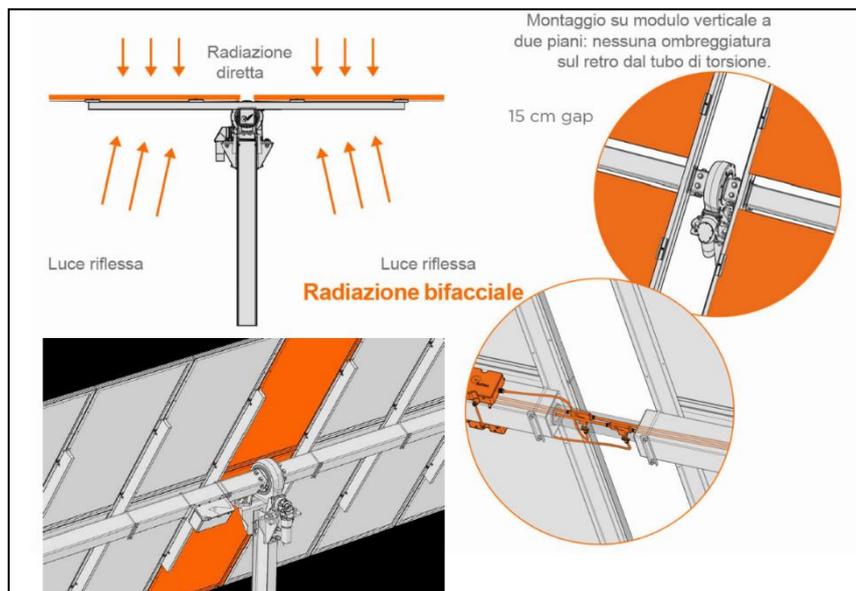
montate particolari cerniere attraversate da una trave scatolare a sezione quadrata che ruota attorno al proprio asse, posizionando i pannelli ad una quota dal terreno pari a circa 2500mm, *(per maggiori dettagli si rimanda alle relazioni/tavole specialistiche).*

La particolare cerniera, nella parte di collegamento con il palo, presenta asole che permettono l'allineamento della trave di torsione sia in verticale sia in orizzontale con una tolleranza di 40 mm.



(Fig.: 8.2.1 cerniera di collegamento)

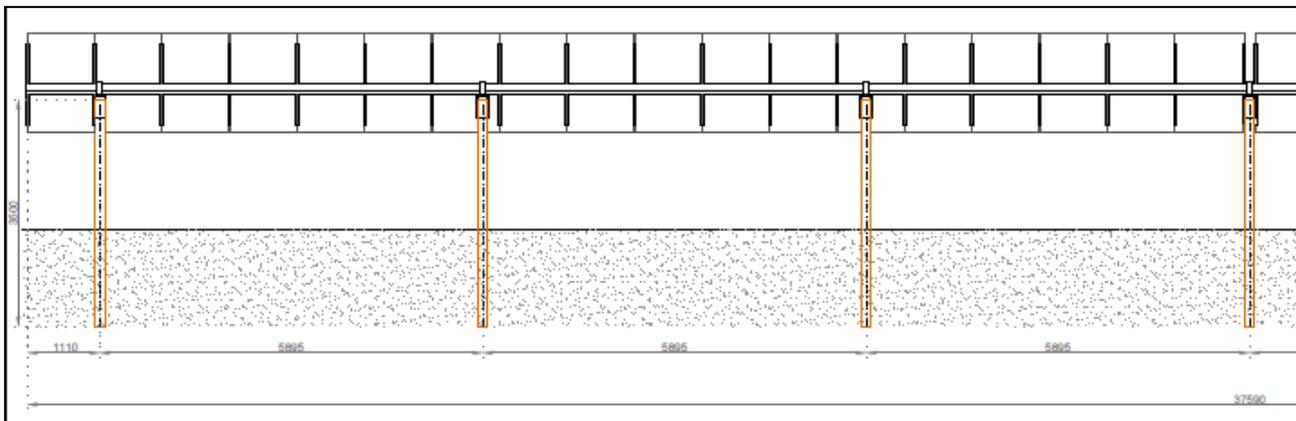
La rotazione viene azionata da un motore posizionato sulla colonna centrale, la quale crea un varco di 15cm sulla superficie fotovoltaica.



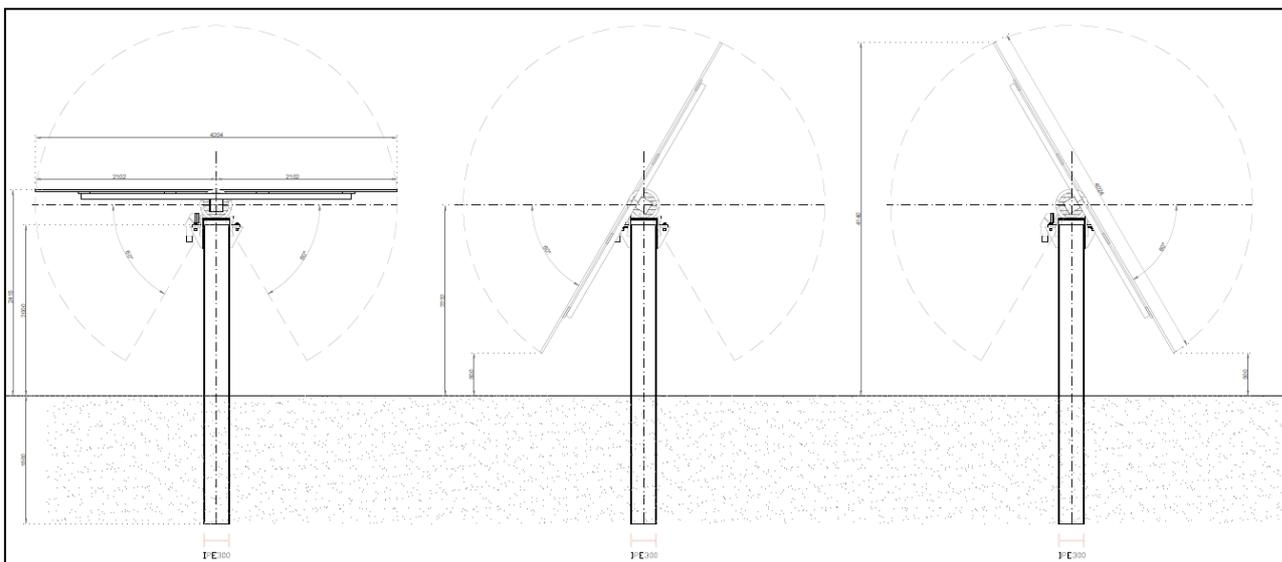
(Fig.: 8.2.2 motore)

Il motore è dotato di un sistema di Tracker control che permette di inclinare i pannelli fino a 60° in funzione alla posizione sul terreno e l'angolo zenitale del sole.

Le colonne, la trave soggetta a torsione e le staffe di montaggio saranno in acciaio S355 galvanizzato ASTM A123/ISO 1461, mentre i moduli di supporto saranno in acciaio S275 galvanizzato ASTM A123/ISO 1461.



(Fig.: 8.2.3 tipico prospetto struttura di supporto)



(Fig.: 8.2.4 tipico struttura di supporto)

Per maggiori dettagli e le effettive dimensioni degli inseguitori selezionati si rimanda alle relative tavole specialistiche.

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

8.3. Composizione del generatore

Il generatore fotovoltaico è costituito da:

- 122.226 moduli da 510 Wp/cad;

- 4701 stringhe;
- 26 moduli per stringa;
- potenza pari a 62.335,26 Wp.

Il generatore fotovoltaico è suddiviso in 10 sottocampi di due differenti tipologie. In particolare sarà costituito da:

- N° 7 Sottocampi fotovoltaici aventi le seguenti caratteristiche:
 - 12.246 moduli da 510 Wp/cad;
 - 471 stringhe;
 - 26 moduli per stringa;
 - potenza sottocampo pari a 6.245,46 Wp;
 - una cabina di sottocampo con 4 inverter, quadri BT, MT e 2 trasformatori da 2.850 kVA.
- N° 3 Sottocampi fotovoltaici aventi le seguenti caratteristiche:
 - 12.168 moduli da 510 Wp/cad;
 - 468 stringhe;
 - 26 moduli per stringa;
 - potenza sottocampo pari a 6.205,68 Wp;
 - una cabina di sottocampo con 4 inverter, quadri BT, MT e 2 trasformatori da 2.850 kVA.

I sottocampi saranno collegati tra loro con due reti a 30 kV in configurazione a semplice anello. I due anelli MT saranno realizzati tramite cavidotto interrato con conduttori ad elica visibile. La rete interna terminerà in una cabina di media tensione, denominata Cabina di Centrale, in cui saranno installate le protezioni e da cui partiranno due cavidotti MT a 30 kV a doppia terna di conduttori, anch'essi ad elica visibile, per raggiungere la SSEU e quindi il punto di consegna dell'energia alla RTN di Terna.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a $-0,28 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ e i limiti di temperatura estremi pari a -10°C (dati di progetto) e $+46^{\circ}\text{C}$, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di dimensionamento dell'impianto:

DATI IMPIANTO		Manciano (GR)	
	Tot Moduli	122.226	n°
	Tot. Potenza	62.335.260	W
DATI MODULI FV		(Tipo) Jinko Solar - JKM510M-7TL4-BDVP Bifacial	
	Pmpp	510	W
	Vmpp	41,6	V

Impp	12,26	A
Voc	49,14	V
Isc	12,98	A

CARATTERISTICHE SOTTOCAMPO	TIPO-157	
sottocampi	10	n°
moduli per sottocampi	12.246	n°
potenza x sottocampo	6.245.460	W
moduli per stringa	26	n°
n° stringhe x sottocampo	471	n°
Strutture per Sottocampo	157	n°

CARATTERISTICHE SOTTOCAMPO	TIPO-156	
sottocampi	3	n°
moduli per sottocampi	12.168	n°
potenza x sottocampo	6.205.680	W
moduli per stringa	26	n°
n° stringhe x sottocampo	468	n°
Strutture per Sottocampo	156	n°

DATI CABINA SOTTOCAMPO	(Tipo) 1xFIMER MEGASTATION (MS6000) + 4xFIMER INVERTER (R16615TL) + 2x2850 kVA Outdoor Power Transformer	
P max ingresso per Inverter	1.960.200	W
P min ingresso per Inverter	1.336.500	W
Vdc max ingresso per Inverter	1.500	V
Vmppt min ingresso per Inverter	900	V
Vmppt max ingresso per Inverter	1.320	V
Imppt max ingresso per Inverter	1.485	A
Numero di MPPT per Inverter	1	n°
N° max input DC per Inverter	5	n°

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_m \min \geq V_{invMPPTmin};$$

$$V_m \max \leq V_{inv MPPT} \max;$$

$$V_{oc} \max < V_{inv} \max;$$

dove:

V_m = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

Vinv MPPT min = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

Vinv MPPTmax = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

Voc = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

Vinv max = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di verifica elettrica dell'impianto:

Tipo Pannello

Dati Pannelli

Dati Elettrici

Potenza Massima Pm(W)	Pm(W)	510,00
Tensione MPP	Vmp(V)	41,6
Corrente MPP	Imp(A)	12,26
Tensione Circuito Aperto	Voc(V)	49,14
Corrente Corto Circuito	Icc(A)	12,98
Pm Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,35
Isc Variazione con temperatura	(%/°C)	0,048
Voc Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,280

Dati Fisici

Altezza	(mm)	2.230	
Larghezza	(mm)	1.134	
Area	(mq)	2,53	Area modulo
Tensione a MPPT (-10 °C)	-10	1.187,60	(V)
Tensione a MPPT (25 °C)	25	1.081,60	(V)
Tensione a MPPT (50 °C)	50	1.005,89	(V)
Tensione a MPPT (70°C)	70	945,32	(V)
Potenza stringa a MPPT (25°C)	25	13.260	(W)
Corrente di corto circuito max (25°C)	25	12,98	
Tensione OC	(V)	1.277,64	

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

8.4. Configurazione impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.10 sottocampi; le stringhe (costituite da n.26 moduli fotovoltaici collegati in serie) verranno attestate a gruppi di 23/24 presso degli appositi stringbox (in numero complessivo pari a 200), dove avviene il parallelo delle stringhe e i monitoraggi dei dati elettrici.

Da tali stringbox si dipartono le linee di collegamento verso le cabine di sottocampo, giungendo così in ingresso agli inverter, i quali prevedono già a bordo macchina il sezionamento e la protezione dalle sovratensioni e dalle correnti di ricircolo.

La tabella che segue mostra la suddivisione dell'impianto di generazione in sottocampi, con i dati relativi al numero delle stringhe e alla potenza nominale in c.c..

SC n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in ingresso x Inverter [kW]	Potenza Sottocampo [kW]	Tipo Sottocampo
1	1	1	5	SB-1-1-1	24	294,24	118	1564,68	6245,5	TIPO-1
				SB-1-1-2	24	294,24				
				SB-1-1-3	24	294,24				
				SB-1-1-4	23	281,98				
				SB-1-1-5	23	281,98				
	2	1	5	SB-1-2-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-1-2-2	24	294,24				
				SB-1-2-3	24	294,24				
				SB-1-2-4	23	281,98				
				SB-1-2-5	23	281,98				
	3	1	5	SB-1-3-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-1-3-2	24	294,24				
				SB-1-3-3	24	294,24				
				SB-1-3-4	23	281,98				
				SB-1-3-5	23	281,98				
	4	1	5	SB-1-4-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-1-4-2	24	294,24				
				SB-1-4-3	23	281,98				
				SB-1-4-4	23	281,98				
				SB-1-4-5	23	281,98				
2	1	1	5	SB-2-1-1	24	294,24	118	1564,68	6245,46	TIPO-1
				SB-2-1-2	24	294,24				
				SB-2-1-3	24	294,24				
				SB-2-1-4	23	281,98				
				SB-2-1-5	23	281,98				
	2	1	5	SB-2-2-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-2-2-2	24	294,24				
				SB-2-2-3	24	294,24				

				SB-2-2-4	23	281,98				
				SB-2-2-5	23	281,98				
	3	1	5	SB-2-3-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-2-3-2	24	294,24				
				SB-2-3-3	24	294,24				
				SB-2-3-4	23	281,98				
				SB-2-3-5	23	281,98				
	4	1	5	SB-2-4-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-2-4-2	24	294,24				
				SB-2-4-3	23	281,98				
SB-2-4-4				23	281,98					
SB-2-4-5				23	281,98					
3	1	1	5	SB-3-1-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-3-1-2	24	294,24				
				SB-3-1-3	24	294,24				
				SB-3-1-4	23	281,98				
				SB-3-1-5	23	281,98				
	2	1	5	SB-3-2-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-3-2-2	24	294,24				
				SB-3-2-3	24	294,24				
				SB-3-2-4	23	281,98				
				SB-3-2-5	23	281,98				
	3	1	5	SB-3-3-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-3-3-2	24	294,24				
				SB-3-3-3	24	294,24				
				SB-3-3-4	23	281,98				
				SB-3-3-5	23	281,98				
	4	1	5	SB-3-4-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-3-4-2	24	294,24				
				SB-3-4-3	23	281,98				
				SB-3-4-4	23	281,98				
				SB-3-4-5	23	281,98				
4	1	1	5	SB-4-1-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-4-1-2	24	294,24				
				SB-4-1-3	24	294,24				
				SB-4-1-4	23	281,98				
				SB-4-1-5	23	281,98				
	2	1	5	SB-4-2-1	24	294,24	118	1564,68		
				SB-4-2-2	24	294,24				

				SB-4-2-3	24	294,24			6245,46	TIPO-15	
				SB-4-2-4	23	281,98					
				SB-4-2-5	23	281,98					
	3	1	5	SB-4-3-1	24	294,24	118	1564,68			
				SB-4-3-2	24	294,24					
				SB-4-3-3	24	294,24					
				SB-4-3-4	23	281,98					
	4	1	5	SB-4-3-5	23	281,98	117	1551,42			
				SB-4-4-1	24	294,24					
				SB-4-4-2	24	294,24					
				SB-4-4-3	23	281,98					
	5	1	1	5	SB-4-4-4	23	281,98	118			1564,68
					SB-4-4-5	23	281,98				
					SB-5-1-1	24	294,24				
					SB-5-1-2	24	294,24				
SB-5-1-3					24	294,24					
2		1	5	SB-5-1-4	23	281,98	118	1564,68			
				SB-5-1-5	23	281,98					
				SB-5-2-1	24	294,24					
				SB-5-2-2	24	294,24					
3		1	5	SB-5-2-3	24	294,24	118	1564,68			
				SB-5-2-4	23	281,98					
				SB-5-2-5	23	281,98					
				SB-5-3-1	24	294,24					
4		1	5	SB-5-3-2	24	294,24	117	1551,42			
				SB-5-3-3	24	294,24					
	SB-5-3-4			23	281,98						
	SB-5-3-5			23	281,98						
6	1	1	5	SB-5-4-1	24	294,24	118	1564,68			
				SB-5-4-2	24	294,24					
				SB-5-4-3	23	281,98					
				SB-5-4-4	23	281,98					
				SB-5-4-5	23	281,98					
6	2	1	5	SB-6-1-1	24	294,24	118	1564,68			
				SB-6-1-2	24	294,24					
				SB-6-1-3	24	294,24					
				SB-6-1-4	23	281,98					
				SB-6-1-5	23	281,98					
				SB-6-2-1	24	294,24	118	1564,68			

				SB-6-2-2	24	294,24					
				SB-6-2-3	24	294,24					
				SB-6-2-4	23	281,98					
				SB-6-2-5	23	281,98					
	3	1	5	SB-6-3-1	24	294,24	118	1564,68			
				SB-6-3-2	24	294,24					
				SB-6-3-3	24	294,24					
				SB-6-3-4	23	281,98					
				SB-6-3-5	23	281,98					
	4	1	5	SB-6-4-1	24	294,24	117	1551,42			
				SB-6-4-2	24	294,24					
				SB-6-4-3	23	281,98					
				SB-6-4-4	23	281,98					
				SB-6-4-5	23	281,98					
	7	1	1	5	SB-7-1-1	24	294,24	118			1564,68
					SB-7-1-2	24	294,24				
SB-7-1-3					24	294,24					
SB-7-1-4					23	281,98					
SB-7-1-5					23	281,98					
2		1	5	SB-7-2-1	24	294,24	118	1564,68			
				SB-7-2-2	24	294,24					
				SB-7-2-3	24	294,24					
				SB-7-2-4	23	281,98					
				SB-7-2-5	23	281,98					
3		1	5	SB-7-3-1	24	294,24	118	1564,68			
				SB-7-3-2	24	294,24					
				SB-7-3-3	24	294,24					
				SB-7-3-4	23	281,98					
				SB-7-3-5	23	281,98					
4		1	5	SB-7-4-1	24	294,24	117	1551,42			
				SB-7-4-2	24	294,24					
				SB-7-4-3	23	281,98					
				SB-7-4-4	23	281,98					
				SB-7-4-5	23	281,98					
8	1	1	5	SB-8-1-1	24	294,24	117	1551,42	6205,68	TIPO-1	
				SB-8-1-2	24	294,24					
				SB-8-1-3	23	281,98					
				SB-8-1-4	23	281,98					
				SB-8-1-5	23	281,98					

	2	1	5	SB-8-2-1	24	294,24	117	1551,42	6205,68	TIPO-1
				SB-8-2-2	24	294,24				
				SB-8-2-3	23	281,98				
				SB-8-2-4	23	281,98				
				SB-8-2-5	23	281,98				
	3	1	5	SB-8-3-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-8-3-2	24	294,24				
				SB-8-3-3	23	281,98				
				SB-8-3-4	23	281,98				
				SB-8-3-5	23	281,98				
	4	1	5	SB-8-4-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-8-4-2	24	294,24				
				SB-8-4-3	23	281,98				
				SB-8-4-4	23	281,98				
				SB-8-4-5	23	281,98				
9	1	1	5	SB-9-1-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-9-1-2	24	294,24				
				SB-9-1-3	23	281,98				
				SB-9-1-4	23	281,98				
				SB-9-1-5	23	281,98				
	2	1	5	SB-9-2-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-9-2-2	24	294,24				
				SB-9-2-3	23	281,98				
				SB-9-2-4	23	281,98				
				SB-9-2-5	23	281,98				
	3	1	5	SB-9-3-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-9-3-2	24	294,24				
				SB-9-3-3	23	281,98				
				SB-9-3-4	23	281,98				
				SB-9-3-5	23	281,98				
	4	1	5	SB-9-4-1	24	294,24	117	1551,42		
				SB-9-4-2	24	294,24				
				SB-9-4-3	23	281,98				
				SB-9-4-4	23	281,98				
				SB-9-4-5	23	281,98				
10	1	1	5	SB-10-1-1	24	294,24	117	1551,42	6205,68	TIPO-1
				SB-10-1-2	24	294,24				
				SB-10-1-3	23	281,98				
				SB-10-1-4	23	281,98				

				SB-10-1-5	23	281,98			
				SB-10-2-1	24	294,24			
				SB-10-2-2	24	294,24			
	2	1	5	SB-10-2-3	23	281,98	117	1551,42	
				SB-10-2-4	23	281,98			
				SB-10-2-5	23	281,98			
				SB-10-3-1	24	294,24			
				SB-10-3-2	24	294,24			
	3	1	5	SB-10-3-3	23	281,98	117	1551,42	
				SB-10-3-4	23	281,98			
				SB-10-3-5	23	281,98			
				SB-10-4-1	24	294,24			
				SB-10-4-2	24	294,24			
	4	1	5	SB-10-4-3	23	281,98	117	1551,42	
				SB-10-4-4	23	281,98			
				SB-10-4-5	23	281,98			
TOTALE		40	200		4701		4701	62335,26	62335,26

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

9. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti previsti sono tali da assicurare una durata di vita adeguata alla stima della vita utile dell'impianto dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$IB \leq IN \leq IZ \quad \text{e} \quad If \leq 1,45 IZ$$

dove

IB = corrente d'impiego del cavo

IN = portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

IZ = portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

If = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, IB risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (MPPT), mentre IN e If possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

10. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. L'interruttore magnetotermico posto a valle dell'inverter agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente continua che in corrente alternata è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali ma fissati alle strutture di sostegno e quindi soggetti a sollecitazioni meccaniche prevedibili.

In ogni caso valgono le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 "Prescrizioni per la sicurezza".

12. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici di impianto sono da considerarsi come sistema TN-S. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici);

- i dispositivi di protezione intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50V.

13. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra. La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I\Delta N \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici.

Si prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da 6 mm² un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata. I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno con apposito capocorda e bullone, ad una sbarra di terra in rame forata. Un conduttore di terra di idonea sezione verrà steso per collegare i collettori sopra descritti.

14. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e s.i.m.. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo del generatore; Dispositivo di interfaccia; Dispositivo generale.

Dispositivo di generatore:

Gli inverter sono internamente protetti contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

Dispositivo di interfaccia:

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

In particolare, secondo quanto previsto dal documento di unificazione ENEL il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

- minima tensione: 0,8 Vn
- massima tensione: 1,2 Vn
- minima frequenza: 49,7 Hz
- massima frequenza: 50,3 Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, viene evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Nel progetto in esame, il dispositivo di interfaccia risulta fisicamente installato esternamente agli inverter. Le funzioni di protezioni del dispositivo di interfaccia sono appositamente certificate da un Ente facente capo alla EA.

Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per l'impianto in oggetto è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico. L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8. La protezione sarà tipo magnetotermica con relè differenziale.

15. COLLEGAMENTI ELETTRICI

I terminali di ognuna delle stringhe confluiranno verso i quadri di sezionamento stringhe e da questi agli inverter, con percorso prima in tubo corrugato HDPE e poi in canalina portacavi. Il percorso dagli inverter al quadro di parallelo o avverrà sempre in canalina portacavi.

Assieme ai cavi di potenza, dal generatore fotovoltaico andranno posati, all'interno della medesima canalizzazione, anche i collegamenti equipotenziali delle strutture di fissaggio; si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo G/V, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. La serie delle strutture di ciascuna stringa dovrà quindi essere collegata alla barra equipotenziale.

16. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico ha lo scopo di assicurare la messa a terra delle carpenterie metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici, degli involucri dei quadri elettrici al fine di prevenire pericoli di elettrocuzione per tensioni di contatto e di passo secondo le Norme CEI 11-1. Il layout della rete di terra dovrà essere progettato utilizzando picchetti di acciaio zincato e/o maglia di terra in rame nudo e deve dare le prestazioni attese secondo la normativa vigente. Particolare cura deve essere rivolta ad evitare che nelle zone di contatto rame/superficie di acciaio zincato si formino coppie elettrochimiche soggette a corrosione

per effetto delle correnti di dispersione dei moduli fotovoltaici (corrente continua). Non è permessa la messa a terra delle cornici dei moduli fotovoltaici.

17. SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485, Modbus TCP, gateway e attraverso modem anche da remoto.

L'hardware del sistema sarà composto da:

- Sistema SCADA (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;
- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);
- linee di collegamento via RS 485 e Modbus TCP.

18. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI

Qualora il tracciato delle linee MT dovessero presentare degli attraversamenti di canale, saranno eseguiti con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole di riferimento seguenti:

- Tav. C4.1 – **e-distribuzione**: Canalizzazione per attraversamenti con macchine speciali – Schema del tracciato della trivella.
- Tav. C5.1 - **e-distribuzione**: Attraversamenti di canali – Sovrappasso rialzato in tubo.
- Tav. C5.2 - **e-distribuzione**: Attraversamenti di canali – Sovrappasso in tubo.
- Tav. C5.3 - **e-distribuzione**: Attraversamenti di canali – Sottopasso.

19. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI

Le interferenze che si dovessero presentare lungo il tracciato delle linee MT saranno trattate con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole di riferimento seguenti:

- Tav. U3.2 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Cavi di telecomunicazione.
- Tav. U3.3 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Cavi di telecomunicazione.
- Tav. U3.4 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Cavi di telecomunicazione.
- Tav. U3.5 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Tubazioni metalliche per il trasporto e la distribuzione di fluidi (Acquedotti, oleodotti, ecc.).

- Tav. U3.6 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Tubazioni metalliche per il trasporto e la distribuzione di fluidi (Acquedotti, oleodotti, ecc.).
- Tav. U3.7 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Tubazioni metalliche per il trasporto e la distribuzione del gas naturale con densità $\leq 0,8$ (Metano).
- Tav. U3.8 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Tubazioni metalliche per il trasporto e la distribuzione del gas naturale con densità $\leq 0,8$ (Metano).
- Tav. U3.9 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Tubazioni metalliche per il trasporto e la distribuzione del gas naturale con densità $\leq 0,8$ (Metano).
- Tav. U3.10 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Tubazioni metalliche per il trasporto e la distribuzione del gas naturale con densità $\leq 0,8$ (Metano).
- Tav. U3.11 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Serbatoi di liquidi e gas infiammabili (art. 4.3.04 Norme CEI 11-17).
- Tav. U3.12 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Ferrovie, tramvie, funicolari terrestri (art. 4.4.01 Norme CEI 11-17, art. 2.1.17 D.M. 21/03/1988).
- Tav. U3.13 –Enel: Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti – Ferrovie, tramvie, funicolari terrestri (art. 4.4.01 Norme CEI 11-17, art. 2.1.17 D.M. 21/03/1988).

20. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE (Ipotesi proposta)

L'ipotesi di connessione proposta prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 132 kV con la sezione 132 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Montalto-Suvereto".

Tale connessione prevede la realizzazione dei seguenti impianti:

- Impianto di rete per la connessione alla RTN: Nuovo stallo per arrivo linea in elettrodotto aereo presso nuova SE 380/132 kV Terna "Manciano" nei terreni del Comune di Manciano (GR).
- Impianto utente per la connessione alla RTN: Raccordo mediante elettrodotto aereo e semplice terna di conduttori nudi a 132 kV.
- Area Comune: Opere di condivisione dello stallo in stazione con altri produttori.

21. NORMATIVA TECNICA

Tutti i componenti dell'impianto avranno caratteristiche conformi a quanto previsto dalla normativa emessa dagli organismi normatori internazionali, al fine di garantire la sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Si precisa che i seguenti riferimenti possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

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

- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI 0-14 "Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- Norma CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne";
- Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria";
- Norma CEI 11-46 "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa";
- Norma CEI 11-47 "Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa";
- Norma CEI 11-61 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche";
- Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria";
- Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua";
- Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati"
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche";
- D.M. 12 Settembre 1959 "Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro";

- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)" (D.P.C.M del 8/07/2003).

22. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVsyst vers.7.05 del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

Poiché all'interno del database del software non sono presenti i moduli fotovoltaici selezionati (che comunque possono cambiare nelle fasi successive del progetto mantenendo però le caratteristiche elettriche), è stato simulato un impianto con di potenza nominale e caratteristiche elettriche prossime a quello in progetto.

Inoltre, al fine della simulazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico si è stabilito la disponibilità di fonte solare, in funzione del sito d'installazione dell'impianto, e sono state considerate tutte le perdite dello stesso.

Come risultato della simulazione è stata ottenuta una producibilità pari a 119.159 MWh/anno a fronte di una potenza nominale installata pari a 63.024 kW.

Considerata la potenza dell'impianto si ha una produzione specifica pari a 1.891 kWh/kWp/anno.

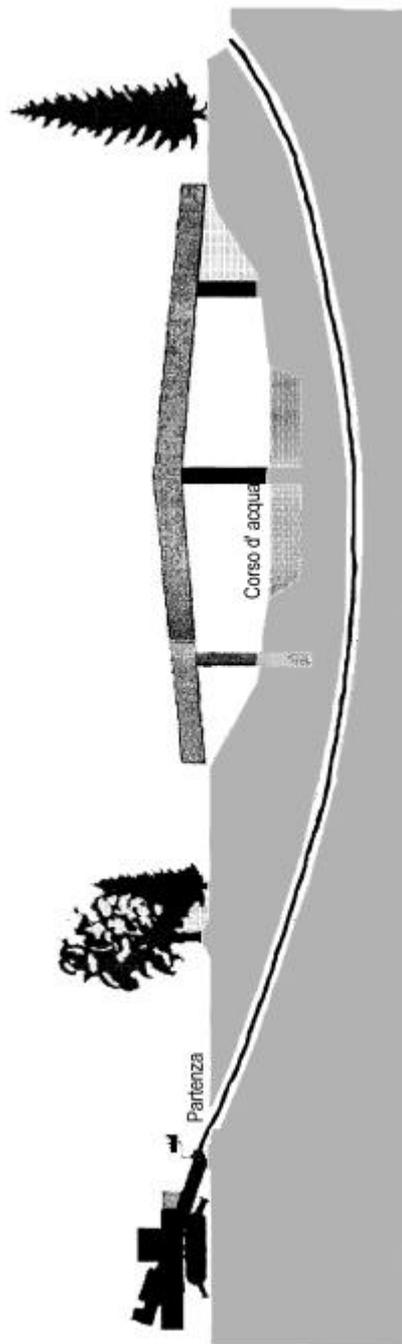
Sulla base di tutte le perdite considerate nel software, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio - PR) pari a 93,14%.

22.1. Allegato: Report PVSYST

Il Progettista:
Ing. Giuseppe Basso



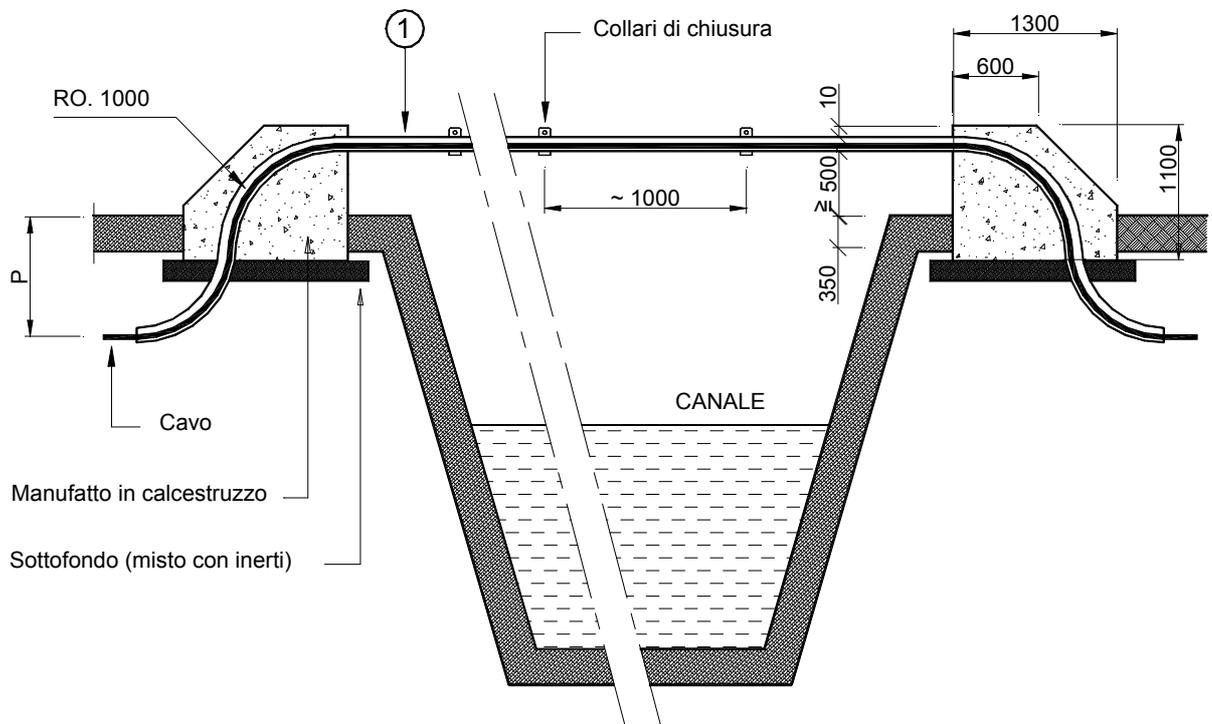
Schema del tracciato della trivella



N.B.: I tubi che vengono abitualmente posati, compatibilmente alla tecnologia intrinseca della T.O.C., sono classificati PEAD UNI 7611-76 tipo 312. Questi tubi, in modo particolare per quanto riguarda la resistenza alle sollecitazioni meccaniche, non costituiscono protezione meccanica supplementare ai sensi delle Norme CEI 11-17 e di conseguenza devono essere posati ad una profondità minima di 1,7 m. Il colore deve essere diverso da arancio, giallo, rosso, nero e nero a bande blu.

Sovrappasso rialzato in tubo

Quote in mm



P = Profondità di posa su terreno di qualsiasi natura ai lati dell'attraversamento (Vedi Tavole da C1.1 a C3.3).

N.B.: Le quote di figura sono indicative per larghezze di canale ≤ 5 m; devono essere comunque adattate alla larghezza del canale e allo spazio disponibile.

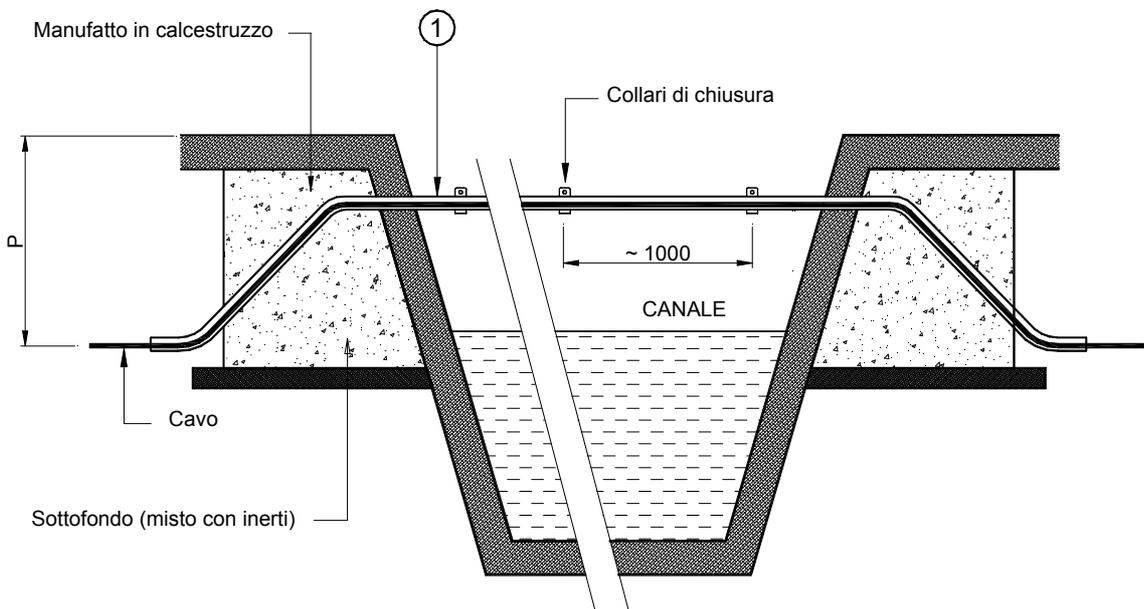
ELENCO MATERIALI

Rif.	Descrizione
1	Tubo di acciaio DN 150 ⁽¹⁾ UNI 8863-87

⁽¹⁾ Diametro nominale in mm.

Sovrappasso in tubo

Quote in mm



P = Profondità di posa su terreno di qualsiasi natura ai lati dell'attraversamento (Vedi Tavole da C1.1 a C3.3).

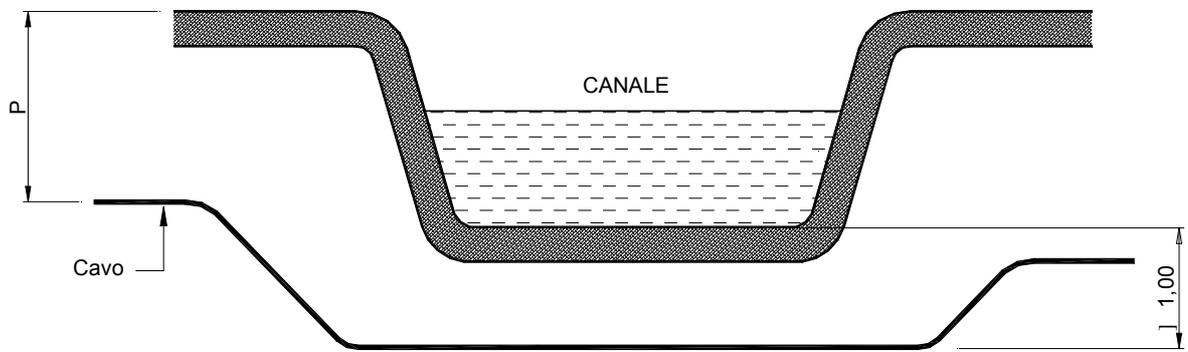
ELENCO MATERIALI

Rif.	Descrizione
1	Tubo di acciaio DN 150 ⁽¹⁾ UNI 8863-87

(1) Diametro nominale in mm.

Sottopasso

Quote in mm

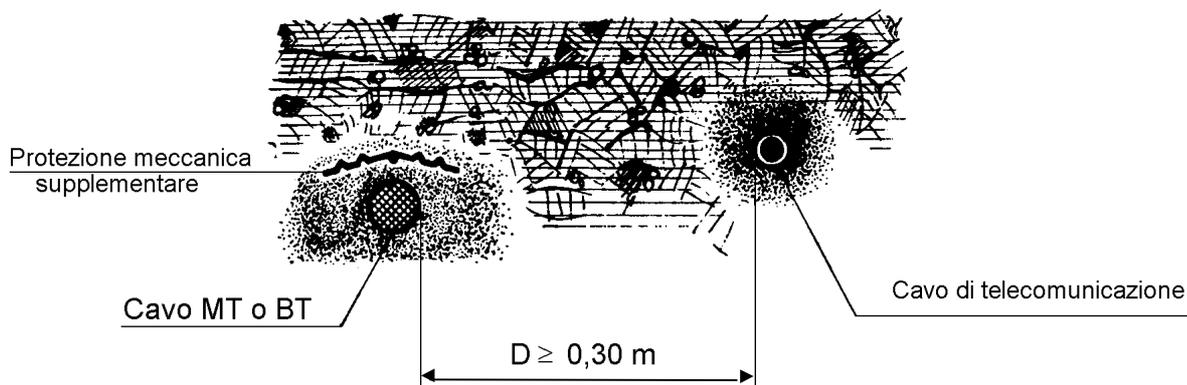


P = Profondità di posa su terreno di qualsiasi natura ai lati dell'attraversamento (Vedi Tavole da C1.1 a C3.3).

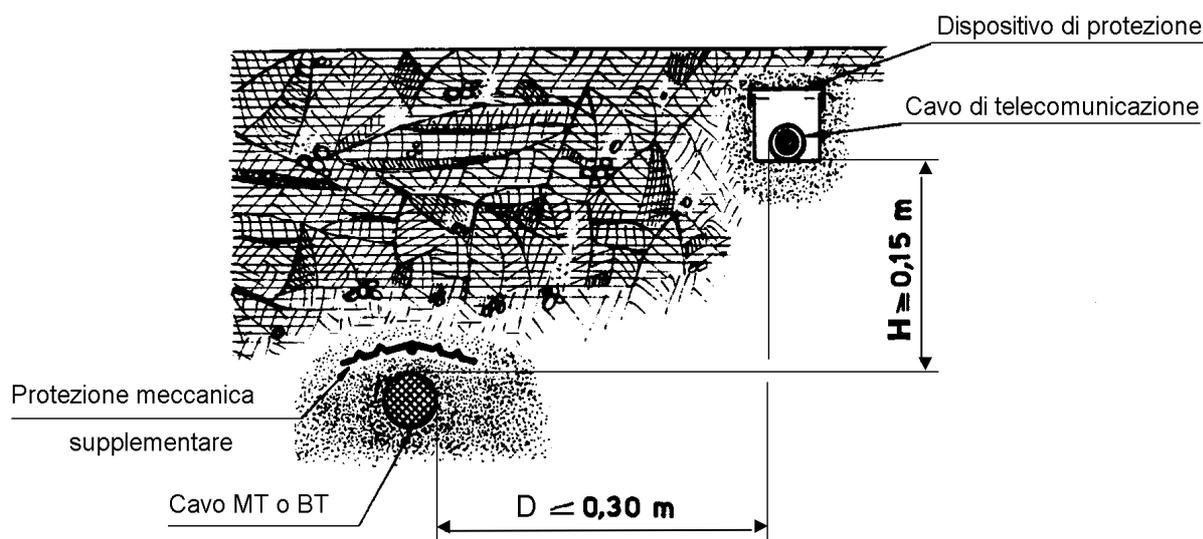
N.B.: Le sponde devono essere preventivamente adeguate per il passaggio della macchina a catena con uno sbancamento e successivamente ripristinate; per la posa con T.O.C. Vedi nota di tavola C4.1.

OPERE INTERFERENTI: CAVI DI TELECOMUNICAZIONE**PARALLELISMI (art. 4.1.02 Norme CEI 11-17)**1) Posa dei cavi: direttamente interrata o meccanizzata

- ◆ $D \geq 0,30$ m: nessun dispositivo di protezione^(*) sul cavo di telecomunicazione:



- ◆ $D < 0,30$ m; $H \geq 0,15$ m: dispositivo di protezione^(*) da applicare solo sul cavo posato alla minore profondità:

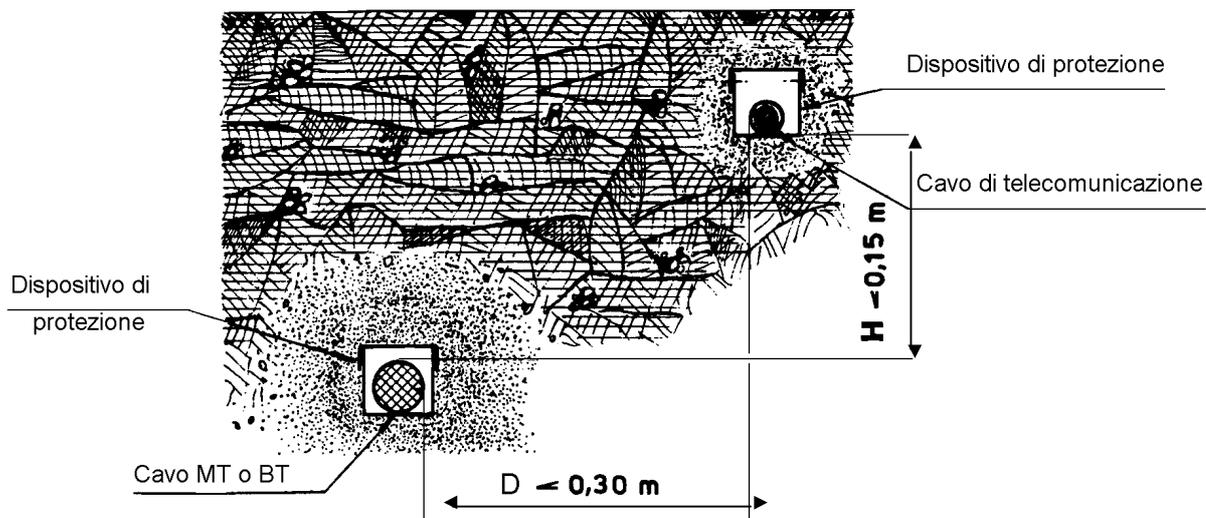


^(*) canaletta metallica

OPERE INTERFERENTI: CAVI DI TELECOMUNICAZIONE

PARALLELISMI (art. 4.1.02 Norme CEI 11-17)

- ◆ $D < 0,30$ m; $H < 0,15$ m: dispositivi di protezione^(*) da applicare su entrambi i cavi:



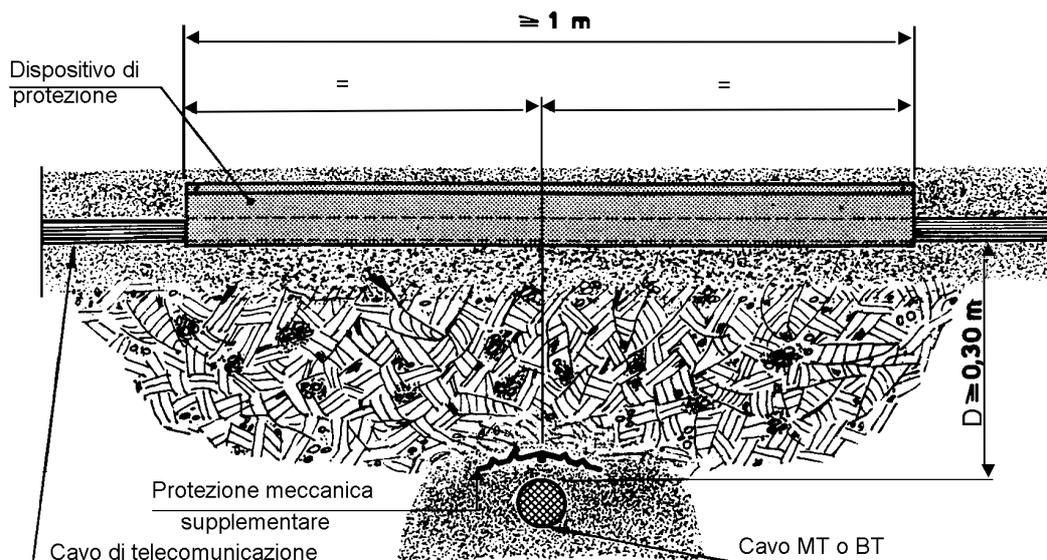
- 2) Posa dei cavi: in tubazione: non è prescritta nessuna distanza minima.

^(*) canaletta metallica

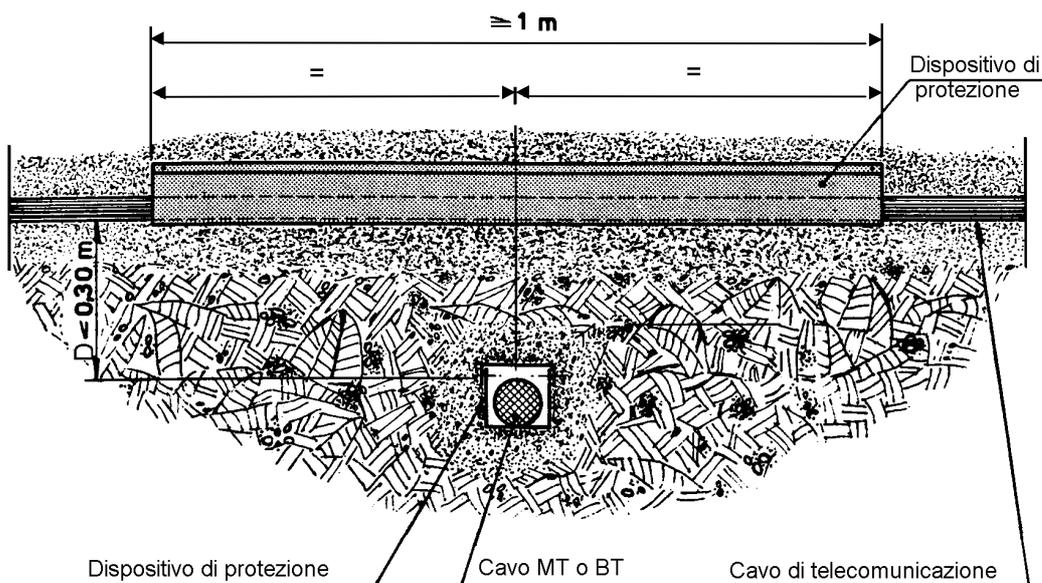
OPERE INTERFERENTI: CAVI DI TELECOMUNICAZIONE

ATTRAVERSAMENTI (art. 4.1.01 Norme CEI 11-17)

- 1) **Caso normale ($D \geq 0,30$ m):** dispositivo di protezione^(*) da applicare solo sul cavo posto superiormente:



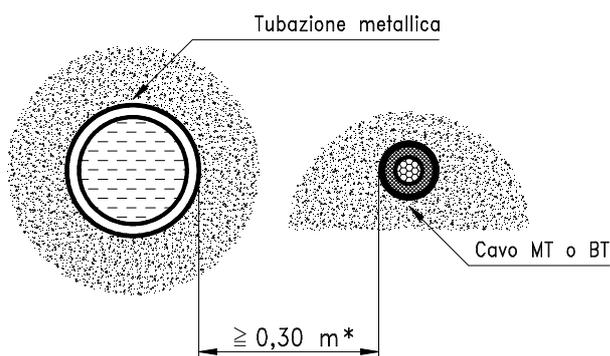
- 2) **Caso eccezionale ($D < 0,30$ m):** dispositivi di protezione^(*) da applicare su entrambi i cavi:



^(*) canaletta metallica

**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DI FLUIDI (Acquedotti, oleodotti, ecc.)**
PARALLELISMI (art. 4.3.02 Norme CEI 11-17)

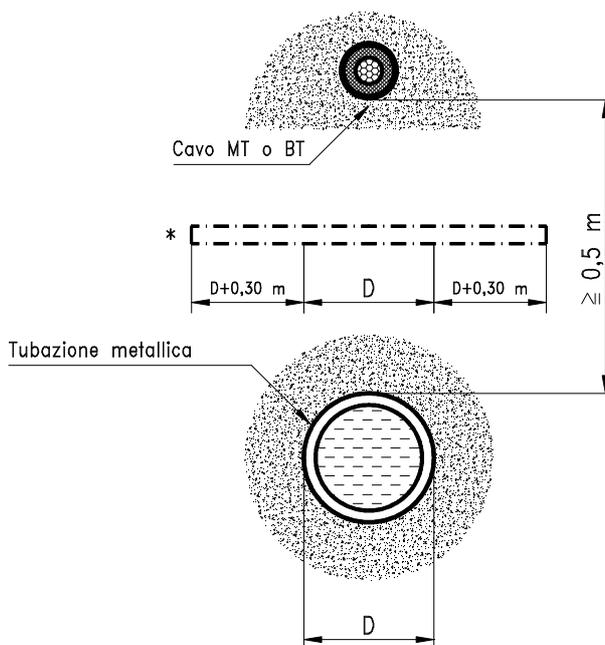
Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubazioni convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro uso tale tipo di posa è invece consentito, previo accordo fra gli Enti interessati, purché il cavo e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro.



* i cavi e tubazioni metalliche devono comunque essere sempre posati alla maggiore distanza possibile fra loro.

◆ Cavo posato sulla verticale della tubazione:

- per differenze di quota > 0,50 m, previo accordo con gli esercenti, si possono installare cavi sulla verticale delle tubazioni senza protezioni.

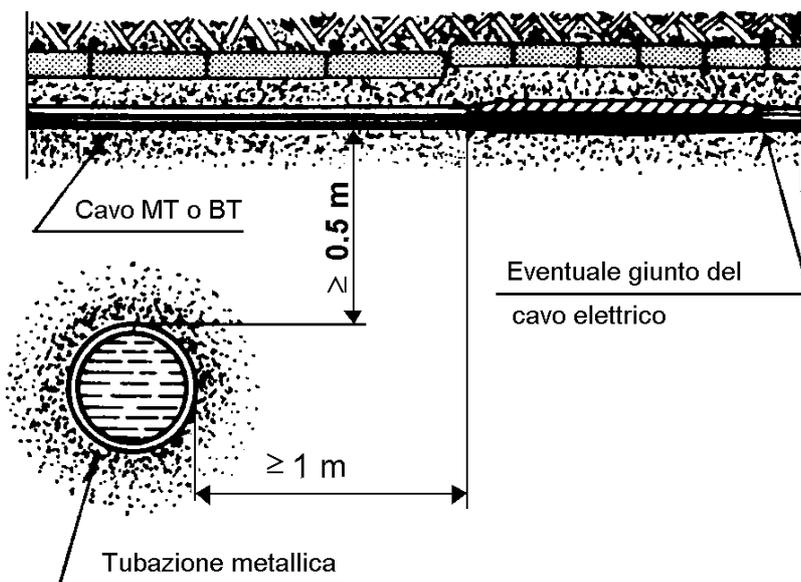


- per differenze di quota comprese fra 0,30 m e 0,50 m si devono interporre elementi separatori* con dimensioni minime pari alla proiezione verticale dell'altra opera interferente maggiorata di 0,30 m per lato, a meno che la tubazione non sia contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

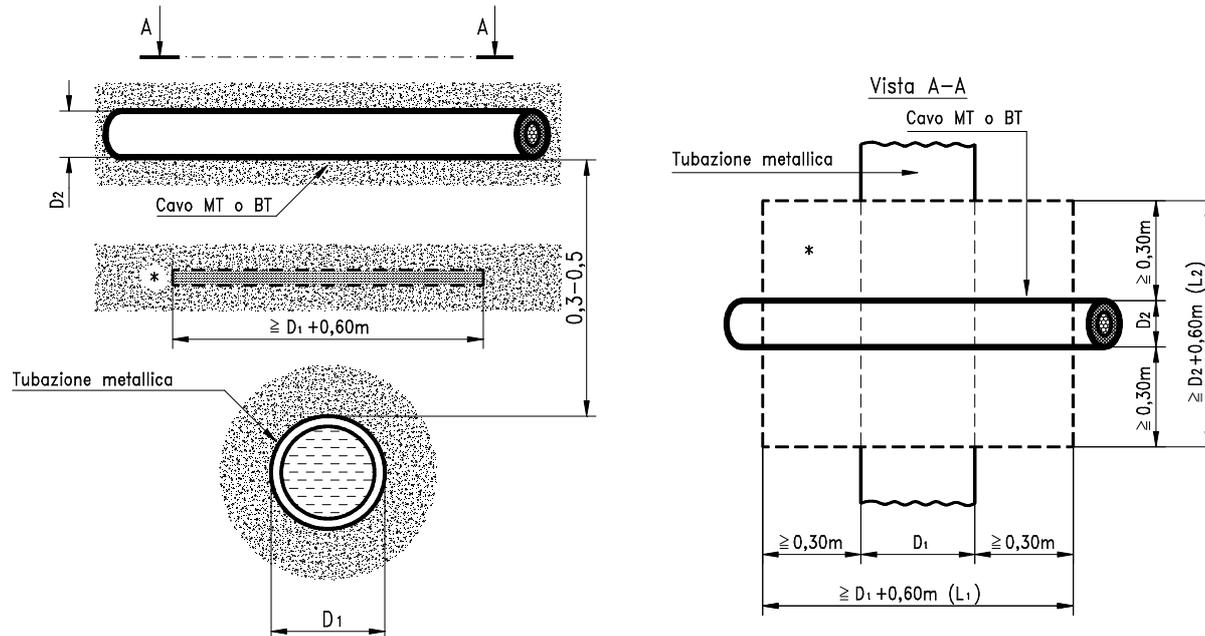
**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DI FLUIDI (Acquedotti, oleodotti, ecc.)**

ATTRAVERSAMENTI (art. 4.3.01 Norme CEI 11-17)

L'incrocio fra cavi di energia e tubazioni metalliche non deve effettuarsi sulla proiezione verticale di giunti non saldati, delle tubazioni metalliche stesse. Non si devono avere giunti nei cavi di energia ad una distanza inferiore di 1 m dal punto di incrocio.



- ◆ Provvedimenti da adottare nel caso in cui non sia possibile rispettare la distanza minima di 0,50 m:



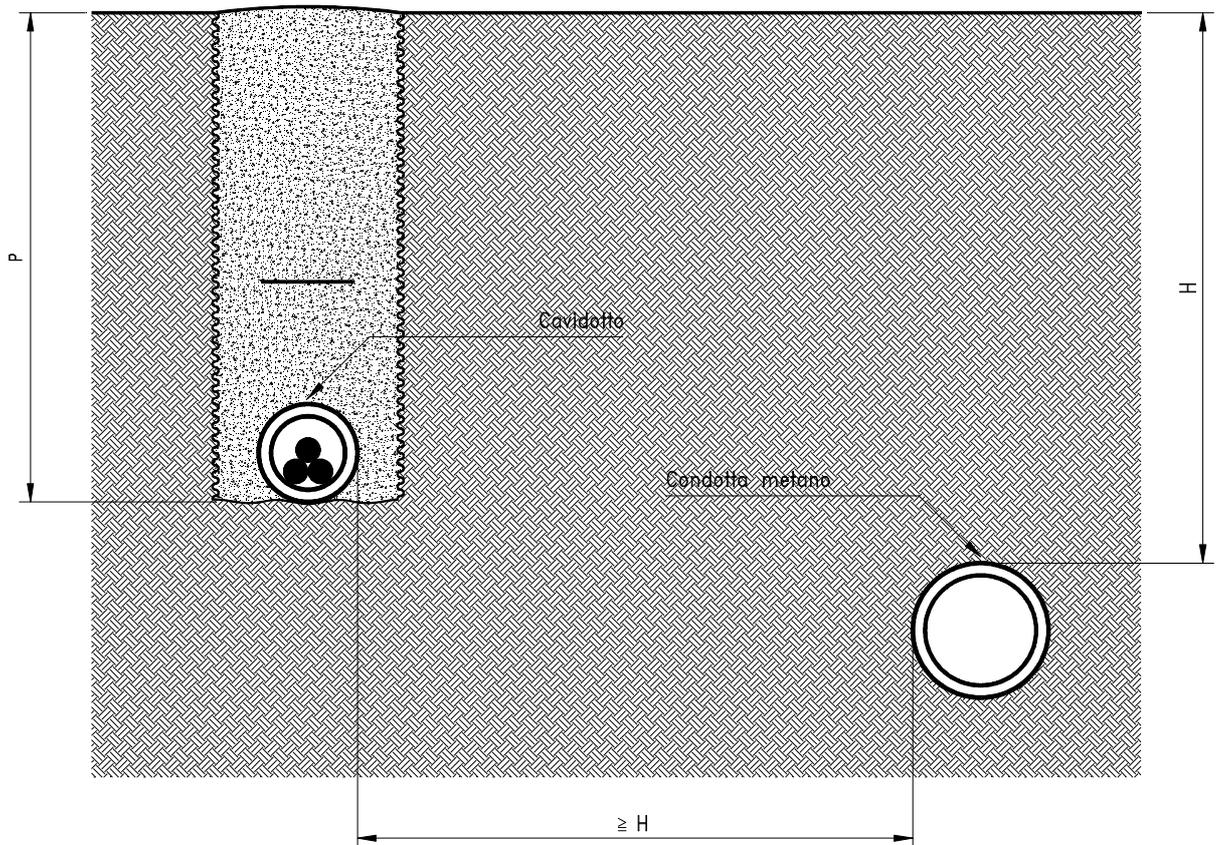
*elemento separatore rigido in materiale non metallico avente le dimensioni minime $L_1 = D_1 + 0,60$ m, $L_2 = D_2 + 0,60$ m; le prescrizioni indicate valgono anche nel caso in cui il cavo di energia incroci inferiormente la tubazione metallica.

**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE CON DENSITA'
 $\leq 0,8$ (Metano)**

PARALLELISMI

1) Condotte con pressione massima di esercizio > 5 bar (1^a, 2^a e 3^a specie);

◆ Posa dei cavi: in tubazione (art. 2.4.2.e D.M. 24.11.1984):



P = profondità di posa del cavidotto (Vedi Tavole C2.1+ C2.6 Parte II)

H = profondità di posa della condotta ($\geq 0,9$ m)

Nel caso in cui non sia possibile rispettare la distanza minima indicata devono essere interposti elementi separatori non metallici che costituiscano un diaframma continuo^(*).

Le stesse prescrizioni devono essere rispettate dalla Società proprietaria o concessionaria delle condotte se il cavo è preesistente alla posa di queste ultime.

◆ Posa dei cavi: direttamente interrata o meccanizzata (art. 4.3.02 Norme CEI 11-17):

Vedi Tavola U3.5

^(*) la riduzione delle distanze di rispetto deve essere sempre concordata con la Società proprietaria o concessionaria delle condotte.

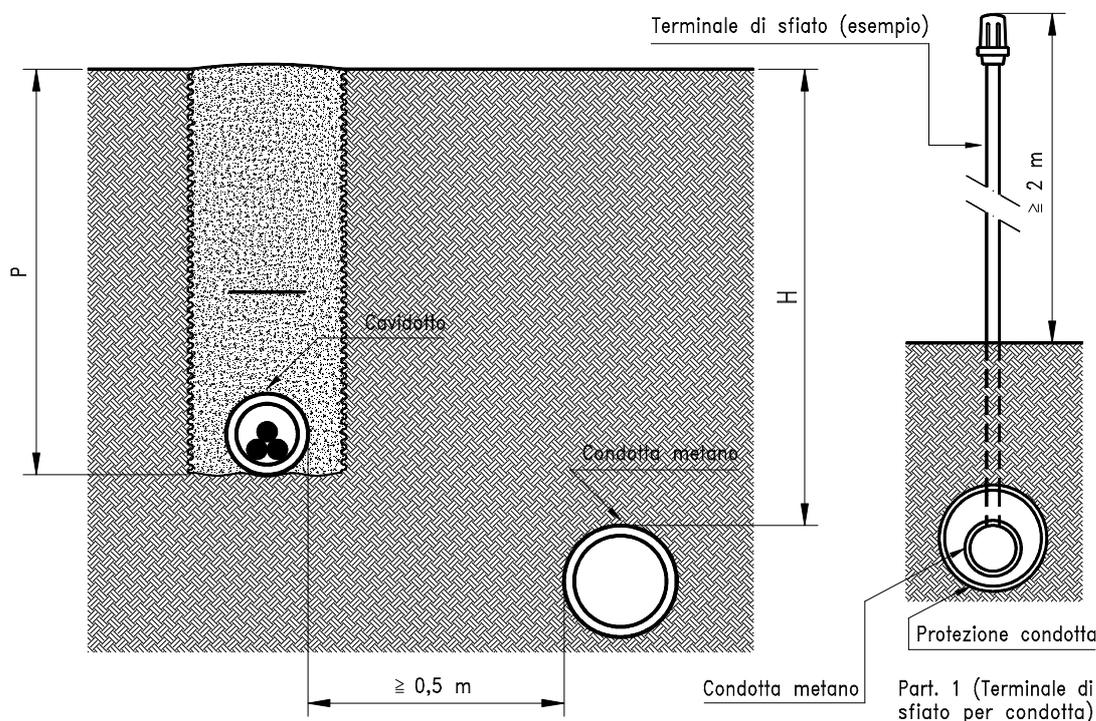
**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE CON DENSITA'
≤ 0,8 (Metano)**

PARALLELISMI

2) Condotte con pressione massima di esercizio ≤ 5 bar (4^a, 5^a, 6^a e 7^a specie);

◆ Posa dei cavi: in tubazione (art. 3.4.2.d D.M. 24.11.1984):

a) Distanza di rispetto per condotte con pressione massima di esercizio > 0,5 bar e ≤ 5 bar (4^a e 5^a specie):



P = profondità di posa del cavidotto (Vedi Tavole C2.1÷ C2.6 Parte II)

H = profondità di posa della condotta (≥ 0,9 m)

Nel caso in cui non sia possibile rispettare la distanza minima indicata le condotte devono essere collocate entro un manufatto o altra tubazione di protezione. Se il parallelismo è di lunghezza superiore a 150 m, devono essere previsti sulle condotte diaframmi e dispositivi di sfiato verso l'esterno (Vedi part. 1), costruiti con tubi di diametro non inferiore a 30 mm e posati ad una distanza massima tra di loro di 150 m^(*).

b) Distanza di rispetto per condotte con pressione massima di esercizio ≤ 0,5 bar (6^a e 7^a specie):

- non è prescritta nessuna distanza minima; essa deve essere comunque tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi gli impianti.

◆ Posa dei cavi: direttamente interrata o meccanizzata (art. 4.3.02 Norme CEI 11-17):

Vedi Tavola U3.5

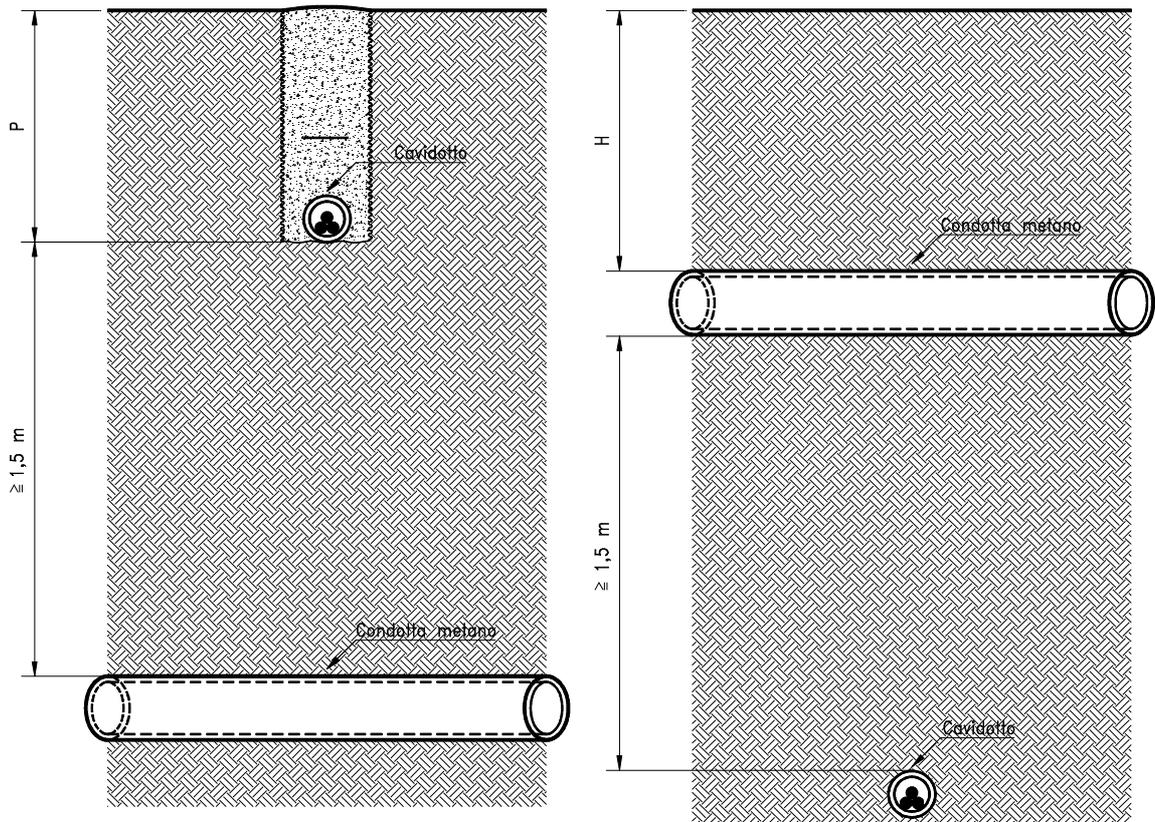
^(*) la riduzione delle distanze di rispetto deve essere sempre concordata con la Società proprietaria o concessionaria delle condotte.

**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE CON DENSITA'
 $\leq 0,8$ (Metano)**

ATTRAVERSAMENTI

1) Condotte con pressione massima di esercizio > 5 bar (1^a, 2^a e 3^a specie);

◆ Posa dei cavi: in tubazione (art. 2.4.2.e D.M. 24.11.1984):



P = profondità di posa del cavidotto (Vedi Tavole C2.1+ C2.6 Parte II)
H = profondità di posa della condotta ($\geq 0,9$ m)

Nel caso in cui non sia possibile rispettare la distanza minima indicata devono essere interposti elementi separatori non metallici che costituiscano un diaframma continuo^(*).

Le stesse prescrizioni devono essere rispettate dalla Società proprietaria o concessionaria delle condotte se il cavo è preesistente alla posa di queste ultime, altrimenti le condotte devono essere collocate entro un manufatto o altra tubazione di protezione che deve essere prolungata da entrambi i lati per:

- 1 m in caso di incrocio superiore;
- 3 m in caso di incrocio inferiore.

Le suddette distanze devono essere misurate a partire dalle tangenti verticali alla superficie esterna del cavidotto.

◆ Posa dei cavi: direttamente interrata o meccanizzata (art. 4.3.02 Norme CEI 11-17):

Vedi Tavola U3.6

^(*) la riduzione delle distanze di rispetto deve essere sempre concordata con la Società proprietaria o concessionaria delle condotte.

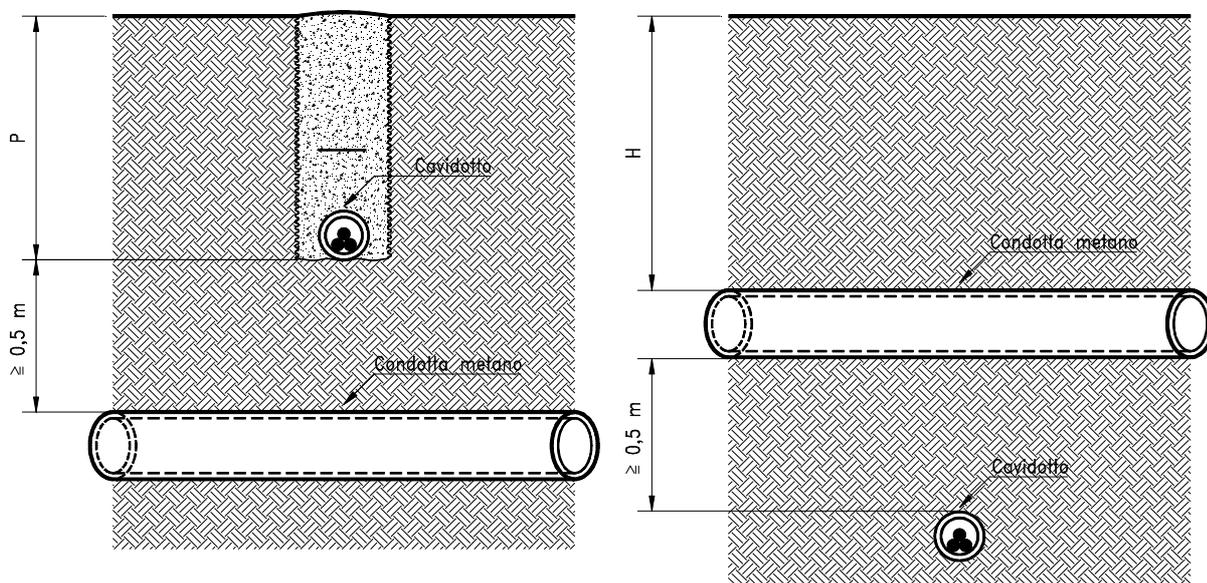
**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE CON DENSITA'
≤ 0,8 (Metano)**

ATTRAVERSAMENTI

2) Condotte con pressione massima di esercizio ≤ 5 bar (4^a, 5^a, 6^a e 7^a specie);

♦ Posa dei cavi: in tubazione (art. 3.4.2.d D.M. 24.11.1984):

a) Distanza di rispetto per condotte con pressione massima di esercizio > 0,5 bar e ≤ 5 bar (4^a e 5^a specie):



P = profondità di posa del cavidotto (Vedi Tavole C2.1÷ C2.6 Parte II)

H = profondità di posa della condotta (≥ 0,9 m)

Le stesse prescrizioni devono essere rispettate dalla Società proprietaria o concessionaria delle condotte se il cavo è preesistente alla posa di queste ultime, altrimenti le condotte devono essere collocate entro un manufatto o altra tubazione di protezione che deve essere prolungata da entrambi i lati per:

- 1 m in caso di incrocio superiore;
- 3 m in caso di incrocio inferiore.

Le suddette distanze devono essere misurate a partire dalle tangenti verticali alla superficie esterna del cavidotto.

b) Distanza di rispetto per condotte con pressione massima di esercizio ≤ 0,5 bar (6^a e 7^a specie):

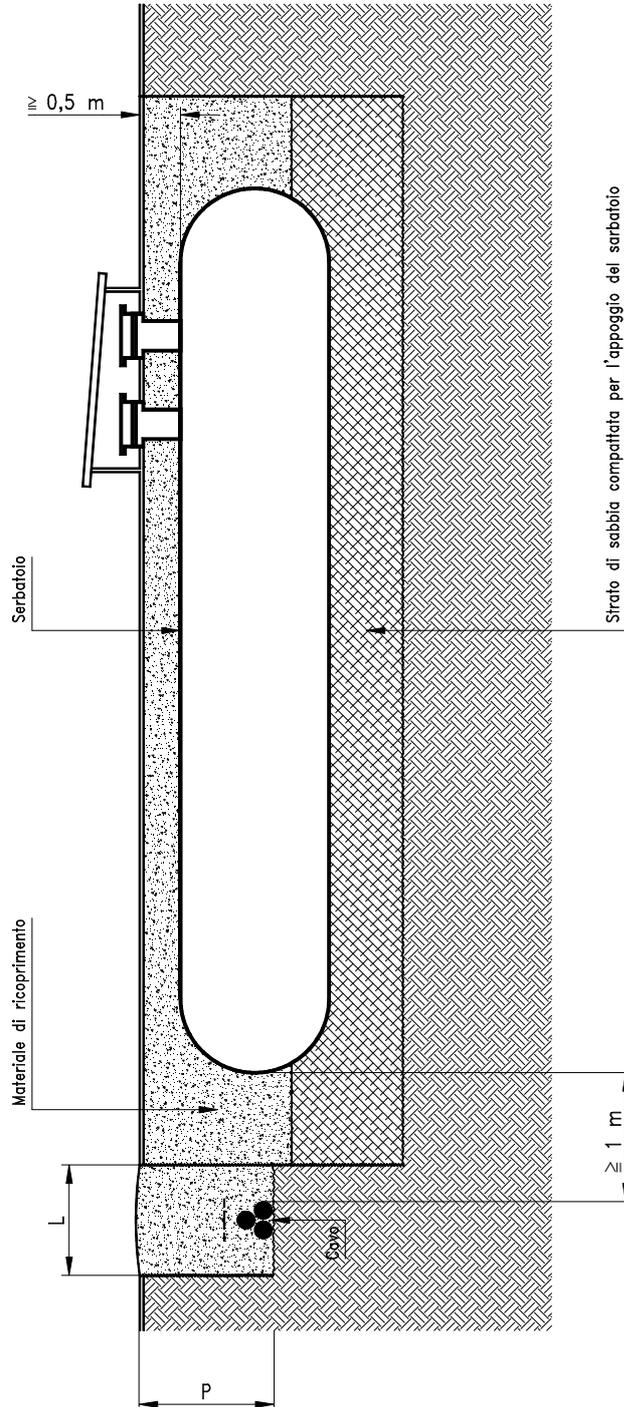
- non è prescritta nessuna distanza minima; essa deve essere comunque tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi gli impianti.

♦ Posa dei cavi: direttamente interrata o meccanizzata (art. 4.3.02 Norme CEI 11-17):

Vedi Tavola U3.6

**OPERE INTERFERENTI: SERBATOI DI LIQUIDI E GAS INFIAMMABILI
(art. 4.3.04 Norme CEI 11-17)**

DIREZIONE RETE – SUPPORTO INGEGNERIA

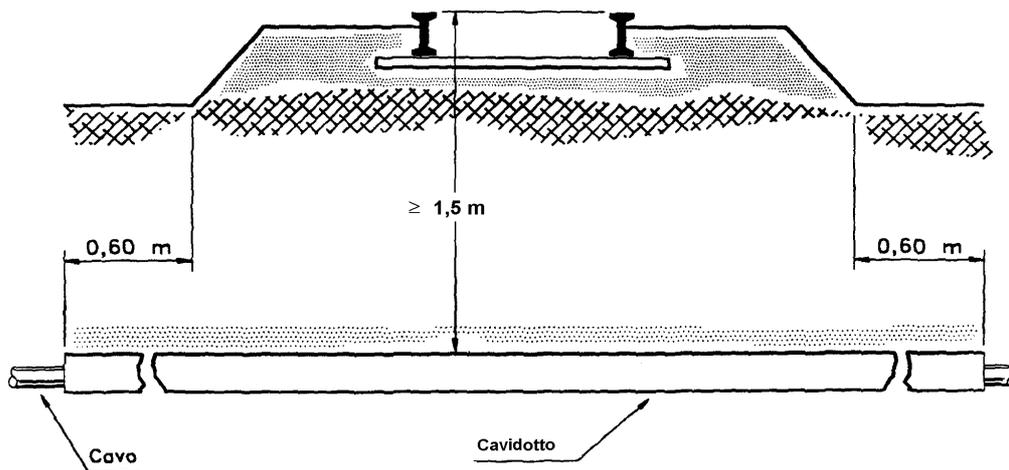


P = profondità di posa del cavo o cavidotto } Vedi Tavole parte II
 L = larghezza della canalizzazione

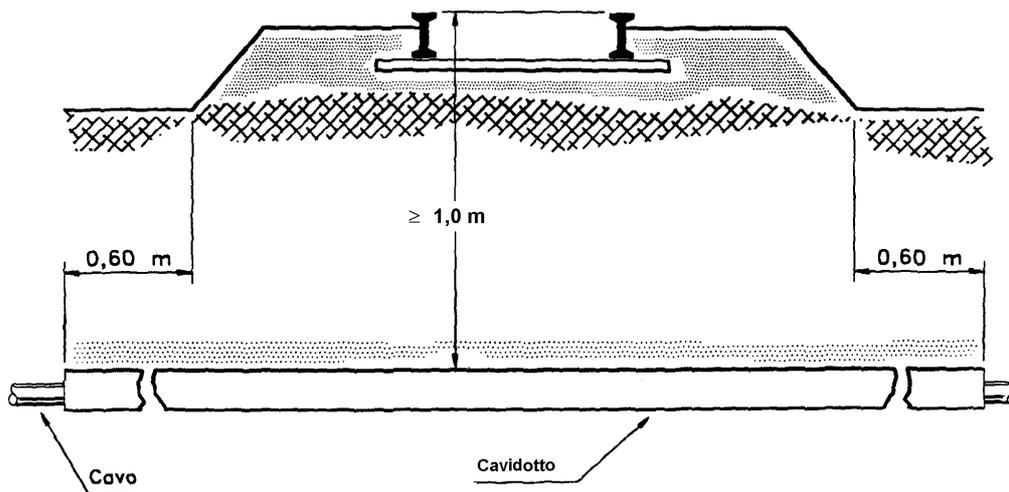
N.B.: In figura è rappresentato un esempio di serbatoio interrato di G.P.L. con capacità $> 5 \text{ m}^3$, la distanza minima indicata è valida anche per serbatoi di G.P.L. con capacità inferiore o di qualunque altro liquido infiammabile.

OPERE INTERFERENTI: FERROVIE, TRAMVIE, FUNICOLARI TERRESTRI
(art. 4.4.01 Norme CEI 11-17, art. 2.1.17 D.M. 21.3.1988)

1) Ferrovia di grande comunicazione:



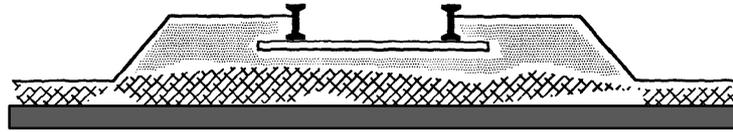
2) Ferrovie secondarie, tramvie, funicolari terrestri:



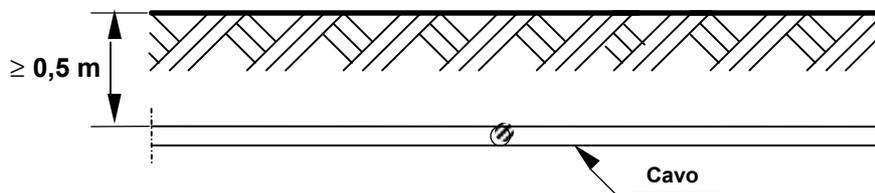
**DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E
OPERE INTERFERENTI****U3.13**

Ed. I Giugno 2003

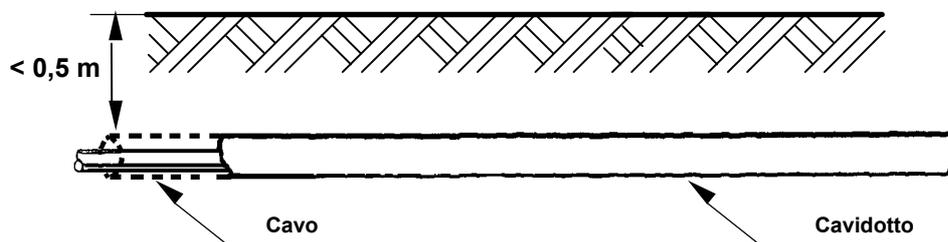
3) Caso particolare di cavo posato in gallerie praticabili sottopassanti l'opera da attraversare:



Galleria praticabile



Galleria praticabile



N.B.: Le gallerie praticabili devono avere gli accessi difesi da chiusure munite di serratura a chiave.

Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

Progetto : Manciano Bifacciale

Luogo geografico	Riminello	Paese	Italia	
Ubicazione	Latitudine	42.45° N	Longitudine	11.56° E
Tempo definito come	Ora legale	Fuso orario TU+1	Altitudine	105 m
	Albedo	0.20		
Dati meteo:	Riminello	Meteonorm 7.3 (1994-2013), Sat=100% - Sintetico		

Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

Data di simulazione 27/07/20 10h45

Parametri di simulazione	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento		
Assi inseguimento orizzontali	Modelli semplificati, illimitati	240Riche inseguimento	Asse dell'azimut	0°
Limitazioni di rotazione	Phi min.	-60°	Phi max.	60°
	Algoritmo dell'inseguimento	Calcolo astronomico		
Strategia Backtracking	N. di eliostati	240	Eliostati illimitati	
Banda inattiva	Distanza eliostati	9.61 m	Larghezza collettori	4.41 m
Angolo limite indetreggiamento	Sinistra	0.02 m	Destra	0.02 m
	Limiti phi	+/- 62°	Fattore di occupazione (GCR)	45.9%
Modelli utilizzati	Trasposizione	Perez	Diffuso	Perez, Meteonorm
			Circumsolare	separare
Orizzonte	Orizzonte libero			
Ombre vicine	Senza ombre			
Sistema a moduli bifacciali	Modello	, eliostati illimitati Calcolo 2D		
	Distanza eliostati	9.61 m	ampiezza eliostati	4.45 m
	Angolo limite di tracciamento	60°	GCR	46.3 %
	Albedo dal suolo	0.30	Altezza dell'asse dal suolo	2.10 m
Fattore di ripartizione delle faccie associato al modulo FV	Fattore di ombreggiamento posteriore	100 %		5.0 %
Trasparenza del modul FV	Perdite per Mismatch posteriori	0.0 %		10.0 %
Bisogni dell'utente :	Carico illimitato (rete)			

Caratteristiche campi FV (10 tipi di campi definiti)

Modulo FV	Si-mono	Modello	TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial	
PVsyst database originale		Costruttore	Trina Solar	

Sottocampo**#1 - Sottocampo #1**

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

#2 - Sottocampo #2

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

#3 - Sottocampo #3

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

#4 - Sottocampo #4

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

#5 - Sottocampo #5

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

#6 - Sottocampo #6

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

#7 - Sottocampo #7

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

#8 - Sottocampo #8

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

#9 - Sottocampo #9

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

#10 - Sottocampo #10

Numero di moduli FV	In serie	26 moduli	In parallelo	480 stringhe
Numero totale di moduli FV	n. di moduli	12480	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	6302 kWc	In cond. di funz.	5847 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	994 V	I mpp	5882 A

Totale Potenza globale campi	Nominale (STC)	63024 kWp	Totale	124800 moduli
	Superficie modulo	300777 m²		

Inverter

PVsyst database originale	Modello	Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000		
Caratteristiche	Costruttore	Ingeteam	Tensione funz.	911-1300 V
	Potenza nom. unit.	1473 kWac		
	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac		

Sottocampo

#1 - Sottocampo #1	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		
#2 - Sottocampo #2	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		
#3 - Sottocampo #3	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		
#4 - Sottocampo #4	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		
#5 - Sottocampo #5	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		

Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

#6 - Sottocampo #6	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		
#7 - Sottocampo #7	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		
#8 - Sottocampo #8	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		
#9 - Sottocampo #9	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		
#10 - Sottocampo #10	Potenza totale	5892 kWac	Rapporto Pnom	1.07
	N. di inverter	4 unità		

Fattori di perdita campo FV

Fatt. di perdita termica	Uc (cost)	29.0 W/m ² K	Uv (vento)	0.0 W/m ² K / m/s
Perdita ohmica di cablaggio	Campo #1	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #2	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #3	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #4	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #5	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #6	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #7	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #8	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #9	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Campo #10	2.8 m	Fraz. perdite	1.5 % a STC
	Globale		Fraz. perdite	1.5 % a STC
Perdita di qualità moduli			Fraz. perdite	-0.8 %
Perdite per mismatch del modulo			Fraz. perdite	2.0 % a MPP
Perdita disadattamento Stringhe			Fraz. perdite	0.10 %

#1 - Sottocampo #1

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#2 - Sottocampo #2

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#3 - Sottocampo #3

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#4 - Sottocampo #4

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#5 - Sottocampo #5

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

#6 - Sottocampo #6

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#7 - Sottocampo #7

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#8 - Sottocampo #8

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#9 - Sottocampo #9

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

#10 - Sottocampo #10

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Sistema connesso in rete: Risultati principali

Progetto : Manciano Bifacciale

Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

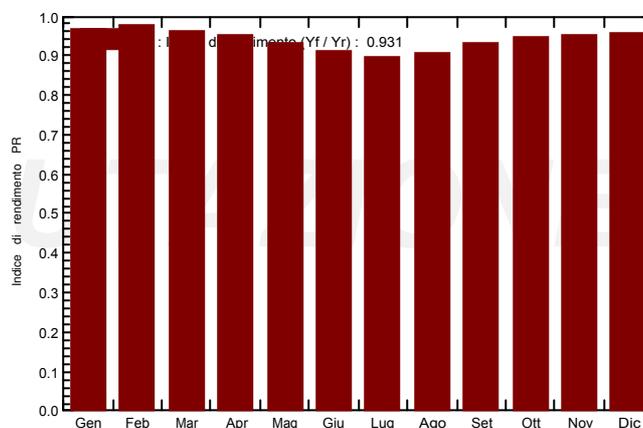
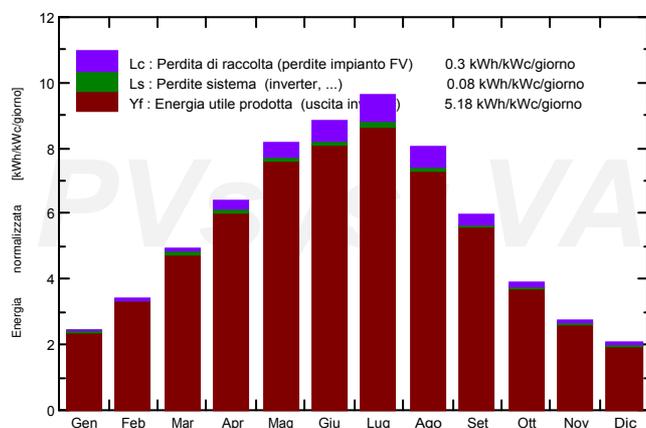
Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	inclinazione		
Moduli FV	Modello	TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial	505 Wc
Campo FV	Numero di moduli	124800	Pnom totale 63024 kWc
Inverter	Ingecon Sun	1640TL B630 IP54 H1000	Pnom 1473 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	40.0	Pnom totale 58920 kW ac
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		

Risultati principali di simulazione

Produzione sistema **Energia prodotta 119159 MWh/anno** Prod. spec. 1891 kWh/kWc/anno
 Indice di rendimento PR **93.14 %**

Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 63024 kWc

Indice di rendimento PR



Nuova variante di simulazione

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	57.4	26.15	6.08	76.2	71.8	4737	4649	0.968
Febbraio	74.0	35.31	7.25	95.4	91.1	5987	5882	0.978
Marzo	119.3	49.16	10.95	153.5	148.0	9478	9321	0.964
Aprile	150.0	64.58	14.10	191.0	185.1	11628	11440	0.950
Maggio	198.1	81.79	19.48	253.2	246.0	15066	14832	0.930
Giugno	207.7	79.60	23.34	264.8	257.8	15491	15255	0.914
Luglio	227.7	68.78	26.07	298.6	291.8	17173	16918	0.899
Agosto	191.3	68.60	25.84	249.0	242.6	14449	14234	0.907
Settembre	139.2	57.29	20.44	179.9	174.0	10712	10545	0.930
Ottobre	94.8	43.46	16.95	121.6	116.7	7380	7257	0.947
Novembre	61.9	25.88	11.60	82.7	78.4	5063	4972	0.953
Dicembre	48.4	23.20	7.49	64.0	59.6	3931	3855	0.956
Anno	1569.9	623.81	15.85	2030.0	1963.0	121096	119159	0.931

Legenda: GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
 T_Amb T amb.
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
 EArray Energia effettiva in uscita campo
 E_Grid Energia immessa in rete
 PR Indice di rendimento

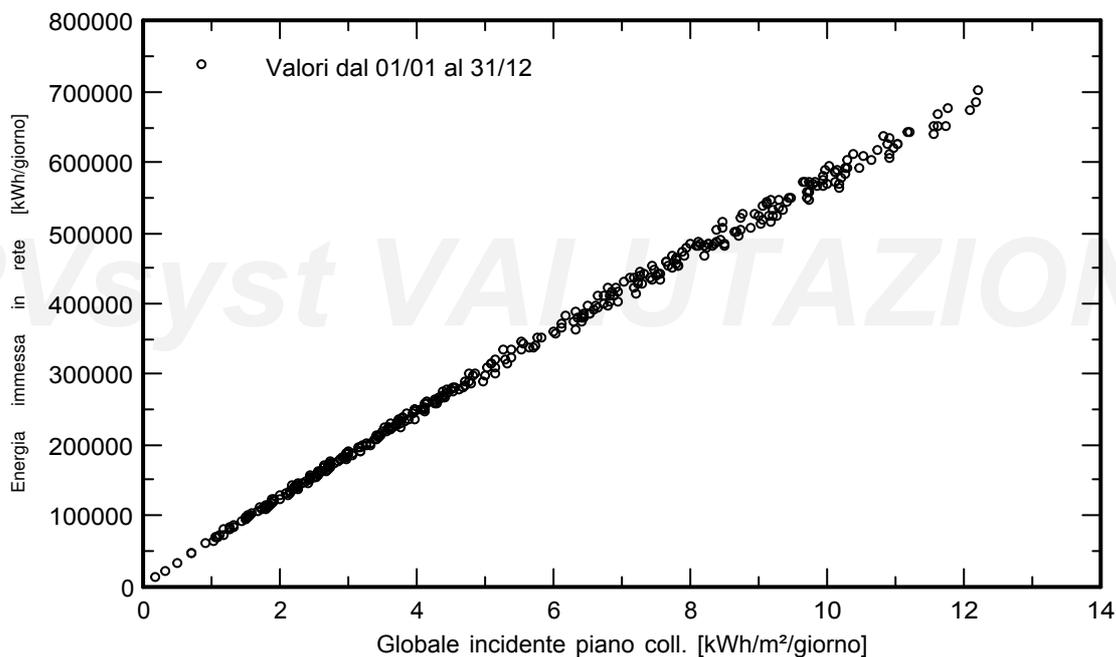
Sistema connesso in rete: Grafici speciali

Progetto : Manciano Bifacciale

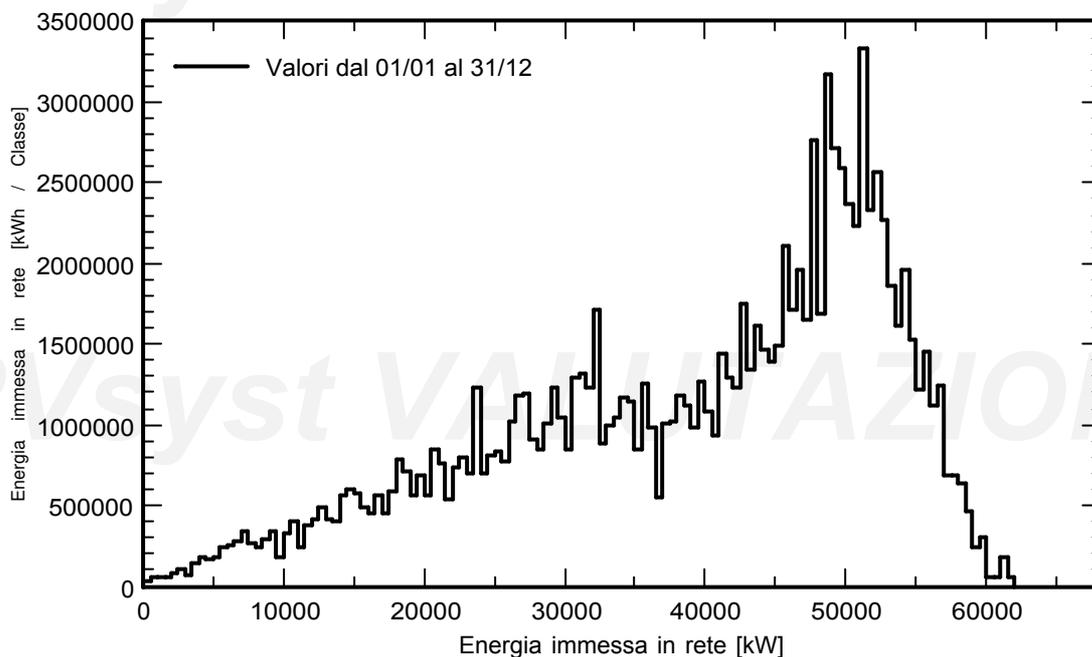
Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	inclinazione		
Moduli FV	Modello	TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial	505 Wc
Campo FV	Numero di moduli	124800	Pnom totale 63024 kWc
Inverter	Ingecon Sun	1640TL B630 IP54 H1000	Pnom 1473 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	40.0	Pnom totale 58920 kW ac
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



Sistema connesso in rete: Diagramma perdite

Progetto : Manciano Bifacciale

Variante di simulazione : Nuova variante di simulazione

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	inclinazione		
Moduli FV	Modello	TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial	505 Wc
Campo FV	Numero di moduli	124800	Pnom totale 63024 kWc
Inverter	Ingecon Sun	1640TL B630 IP54 H1000	Pnom 1473 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	40.0	Pnom totale 58920 kW ac
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		

Diagramma perdite sull'anno intero

