

REGIONE LAZIO

Provincia di Viterbo (VT)

COMUNE DI MONTALTO DI CASTRO



1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	31/03/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	09/03/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

IBERDROLA RENOVABLES 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 "MONTALTO-PESCIA"

Progettista/Resp. Tecnico

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

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20032S05-PD-RT-03-01

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 (CODICE PRATICA: 201900848)	5
5. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	5
6. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI	6
7. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	7
7.1. Criteri di localizzazione	7
7.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico	7
7.3. Descrizione della SSEU	8
8. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO	8
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	18
10. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	19
11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	19
12. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	19
13. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)	20
14. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA	20
15. COLLEGAMENTI ELETTRICI	21
16. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	21
17. SISTEMA DI MONITORAGGIO	21
18. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI	22
19. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI	22
20. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE (CODICE PRATICA: 201900848)	23

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO “MONTALTO-PESCIA” RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 <i>Ingegneria & Innovazione</i>		
		28/03/21	REV: 1	Pag.3

21. NORMATIVA TECNICA.....23

22. CALCOLO DI PRODUCIBILITA’.....25

22.1. Allegato: Report PVSYST.....25

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.: C20-032-S05



	IMPIANTO FOTOVOLTAICO “MONTALTO-PESCIA” RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 Antex group Ingegneria & Innovazione		
		28/03/21	REV: 1	Pag.4

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 “Montalto-Pescia”**, da realizzarsi nei territori del comune di Montalto di Castro (VT) – Regione Lazio.

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 120.900 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 540 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 “Montalto-Pescia”** che **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.** intende realizzare nei territori del Comune di Montalto di Castro (VT) – Regione Lazio. 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.

La potenza in immissione richiesta per l’impianto in esame è pari a 55.165,7 kW.

Codice Pratica: 201900848.

La potenza nominale AC degli inverter dell’impianto è pari a 59.040 kVA.

La potenza in prelievo richiesta dell’impianto è pari a 350 kW.

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.

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO “MONTALTO-PESCIA” RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 Antex <small>group</small> Ingegneria & Innovazione		
		28/03/21	REV: 1	Pag.5

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 (CODICE PRATICA: 201900848)

La connessione 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.

Iberdrola Renovables Italia S.p.A. ha accettato il preventivo di connessione e come da accordi intercorsi con Terna, è stata incaricata a predisporre il PTO per le opere di rete RTN previste nella STMG avente Codice Pratica n° 201900848. I terreni della nuova Stazione Elettrica della RTN a 380/132 kV, da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Montalto-Suvereto", sono già stati individuati ed accettati da Terna, 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).

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "MONTALTO-PESCIA" RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 Ingegneria & Innovazione		
		28/03/21	REV: 1	Pag.6

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;

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "MONTALTO-PESCIA" RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 Ingegneria & Innovazione		
		28/03/21	REV: 1	Pag.7

- 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 Lazio.

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

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.: C20-032-S05



	IMPIANTO FOTOVOLTAICO “MONTALTO-PESCIA” RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 Ingegneria & Innovazione		
		28/03/21	REV: 1	Pag.8

che prevede di installare 120.900 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 540 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale in acciaio zincato a caldo mediante infissione nel terreno.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 9 sottocampi fotovoltaici suddivisi come di seguito indicato:

- n° 4 sottocampi, costituiti ognuno da 188 inseguitori.
- n° 4 sottocampi, costituiti ognuno da 154 inseguitori.
- n° 1 sottocampi, costituiti ognuno da 182 inseguitori.

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°1 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 9 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 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

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "MONTALTO-PESCIA" RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 <i>Ingegneria & Innovazione</i>		
		28/03/21	REV: 1	Pag.9

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 mantenendo però le caratteristiche elettriche dello stesso):

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.: C20-032-S05



www.jinkosolar.com



Bifacial HC
72M 520-540 Watt
 MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

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

IEC61215, IEC61730, certified products.

TIGER PRO





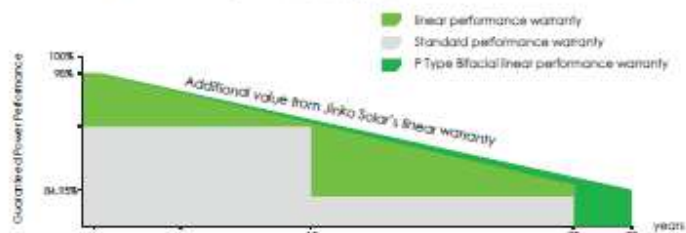
KEY FEATURES

- 
Multi Busbar Solar Cell
 MBB solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
PID Resistance
 Excellent Anti-PID performance guarantees limited power degradation for mass production.
- 
Higher Lifetime Power Yield:
 0.45% annual power degradation
 30 year linear power warranty.
- 
Light-weight design:
 Light-weight design using transparent backsheet for easy installation and low BOS cost.
- 
Higher power output:
 Module power increases 5-25% generally (per different reflective condition) lower LCOE and higher IRR.
- 
Better low-light performance:
 Excellent performance in low-light environments (e.g. early morning, dusk, and cloud, etc.).

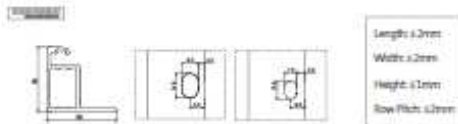
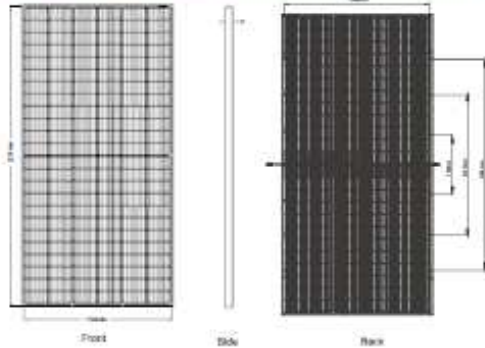


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

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



Engineering Drawings

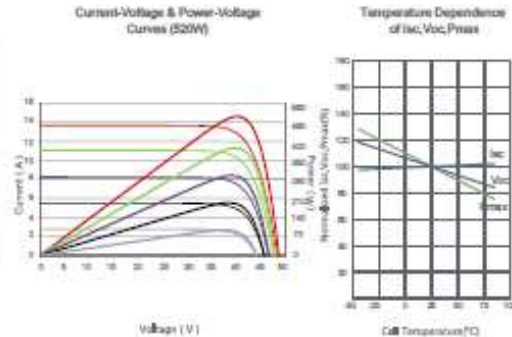


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6x24)
Dimensions	2274x1134x35mm (89.53x44.65x1.38 inch)
Weight	29.4 kg (64.6 lbs)
Front Glass	3.2mm/Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+) 290mm, (-) 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM520M-72HL4-TV		JKM539M-72HL4-TV		JKM530M-72HL4-TV		JKM539M-72HL4-TV		JKM540M-72HL4-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.22V	37.42V	40.36V	37.56V	40.49V	37.70V	40.63V	37.84V	40.76V	37.97V
Maximum Power Current (Imp)	12.93A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A	13.25A	10.58A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.72V	45.99V	48.96V	46.12V	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V	49.26V	46.50V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A	13.93A	11.25A
Module Efficiency STC (%)	20.17%		20.38%		20.55%		20.75%		20.94%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.16%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

%		JKM520M-72HL4-TV		JKM539M-72HL4-TV		JKM530M-72HL4-TV		JKM539M-72HL4-TV		JKM540M-72HL4-TV	
		STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
5%	Maximum Power (Pmax)	546Wp	411Wp	551Wp	416Wp	557Wp	421Wp	562Wp	426Wp	567Wp	431Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.17%	21.38%	21.58%	21.78%	21.99%	22.19%	22.39%	22.59%	22.79%	22.99%
15%	Maximum Power (Pmax)	598Wp	453Wp	604Wp	458Wp	610Wp	463Wp	615Wp	468Wp	621Wp	473Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.19%	23.41%	23.54%	23.76%	23.86%	24.08%	24.18%	24.39%	24.49%	24.71%
25%	Maximum Power (Pmax)	650Wp	495Wp	656Wp	500Wp	663Wp	505Wp	669Wp	510Wp	675Wp	515Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.21%	25.45%	25.69%	25.93%	26.17%	26.41%	26.65%	26.89%	27.13%	27.37%

*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.

JKM520-540M-72HL4-TV-A1-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.

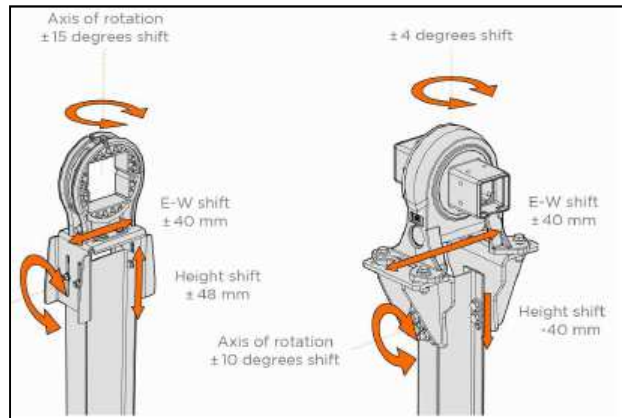
È dotato di un sistema di sicurezza che lo imposta nella posizione 0 gradi o su una determinata pendenza (pendenza di sicurezza) in caso di forte vento o forte nevicata mediante un algoritmo (Algoritmo del vento -V DAL) attraverso il quale il sistema decide quale modalità o limitazione dell'angolo è 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 540 W/cad. Di seguito vengono riassunte le caratteristiche tecniche della struttura dell'inseguitore scelto:

STRUTTURA MODULI FV	(Tipo) Soltec SF7 2x39 P-78 (4,7m 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	42.120	W	

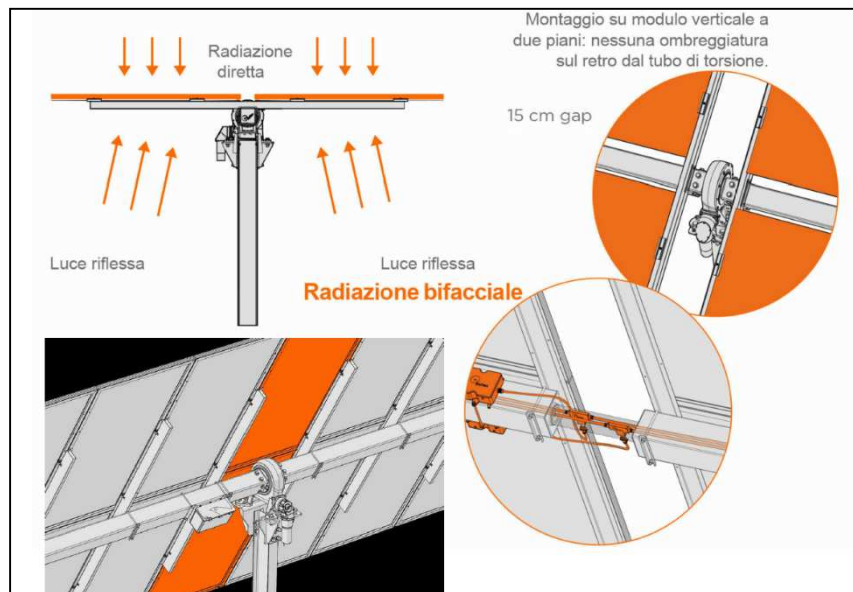
I sistemi ad inseguimento solare monoassiale saranno del tipo SOLTEC SF7 con struttura portante in parte infissa nel terreno, circa 1500mm senza utilizzo di cls, in parte fuori terra, circa 2000mm, su cui verranno montate particolari cerniere attraversate da una trave scatolare a sezione quadrata che 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)

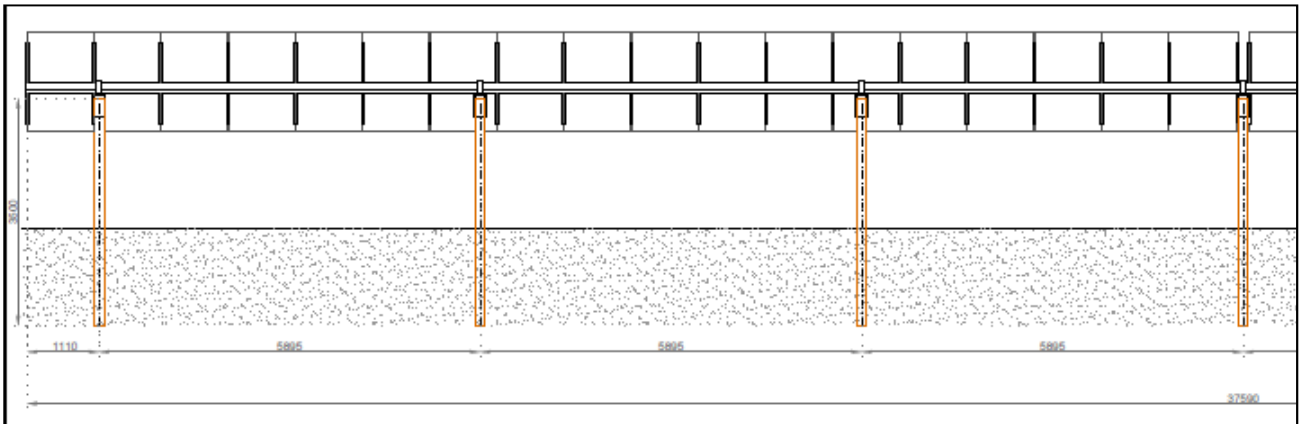
La rotazione viene azionata da un motore posizionato sulla colonna centrale, la quale crea un varco di 15cm sulla superficie fotovoltaica.



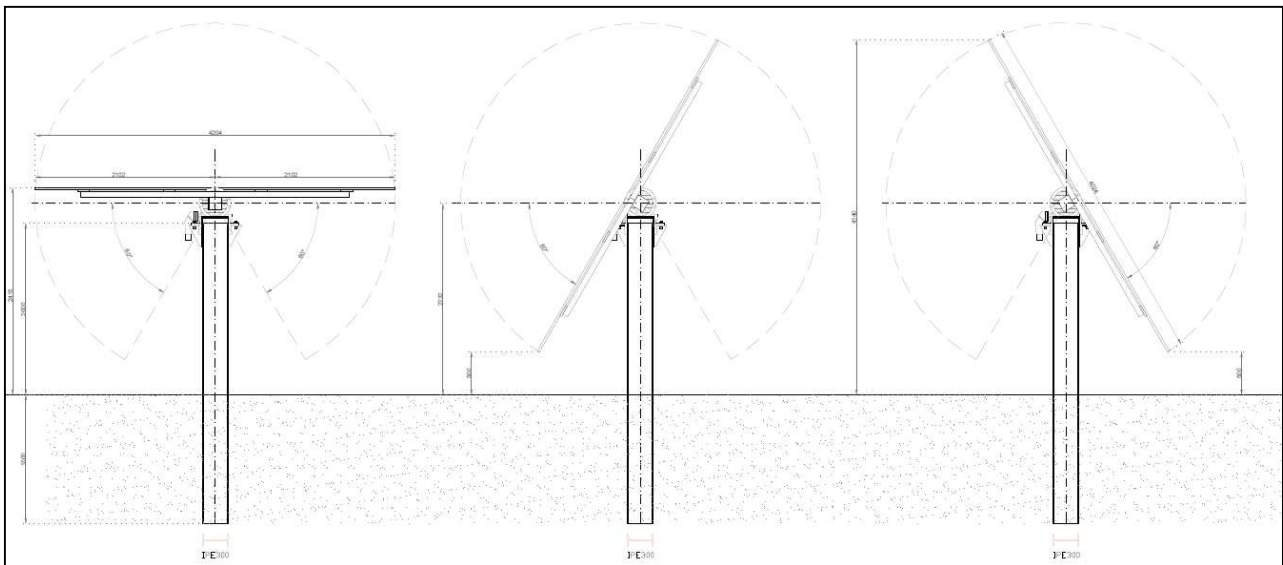
(Fig.: 8.2.2 motore)

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:

- 120.900 moduli FV;
- 4650 stringhe;

- 26 moduli per stringa.

Il generatore fotovoltaico è suddiviso in 9 sottocampi di differenti tipologie. In particolare sarà costituito da:

- N° 4 Sottocampi fotovoltaici aventi le seguenti caratteristiche:
 - 14.664 moduli;
 - 564 stringhe;
 - 26 moduli per stringa;
 - una cabina di sottocampo con 4 inverter, quadri BT, MT e 1 trasformatore da 7.200 kVA.
- N° 4 Sottocampi fotovoltaici aventi le seguenti caratteristiche:
 - 12.012 moduli;
 - 462 stringhe;
 - 26 moduli per stringa;
 - una cabina di sottocampo con 4 inverter, quadri BT, MT e 1 trasformatore da 7.200 kVA.
- N° 1 Sottocampo fotovoltaico avente le seguenti caratteristiche:
 - 14.196 moduli;
 - 546 stringhe;
 - 26 moduli per stringa;
 - una cabina di sottocampo con 4 inverter, quadri BT, MT e 1 trasformatore da 7.200 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 $-0,28\%/^{\circ}\text{C}$ 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 MODULI FV	(Tipo) Jinko Solar - JKM540M-72HL4-TV Bifacial		
Pmpp	540		W
Vmpp	40,76		V
Imp	13,25		A
Voc	49,26		V
Isc	13,99		A

CARATTERISTICHE SOTTOCAMPO	TIPO-154	
sottocampi	4	n°
moduli per sottocampi	12.012	n°
moduli per stringa	26	n°
n° stringhe x sottocampo	462	n°
Strutture per Sottocampo	154	n°

CARATTERISTICHE SOTTOCAMPO	TIPO-182	
sottocampi	1	n°
moduli per sottocampi	14.196	n°
moduli per stringa	26	n°
n° stringhe x sottocampo	546	n°
Strutture per Sottocampo	182	n°

CARATTERISTICHE SOTTOCAMPO	TIPO-188	
sottocampi	4	n°
moduli per sottocampi	14.664	n°
moduli per stringa	26	n°
n° stringhe x sottocampo	564	n°
Strutture per Sottocampo	188	n°

DATI CABINA SOTTOCAMPO	(Tipo) INGECON SUN POWER STATION 7200 MSK (4x1640kVA inverter + 1x7200 kVA Outdoor Power Transformer)	
P min ingresso per Inverter	1.620.000	W
P max ingresso per Inverter	2.128.000	W
Vdc max ingresso per Inverter	1.500	V
Vmppt min ingresso per Inverter	894	V
Vmppt max ingresso per Inverter	1.300	V
Imppt max ingresso per Inverter	1.870	A
Numero di MPPT per Inverter	1	n°
N° max input DC per Inverter	15	n°
P min ingresso per Cabina	6.480.000	W
P max ingresso per Cabina	8.512.000	W
Imppt max ingresso per Cabina	7.480	A

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:

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

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

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

dove:

V_m = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv\ MPPT\ min}$ = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{inv\ MPPT\ max}$ = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

V_{oc} = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv\ max}$ = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter.

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

Potenza Massima P_m (W)	P_{nom} (W)	540,00
Tensione MPP	V_{mpp} (V)	40,76
Corrente MPP	I_{mpp} (A)	13,25
Tensione Circuito Aperto	V_{oc} (V)	49,26
Corrente Corto Circuito	I_{cc} (A)	13,93
P_m Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,350
I_{sc} Variazione con temperatura	(%/°C)	0,048
V_{oc} Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,280

Dati Fisici

Altezza	(mm)	2274	
Larghezza	(mm)	1134	
Area	(mq)	2,58	Area modulo
Tensione a MPPT (-10 °C)	-10	1163,62	(V)
Tensione a MPPT (25 °C)	25	1059,76	(V)
Tensione a MPPT (50 °C)	50	985,58	(V)
Tensione a MPPT (70°C)	70	926,23	(V)
Potenza stringa a MPPT (25°C)	25	14,04	(kW)
Corrente di corto circuito max (25°C)	25	13,93	
Tensione OC	(V)	1280,76	

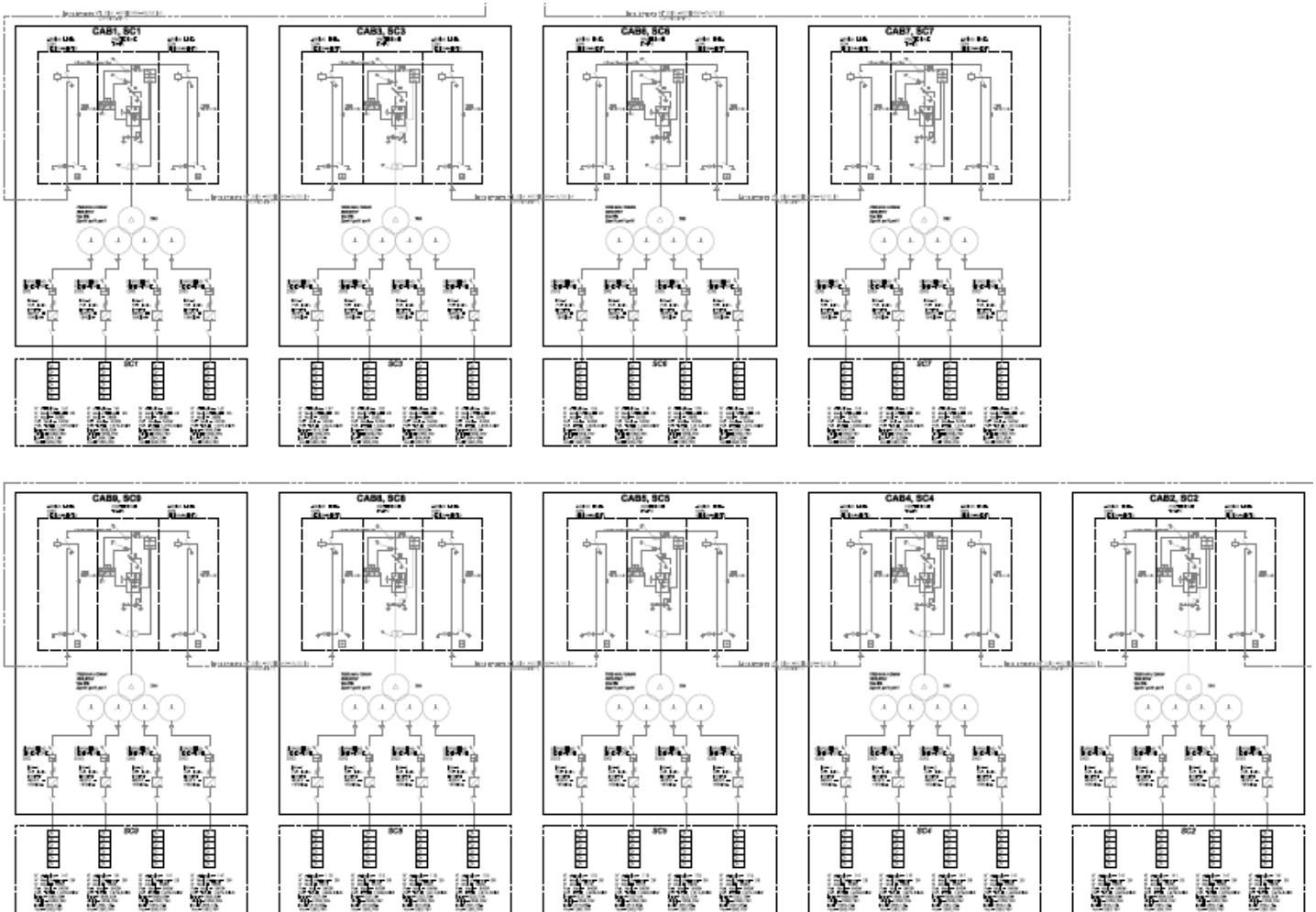
N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate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

8.4. Configurazione impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.9 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 circa 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.

Nello schema elettrico unifilare MT/BT viene mostrato la suddivisione dell'impianto di generazione in sottocampi, con i dati relativi al numero delle stringhe e alla potenza nominale in c.c..



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:

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

dove

IB = corrente d'impiego del cavo

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO “MONTALTO-PESCIA” RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 Antex <small>group</small> Ingegneria & Innovazione		
		28/03/21	REV: 1	Pag.19

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 rincalzo 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 trasversi 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).

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO “MONTALTO-PESCIA” RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 Ingegneria & Innovazione		
		28/03/21	REV: 1	Pag.23

- 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 (CODICE PRATICA: 201900848)

La connessione 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) – Regione Toscana.
- 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;

	IMPIANTO FOTOVOLTAICO “MONTALTO-PESCIA” RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	 Ingegneria & Innovazione		
		28/03/21	REV: 1	Pag.24

- 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.7.1.2 del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

Al fine della simulazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico si è stabilita 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 108.632 MWh/anno. Considerata la potenza dell'impianto si ha una produzione specifica pari a 1.664 kWh/kWp/anno.

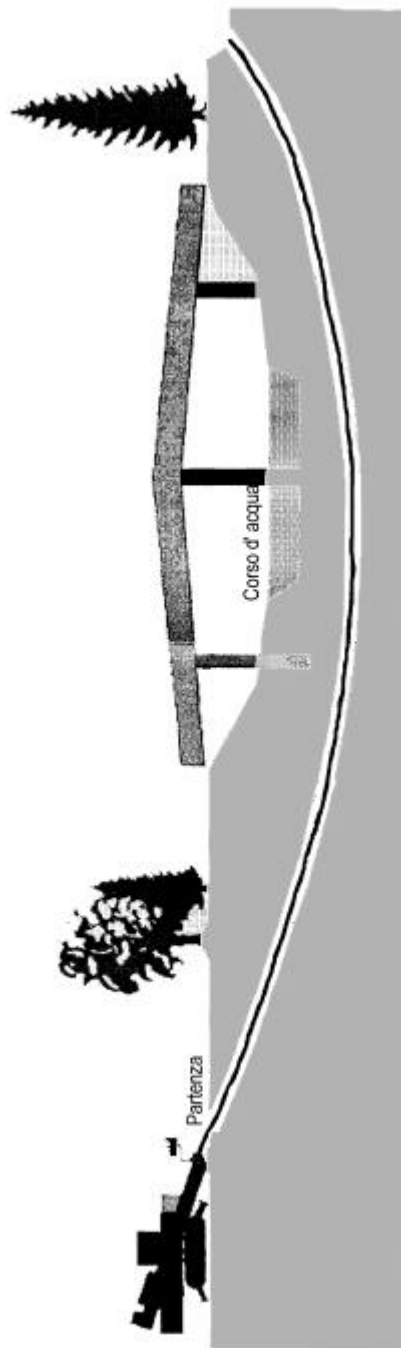
Sulla base di tutte le perdite considerate nel software, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio - PR) pari a 81,26%.

22.1. Allegato: Report PVSYST

Il Progettista:
Ing. Giuseppe Basso



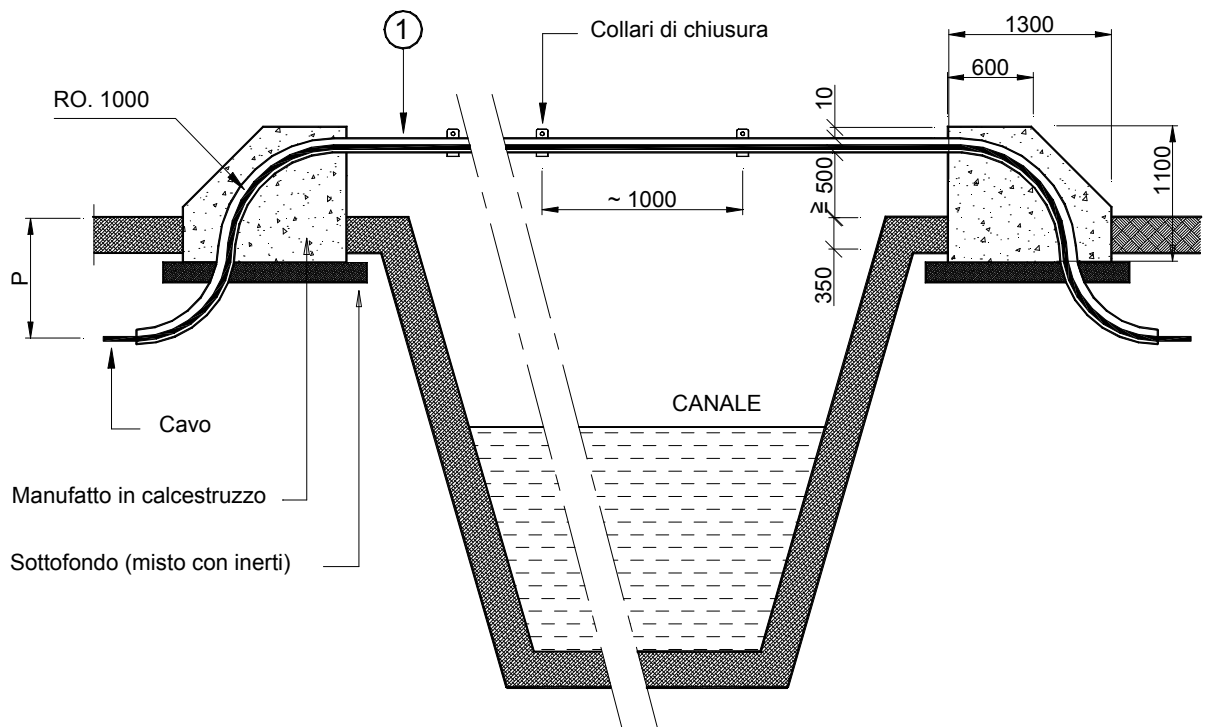
Schema del tracciato della trivella



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.

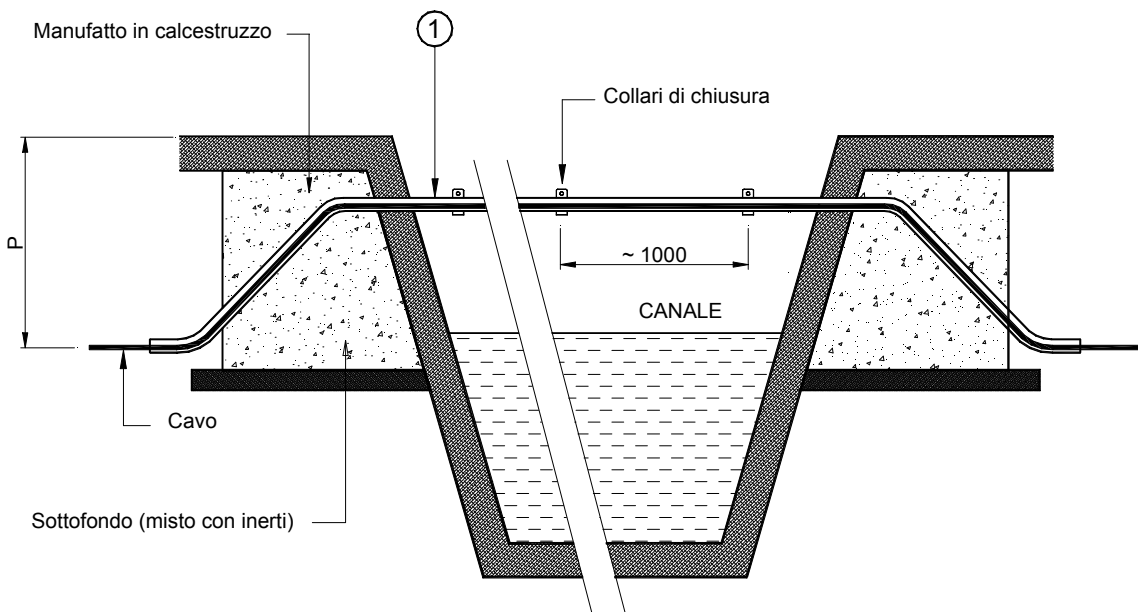
ELENCO MATERIALI

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).

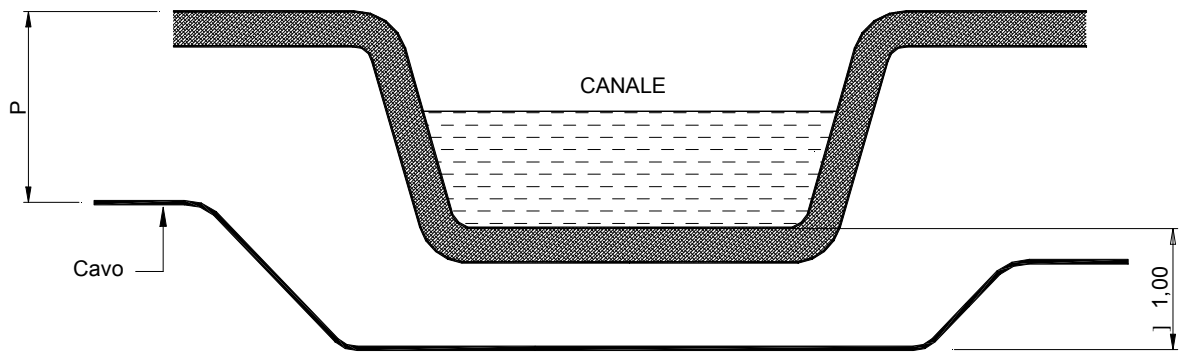
ELENCO MATERIALI

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).

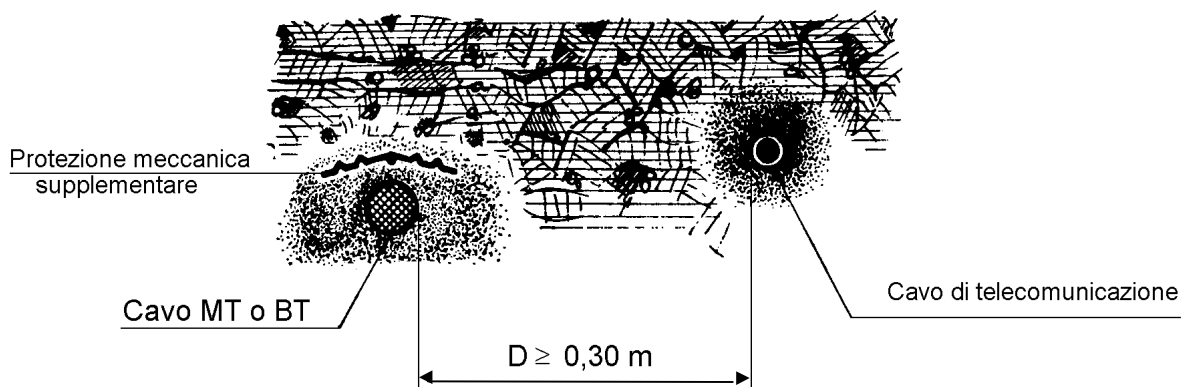
N.B.: Le sponde devono essere preventivamente adeguate per il passaggio della macchina a catena con uno sbancamento e successivamente ripristinate; per la posa con T.O.C. Vedi nota di tavola C4.1.

OPERE INTERFERENTI: CAVI DI TELECOMUNICAZIONE

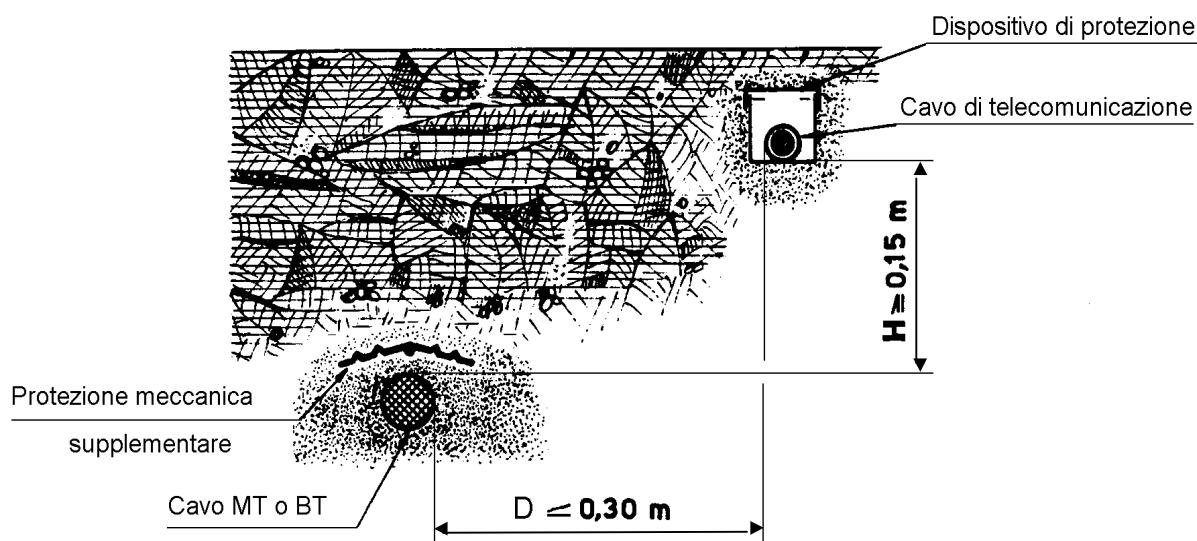
PARALLELISMI (art. 4.1.02 Norme CEI 11-17)

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:

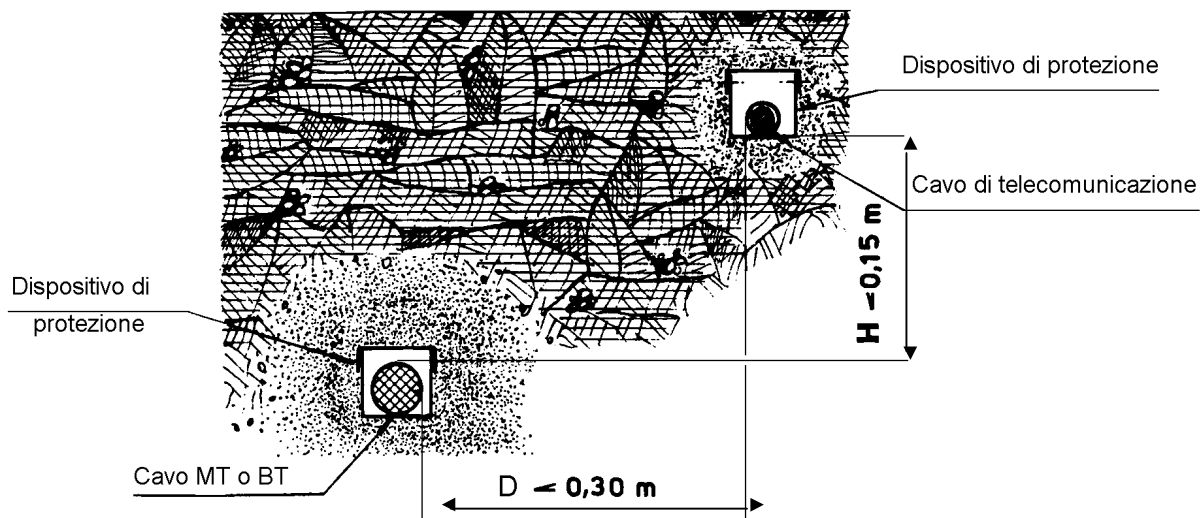


^(*) canaletta metallica

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:



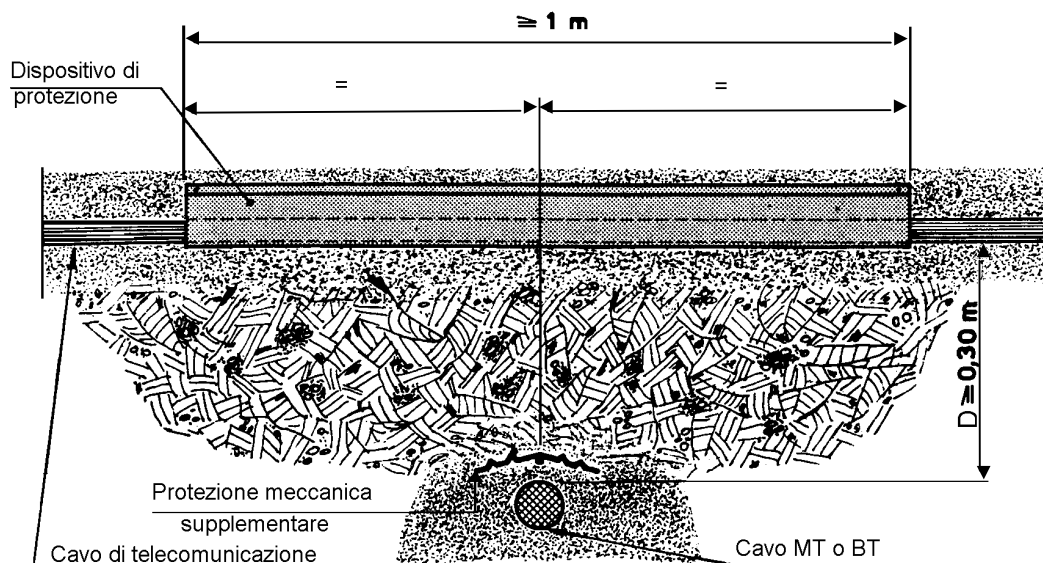
- 2) Posa dei cavi: in tubazione: non è prescritta nessuna distanza minima.

^(*) canaletta metallica

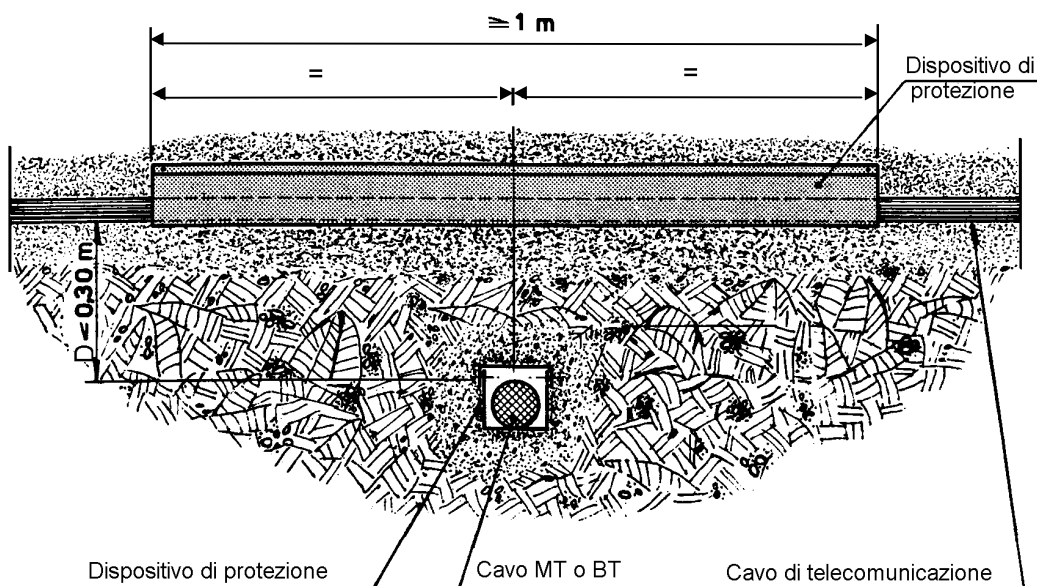
OPERE INTERFERENTI: CAVI DI TELECOMUNICAZIONE

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:



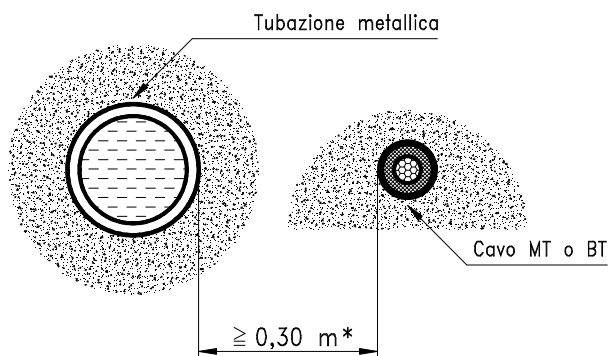
- 2) **Caso eccezionale ($D < 0,30$ m):** dispositivi di protezione^(*) da applicare su entrambi i cavi:



^(*) 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)

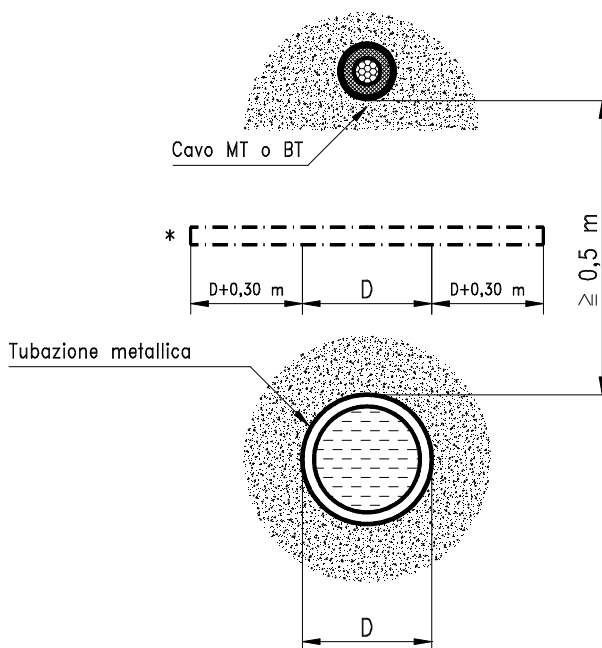
Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubazioni convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro uso tale tipo di posa è invece consentito, previo accordo fra gli Enti interessati, purché il cavo e la tubazione non siano posti a diretto contatto 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 $> 0,50 \text{ m}$, previo accordo con gli esercenti, si possono installare cavi sulla verticale delle tubazioni senza protezioni.

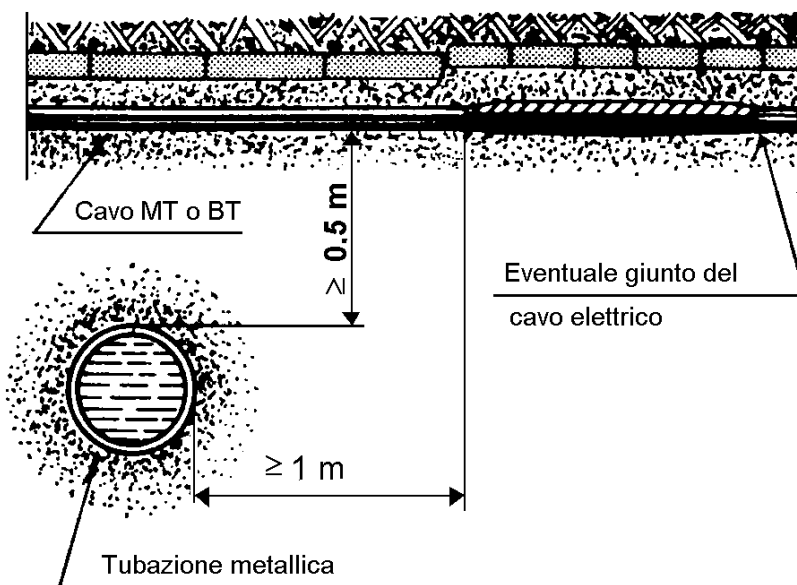


- per differenze di quota comprese fra $0,30 \text{ m}$ e $0,50 \text{ m}$ si devono interporre elementi separatori* con dimensioni minime pari alla proiezione verticale dell'altra opera interferente maggiorata di $0,30 \text{ m}$ per lato, a meno che la tubazione non sia contenuta in un manufatto di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

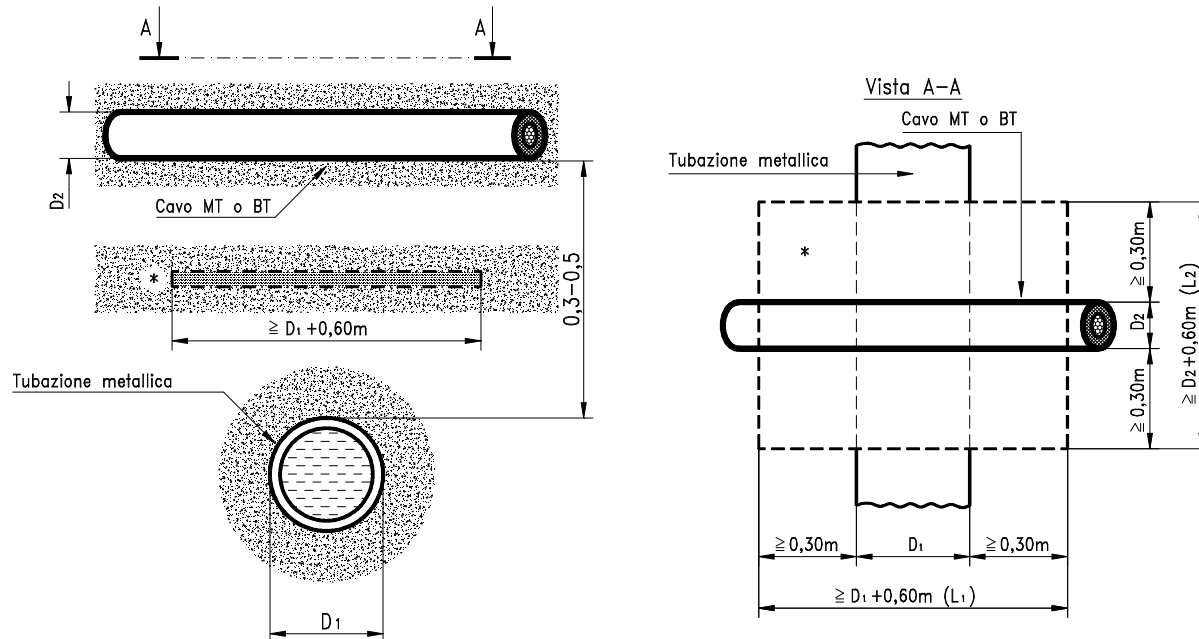
**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DI FLUIDI (Acquedotti, oleodotti, ecc.)**

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:



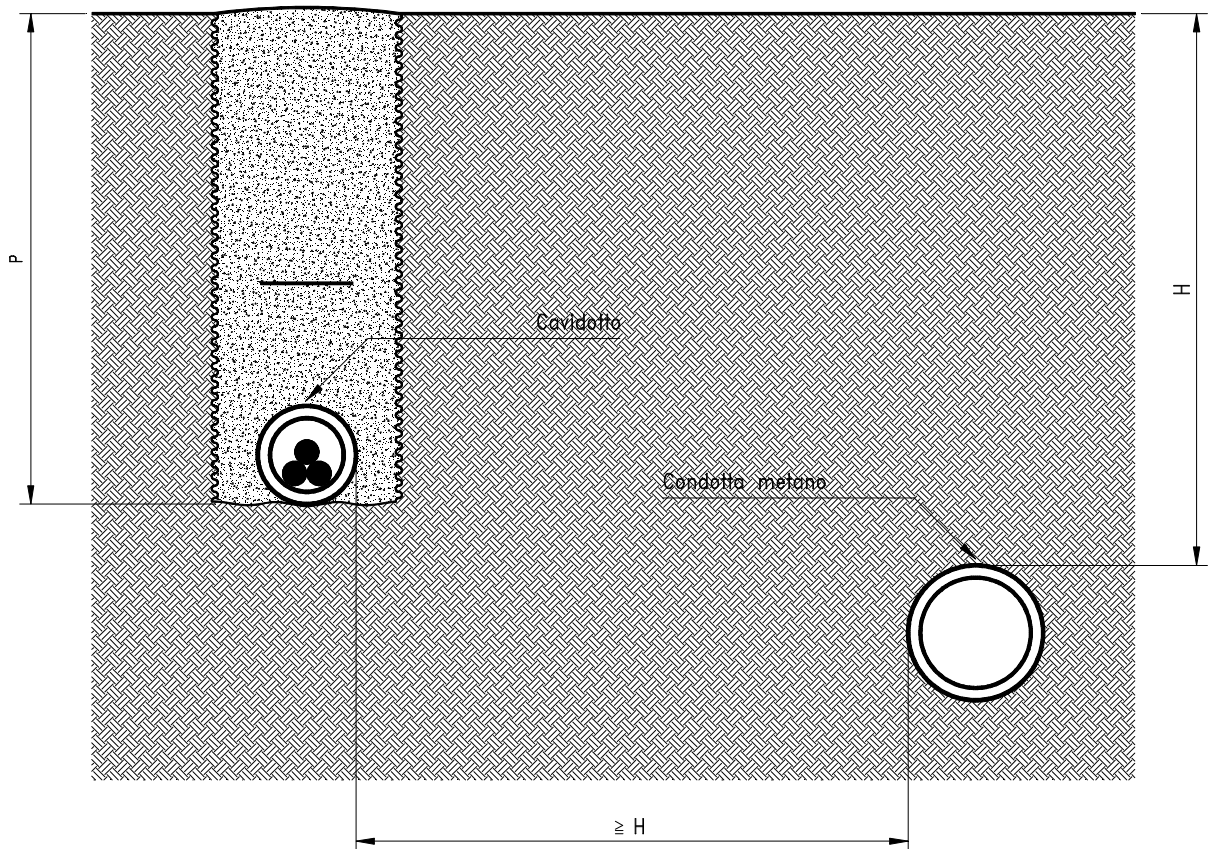
*elemento separatore rigido in materiale non metallico avente le dimensioni minime $L_1 = D_1 + 0,60$ m, $L_2 = D_2 + 0,60$ m; le prescrizioni indicate valgono anche nel caso in cui il cavo di energia incroci inferiormente la tubazione metallica.

**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.

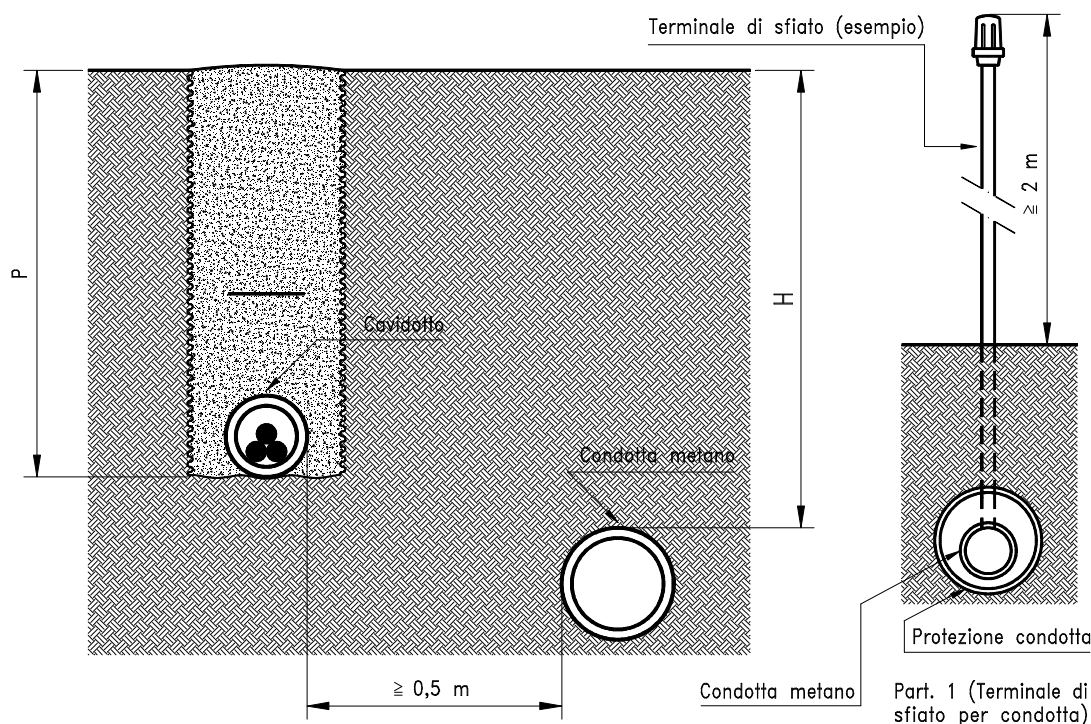
**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE CON DENSITA'
≤ 0,8 (Metano)**

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

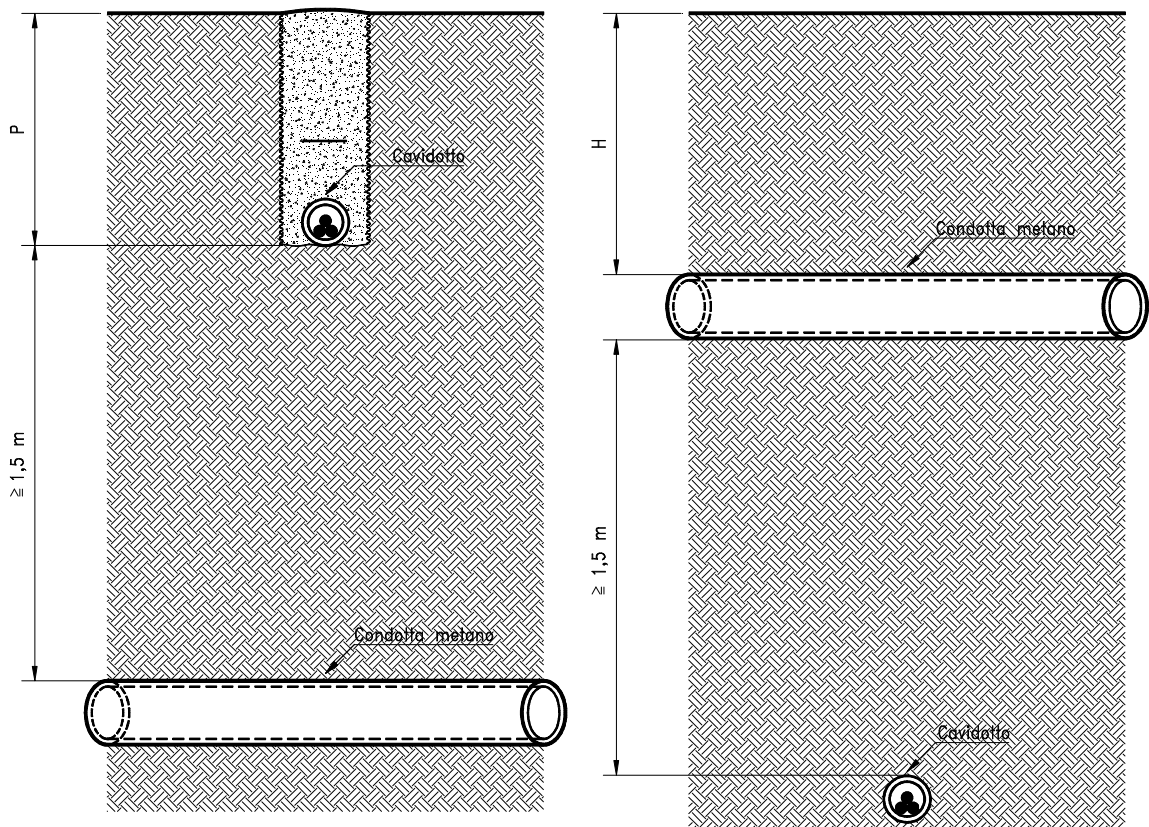
^(*) la riduzione delle distanze di rispetto deve essere sempre concordata con la Società proprietaria o concessionaria delle condotte.

**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.

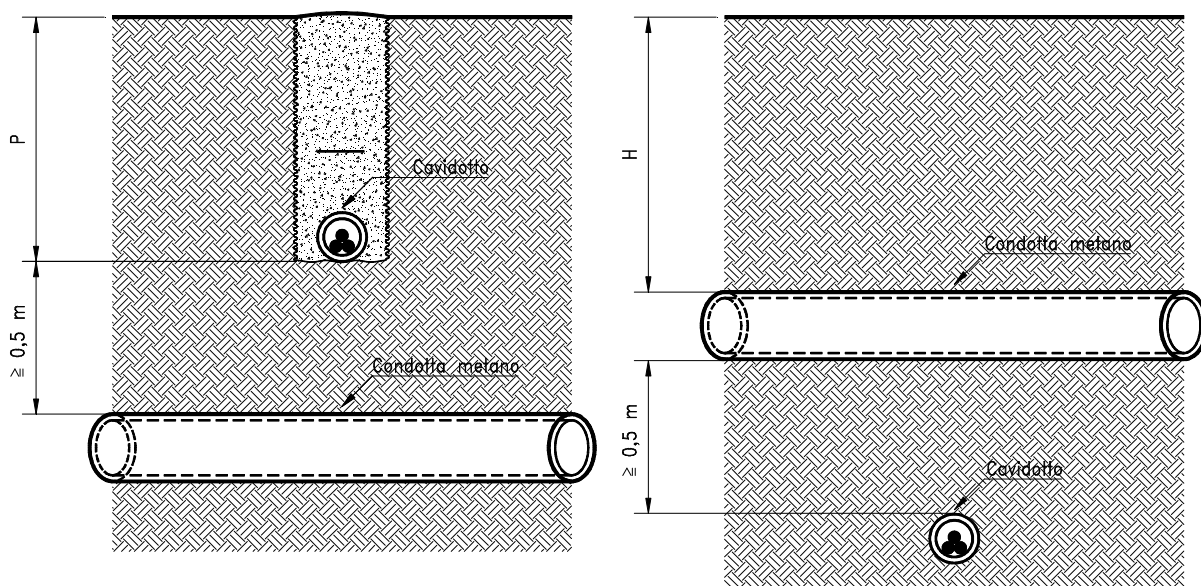
**OPERE INTERFERENTI: TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA
DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE CON DENSITA'
≤ 0,8 (Metano)**

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):

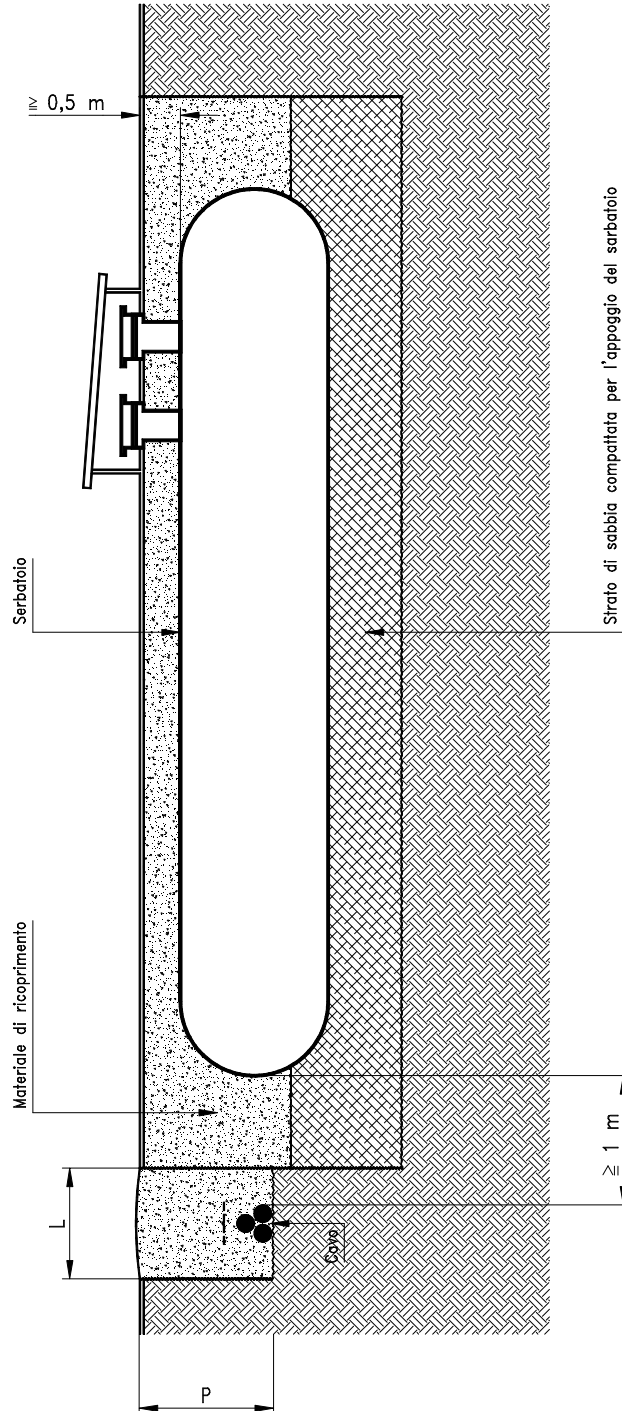
- non è prescritta nessuna distanza minima; essa deve essere comunque tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi gli impianti.

◆ 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

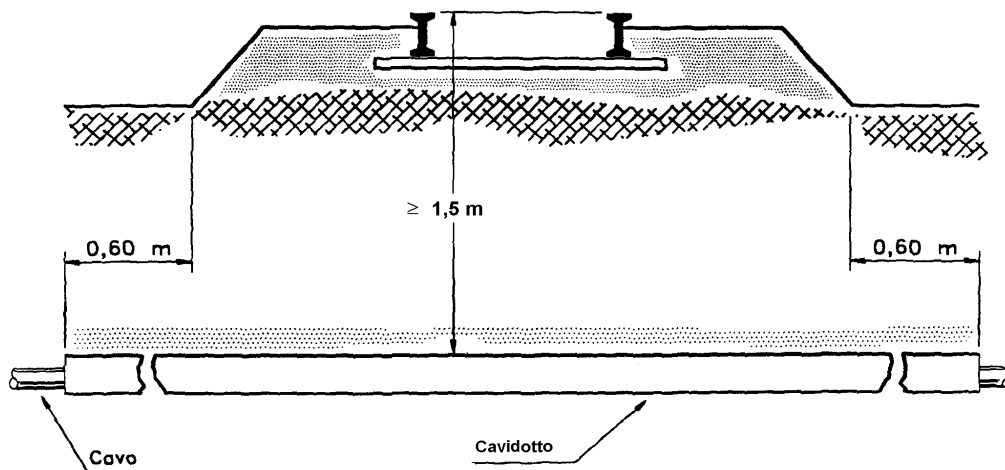


P = profondità di posa del cavo o cavidotto } Vedi Tavole parte II
 L = larghezza della canalizzazione

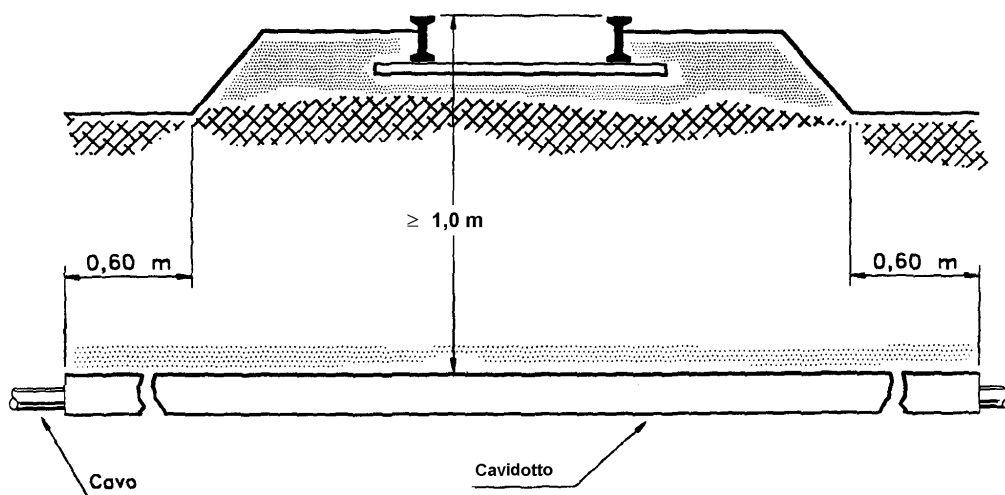
N.B.: In figura è rappresentato un esempio di serbatoio interrato di G.P.L. con capacità $> 5 \text{ m}^3$, la distanza minima indicata è valida anche per serbatoi di G.P.L. con capacità inferiore o di qualunque altro liquido infiammabile.

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

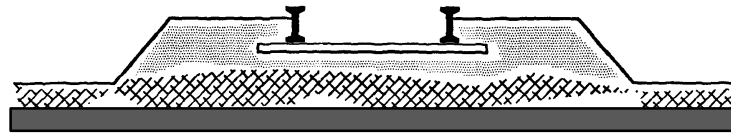
1) Ferrovia di grande comunicazione:



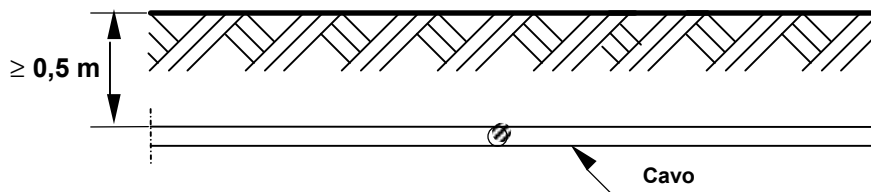
2) Ferrovie secondarie, tramvie, funicolari terrestri:



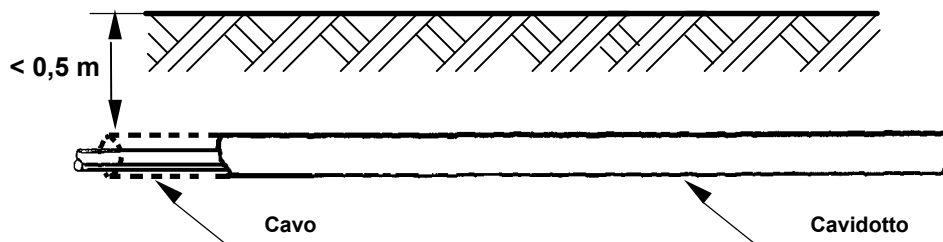
3) Caso particolare di cavo posato in gallerie praticabili sottopassanti l'opera da attraversare:



Galleria praticabile



Galleria praticabile



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

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Montalto-Pescia

Variante: Montalto-Pescia_Inseguimento-Bifacciale

Eliostati illimitati con indetreggiamento

Potenza di sistema: 65.29 MWc

Località Querciolare - Italy

PVsyst VALUTAZIONE

PVsyst VALUTAZIONE

PVsyst VALUTAZIONE

**PVsyst V7.1.2**VCO, Simulato su
01/01/21 10:51
con v7.1.2**Sommario del progetto****Luogo geografico****Località Querciolare**

Italia

Ubicazione

Latitudine 42.42 °N

Longitudine 11.55 °E

Altitudine 34 m

Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Località Querciolare

Meteonorm 7.3 (1994-2013), Sat=100% - Sintetico

Sommario del sistema**Sistema connesso in rete**

Simulazione per l'anno no 10

Eliostati illimitati con indetreggiamento**Orientamento campo FV****Orientamento**

Assi inseguimento orizzontali

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Backtracking attivato

Ombre vicine

Senza ombre

Informazione sistema**Campo FV**

Numero di moduli

120900 unità

Pnom totale

65.29 MWc

Inverter

Numero di unità

36 unità

Pnom totale

53.03 MWac

Rapporto Pnom

1.231

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 108632 MWh/anno Prod. Specif. 1664 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 81.26 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Risultati principali	7
Diagramma perdite	8
Grafici speciali	9



PVsyst V7.1.2

VCO, Simulato su
01/01/21 10:51
con v7.1.2

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV		Algoritmo dell'inseguimento	
Orientamento		Calcolo astronomico	
Assi inseguimento orizzontali		Backtracking attivato	
		Strategia Backtracking	
		N. di eliostati 999 unità	
		Eliostati illimitati	
		Dimensioni	
		Distanza eliostati 9.70 m	
		Larghezza collettori 4.70 m	
		Fattore occupazione (GCR) 48.5 %	
		Banda inattiva sinistra 0.02 m	
		Banda inattiva destra 0.02 m	
		Angolo limite indetreggiamento	
		Limiti phi +/- 60.6 °	
Modelli utilizzati			
Trasposizione Perez			
Diffuso Perez, Meteonorm			
Circumsolare separare			
Orizzonte		Ombre vicine	
Orizzonte libero		Senza ombre	
Sistema a moduli bifacciali		Bisogni dell'utente	
Modello		Calcolo 2D	
		eliostati illimitati	
Bifacial model geometry		Definizioni per il modello bifacciale	
Distanza eliostati 9.70 m		Albedo dal suolo 0.30	
ampiezza eliostati 4.74 m		Fattore di Bifaccialità 70 %	
Angolo limite di tracciamento 60 °		Ombreg. posteriore 5.0 %	
GCR 48.9 %		Perd. Mismatch post. 10.0 %	
Altezza dell'asse dal suolo 2.50 m		Trasparenza del modul FV 0.0 %	

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Generic	Costruttore	Generic
Modello	JKM540M-72HL4-TV	Modello	Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	540 Wp	Potenza nom. unit.	1473 kWac
Numero di moduli FV	120900 unità	Numero di inverter	36 unità
Nominale (STC)	65.29 MWc	Potenza totale	53028 kWac
Campo #1 - Sottocampo #1			
Numero di moduli FV	14664 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7919 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	564 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	
Pmpp	7223 kWc	911-1300 V	
U mpp	960 V	Potenza max. (=>30°C) 1637 kWac	
I mpp	7521 A	Rapporto Pnom (DC:AC) 1.34	



PVsyst V7.1.2

VCO, Simulato su
01/01/21 10:51
con v7.1.2

Caratteristiche campo FV

Campo #2 - Sottocampo #2

Numero di moduli FV	14664 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7919 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	564 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	911-1300 V
Pmpp	7223 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac
U mpp	960 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.34
I mpp	7521 A		

Campo #3 - Sottocampo #3

Numero di moduli FV	14196 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7666 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	546 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	911-1300 V
Pmpp	6993 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac
U mpp	960 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.30
I mpp	7281 A		

Campo #4 - Sottocampo #4

Numero di moduli FV	14664 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7919 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	564 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	911-1300 V
Pmpp	7223 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac
U mpp	960 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.34
I mpp	7521 A		

Campo #5 - Sottocampo #5

Numero di moduli FV	12012 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	6486 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	462 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	911-1300 V
Pmpp	5917 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac
U mpp	960 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.10
I mpp	6161 A		

Campo #6 - Sottocampo #6

Numero di moduli FV	12012 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	6486 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	462 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	911-1300 V
Pmpp	5917 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac
U mpp	960 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.10
I mpp	6161 A		

Campo #7 - Sottocampo #7

Numero di moduli FV	12012 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	6486 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	462 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	911-1300 V
Pmpp	5917 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac
U mpp	960 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.10
I mpp	6161 A		



PVsyst V7.1.2

VC0, Simulato su
01/01/21 10:51
con v7.1.2

Caratteristiche campo FV

Campo #8 - Sottocampo #8

Numero di moduli FV 14664 unità
 Nominale (STC) 7919 kWc
 Moduli 564 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
 Pmpp 7223 kWc
 U mpp 960 V
 I mpp 7521 A

Numero di inverter 4 unità
 Potenza totale 5892 kWac
 Voltaggio di funzionamento 911-1300 V
 Potenza max. (=>30°C) 1637 kWac
 Rapporto Pnom (DC:AC) 1.34

Campo #9 - Sottocampo #9

Numero di moduli FV 12012 unità
 Nominale (STC) 6486 kWc
 Moduli 462 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
 Pmpp 5917 kWc
 U mpp 960 V
 I mpp 6161 A

Numero di inverter 4 unità
 Potenza totale 5892 kWac
 Voltaggio di funzionamento 911-1300 V
 Potenza max. (=>30°C) 1637 kWac
 Rapporto Pnom (DC:AC) 1.10

Potenza PV totale

Nominale (STC) 65286 kWp
 Totale 120900 moduli
 Superficie modulo 311767 m²
 Superficie cella 287432 m²

Potenza totale inverter

Potenza totale 53028 kWac
 N. di inverter 36 unità
 Rapporto Pnom 1.23

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 3.0 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
 Uc (cost) 29.0 W/m²K
 Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdita diodo di serie

Perdita di Tensione 0.7 V
 Fraz. perdite 0.1 % a STC

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 2.0 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.8 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 2.0 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Degrado medio dei moduli

Anno n° 10
 Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno

Mismatch dovuto a degrado

Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno
 Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.989	0.964	0.922	0.729	0.000

Correzione spettrale

Primo modello solare
 Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

coefficienti	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



PVsyst V7.1.2

VCO, Simulato su
01/01/21 10:51
con v7.1.2

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.26 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #1 - Sottocampo #1**Res. globale campo 2.1 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #3 - Sottocampo #3**Res. globale campo 2.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #5 - Sottocampo #5**Res. globale campo 2.6 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #7 - Sottocampo #7**Res. globale campo 2.6 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #9 - Sottocampo #9**Res. globale campo 2.6 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #2 - Sottocampo #2**Res. globale campo 2.1 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #4 - Sottocampo #4**Res. globale campo 2.1 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #6 - Sottocampo #6**Res. globale campo 2.6 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC**Campo #8 - Sottocampo #8**Res. globale campo 2.1 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite sistema

indisponibilità del sistemafrazione di tempo 2.0 %
7.3 giorni,
3 periodi**Perdite ausiliarie**

Cons. aus. notturno 50.0 kW

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MTTensione inverter 630 Vac tri
Fraz. perdite 0.1 % a STC**Inverter: Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000**Sezione cavi (20 Inv.) Rame 20 x 3 x 1200 mm²
Lunghezza media dei cavi 10 m**Inverter: Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000**Sezione cavi (16 Inv.) Rame 16 x 3 x 1000 mm²
Lunghezza media dei cavi 10 m**Linea MV fino alla iniezione**Voltaggio MV 30 kV
Media ciascun inverter
Conduttori All 3 x 240 mm²
Lunghezza 6000 m
Fraz. perdite 0.6 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 30 kV

Perdite di operazione in STCPotenza nominale a STC (PNomac) 7786 kVA
Perdita ferro (scollegato di notte) 0.87 kW/Inv.
Fraz. perdite 0.1 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 4.59 mΩ/inv.
Fraz. perdite 1.0 % a STC



PVsyst V7.1.2

VC0, Simulato su
01/01/21 10:51
con v7.1.2

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 108632 MWh/anno

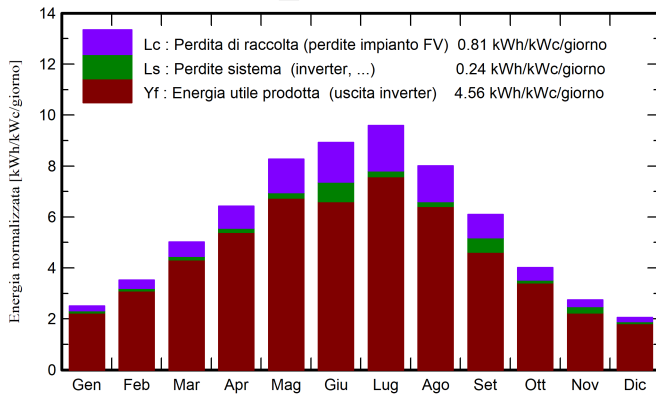
Prod. Specif.

1664 kWh/kWc/anno

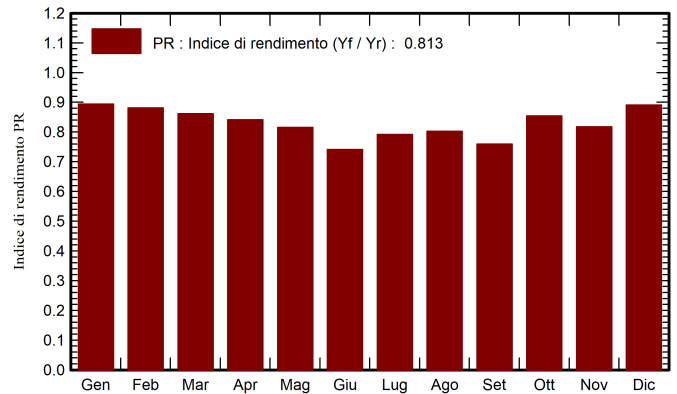
Indice di rendimento PR

81.26 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



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	58.7	23.09	6.19	77.8	73.6	4704	4539	0.894
Febbraio	75.8	30.38	7.42	98.7	93.4	5869	5678	0.882
Marzo	122.6	53.62	10.92	155.6	147.3	9029	8750	0.861
Aprile	153.3	67.83	14.12	192.7	182.6	10912	10578	0.841
Maggio	201.0	76.07	19.26	256.5	243.8	14084	13661	0.816
Giugno	209.6	76.77	22.99	267.7	254.5	14461	12961	0.742
Luglio	228.4	69.90	25.70	297.4	283.6	15833	15368	0.791
Agosto	192.6	72.83	25.48	248.2	235.9	13394	13007	0.803
Settembre	141.1	52.43	20.21	182.9	173.6	10162	9066	0.759
Ottobre	97.3	44.21	16.85	124.4	117.8	7162	6938	0.854
Novembre	63.4	27.57	11.66	82.2	77.5	4872	4386	0.817
Dicembre	48.8	24.21	7.65	63.6	59.9	3844	3701	0.891
Anno	1592.6	618.91	15.76	2047.8	1943.4	114326	108632	0.813

Legenda

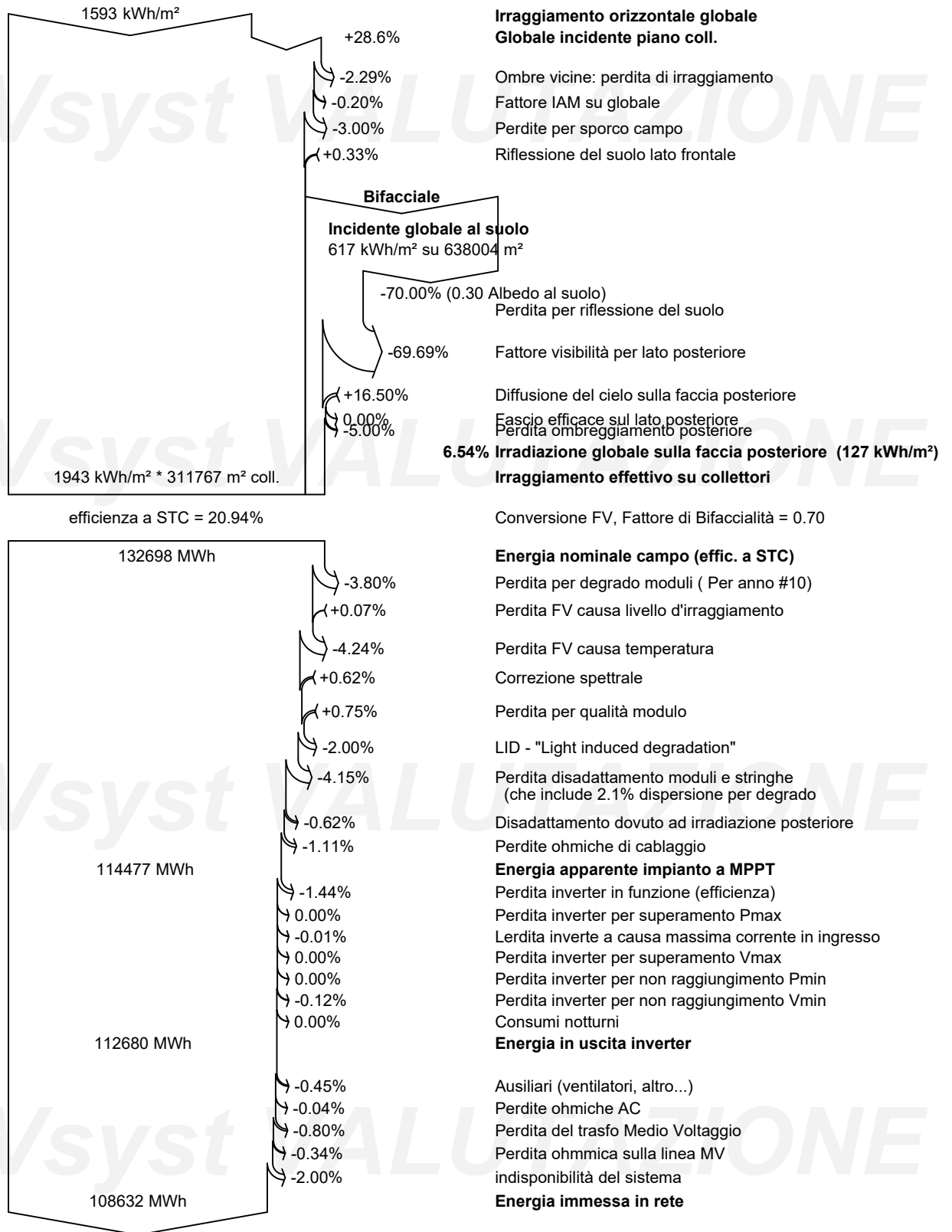
GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo
 E_Grid Energia immessa in rete
 PR Indice di rendimento



PVsyst V7.1.2
VCO, Simulato su
01/01/21 10:51
con v7.1.2

Diagramma perdite



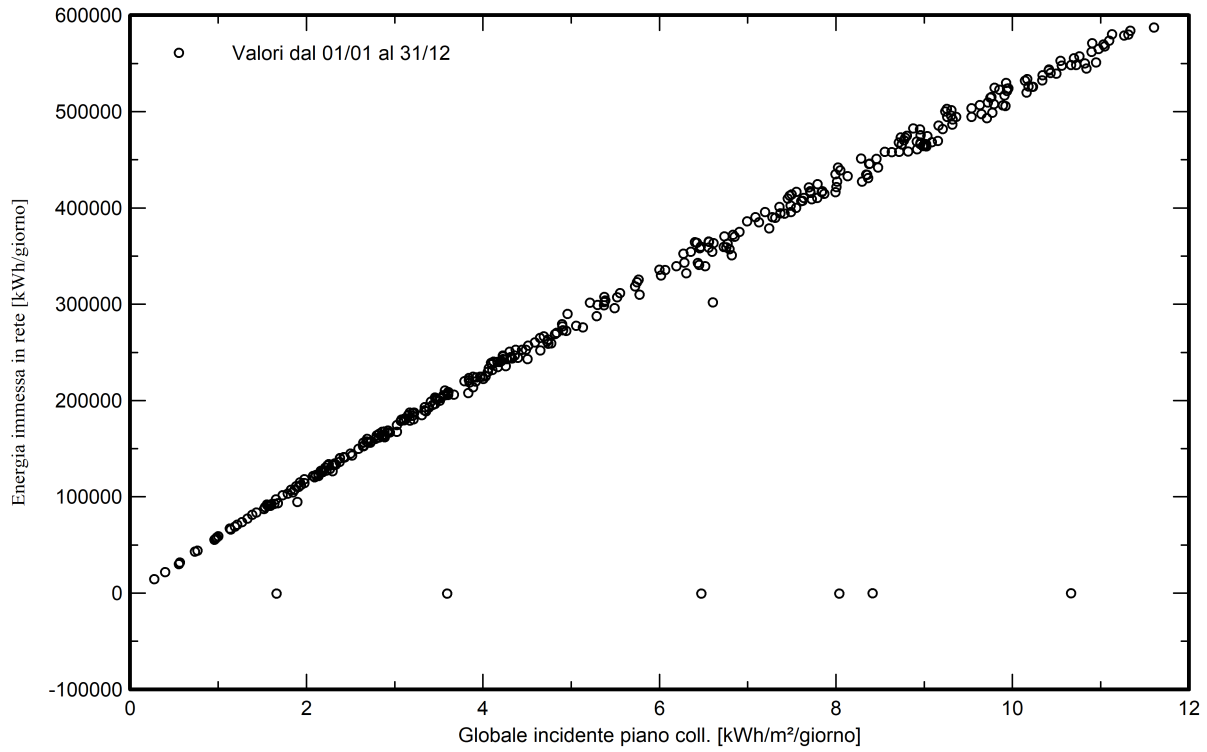


PVsyst V7.1.2

VC0, Simulato su
01/01/21 10:51
con v7.1.2

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

