

**PROPONENTE:**

HEPV30 S.R.L.
via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN)
hepv30srl@legalmail.it

MANAGEMENT:

EHM.Solar

EHM.SOLAR S.R.L.
Via della Rena, 20 39100 Bolzano - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799
info@ehm.solar
c.fiscale, p.iva e R.I. 03033000211

NOME COMMESSA:

**COSTRUZIONE ED ESERCIZIO IMPIANTO
AGROVOLTAICO AVENTE POTENZA NOMINALE PARI A
7.500kW E POTENZA MODULI PARI A 10.124,4kWp, CON
RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA,
SITO IN BRINDISI (BR) AL FG.187 PART.N.9-128-182-184-
246 -38-176-177-44-63-124-127 IMPIANTO 13B**

STATO DI AVANZAMENTO COMMESSA:

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE UNICA

CODICE COMMESSA:

HE.19.0092

PROGETTAZIONE INGEGNERISTICA:

Heliopolis

Galleria Passarella, 1 20122 Milano - Italy
tel. +39 02 37905900
via Alto Adige, 160/A 38121 Trento - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799

www.heliopolis.eu
info@heliopolis.eu

c.fiscale, p.iva e R.I. Milano 08345510963

**PROGETTISTA:**

ORDINE DEGLI INGEGNERI
DELLA PROV. DI TRENTO
dott. ing. ALBERTO ALBUZZI
ISCRIZIONE ALBO N° 2435

COLLABORATORE: Girardi per.ind. Mirko

AMBIENTE IDRAULICA STRUTTURE

Dott. Ing. Orazio Tricarico
Via della Resistenza, 48/B1 - 70125 Bari (BA)
t. +39 080 3219948
info@atechsrl.net www.atechsrl.net

**STUDI ARCHEOLOGICI**

Dott.ssa Paola Iacovazzo
via del Tratturello Tarantino n. 6 - 74123 Taranto (TA)

museion-archeologia@libero.it

**RILIEVI TOPOGRAFICI E STUDI GEOLOGICI**

GEOSECURE Geological & Geophysical Services
Via Tuscolana, 1003 - 00174 Roma (RM) SEDE LEGALE
Via Barcellona, 18 - 86021 Bojano (CB) SEDE OPERATIVA
t.+ 39 0874783120 info@geosecure.it

STUDI PEDO-AGRONOMICI

Dott. Agr. Matteo Sorrenti

STUDI FAUNISTICI

Dott. Nat. Maria Grazia Fraccalvieri

CONSULENZA LEGALE

STUDIO LEGALE PATRUNO
Via Argiro, 33 Bari
t.f. +39 080 8693336

**OGGETTO:**

RELAZIONE TECNICO ILLUSTRATIVA IMPIANTI

SCALA:

-

NOME FILE:

QEL3745_RelazioneTecnicaImpianti.PDF

DATA:

SETTEMBRE 2021

TAVOLA:

DIE.RE01

N. REV.	DATA	REVISIONE
0	09.2021	Emissione

ELABORATO

C.Maestri

VERIFICATO

responsabile commessa
A.Albuzzi

VALIDATO

direttore tecnico
N.Zuech

Costruzione ed esercizio
impianto agrovoltaico avente
potenza nominale pari a
7.500kW e potenza moduli
pari a 10.124,40kWp con
relativo collegamento alla
rete elettrica

Impianto 13B

RELAZIONE TECNICO ILLUSTRATIVA IMPIANTI

SETTEMBRE 2021

Sommario

1	Oggetto del documento	4
1.1	Premessa	4
1.2	Qualità dei materiali impiegati	4
1.3	Committente, edificio, impianto	4
1.4	Tipo di intervento e limiti di competenza	5
1.5	Leggi di riferimento	5
1.6	Normative di riferimento	7
2	Sito di installazione	13
2.1	Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico	13
2.2	Disponibilità della fonte solare	13
2.2.1	Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale	13
2.3	Fattori morfologici e ambientali	15
2.3.1	Ombreggiamento	15
2.3.2	Albedo	17
3	Descrizione dell'intervento	18
3.1	Impianto/generatore fotovoltaico	19
3.2	Impianto di rete per la connessione (sezione di consegna)	21
3.2.1	Tipologia di cavi di MT per l'impianto di rete per la connessione	23
3.2.2	Dimensionamento di cavi di MT per l'impianto di rete per la connessione	25
3.2.3	Modalità di posa dei cavi per l'impianto di rete per la connessione	26
3.3	Impianto di utenza per la connessione e reti interne	33
3.3.1	Tipologia di cavi di MT	33
3.3.2	Criterio di dimensionamento dei cavi	33
3.3.3	Modalità di posa interrata dei cavi	33
3.3.4	Cavidotti e pozzetti	33
3.3.5	Edificio/ambiente	34
3.3.6	Impianto	35
3.3.7	Impianto di terra	35
3.3.8	Illuminamento normale	36
3.3.9	Illuminamento in emergenza	36

3.4	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti in MT	36
3.5	Protezione contro i contatti diretti ed indiretti in BT	36
3.6	Opere di compensazione	37
3.7	Generatore fotovoltaico	38
3.8	Caratteristiche del generatore fotovoltaico	38
3.9	Struttura di sostegno dei moduli	41
3.10	Architettura del Generatore Fotovoltaico	44
3.11	Pannelli fotovoltaici	45
3.12	Sistema di conversione della corrente continua in corrente alternata	46
3.13	Analisi dei vincoli.....	49
3.14	INTERFERENZE CON ALTRI SOTTOSERVIZI	49
3.14.1	Note generali.....	49
3.14.2	Interferenze con linee di telecomunicazione.....	49
3.14.3	Attraversamenti stradali	49
3.14.4	Attraversamento linea BT	54
3.14.5	Attraversamento linea MT-AT	55
4	PIANO DI DISMISSIONE	57
4.1	Fasi della dismissione.....	57
4.2	Riciclo e rifiuti.....	57
4.3	Pannelli FV.....	58
4.4	Strutture di sostegno	58
4.5	Impianto elettrico	58
4.6	Normativa sui rifiuti	59
4.7	Computo metrico indicativo dei lavori di smantellamento dell'impianto	61
5	ANALISI COSTI-BENEFICI.....	62
5.1	Analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche a livello locale.....	62
5.1.1	Ricadute in fase di realizzazione	65
5.1.2	Ricadute in fase di gestione	65
5.1.3	Conclusioni dell'analisi costi benefici.....	65
6	PROCEDURE DI CALCOLO	67
6.1	Criterio generale di progetto	67

6.2	Criterio di stima dell'energia prodotta	67
6.3	Criterio di verifica elettrica	68
6.4	Generatore IMPIANTO 13B NORD 1	69
6.5	Generatore IMPIANTO 13B NORD 2	78
6.6	Generatore IMPIANTO 13B SUD 1	86
6.7	Generatore IMPIANTO 13B SUD 2	95

1 OGGETTO DEL DOCUMENTO

1.1 Premessa

Il presente elaborato riguarda la realizzazione di un parco fotovoltaico per la produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento del sole da realizzarsi nel Comune di Brindisi (BR) a cura della società HEPV30 S.R.L.

In Allegato A è riportato il certificato camerale della società HEPV30 S.R.L., con sede legale a TRENTO (TN) in Via Alto Adige 160/A, CAP 38121.

L'intervento nel suo complesso prevede, oltre alla realizzazione dell'impianto di produzione, la realizzazione di tutte le opere accessorie necessarie per la connessione alla rete elettrica esistente di proprietà E-DISTRIBUZIONE S.P.A. Il progetto prevede la connessione dell'impianto tramite due nuovi punti di connessioni derivati in antenna dalla nuova Cabina Primaria di Cellino anch'essa derivata in antenna dalla nuova Stazione Elettrica 380/150kV di Cellino. La proponente HEPV30srl ha demandato alla società HEPV02srl la progettazione e la realizzazione delle Stazione Elettrica 380/150kV di Terna e della Cabina Primaria di E-Distribuzione.

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "Impianto 13B", si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

1.2 Qualità dei materiali impiegati

Tutti i componenti degli impianti devono essere marcati CE, devono essere di qualità comprovata e dotati di contrassegno CEI e/o marchio I.M.Q., ove applicabile o di equivalente contrassegno se di produzione estera.

1.3 Committente, edificio, impianto

- Committente HEPV30
- Utente finale HEPV30
- Utilizzo dell'edificio/impianto Parco fotovoltaico 13B 7120kW
TICA 245612801 4220kW
TICA 235649426 2900kW

- Ubicazione dell'edificio/impianto
 - TICA 245612801 4220kW Comune di Brindisi (BR)
- Strada Comunale 59
 - TICA 235649426 2900kW Comune di Brindisi (BR)
- Strada Comunale 37

1.4 Tipo di intervento e limiti di competenza

- Tipo di intervento: Redazione del progetto definitivo per impianto elettrico di produzione e connessione alla rete elettrica in MT
- Limiti di competenza a monte: SE TERNA di Cellino - Cabina Primaria Cellino
- Limiti di competenza a valle: Apparecchiature di produzione
- Esclusioni: -

1.5 Leggi di riferimento

Nella stesura del presente progetto si è fatto riferimento alla seguente legislazione cogente:

Lavori pubblici	
D.Lgs. 163 dd. 12.04.2006	Codice degli appalti pubblici di lavori, servizi e forniture.
D.P.R. 05.10.2010, n. 207	Regolamento di esecuzione ed attuazione D.Lgs. 163/2006.
L.P. 10.09.1993, n. 26	Norme in materia di lavori pubblici di interesse provinciale e per le trasparenze degli appalti.
D.P.P. 11.05.2012 n. 9 – 84/Leg.	Regolamento di attuazione della L.P. 10.09.1993, n. 26.
D.M. 19.04.2000, n. 145	Regolamento recante il capitolato generale di appalto dei lavori pubblici.

Prevenzione infortuni	
Legge 03/08/2007 n. 123	"Misure in tema di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro e delega al Governo per il riassetto e la riforma della normativa in materia"
D.Leg.vo. 09/04/08 n. 81	"Attuazione dell'art. 1 della legge 03/08/07 n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro." e ss. mm. ii.

Prevenzione infortuni	
Impianti elettrici	
R.D. n. 1775 del 11/12/1933	"Testo Unico di Leggi sulle Acque e Impianti Elettrici";
Legge 01/03/1968 n. 186	"Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici e elettronici";
Legge 18/10/1977 n. 791	"Attuazione della Direttiva CEE 72/23 relativa alle garanzie di sicurezza del materiale elettrico utilizzato entro limiti di tensione";
D.P.R. 18/04/1994 n. 392	"Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza."
D.Leg.vo 25/11/1996 n. 626	"Attuazione della Direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione";
D.Leg.vo 31/07/1997 n.277	"Modificazioni al D.Leg.vo 626/96, recante attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione."
D.M.Ind.Comm.Art. 06/08/1998	"Attuazione della direttiva della Commissione 97/53/CE dell'11 settembre 1997 per l'adeguamento al progresso tecnico della direttiva 79/196/CEE del consiglio riguardante il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative al materiale elettrico destinato ad essere utilizzato in atmosfera esplosiva, per il quale si applicano taluni metodi di protezione."
Legge 22/02/2001 n.36	"Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"
D.P.C.M. 08/07/2003	"Fissazione dei limiti di esposizione, valori di attenzione ed obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50Hz) generati dagli elettrodotti."
D.M. 29/05/2003	"Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto dagli elettrodotti."
Delibera AEEGSI n° 99/08	"Testo integrato delle Connessioni Attive (TICA)"
Varie	

Prevenzione infortuni	
D.lgs. del 30/04/1992 n°285	"Nuovo codice della strada e successive integrazioni e modifiche"
L. del 9/01/1991 n°9/10	"Piano energetico nazionale"
D.M. Infrastrutture e trasporti del 5/11/2001	"Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade"
D.M. Infrastrutture e trasporti del 19/04/2006	"Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali"
D.M. Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare 23/12/2013	"Criteri ambientali minimi per l'acquisto di lampade a scarica ad alta intensità e moduli led per illuminazione pubblica, per l'acquisto di apparecchi di illuminazione per illuminazione pubblica e per l'affidamento del servizio di progettazione di impianti di illuminazione pubblica - aggiornamento 2013"
Legge Regionale Sardegna del 20 giugno 1989, n. 43	"Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici e regolamenti locali in materia di rilascio delle autorizzazioni alla costruzione degli elettrodotti, qualora presenti ed in vigore"

1.6 Normative di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Norme tecniche di riferimento	
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
CEI 99-2	"Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata"
CEI 11-17	"Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo"

Norme tecniche di riferimento	
CEI 11-25	"Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata"
CEI EN 60865-1 (CEI 11-26)	"Correnti di cortocircuito – Calcolo degli effetti. Parte 1"
CEI 99-5	"Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a."
Impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione (fino a 1000V in c.a. e a 1500V in c.c.)	
CEI 64-8/1	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali"
CEI 64-8/2	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 2: Definizioni"
CEI 64-8/3	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 3: Caratteristiche generali"
CEI 64-8/4	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 4: Prescrizioni per la sicurezza"
CEI 64-8/5	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 5: Scelta ed installazione dei componenti elettrici"
CEI 64-8/6	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 6: Verifiche"
CEI 64-8/7	"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua. Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari"
Protezione contro i fulmini	
CEI EN 62305-1 Febbraio 2013	"Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali"

Norme tecniche di riferimento	
CEI EN 62305-2 Febbraio 2013	"Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio"
CEI EN 62305-3 Febbraio 2013	"Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone"
CEI EN 62305-4 Febbraio 2013	"Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture"
CEI 81-29 Febbraio 2014	"Linee guida per l'applicazione delle norme CEI EN 62305"
CEI 81-30 Febbraio 2014	"Protezione contro i fulmini. Reti di localizzazione fulmini (LLS). Linee guida per l'impiego di sistemi LLS per l'individuazione dei valori di Ng (Norma CEI EN 62305-2)"
Impianti elettrici	
Norma CEI 11-27	Lavori su impianti elettrici
Norma CEI 99-2	Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
Norma CEI 99-3	Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
Norma CEI 11-4+Ec	Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne.
Norma CEI 11-17+Var.VI	Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
Norma CEI 11-46	Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi - Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo - Criteri generali e di sicurezza
Norma CEI 11-47	Impianti tecnologici sotterranei - Criteri generali di posa".
Norma CEI EN 62271-100	Interruttori a corrente alternata ad alta tensione
Norma CEI EN 62271-102	Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione
Norma CEI EN 60898-1	Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari
Norma CEI 20-22	Prove d'incendio sui cavi elettrici

<i>Norme tecniche di riferimento</i>	
Norma CEI 20-37	Prove sui gas emessi durante la combustione dei materiali prelevati dai cavi;
Norma CEI EN 61009-1	Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari
Norma CEI 33-2	Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi
Norma CEI 36-12	Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V
Norma CEI EN 60044-1+Var	A1/A2 Trasformatori di corrente
Norma CEI EN 60044-2	Trasformatori di tensione induttivi
Norma CEI EN 60044-5	Trasformatori di tensione capacitivi
Norma CEI 41-1	Relè elettrici a tutto o niente e di misura. Norme generali
Norma CEI 57-2	Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata
Norma CEI 57-3	Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate
CEI 106-11	Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte I: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche
CEI 103-6	Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto
Norma CEI 64-2	Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione
Norma CEI 64-8+Var.	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua
Norma CEI EN 60076-1	Trasformatori di potenza
Norma CEI EN 60137	Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1 kV

Norme tecniche di riferimento	
Norma CEI EN 60721-3-3+ Var. A2	Classificazioni delle condizioni ambientali
Norma CEI EN 60721-3-4+ Var. A1	Classificazioni delle condizioni ambientali
Norma CEI EN 60068-3-3	Prove climatiche e meccaniche fondamentali Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature
Norma CEI EN 60099-5+Var.A1	Scaricatori – Raccomandazioni per la scelta e l'applicazione
Norma CEI EN 50110-1-2	Esercizio degli impianti elettrici
Norma UNI EN ISO 2178	Misurazione dello spessore del rivestimento
Norma CEI EN 60694+Var.A1/A2	Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione
Norma CEI EN 60947-7-2	Morsetti componibili per conduttori di protezione in rame
Norma CEI EN 60529+Var. A1	Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)
Norma CEI EN 60168	Prove di isolatori per interno ed esterno di ceramica e di vetro per impianti con tensione nominale superiore a 1000 V
Norma CEI EN 60383-1+Var.A11	Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 1 Isolatori in materiale ceramico o in vetro per sistemi in corrente alternata
Norma CEI EN 60383-2	Isolatori per linee aeree con tensione nominale superiore a 1000 V – Parte 2 Catene di isolatori e equipaggiamenti completi per reti in corrente alternata
Norme CEI EN 61284 Linee aeree	Prescrizioni e prove per la morsetteria
Norme UNI EN 54	Componenti di sistemi di rilevazione automatica di incendio
Norme UNI 9795	Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione manuale d'incendio
Norma CEI EN 61000-6-2	Immunità per gli ambienti industriali
Norma CEI EN 61000-6-4	Emissione per gli ambienti industriali

Gli impianti di connessione sono progettati conformemente alle specifiche norme di UNIFICAZIONE NAZIONALE ENEL.

Per quanto non espressamente specificato nella relazione si precisa che i componenti che saranno installati rispetteranno quanto previsto dalla guida per le connessioni alla rete di e-distribuzione.

2 SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

2.1 Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico è riportata di seguito.

HE19.0092 - Impianto 13B - Codici di rintracciabilità 245612801 4220kW 235649426 2900kW

Potenza in immissione 7,12MW - Potenza moduli 10,12 MWp - Potenza nominale 7,50 MW

Di seguito il riassunto della produzione attesa e delle riduzioni di CO₂ e inquinanti:

Produzione attesa [kWh/anno]	Riduzione Emissioni di CO ₂ [kg/anno]	Riduzione Emissioni di NOX [kg/anno]	Riduzione Emissioni di SO ₂ [kg/anno]	Riduzione Polveri sottili [kg/anno]	TEP in un anno	Producibilità [kWh/kWp]
18.423.000	8.729.044,23	6.869,06	6.869,06	257,82	3.433,74	1.820

2.2 Disponibilità della fonte solare

2.2.1 Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare e la stima di produzione di energia per il sito di installazione è verificata utilizzando il software "PVsyst V7.2.6", basato sulla banca dati meteo PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

La tabella di seguito riporta i valori di irradiazione solare mensile, le temperature medie giornaliere mensili e la stima della produzione energetica. La radiazione solare è il flusso radiante della radiazione elettromagnetica emessa dal sole che colpisce una superficie per unità di area espressa in kWh/m².

	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
January	62.1	28.70	10.20	82.9	78.0	770	745	0.888
February	75.4	36.20	10.20	98.0	92.9	916	888	0.894
March	124.1	53.10	12.10	160.8	154.3	1470	1425	0.875
April	161.9	64.90	14.80	210.7	203.1	1846	1791	0.839
May	205.1	70.50	18.60	268.1	259.2	2262	2195	0.809
June	221.2	70.80	22.60	291.4	282.2	2427	2354	0.798
July	237.9	62.70	25.70	319.0	309.4	2577	2499	0.774
August	208.7	59.70	25.70	281.3	272.5	2328	2256	0.792
September	145.4	54.80	22.40	193.1	186.0	1676	1625	0.831
October	102.9	45.00	18.40	135.4	129.3	1222	1184	0.863
November	66.5	31.40	14.70	88.9	83.7	811	785	0.872
December	56.1	25.50	11.10	75.9	71.0	700	677	0.881
Year	1667.3	603.30	17.25	2205.5	2121.8	19004	18423	0.825

Legends

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

Tabella 1: Irradiazione solare, temperature e stima energia prodotta

Il grafico sottostante analizza invece la stima produzione di energia elettrica dell'impianto per ogni mese espressa in [kWh/(kWp*giorno)].

Normalized productions (per installed kWp)

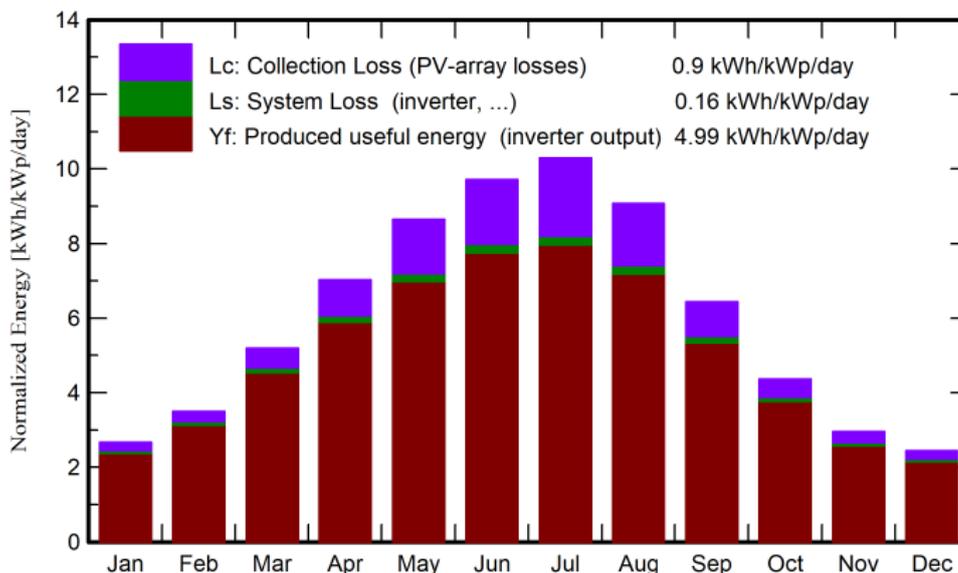


Figura 1: Istogramma energia normalizzata prodotta e perdite durante anno solare per kWp installato

Infine, è riportato l'andamento mensile dell'indice di rendimento PR che definisce il rapporto tra il rendimento energetico effettivo e il possibile rendimento teorico.

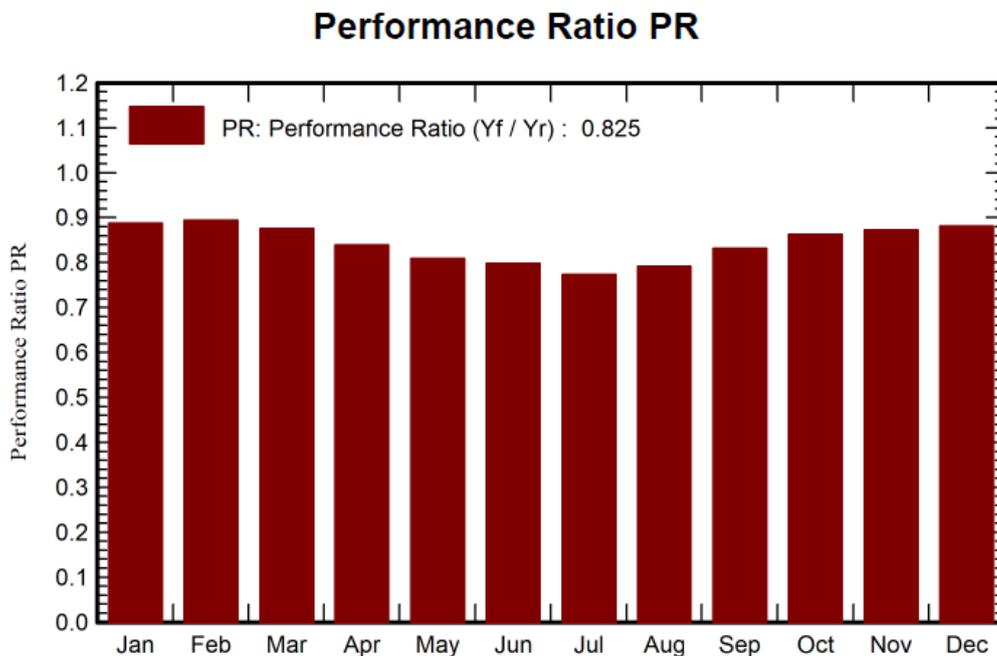


Figura 2: Indice di rendimento (Performance Ratio)

Tutti i risultati di calcolo del sono riassunti nell'elaborato "QEL3745_AnalisiRisorsaSolare" che riporta l'analisi della risorsa solare e stima di produzione energia.

2.3 Fattori morfologici e ambientali

2.3.1 Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

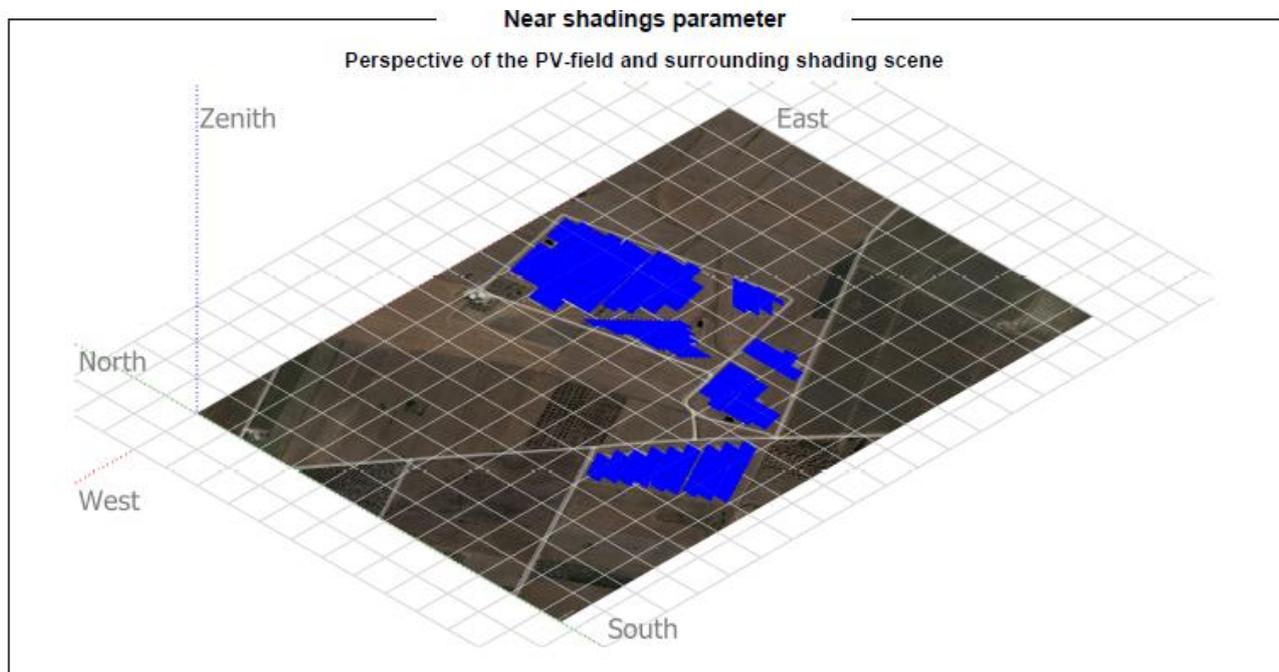


Figura 3: Prospettiva ombreggiamenti circostanti l'impianto

Di seguito è riportato il diagramma solare per il sito di installazione dell'impianto.

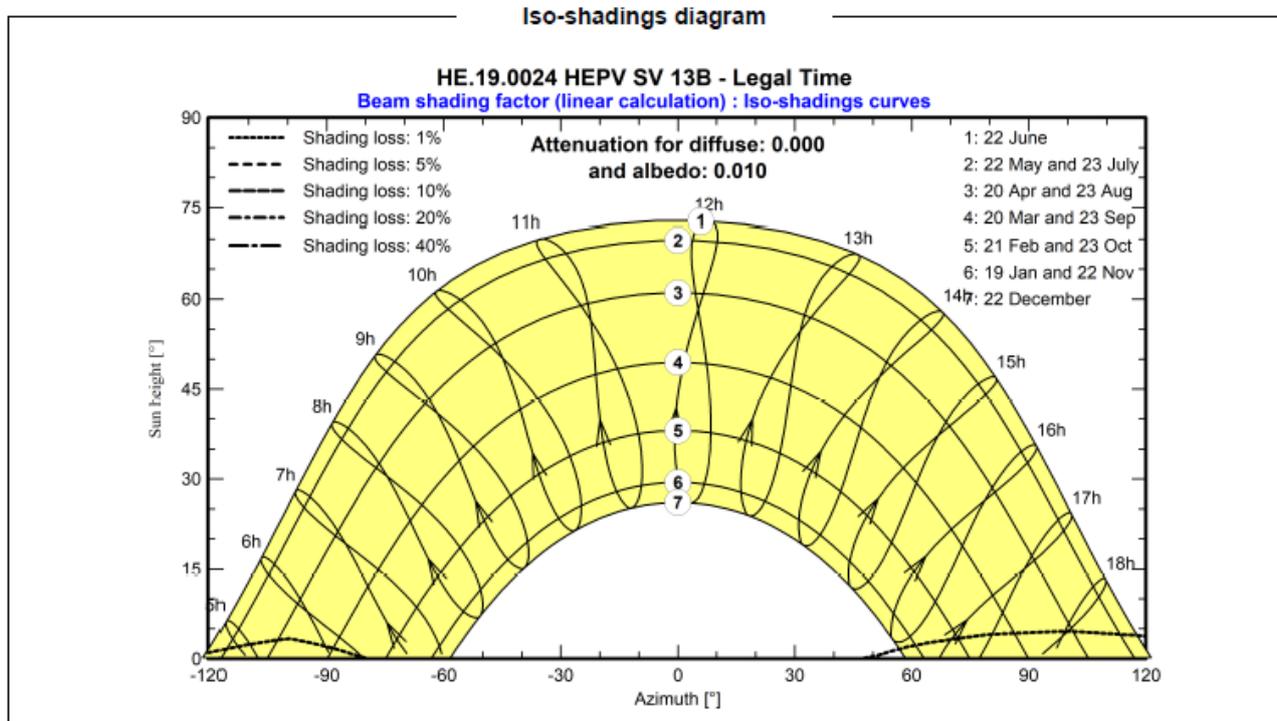


Figura 4: Diagramma solare - Fonte PV SYST

2.3.2 Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477. L'albedo medio annuo è pari a 0,20.

3 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

L'intervento consiste in un di impianto fotovoltaico a terra, suddiviso in n. 2 campi da 4.118,40 kWp e da 6.006,00 kWp.

La potenza nominale totale del generatore fotovoltaico, pari a 10.124,40 kWp, è intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC). Considerazioni inerenti l'affidabilità e, di conseguenza, la producibilità dell'intero impianto hanno indotto alla scelta della conversione decentralizzata basata su più convertitori anziché uno solo. In questo modo l'eventuale guasto di un convertitore non coinvolgerà la produzione di tutto l'impianto ma solo quella del sub-campo corrispondente.

L'impianto come previsto nella soluzione tecnica di connessione sarà derivato con due linee indipendenti in media tensione dalla nuova cabina primaria denominata CP Cellino alla tensione 20kV 3F con neutro isolato o compensato.

L'area individuata per l'impianto si trova interamente all'interno del territorio Comunale di Brindisi, in località Strada Comunale 37.

Il progetto dell'impianto si inquadra nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili (fonti di energia di «pubblico interesse e di pubblica utilità»).

Si riassumono di seguito i dati caratteristici dell'impianto:

- Potenza installata moduli fotovoltaici: 10.124,40 kWp
- Potenza immessa in rete: 7.120 kW
- Potenza ai fine della connessione: 7.120kW
- Potenza nominale: 7.500kW

L'impianto sarà allacciato alla rete di distribuzione tramite realizzazione di due nuove linee in media tensione. Come previsto dalla soluzione tecnica la linee a partire dalla Cabina Primaria Cellino saranno posate in tubazione interrata fino al punto di installazione dell'IMS da palo da cui poi saranno derivate la linee aeree fino alle nuove cabine di consegna. Le cabina di consegna saranno collegate in antenna alla cabina primaria AT/MT CP Cellino, inoltre ai sensi della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 99/08 e s.m.i. nel presente progetto sono ricomprese le opere relative all'impianto di rete per la connessione così come definite dalla norma CEI 0-16:2019

Per il layout di dettaglio si rimanda agli elaborati progettuali allegati alla presente relazione.

La produzione di energia da fonte rinnovabile attesa è pari a 18.374 MWh/anno.

Per l'intervento sono stati previsti le seguenti componenti principali:

- Impianto fotovoltaico (generatore fotovoltaico, gruppo di conversione e sezione di consegna);
- Impianto di rete per la connessione (linee di connessione sino alla CP Cellino).

3.1 IMPIANTO/GENERATORE FOTOVOLTAICO

Come già detto il progetto riguarda l'installazione di un di un parco fotovoltaico da realizzare su un terreno agricolo di circa 199.793 m².

È prevista un'attività di regolarizzazione superficiale del terreno per la realizzazione della viabilità interna. Non vi sono quindi movimenti di terra in quanto trattasi di regolarizzazione superficiale compensativa. È evidente che in caso di situazioni climatiche sfavorevoli (pioggia e vento) le attività non viene svolta.

Inoltre, per l'installazione dei pannelli non è previsto scavo in quanto i pannelli saranno fissati su strutture leggere zincate che saranno semplicemente infisse nel terreno. Saranno realizzate solo semplici basi di appoggio in c.a. delle strutture prefabbricate delle cabine.

I materiali di scavo saranno riutilizzati per i livellamenti.

Le fasi di realizzazione delle opere previste in progetto determinano quindi un impatto in termini di produzione di polveri. Tale impatto è stato valutato di lieve entità, reversibile e di breve durata compatibilmente con i tempi di conclusione del cantiere. I mezzi impiegati nella fase di cantiere potranno produrre, con le loro emissioni, microinquinanti (metalli pesanti, IPA, PM10) in atmosfera. Trattandosi tuttavia di particelle sedimentabili, nella maggior parte dei casi la dispersione è minima e circoscritta alla sola zona circostante a quella di emissione, situata lontano dalla popolazione e da insediamenti civili. In ogni caso si tratta di attività a impatto minimo (oltre che di tipo temporaneo) legate alla sola fase di realizzazione dell'impianto.

Tale contributo è da ritenersi non significativo sia perché limitato nel tempo sia per il numero ridotto di mezzi di cantiere che transiteranno nell'area.

L'impianto è costituito dalle parti seguenti:

- n. 708 stringhe collegate ai 22 inverter posizionati in prossimità del lato posteriore di moduli, e fissate alle strutture metalliche che costituiscono il sistema di ancoraggio a terra dei pannelli fotovoltaici;
- la Distribuzione elettrica c.c./a.c., che è garantita dall'utilizzo di cavi solari unipolari del tipo HIZ222-K per la distribuzione delle singole stringhe fino al collegamento con i Convertitori, mentre i cavi a partire da questi fino alle cabine di campo saranno del tipo ARE4R 0.6/1kV. La distribuzione elettrica sarà realizzata mediante la posa dei cavi su letto di sabbia.
- la distribuzione di media tensione, interna al lotto, avverrà con cavi ARG7HIR posati su letto di sabbia;
- N. 3 Cabine di campo (due cabine per la parte NORD e una cabina per la parte SUD), sono costituite da strutture prefabbricate, posate su platea di fondazione precedentemente gettata. I n. 3 trasformatori MT/BT, uno per ogni cabina di campo, avranno potenza di 2.000-2500-3000 kVA, per elevare la tensione dell'energia elettrica prodotta a 20 kV;

- N. 2 Cabine di raccolta, costituite da una struttura prefabbricata posata su platea di fondazione separatamente predisposta, atta a contenere i locali utente, dove saranno posizionate i Quadri di Media Tensione, a cui si attesteranno le dorsali in Media Tensione dei diversi campi, i Locali Misure e i Locali Enel, a cui avrà accesso il distributore di rete. Nei quadri di media tensione di utente, che alimentano tutto l'impianto fotovoltaico, saranno installati i sistemi di protezione di interfaccia, SPI, rappresentato da un relè con le protezioni di minima e massima frequenza (<81 e >81) e minima e massima tensione (27 e 59) e se necessario la protezione di massima tensione omopolare (59N) per gli impianti in grado di sostenere la tensione di rete. I dispositivi agiranno direttamente sul comando di apertura dell'interruttore generale del Generatore Fotovoltaico;
- Collegamento alla CP Cellino tramite cavi MT in parte interrati ed in parte aerei;
- Opere accessorie, quali lievi sbancamenti, recinzione dell'area e Impianto di sorveglianza. Al fine di prevedere il rispetto dei requisiti tecnici che possano garantire la massima efficienza del generatore fotovoltaico, sono stati attuati i seguenti accorgimenti:
 - il posizionamento dei moduli è stato effettuato in maniera da favorire la dissipazione del calore al fine di limitare le perdite per temperatura;
 - i cavi sono stati dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione per perdite resistive al 2%; in particolare i cavi in cc tra i moduli di testa della stringa e le relative cassette di parallelo stringhe saranno inferiori all'1%.
 - i moduli di ciascuna stringa saranno selezionati in modo da minimizzare le perdite per disaccoppiamento (mismatching);
 - la massima tensione del generatore fotovoltaico è stata scelta molto prossima al limite superiore del campo di bassa tensione in modo da ridurre, a parità di potenza, le perdite proporzionali alla corrente del generatore fotovoltaico.

Inoltre, al fine di assicurare il rispetto dei suddetti requisiti di efficienza del generatore fotovoltaico e del gruppo di conversione saranno emessi:

- il certificato di collaudo;
- i verbali di prove di accettazione dei materiali;
- la dichiarazione attestante la verifica tecnico-funzionale.

L'impianto in progetto si compone essenzialmente dei seguenti sistemi e sottosistemi:

- Connessione alla rete elettrica esistente – Impianti di rete per la connessione;
- Consegna dell'energia elettrica;
- Quadri elettrici di Media Tensione;
- Distribuzione dell'energia elettrica;
- Produzione dell'energia elettrica;
- Impianto luce e FM;
- Impianto di terra;
- Supervisione e controllo dell'Impianto.

3.2 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE (SEZIONE DI CONSEGNA)

L'impianto di produzione sarà allacciato in MT a 20 kV 3F mediante realizzazione di due nuove linee in cavo aereo e interrato, costituente ai sensi della Norma CEI 0-16 l'impianto di rete per la connessione, direttamente alla cabina primaria AT/MT CP Cellino.

Dal lato CP Cellino la linee si attesteranno al quadro di MT bipiano in edificio. Più in dettaglio le linee di connessione saranno posate in esecuzione interrata a partire dalle sbarre di MT della CP Cellino sino a raggiungere i dispositivi di sezionamento da palo IMS, dopodiché le linee saranno posate in esecuzione aerea, sempre però della tipologia in cavo e non conduttore nudo, ed i cui tracciati sono indicati negli elaborati grafici allegati.

A partire dai dispositivi di sezionamento IMS le linee saranno sospese su un'unica palificazione fino a raggiungere la cabina di consegna. La palificazione sarà dimensionata per poter ospitare due linee in cavo aeree.

Il dimensionamento dei sostegni e dei componenti di amarro è stato condotto secondo le norme tecniche CEI EN 50341-2-13 "Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in c.a".

Nel successivo paragrafo verranno fornite le opportune indicazioni sulla tipologia di cavo da utilizzare per realizzare l'impianto di rete per la connessione.

Negli elaborati grafici allegati vengono date indicazioni: del tracciato, della tipologia di cavo e modalità di posa.

Si specifica che alla fine dei lavori di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione dell'impianto, ancorché realizzato dal produttore, lo stesso sarà ceduto ad E-Distribuzione e pertanto sarà ricompreso negli impianti del gestore di rete e sarà quindi utilizzato per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione. Conseguentemente il titolare dell'autorizzazione alla realizzazione delle opere sarà HEPV30 SRL, mentre il titolare dell'autorizzazione all'esercizio sarà E-Distribuzione.

Come sopra descritto, l'impianto sarà collegato alla rete elettrica in MT a 20 kV 3F mediante realizzazione di due nuove cabine di consegna da posizionare secondo gli elaborati grafici di progetto.

Le cabine di consegna saranno realizzate e fornite secondo lo standard ED DG2092 ed ospiteranno le apparecchiature per la connessione dell'impianto alla rete del distributore come previsto da preventivo di connessione TICA.

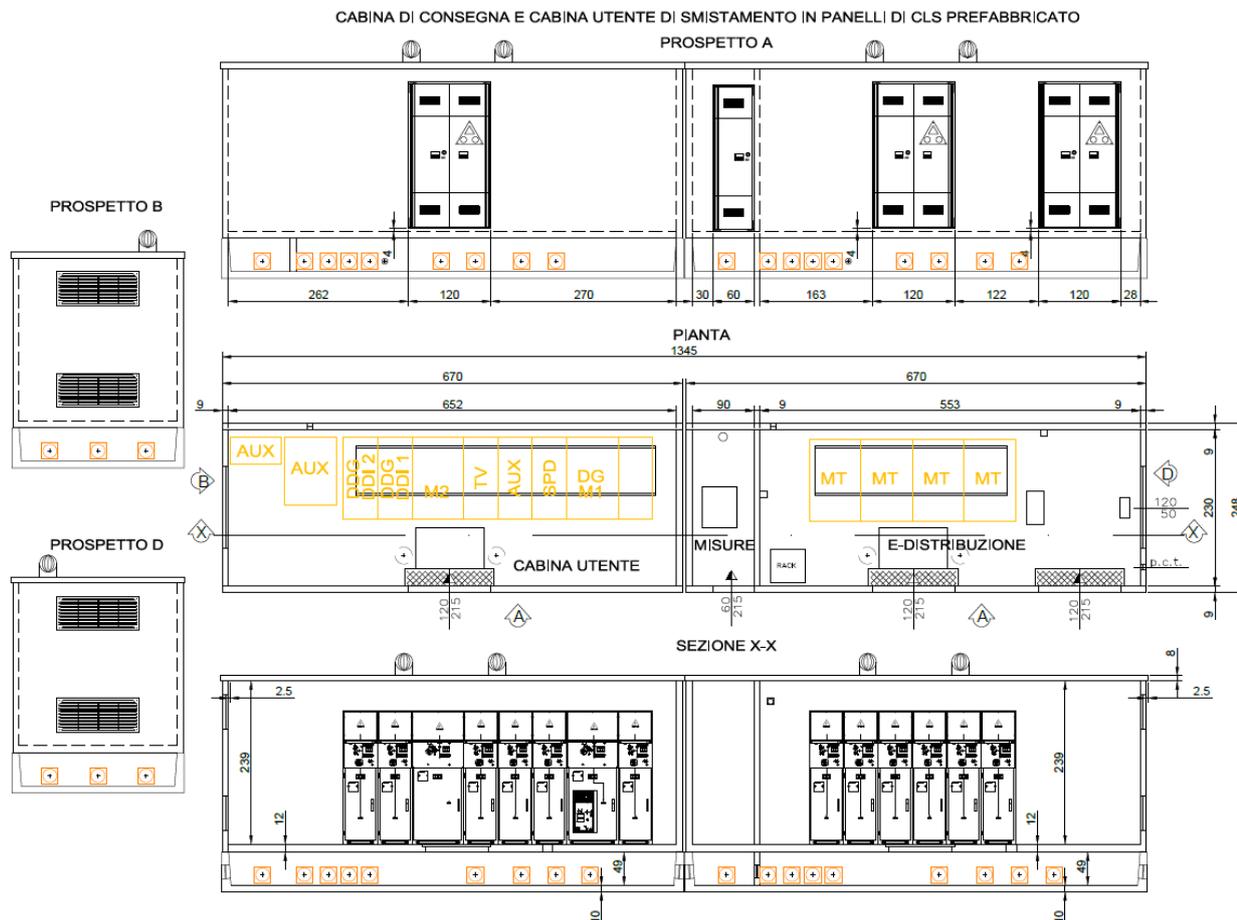
Nel posizionamento delle cabine saranno rispettate le fasce di rispetto dalle strade e dai fondi confinanti previste rispettivamente dal Codice della Strada e dal Regolamento Urbano Comunale.

All'interno della singola cabina si possono distinguere due locali:

- **Locale E-DISTRIBUZIONE:** alloggia i quadri elettrici di MT, i quadri BT, le apparecchiature di controllo, oltre a tutte le apparecchiature di protezione e di controllo richieste dalle normative vigenti e necessarie a garantire la corretta connessione dell'impianto fotovoltaico alla CP Cellino;

- Locale misure (per le eventuali apparecchiature di misura) con accesso indipendente.

A fianco della cabina di consegna sarà collocato un altro manufatto che ospiterà le apparecchiature di protezione e controllo lato UTENTE.



Anche se l'onere economico della costruzione di questa opera è a cura del produttore, alla fine dei lavori e prima di mettere in esercizio l'impianto, saranno stipulati dei contratti di servitù di elettodotto, passaggio e cabina limitatamente agli spazi che contengono le apparecchiature di consegna.

La cabina sarà dotata di impianto di terra a cui saranno collegate tutte le masse delle apparecchiature, il cui dimensionamento sarà effettuato sia in base alla corrente monofase a terra ed al suo tempo di eliminazione come verranno comunicate da e-distribuzione.

Inoltre, nel lato Utente troveranno alloggiamento anche le apparecchiature ed i sistemi per la remotizzazione ed il controllo dell'intero impianto.

La cabina sarà completata di impianto d'illuminazione ed FM.

Nella cabina di consegna lato Utente troveranno ubicazione le apparecchiature di Media Tensione destinate alla protezione e comando delle linee elettriche di distribuzione così

come indicato negli elaborati grafici di progetto, ed in conformità alla Norma CEI 0-16, "Impianto di utenza per la connessione".

La distribuzione dell'energia elettrica all'interno dell'impianto verrà eseguita mediante cavi di MT posati secondo gli elaborati grafici allegati.

È prevista la realizzazione di un unico impianto di terra costituito da corda di rame nuda posata nello scavo di posa dei cavidotti di campo. All'impianto di terra di campo saranno collegati gli impianti di terra delle cabine di consegna e di trasformazione e le strutture di sostegno e movimentazione dei moduli fotovoltaici.

L'esercizio e la manutenzione saranno effettuati secondo la regola d'arte e saranno condotte in conformità alla normativa vigente e a quanto indicato nel manuale d'uso e manutenzione. Le operazioni di manutenzione e la loro cadenza temporale saranno quelle indicate nelle norme tecniche di riferimento e nel manuale d'uso e manutenzione. La manutenzione sarà effettuata da personale esperto in materia sulla base della regola d'arte che garantisce la corretta esecuzione delle operazioni.

I locali tecnici saranno dotati di impianto di illuminazione di emergenza.

Allo scopo di garantire una corretta gestione dell'impianto è necessario avere un monitoraggio dei principali parametri che caratterizzano l'impianto ed avere un controllo sugli stessi.

Tale sistema SCADA garantirà in ogni istante:

- controllo in tempo reale della potenza attiva e reattiva degli impianti fotovoltaici;
- report di produttività degli impianti in modalità scritta e grafica;
- relazione completa sul funzionamento dei generatori;
- calcolo della disponibilità;
- informazioni on-line di ogni inverter: stato, potenza, voltaggio, temperature e allarmi attivi;
- dati disponibili su intervalli di 10 minuti, inclusi i valori medi, massimi e minimi, le deviazioni standard;
- interfaccia grafica di semplice utilizzo basata su standard di Windows;
- connessione Client per l'accesso a più impianti di produzione;
- login di sicurezza con profili di accesso personalizzati.

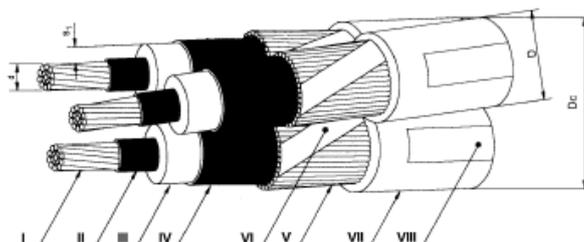
3.2.1 Tipologia di cavi di MT per l'impianto di rete per la connessione

In conformità a quanto previsto sulla guida per le connessioni alla rete elettrica di e - distribuzione per linee interrate i cavi da utilizzare saranno del tipo tripolare ad elica con conduttori in alluminio, aventi isolamento estruso (HEPR o XLPE) e con schermo in rame avvolto a nastro sulle singole fasi.

I cavi da utilizzare per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione saranno del tipo ARG7HIRX 12/20 kV per la parte interrata ed ARG7H5EXY 12/20 kV per la parte aerea.

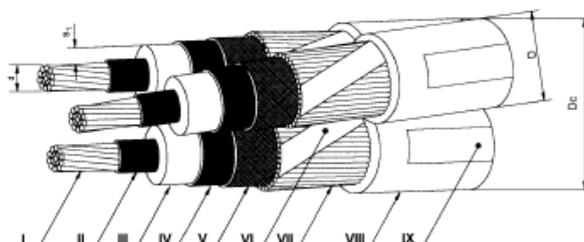
3.2.1.1 Porzione interrata

Cavi tripolari ad elica visibile con conduttori in alluminio



- | | |
|--|---------------------------------------|
| I - Conduttore | V - Schermo |
| II - Strato semiconduttore | VI - Nastro equalizzatore (eventuale) |
| III - Isolante | VII - Guaina di PVC |
| IV - Strato semiconduttore estruso sull'isolante | VIII - Stampigliatura |

1. Cavo isolato con HEPR (ARG7H1RX-12/20 kV)



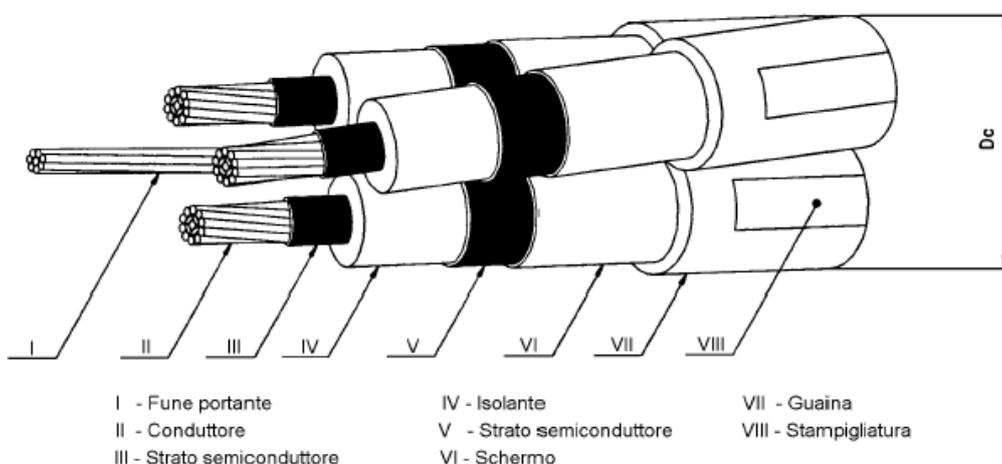
- | | |
|--|---------------------------------------|
| I - Conduttore | VI - Nastro equalizzatore (eventuale) |
| II - Strato semiconduttore | VII - Schermo |
| III - Isolante | VIII - Guaina di PVC |
| IV - Strato semiconduttore estruso sull'isolante | IX - Stampigliatura |
| V - Nastri semiconduttori | |

2. Cavo isolato con XLPE (ARE4H1RX-12/20 kV)

Matricola	Numero dei conduttori per sez. nominale [n° x mm ²]	Diametro sul conduttore d [mm]	Isolamento	Diametro sull'isolante d+s ₁ [mm]	Diametro esterno D [mm]	Diametro circoscritto Dc max [mm]	Massa nominale [kg/km]	Tabella
33 22 72	3x (1x70)	9,7 ÷ 10,1	HEPR	21,5 ÷ 23,3	27,7 ÷ 31,0	67	3000	DC 4379
			XLPE	21,9 ÷ 23,4	30,0 ÷ 35,0	75	3100	
33 22 73	3x(1x120)	12,9 ÷ 13,4	HEPR	24,7 ÷ 26,6	30,9 ÷ 34,3	74	4000	
			XLPE	25,0 ÷ 27,0	33,0 ÷ 38,0	82	3800	
33 22 74	3x(1x185)	15,9 ÷ 16,5	HEPR	27,7 ÷ 29,8	33,9 ÷ 37,3	81	4800	
			XLPE	27,7 ÷ 30,1	36,0 ÷ 41,0	89	4600	

3.2.1.2 Porzione aerea

Cavi tripolari ad elica visibile isolati con gomma etilenpropilenica (HEPR) o con polietilene reticolato (XLPE) e fune portante di acciaio rivestito di alluminio diametro 9 mm



Matricola	Conduttori	Isolante	Formazione [n° x mm ²]	Diametro circoscritto nominale Dc [mm]	Massa nominale [kg/km]	Tabella
33 22 92	Alluminio	HEPR	3x35+1x50	59,3	2100	DC 4389 (3322 G)
33 22 95			3x50+1x50	61,4	2300	
33 22 93			3x95+1x50	67,8	3000	
33 22 94			3x150+1x50	73,3	3700	
33 22 92		XLPE	3x35+1x50	59,3	2000	
33 22 95			3x50+1x50	61,4	2200	
33 22 93			3x95+1x50	67,8	2800	
33 22 94			3x150+1x50	73,3	3500	

3.2.2 Dimensionamento di cavi di MT per l'impianto di rete per la connessione

Per la scelta del tipo di cavo si considera che il sistema elettrico sia di categoria A dal punto di vista del funzionamento con una fase a terra (comprende quei sistemi in cui si permette il funzionamento con una fase a terra per una durata non superiore ad un'ora).

Si ottengono i seguenti valori per il cavo MT:

- tensione nominale 20 kV;

- tensione massima 24 kV;
- durata massima per ogni singolo caso di funzionamento con fase a terra fino a 1 ora.

Quindi come sopra indicato, i cavi da utilizzare per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione saranno del tipo ARG7HIRX 12/20 kV per la parte interrata ed ARG7H5EXY 12/20 kV per la parte aerea.

La sezione della linea non viene dimensionata analiticamente ma è stata scelta nella taglia unificata stabilita da E-DISTRIBUZIONE, ovvero con conduttori unipolari in alluminio da 185 mm², che assicura una portata di 324 A con posa interrata in tubo corrugato per la parte interrata ed in alluminio da 150 mm², che assicura una portata di 340 A per la parte aerea.

3.2.3 Modalità di posa dei cavi per l'impianto di rete per la connessione

3.2.3.1 Porzione interrata

Internamente alla CP Cellino e sino a raggiungere la cabina di sezionamento, i cavi verranno posati tubazioni polietilene ad alta densità del tipo corrugato del diametro di 160 mm.

La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato valgono i seguenti valori, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17: 0,6 m (su terreno privato) e 0,8 m (su terreno pubblico).

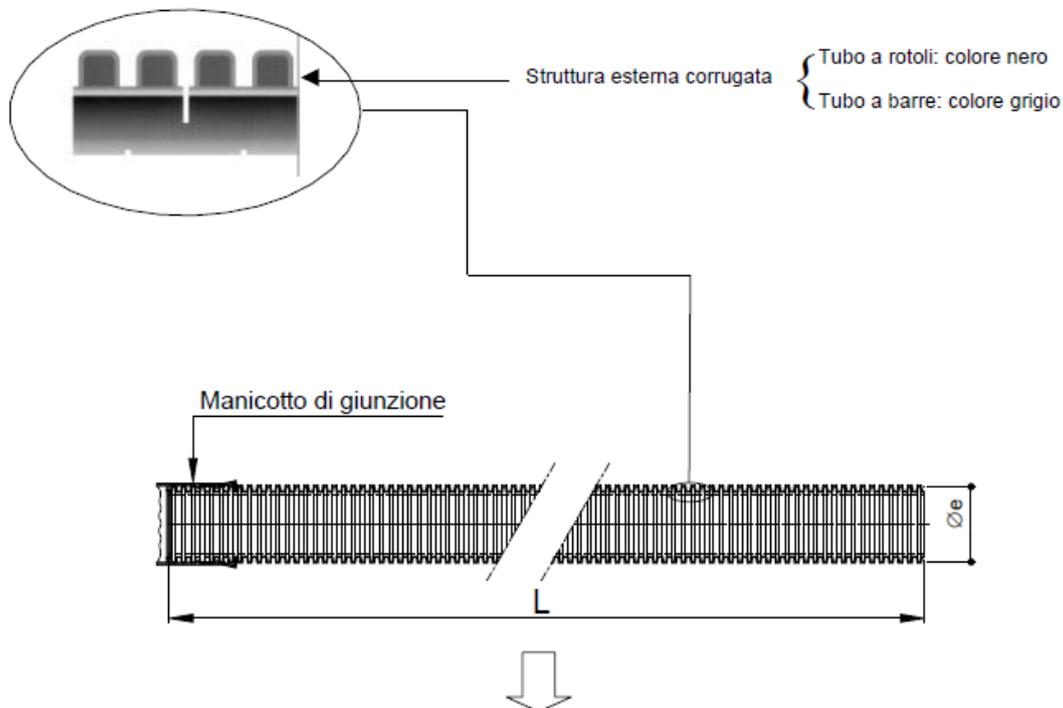
I tubi impiegati risponderanno alle caratteristiche riportate nelle tabelle di unificazione.

Durante l'esecuzione dei lavori sarà prestata particolare attenzione ai sottoservizi presenti sul posto (condotte fognarie, idriche, linee elettriche, telefoniche, ecc.). Qualunque interferenza riscontrabile durante la posa del cavo, sarà sottopassata.

Saranno ripristinate tutte le pavimentazioni preesistenti fino alla completa ricomposizione dello stato di fatto. A lavoro ultimato tutti i ripristini verranno eseguiti alla stessa quota del piano preesistente, privo di eventuali dossi o avvallamenti.

Negli elaborati grafici allegati vengono date indicazioni: del tracciato, della tipologia di cavo e modalità di posa comprese le sezioni tipo di scavo da realizzare.

PROTEZIONI MECCANICHE: TUBI IN POLIETILENE

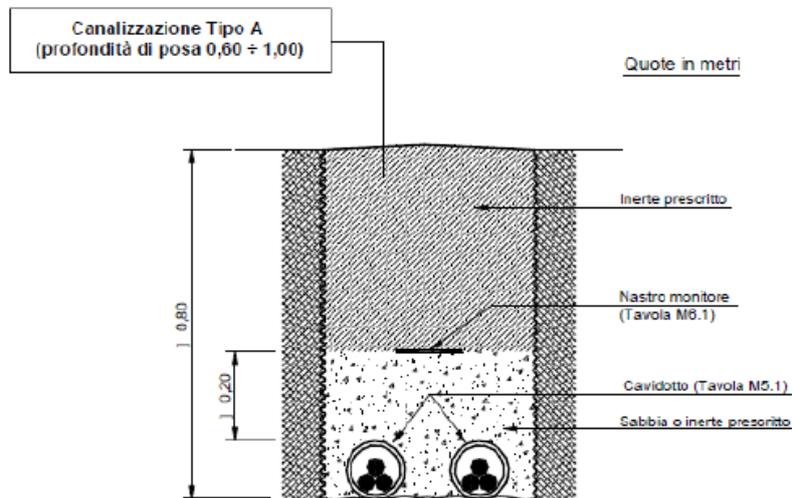


Conformi alle Norme CEI EN 50086-2-4 (23-46) (tubo "N" normale)

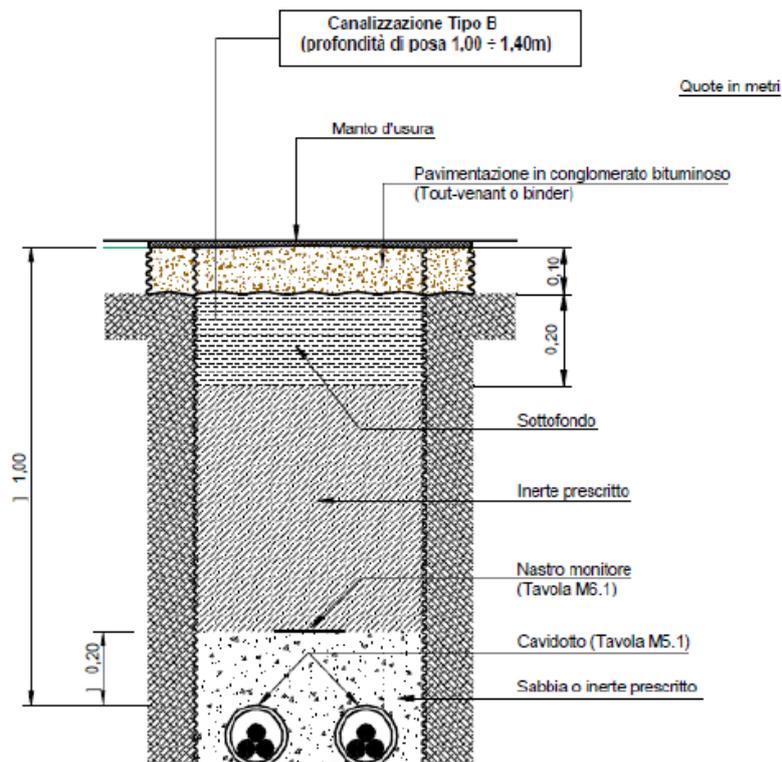
- resistenza all'urto: - tubo Øe 25450 mm: 15 J;
- tubo Øe 63 mm: 20 J;
- tubo Øe 125 mm: 28 J;
- tubo Øe 160 mm: 40 J.

Tipo	Diametro esterno [mm]	L [m]	Marcature	Matricola ⁽¹⁾	Tabella
Tubo "corrugato" in rotoli	25	50	(da applicare alle estremità del tubo) • sigla o marchio del costruttore • materiale impiegato • anno di fabbricazione • CEI EN 50086-2-2 CEI EN 50086-2-4/tipo "N"	295510	DS 4247
	32	50		295511	
	50	50		295512	
	63	50		295513	
	125	50		295514	
	160	25		295515	
Tubo "corrugato" in barre	125	6	(da applicare sulla superficie esterna con passo = 1 m) • sigla o marchio del costruttore • diametro nominale esterno in mm • ENEL • anno di fabbricazione • marchio IMQ	295526	DS 4235
	160			295527	

Posa n° 2 cavi MT su strada o treno agricolo (Norme CEI 11-17)

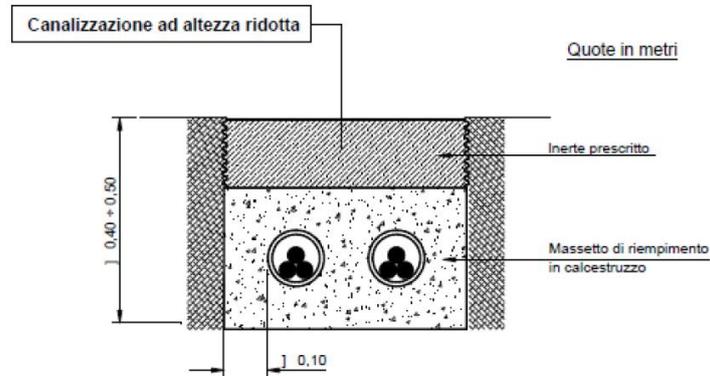


Posa n° 2 cavi MT su strada asfaltata pubblica (Nuovo codice della strada)



NB. Per la posa su strada asfaltata in proprietà privata deve essere prevista la canalizzazione tipo A. In questo caso, infatti, valgono le prescrizioni delle Norme CEI 11-17 (art. 2.3.11.e) che stabiliscono una profondità minima, tra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo, di 0,60 m

Posa n° 2 cavi MT a profondità ridotta (Norme CEI 11-17)

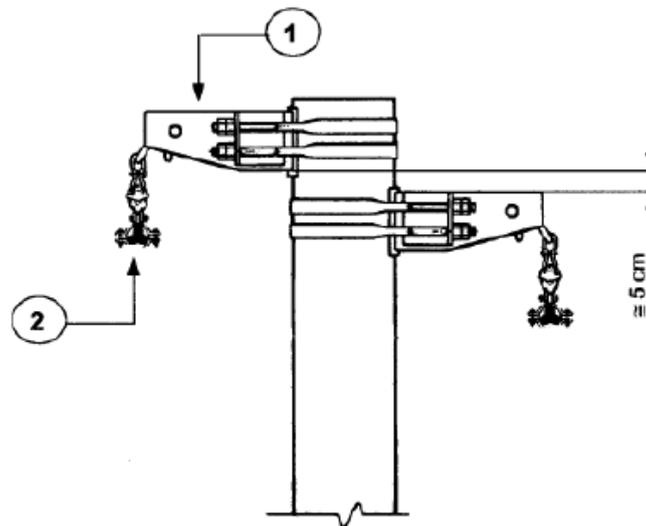


3.2.3.2 Porzione aerea

A partire dal dispositivo di sezionamento fino a raggiungere la cabina di consegna l'impianto di rete per la connessione sarà del tipo in cavo aereo sostituito da una nuova palificazione da realizzarsi in terreno agricolo.

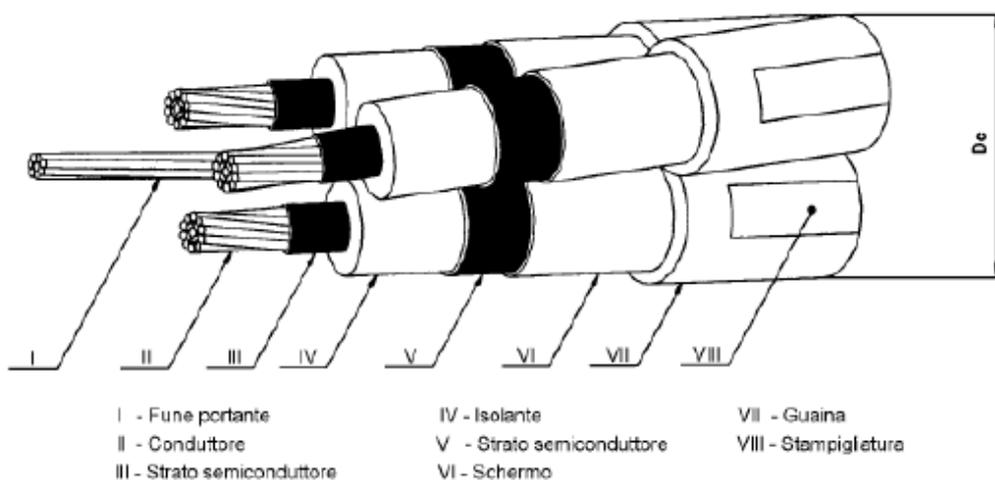
La nuova palificazione sarà realizzata con pali in lamiera saldata ottagonale aventi altezza fuori terra indicativa di 10 metri, sostenuti da una fondazione interrata in calcestruzzo avente dimensioni indicative pari a 2x2x2 m.

Armamento in sospensione per n° 2 linee sulla stessa palificazione



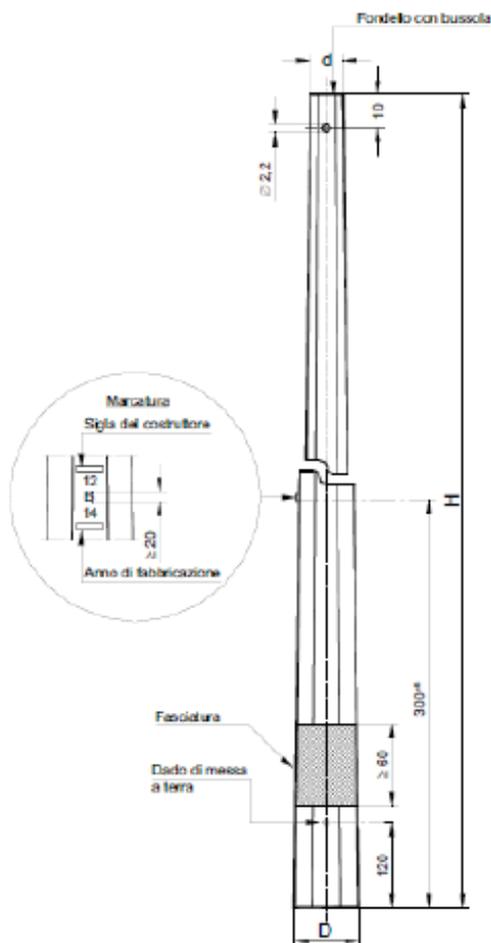
ELENCO MATERIALI		
Rif.	Descrizione	Tavola
1	Supporto di sospensione	M2.1
2	Morsetto di sospensione	M3.1

Cavi tripolari ad elica visibile isolati con gomma etilenpropilenica (HEPR) o con polietilene reticolato (XLPE) e fune portante di acciaio rivestito di alluminio diametro 9 mm



Matricola	Conduttori	Isolante	Formazione [n° x mm ²]	Diametro circoscritto nominale Dc [mm]	Massa nominale [kg/km]	Tabella
33 22 92	Alluminio	HEPR	3x35+1x50	59,3	2100	DC 4389 (3322 G)
33 22 95			3x50+1x50	61,4	2300	
33 22 93			3x95+1x50	67,8	3000	
33 22 94			3x150+1x50	73,3	3700	
33 22 92		XLPE	3x35+1x50	59,3	2000	
33 22 95			3x50+1x50	61,4	2200	
33 22 93			3x95+1x50	67,8	2800	
33 22 94			3x150+1x50	73,3	3500	

Sostegni in lamiera saldata a sezione ottagonale

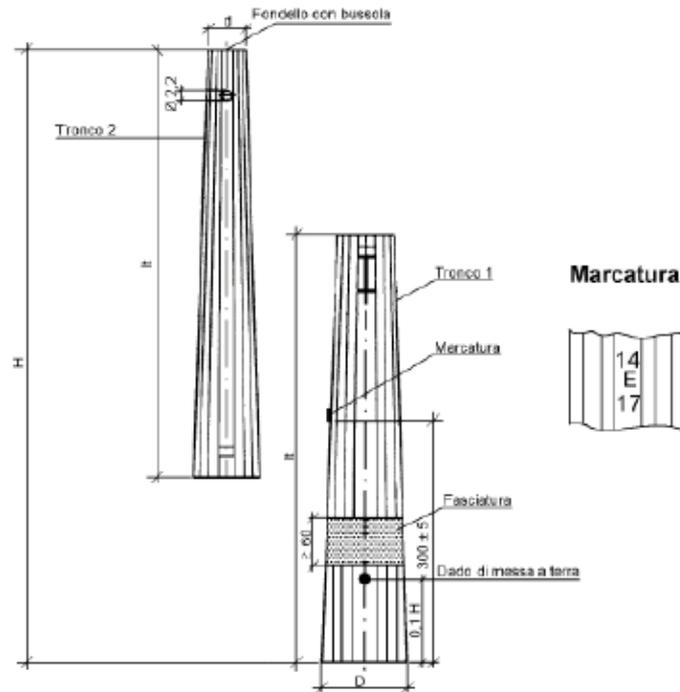


N.B.: In sede di emissione della specifica può essere opportuno richiedere al fornitore l'estensione della fasciatura fino a 1,0 m.

Palo tipo	Matricola	Sigla H/tipo/d	H [m]	d [cm]	D [cm]	Massa [kg]	Tabella
B	23 72 13	12/B/14	12	14	26	180	DS 3010 (2372 A)
C	23 72 23	12/C/15	12	15	30,0	234	
D	23 72 33	12/D/15	12	15	33,5	253	
E	23 72 43	12/E/17	12	17	42,5	311	
F	23 72 53	12/F/17	12	17	45,5	371	
G	23 72 63	12/G/24	12	24	52,5	509	
H	23 72 73	12/H/24	12	24	62,0	754	

Quote in cm

Sostegni in lamiera saldata a sezione poligonale in due tronchi innestabili



N. B.: In sede di emissione della specifica può essere opportuno richiedere al fornitore l'estensione della fasciatura fino a 1,0 m.

Palo tipo	Matricola	Sigla H/tipo/d	H [m]	d [cm]	D [cm]	It [cm]	Massa [kg]	Tabella
D	23 73 44	14/D/14	14	14	36,0	726	323	DS 3012 (2373 B)
	23 73 45	16/D/14	16	14	39,5	830	394	
E	23 73 54	14/E/17	14	17	41,2	730	428	
	23 73 55	16/E/17	16	17	44,8	833	520	
F	23 73 64	14/F/17	14	17	47,5	735	478	
	23 73 65	16/F/17	16	17	47,9	835	611	
	23 73 66	18/F/17	18	17	53,7	936	746	
	23 73 67	21/F/17	21	17	61,0	1.090	960	
G	23 73 74	14/G/24	14	24	54,5	740	657	
	23 73 75	16/G/24	16	24	59,6	843	797	
	23 73 76	18/G/24	18	24	60,0	943	990	
	23 73 77	21/G/24	21	24	67,6	1.095	1.208	
H	23 73 84	14/H/24	14	24	64,0	745	977	
	23 73 85	16/H/24	16	24	70,5	846	1.195	
	23 73 86	18/H/24	18	24	77,0	950	1.431	
J	23 73 87	21/H/24	21	24	88,0	1.103	1.945	
	23 73 93	12/J/28	12	28	66,8	646	1.209	
	23 73 94	14/J/28	14	28	73,5	750	1.499	
	23 73 95	16/J/28	16	28	80,1	853	1.817	

Quote in cm

3.3 Impianto di utenza per la connessione e reti interne

3.3.1 Tipologia di cavi di MT

I cavi saranno del tipo ARG7HIRX 12/20 kV le cui caratteristiche sono conformi alla norma CEI 20-13 con la seguente composizione: anima costituita da conduttore a corda rotonda compatta di alluminio, semiconduttore interno in materiale elastomerico estruso, isolante ottenuto con miscela a base di gomma EPR (o polietilene reticolato) ad alto modulo, semiconduttore esterno in materiale elastomerico estruso pelabile a freddo, schermatura a nastri o piattine di rame rosso e guaina in PVC. I cavi sopra descritti hanno una temperatura massima di funzionamento in condizioni ordinarie di 90°C ed una temperatura massima ammissibile in corto circuito di 250°C.

Per una buona affidabilità del sistema i cavi saranno corredati di adeguate terminazioni e giunzioni.

3.3.2 Criterio di dimensionamento dei cavi

I dati di ingresso sono costituiti, a livello di circuito terminale, dalla potenza nominale dell'utilizzatore alimentato, e a livello di quadro secondario e generale, dai valori di potenza assorbita determinati secondo quanto indicato al capitolo precedente. Le portate nominali dei cavi sono quelle ricavate dalle tabelle UNEL e tengono conto del valore di massima temperatura ambiente di progetto (30° C) e delle effettive condizioni di posa (tipo di condotti portacavi e vicinanza tra cavi diversi).

Il dimensionamento delle linee tiene conto anche del valore della caduta di tensione dai morsetti della cabina elettrica fino ai morsetti dell'utilizzatore più sfavorito, in condizioni nominali di carico.

3.3.3 Modalità di posa interrata dei cavi

I cavi verranno posati tubazioni polietilene ad alta densità del tipo corrugato, diametro in funzione della tipologia e sezione dei cavi. La profondità di posa sarà non inferiore ai 0,6 m, come stabilito dalla norma CEI 11-17 in quanto posti su terreno privato.

Negli elaborati grafici allegati vengono date indicazioni: del tracciato, della tipologia di cavo e modalità di posa comprese le sezioni tipo di scavo da realizzare.

3.3.4 Cavidotti e pozzetti

La tubazione da utilizzare sarà in polietilene del tipo corrugato del diametro di 160 mm non inferiore a 1,4 volte il diametro del cavo ovvero il diametro circoscritto del fascio di cavi (Norma CEI 11-17).

3.3.5 Edificio/ambiente

3.3.5.1 Caratteristiche costruttive interessanti ai fini della realizzazione dell'impianto

- Informazioni generali: Non sono presenti;

3.3.5.2 Classificazione degli ambienti

- Luoghi conduttori ristretti: Non sono presenti;
- Locali contenenti bagni o docce: Non sono presenti;
- Locali adibiti ad uso medico: Non sono presenti;
- Locali a maggior rischio in caso di incendio: Non sono presenti;
- Luoghi con pericolo di esplosione: Non sono presenti;

3.3.5.3 Influenze esterne

- Temperatura Min./Max all'interno dell'edificio: -5°C/+40°C
- Temperatura Min./Max. all'aperto: -5°C/+40°C
- Condensa: No
- Corpi solidi estranei: Non presenti
- Polvere: Presente in quantità modesta
- Liquidi: Esposizione alle precipitazioni atmosferiche per tutti gli impianti esterni;
- Sostanze corrosive: Non presenti
- Muffe: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Insetti: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Vibrazioni o altre sollecitazioni meccaniche: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Correnti continue vaganti: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Caratteristiche del terreno: Non rilevanti ai fini del presente progetto
- Carico di neve: Secondo normativa vigente

3.3.6 Impianto

3.3.6.1 Alimentazioni elettriche

- Alimentazione da rete in BT F+N - 230 V - 6 kW, per la parte degli ausiliari della cabina di consegna
- Alimentazione da rete in MT 3F - 20 kV, a partire dalla CP Cellino
- Tipo di collegamento a terra (TT, TN-C, IT TN-S, IT)
- Corrente di cc al punto di consegna: 16 kA
- Corrente di guasto a terra nel punto di consegna: Allo stato attuale non definita
- Distribuzione: 3F - 20 kV
- Potenza disponibile Parco fotovoltaico 13B – 7.120kW

- Alimentazione da pannelli fotovoltaici Si
- Alimentazione da G.E. No
- Alimentazione di continuità (UPS) No
- Altra alimentazione di sicurezza No

3.3.6.2 Massime cadute di tensione nelle condutture

- Stringhe C.C. 1%
- Inverter + trafo 1%
- Distribuzione BT 1%
- Distribuzione MT 1%
- Motori all'avviamento 12%
- Illuminazione 4%
- Prese a spina 4%

3.3.7 Impianto di terra

Sarà realizzato un unico impianto di terra utilizzando le fondazioni delle strutture di supporto del generatore collegandole assieme tramite anello di terra realizzato con bandella/tondino in acciaio zincato con sezione minima 78mm².

3.3.8 Illuminamento normale

- Locali tecnici 200 lx

3.3.9 Illuminamento in emergenza

- Locali tecnici 5 lx sulle vie di fuga

3.4 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti in MT

In accordo con la Norma CEI 99-2 la protezione contro i contatti diretti sarà di tipo totale, ottenuta mediante isolamento e involucri, utilizzando materiale costruito e assemblato a regola d'arte. L'eventuale rimozione di tali protezioni sarà resa possibile solo con l'uso di chiavi o attrezzi concessi solo a personale autorizzato.

Per quanto riguarda invece i contatti indiretti, devono essere protette tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi in tensione (masse).

3.5 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti in BT

In accordo con la Norma CEI 64-8 la protezione contro i contatti diretti sarà di tipo totale, ottenuta mediante isolamento e involucri, utilizzando materiale costruito e assemblato a regola d'arte. L'eventuale rimozione di tali protezioni sarà resa possibile solo con l'uso di chiavi o attrezzi concessi solo a personale autorizzato.

In accordo con la Norma CEI 64-8 la protezione contro i contatti diretti sarà di tipo totale, ottenuta mediante isolamento e involucri, utilizzando materiale costruito e assemblato a regola d'arte. L'eventuale rimozione di tali protezioni sarà resa possibile solo con l'uso di chiavi o attrezzi concessi solo a personale autorizzato.

Per quanto riguarda invece i contatti indiretti devono essere protette tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi in tensione (masse).

Si utilizza l'interruzione automatica dell'alimentazione. Le caratteristiche dei dispositivi di protezione e l'impedenza dei circuiti, sistema TN-S, devono essere tali che venga soddisfatta la seguente condizione:

$$Z_S \cdot I_A \leq 50 \text{ V}$$

dove:

- Z_S è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente, in Ohm;

- I_A è la corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione, in Ampere.

3.6 OPERE DI COMPENSAZIONE

Per le opere di compensazione si rimanda agli elaborati del SIA (Studio Impatto Ambientale).

Si riporta di seguito il Layout di progetto:

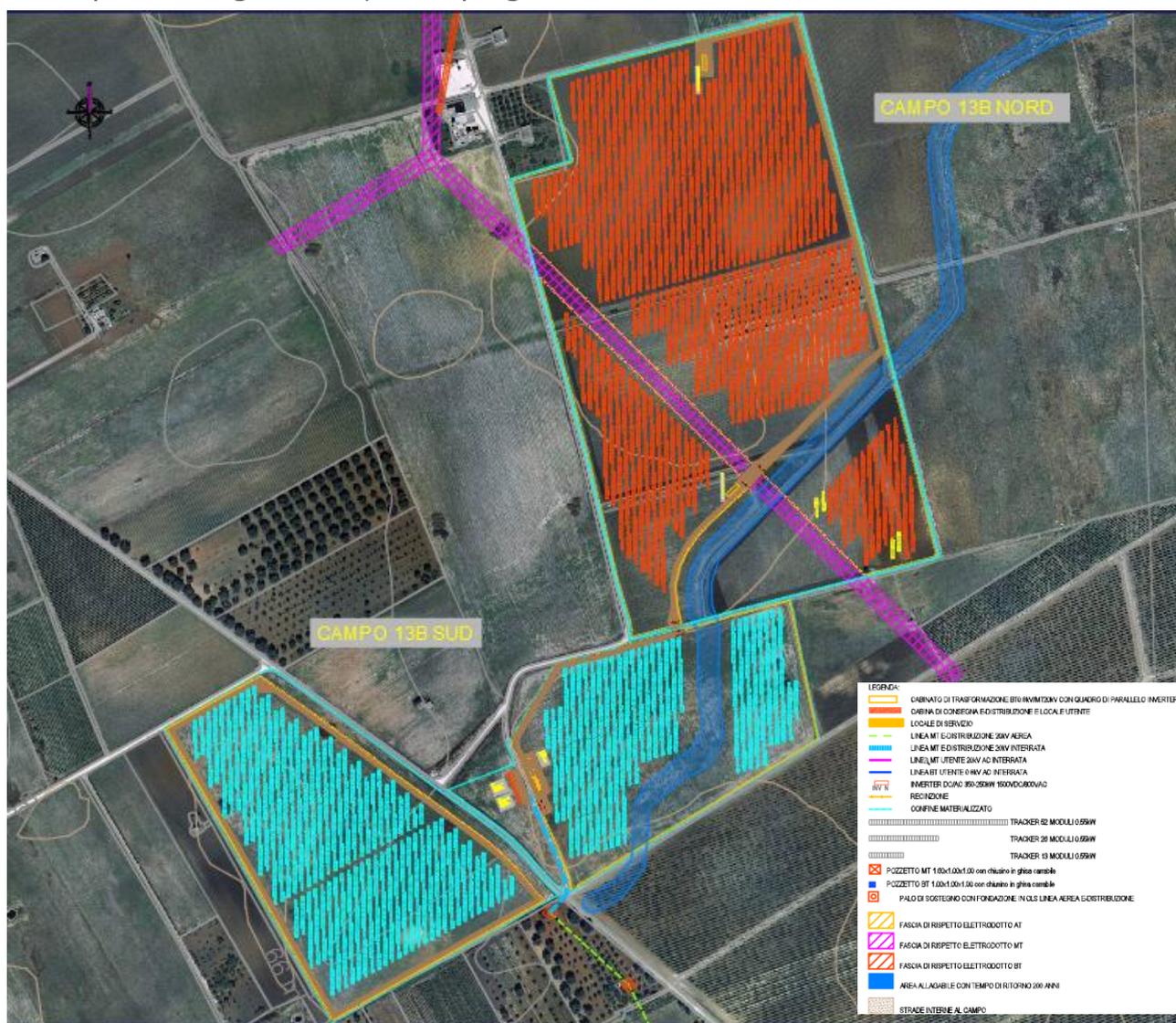


Figura 5: layout di progetto

3.7 GENERATORE FOTOVOLTAICO

È costituito da:

- moduli fotovoltaici connessi in serie per la formazione delle stringhe;
- quadri elettrici per il parallelo delle stringhe (string box);
- cavi elettrici per il collegamento tra moduli e tra questi e i quadri elettrici;
- strutture di supporto dei moduli;

3.8 CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico ha potenza nominale ai sensi della norma CEI 0-16 pari a 7.500 kW, mentre la potenza dei moduli è pari a 10.124,40 kWp.

Le linee elettriche di potenza in corrente continua hanno origine dai moduli fotovoltaici presenti sul sito oggetto dell'intervento; ciascun modulo sarà composto da n. 144 celle al silicio policristallino, collegate in serie tra loro e con caratteristiche elettriche e di efficienza tra le migliori attualmente disponibili in commercio, al fine di minimizzare i costi proporzionali all'area dell'impianto.

I moduli fotovoltaici sono rispondenti alle norme IEC 61215 ed. 2 e sono accompagnati da un data-sheet che riporta le principali caratteristiche del modulo stesso (I_{sc} , V_{oc} , I_m , P_m , ecc.); i moduli saranno collegati in serie in modo da realizzare le stringhe che presentano delle caratteristiche elettriche compatibili con il sistema di conversione.

La disposizione delle stringhe in ogni campo fotovoltaico è stata progettata in modo da facilitare i collegamenti e le future ispezioni.

Ciascun modulo è dotato di:

- diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche con danneggiamento o ombreggiamenti di una o più celle;
- cassetta di terminazione con un livello di protezione adeguato all'installazione da esterno;
- cornice, in alluminio anodizzato, che oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituirà una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua.

Inoltre, il decadimento delle prestazioni dei moduli sarà non superiore al 3% della potenza nominale nel primo anno, all'8% nell'arco dei primi 10 anni e non superiore al 17% nell'arco di 25 anni.

Il numero di serie e il costruttore del modulo stesso saranno apposti in modo indelebile.

Il sistema di conversione cc/ca costituirà l'interfaccia tra il campo fotovoltaico e la rete in corrente alternata.

Le cabine di campo saranno n° 3 in totale; ciascuna cabina ospiterà n. 1 trasformatore MT/BT avente potenza compresa tra 2.000 kVA e 3.500 kVA, per elevare la tensione dell'energia elettrica prodotta a 20 kV. LA cabina sarà opportunamente ventilata al fine di smaltire velocemente il calore prodotto.

L'impianto di generazione sarà dotato di idonei apparecchi di connessione e protezione e regolazione, rispondenti alle norme tecniche ed antinfortunistiche; il soggetto responsabile si impegna, altresì, a mantenerli in efficienza.

La connessione alla rete di distribuzione avverrà in MT secondo le prescrizioni tecniche del Gestore di Rete.

Tutti i componenti delle apparecchiature di misura, inclusi i cablaggi e le morsettiere, saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiranno da manomissioni o alterazione dei dati di misura; il soggetto responsabile si impegnerà, altresì, a non alterare le caratteristiche di targa delle apparecchiature di misura e a non modificare i dati di misura registrati dalle medesime.

La sezione dei cavi utilizzati varierà a seconda delle distanze relative tra i moduli e le scatole di giunzione, tra queste e gli inverter, tra inverter e trasformatori, tra sezione di conversione e quella di misura e consegna. Ad ogni loro estremità i cavi saranno contrassegnati mediante fascetta identificativa numerata. I colori dei conduttori saranno quelli normalizzati UNI.

Ai fini della messa in opera dell'impianto fotovoltaico sono stati considerati, per tutti i circuiti della porzione di impianto in BT, cavi solari HIZZZ2-K e del tipo ARG7, direttamente interrati.

Le sezioni dei conduttori impiegati sono tali da non causare una caduta di tensione superiore al 2% totale.

I cavi di alimentazione in media tensione sono stati dimensionati (lunghezza, sezione, ecc.) dal Gestore di Rete, così come l'ubicazione del punto di consegna.

Per quanto riguarda le vie cavo (di comando/segnalazione e di trasporto dell'energia prodotta), sono essenzialmente di due tipi: aeree ancorate alle strutture di sostegno, ed interrate.

Le vie cavo aeree seguiranno percorsi prestabiliti lungo le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici onde collegare gli stessi in serie per formare le stringhe, e per collegare le stringhe così ottenute ai quadri di stringa. Analoga tipologia di percorso seguiranno i cavi per il collegamento dei quadri di stringa con gli inverter, salvo che per brevi tratti interrati verso il locale di conversione, così come mostrato nella planimetria allegata.

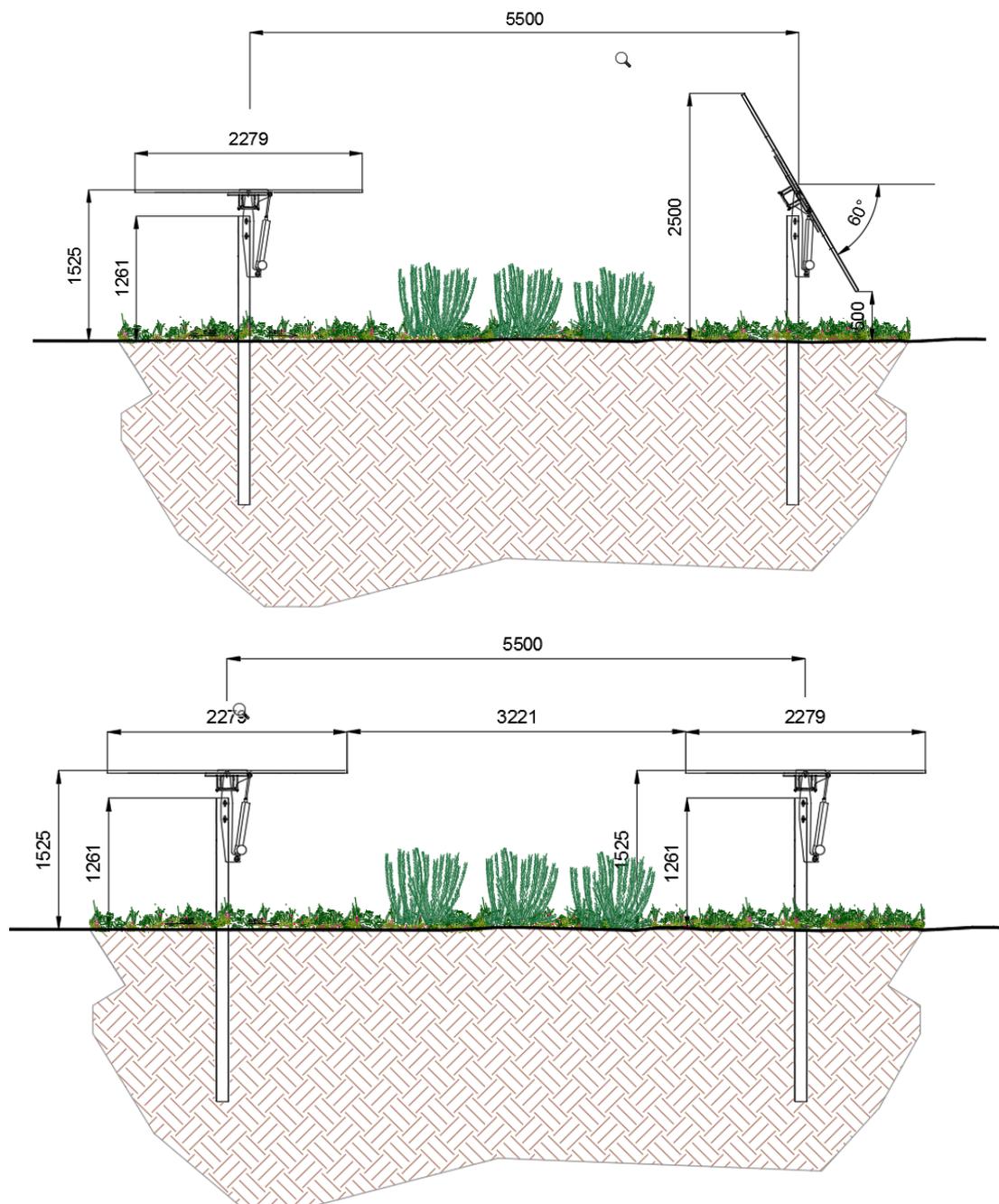
Per quanto riguarda le vie cavo interrate, esse seguiranno percorsi disposti lungo o ai margini della viabilità interna all'impianto, generalmente in terreno vegetale. Le vie cavo saranno realizzate in un'unica trincea della profondità di circa 0,80 m, facendo attenzione alle interferenze con quelli esistenti. I cavi di potenza in media tensione (20 kV) sono posati su letto di sabbia vagliata a circa 80 cm di profondità. Il ricoprimento della trincea sarà effettuato con materiale misto granulometrico e posa di tegolino di protezione e nastro segnalatore.

Il fissaggio dei moduli fotovoltaici alla struttura di sostegno sarà eseguito utilizzando il telaio di alluminio di cui sono provvisti i moduli stessi.

I quadri di protezione, misura, parallelo e consegna sono messi a terra mediante conduttore equipotenziale in rame con guaina giallo-verde. La sezione del cavo di protezione rispetterà la normativa CEI 64-8.

Per la stima di producibilità dell'impianto, è stato calcolato che è pari a 18.423 MWh/annui. Per i dettagli si rimanda alla "Analisi della risorsa solare e stima di produzione energia" allegata al progetto.

3.9 STRUTTURA DI SOSTEGNO DEI MODULI



Numero commessa HE.19.0092

Titolo commessa Costruzione ed esercizio impianto di produzione dell'energia elettrica da fonte fotovoltaica avente potenza in immissione pari a 7,12MW(4,22MW+2,90MW) e potenza moduli pari a 10,12MWp con relativo collegamento alla rete elettrica

Stato avanzamento Progetto definitivo

Nome elaborato DIE.RE01_Relazione tecnico illustrativa impianti

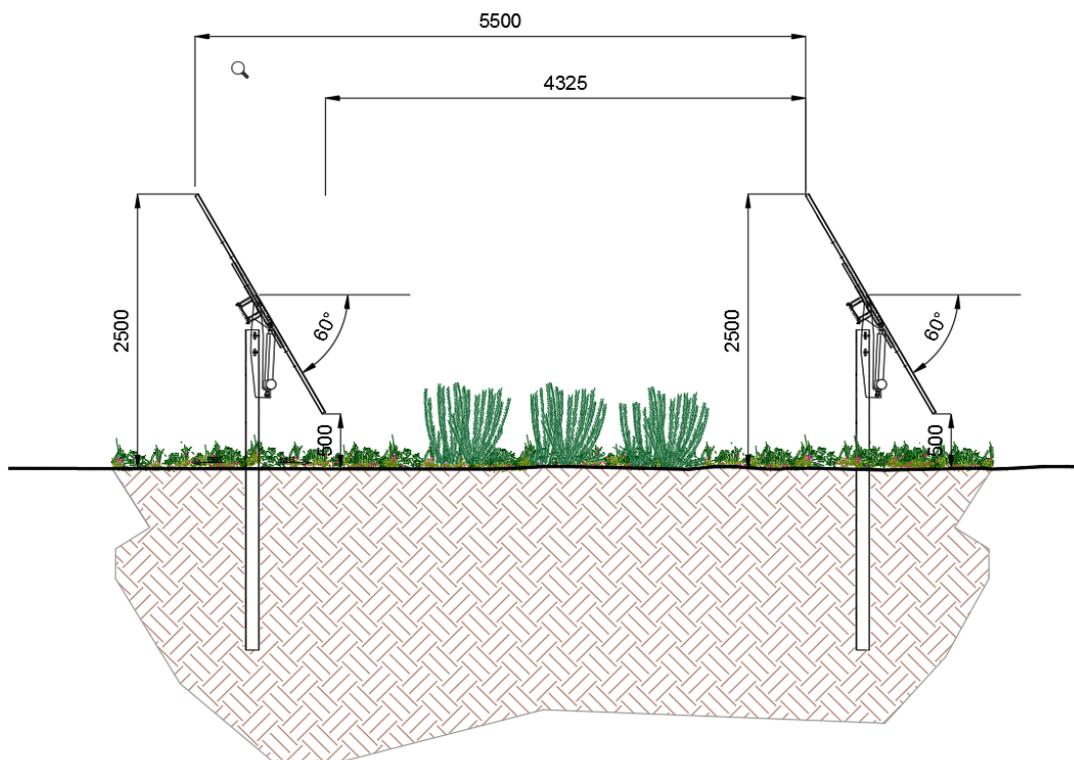


Figura 6: sezioni trasversale delle strutture di sostegno

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato posando i pannelli su strutture di sostegno ancorate al suolo e appositamente realizzate. La configurazione del generatore fotovoltaico sarà a file parallele, installate in direzione nord-sud, su delle strutture mobili che permetteranno ai moduli fotovoltaici di ruotare durante il giorno, in modo da mantenere sempre la perpendicolarità al sole incidente. La distanza tra le file è pari a circa 5,5 m; distanza tra file e l'angolo di tilt sono stati scelti al fine di incrementare la produttività dell'impianto e limitare i fenomeni di ombreggiamento tra le file.

Definiti i confini fisici dell'area la soluzione individuata coniuga la necessità di massimizzare la produzione (ottimizzando l'angolo di tilt e l'orientamento del generatore) con quella di massimizzare la potenza installata, al fine di garantire la massima redditività dell'investimento, contenendo al contempo i costi di installazione e futura manutenzione, puntando su soluzioni semplici e collaudate.

Sempre nell'ottica di massimizzare la produzione di energia, le file di moduli saranno disposte in direzione nord-sud.

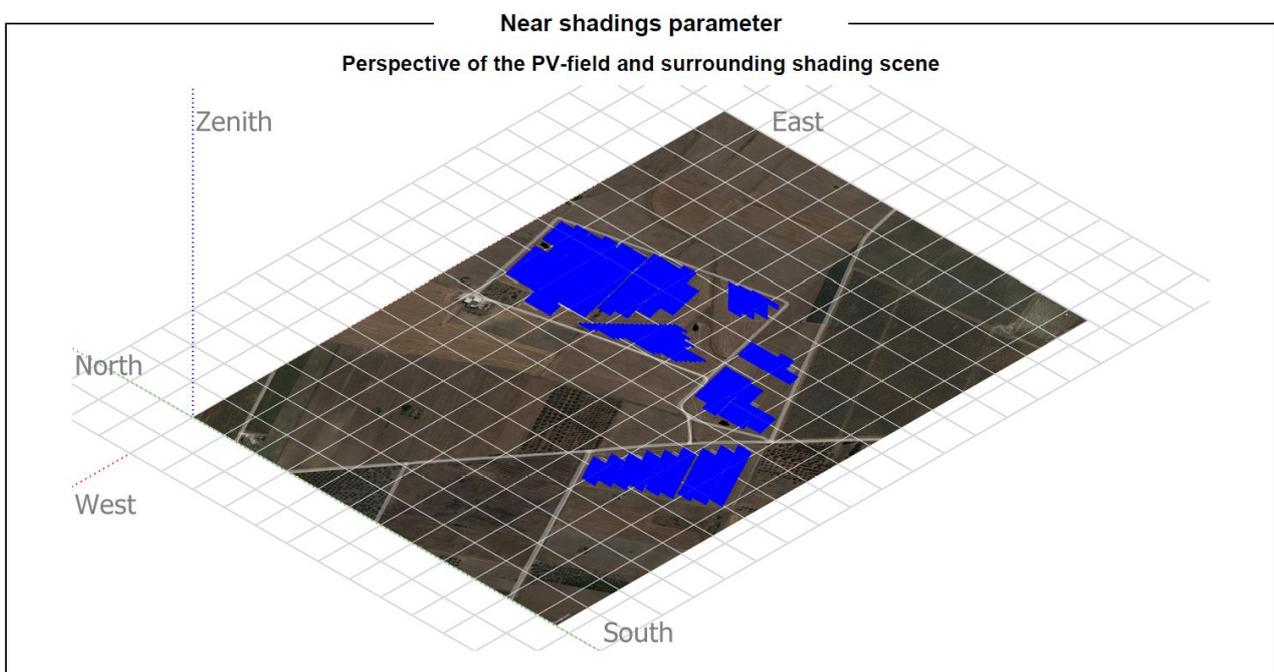
Le strutture destinate all'installazione dei pannelli fotovoltaici saranno interamente rimovibili; si tratterà infatti di sistemi in acciaio e alluminio, con piantoni infissi nel terreno tramite macchine battipalo.

Le strutture saranno progettate per ospitare 1 fila di moduli per contenere l'altezza complessiva dell'installazione. Tale altezza è circa 2,5 m sulla base dei calcoli preliminari effettuati.

Questa configurazione è determinata anche da considerazioni relative allo studio delle ombre, infatti in tal modo si eliminano gli ombreggiamenti sui moduli della fila più alta sui moduli della fila più bassa, aumentando la resa complessiva; inoltre le stringhe saranno per lo più cablate in senso orizzontale (salvo quelle costituite dai moduli nelle parti terminali delle strutture), al fine di avere in ogni istante il medesimo irraggiamento su ogni stringa, massimizzando ulteriormente la produzione.

La distanza tra le file è infine determinata ipotizzando di accettare un ombreggiamento tra le file quando l'elevazione del sole è inferiore a 21° .

Dall'analisi della carta del sole relativa alla latitudine in esame si evince chiaramente che in tali condizioni la mancata produzione è minima.



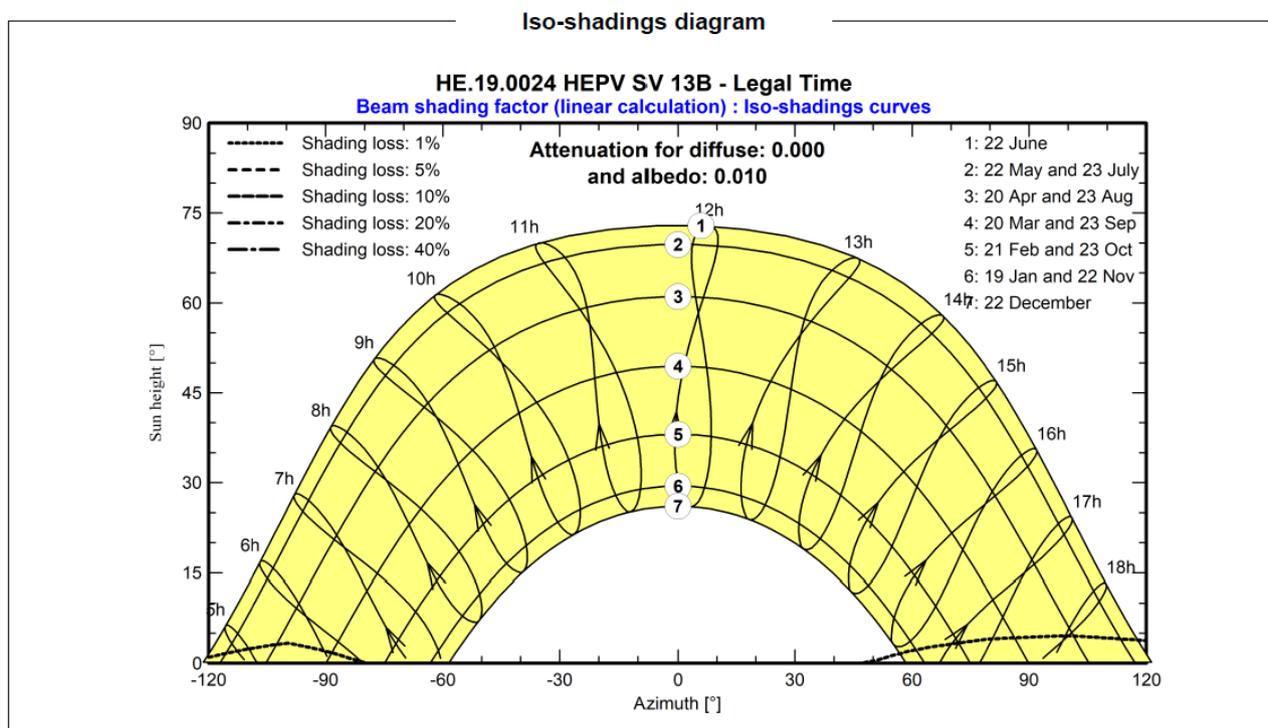


Figura 7: istogramma dell'energia normalizzata prodotta e delle perdite durante un anno solare

Sulla base di questi dati di base è stata calcolata la produzione dell'impianto e i vantaggi economici che ne derivano, riportata in un distinto elaborato.

3.10 ARCHITETTURA DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il progetto prevede la realizzazione di 2 campi IMPIANTO 13B NORD e IMPIANTO 13B SUD. L'impianto 13B nord sarà diviso in due ulteriori sottocampi, o generatori fotovoltaici, ciascuno dei quali farà capo ad una cabina MT/BT da cui avranno origine le linee MT che collegheranno ciascuno campo alla cabina di consegna e da cui partirà la linea in MT che collegherà la centrale alla CP di Cellino. L'impianto 13B sud sarà composto da una unica cabina MT/BT da cui avrà origine la linea di collegamento MT con la cabina di consegna da cui partirà la linea MT che collegherà la centrale con la CP di Cellino. L'architettura di ciascun campo è sinteticamente riportata nel seguito:

IMPIANTO 13B NORD

Composto da n. 10.920 pannelli fotovoltaici da 550 Wp, per una potenza complessiva di 6.006,00 kWp circa. I pannelli saranno montati su delle strutture che permettono la rotazione del modulo, in modo da essere perfettamente perpendicolari alla radiazione incidente (angolo di tilt (inclinazione max del modulo) pari a 60° rispetto all'orizzontale).

IMPIANTO 13B SUD

Composto da n. 7488 pannelli fotovoltaici da 550 Wp, per una potenza complessiva di 4118,40 kWp circa. I pannelli saranno montati su delle strutture che permettono la rotazione del modulo, in modo da essere perfettamente perpendicolari alla radiazione incidente (angolo di tilt (inclinazione max del modulo) pari a 60° rispetto all'orizzontale).

In conclusione, la potenza complessivamente installata del Parco Solare in progetto è pari a 10.124,40 kWp.

Esso costituisce, essenzialmente, un esempio di generazione centralizzata, destinata ad operare in collegamento alla rete elettrica in media tensione (II categoria) in corrente alternata di tipo trifase.

L'impianto sarà individuato da un unico punto di connessione alla rete elettrica in uscita dal gruppo di conversione, rispetto al quale è stata presentata domanda al gestore di rete per la connessione.

Inoltre, i sistemi di misura dell'energia elettrica prodotta saranno collocati all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in alternata; l'energia prodotta sarà immessa integralmente (al netto delle perdite di impianto) nella rete elettrica.

3.11 PANNELLI FOTOVOLTAICI

Per la scelta del pannello fotovoltaico, in fase di progettazione, si è fatto riferimento alle migliori caratteristiche in termini di efficienza delle celle fotovoltaiche; sono stati individuati moduli ad alta potenza, dimensioni standard, che uniscono alla caratteristica della migliore tecnologia disponibile, la facilità di reperibilità sul mercato un costo accessibile.

I moduli individuati sono:

Marca	PHONO SOLAR
Modello	PS550M6-24/TH
Tipo materiale	Si monocristallino

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	550.0 W
Im [A]	13.24
Isc [A]	13.82
Efficienza [%]	21.28
Vm [V]	41.55
Voc [V]	49.59

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [%/°C]	-0.2800
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.050
NOCT [°C]	45.0
Vmax [V]	1 500.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	2 279.00
Larghezza [mm]	1 134.00
Superficie [m ²]	2.584
Spessore [mm]	35.00
Peso [kg]	29.00
Numero celle	144

I moduli dovranno essere approvati e verificati da laboratori di accreditamento (laboratori accreditati EA, European Accreditation Agreement, o che abbiano stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento), per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

3.12 SISTEMA DI CONVERSIONE DELLA CORRENTE CONTINUA IN CORRENTE ALTERNATA

La scelta degli Inverter per sistemi Fotovoltaici è avvenuta in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra pannelli ed il dispositivo di conversione della c.c. in c.a. Tali componenti rappresentano infatti il cuore di un generatore fotovoltaico.

Le esigenze da soddisfare al fine di realizzare un impianto a regola d'arte sono:

- Adeguata suddivisione dei pannelli FV in stringhe ed in campi fotovoltaici al fine di garantire una equilibrata ripartizione su più inverter;
- Dimensionamento delle singole stringhe e dei campi FV in modo da garantire il funzionamento sempre all'interno del range di MPPT dell'inverter.
- Ottenere un sufficiente equilibrio tra i vari campi fotovoltaici;
- Raggiungere un sufficiente grado di sfruttamento delle potenzialità dell'inverter.

In ragione delle considerazioni e scelte sopra descritte, la scelta progettuale è stata indirizzata verso inverter di stringa, al fine di ridurre le perdite.

Gli inverter avranno le seguenti caratteristiche:

DATI GENERALI

Marca	SUNGROW
Modello	SG350HX
Tipo fase	Trifase

INGRESSI MPPT

N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	500.00	1500.00	1500.00	60.00
2	500.00	1500.00	1500.00	60.00
3	500.00	1500.00	1500.00	60.00
4	500.00	1500.00	1500.00	60.00
5	500.00	1500.00	1500.00	60.00
6	500.00	1500.00	1500.00	60.00
7	500.00	1500.00	1500.00	60.00
8	500.00	1500.00	1500.00	60.00
9	500.00	1500.00	1500.00	60.00
10	500.00	1500.00	1500.00	60.00
11	500.00	1500.00	1500.00	60.00
12	500.00	1500.00	1500.00	60.00

Max pot. FV [W] 490 000

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	352 000
Tensione nominale [V]	800
Rendimento max [%]	99.01
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.80

DATI GENERALI

Marca	SUNGROW
Modello	SG250HX
Tipo fase	Trifase

INGRESSI MPPT

N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
2	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
3	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
4	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
5	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
6	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
7	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
8	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
9	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
10	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
11	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00
12	500.00	1 500.00	1 500.00	50.00

Max pot. FV [W] 350 000

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	250 000
Tensione nominale [V]	800
Rendimento max [%]	99.00
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.80

La composizione dei campi fotovoltaici è stata progettata al fine di garantire nelle varie condizioni di funzionamento, una tensione del sistema c.c. perfettamente all'interno del range del MPPT degli inverter.

Per maggiori dettagli su tali aspetti si rimanda alla relazione di calcolo riportante il dimensionamento.

3.13 ANALISI DEI VINCOLI

Le opere di connessione dell'impianto 13B di produzione di energia da fonte solare di cui al codice di rintracciabilità 13B NORD 245612801, 13B SUD 235649426 non interferiscono, come riportato nelle tavole allegate alla presente, con vincoli di natura urbanistica e/o ambientale.

Come previsto dalla soluzione tecnica la linee a partire dalla Cabina Primaria Cellino saranno posate in tubazione interrata a partire dalle sbarre di MT sino a raggiungere il dispositivo di sezionamento da palo IMS, dopodiché la linee saranno posate in esecuzione aerea, sempre però della tipologia in cavo e non conduttore nudo, ed il cui tracciato è indicato negli elaborati grafici allegati. A partire dal dispositivo di sezionamento IMS le linee saranno sospese su un'unica palificazione fino a raggiungere le cabine di consegna. La palificazione sarà dimensionata per poter ospitare due linee in cavo aeree.

Con l'obiettivo di verificare eventuali problematiche afferenti la possibilità di insediamento di infrastrutture elettriche si è proceduto a verificare puntualmente l'eventuale presenza di vincoli di tipo geomorfologici, idrologici, botanico vegetazionali, delle aree protette e dei siti naturalistici.

3.14 INTERFERENZE CON ALTRI SOTTOSERVIZI

3.14.1 Note generali

Lungo il tracciato dell'impianto di rete per la connessione che nelle reti interne d'utenza si incontrano altri sottoservizi che devono essere oltrepassati. Di seguito si danno le prescrizioni generali in funzione del tipo di sottoservizio incontrato e quelle particolareggiare per alcuni attraversamenti già individuati. Inoltre, i due profili altimetrici evidenziano la presenza delle interferenze con le modalità di superamento.

3.14.2 Interferenze con linee di telecomunicazione

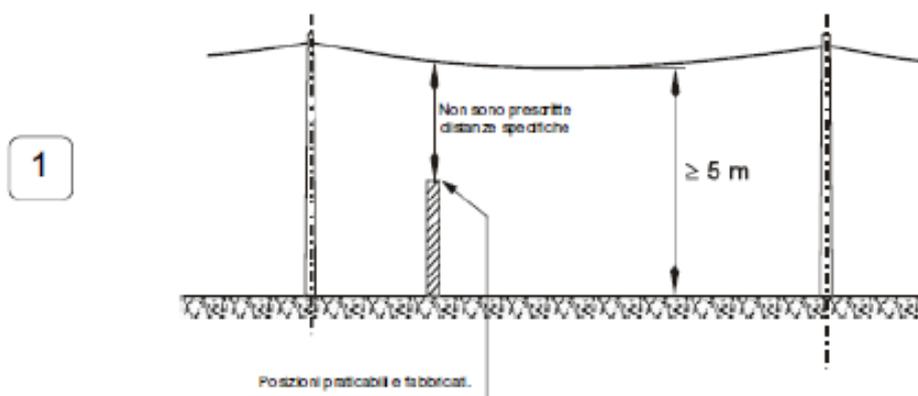
Lungo il tracciato aereo sono presenti altre linee aeree, pertanto dovranno essere rispettate le successive indicazioni in merito.

3.14.3 Attraversamenti stradali

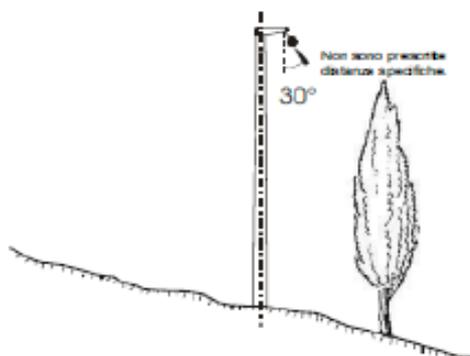
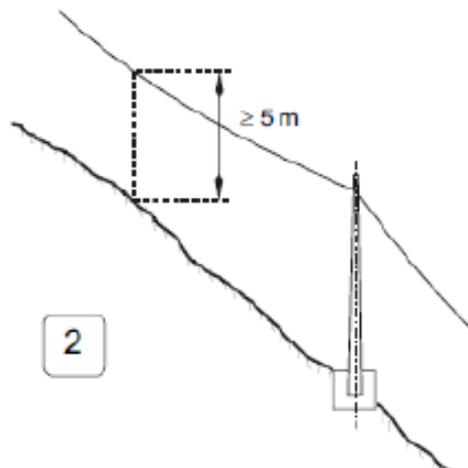
L'impianto di rete per la connessione lungo il suo tracciato incrociano strade comunali e provinciali. L'attraversamento trasversale, e quello longitudinale, è previsto in aereo

posizionando i pali di sostegno ad adeguata distanza dal ciglio stradale dimodoché un eventuale ribaltamento della linea non invada la corsia di marcia.

- **ALTEZZA SUL TERRENO E SULLE ACQUE NON NAVIGABILI**
- **DISTANZE DA POSIZIONI PRATICABILI E IMPRATICABILI**
- **DISTANZE DAI FABBRICATI**

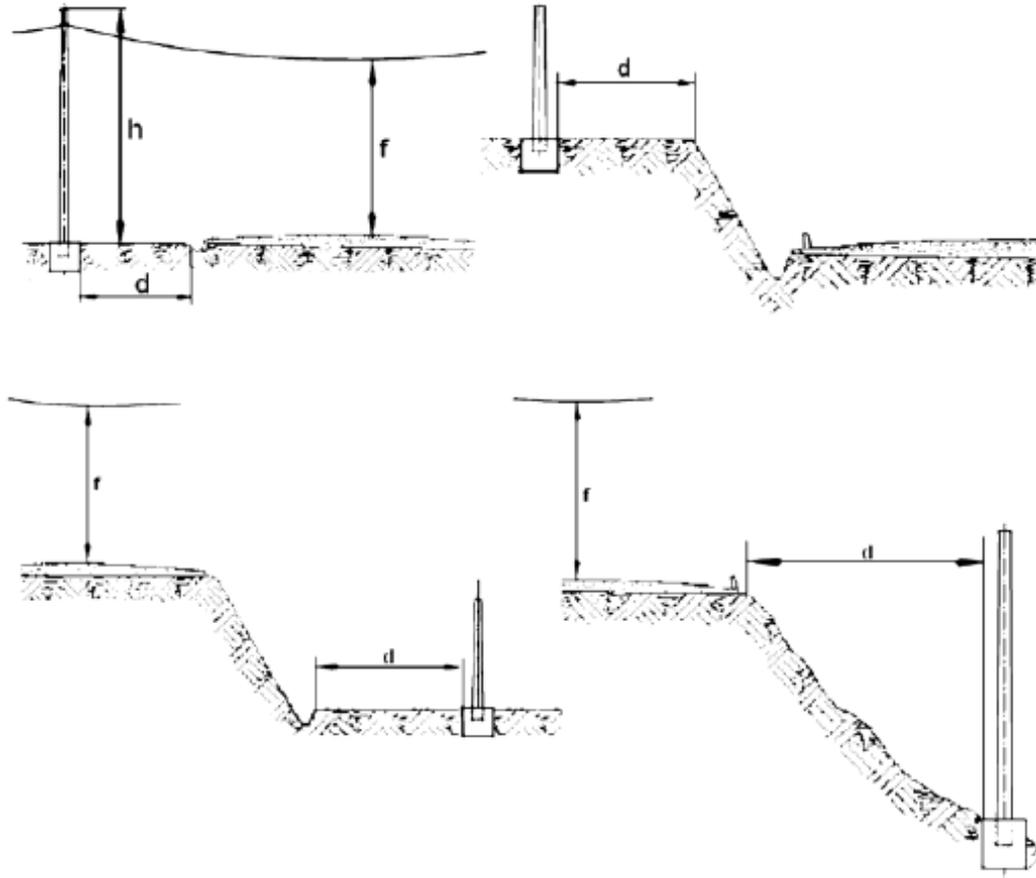


- I conduttori non devono mai trovarsi nelle condizioni di MF ad un'altezza verticale sul piano di campagna inferiore a 5 m.
- I franchi minimi richiesti sono quelli indicati nelle figure 1, 2, 3; essi devono comunque essere tali da evitare alle persone che si trovino in prossimità della linea, anche se munite di attrezzi di lavoro, il pericolo di contatto.
- E' ammesso derogare da tali prescrizioni quando si tratti di linee sovrappassanti i terreni recintati con accesso riservato al personale addetto all'esercizio elettrico.



OPERE INTERFERENTI:

- **STRADE STATALI E LORO COLLEGAMENTI NELL'ABITATO**
- **STRADE PROVINCIALI E LORO COLLEGAMENTI NELL'ABITATO**
- **STRADE COMUNALI**



TIPO DI STRADA	f [m]	d [m]	ANGOLO DI INCROCIO ⁽⁴⁾
Statale	≥ 7,30 (7,23)	≥ h ⁽¹⁾	≥ 30°
Provinciale	≥ 7,30 (7,23)	≥ 2/5 h ⁽²⁾	
Comunale	≥ 5	≥ 3 ⁽³⁾	

⁽¹⁾ riducibile previo benestare dell'ANAS o dell'Ente proprietario della strada.

⁽²⁾ nell'abitato è riducibile previo benestare del Genio Civile o dell'Amm.ne Provinciale sino all'installazione in banchina o sul marciapiede.

⁽³⁾ nessuna prescrizione se interna all'abitato.

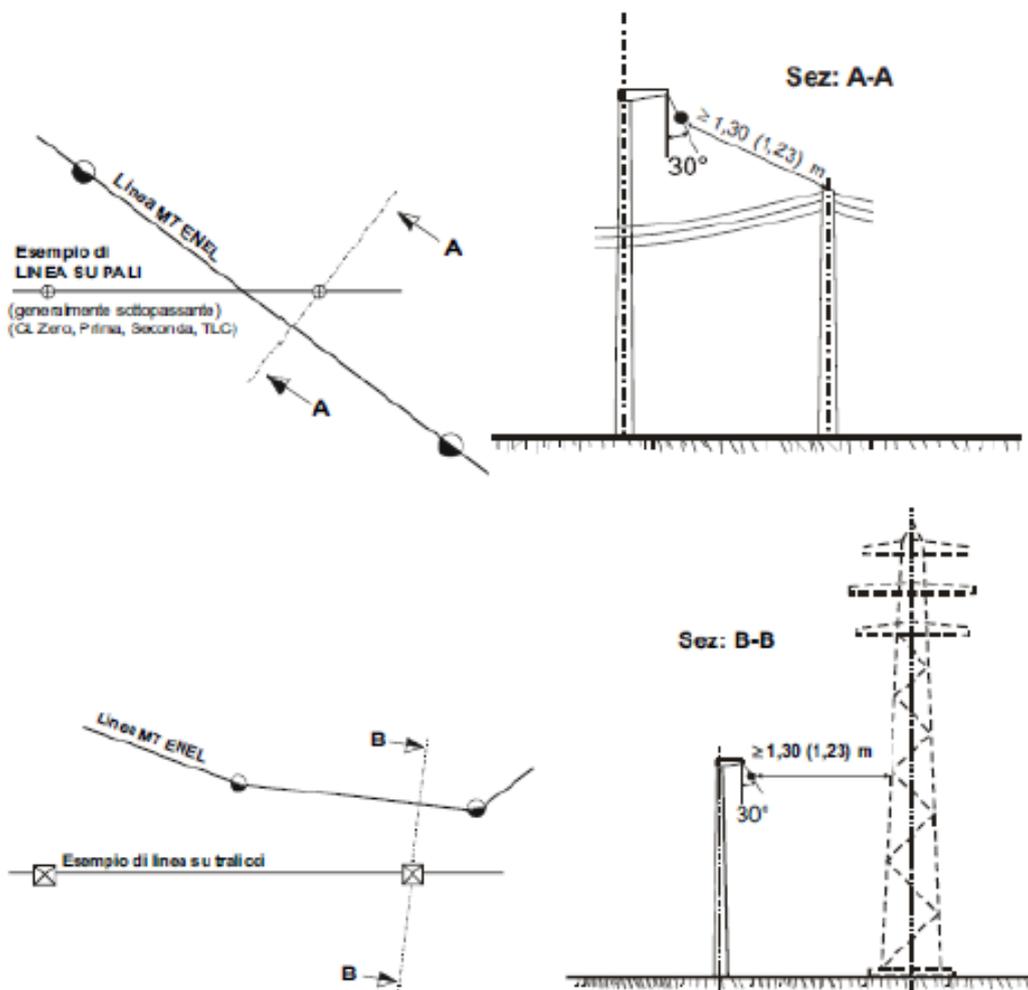
⁽⁴⁾ prescrizione valida solo al di fuori dell'abitato.

OPERE INTERFERENTI:

- **SOSTEGNI DI ALTRE LINEE ELETTRICHE O DI TELECOMUNICAZIONE**

Angolo d'incrocio: nessuna prescrizione

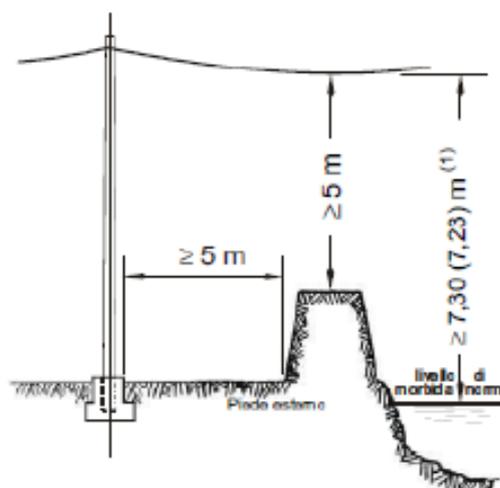
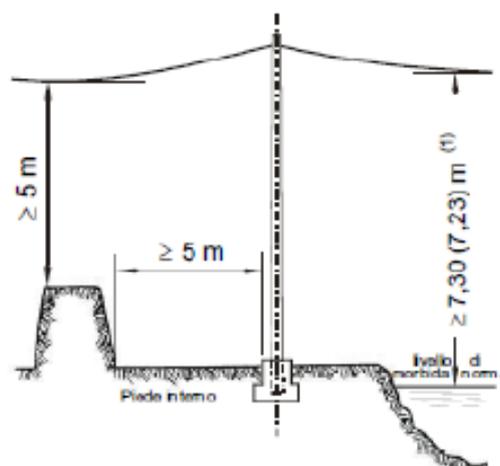
Le seguenti prescrizioni sono valide in generale e devono essere rispettate in tutti i casi particolari considerati nel seguito (sia per opere attraversate sia per quelle non attraversate) anche se non compaiono esplicitamente nelle figure.



OPERE INTERFERENTI:

- **CORSI D'ACQUA NAVIGABILI DI SECONDA CLASSE (R.D. 8/6/11 n° 823 e R.D. 11/7/13 n° 959)**
- **ARGINI DI TERZA CATEGORIA (R.D. 25/7/04 n° 523)**
- **CORSI D'ACQUA NON NAVIGABILI**

Angolo di incrocio: nessuna prescrizione



3.14.4 Attraversamento linea BT

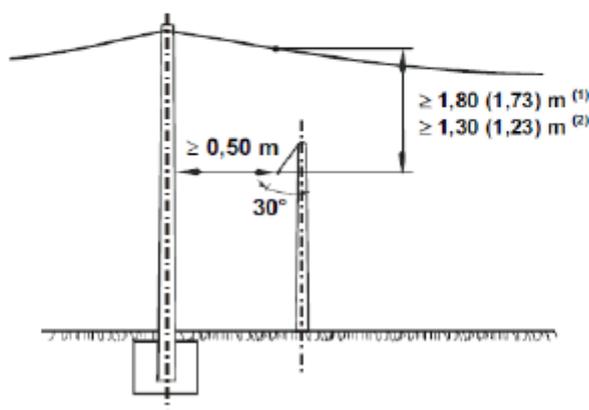
Lungo il tracciato aereo la linea MT incrocia altre linee aeree di prima categoria. Nell'incrocio con il servizio interferente devono essere rispettate le seguenti distanze minime.

OPERE INTERFERENTI:

- LINEE DI TELECOMUNICAZIONE, LINEE ELETTRICHE DI CLASSI ZERO E PRIMA

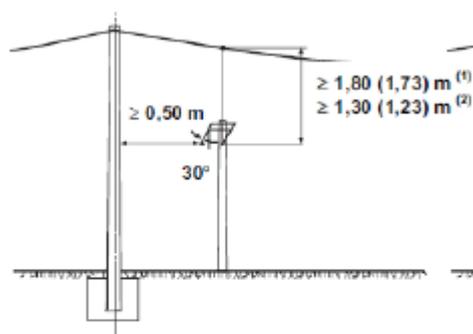
Angolo di incrocio: nessuna prescrizione

Linea di telecomunicazione, classe zero o prima in cavo aereo

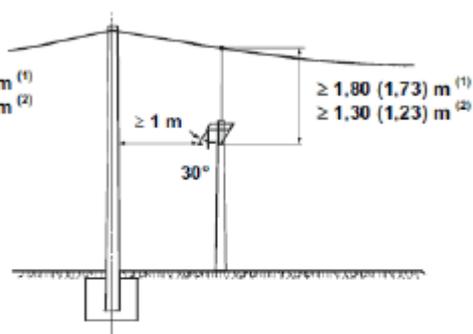


Linea di telecomunicazione, classe zero o prima in conduttori nudi

Nell'abitato



Fuori dell'abitato



⁽¹⁾ Quando una o ambedue le linee sono in sospensione.

⁽²⁾ Quando ambedue le linee sono fissate in amarro.

3.14.5 Attraversamento linea MT-AT

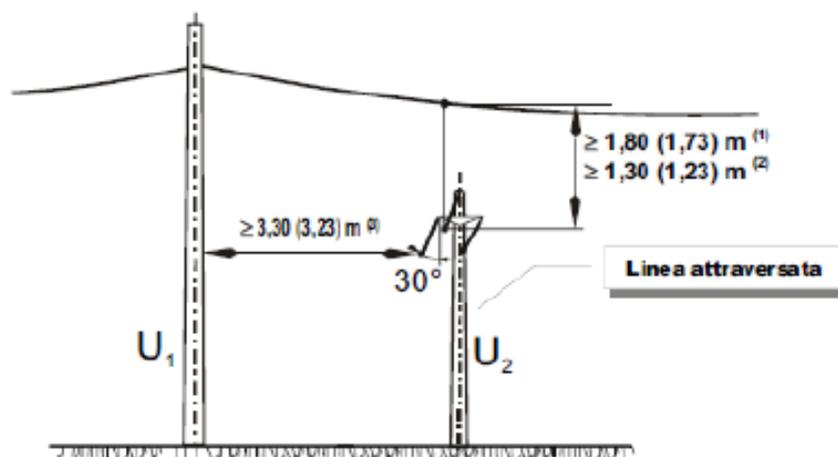
Lungo il tracciato la linea aeree incrocia altre linee di seconda e terza categoria. Nell'incrocio con il servizio interferente devono essere rispettate le seguenti distanze minime.

OPERE INTERFERENTI:

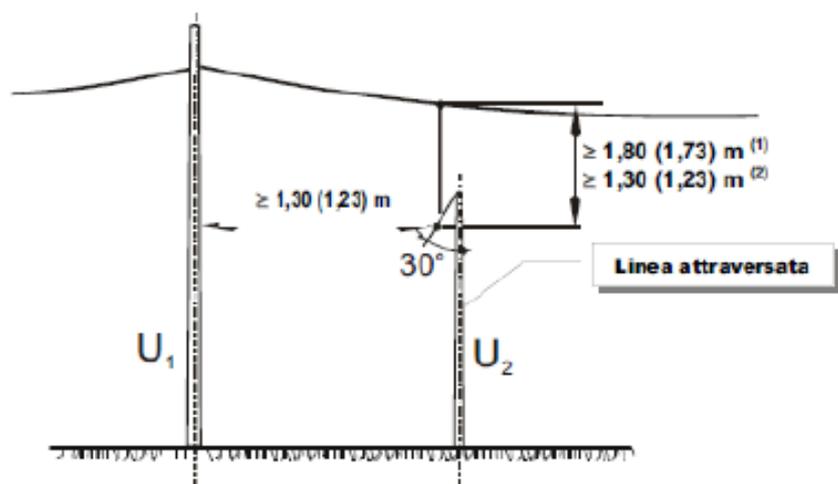
- LINEE ELETTRICHE DI CLASSI SECONDA E TERZA
ATTRAVERSAMENTO SUPERIORE

Angolo di Incrocio: nessuna prescrizione

Esempio di Linea attraversata: MT in conduttori nudi a tensione $U_2 \leq 20$ kV



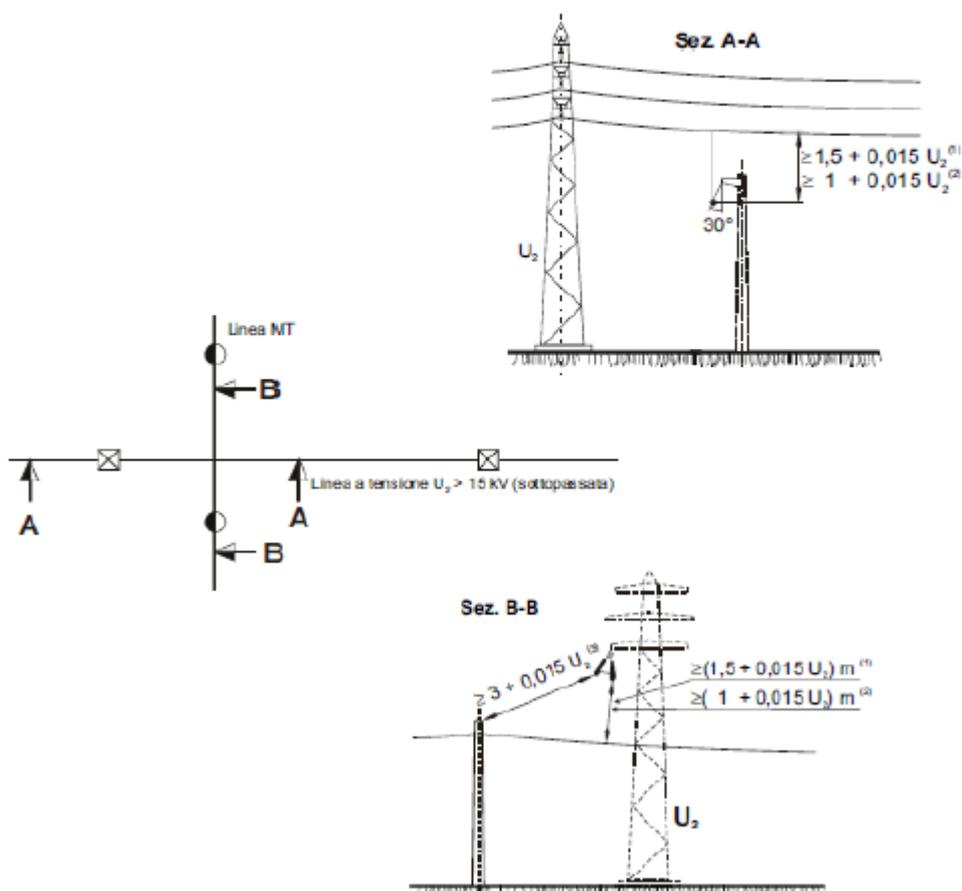
Esempio di Linea attraversata: MT in cavo aereo a tensione $U_2 \leq 20$ kV



OPERE INTERFERENTI:

- **LINEE ELETTRICHE DI CLASSI SECONDA E TERZA**
ATTRAVERSAMENTO INFERIORE

Angolo di incrocio: nessuna prescrizione



4 PIANO DI DISMISSIONE

4.1 Fasi della dismissione

L'impianto fotovoltaico sarà dismesso quando cesserà di funzionare, dopo almeno 25-30 anni dalla data di entrata in esercizio, seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento.

Si precisa che l'impianto di rete per la connessione rimarrà di proprietà di e-distribuzione che ne deciderà la gestione.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- Scollegamento serie moduli fotovoltaici;
- Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
- Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
- Smontaggio sistema di illuminazione, se presente;
- Rimozione parti elettriche dai fabbricati per alloggiamento inverter;
- Smontaggio struttura metallica;
- Rimozione dei basamenti di fissaggio al suolo delle cabine;
- Rimozione parti elettriche dalla cabina di trasformazione;
- Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto fotovoltaico sono di circa 31 giorni lavorativi.

La dismissione di un impianto fotovoltaico è un'operazione ancora non entrata in uso comune, data la capacità dell'impianto fotovoltaico a continuare nel proprio funzionamento di conversione dell'energia anche oltre la durata di venticinque trent'anni, ed essendo tali tecnologie piuttosto recenti.

4.2 Riciclo e rifiuti

Ogni singola parte dell'impianto FV avrà dei componenti riciclabili e degli altri che saranno classificati come rifiuti.

L'impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dai seguenti materiali:

- Apparecchiature elettriche ed elettroniche: inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici, contatori, impianto di videosorveglianza e di illuminazione;

- Materiali ferrosi: strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici quali viti di ancoraggio in acciaio, profili di alluminio; recinzione in fili zincati; porte/finestre di aerazione della cabina elettrica;
- Cavi elettrici;
- Materiale plastico: tubazioni in PVC per il passaggio dei cavi elettrici, cassette dei quadri elettrici;
- Materiale inerte: pietrisco o ghiaia per la realizzazione della viabilità interna.

4.3 Pannelli FV

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli Fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra, qualora non fosse possibile rivenderli, l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Le operazioni consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi a idonea piattaforma predisposta dal costruttore dei moduli FV che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

4.4 Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, sia per la parte aerea che per quella vincolata al suolo.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio, il tutto a norma di legge.

4.5 Impianto elettrico

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimossi, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici fuori terra e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative.

4.6 Normativa sui rifiuti

Il D.lgs. 152/06 classifica i rifiuti secondo l'origine in rifiuti urbani e rifiuti speciali, e secondo le caratteristiche di pericolosità in rifiuti pericolosi e non pericolosi. Tutti i rifiuti sono identificati da un codice a sei cifre.

L'elenco dei codici identificativi (denominato CER 2002 e allegato alla parte quarta del D.lgs. 152/06) è articolato in 20 classi: ogni classe raggruppa rifiuti che derivano da uno stesso ciclo produttivo. All'interno dell'elenco, i rifiuti pericolosi sono contrassegnati da un asterisco.

In base alla classificazione secondo l'origine, i rifiuti derivanti dalla dismissione di un impianto fotovoltaico rientrano tra quelli speciali:

- rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione, nonché i rifiuti pericolosi che derivano dalle attività di scavo;
- i macchinari e le apparecchiature deteriorati ed obsoleti;

Per quanto riguarda la classificazione secondo la pericolosità, secondo il D.lgs. 152/06 (art. 184, comma 5), sono rifiuti pericolosi quelli contrassegnati da apposito asterisco nell'elenco CER2002.

In tale elenco alcune tipologie di rifiuti sono classificate come pericolose o non pericolose fin dall'origine, mentre per altre la pericolosità dipende dalla concentrazione di sostanze pericolose e/o metalli pesanti presenti nel rifiuto.

Per "sostanza pericolosa" si intende qualsiasi sostanza classificata come pericolosa ai sensi della direttiva 67/548/CEE e successive modifiche: questa classificazione è soggetta ad aggiornamenti, in quanto la ricerca e le conoscenze in questo campo sono in continua evoluzione.

I "metalli pesanti" sono: antimonio, arsenico, cadmio, cromo (VI), rame, piombo, mercurio, nichel, selenio, tellurio, tallio e stagno. Essi possono essere presenti sia puri che, combinati con altri elementi, in composti chimici.

Il codice CER dei materiali costituenti un impianto fotovoltaico sono essenzialmente i seguenti:

Codice CER	Descrizione
20 01 36	apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)
17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
17 02 03	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)

Codice CER	Descrizione
17 04 05	Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaico)
17 04 11	Cavi
17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)

In particolare, riguardo alla rottamazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), la Norma EN 50419 indica l'appartenenza del prodotto alla categoria RAEE, per cui tutti i prodotti a fine vita che riportano tale simbolo non potranno essere conferiti nei rifiuti generici, ma seguire l'iter dello smaltimento. Il mancato recupero dei RAEE non permette lo sfruttamento delle risorse presenti all'interno del rifiuto stesso come plastiche e metalli riciclabili.

Lo Stato italiano dispone che si realizzi il trasporto dei RAEE presso gli impianti autorizzati indicati dai produttori di AEE professionali. All'art. 7 del decreto n. 65 del 2010 si rende noto che si applica il ritiro di RAEE professionali effettuato dai gestori dei centri di assistenza tecnica di AEE formalmente incaricati dai produttori di tali apparecchiature, provvedendo al ritiro nell'ambito dell'organizzazione di un sistema di raccolta di cui all'articolo 6, comma 3, del decreto legislativo n. 151 del 2005.

È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti).

I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo, quali il vetro (che ingiallisce), i fogli di EVA (acetato di vinile) e il Tedlar (film di polivinilcloruro). Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio e il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

L'inverter, altro elemento "ricco" di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato.

Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, in termini di inquinamento atmosferico

(nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento).

Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43.

4.7 Computo metrico indicativo dei lavori di smantellamento dell'impianto

Oggetto	Lavori di Smantellamento e Ripristino dei luoghi per ciascun MW
Moduli	Non è previsto lo smaltimento in discarica dei moduli. I moduli sono soggetti alla rimozione dalle strutture ed al trasporto alla ditta produttrice, rientrando in un programma di ritiro e riciclaggio dei moduli al termine della vita dell'impianto.
Strutture	<p>Le strutture di fondazione delle cabine di trasformazione sono in calcestruzzo armato, pertanto va demolito la piastra di fondazione, rimosso e il materiale riveniente portato a discarica autorizzata. La parte ferrosa (armatura) è vendibile a ditte interessate nel loro riciclaggio, con costo netto di smaltimento sostanzialmente nullo.</p> <p>Le strutture sono composte in massima parte in acciaio zincato. Dato il valore residuo di tali materiali, le strutture verranno vendute a ditte interessate nel loro riciclaggio con notevoli ricavi per l'azienda committente.</p>
Cavi	I cavi sono composti in alluminio. È prevista la vendita degli stessi a ditte interessate nel loro riciclaggio con notevoli ricavi per l'azienda committente.
Trasformatore	Il trasformatore è composto in massima parte da materiali pesanti. Dato il valore residuo di tali materiali, è prevista la vendita delle strutture a ditte specializzate nel riciclaggio di tali materiali.
Cabine	I locali tecnici potranno essere demoliti con trasporto a discarica autorizzata dei materiali derivanti dalla demolizione, ove non tali locali non siano più utili a successivi utilizzi del terreno, con limitato dispendio.

5 ANALISI COSTI-BENEFICI

L'analisi costi benefici non può prescindere dalla valutazione della resa energetica, e quindi della produzione dell'impianto, che per la sua peculiare caratteristica di produzione energetica da fonte rinnovabile costituisce di per sé un vantaggio sotto molteplici aspetti:

1. si produce energia da fonte rinnovabile;
2. la stessa quantità di energia potrebbe essere decurtata dalla produzione di energia da fonti convenzionali;
3. non si consumano risorse fossili, che, secondo le previsioni attuali, sono in via di esaurimento;
4. si evitano emissioni dannose in atmosfera;
5. si costruisce e si consolida la nascita dell'industria fotovoltaica con il relativo indotto e le ricadute sociooccupazionali;
6. si contribuisce al rispetto degli impegni presi in virtù del protocollo di Kyoto.

5.1 Analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche a livello locale

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, oltre a generare gli indubbi vantaggi sull'ambiente legati alla riduzione delle emissioni in atmosfera come indicato al precedente paragrafo, permette di avere ricadute locali molto interessanti sia in fase di realizzazione che di gestione dello stesso.

Oggi più che mai conviene investire in progetti grid parity o market parity, in quanto esso rappresenta l'unico modo possibile per poter offrire prezzi dell'energia che siano più bassi rispetto alla produzione da fonti energetiche fossili. Per sviluppare progetti in grid/market parity, quindi senza l'utilizzo di incentivi statali, è importante puntare su impianti solari di grosse dimensioni che possano garantire bassi costi energetici, competitivi con le altre forme di energia rinnovabile e non.

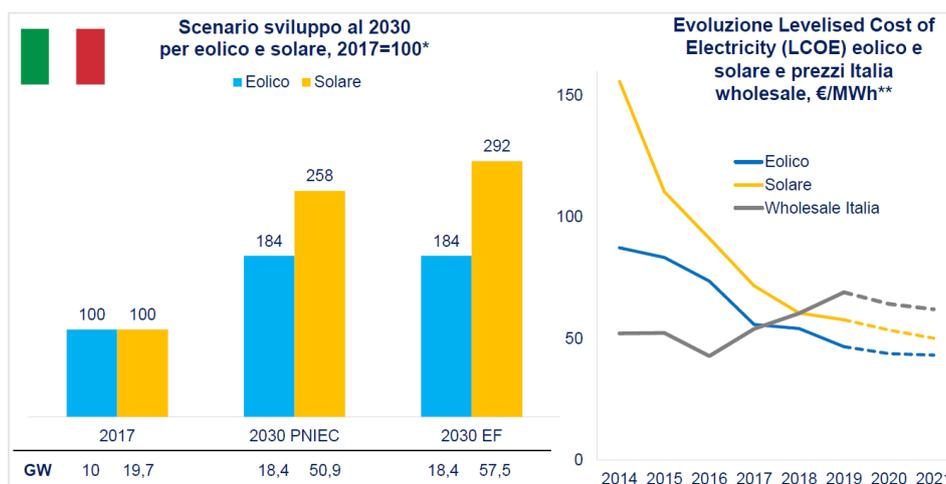


Figura 8: A sinistra le previsioni di sviluppo di eolico e fotovoltaico al 2030 nell'ipotesi di raggiungimento degli obiettivi del PNIEC; a destra l'evoluzione passata e la previsione futura dei costi dell'energia elettrica, in base alla fonte energetica utilizzata (fonte dei

grafici: "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" - 26 giugno 2019 - Audizione Elettricità Futura sulle politiche energetiche italiane ed europee)

Il sito prescelto presenta caratteristiche ottimali per l'installazione di un grande parco fotovoltaico, tra cui:

- proprietà geomorfologiche che rendono il sito perfetto per la disposizione dei moduli, garantendo rendimenti altissimi;
- abbondanza della risorsa solare, il che rende non solo il sito proposto ma l'intera Puglia una delle zone più produttive d'Italia;
- presenza di reti elettrica e viaria ramificate che semplificano il trasporto e l'immissione in rete di una grande mole di energia.

L'utilizzo di grandi aree lontane dai centri abitati per la produzione di energia elettrica non solo non genera inquinamento, ma crea meno disturbo ai vicini centri abitati, rispetto ad altre modalità di produzione di energia elettrica.

L'area di interesse è un'area improduttiva ed inutilizzata dal punto di vista agricolo, pertanto l'intervento permetterà, inoltre, di ristabilire la redditività di tale area.

Per la realizzazione delle opere necessarie all'impianto (esecuzione delle strade sterrate interne, realizzazione delle platee di fondazione gettate in opera, montaggio delle cabine, installazione dei tracker e collegamenti elettrici) verranno impiegate risorse locali per i movimenti di terra, la fornitura di materiale, la costruzione dei manufatti e l'installazione delle opere.

Successivamente, nel periodo di esercizio dell'impianto, verranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e la supervisione dell'impianto.

Alcune figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione e supervisione tecnica, mentre altre figure verranno impiegate occasionalmente per le manutenzioni ordinarie e straordinarie dell'impianto.

Le tipologie di figure professionali richieste durante la fase di esercizio sono:

- tecnici della supervisione dell'impianto e personale di sorveglianza;
- elettricisti;
- operai edili e artigiani;
- operai agricoli o giardinieri per la manutenzione del verde di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, manutenzione delle piante lungo la recinzione).

Pertanto, l'impianto in fase di esercizio offrirà lavoro in ambito locale a personale:

- non specializzato, per le necessità connesse alla guardiania, alla manutenzione ordinaria per il taglio controllato della vegetazione, alla pulizia dei pannelli;

- qualificato, per la verifica dell'efficienza delle connessioni lungo la rete di cablaggio elettrico;
- specializzato, per il controllo e la manutenzione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche di trasformazione dell'energia elettrica.

Si riportano alcuni grafici e dati divulgati da "Elettricità Futura" nel suo rapporto sulle "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" del 26 maggio 2019.

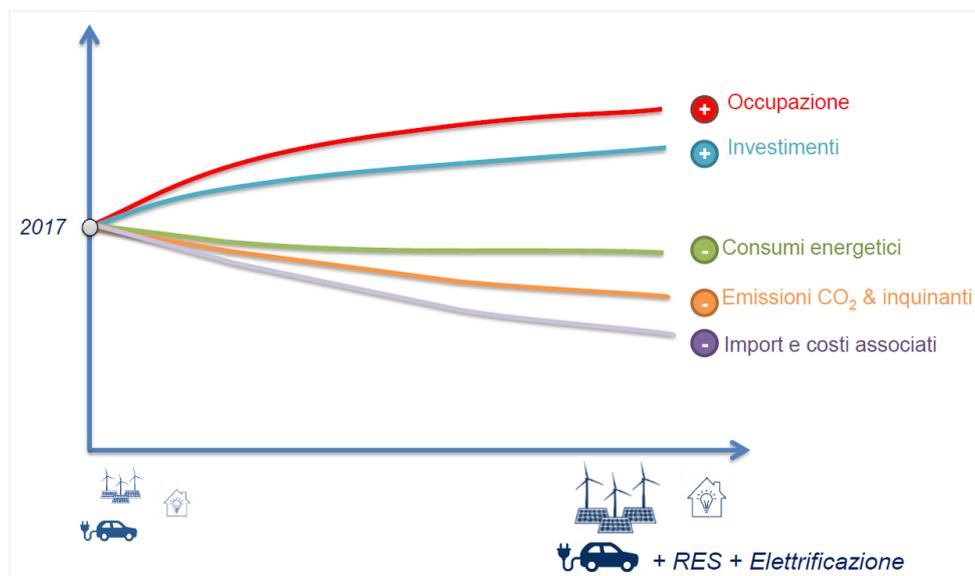


Figura 9: grafico qualitativo delle ricadute a livello nazionale nel caso di ulteriore sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, in termini di occupazione, investimenti, consumi energetici, emissioni e import (fonte: "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" - 26 giugno 2019 - Audizione Elettricità Futura sulle politiche energetiche italiane ed europee)



Figura 10: illustrazione sullo sviluppo dei posti di lavoro e le tipologie di figure professionali impiegate nel settore energetico (fonte: "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" - 26 giugno 2019 - Audizione Elettricità Futura sulle politiche energetiche italiane ed europee)

Nei prossimi paragrafi si darà riscontro puntuale in termini economici locali di quanto sopra riportato a livello di contesto globale.

5.1.1 Ricadute in fase di realizzazione

Si deve tenere in considerazione il fatto che, se è vero che i principali componenti di impianto non sono prodotti localmente ma importati in regione da altre parti, saranno necessariamente impiegate imprese locali, anche al fine di contenere i costi di realizzazione legati alle trasferte, per attività di:

- Sorveglianza del cantiere;
- Realizzazione delle parti edili ed impiantistiche;
- Noli di attrezzatura, quali: scavatori, ruspe, altri mezzi vari;
- Realizzazione del bosco per la mitigazione ambientale mediante acquisto di essenze da vivai locali;
- Progettazione, direzione lavori e rilievi;
- Approvvigionamento dei terreni per impianto e bosco.

5.1.2 Ricadute in fase di gestione

Pur considerando che gli impianti fotovoltaici non richiedono una presenza di personale in sito costante, va comunque valutato che devono essere svolte periodicamente delle attività di gestione e manutenzione dello stesso che, per motivi di economicità, sicuramente saranno affidate a società locali.

Tra queste attività si possono annoverare:

- Servizio di guardiania anche con ronde;
- Taglio erba;
- Lavaggio moduli;
- Manutenzioni elettriche ordinarie quali, ad esempio: verifica dello stato dei componenti, controllo dei collegamenti e dei serraggi, pulizia dei locali elettrici, ecc.

5.1.3 Conclusioni dell'analisi costi benefici

Per quanto indicato nei paragrafi precedenti, ne consegue che realizzare l'impianto avrà una ricaduta economica diretta sul territorio, e quindi anche sociale ed occupazionale.

Tali benefici vanno raffrontati ad eventuali costi, compresi quelli ambientali, che deve sostenere la collettività per raggiungere gli obiettivi nazionali.

Il costo principale che dovrebbe affrontare la collettività è quello legato al sostegno alle fonti rinnovabili che pesa sulla bolletta energetica di ciascuno tramite applicazione delle componenti amministrative A3/Asos come emanate dall'Autorità di Regolamentazione per Energia Reti e Ambiente (ARER)

A), già AEEGSI, e che incentiva i c.d. "Conti Energia".

In realtà allo stato attuale il costo delle componenti di impianto è talmente calato rispetto al passato che non è più necessario ricorrere ad incentivi statali, comunque denominati e declinati, e la remunerazione della vendita di energia a grosse realtà industriali, ovvero in borsa tramite il GME, è sufficiente a coprire tutti i costi e garantire la sufficiente copertura economica dell'investimento.

6 PROCEDURE DI CALCOLO

6.1 CRITERIO GENERALE DI PROGETTO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

6.2 CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

6.3 CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

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

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

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

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

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

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

6.4 GENERATORE IMPIANTO 13B NORD 1

Il generatore, denominato "IMPIANTO 13B NORD 1", ha una potenza pari a 5 662.800 kW, derivante da 10296 moduli con una superficie totale dei moduli di 26 604.86 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	5 662.800 kW

Modulo		
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH	
Numero totale moduli	10296	
Superficie totale moduli	26 604.86 m ²	
Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	78	3 x 26
2	78	3 x 26
3	78	3 x 26
4	78	3 x 26
5	78	3 x 26
6	78	3 x 26
7	78	3 x 26
8	78	3 x 26
9	78	3 x 26

10	52	2 x 26
11	52	2 x 26
12	52	2 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SUNGROW - SG350HX
Numero totale	12
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	74.59 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 4

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 5

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 6

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 7

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 8

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 9

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
---------------	--

Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 10

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 11

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 12

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
------------------	--

Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO
--	-------------------

Numero commessa HE.19.0092

Titolo commessa Costruzione ed esercizio impianto di produzione dell'energia elettrica da fonte fotovoltaica avente potenza in immissione pari a 7,12MW(4,22MW+2,90MW) e potenza moduli pari a 10,12MWp con relativo collegamento alla rete elettrica

Stato avanzamento Progetto definitivo

Nome elaborato DIE.RE01_Relazione tecnico illustrativa impianti

6.5 GENERATORE IMPIANTO 13B NORD 2

Il generatore, denominato "IMPIANTO 13B NORD 2", ha una potenza pari a 343.200 kW, derivante da 624 moduli con una superficie totale dei moduli di 1 612.42 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	343.200 kW

Modulo	
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH
Numero totale moduli	624
Superficie totale moduli	1 612.42 m ²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	52	2 x 26
2	52	2 x 26
3	52	2 x 26
4	52	2 x 26
5	52	2 x 26
6	52	2 x 26
7	52	2 x 26
8	52	2 x 26

9	52	2 x 26
10	52	2 x 26
11	52	2 x 26
12	52	2 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SUNGROW - SG250HX
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	72.84 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
------------------	--

Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO
--	-------------------

Verifiche elettriche MPPT 4

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 5

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
--------------------------------	--

Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO
---	-------------------

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 6

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 7

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
-------------------------	--

Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO
--	-------------------

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 8

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 9

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO

Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 10

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 11

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 12

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

6.6 GENERATORE IMPIANTO 13B SUD 1

Il generatore, denominato "IMPIANTO 13B SUD 1", ha una potenza pari a 3 775.200 kW, derivante da 6864 moduli con una superficie totale dei moduli di 17 736.58 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	3 775.200 kW

Modulo	
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH
Numero totale moduli	6864
Superficie totale moduli	17 736.58 m ²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	78	3 x 26
2	78	3 x 26
3	78	3 x 26
4	78	3 x 26
5	78	3 x 26
6	78	3 x 26
7	78	3 x 26
8	78	3 x 26

9	78	3 x 26
10	52	2 x 26
11	52	2 x 26
12	52	2 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SUNGROW - SG350HX
Numero totale	8
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	74.59 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 4

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 5

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 6

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 7

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 8

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 9

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
---------------	--

Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (41.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 10

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 11

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 12

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (60.00 A)	VERIFICATO

Numero commessa HE.19.0092

Titolo commessa Costruzione ed esercizio impianto di produzione dell'energia elettrica da fonte fotovoltaica avente potenza in immissione pari a 7,12MW(4,22MW+2,90MW) e potenza moduli pari a 10,12MWp con relativo collegamento alla rete elettrica

Stato avanzamento Progetto definitivo

Nome elaborato DIE.RE01_Relazione tecnico illustrativa impianti

6.7 GENERATORE IMPIANTO 13B SUD 2

Il generatore, denominato "IMPIANTO 13B SUD 2", ha una potenza pari a 343.200, derivante da 624 moduli con una superficie totale dei moduli di 1 612.42 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	343.200 kW

Modulo	
Marca – Modello	PHONO SOLAR - PS550M6-24/TH
Numero totale moduli	624
Superficie totale moduli	1 612.42 m ²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	52	2 x 26
2	52	2 x 26
3	52	2 x 26
4	52	2 x 26
5	52	2 x 26
6	52	2 x 26
7	52	2 x 26
8	52	2 x 26

9	52	2 x 26
10	52	2 x 26
11	52	2 x 26
12	52	2 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SUNGROW - SG250HX
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	72.84 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 4

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 5

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 6

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 7

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 8

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (917.84 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 170.55 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 9

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 10

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 11

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche MPPT 12

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (917.84 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (1 170.55 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 379.59 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (27.64 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (50.00 A)	VERIFICATO