



UNIONE
EUROPEA



REGIONE
SICILIANA



COMUNE DI
CALTANISSETTA



COMUNE DI
SERRADIFALCO



COMUNE DI
SAN CATALDO



PROPONENTE:



RWE RENEWABLES ITALIA S.r.l.

Via Andrea Doria, 41/G, 00192 Roma
C.F. e P.I.: 06400370968

SVILUPPATORE:



ATHENA ENERGIE S.p.A.

Via Duca, 25 - 93010 Serradifalco (CL)
C.F. e P.I.: 02042980850

COORDINATORE
DI PROGETTO:

Dott. Ing. STEFANO GASPAROTTO

Via Tommaso Grossi, 12 - 20900 Monza (MB)

PROGETTAZIONE:

INGEGNERIA CIVILE, ELETTRICA, AMBIENTALE E COORDINAM.:



MPOWER s.r.l.

Dott. Ing. Edoardo Boscarino

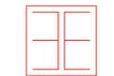
Via N. Machiavelli, 2 - 95030 Sant'Agata Li Battiati (CT)
PEC: mpower@pec.mpowersrl.it

TEAM DI PROGETTO:

Arch. Attilio Massarelli (Progettazione e Staff di Coord.) Ing. Roberto Ruggeri (Aspetti Strutturali)
Ing. Giovanni Battaglia (Progettazione e Staff di Coord.) Ing. Giovanni Chiovetta (Acustica Ambientale)
Ing. Agostino Sciacchitano (Progettazione) Biol. Domenico Catalano (Studio di Impatto Ambient.)
Ing. Cristina Luca (Sicurezza in Cantiere e Coord.) Geol. Stefania Serra (Studio di Impatto Ambientale)
Arch. Giuseppe Messina (Aspetti Paesaggistici) Ing. Gianni Barletta (Impianti Elettrici)
Geol. Marco Gagliano (GIS) Ing. Giuseppe Baiardo (Impianti Elettrici)
Geol. Francesco Buccheri (GIS) Prof. Agr. Salvatore Puleri (Aspetti Agron.e Mitig.Amb.)
Geol. Salvatore Bannò (Aspetti Geologici) Dott. Agr. Giuliano Di Salvo (Mitigazione Ambientale)
Geom. Alfredo Andò - ALPISCAN Srl (Topografia) Dott. Rosario Pignatello - IBLARCHÉ Srls (VPIA)

OPERE DI RETE:

INGEGNERIA OPERE DI RETE:



3E Ingegneria srl

Dott. Ing. Giovanni Saraceno

Via G. Volpe, 92 - Pisa (PI)
email: giovanni.saraceno@3eingegneria.it
PEC: 3eingegneria@legalmail.it

OPERA:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI 99,00 MW DI PICCO E 80 MVA DI IMMISSIONE, DENOMINATO "CALTANISSETTA 2", UBICATO NELLA CONTRADA "GROTTA ROSSA" DEL COMUNE DI CALTANISSETTA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN, DA REALIZZARSI NELLA CONTRADA "CUSATINO" DEL MEDESIMO COMUNE

OGGETTO:

PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO - ECONOMICA

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA IMPIANTI ELETTRICI

IL PROPONENTE:

IL PROGETTISTA:



APPROVAZIONE:

00

30-07-2024

PRIMA EMISSIONE PER RICHIESTA AU E PROCEDURA VIA

GB/GB

EB

EB

REV.

DATA

OGGETTO DELLA REVISIONE

ELABORAZIONE

VERIFICA

APPROVAZIONE

SCALA:

CODICE DOCUMENTO:

CODICE ELABORATO:

FORMATO:

23-29/CL2

PFTE

RS06REL0038A0

00

COMMESSA

FASE

TAVOLA

REV.

R.20.00

PROPONENTE

RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.
Via Andrea Doria n. 41/G, CAP 00192 - Roma
C.F. e P.IVA 06400370968

PROGETTO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI 99,00 MW_p DI PICCO E 80,00 MVA DI IMMISSIONE, DENOMINATO "CALTANISSETTA 2", UBICATO NELLA CONTRADA "GROTTA ROSSA" DEL COMUNE DI CALTANISSETTA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN, DA REALIZZARSI NELLA CONTRADA "CUSATINO" DEL MEDESIMO COMUNE

PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO – ECONOMICA

OGGETTO

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA IMPIANTI ELETTRICI

ELENCO REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Redatto da	Revisionato da	Approvato da	Modifiche
0	30-07-2024	Istruttoria VIA/AU	G. Barletta	G: Baiardo	E. Boscarino	Prima emissione

Questo documento è di proprietà di RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L. È severamente vietato riprodurre questo documento, in tutto o in parte, e fornire a terzi qualsiasi informazione relativa senza il previo consenso scritto di RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.

SOMMARIO

1. PREMESSA	3
2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	5
2.1 UBICAZIONE DELL'AREA	5
2.2 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	10
3. CONDIZIONI E SOLUZIONE PER LA CONNESSIONE ALLA RETE	13
3.1 CONDIZIONI GENERALI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE	13
3.2 LIMITI DI FUNZIONAMENTO	14
3.3 CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	15
1.1.1 Protezioni dell'impianto fotovoltaico contro i guasti esterni	17
1.1.2 Protezioni dell'impianto fotovoltaico contro i guasti interni	18
3.4 REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA E REATTIVA - CURVA DI CAPABILITY	19
3.5 SOLUZIONE PER LA CONNESSIONE (STMG)	35
4. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO	36
4.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO	36
4.2 INVERTER	39
1.1.3 Stringa fotovoltaica e compatibilità stringa/inverter	42
4.3 STRUTTURA DI SUPPORTO MODULI	42
1.1.4 Strutture di supporto ad inseguimento monoassiale (Tracker)	43
1.1.5 Strutture di supporto a tettoia (Canopy)	44
4.4 CABINA DI SOTTOCAMPO	45
4.5 CABINA DI RACCOLTA	47
4.6 CAVI SOLARI	49
4.7 CAVI DI BASSA TENSIONE	52
1.1.6 Rete elettrica in bassa tensione in corrente alternata	55
4.8 CAVI DI ALTA TENSIONE	55
1.1.7 Rete elettrica interna in alta tensione	57
1.1.8 Rete elettrica di connessione in alta tensione	59
4.9 IMPIANTO DI MESSA A TERRA	61
4.10 SISTEMI AUSILIARI	63
1.1.9 Impianto di Sorveglianza e Videosorveglianza	63
1.1.10 Impianto di illuminazione	65
1.1.11 Impianto di monitoraggio	66
5. NORME TECNICHE	68
6. CONCLUSIONI	71

1. PREMESSA

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnica Descrittiva Impianti Elettrici del progetto, proposto dalla società RWE Renewables Italia Srl, che prevede la nuova realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato “CALTANISSETTA 2”, di potenza complessiva pari a circa 99,00 MWp e delle relative opere per la connessione alla RTN, installato su terreno agricolo sito nel Comune di Caltanissetta (CL), Contrada Grottarossa, su un’area complessiva di circa 242 ha, superficie totale netta (proiezione al suolo dei moduli fotovoltaici) pari a circa 43 ha ed una superficie totale, (proiezione al suolo di tutte le strutture costituenti l’impianto), pari a soli 43,1 ha.

All’interno dell’area di impianto saranno installati 159.684 moduli fotovoltaici bifacciali di ultima generazione da 620 Wp su strutture, per la maggior parte, ad inseguimento monoassiale, 229 inverter da 350 kVA e 36 cabine elettriche di trasformazione e distribuzione MT/BT. Tutto rimovibile a fine vita impianto con un tasso molto elevato di riciclo della componentistica e dei materiali impiegati. Si tratta quindi di un impianto a bassissimo impatto ambientale sul luogo di installazione, che vede la maggiore, seppur contenuta, interferenza con l’ambiente circostante durante il circoscritto periodo di cantiere.

L’energia elettrica prodotta sarà immessa nella rete di trasmissione nazionale per mezzo di un elettrodotto di collegamento a 36 kV di lunghezza pari a circa 5,8 km, tra l’impianto agrivoltaico e la sezione a 36 kV della nuova SE di Terna 150/36 kV da inserire in entrata - esce sulla linea RTN a 150 kV “Canicatti – Caltanissetta”, conformemente al preventivo di connessione elaborato da Terna (Codice Pratica: 201901114).

Tali infrastrutture di rete per la connessione, per le quali Terna ha già approvato la prefattibilità, sono da realizzarsi nella Contrada Cusatino del Comune di Caltanissetta (CL).

Il soggetto proponente dell’iniziativa è la Società RWE Renewables Italia Srl avente sede legale ed operativa a Roma (RM) Via Andrea Doria n. 41/G – CAP 00192, C.F. e P.IVA 06400370968.

Il progetto in esame è configurabile come intervento rientrante tra le categorie elencate nell’Allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ed è pertanto soggetto alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) in sede statale in quanto:

“impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.” (fattispecie aggiunta dall’art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021).

Ai sensi del comma 2-bis dell’art. 7-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. il presente progetto rientra tra “Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell’Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.”

Come le opere della stessa tipologia, definite dal Parlamento “strategiche” per il Paese, questo progetto “agrivoltaico” ha contenuti e ricadute economico-sociali di grande rilievo, mentre i potenziali impatti negativi sono stati opportunamente mitigati con gli interventi mirati che vengono descritti nella documentazione di progetto.

Tale progetto “agrivoltaico” consente all’impianto installato di produrre energia elettrica da fonti rinnovabili a zero emissioni nel luogo di produzione, attraverso un sistema strettamente

integrato con l'attività agricola, creando sinergie tra progetti di pari rilevanza e dignità, come illustrato negli elaborati allegati.

2. DESCRIZIONE AGRIVOLTAICO

GENERALE

DELL'IMPIANTO

2.1 Ubicazione dell'area

L'area di intervento dell'impianto agrivoltaico in oggetto, denominato "CALTANISSETTA 2" della potenza di circa 99,00 MWp e 80,00 MVA di immissione, è ubicato nella contrada "GROTTA ROSSA" del comune di Caltanissetta (CL) e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nella contrada "Cusatino" del medesimo comune.

L'area di intervento occupa una superficie complessiva di circa 242 ha, mentre quella relativa alle aree utili di impianto è pari a circa 43 ha (Fig. 2-2).

Anche le opere per la connessione alla RTN ricadono all'interno del Comune di Caltanissetta. L'impianto sarà collegato alla Stazione Elettrica "Racalmuto 3" per mezzo di linee in cavo interrato a 36 kV. Il tracciato degli elettrodotti interrati è stato studiato al fine di assicurare il minor impatto possibile sul territorio, prevedendo il percorso il più possibile sul sedime di strade esistenti.

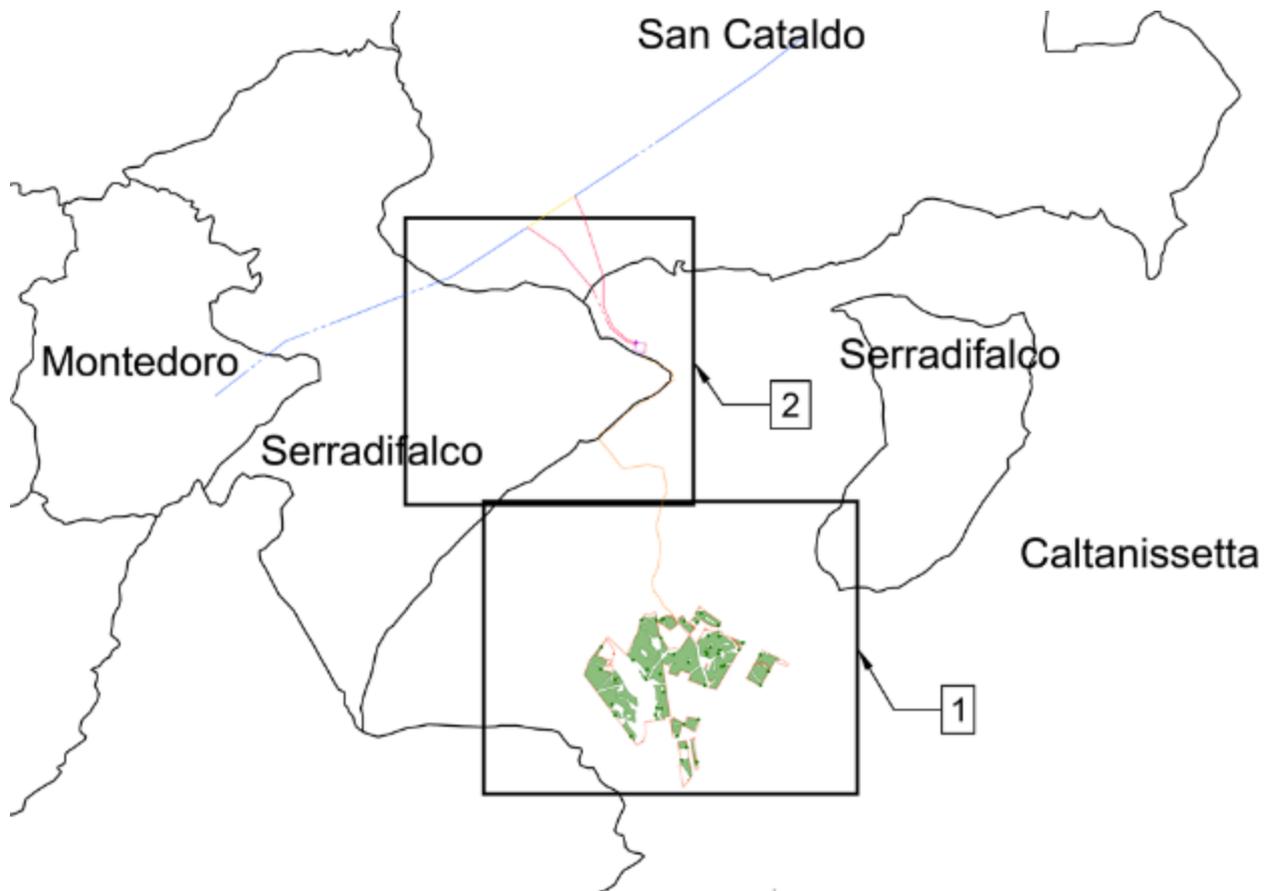


Figura 2-1: Inquadramento aree d'impianto, cavidotto di connessione e SE su carta dei confini comunali.



Figura 2-2: Inquadramento dell'area d'impianto su ortofoto.



Figura 2-3: Inquadramento territoriale area SE e Raccordi su ortofoto.

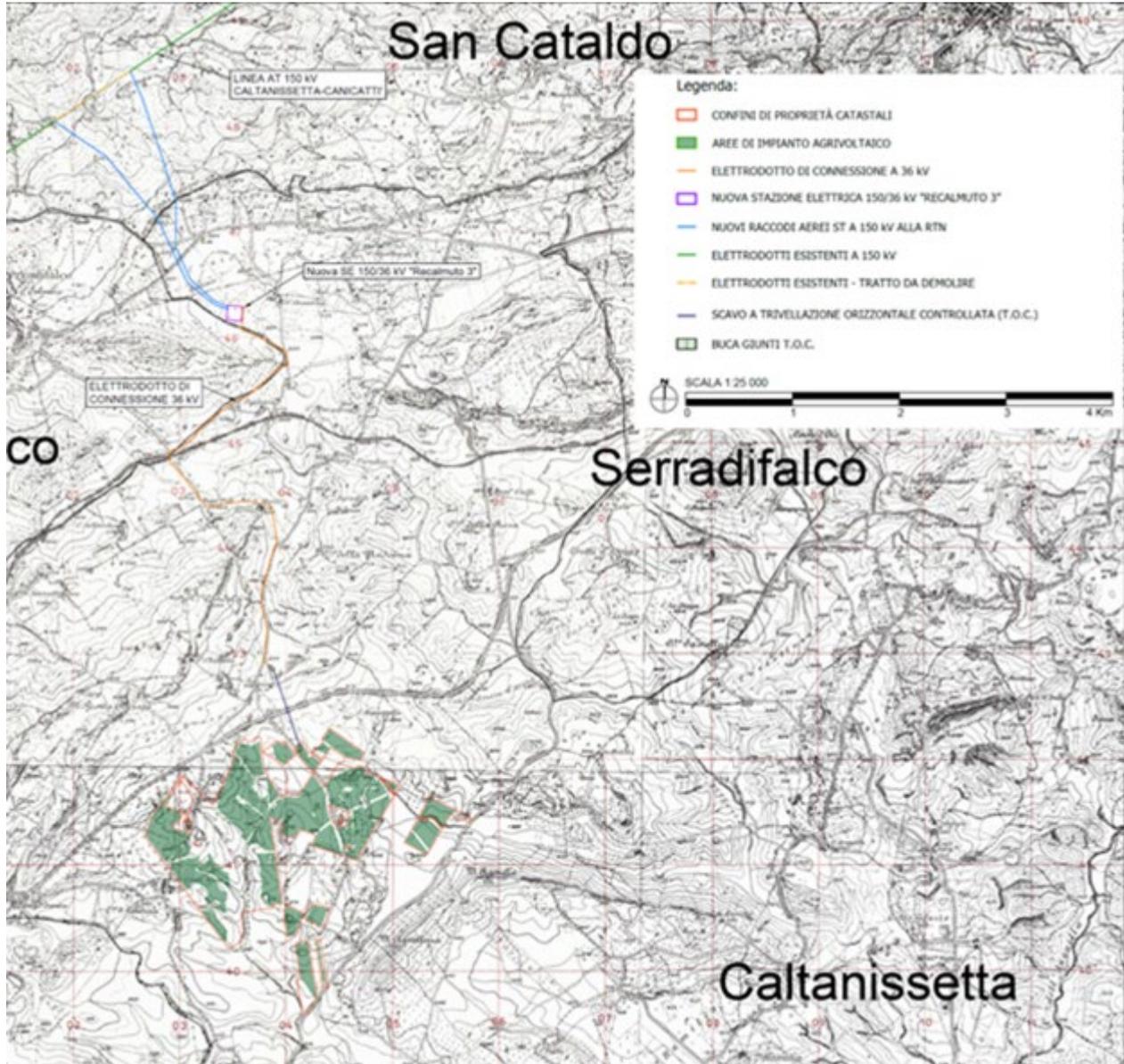


Figura 2-1 : Stralcio dell'impianto e del percorso dell'elettrodotto a 36 kV su IGM.

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali informazioni generali e sull'ubicazione dell'impianto di progetto:

RIEPILOGO DATI IMPIANTO AGRIVOLTAICO "CALTANISSETTA 2"		
Proponente:	RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L., con sede in Via Andrea Doria n. 41/G a Roma – CAP 00192, C.F. e P.IVA 06400370968	
Sviluppatore:	ATHENA ENERGIE S.P.A., con sede in Via Duca n. 25 a Serradifalco (CL) – CAP 93010, C.F. e P.IVA 02042980850.	
Luogo di installazione:	Comune di Caltanissetta – Contrade Grotta Rossa e Cusatino (Impianto agrivoltaico, Cavidotto di connessione a 36 kV e nuova Stazione Elettrica di Terna a 150/36 kV)	
Luogo di installazione:	Comune di Serradifalco – Contrada Cusatino (Parte Cavidotto)	
Luogo di installazione:	Comune di San Cataldo – Contrade Cusatino e Mandrà (Raccordi aerei e opere di connessione alla RTN)	
Denominazione impianto:	Agrivoltaico "Caltanissetta 2"	
Particelle catastali area impianto:	Comune di Caltanissetta (CL) al foglio 210, particelle 40, 94, 128, 129, 142, 181, 216, 308, 310, 311, 312; al foglio 240, particelle 1, 3, 39, 41, 42, 43, 60, 63, 74, 75, 90, 94, 95, 96, 97, 100, 102, 112, 157, 158, 159, 169, 324, 354; al foglio 241, particelle 11, 16, 17, 22, 24, 25, 28, 34, 35, 36, 38, 40, 41, 42, 44, 48, 50, 53, 74, 84, 92, 95, 96, 104, 105, 107, 108, 109, 110, 115, 117, 118, 129, 131, 133, 160, 170, 171, 172, 173, 175, 204, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 214, 215, 217, 218, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 236, 239, 271, 310.	
Particelle catastali Stazione Elettrica:	Comune di Caltanissetta (CL) Foglio 144, Part. 26	
Potenza:	99,00 MWp di picco e 80 MVA di immissione	
Informazioni generali sul sito di impianto:	Sito in prevalenza agricolo, facilmente raggiungibile dalla SS 640 svincolo Delia-Serradifalco. Attualmente il sito ha connotazioni agricole.	
Impatto visivo:	Impatto visivo contenuto, con inserimento dei moduli FV in strutture di sostegno a bassa visibilità con altezza di m. 2,50, realizzazione di fascia di mitigazione perimetrali e di filari di colture agricole intervallate alle stringhe fotovoltaiche.	
Modalità connessione alla rete (STMG TERNA):	La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna prevede che l'impianto agrivoltaico venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) 150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 150 kV "Canicatti – Caltanissetta", previa realizzazione dei seguenti interventi previsti nel Piano di Sviluppo Terna: - Potenziamento/rifacimento della linea RTN 150 kV "Canicatti – Caltanissetta"; - Realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN 150 kV di collegamento tra le Cabine Primarie di Canicatti e Ravanusa; - Realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 150 kV "Cammarata - Casteltermini - Campofranco FS".	
Tipo strutture di sostegno dei moduli:	Strutture in materiale metallico, zincate a caldo, di tipo ad inseguimento monoassiale e strutture di sostegno fisse a "canopy"	
Azimuth di installazione:	0°	
Zonizzazione PRG area impianto:	"E2 – Verde agricolo dei feudi" (art. 12_39_41 delle N.T.A.)	
Zonizzazione PRG area Stazione Elettrica:	"E2 – Verde agricolo dei feudi" (art. 12_39_41 delle N.T.A.)	
Rete elettrica di collegamento:	36 KV	
Coordinate impianto da Google Earth (punto baricentrico):	37,412256 X 13,914421 Y	37° 24' 44,12" N 13° 54' 51,92" E
Coordinate SE Terna "Racalmuto 3" da 150/36 kV da Google Earth (punto baricentrico):	37,456201 X 13,908556 Y	37° 27' 22,32" N 13° 54' 30,8" E

Tabella 2-1: Riepilogo informazioni generali e ubicazione area d'impianto.

2.2 Descrizione generale del progetto

L'impianto agrivoltaico previsto, ha una potenza di picco complessiva pari a circa **99 MW_p** e **80,15 MVA** di immissione.

L'architettura di sistema utilizzata prevede la suddivisione del campo agrivoltaico in quattro lotti (A, C, F e G), suddivise, a loro volta, in 17 aree, di cui 15 sono effettivamente occupate dall'impianto.

All'interno delle aree di impianto saranno installati moduli fotovoltaici bifacciali di ultima generazione da 620 Wp, per un totale di 159.684 moduli, su diverse tipologie di strutture, ovvero:

- Strutture ad inseguimento monoassiale con asse preferibilmente Nord-Sud, conseguentemente con pannelli orientati Est-Ovest ed inclinazione di +55°/-55°. Le strutture presenteranno una distanza di interasse (Pitch) prevalente di 10,5 metri, ad eccezione dell'area di impianto 9 all'interno del lotto A (Fig. 2-4).
- Strutture fisse a canopy e posa dei moduli con tilt di 20° ed azimuth pari a 17°. Questa tipologia di struttura, con distanza di interasse di 4,5 metri, sarà utilizzata nella zona dell'area 12, del lotto, A dove attualmente sono presenti vigneti da uva da tavola (Fig. 2-4).



-  AREA CON PITCH A 9 METRI
-  AREA CON PITCH A 10,5 METRI
-  AREA CON VIGNETO UVA DA TAVOLA
-  CONFINI DI PROPRIETÀ CATASTALI

Figura 2-4: Inquadramento dell'impianto con individuazioni delle aree con differenti caratteristiche tecniche.

Il design di impianto prevede l'installazione di inverter di stringa, per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata, di taglia pari 350 kVA, per un totale di 229 inverter. Ad ogni inverter saranno collegati prevalentemente un numero di stringhe pari a 25 ed in alcuni casi, pari a 24.

É prevista inoltre l'installazione di cabine di sottocampo, all'interno del quale sarà installato:

- Un quadro di bassa tensione (Power Center), per raccogliere l'energia elettrica ad 800 V proveniente dai relativi inverter;
- Un trasformatore di potenza MT/BT, di taglia che varia da 1400 kVA a 3150 kVA, utilizzato per aumentare il livello di tensione da 0,8 V a 36 kV.

- Un quadro di media tensione, contenente tre celle MT, di cui una sarà utilizzata per il collegamento del trasformatore, e le altre due per il collegamento in entra-esci con le altre cabine di sottocampo.

In totale, è prevista l'installazione di 36 cabine di sottocampo ed 1 cabina di raccolta.

Quest'ultima servirà per raccogliere i cinque circuiti in entra-esci provenienti dalle cabine di sottocampo e per la partenza delle terne da utilizzare per la connessione alla stazione elettrica.

Di seguito si riportano un riepilogo dei dati di impianto per lotto (Tab. 2-2):

RIEPILOGO DATI LOTTI IMPIANTO AGRIVOLTAICO "CALTANISSETTA 2"												
A	B	C	D	E	F	G	H	I	L	M	N	O
NUMERAZIONE AREE	SOTTO CAMPO	CABINA DI SOTTOCAMPO	Potenza trafo [kVA]	Numero moduli da 620 W (tipo Jinko Solar mod. Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 600-620 Wp)	Potenza DC [kWp]	Numero di inverter da 24 stringhe	Numero di inverter da 25 stringhe	Numero totale di inverter da 350 kVA	Numero di inverter per area	Potenza AC totale per area [kVA]	Numero di inverter per cabina	Potenza AC per cabina [kVA]
2	C	CS.2.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100
4		-	N.B. Inverter collegati alla cabina CS.3.1	1.400	868,00	0	2	2	2	700	-	-
3	A	CS.3.1	2500	2.688	1.666,56	4	0	4	4	1400	6	2100
6		CS.6.1	2000	6.860	4.253,20	5	0	5	10	3500	5	1750
		CS.6.2	2000			0	5	5			5	1750
7		CS.7.1	2500	22.764	14.113,68	0	6	6	33	11550	6	2100
		CS.7.2	2500			0	6	6			6	2100
		CS.7.3	2500			6	1	7			7	2450
		CS.7.4	2500			6	1	7			7	2450
		CS.7.5	2500			0	7	7			7	2450
		CS.8.1	2500			1	5	6			6	2100
8		CS.8.2	2500	25.872	16.040,64	0	6	6	37	12950	6	2100
		CS.8.3	2500			0	6	6			6	2100
		CS.8.4	2500			0	6	6			6	2100
		CS.8.5	2500			0	6	6			6	2100
		CS.8.6	2500			0	7	7			7	2450
		CS.9.1	2500			0	7	7			7	2450
9		CS.9.2	2500	34.300	21.266,00	0	7	7	49	17150	7	2450
		CS.9.3	2500			0	6	6			6	2100
		CS.9.4	2500			0	6	6			6	2100
		CS.9.5	3150			0	8	8			8	2800
		CS.9.6	3150			0	8	8			8	2800
	CS.9.7	2500	0			7	7	7			2450	
12*	CS.12.1	2500	12.600	7.812,00	0	6	6	18	6300	6	2100	
	CS.12.2	2500			0	6	6			6	2100	
	CS.12.3	2500			0	6	6			6	2100	
13	C.13.1	3150	14.000	8.680,00	0	8	8	20	7000	8	2800	
	C.13.2	2500			0	6	6			6	2100	
	C.13.3	2500			0	6	6			6	2100	
15	C15.1	2000	2.800	1.736,00	0	4	4	4	1400	4	1400	
	C16.1	2500	11.900	7.378,00	0	7	7	17	5.950	7	2.450	
C16.2	2500	0			7	7	7			2.450		
C16.3	2500	0			3	3	3			2.100		
18		-	N.B. Inverter collegati alla cabina	2100	1.302,00	0	3	3	3	1.050	-	-
10	F	CS.10.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100
11		CS.11.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100
17		CS.17.1	2500	2.800	1.736,00	0	4	4	4	1400	7	2450
19	G	CS.19.1	N.B. Inverter collegati alla cabina	2.100	1.302,00	0	3	3	3	1050	-	-
20		CS.20.1	2500	4.900	3.038,00	0	7	7	7	2450	7	2450
*Sottocampo con strutture tracker e strutture fisse (moduli in configurazione fissa: 7.700)												
TOTALE		37		159.684	99.004	22	207	229	229	80.150	229	80.150

Tabella 2-2: Riepilogo dati di Impianto per lotti.

3. CONDIZIONI E SOLUZIONE PER LA CONNESSIONE ALLA RETE

Nel presente capitolo vengono descritti i requisiti obbligatori per la connessione a 36 kV dell'impianto in termini di prescrizioni generali, regolazioni e funzionalità, dai quali derivano la scelta di alcuni dei componenti dell'impianto fotovoltaico, nonché la soluzione di connessione alla RTN adottata.

In particolare, le prescrizioni riportate nel presente capitolo descrivono:

- Le caratteristiche generali d'impianto ed il campo di funzionamento necessari per la connessione alla rete AT;
- le caratteristiche dei sistemi di protezione ai fini del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;
- le caratteristiche dei sistemi di regolazione e gestione che l'impianto fotovoltaico deve fornire in condizioni normali ed in emergenza;
- i requisiti di visibilità sul sistema di controllo del Gestore di Rete (in seguito Gestore) e di monitoraggio dell'impianto.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'Allegato A68 di Terna "Centrali Fotovoltaiche – Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione, regolazione e controllo".

3.1 Condizioni generali per la connessione alla rete

Le principali caratteristiche per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla RTN vengono di seguito indicate:

- l'impianto è dotato di interruttore sulla/e linea/e in arrivo (Interruttore di Interfaccia), per realizzare la separazione funzionale fra le attività interne all'impianto e quelle esterne ad esso;
- ogni linea di sottocampo è dotata di proprio interruttore e di sistema di protezione in grado di separarla dal resto dell'impianto in caso di guasto.
- gli interruttori a 36 kV richiesti sono a comando tripolare con potere di interruzione delle correnti di cortocircuito ≥ 25 kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto ≥ 50 A;
- la linea di collegamento a 36 kV dell'impianto di Utente alla stazione RTN, deve essere connessa ad una singola cella 36 kV con un numero di terne in parallelo non superiore a 2. Poiché, nel caso in oggetto, la potenza di impianto non è trasportabile con 2 terne di cavi, si utilizzano due celle distinte sulla medesima sezione 36 kV della SE Terna. Quindi, l'esercizio base previsto in questo caso è il doppio radiale.
- la linea di collegamento a 36 kV dell'impianto di Utente alla stazione RTN è dotata di vettori ridondati in Fibra Ottica fra gli estremi con coppie di fibre disponibili e indipendenti utilizzabili per:
 - telemisure e telesegnali da scambiare con Terna;
 - scambio dei segnali associati alla regolazione locale della tensione;

- segnali di telescatto associati al sistema di protezione dei reattori shunt di linea eventualmente presenti
- eventuali segnali logici e/o analogici richiesti dai sistemi di protezione
- segnali per il sistema di Difesa (come meglio dettagliato al paragrafo 8.6).
- condutture ed apparecchiature sono dimensionate per una tenuta alla corrente di cortocircuito ≥ 20 kA per 1,0 s;
- il livello di isolamento richiesto per tutte le apparecchiature è pari a $U_r=40,5$ kV, valore previsto dalla norma CEI EN 62271-1 e tale da rispettare la massima tensione di esercizio garantita da Terna pari a +10% della V_n ;
- la corrente di guasto a terra garantita da Terna con esercizio normale della rete a neutro compensato (bobina di compensazione attiva e funzionante) è pari a 150 A resistivi;
- Il sistema di protezione è predisposto in modo da eliminare correttamente i guasti a terra sia nella condizione normale di esercizio della rete a neutro compensato sia in quella accidentale di esercizio a neutro isolato nella quale la corrente di guasto di tipo capacitivo può arrivare fino ad un valore massimo di 1250 A. Le due necessità devono essere garantite contemporaneamente, ovvero senza necessità di adeguare le tarature in funzione dello stato di neutro.
- i trasformatori di macchina 36 kV/MT sono opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massime;
- in corrispondenza della potenza attiva $P=0$ ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto è progettato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la RTN al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenza reattiva immessa superiore a 0,5 MVar, sono previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dall'impianto d'Utente in modo da garantire un grado di compensazione al Punto di Connessione compreso fra il 110% e il 120% della massima potenza reattiva prodotta a V_n . Tali sistemi di bilanciamento sono rappresentati da reattanze shunt, se necessari, o dall'utilizzo della capability degli inverter. In caso di utilizzo di reattanze, queste dovranno essere necessariamente gestite con neutro isolato da terra per evitare sovrapposizioni con la compensazione omopolare operata dalla bobina di Petersen nella stazione Terna. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica o su richiesta di Terna, tali reattanze di compensazione potranno poter essere disconnesse in modo da concorrere al sostegno delle tensioni delle reti AAT-AT.

Da tali indicazioni derivano la progettazione della rete elettrica interna e la scelta e dimensionamento dei diversi componenti, come protezioni, condutture e trasformatori, di seguito descritti, nonché la scelta del collegamento alla SE.

3.2 Limiti di funzionamento

La Centrale Fotovoltaica ed i relativi macchinari ed apparecchiature sono progettati per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare, la Centrale, in ogni condizione di carico, è in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione nel Punto di Consegnà, compresi nei seguenti intervalli:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

Il variatore sotto carico del trasformatore AT-AAT/36 kV sarà gestito con l'obiettivo di mantenere la tensione nel Punto di Consegna quanto più possibile prossima al valore nominale, consentendo al tempo stesso, nel lato primario del TR, il funzionamento nel medesimo range di tensione indicato.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, la Centrale rimane connessa alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

e rimane connessa alla rete per tempi limitati quando la frequenza si trova al di sotto di 47,5 Hz e sopra 51,5 Hz.

La centrale, inoltre, funziona in parallelo alla rete senza disconnessione con valori di derivata di frequenza fino a 2,5Hz/s valutata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100 ms).

3.3 Criteri di protezione e taratura dell'impianto fotovoltaico

Nel presente paragrafo vengono riportati i criteri di protezione e taratura degli apparati dedicati alla protezione dell'impianto e della rete sia per guasti interni che per guasti esterni, nella configurazione più semplice, rappresentata nella seguente figura.

Eventuali protezioni e/o tarature diverse potranno essere impostate in fase esecutiva a cura dell'Utente, purchè garantiscano il corretto coordinamento con le altre protezioni di rete, ed opportunamente e concordate con Terna.

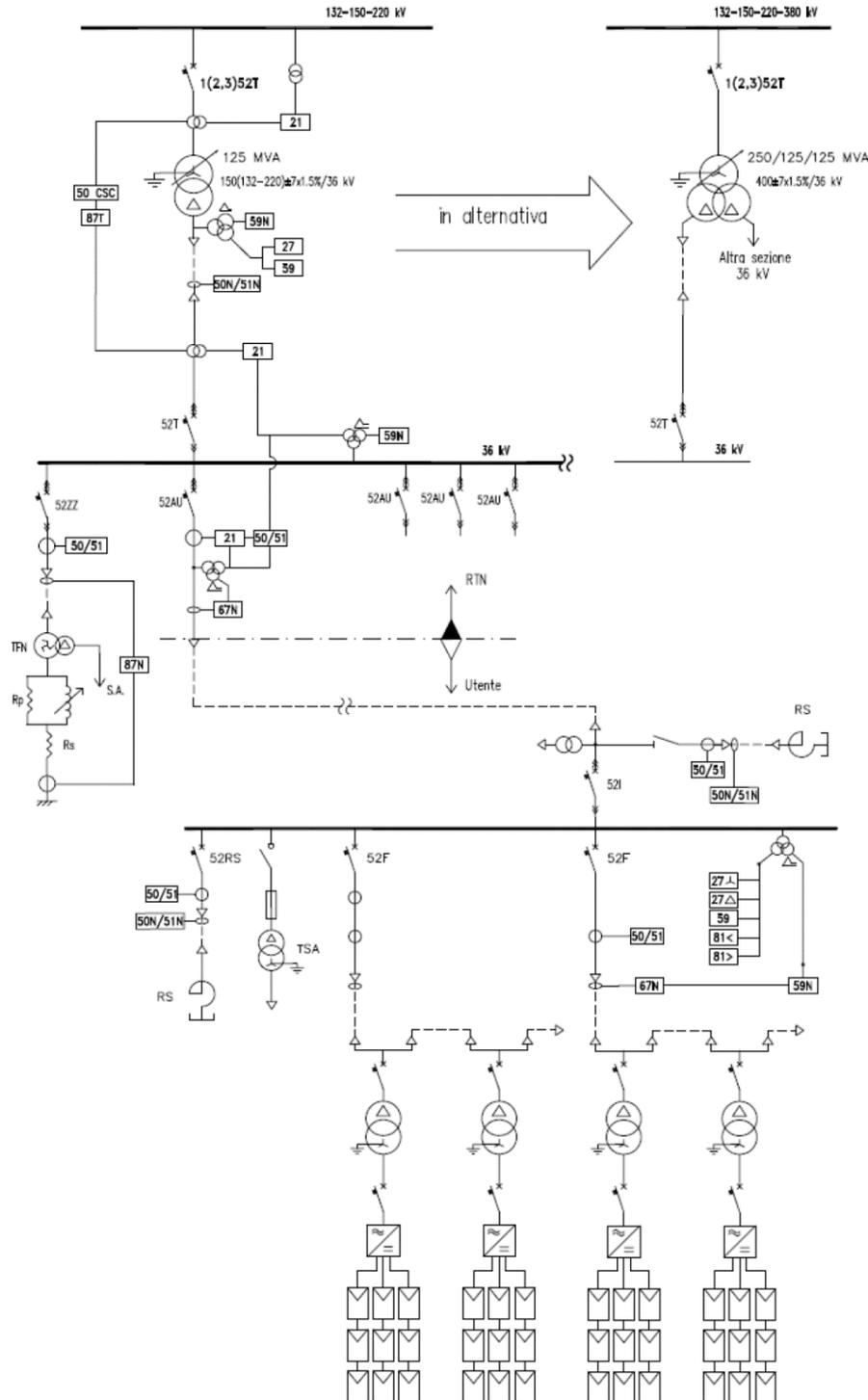


Figura 3-1: Schema tipico di connessione a 36 kV di un impianto fotovoltaico.

1.1.1 Protezioni dell'impianto fotovoltaico contro i guasti esterni

Protezioni di rete sulla sbarra a 36 kV dell'utente

Le protezioni sulla sbarra 36 kV sono costituite da:

- 1) Protezione di minima tensione rete (27Y);
- 2) Protezione di minima tensione rete (27Δ);
- 3) Protezione di massima tensione rete (59);
- 4) Protezione di minima frequenza rete (81<);
- 5) Protezione di massima frequenza rete (81>);
- 6) Protezione di massima tensione omopolare rete (59N).

Per la prima funzione protettiva (27Y) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni stellate. Per le funzioni protettive (2÷5) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la sesta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore 52I, ovvero dispositivo generale di linea (DGL), del collegamento con la Stazione Terna.

Sbarre 36 kV dell'impianto utente				
Protezione	Tarature di riferimento			Comando
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione di fase (27Y)	Unica	80% $V_{nYR}^{(1)}$	2,0 ÷ 4,0 s ⁽³⁾	Apertura interruttore 52I
Minima tensione concatenata (27Y)	Unica	80% $V_{nR}^{(2)}$	2,0 ÷ 4,0 s ⁽³⁾	
Massima tensione (59)	1ª soglia	110% $V_{nR}^{(2)}$	60 s	
	2ª soglia	115% $V_{nR}^{(2)}$	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	Unica	10% $V_{RES MAX}^{(4)}$	1,0 ÷ 2,0 s	
Minima frequenza (81G<) ⁽⁵⁾	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s ⁽⁷⁾	
Massima frequenza (81G>) ⁽⁶⁾	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s ⁽⁷⁾	
<p>Note:</p> <p>⁽¹⁾V_{nYR} è la tensione nominale stellata della rete a 36 kV;</p> <p>⁽²⁾V_{nR} è la tensione nominale concatenata della rete a 36 kV;</p> <p>⁽³⁾Valori di ritardo riferiti alla tensione nominale della sezione a tensione più elevate della stazione di Terna di connessione: 2,0 s per 132-150 kV;</p> <p>⁽⁴⁾$V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra;</p> <p>⁽⁵⁾Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nR}</p> <p>⁽⁶⁾Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nR}</p> <p>⁽⁷⁾Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.</p>				

Tabella 3-1: Protezioni e soglie di taratura sulle sbarre a 36 kV.

Protezioni degli inverter

Protezioni Inverter				
Protezione	Tarature di riferimento			Comando
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27G)	1ª soglia	85% $V_{nl}^{(1)}$	2,0 ÷ 4,0 s ⁽²⁾	Arresto inverter con apertura interruttore 52G
	2ª soglia (opzionale)	vedi nota (3)	vedi nota (3)	
Massima tensione (59G)	1ª soglia	115% $V_{nl}^{(1)}$	1,0 s	
	2ª soglia (se presente)	120% $V_{nl}^{(1)}$	0,1 s	
Minima frequenza (81G<) ⁽⁴⁾	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s ⁽⁶⁾	
Massima frequenza (81G>) ⁽⁵⁾	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s ⁽⁶⁾	

Note:
⁽¹⁾ V_{nl} è la tensione nominale dell'inverter;
⁽²⁾Valori di ritardo: 2,0 s per impianti connessi nelle reti a 132-150 kV;
⁽³⁾Coppia di valori tensione e tempo purchè coincidente con un punto del tratto inclinato nella caratteristica UVRT, riportata ai morsetti dell'aerogeneratore
⁽⁴⁾Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nl}
⁽⁵⁾Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nl}
⁽⁶⁾Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

Tabella 3-2: Protezioni e soglie di taratura degli inverter.

1.1.2 Protezioni dell'impianto fotovoltaico contro i guasti interni

Protezioni delle linee di sottocampo

Le linee Sottocampo in partenza dalla sbarra 36 kV dovranno essere protette con:

- Protezione a massima corrente di fase (50/51)
- Protezione a massima corrente direzionale di terra (67N)

Tramite l'apertura dell'interruttore 52F, ovvero il dispositivo d'interfaccia (DDI).

I setting di riferimento, al fine di garantire il coordinamento con le protezioni presenti in SE Terna sono quelli riportati in tabella sottostante.

Linee Sottocampo 36 kV dell'impianto utente				
Protezione	Tarature di riferimento			Comando
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Massima corrente di fase (50/51)	1ª soglia	$I \geq 1,15 \Sigma I_{nl}^{(1)}$	Curva a tempo inverso	Apertura interruttore 52F
	2ª soglia	$I \gg = 400 \div 600A$	0,6 ÷ 0,8 s	
	3ª soglia	$I \gg \gg = 2000 \div 3000A^{(2)}$	0,12 ÷ 0,15 s	
Massima corrente direzionale di terra (67N)	1ª soglia (Neutro compensato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = 5 \div 10 A$ $\angle = [61^\circ; 257^\circ]$	0,3 s	
	2ª soglia (Neutro isolato)	$V_{RES} = 5\% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} = 10 A$ $\angle = [60^\circ; 120^\circ]$	0,3 s	
	3ª soglia (Doppio guasto a terra)	$V_{RES} = 5\% V_{RES MAX}^{(3)}$ $I_{RES} \geq 300 A$ $\angle = [-60^\circ; 133^\circ]$	0,12 ÷ 0,15 s	

Note:
⁽¹⁾ ΣI_{nl} la sommatoria delle correnti nominali degli inverter sottesi alla linea di sottocampo;

⁽²⁾Il valore di regolazione della soglia $I_{>>>}$ deve essere:

- minore del minimo valore di corrente di cortocircuito richiamata da un guasto bifase nel terminale remoto della linea sottocampo mettendo in conto un coefficiente di sicurezza non inferiore a 0,8;
- maggiore del valore della corrente di inrush richiamata dall'energizzazione simultanea dei trasformatori connessi alla singola Linea Sottocampo; tale valore deve essere stimato in relazione al tempo di ritardo assegnato alla soglia $I_{>>>}$;

⁽³⁾ $V_{RES} = 3 V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per cortocircuito monofase a terra

Tabella 3-3: Protezioni e soglie di taratura delle linee di sottocampo.

3.4 Regolazione della potenza attiva e reattiva - curva di capability

Le principali funzionalità richieste dall' impianto fotovoltaico sono i seguenti:

- Controllo della produzione;
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete;
- Regolazione della potenza reattiva;
- Regolazione della potenza attiva;
- Supporto alla tensione durante i guasti in rete;
- Sistemi di teledistacco della produzione.

In particolare, scopo del presente paragrafo è lo studio della regolazione della potenza attiva e reattiva al punto di connessione.

La Centrale, in parallelo con la rete, deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico regolando la potenza reattiva prodotta o assorbita con le modalità descritte successivamente.

La regolazione della potenza reattiva deve essere effettuata sulla base delle Curve di Capability dell'impianto al punto di connessione.

Le capability a livello di inverter devono presentare una caratteristica di tipo semicircolare, come rappresentato in Figura 3-2, mentre, al Punto di Connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete di utenza e delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori dell'impianto. Le curve limite in sovra e sotto-eccitazione della capability hanno pertanto un andamento curvo dipendente dal dimensionamento delle linee elettriche e dei trasformatori interessati e sono quindi differenti da impianto a impianto.

Quindi, si richiede che l'impianto nel suo complesso fornisca una regolazione di tipo continuo nelle aree con campitura rossa descritte di seguito e rappresentate in Figura 3-3.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10% della P_{nd} si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35% P_{nd} per ogni valore di potenza attiva. Per potenze attive inferiori a P_{nd} il limite dipende dalla P stessa secondo la curva semicircolare in rosso (diversa per ogni impianto) descritta in Figura X-X.
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva (diversa per ogni impianto). Deve essere garantito un valore minimo di 35% P_{nd} in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla P_{nd} . Per potenze attive inferiori a P_{nd} il limite dipende dalla P stessa secondo la curva semicircolare in rosso (diversa per ogni impianto) descritta in Figura X-X.

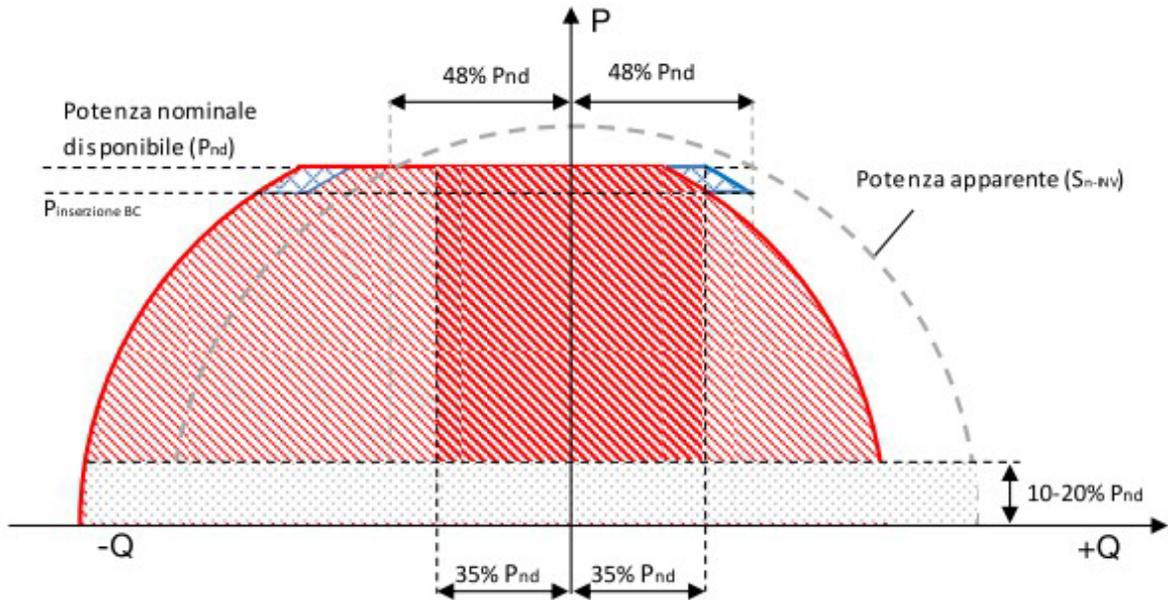


Figura 3-2: Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale Vn.

Quindi, per una valutazione della potenza reattiva scambiata con la RTN si procede come di seguito esplicitato:

- viene creato un modello di rete, ovvero dal modello equivalente della RTN, al nodo a 36kV in cabina di raccolta, fino ai diversi entra-esce nelle cabine di sottocampo fino ad arrivare moduli fotovoltaici attraverso gli inverter (o a una rappresentazione aggregata degli stessi). In particolare, devono essere rappresentati, oltre agli inverter, le linee in cavo AT e i trasformatori AT/BT. Ne deriva il modello di cui alla Figura XXX, ottenuto con apposito software di calcolo (AMPERE EVOLUTION), con il quale sono stati eseguiti i calcoli di load flow di seguito descritti;
- si caratterizza ciascun inverter con la curva di capability P, Q. Per gli inverter utilizzati si è dedotta la curva di cui di seguito. L'inverter ha una potenza nominale di 350kW, alla quale è in grado di fornire / assorbire potenza reattiva per circa 190.5 kVar ed un cosφ regolabile tra 0.8a e 0.8r.

Di seguito viene data la curva di capability di un singolo inverter, l'impianto nella sua consistenza contiene 229 inverter di pari dimensioni e potenza di 350 kW.

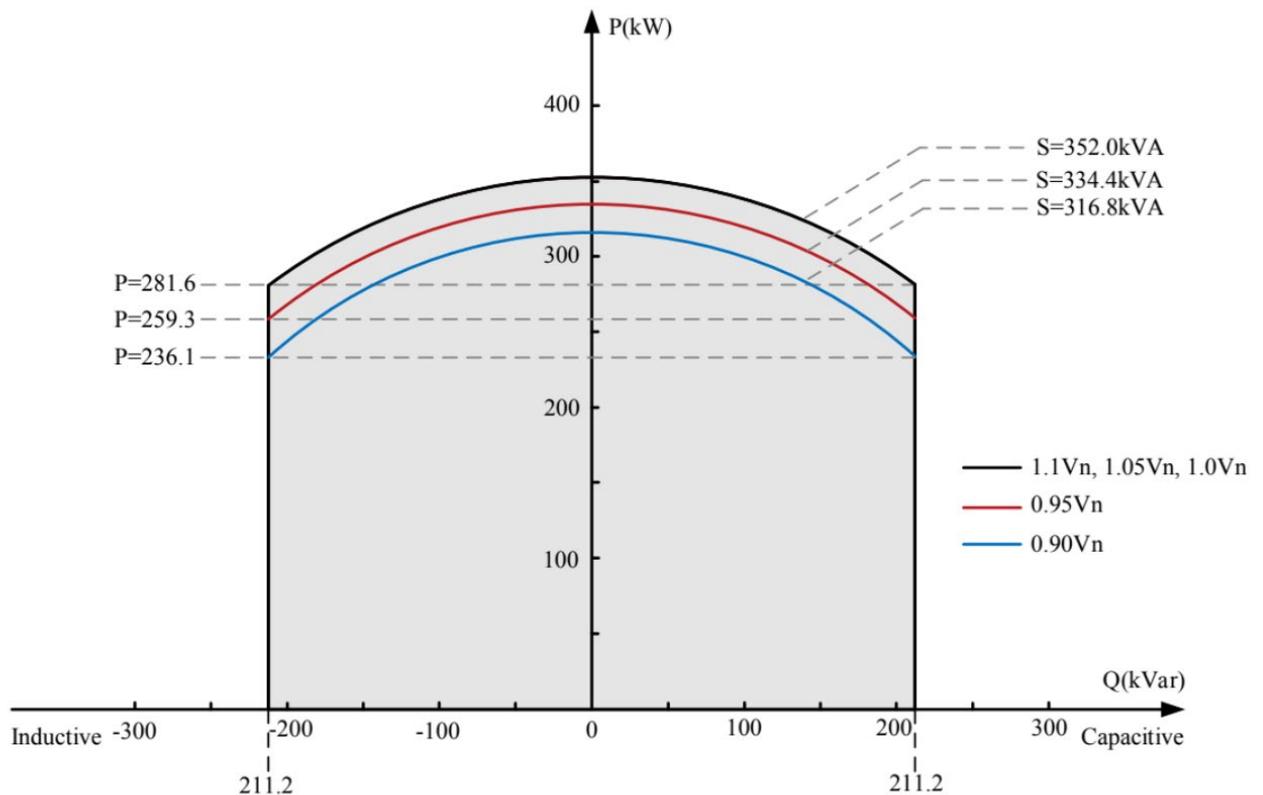


Figura 3-3: Curva di capability inverter SUNGROW SG350HX.

vengono condotti di seguito una serie di calcoli di load flow a diversi punti della capability degli inverter, compresi tra una $P=0$ ed una $P=350\text{kW}$, registrando lo scambio di potenza reattiva con la rete, al lordo del contributo alla potenza reattiva fornito dalle capacità delle lunghe linee in cavo e al netto della potenza reattiva richiesta dalle linee stesse e dai trasformatori AT/BT.

Le curve di capability dell'impianto (una per ciascuna sbarra) vengono messe a confronto con quelle sopradescritte.

Semi sbarra SB1



Curva di capability

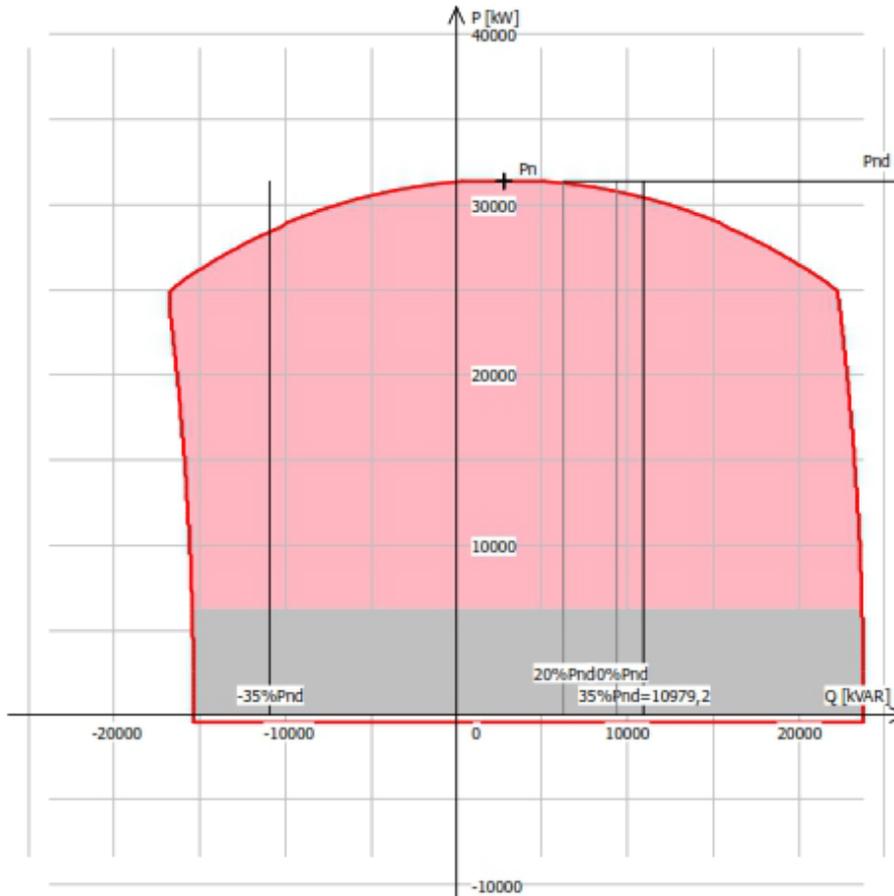
Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Potenza nominale erogata alla fornitura Pn

Fornitura:
Potenza attiva [kW]: 31369,01
Potenza reattiva [kVAR]: 2777,76
Fattore di potenza: 0,996

Valori limite di lavoro Curva di capability (potenze erogate)

Massima potenza reattiva Q [kVAR]: 23797,92
Minima potenza reattiva Q [kVAR]: -16781,81
Massima potenza attiva Pnd [kW]: 31369,01
Minima potenza attiva P [kW]: -484,99



UtENZE con curva di capability attiva viste dalla fornitura

UtENZA(Quadro)	Curva di capability	Sn [kVA]	Cos(φR)	Cos(φA)
INV. 3.1.1 (QUADRO TRAF0 3.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 3.1.2 (QUADRO TRAF0 3.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 3.1.3 (QUADRO TRAF0 3.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 3.1.4 (QUADRO TRAF0 3.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 3.1.5 (QUADRO TRAF0 3.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 3.1.6 (QUADRO TRAF0 3.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.7.1 (QUADRO TRAF0 9.7)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Utenza(Quadro)	Curva di capability	Sn [kVA]	Cos(φR)	Cos(φA)
INV. 9.7.7 (QUADRO TRAF0 9.7)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.7.6 (QUADRO TRAF0 9.7)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.7.5 (QUADRO TRAF0 9.7)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.7.4 (QUADRO TRAF0 9.7)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.7.3 (QUADRO TRAF0 9.7)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.7.2 (QUADRO TRAF0 9.7)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.3.1 (CAVIDOTTO ROSSO)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.3.2 (CAVIDOTTO ROSSO)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.3.3 (CAVIDOTTO ROSSO)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.6.1 (QUADRO TRAF0 9.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.6.2 (QUADRO TRAF0 9.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.6.3 (QUADRO TRAF0 9.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.6.4 (QUADRO TRAF0 9.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.6.5 (QUADRO TRAF0 9.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.6.6 (QUADRO TRAF0 9.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.6.7 (QUADRO TRAF0 9.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.6.8 (QUADRO TRAF0 9.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.1.1 (QUADRO TRAF0 16.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.1.2 (QUADRO TRAF0 16.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.1.3 (QUADRO TRAF0 16.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.1.4 (QUADRO TRAF0 16.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.1.5 (QUADRO TRAF0 16.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.1.6 (QUADRO TRAF0 16.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.1.7 (QUADRO TRAF0 16.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.5.1 (QUADRO TRAF0 9.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.5.2 (QUADRO TRAF0 9.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.5.3 (QUADRO TRAF0 9.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.5.4 (QUADRO TRAF0 9.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.5.5 (QUADRO TRAF0 9.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.5.6 (QUADRO TRAF0 9.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.5.7 (QUADRO TRAF0 9.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.5.8 (QUADRO TRAF0 9.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.2.1 (QUADRO TRAF0 16.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.2.2 (QUADRO TRAF0 16.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.2.3 (QUADRO TRAF0 16.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.2.4 (QUADRO TRAF0 16.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.2.5 (QUADRO TRAF0 16.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.2.6 (QUADRO TRAF0 16.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 16.2.7 (QUADRO TRAF0 16.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 11.1.1 (QUADRO TRAF0 11.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 11.1.2 (QUADRO TRAF0 11.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 11.1.3 (QUADRO TRAF0 11.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 11.1.4 (QUADRO TRAF0 11.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 11.1.5 (QUADRO TRAF0 11.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 11.1.6 (QUADRO TRAF0 11.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 15.1.1 (QUADRO TRAF0 15.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 15.1.2 (QUADRO TRAF0 15.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 15.1.3 (QUADRO TRAF0 15.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 15.1.4 (QUADRO TRAF0 15.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 10.1.1 (QUADRO TRAF0 10.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,000

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Utenza(Quadro)	Curva di capability	Sn [kVA]	Cos(φR)	Cos(φA)
INV. 10.1.2 (QUADRO TRAF0 10.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 10.1.3 (QUADRO TRAF0 10.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 10.1.4 (QUADRO TRAF0 10.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 10.1.5 (QUADRO TRAF0 10.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 10.1.6 (QUADRO TRAF0 10.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.3.1 (QUADRO TRAF0 12.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.3.2 (QUADRO TRAF0 12.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.3.3 (QUADRO TRAF0 12.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.3.4 (QUADRO TRAF0 12.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.3.5 (QUADRO TRAF0 12.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.3.6 (QUADRO TRAF0 12.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.1.1 (QUADRO TRAF0 9.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.1.2 (QUADRO TRAF0 9.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.1.3 (QUADRO TRAF0 9.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.1.4 (QUADRO TRAF0 9.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.1.5 (QUADRO TRAF0 9.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.1.6 (QUADRO TRAF0 9.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.1.7 (QUADRO TRAF0 9.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.2.1 (QUADRO TRAF0 12.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.2.2 (QUADRO TRAF0 12.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.2.3 (QUADRO TRAF0 12.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.2.4 (QUADRO TRAF0 12.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.2.5 (QUADRO TRAF0 12.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.2.6 (QUADRO TRAF0 12.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 2.1.1 (QUADRO TRAF0 2.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 2.1.2 (QUADRO TRAF0 2.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 2.1.3 (QUADRO TRAF0 2.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 2.1.4 (QUADRO TRAF0 2.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 2.1.5 (QUADRO TRAF0 2.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 2.1.6 (QUADRO TRAF0 2.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.1.1 (QUADRO TRAF0 12.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.1.2 (QUADRO TRAF0 12.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.1.3 (QUADRO TRAF0 12.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.1.4 (QUADRO TRAF0 12.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.1.5 (QUADRO TRAF0 12.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 12.1.6 (QUADRO TRAF0 12.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
Punti curva Capability	Compensazione reattiva	P [kW]	-Q [kVAR]	Q [kVAR]
1	PQ	6378,6	-15455,4	23694,5
2		6554,6	-15461,0	23689,0
3		6730,6	-15466,8	23683,3
4		6906,5	-15472,8	23677,5
5		7082,5	-15478,9	23671,5
6		7258,5	-15485,1	23665,4
7		7434,5	-15491,6	23659,1
8		7610,5	-15498,1	23652,6
9		7786,5	-15504,8	23646,1
10		7962,5	-15511,6	23639,3
11		8138,5	-15518,6	23632,5
12		8314,5	-15525,7	23625,6
13		8490,4	-15532,9	23618,4

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Punti curva Capability	Compensazione reattiva	P [kW]	-Q [kVAR]	Q [kVAR]
14		8666,4	-15540,3	23611,1
15		8842,4	-15547,9	23603,7
16		9018,4	-15555,7	23596,0
17		9194,4	-15563,5	23588,1
18		9370,4	-15571,6	23580,4
19		9546,4	-15579,7	23572,4
20		9722,4	-15587,8	23564,2
21		9898,4	-15596,5	23555,9
22		10074,3	-15605,2	23547,4
23		10250,3	-15613,9	23538,5
24		10426,3	-15622,8	23529,9
25		10602,3	-15631,7	23521,1
26		10778,3	-15641,0	23512,0
27		10954,3	-15650,4	23502,6
28		11130,3	-15660,1	23493,2
29		11306,3	-15669,6	23483,8
30		11482,3	-15679,2	23474,1
31		11658,2	-15689,5	23464,2
32		11834,2	-15699,6	23454,0
33		12010,2	-15710,0	23444,1
34		12186,2	-15720,1	23433,7
35		12362,2	-15730,8	23423,5
36		12538,2	-15741,5	23412,4
37		12714,2	-15752,6	23402,1
38		12890,2	-15763,4	23391,0
39		13066,2	-15774,7	23380,1
40		13242,1	-15786,1	23368,8
41		13418,1	-15797,3	23357,5
42		13594,1	-15809,2	23346,0
43		13770,1	-15821,0	23334,1
44		13946,1	-15832,8	23322,6
45		14122,1	-15844,9	23310,5
46		14298,1	-15857,3	23298,1
47		14474,1	-15869,8	23286,2
48		14650,1	-15882,2	23273,9
49		14826,0	-15895,0	23260,7
50		15002,0	-15907,8	23248,5
51		15178,0	-15921,0	23235,7
52		15354,0	-15934,2	23222,2
53		15530,0	-15947,3	23209,3
54		15706,0	-15961,1	23195,8
55		15882,0	-15974,9	23182,2
56		16058,0	-15988,4	23168,8
57		16234,0	-16002,4	23154,8
58		16409,9	-16016,5	23141,0
59		16585,9	-16031,0	23126,9
60		16761,9	-16045,5	23112,4
61		16937,9	-16059,9	23097,9
62		17113,9	-16074,6	23083,3
63		17289,9	-16089,5	23068,9

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Punti curva Capability	Compensazione reattiva	P [kW]	-Q [kVAR]	Q [kVAR]
64		17465,9	-16104,8	23053,8
65		17641,9	-16120,1	23038,7
66		17817,9	-16135,1	23023,5
67		17993,8	-16151,0	23007,7
68		18169,8	-16166,2	22992,7
69		18345,8	-16182,5	22976,4
70		18521,8	-16198,0	22961,0
71		18697,8	-16214,4	22944,7
72		18873,8	-16230,8	22928,9
73		19049,8	-16247,4	22912,5
74		19225,8	-16264,1	22896,3
75		19401,8	-16281,1	22879,3
76		19577,7	-16297,9	22862,6
77		19753,7	-16315,0	22845,5
78		19929,7	-16332,2	22828,4
79		20105,7	-16349,9	22811,2
80		20281,7	-16367,3	22793,8
81		20457,7	-16385,3	22776,3
82		20633,7	-16402,9	22758,3
83		20809,7	-16421,2	22740,5
84		20985,7	-16439,3	22722,4
85		21161,6	-16458,1	22704,1
86		21337,6	-16476,1	22685,9
87		21513,6	-16495,2	22667,1
88		21689,6	-16513,2	22648,4
89		21865,6	-16532,9	22629,5
90		22041,6	-16551,8	22610,5
91		22217,6	-16571,8	22590,6
92		22393,6	-16591,1	22571,8
93		22569,6	-16611,2	22552,0
94		22745,5	-16631,1	22532,8
95		22921,5	-16650,5	22513,2
96		23097,5	-16671,2	22492,6
97		23273,5	-16690,5	22473,1
98		23449,5	-16712,4	22451,6
99		23625,5	-16732,5	22431,9
100		23801,5	-16753,5	22410,7
101		23977,5	-16774,4	22390,2
102		24153,5	-16781,8	22369,4
103		24329,5	-16744,8	22347,4
104		24505,4	-16734,2	22326,7
105		24681,4	-16752,4	22304,8
106		24857,4	-16721,6	22252,5
107		25033,4	-16601,1	22120,6
108		25209,4	-16414,5	21893,0
109		25385,4	-16172,5	21648,1
110		25561,4	-15923,8	21399,3
111		25737,4	-15671,1	21146,1
112		25913,4	-15411,6	20886,1
113		26089,3	-15148,2	20621,9

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Punti curva Capability	Compensazione reattiva	P [kW]	-Q [kVAR]	Q [kVAR]
114		26265,3	-14877,5	20353,4
115		26441,3	-14602,5	20075,5
116		26617,3	-14320,6	19795,8
117		26793,3	-14031,7	19506,8
118		26969,3	-13738,4	19210,5
119		27145,3	-13435,6	18906,9
120		27321,3	-13125,2	18596,2
121		27497,3	-12804,9	18278,4
122		27673,2	-12477,8	17950,5
123		27849,2	-12142,5	17612,3
124		28025,2	-11794,5	17266,9
125		28201,2	-11439,3	16908,2
126		28377,2	-11067,7	16539,0
127		28553,2	-10688,9	16156,8
128		28729,2	-10293,2	15763,7
129		28905,2	-9884,6	15351,7
130		29081,2	-9458,9	14926,2
131		29257,1	-9014,1	14483,4
132		29433,1	-8549,6	14018,5
133		29609,1	-8065,2	13530,8
134		29785,1	-7551,6	13017,2
135		29961,1	-7009,4	12474,4
136		30137,1	-6429,3	11896,5
137		30313,1	-5807,2	11274,2
138		30489,1	-5134,5	10601,5
139		30665,1	-4393,0	9859,2
140		30841,0	-3560,8	9023,5
141		31017,0	-2592,1	8057,5
142		31193,0	-1397,6	6859,5
143		31369,0	349,8	5114,8

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA

Figura 3-4: Studio della curva di capability al PdC – Semi sbarra 1.

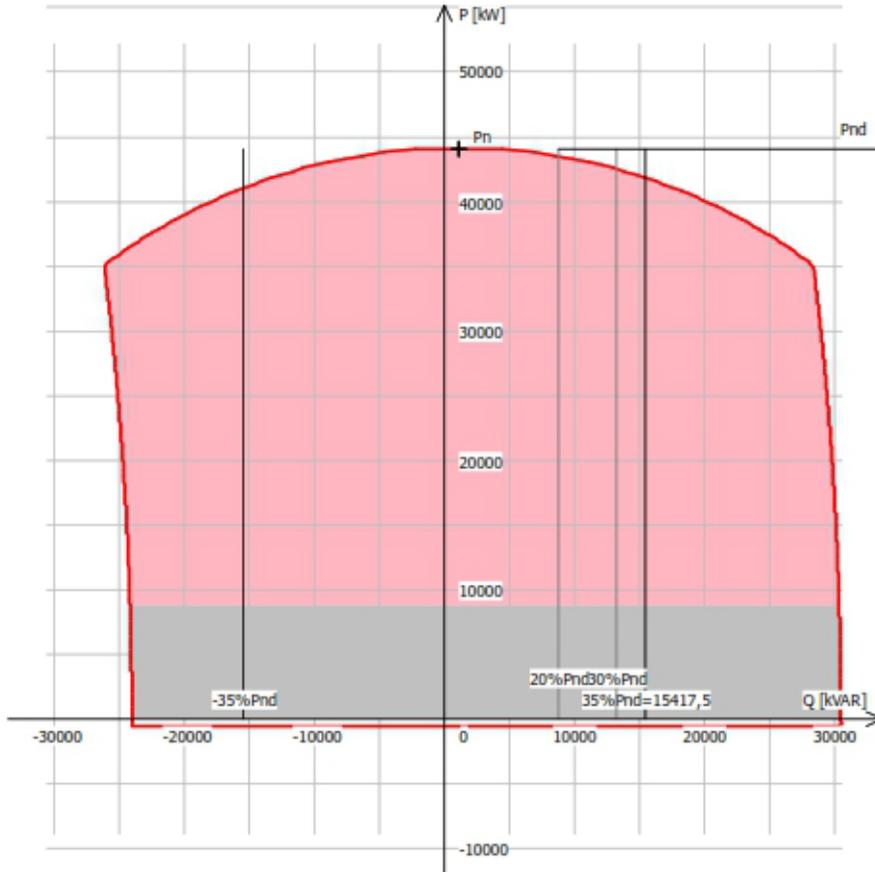
Semi sbarra SB2



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA SRL

Potenza nominale erogata alla fornitura Pn		Valori limite di lavoro Curva di capability (potenze erogate)	
Fornitura:		Massima potenza reattiva Q [kVAR]:	30482,69
Potenza attiva [kW]:	44030,8	Minima potenza reattiva Q [kVAR]:	-26109,32
Potenza reattiva [kVAR]:	1125,02	Massima potenza attiva Pnd [kW]:	44050,08
Fattore di potenza:	1,000	Minima potenza attiva P [kW]:	-604,42



Utenti con curva di capability attiva viste dalla fornitura

Utenti(Quadro)	Curva di capability	Sn [kVA]	Cos(φR)	Cos(φA)
INV. 8.1.1 (QUADRO TRAF0 8.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.1.2 (QUADRO TRAF0 8.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.1.3 (QUADRO TRAF0 8.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.1.4 (QUADRO TRAF0 8.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.1.5 (QUADRO TRAF0 8.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.1.6 (QUADRO TRAF0 8.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.1.7 (QUADRO TRAF0 8.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Utenza(Quadro)	Curva di capability	Sn [kVA]	Cos(φR)	Cos(φA)
INV. 6.1.1 (QUADRO TRAF0 6.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.1.2 (QUADRO TRAF0 6.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.1.3 (QUADRO TRAF0 6.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.1.4 (QUADRO TRAF0 6.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.1.5 (QUADRO TRAF0 6.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.5.1 (QUADRO TRAF0 8.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.5.2 (QUADRO TRAF0 8.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.5.3 (QUADRO TRAF0 8.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.5.4 (QUADRO TRAF0 8.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.5.5 (QUADRO TRAF0 8.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.5.6 (QUADRO TRAF0 8.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.2.1 (QUADRO TRAF0 8.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.2.2 (QUADRO TRAF0 8.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.2.3 (QUADRO TRAF0 8.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.2.4 (QUADRO TRAF0 8.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.2.5 (QUADRO TRAF0 8.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.2.6 (QUADRO TRAF0 8.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.2.1 (QUADRO TRAF0 6.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.2.2 (QUADRO TRAF0 6.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.2.3 (QUADRO TRAF0 6.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.2.4 (QUADRO TRAF0 6.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 6.2.5 (QUADRO TRAF0 6.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.4.1 (QUADRO TRAF0 8.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.4.2 (QUADRO TRAF0 8.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.4.3 (QUADRO TRAF0 8.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.4.4 (QUADRO TRAF0 8.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.4.5 (QUADRO TRAF0 8.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.4.6 (QUADRO TRAF0 8.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.3.1 (QUADRO TRAF0 8.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.3.2 (QUADRO TRAF0 8.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.3.3 (QUADRO TRAF0 8.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,9	0,9
INV. 8.3.4 (QUADRO TRAF0 8.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.3.5 (QUADRO TRAF0 8.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.3.6 (QUADRO TRAF0 8.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.1.1 (QUADRO TRAF0 7.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.1.2 (QUADRO TRAF0 7.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.1.3 (QUADRO TRAF0 7.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.1.4 (QUADRO TRAF0 7.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.1.5 (QUADRO TRAF0 7.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.1.6 (QUADRO TRAF0 7.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.3.1 (QUADRO TRAF0 13.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.3.2 (QUADRO TRAF0 13.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.3.3 (QUADRO TRAF0 13.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.3.4 (QUADRO TRAF0 13.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.3.5 (QUADRO TRAF0 13.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.3.6 (QUADRO TRAF0 13.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.6.1 (QUADRO TRAF0 8.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.6.2 (QUADRO TRAF0 8.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.6.3 (QUADRO TRAF0 8.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.6.4 (QUADRO TRAF0 8.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Utenza(Quadro)	Curva di capability	Sn [kVA]	Cos(φR)	Cos(φA)
INV. 8.6.5 (QUADRO TRAF0 8.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 8.6.6 (QUADRO TRAF0 8.6)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.2.1 (QUADRO TRAF0 7.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.2.2 (QUADRO TRAF0 7.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.2.3 (QUADRO TRAF0 7.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.2.4 (QUADRO TRAF0 7.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.2.5 (QUADRO TRAF0 7.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.2.6 (QUADRO TRAF0 7.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.1.1 (QUADRO TRAF0 13.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.1.2 (QUADRO TRAF0 13.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.1.3 (QUADRO TRAF0 13.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.1.4 (QUADRO TRAF0 13.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.1.5 (QUADRO TRAF0 13.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.1.6 (QUADRO TRAF0 13.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.1.7 (QUADRO TRAF0 13.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.1.8 (QUADRO TRAF0 13.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.4.1 (QUADRO TRAF0 9.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.4.2 (QUADRO TRAF0 9.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.4.3 (QUADRO TRAF0 9.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.4.4 (QUADRO TRAF0 9.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.4.5 (QUADRO TRAF0 9.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.4.6 (QUADRO TRAF0 9.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.3.1 (QUADRO TRAF0 7.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.3.2 (QUADRO TRAF0 7.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.3.3 (QUADRO TRAF0 7.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.3.4 (QUADRO TRAF0 7.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.3.5 (QUADRO TRAF0 7.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.3.6 (QUADRO TRAF0 7.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.3.7 (QUADRO TRAF0 7.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.2.1 (QUADRO TRAF0 13.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.2.2 (QUADRO TRAF0 13.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.2.3 (QUADRO TRAF0 13.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.2.4 (QUADRO TRAF0 13.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.2.5 (QUADRO TRAF0 13.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 13.2.6 (QUADRO TRAF0 13.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.3.1 (QUADRO TRAF0 9.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.3.2 (QUADRO TRAF0 9.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.3.3 (QUADRO TRAF0 9.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.3.4 (QUADRO TRAF0 9.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.3.5 (QUADRO TRAF0 9.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.3.6 (QUADRO TRAF0 9.3)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.4.1 (QUADRO TRAF0 7.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.4.2 (QUADRO TRAF0 7.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.4.3 (QUADRO TRAF0 7.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.4.4 (QUADRO TRAF0 7.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.4.5 (QUADRO TRAF0 7.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.4.6 (QUADRO TRAF0 7.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.4.7 (QUADRO TRAF0 7.4)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 17.1.1 (QUADRO TRAF0 17.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 17.1.2 (QUADRO TRAF0 17.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Utenza(Quadro)	Curva di capability	Sn [kVA]	Cos(φR)	Cos(φA)
INV. 17.1.3 (QUADRO TRAF0 17.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 17.1.4 (QUADRO TRAF0 17.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.2.1 (QUADRO TRAF0 9.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.2.2 (QUADRO TRAF0 9.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.2.3 (QUADRO TRAF0 9.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.2.4 (QUADRO TRAF0 9.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.2.5 (QUADRO TRAF0 9.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.2.6 (QUADRO TRAF0 9.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 9.2.7 (QUADRO TRAF0 9.2)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.5.1 (QUADRO TRAF0 7.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.5.2 (QUADRO TRAF0 7.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.5.3 (QUADRO TRAF0 7.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.5.4 (QUADRO TRAF0 7.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.5.5 (QUADRO TRAF0 7.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.5.6 (QUADRO TRAF0 7.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 7.5.7 (QUADRO TRAF0 7.5)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 20.1.1 (QUADRO TRAF0 20.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 20.1.2 (QUADRO TRAF0 20.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 20.1.3 (QUADRO TRAF0 20.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 20.1.4 (QUADRO TRAF0 20.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 20.1.5 (QUADRO TRAF0 20.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 20.1.6 (QUADRO TRAF0 20.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8
INV. 20.1.7 (QUADRO TRAF0 20.1)	Inverter, P < 400 kW (semicircolare limitata)	350	0,8	0,8

Punti curva Capability	Compensazione reattiva	P [kW]	-Q [kVAR]	Q [kVAR]
1	PQ	9017,3	-24171,8	30339,4
2		9264,0	-24179,7	30331,8
3		9510,7	-24187,7	30323,9
4		9757,4	-24196,0	30315,9
5		10004,1	-24204,4	30307,6
6		10250,8	-24213,0	30299,2
7		10497,5	-24221,9	30290,6
8		10744,2	-24230,8	30281,7
9		10991,0	-24240,1	30272,7
10		11237,7	-24249,5	30263,4
11		11484,4	-24259,1	30253,8
12		11731,1	-24269,0	30244,1
13		11977,8	-24279,2	30234,2
14		12224,5	-24289,5	30224,1
15		12471,2	-24299,9	30213,9
16		12717,9	-24310,5	30203,4
17		12964,6	-24321,4	30192,8
18		13211,3	-24332,3	30181,9
19		13458,1	-24343,7	30170,6
20		13704,8	-24355,3	30159,3
21		13951,5	-24367,0	30147,9
22		14198,2	-24378,8	30136,1
23		14444,9	-24390,8	30124,3
24		14691,6	-24403,2	30112,0
25		14938,3	-24415,8	30099,5
26		15185,0	-24428,6	30087,1

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Punti curva Capability	Compensazione reattiva	P [kW]	-Q [kVAR]	Q [kVAR]
27		15431,7	-24441,5	30074,3
28		15678,4	-24454,6	30061,5
29		15925,2	-24467,8	30048,2
30		16171,9	-24481,7	30034,7
31		16418,6	-24495,1	30021,3
32		16665,3	-24509,1	30007,6
33		16912,0	-24523,2	29993,5
34		17158,7	-24538,0	29979,0
35		17405,4	-24552,2	29964,8
36		17652,1	-24567,1	29950,5
37		17898,8	-24582,2	29935,2
38		18145,5	-24597,5	29920,2
39		18392,3	-24612,9	29905,0
40		18639,0	-24628,3	29889,7
41		18885,7	-24644,5	29873,6
42		19132,4	-24660,4	29857,9
43		19379,1	-24676,5	29842,1
44		19625,8	-24693,2	29825,4
45		19872,5	-24709,7	29809,1
46		20119,2	-24726,6	29792,7
47		20365,9	-24743,9	29775,2
48		20612,6	-24761,0	29758,2
49		20859,3	-24778,5	29741,1
50		21106,1	-24796,7	29723,2
51		21352,8	-24814,4	29705,5
52		21599,5	-24832,4	29687,7
53		21846,2	-24851,3	29669,0
54		22092,9	-24869,6	29650,8
55		22339,6	-24888,3	29632,4
56		22586,3	-24907,3	29613,4
57		22833,0	-24926,4	29594,7
58		23079,7	-24946,2	29574,8
59		23326,4	-24965,7	29555,6
60		23573,2	-24985,6	29536,0
61		23819,9	-25005,6	29515,6
62		24066,6	-25025,8	29496,1
63		24313,3	-25047,0	29475,2
64		24560,0	-25067,2	29454,8
65		24806,7	-25088,3	29434,1
66		25053,4	-25109,2	29412,9
67		25300,1	-25130,8	29392,0
68		25546,8	-25152,1	29370,2
69		25793,5	-25173,9	29349,4
70		26040,3	-25196,4	29326,6
71		26287,0	-25218,1	29305,3
72		26533,7	-25241,1	29282,2
73		26780,4	-25263,6	29260,1
74		27027,1	-25287,1	29237,1
75		27273,8	-25309,7	29214,3
76		27520,5	-25333,3	29191,0

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Punti curva Capability	Compensazione reattiva	P [kW]	-Q [kVAR]	Q [kVAR]
77		27767,2	-25356,3	29167,5
78		28013,9	-25380,8	29144,3
79		28260,6	-25404,0	29120,3
80		28507,4	-25429,0	29096,4
81		28754,1	-25452,7	29071,8
82		29000,8	-25477,8	29047,6
83		29247,5	-25502,2	29023,0
84		29494,2	-25527,8	28997,7
85		29740,9	-25552,1	28972,9
86		29987,6	-25578,3	28947,2
87		30234,3	-25603,5	28922,4
88		30481,0	-25629,7	28895,7
89		30727,7	-25655,8	28870,9
90		30974,5	-25682,5	28843,7
91		31221,2	-25709,3	28817,9
92		31467,9	-25736,0	28790,7
93		31714,6	-25763,5	28764,3
94		31961,3	-25790,4	28737,1
95		32208,0	-25818,2	28709,1
96		32454,7	-25844,9	28682,3
97		32701,4	-25873,3	28653,9
98		32948,1	-25901,8	28626,8
99		33194,8	-25929,9	28598,0
100		33441,6	-25959,2	28569,9
101		33688,3	-25986,7	28540,5
102		33935,0	-26016,4	28511,4
103		34181,7	-26045,5	28483,6
104		34428,4	-26074,1	28453,3
105		34675,1	-26104,2	28424,2
106		34921,8	-26109,3	28330,5
107		35168,5	-25974,7	28152,3
108		35415,2	-25730,1	27935,4
109		35661,9	-25388,8	27593,7
110		35908,7	-25042,8	27247,5
111		36155,4	-24689,5	26893,9
112		36402,1	-24328,8	26530,5
113		36648,8	-23958,1	26162,0
114		36895,5	-23582,2	25783,3
115		37142,2	-23196,1	25397,1
116		37388,9	-22799,9	25003,2
117		37635,6	-22395,9	24599,1
118		37882,3	-21984,1	24187,2
119		38129,0	-21559,0	23761,8
120		38375,8	-21125,9	23328,5
121		38622,5	-20679,4	22882,0
122		38869,2	-20219,6	22421,8
123		39115,9	-19748,4	21950,6
124		39362,6	-19263,6	21465,7
125		39609,3	-18762,2	20964,0
126		39856,0	-18250,4	20448,4

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA



Curva di capability

Data: 04/06/2024
Responsabile:
Cliente: RWE RENEWABLES ITALIA
SRL

Punti curva Capability	Compensazione reattiva	P [kW]	-Q [kVAR]	Q [kVAR]
127		40102,7	-17715,3	19912,9
128		40349,4	-17162,7	19360,3
129		40596,1	-16587,4	18784,8
130		40842,9	-15991,7	18189,0
131		41089,6	-15369,7	17566,8
132		41336,3	-14718,5	16915,4
133		41583,0	-14037,7	16234,4
134		41829,7	-13318,2	15514,7
135		42076,4	-12556,8	14753,2
136		42323,1	-11747,1	13943,4
137		42569,8	-10874,1	13070,2
138		42816,5	-9931,2	12127,2
139		43063,2	-8890,7	11086,6
140		43310,0	-7722,0	9917,6
141		43556,7	-6366,4	8561,8
142		43803,4	-4688,9	6884,2
143		44050,1	-2242,0	4440,2

PROGETTISTA ELETTRICO : ING. GIANNI BARLETTA VIALE GIULIO CESARE 354 NOVARA

Figura 3-5: Studio della curva di capability al PdC – Semi sbarra 2.

Dal confronto si nota come l'impianto sia in grado di fornire/assorbire la potenza reattiva richiesta. La regione non coperta dalla curva rossa è dovuta al fatto che ci saranno inevitabilmente delle perdite in rete, per cui l'impianto non sarà in grado di fornire l'intera Pnd al PdC.

Quindi, non si reputa necessario prevedere banchi di condensatori o reattori shunt per la compensazione della potenza reattiva. Tuttavia, verranno previsti delle unità a 36 kV nel quadro AT, all'interno della cabina di raccolta, per l'eventuale collegamento di questi dispositivi.

3.5 Soluzione per la connessione (STMG)

La soluzione di connessione per il progetto in esame prevede il collegamento in antenna, tramite, per quanto soprascritto, l'esercizio in doppio radiale, nella sezione a 36 kV della SE "Racalmuto 3", conformemente a quanto riportato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) del preventivo di connessione previsto da Terna (vedi Figura 3-6).

	<p>Codice Pratica: 201901114 – Comuni di Caltanissetta e Serradifalco (CL) – Preventivo di connessione</p> <p>Richiesta di modifica di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) da 80 MW.</p>
---	--

La soluzione tecnica minima generale per Voi elaborata prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) 150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 150 kV "Canicattì – Caltanissetta", previa realizzazione dei seguenti interventi:

- potenziamento/rifacimento della linea RTN 150 kV "Canicattì – Caltanissetta";
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN 150 kV di collegamento tra le Cabine Primarie di Canicattì e Ravanusa;
- realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 150 kV "Cammarata - Casteltermini - Campofranco FS", previsto nel Piano di Sviluppo Terna.

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'ARERA, Vi comunichiamo che l'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Figura 3-6: Soluzione Tecnica Minima Generale – Codice Pratica: 201901114.

4. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

4.1 Generatore fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico scelto per la progettazione dell'impianto è della Jinko Solar, modello Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 620 Watt, delle dimensioni 2,382x1,134x0,030 m e peso pari a 33,4 kg. I moduli fotovoltaici utilizzati sono costituiti da celle, in numero pari a 132 (2x66) di tipo N monocristallino aventi ognuno una potenza nominale di 620 W_p. I moduli avranno una struttura superiore ed inferiore in vetro e relativa cornice in lega di alluminio anodizzata e saranno dotati di scatola di giunzione con diodi di by-pass e connettori di collegamento.

Di seguito si riporta la scheda tecnica del modulo scelto.

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 600-620 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)
ISO9001:2015: Quality Management System
ISO14001:2015: Environment Management System
ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 Technology has better reliability and lower LID/LETID.



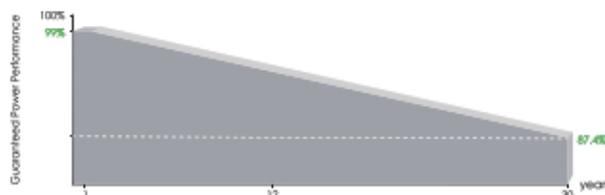
Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



POSITIVE QUALITY™
Leadership Quality Assessment

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

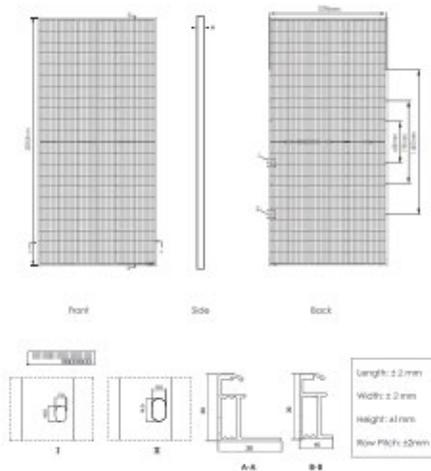


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

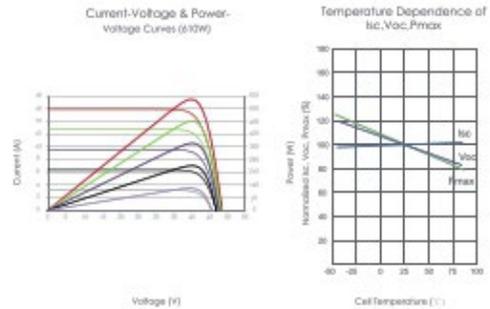
Engineering Drawings



Packaging Configuration

[Two panels = One stack]
34pcs/panels, 72pcs/stack, 720pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	132 (2x66)
Dimensions	2382x1134x30mm (93.78x44.65x1.18 inch)
Weight	33.4kg (73.63 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM600N-66HL4M-BDV		JKM603N-66HL4M-BDV		JKM610N-66HL4M-BDV		JKM613N-66HL4M-BDV		JKM620N-66HL4M-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	600Wp	453Wp	603Wp	457Wp	610Wp	461Wp	615Wp	464Wp	620Wp	468Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.16V	37.60V	40.31V	37.76V	40.46V	37.92V	40.60V	38.10V	40.74V	38.25V
Maximum Power Current (Imp)	14.94A	12.05A	15.01A	12.10A	15.08A	12.15A	15.15A	12.19A	15.22A	12.24A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.28V	45.86V	48.48V	46.03V	48.68V	46.24V	48.88V	46.43V	49.08V	46.62V
Short-circuit Current (Isc)	15.84A	12.79A	15.90A	12.83A	15.96A	12.88A	16.02A	12.93A	16.08A	12.98A
Module Efficiency STC (%)	22.21%		22.40%		22.58%		22.77%		22.95%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+80°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	33A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficient of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficient of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficient of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

	JKM600N-66HL4M-BDV	JKM603N-66HL4M-BDV	JKM610N-66HL4M-BDV	JKM613N-66HL4M-BDV	JKM620N-66HL4M-BDV	
5%	Maximum Power (Pmax)	620Wp	632Wp	641Wp	646Wp	651Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.32%	23.52%	23.71%	23.91%	24.10%
10%	Maximum Power (Pmax)	690Wp	696Wp	702Wp	707Wp	713Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.54%	25.76%	25.97%	26.18%	26.40%
20%	Maximum Power (Pmax)	730Wp	756Wp	763Wp	769Wp	775Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.77%	28.00%	28.23%	28.46%	28.69%

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C 🌫 AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C 🌫 AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM600-620N-66HL4M-BDV-D3-EN

Figura 4-1: Scheda tecnica modulo fotovoltaico.

4.2 Inverter

La conversione da corrente continua (DC) a corrente alternata (AC) sarà realizzata mediante convertitori statici trifase (inverter) di stringa della marca SUNGROW, modello SG350HX, la cui potenza massima dell'inverter è pari a 350 kVA e tensione in uscita pari a 800 V.

La ripartizione dei vari moduli su ognuno degli inverter utilizzati sarà effettuata sulla base delle caratteristiche tecniche sotto riportate (Fig. 4-2).

SG350HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- Up to 16 MPPTs with max. efficiency 99%
- 20A per string, compatible with 500Wp+ module
- Data exchange with tracker system, improving yield



LOW COST

- Q at night function, save investment
- Power line communication (PLC)
- Smart IV Curve diagnosis, active O&M



GRID SUPPORT

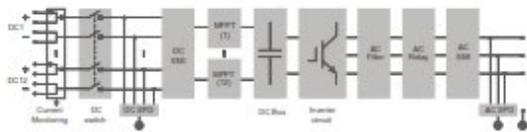
- SCRz1.16 stable operation in extremely weak grid
- Reactive power response time <30ms
- Compliant with global grid code



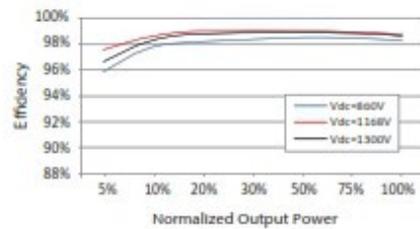
PROVEN SAFETY

- 2 strings per MPPT, no fear of string reverse connection
- Integrated DC switch, automatically cut off the fault
- 24h real-time AC and DC insulation monitoring

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



© 2022 Sungrow Power Supply Co, Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 16

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V - 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 - 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Weight	≤116 kg(≤255.7 lbs)
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66 (NEMA 4X)
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C (-22 to 140 °F)
Allowable relative humidity range	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional BAWG)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 410:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 1071-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control



Figura 4-2: Scheda tecnica inverter di stringa.

1.1.3 Stringa fotovoltaica e compatibilità stringa/inverter

La stringa sarà realizzata tramite il collegamento in serie di 28 moduli fotovoltaici.

Per verificare che il numero di moduli connessi in serie per il collegamento all'inverter è necessario verificare che la tensione ($V_{MPP}(T)$ e $V_{OC}(T)$) in corrispondenza dei valori minimi e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dalla stringa risultino compatibili con le tensioni della sezione in ingresso dell'inverter, tramite le seguenti condizioni:

$$V_{MPP_{min}} \geq V_{invMPP_{min}}$$

$$V_{MPP_{max}} \geq V_{invMPP_{max}}$$

$$V_{OC_{max}} \geq V_{inv_{max}}$$

Dove:

$V_{MPP_{min}}$ = tensione alla massima potenza calcolata nelle condizioni di temperatura minima;

$V_{MPP_{max}}$ = tensione alla massima potenza calcola nelle condizioni di temperatura massima;

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

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

$V_{OC_{max}}$ = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche calcolata nelle condizioni di temperatura massima;

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

Considerando una variazione percentuale della tensione alla massima potenza e a circuito aperto di ogni cella in funzione della temperatura rispettivamente pari a $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$ ($V_{MPP\%}$) ed a $-0,25\%/^{\circ}\text{C}$ ($V_{OC\%}$) e i limiti di temperatura estremi pari a -5°C (dati di progetto) e $+60^{\circ}\text{C}$, V_{MPP} e V_{OC} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C). I valori di temperatura utilizzati come limiti estremi fanno riferimento alle condizioni ambientali della regione Sicilia, questi sono tuttavia ritenuti valori cautelativi per il corretto funzionamento dell'impianto. Per calcolare la variazione delle tensioni alla massima potenza e a circuito aperto si utilizza la seguente formula.

$$V_{MPP}(T) = (V_{MPP}(T_{STC}) + V_{MPP}(T_{STC}) * (-\frac{V_{MPP\%}}{100} * (25 - T))) * N$$

$$V_{OC}(T) = (V_{OC}(T_{STC}) + V_{OC}(T_{STC}) * (-\frac{V_{OC\%}}{100} * (25 - T))) * N$$

Dove N è il numero di moduli collegati in serie, ovvero 28.

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringa composta da 28 moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

4.3 Struttura di supporto moduli

Come precedentemente menzionato, le strutture di supporto dei moduli sono divise in tue tipologie, ovvero:

- Strutture di supporto ad inseguimento monoassiale (Tracker);
- Strutture di supporto a tettoia (Canopy).

1.1.4 Strutture di supporto ad inseguimento monoassiale (Tracker)

Per il progetto in esame, la struttura di supporto dei moduli principalmente considerata è di tipo ad inseguimento monoassiale, con orientamento dell'asse di rotazione Nord-Sud e posizionamento dei moduli Est-Ovest.

La struttura presenta due diverse configurazioni, ovvero da 28 moduli o da 56 moduli.

La struttura sarà realizzata tramite acciaio strutturale, almeno S235JR, con tensione di snervamento e spessori conformi ai calcoli strutturali. I cuscinetti a sfera saranno di bronzo o acciaio inox. Tutte le parti in acciaio saranno inoltre opportunamente galvanizzate secondo le condizioni del sito per ottenere una vita di progetto di 25 anni.

La struttura presenta un'altezza media di 2,687 m con un asse di rotazione di $\pm 55^\circ$ ed un'altezza minima di 0,63 m.

Nelle immagini seguenti vengono rappresentate una sezione tipo (Figura 4-3), una vista in pianta ed una vista laterale (Figura 4-4) della struttura da 56 moduli.

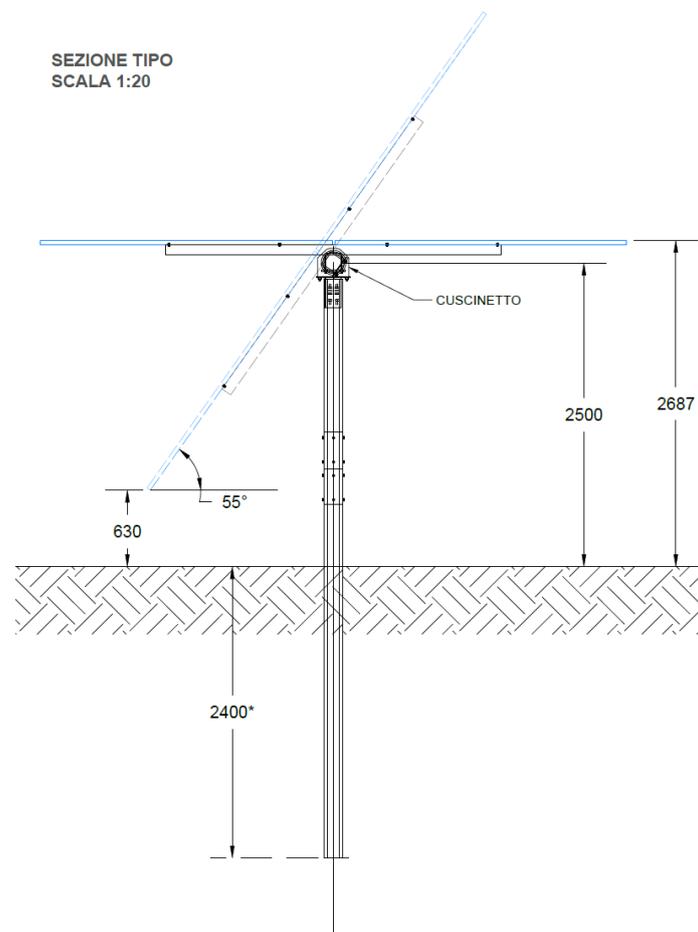


Figura 4-3: Sezione tipo struttura di supporto tracker moduli fotovoltaici.

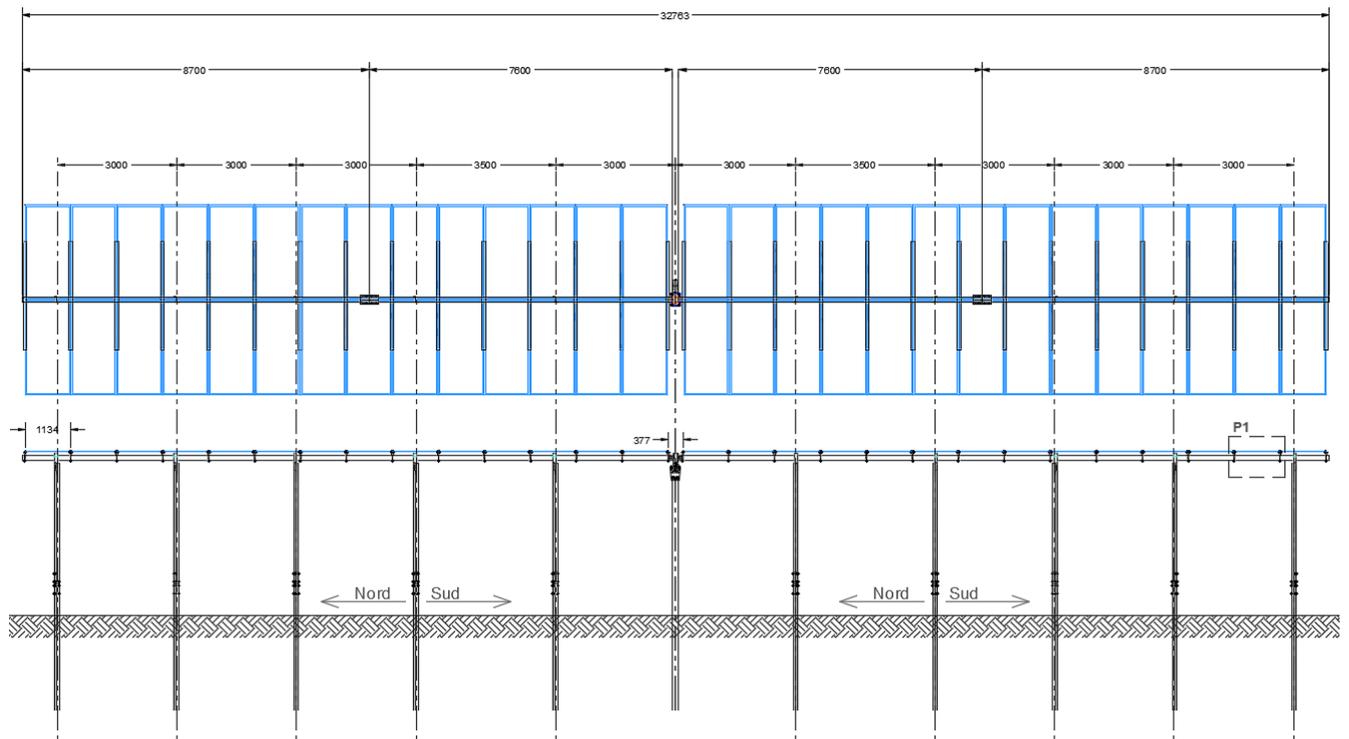


Figura 4-4: Vista laterale struttura di supporto tracker moduli fotovoltaici.

1.1.5 Strutture di supporto a tettoia (Canopy)

La struttura di supporto a tettoia verrà installata in una parte dell'area 12, dove attualmente esistono vigneti da uva da tavola, pensata per consentire la copresenza della coltura esistente e dell'impianto fotovoltaico.

La struttura avrà un'altezza pari a 3 metri dal piano di campagna, sulla quale verranno posati i moduli con un angolo di inclinazione di 20° ed un pitch di 4,5 m.

Nell'immagine seguente viene rappresentata una vista laterale (Figura 4-5), della struttura.

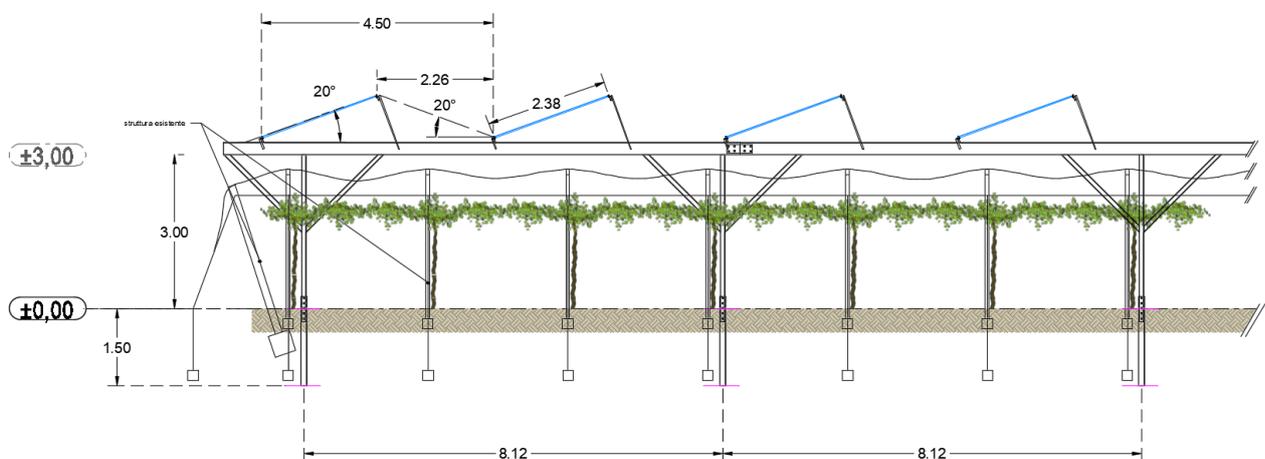
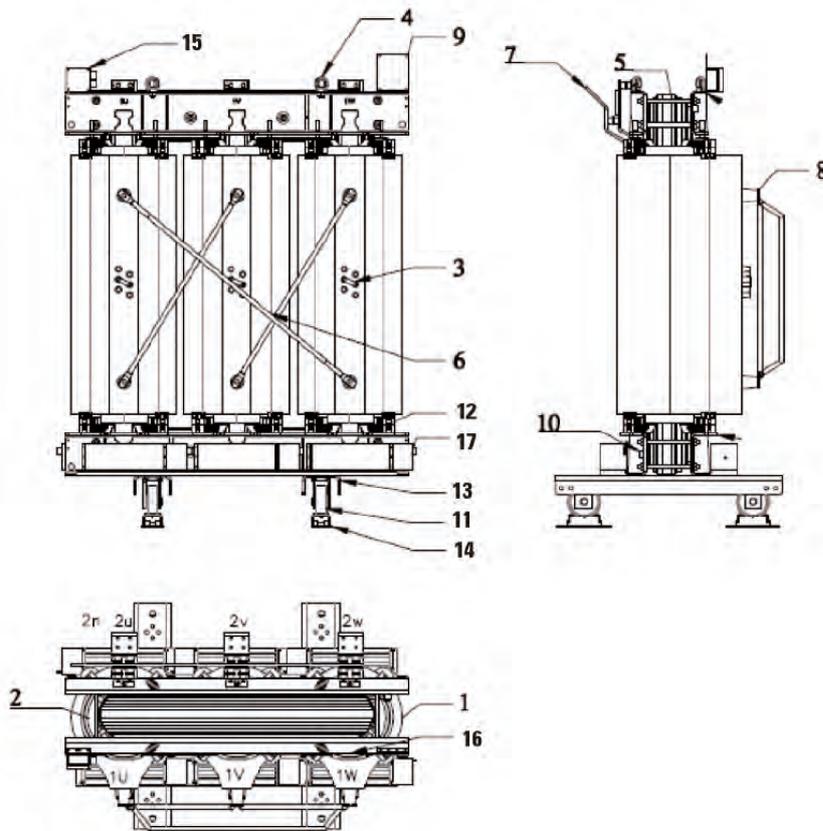


Figura 4-5: Vista laterale struttura di supporto "Canopy".

4.4 Cabina di sottocampo

La cabina di sottocampo è una cabina elettrica prefabbricata in cemento armato vibrato (C.A.V.), di dimensioni pari a 8,2 x 3 x 2,5 m (L x H x P), dove avviene l'elevazione della tensione da 800 V a 36000 V, all'interno del quale vengono installati i seguenti componenti principali:

- Quadro elettrico di bassa tensione (Power Center), con tensione nominale a 1000 V, tensione di esercizio a 800 V, corrente nominale a 1600 A e tenuta al c.to c.to pari a 25 kA. Il quadro è realizzato tramite box metallico di contenimento, all'interno del quale vengono installati: 1 interruttore generale, del tipo automatico aperto, ed un numero che varia da 5 a 8 di interruttori, con funzione di dispositivo di generatore (DDG), del tipo automatico scatolato;
- Trasformatore elevatore, con isolamento in resina, tensione al primario pari a 36000 V, tensione al secondario pari a 800 V e gruppo vettoriale stella-triangolo Dyn11, con potenza che varia da 2000 kVA a 3150 kVA. Nelle figure 4-6, 4-7 e 4-8 vengono riportate rispettivamente una rappresentazione tipica di un trasformatore con i componenti principali, le caratteristiche tecniche ed una rappresentazione con le indicazioni delle dimensioni del trasformatore;
- Quadro elettrico di alta tensione, con tensione nominale pari a 40,5 kV, tensione di esercizio pari a 36 kV, corrente nominale pari a 630 A e corrente ammissibile per 1 secondo pari a 20 kA. Il quadro sarà dotato di: 2 unità di arrivo-partenza, per il collegamento in entra-esci delle cabine di sottocampo, dotate di sbarre in rame, sezionatore di linea a vuoto, in gas SF₆, ed interruttore automatico, da 630 A - 25 kA, con relativo relè di protezione, 1 unità, per le misure, dotata di sbarre in rame, sezionatore di linea, terna di fusibili, e 3 trasformatori di tensione, 1 unità, per la protezione dell'impianto elettrico a valle dell'interruttore, dotata di sbarre in rame, sezionatore di linea a vuoto, in gas SF₆, ed interruttore automatico, da 630 A - 25 kA, con relativo relè di protezione.



1. Avvolgimento di media tensione
2. Avvolgimento di bassa tensione
3. Commutatore di tensione a trasformatore disinserito dalla rete
4. Golfari per il sollevamento
5. Nucleo magnetico
6. Collegamento a triangolo media tensione
7. Terminali di bassa tensione
8. Terminali di media tensione
9. Targa dati nominali
10. Terminale di terra
11. Ruote orientabili
12. Punti di aggancio
13. Carrello
14. Attenuatore antivibrazione
15. Cassetta di collegamento sonde
16. Sonde di temperatura PT100
17. Ventilatore

Figura 4-6: Rappresentazione tipica trasformatore con componenti principali.

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
36	250	598	4180	6	59	1550	750	1800	520	125	40	1960
	400	825	6.050	6	61	1610	950	1840	670	160	50	2280
	630	1265	8360	6	63	1640	950	1970	670	160	50	2550
	800	1495	8800	6	64	1720	1100	2010	670	160	50	3070
	1000	1782	9900	6	65	1770	1100	2060	820	160	50	3440
	1250	2070	12100	6	67	1850	1100	2120	820	160	50	3940
	1600	2530	14300	6	68	1900	1100	2270	820	160	50	4.500
	2000	2990	17600	6	72	2000	1200	2380	1070	200	70	5290
	2500	3565	20900	6	73	2090	1200	2520	1070	200	70	6230
	3150	4370	24200	6	76	2260	1200	2530	1070	200	70	7610

Tolleranza di dimensioni e di peso ±10

Figura 4-7: Scheda tecnica tipica trasformatore.

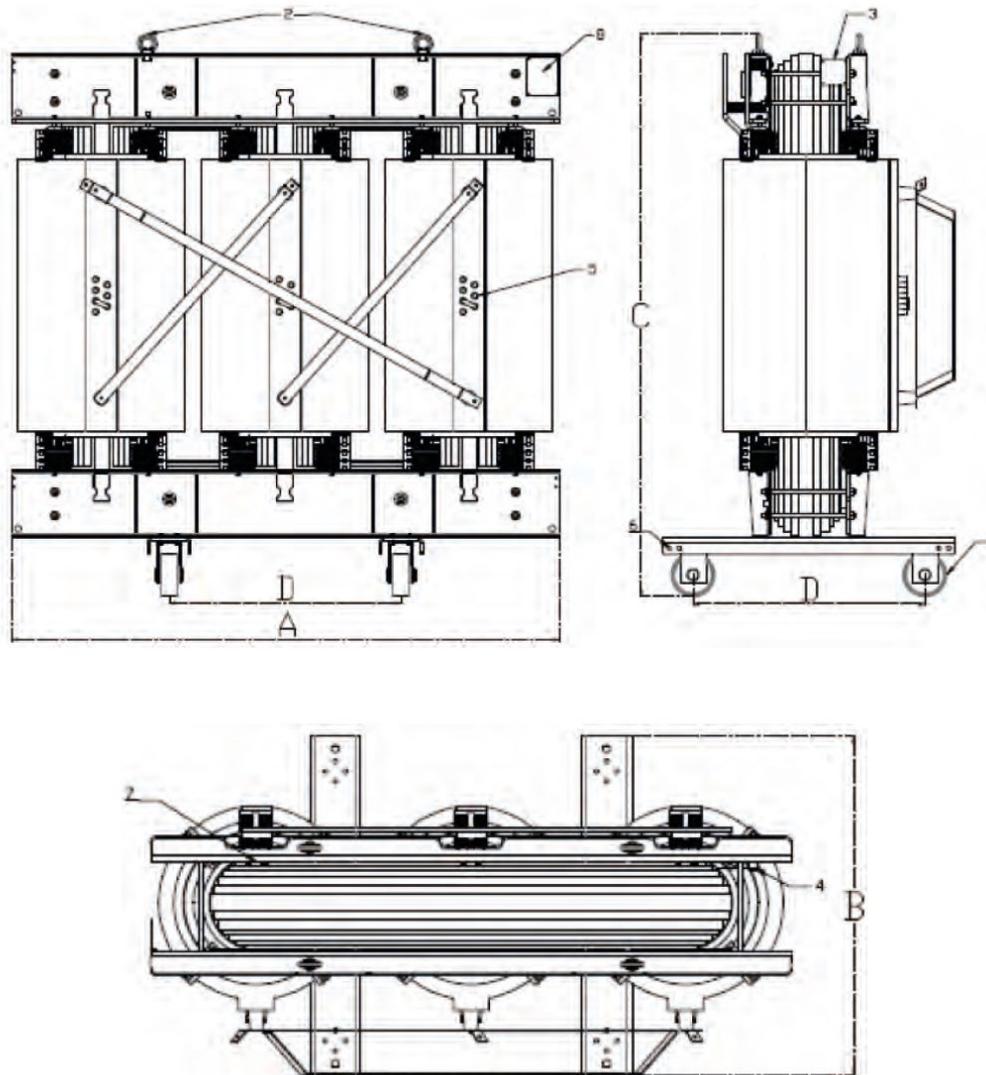


Figura 4-8: Rappresentazione tipica trasformatore con indicazioni sulle dimensioni.

4.5 Cabina di raccolta

La cabina di raccolta è una cabina elettrica, di dimensione pari a 25 x 3,1 x 4,65 m (L x H x P), dove vengono collegate le 5 linee a 36 kV provenienti dai diversi collegamenti in entra-esce delle cabine di sottocampo e da dove partono le 4 linee a 36 kV per la connessione alla SE. All'interno della cabina di raccolta vengono installati i seguenti componenti principali:

- Quadro elettrico di alta tensione, con tensione nominale pari a 40,5 kV, tensione di esercizio pari a 36 kV, corrente nominale pari a 1250 A e corrente ammissibile per 1 secondo pari a 20 kA. Il quadro elettrico sarà suddiviso in due semi-sbarre, denominate semi-sbarra SB1 ed SB2, unite da una cella con funzione da congiuntore.

La semi-sbarra SB1 sarà dotata di:

- 1 unità, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, e interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 1250 A- 25 kA, con funzione di

protezione delle 2 linee di consegna a TERNA, ovvero di dispositivo generale di linea (DGL);

- 2 unità di misura, di cui 1 per le misure delle linee in arrivo dall'impianto agrivoltaico e 1 per le misure delle linee in partenza verso la SE, dotate di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, una terna di fusibili, e 3 trasformatori di tensione fase-terra;
- 2 unità, dotate di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 630 A- 25 kA, con funzioni di protezione della rete a 36 kV dell'impianto agrivoltaico, ovvero dispositivi di interfaccia (DDI),
- 1 unità, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, e interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 630 A- 25 kA, con funzione di protezione dell'eventuale gruppo di compensazione (Banco di condensatori e/o reattori shunt) (opzionale);
- 1 unità, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, e interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 630 A- 25 kA, con funzione di protezione del trasformatore dei servizi ausiliari;
- 1 unità, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, e interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 630 A- 25 kA, con funzione di congiuntore;
- 1 unità di misura, per le misure del congiuntore, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, una terna di fusibili, e 3 trasformatori di tensione fase-terra (opzionale);

La semi-sbarra SB2 sarà dotata di:

- 1 unità, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, e interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 1250 A- 25 kA, con funzione di protezione delle 2 linee di consegna a TERNA, ovvero di dispositivo generale di linea (DGL);
- 2 unità di misura, di cui 1 per le misure delle linee in arrivo dall'impianto agrivoltaico e 1 per le misure delle linee in partenza verso la SE, dotate di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, una terna di fusibili, e 3 trasformatori di tensione fase-terra;
- 3 unità, dotate di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 630 A- 25 kA, con funzioni di protezione della rete a 36 kV dell'impianto agrivoltaico, ovvero dispositivi di interfaccia (DDI),
- 1 unità, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, e interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 630 A- 25 kA, con funzione di protezione dell'eventuale gruppo di compensazione (Banco di condensatori e/o reattori shunt) (opzionale);
- 1 unità, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, e interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 630 A- 25 kA, con funzione di protezione del trasformatore dei servizi ausiliari;
- 1 unità, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF6, e interruttore tripolare con sganciatore di apertura, 630 A- 25 kA, con funzione di congiuntore;

- 1 unità di misura, per le misure del congiuntore, dotata di sbarre in rame, sezionatore tripolare di linea, a vuoto, in gas SF₆, una terna di fusibili, e 3 trasformatori di tensione fase-terra (opzionale);
- 2 Trasformatori per l'alimentazione dei servizi ausiliari, con isolamento in resina, tensione al primario pari a 36000 V, tensione al secondario pari a 400 V e gruppo vettoriale stella-triangolo Dyn11, con potenza pari a 100 kVA ciascuno
- 2 gruppi elettrogeni monoblocco diesel, per l'alimentazione dei servizi ausiliari, con potenza pari a 160 kVA.

Il dimensionamento geometrico e degli spazi degli impianti, ai fini dell'esercizio e della manutenzione e delle persone in condizioni di sicurezza rispetta le prescrizioni delle Norme CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2) "impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata".

All'interno dell'edificio tecnico saranno installati inoltre gli apparati di misura, comando, controllo e protezione necessari per la corretta funzionalità dell'impianto.

4.6 Cavi solari

I cavi considerati per il collegamento delle stringhe ai rispettivi inverter sono gli H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kV_{cc}, chiamati anche cavi solari.

L' H1Z2Z2-K è un cavo con conduttore realizzato in rame stagnato in formazione flessibile di classe 5, isolato e rivestito esternamente tramite elastomero reticolato atossico di qualità Z2.

Di seguito di riportano le schede tecniche per la tipologia di cavo considerato.

CAVI BASSA TENSIONE - PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI - ZERO ALOGENI
LOW VOLTAGE CABLES SOLAR PLANTS - HALOGEN FREE

H1Z2Z2-K 1/1 kVac - 1,5/1,5 kVcc

Bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi, non propaganti la fiamma, resistenti ai raggi UV
Low emissions of smoke, zero halogen, Flame retardant, UV resistant



RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	CEI EN 50618
Resistenza raggi UV / UV Resistance	CEI EN 50618
Resistenza all'ozono / Ozone Resistance	CEI EN 60811-403
Resistenza elettrica / DC resistance	CEI EN 60228 (Tab. 9)
Portata di corrente / Current capacity	CEI EN 50618
Resistenza alla sollecitazione termica / Thermal stress resistance	CEI EN 60216-1
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive	2014/35/UE
Direttiva RoHS/RoHS Directive	2011/65/UE



Scarica la scheda tecnica completa

Le immagini sono puramente illustrative e coperte da copyright ©



REAZIONE AL FUOCO/REACTION TO FIRE

REGOLAMENTO/REGULATION 305/2011/UE

Norma/Standard	EN 50575:2014+A1:2016
Classe/Class	C_{ca}-s1b, d1, a1
Classificazione/Classification (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Prova di non propagazione della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato/Test for resistance to vertical flame propagation for a single insulated conductor or cable	EN 60332-1-2
Misura della densità di fumo / Measurement of smoke density	CEI EN 61034-2
Propagazione di fiamma e sviluppo di calore e di fumo in condizione di incendio/Flame spread and development of heat and smoke under fire conditions	EN 50399
Grado di acidità dei gas / Degree of acidity of gas	EN 60754-2
Organismo notificato/Notified body	L.A.PI. - 0987

H1Z2Z2-K 1/1 kVac - 1,5/1,5 kVcc



CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U₀/U: 1/1 kVac 1,5/1,5 kVcc
- Tensione massima: 1,2 kVac 1,8 kVcc
- Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216)

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Uso previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Rated voltage U₀/U: 1/1 kVac 1,5/1,5 kVdc
- Maximum voltage: 1,2 kVac 1,8 kVdc
- Testing Voltage: 6,5 kVac 15 kVdc
- Max working temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -25°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter

SPECIAL FEATURES

Power transmission, signal transmission indoor and outdoor, even wet. Suitable for working up to 25 years standard conditions. Long term working (temperature index TI): 120°C referred to 20.000 hours (CEI EN 60216)

USE AND INSTALLATION

Intended use in photovoltaic installations and in accordance with HD 60364-7-712. Suitable for application on devices with protective insulation (protection class II). They are inherently short-circuit proof and earth leakage pursuant to HD 60364-5-52. Suitable for permanent use outdoors or indoors, for mobile free installation, free hanging and fixed. Installation also in conduits and ducts on, inside or under plaster as well as in equipment.

COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION



CONDUTTORE Materiale: Rame stagnato, formazione flessibile, classe 5	CONDUCTOR Material: Tinned copper, class 5
ISOLANTE Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: naturale CEI EN 50618	INSULATION Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: natural CEI EN 50618
GUAINA ESTERNA Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2 Colore: Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015 CEI EN 50618	OUTER SHEATH Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2 Colour: black RAL 9005, red RAL 3013, blue RAL 5015 CEI EN 50618

Formazione Size	Ø esterno medio Medium Ø outer	Peso medio cavo Medium Weight	Resistenza elettrica Electrical Resistance max a 20°C	Portata di corrente / Current rating		
				Cavo singolo libero in aria	Cavo singolo su unica superficie	Due cavi caricati che si toccano su una superficie
n° x mm ²	mm	kg/km	Ω/km	A	A	A
1 x 1,5	4,7	34	13,3	30	29	24
1 x 2,5	5,2	47	7,98	41	39	33
1 x 4	5,8	58	4,95	55	52	44
1 x 6	6,5	80	3,3	70	67	57
1 x 10	7,9	127	1,91	98	93	79
1 x 16	8,8	180	1,21	132	125	107
1 x 25	10,6	270	0,78	176	167	142
1 x 35	12,0	360	0,554	218	207	176
1 x 50	14,1	515	0,386	276	262	221
1 x 70	15,9	720	0,272	347	330	278
1 x 95	17,7	915	0,206	416	395	333
1 x 120	19,8	1160	0,161	488	464	390
1 x 150	21,7	1460	0,129	566	538	453
1 x 185	24,1	1780	0,106	644	612	515
1 x 240	26,7	2400	0,0801	775	736	620

Temperatura ambientale 60°C - Temperatura max conduttore: 120°C
Ambient temperature 60 °C - Max conductor temperature: 120 °C

Nota: Il periodo di uso previsto ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una massima temperatura ambientale di 90°C e limitato a 20.000h
Note: The intended period of use at a maximum conductor temperature of 120 °C and a maximum ambient temperature of 90 °C is limited to 20,000h



Figura 4-9: Scheda tecnica cavi solari.

4.7 Cavi di bassa tensione

I cavi considerati per il collegamento degli inverter alle rispettive cabine di sottocampo sono gli ARE4R 0,6/1 kV.

L'ARE4R è un cavo unipolare di bassa tensione con conduttore in alluminio a corda compatta di classe 2, isolato in XLPE e guaina in PVC.

Di seguito di riportano le schede tecniche per la tipologia di cavo considerato.

**CAVI BASSA TENSIONE - ENERGIA
LOW VOLTAGE - POWER**

ARE4R - ARE4OR 0,6/1 kV

**BASSA TENSIONE UNIPOLARI E MULTIPOLARI - ENERGIA
LOW VOLTAGE SINGLE CORE AND MULTICORE CABLES - ENERGY**



NON PROPAGANTE
LA FIAMMA
FLAME RETARDANT



NON PROPAGANTE
L'INCENDIO
FIRE RETARDANT

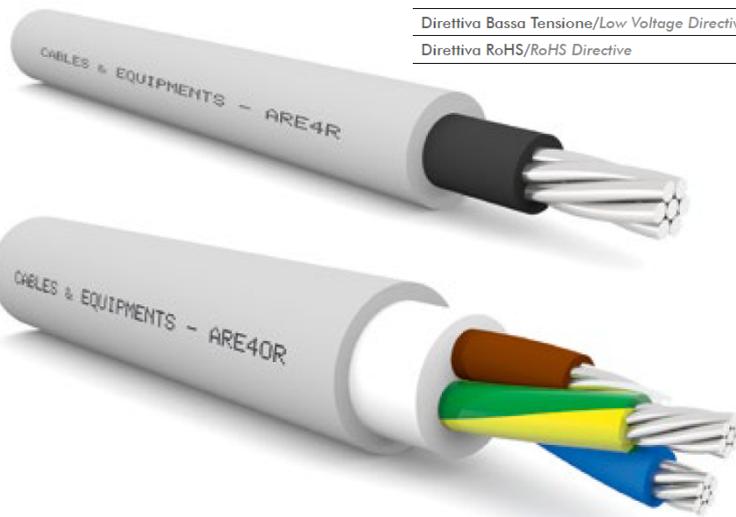


BASSA EMISSIONE
FUMI, GAS TOSSICI E
CORROSIVI
LOW EMISSION OF
SMOKE, TOXIC AND
CORROSIVE GASES



RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	CEI 20-13
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2 (CEI 20-35/1-2)
Propagazione incendio/Fire propagation	CEI EN 20-22 II
Emissione gas/Gas emission	CEI EN 50267-2-1 (CEI 20-37/2-1)
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive	2006/95/CE
Direttiva RoHS/RoHS Directive	2011/65/CE



CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U : : 0,6/1 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U : 0,6/1 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Maximum tensile stress: 50 N/mm²
- Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Cavi non propaganti l'incendio; ridotta emissione di gas tossici e corrosivi; buon comportamento alle basse temperature.

SPECIAL FEATURES

Fire retardant; Low emission of smoke, toxic and corrosive gases; good behavior at low temperatures.

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Per trasporto energia nell'edilizia industriale e/o residenziale e negli impianti fotovoltaici. Adatto per posa fissa all'interno in locali anche bagnati o all'esterno; posa fissa su murature e strutture metalliche, su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari. Ammessa anche la posa interrata diretta o indiretta.

USE AND INSTALLATION

Power cable for industrial and/or residential uses and photovoltaic systems. Suitable to fixed installation indoor or outdoor even in wet environments; it can be fixed on walls and/or metal structures, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems. Can be directly or indirectly buried.

Cables & Equipments

ARE4R - ARE4OR 0,6/1 kV

CONSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION

	CONDUTTORE Materiale: Alluminio, corda rigida compatta, classe 2	CONDUCTOR Material: Aluminium stranded wire class 2
	ISOLAMENTO Materiale: Polietilene reticolato E4 ad elevate prestazioni elettriche, meccaniche e termiche CEI EN 50636-0 (CEI 20-11/0). Colore: HD 308 (CEI-UNEL 00722)	INSULATION Material: Cross-linked polyethylene compound, high performance electrical, mechanical and thermal stresses Colour: HD 308 (CEI-UNEL 00722)
	CORDATURA TOTALE Tipo: i conduttori isolati sono cordati insieme	TOTAL STRANDING Type: The cores are stranded together in concentric lay
	GUAINA RIEMPITIVA Materiale: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari) Colore: naturale	BINDER Material: thermoplastic, penetrating between the cores (multicore cables only) Colour: Natural
	GUAINA ESTERNA Materiale: PVC, qualità Rz Colore: grigio	OUTER SHEATH Material: PVC compound, Rz quality Colour: grey

Unipolari/Single core

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Resist. elettrica max a 20° C	Portata di corrente				Raggio minimo di curvatura	
	Size	Approx. conduct. Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	outer Ø	Approx. cable weight	Max electrical resist. at 20° C	Current rating				Minimum bending radius
	n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	in aria a in air at 30° C	in tubo in aria a in pipe in air at 30° C	interrato a Underground at 20° C	in tubo interrato a In underground pipe at 20° C	mm
	1 x 16	4,75	0,7	1,4	9,0	110	1,91	78				
	1 x 25	6,0	0,9	1,4	10,5	160	1,20	106				
	1 x 35	7,0	0,9	1,4	12,5	200	0,868	132	112	149	103	50
	1 x 50	8,2	1,0	1,4	14,0	245	0,641	161	137	176	129	55
	1 x 70	9,8	1,1	1,4	16,0	330	0,443	209	173	216	159	65
	1 x 95	11,5	1,1	1,5	17,7	420	0,320	256	210	258	189	70
	1 x 120	13,1	1,2	1,5	19,6	510	0,253	299	243	294	214	80
	1 x 150	14,3	1,4	1,6	21,6	620	0,206	346	277	328	253	90
	1 x 185	16,1	1,6	1,6	23,9	750	0,164	398	325	371	284	95
	1 x 240	18,5	1,7	1,7	26,9	970	0,125	473	382	429	333	110
	1 x 300	20,7	1,8	1,8	29,6	1.170	0,100	548	-	484	378	120
	1 x 400	23,5	2,0	1,9	33,2	1.470	0,0778	642	-	546	440	135
	1 x 500	26,5	2,2	2,0	37,1	1.860	0,0605	738	-	616	498	150

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a: n°3 conduttori attivi
 - Profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati
 - Resistività termica del terreno pari a 1,0° cmW
 N.B. Current rating values are referred to: n° 3 loaded conductors
 - Installation depth for underground cables 0,8 m
 - The thermal resistivity of the ground 1,0° cmW

Figura 4-10: Scheda tecnica cavi di bassa tensione

1.1.6 Rete elettrica in bassa tensione in corrente alternata

La rete in bassa tensione interna all'impianto prevede il collegamento degli inverter alle rispettive cabine di sottocampo ed è realizzata tramite cavo ARE4R 0,6/1 kV in formazione 3x(1x500).

I cavi saranno posati, a trifoglio entro tubo corrugato, ad una profondità di posa di circa 1,1 metri dal piano di campagna.

Nel caso in cui vi sia una compresenza di terne all'interno della stessa sezione di scavo, i rispettivi tubi corrugati saranno posati a contatto tra di loro. Nella figura seguente viene rappresentata una sezione tipica di posa cavidotti di bassa tensione, estratta dal grafico "RS06EPD0066A0_Tav.023a.00_SEZIONI TIPICHE DI POSA CAVIDOTTI DI BASSA TENSIONE", nella quale viene mostrata la posa di 9 terne di cavi all'interno dello stesso scavo.

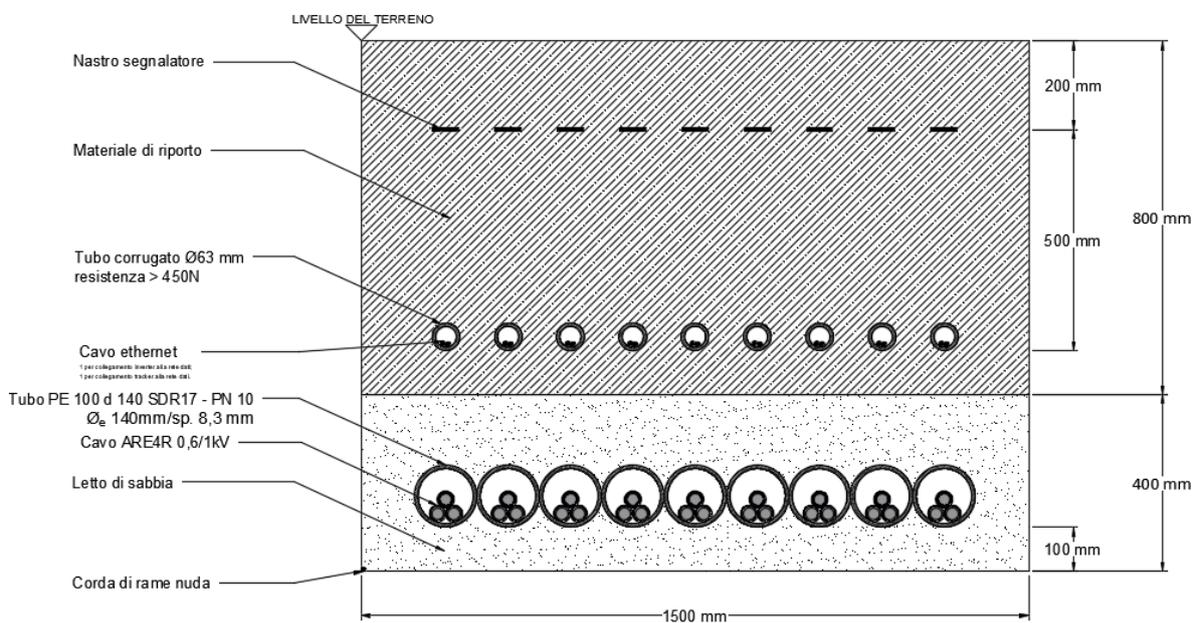


Figura 4-11: Sezione di posa su terreno agricolo 9 terne di cavi di bassa tensione

Il percorso delle linee BT si svolge interamente all'interno dell'area di impianto.

4.8 Cavi di alta tensione

La rete in alta tensione ed è realizzata tramite cavo ARE4H5E 18/30 kV.

L'ARE4H5E è un cavo unipolare di media tensione con conduttore in alluminio rigido di classe 2, con un primo strato di semiconduttore estruso, isolato in XLPE, un secondo strato di semiconduttore estruso, schermo con nastro di alluminio avvolto a cilindri longitudinali e guaina in polietilene.

Di seguito di riportano le schede tecniche per la tipologia di cavo considerato.

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno
Mescola estrusa
Isolante
Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
Semiconduttivo esterno
Mescola estrusa
Rivestimento protettivo
Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)
Guaina
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)
Marcatura
PRYSMIAN (**) ARE4H5E <tensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Giunti
ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core
Compact stranded aluminium conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded compound
Insulation
Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)
Outer semi-conducting layer
Extruded compound
Protective layer
Semiconductive watertight tape
Screen
Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)
Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)
Marking
PRYSMIAN (**) ARE4H5E <rated voltage>
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Joints
ECOSPEED™ (pag. 140)



Condizioni di posa / Laying conditions



MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation	underground installation trefoil p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

Figura 4-12: Scheda tecnica cavi di alta tensione.

1.1.7 Rete elettrica interna in alta tensione

La rete in alta tensione interna all'impianto prevede cinque circuiti in entra-esce, che collegano le rispettive cabine di sottocampo alla cabina di raccolta, ed è realizzata tramite cavo ARE4H5E 26/45 kV.

I cavi saranno posati, a trifoglio entro tubo corrugato, ad una profondità di posa di circa 1,1 metri dal piano di campagna.

Nel caso in cui vi sia una compresenza di terne all'interno della stessa sezione di scavo, i rispettivi tubi corrugati saranno posati a contatto tra di loro. Nella figura seguente viene rappresentata una sezione tipica di posa cavidotti di bassa tensione, estratta dal grafico "RS06EPD0067A0_Tav.023b.00_SEZIONI TIPICHE DI POSA CAVIDOTTI DI MEDIA TENSIONE", nella quale viene mostrata la posa di 5 terne di cavi all'interno dello stesso scavo, ovvero quelle che arrivano in cabina di raccolta dai diversi circuiti.

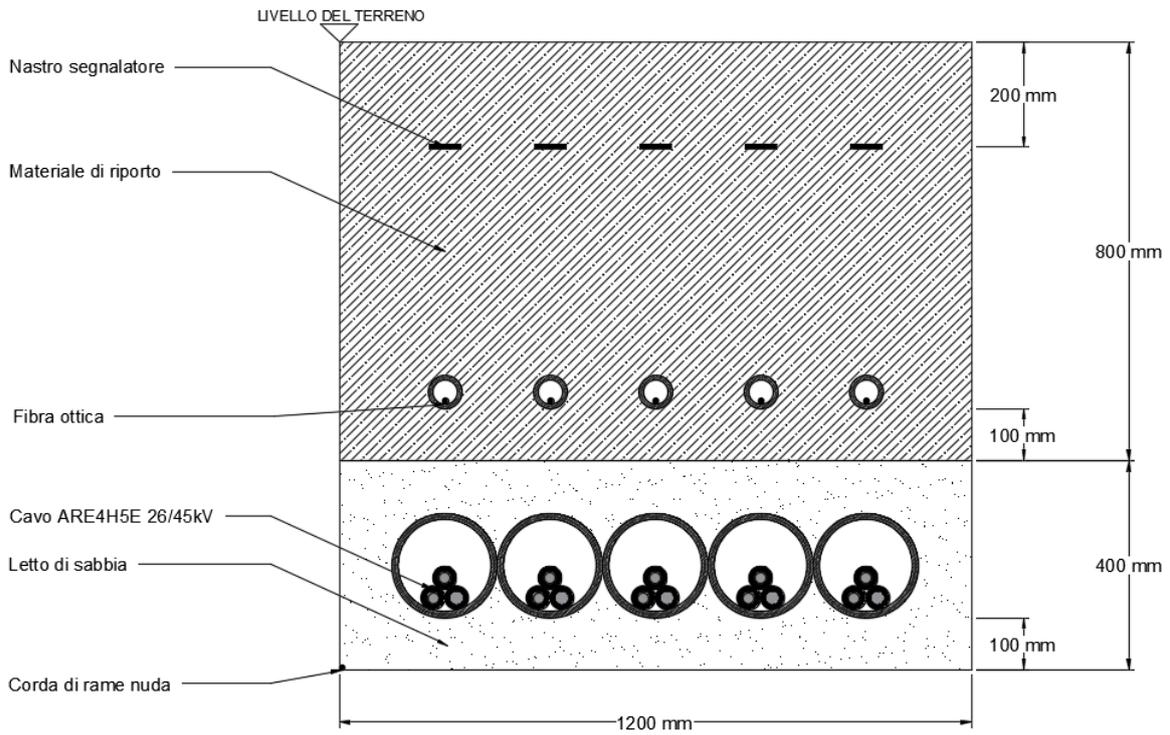


Figura 4-13: Sezione di posa su terreno agricolo 5 terne di cavi di alta tensione

Il percorso delle linee AT si svolge principalmente all'interno dell'area di impianto, ove possibile, e su strade comunali/provinciali.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa della rete in alta tensione interna all'impianto.

CIRCUITO	DA	A	LUNGHEZZA	POTENZA	TIPOLOGIA CAVO	FORMAZIONE CAVI
RADIALE			[m]	[kVA]		
CIRCUITO 1	CS 2.1	CS 9.1	920	2100	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 9.1	CS 10.1	1400	4550	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 10.1	CS 11.1	570	6650	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 11.1	CS 9.5	440	8750	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 9.5	CS 9.6	720	11550	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 9.6	CS 9.7	470	14350	ARE4H5E	3x(1x150mm ²)
	CS.9.7	CABINA DI RACCOLTA	950	16800	ARE4H5E	3x(1x300mm ²)
CIRCUITO 2	CS 12.1	CS 12.2	115	2.100	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 12.2	CS 12.3	170	4200	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 12.3	CS 15.1	590	6300	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 15.1	CS 16.2	60	7700	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 16.2	CS 16.1	360	10150	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 16.1	CS 16.3	330	12600	ARE4H5E	3x(1x120mm ²)
	CS 16.3	CS 3.1	2320	14700	ARE4H5E	3x(1x150mm ²)
	CS 3.1	CABINA DI RACCOLTA	100	16800	ARE4H5E	3x(1x185mm ²)
CIRCUITO 3	CS 9.2	CS 9.3	120	2450	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 9.3	CS 9.4	380	4550	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 9.4	CS 8.6	500	6650	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 8.6	CS 8.3	620	9100	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 8.3	CS 8.2	125	11200	ARE4H5E	3x(1x120mm ²)
	CS 8.2	CS 8.1	110	13300	ARE4H5E	3x(1x150mm ²)
	CS 8.1	CABINA DI RACCOLTA	520	15400	ARE4H5E	3x(1x240mm ²)
CIRCUITO 4	CS 20.1	CS 17.1	630	2450	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 17.1	CS 13.2	280	4900	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 13.2	CS 13.3	230	7000	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 13.3	CS 13.1	500	9800	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 13.1	CS 8.4	350	11900	ARE4H5E	3x(1x120mm ²)
	CS 8.4	CS 8.5	40	14000	ARE4H5E	3x(1x185mm ²)
	CS 8.5	CABINA DI RACCOLTA	850	16100	ARE4H5E	3x(1x240mm ²)
CIRCUITO 5	CS 6.2	CS 6.1	250	1750	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 6.1	CS 7.1	320	3500	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 7.1	CS 7.2	100	5600	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 7.2	CS 7.3	280	7700	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 7.3	CS 7.4	210	10150	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 7.4	CS 7.5	340	12600	ARE4H5E	3x(1x185mm ²)
	CS 7.5	CABINA DI RACCOLTA	1090	15050	ARE4H5E	3x(1x240mm ²)

Tabella 4-1: Riepilogo rete in alta tensione interna all'impianto.

1.1.8 Rete elettrica di connessione in alta tensione

La rete in media tensione per la connessione dell'impianto alla Stazione Elettrica "Racalmuto 3", è realizzata tramite un cavidotto, della lunghezza di 5,8 km circa, composto da 4 terne di cavi ARE4H5E 26/45 kV con sezione pari a 500 mm².

I cavi saranno posati a trifoglio e direttamente interrati ad una profondità di posa di circa 1,1 metri dal piano di campagna e dotati di protezione meccanica. Le terne saranno distanziate rispettivamente tra di loro di 0,2 metri. Nella figura seguente viene rappresentata una sezione tipica di posa cavidotti di bassa tensione, estratta dal grafico "RS06EPD0067A0_Tav.023b.00_SEZIONI TIPICHE DI POSA CAVIDOTTI DI MEDIA TENSIONE", nella quale viene mostrata la posa di 4 terne di cavi all'interno dello stesso scavo.

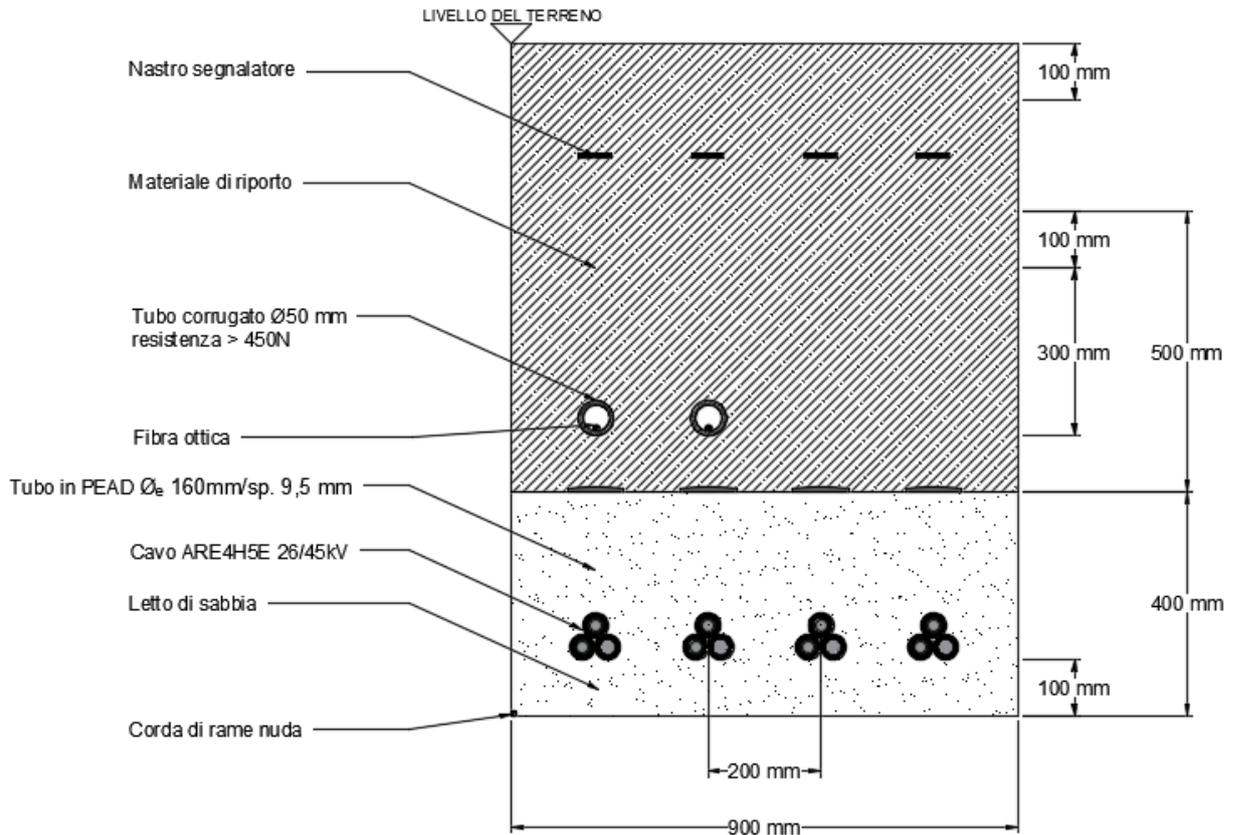


Figura 4-14: Sezione di posa su terreno agricolo 4 terne di cavi di alta tensione.

Il percorso delle linee MT di connessione prevede l'attraversamento della strada statale SS640 tramite scavo a trivellazione controllata (TOC), che parte dall'area d'impianto stessa, per una lunghezza di 800 metri circa, un primo tratto su terreno agricolo e successivamente si estende su strada comunale/interpodereale per una lunghezza di 5 km, fino ad arrivare alla SE. Nella figura seguente viene rappresentato il tracciato del cavidotto di connessione dell'impianto alla SE, estratta dai grafici "RS06EPD0008A0_Tav.005a.00_INQUADRAMENTO TERRITORIALE SU ORTOFOTO" e "RS06EPD0008A0_Tav.005a.00_INQUADRAMENTO TERRITORIALE SU ORTOFOTO".

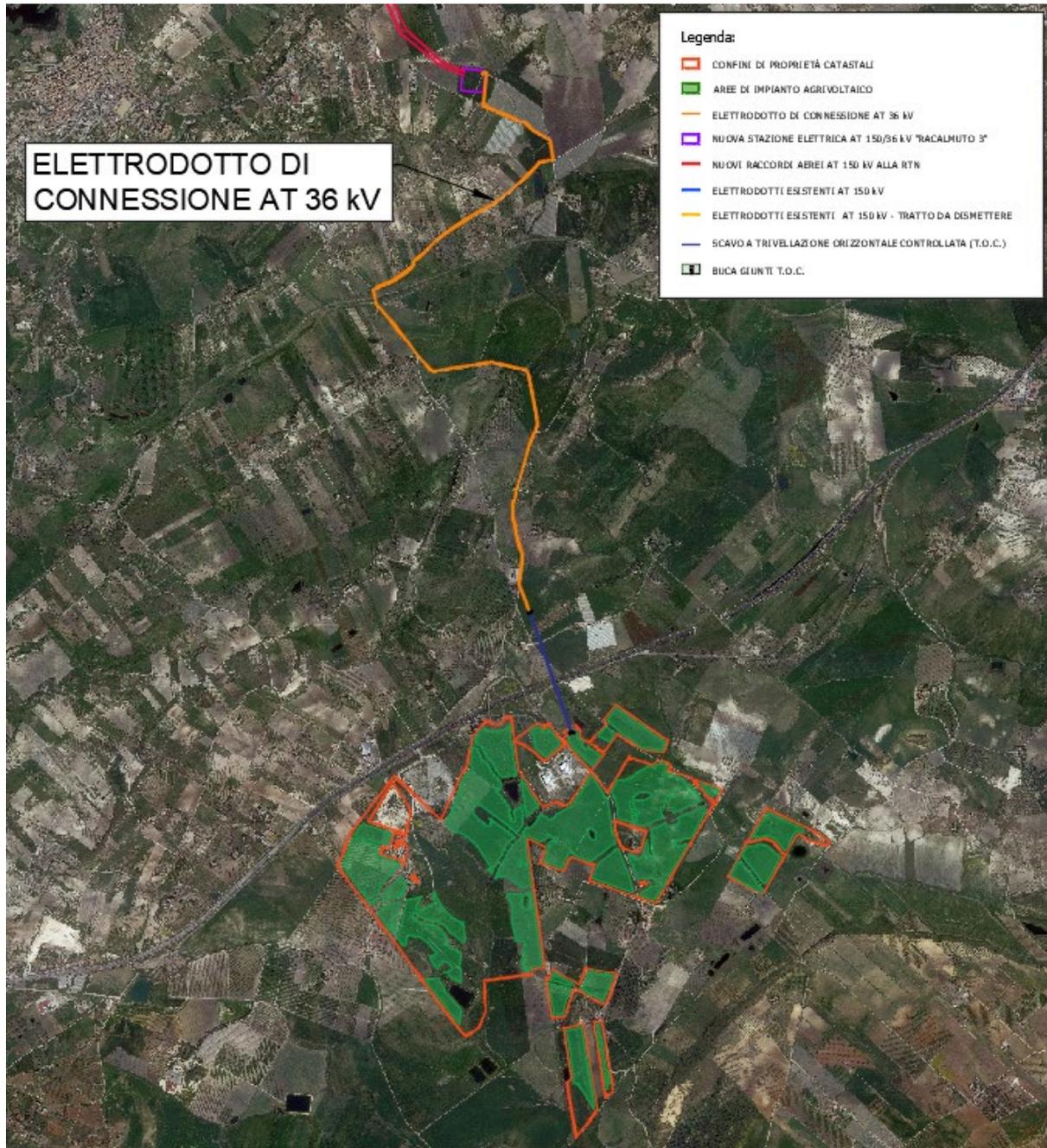


Figura 4-15: Tracciato cavidotto di connessione dall'impianto alla SE.

4.9 Impianto di messa a terra

L'impianto generale di messa a terra avrà lo scopo di limitare eventuali tensioni di parti dell'impianto, normalmente non in tensione, ma che potrebbero andarvi a causa di guasti elettrici. Inoltre, l'impianto di messa a terra ha la funzione di protezione contro contatti diretti e indiretti, accumulo di cariche elettrostatiche e contro i fulmini. Esso sarà dimensionato per assicurare protezione sufficiente sia per quanto concerne la sezione MT che per la sezione BT dell'intera area e realizzato in accordo con le normative CEI in vigore. Per garantire l'equipotenzialità, tutto

l'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico sarà collegato ad un nodo equipotenziale realizzato con una corda di rame nuda, rappresentata in Figura 4-16.

Bassa Tensione
Low Voltage

**CORDA DI RAME PER IMPIANTI DI TERRA
COPPER WIRE FOR GROUNDING INSTALLATIONS**

Energia
Power

CEI 20-29, IEC 60228
LC1001, LC1002

Costruzione e requisiti/Construction and specifications
Corde di terra ENEL (63 e 125 mm²)/
ENEL grounding wires (63 and 125 mm²)



DESCRIZIONE

Corda di rame rosso ricotto, puro al 99,9%, per impianti di messa a terra.

Costruzione

Corda nuda di rame rosso ricotto, non compatta, classe 2

CARATTERISTICHE TECNICHE

Sforzo di trazione massimo: 50 N/mm²

Raggio minimo curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego

Per utilizzo in impianti di messa a terra; posa fissa protetta da sforzi meccanici, azioni di logoramento e corrosione.
Non adatti per linee elettriche aeree.
Attenersi alle disposizioni di cui alla norma CEI 64-8.

DESCRIPTION

Bare annealed red copper wire, 99,9% purity, for grounding installations.

Conductor

Bare annealed stranded copper wire, non-compacted, class 2

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Maximum tensile stress: 50 N/mm²

Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter

Use and installation

To be used for grounding installations; for fixed laying mechanical stress, attrition and corrosion.
Not suitable for overhead power lines.
Instructions given in CEI 64-8 standard are to be followed.

Bassa Tensione
Low Voltage

**CORDA DI RAME PER IMPIANTI DI TERRA
COPPER WIRE FOR GROUNDING INSTALLATIONS**

Energia
Power

Sezione nominale	Formazione	Ø indicativo produzione	Resistenza elettrica max a 20°C	Tipologia standard
Nominal cross section	Formation	Approx. production Ø	Max. electrical resistance at 20°C	Standard type
mm ²	mm	mm	ohm/km	
10	7 x 1,37	4,1	1,83	colto
16	7 x 1,72	5,2	1,15	colto
25	7 x 2,10	6,3	0,727	colto
35*	7 x 2,51	7,5	0,524	crudo
50*	7 x 3,00	8,9	0,387	crudo
63	19 x 2,10	10,2	0,270	colto
70	19 x 2,13	10,6	0,268	colto
95	19 x 2,49	12,5	0,193	colto
120	37 x 2,01	14,0	0,153	colto
125	37 x 2,10	14,2	0,139	colto
150	37 x 2,22	15,6	0,124	colto
185	37 x 2,46	17,2	0,0991	colto
240	61 x 2,22	19,9	0,0754	colto
300	61 x 2,45	22,1	0,0601	colto
400	61 x 2,79	25,1	0,0470	colto

N.B. Le sezioni 35 mm² e 50 mm² si possono avere in versione rame colto con minimi allestibili.
N.B. Sections 35 mm² and 50 mm² are made of annealed copper wire with MOQ.

Figura 4-16: Scheda tecnica corda di rame nuda per impianti di terra.

In particolare, le apparecchiature elettriche verranno messe a terra con le seguenti modalità:

- i tracker sulla stessa fila, in particolare la parte metallica delle strutture di sostegno, saranno collegati tra di loro tramite conduttore PE di sezione minima 16 mm²;
- i tracker di file diverse, saranno collegati tra di loro tramite corda di rame nuda di sezione minima 25 mm²;
- la struttura tracker più vicina all'inverter sarà collegata tramite conduttore PE di sezione minima 16 mm² alla struttura di supporto dello stesso;
- l'inverter sarà collegata tramite conduttore PE di sezione minima 16 mm² alla sua struttura di supporto;
- tutte le strutture di supporto degli inverter saranno collegate tra di loro tramite una corda di rame nuda di sezione minima di 50 mm²;
- il sistema di messa delle cabine sarà realizzato tramite corda di rame nuda di sezione minima di 50 mm² disposta ad anello, attorno alla cabina stessa, ai vertici dei quali sarà collegata ad un dispersore di terra orizzontale. L'anello principale di messa a terra delle cabine sarà collegato all'impianto di terra generale del campo.
- una corda di rame nuda di sezione minima di 50 mm² sarà posata ad anello in ogni lotto per garantire la messa a terra e l'equipotenzialità di tutte le strutture metalliche e costituirà l'impianto di terra generale del lotto;
- tutti gli impianti generali dei lotti saranno collegati tra di loro tramite corda di rame nuda di sezione minima di 50 mm².

La resistenza totale di terra dell'impianto disperdente sarà di valore tale che, in relazione al coordinamento con le protezioni e i dispositivi di intervento per guasto verso massa o verso terra, la tensione totale di terra sia contenuta nel tempo entro i valori normativi. Il sistema di distribuzione dell'energia elettrica prevederà inoltre l'equipotenzializzazione delle masse estranee e il collegamento a terra di tutte le masse (CEI 64-8).

4.10 Sistemi ausiliari

Tra i principali sistemi ausiliari troviamo i dispositivi sorveglianza e la sicurezza dell'impianto, di illuminazione e di monitoraggio e controllo.

1.1.9 Impianto di Sorveglianza e Videosorveglianza

Un componente essenziale per la sicurezza di un impianto agrivoltaico è rappresentato dall'impianto di videosorveglianza. Questo sistema ha il compito di monitorare continuamente l'intera area dell'impianto, proteggendo sia le strutture fotovoltaiche che le colture agricole. Le telecamere di videosorveglianza devono essere strategicamente posizionate per coprire tutte le zone critiche, comprese le aree di accesso, i punti di interconnessione elettrica e le aree coltivate.

In ognuno dei lotti l'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema integrato anti-intrusione composto da:

- Telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 35 m;

- cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- N.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- N.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato. Il cavo alfa sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni. I badge impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati.

Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopraddetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna gsm. Se l'intrusione dovesse verificarsi di notte, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori. Di seguito uno schema rappresentativo del sistema di sorveglianza.

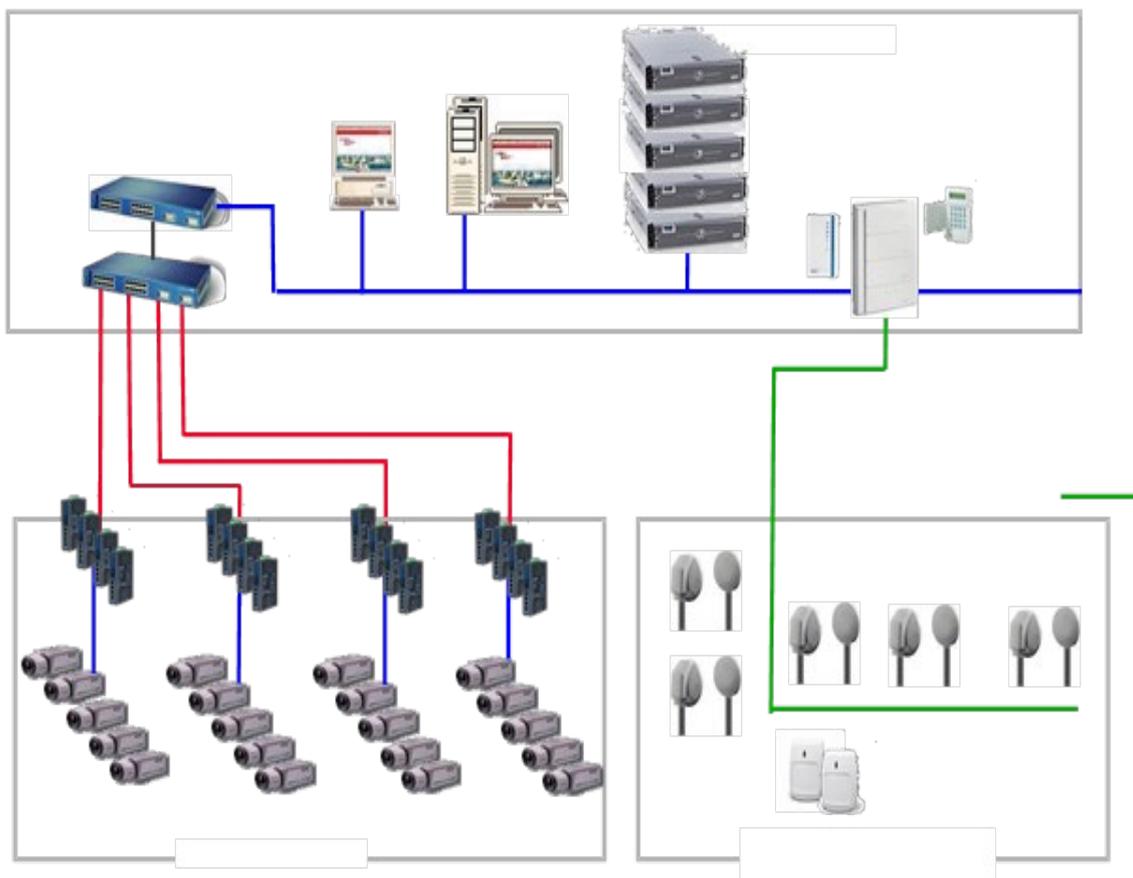


Figura 4-1: Schema rappresentativo impianto di videosorveglianza.

1.1.10 Impianto di illuminazione

L'impianto di illuminazione è una componente essenziale per la gestione e l'operatività di un impianto agrivoltaico. Questo sistema non solo garantisce la sicurezza dell'area durante le ore notturne, ma facilita anche le operazioni di manutenzione e monitoraggio. L'illuminazione adeguata è cruciale per assicurare che le attività agricole possano proseguire in modo efficiente e sicuro, indipendentemente dalle condizioni di luce naturale.

L'impianto di illuminazione esterno sarà costituito da due sistemi principali:

- Illuminazione perimetrale;
- Illuminazione esterna delle cabine di campo e dell'impianto.

Per quanto riguarda la prima, questa sarà realizzata con armature IP65 in doppio isolamento (classe 2), equipaggiate con lampade a LED da 79W. Questi punti luce saranno posizionati nelle immediate vicinanze delle telecamere, quindi sulla sommità dei pali di sostegno.

- Armature: IP65, doppio isolamento (classe 2)
- Lampade: LED 79W
- Posizionamento: Sulla sommità dei pali vicino alle telecamere
- Morsetteria: Classe 2
- Pali: Se metallici, non collegati a terra

L'utilizzo di armature con grado di protezione IP65 garantisce la resistenza agli agenti atmosferici e alle polveri, assicurando una lunga durata e ridotta manutenzione. Le lampade a LED da 79W offrono un'illuminazione potente ed efficiente dal punto di vista energetico, necessaria per una sorveglianza efficace.

Per le cabine di campo e dell'impianto, l'illuminazione esterna sarà composta da lampade specifiche che assicurano una visibilità ottimale nelle aree di manovra e sosta.

- Tipo lampade: 24 LED 1144 Litio - POWERLED
- Tipo armatura: Corpo in alluminio pressofuso, con alettature di raffreddamento
- Numero lampade: 4
- Funzione: Illuminazione delle piazzole per manovre e sosta

Le lampade a LED utilizzate in questa configurazione sono progettate per fornire un'illuminazione intensa e uniforme, ideale per le aree operative. Il corpo in alluminio pressofuso con alettature di raffreddamento migliora la dissipazione del calore, aumentando l'efficienza e la durata delle lampade.

Impianto di Illuminazione assicura i seguenti benefici: migliora la sicurezza dell'area durante le ore notturne, prevenendo furti e atti vandalici, facilita le operazioni di manutenzione e monitoraggio anche in condizioni di scarsa illuminazione naturale, l'uso di lampade a LED ad alta efficienza riduce il consumo energetico e i costi operativi, le armature i componenti resistenti agli agenti atmosferici assicurano una lunga durata e una manutenzione ridotta.

1.1.11 Impianto di monitoraggio

È fondamentale adottare sistemi avanzati di monitoraggio per l'impianto agrivoltaico che permettano di analizzare le prestazioni a livello di singolo modulo, offrendo dati in tempo reale e report dettagliati.

Questi sistemi devono essere in grado di rilevare rapidamente guasti e inefficienze, garantendo così il massimo rendimento dell'impianto.

Parallelamente, l'implementazione di sensori IoT per l'agricoltura è cruciale per monitorare parametri come l'umidità del suolo, la temperatura e l'umidità dell'aria, permettendo una gestione precisa delle colture. Piattaforme di supporto decisionale basate su dati provenienti da sensori, droni e immagini satellitari possono fornire analisi avanzate e consigli operativi, migliorando la produttività agricola.

L'integrazione di questi sistemi in un'unica piattaforma di gestione centralizzata permette una visione olistica dell'impianto, combinando dati energetici e agricoli per ottimizzare le operazioni complessive. Inoltre, l'uso di tecnologie di intelligenza artificiale e machine learning consente di effettuare analisi predittive, anticipando problemi e ottimizzando le strategie di gestione.

Questo approccio tecnologico avanzato non solo aumenta l'efficienza operativa ma anche la resilienza dell'impianto, garantendo una gestione ottimale delle risorse e una maggiore competitività del progetto nel lungo termine.

I sistemi SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) sono cruciali per la gestione e il monitoraggio di impianti agrivoltaici complessi. Questi sistemi consentono di supervisionare, raccogliere e analizzare dati in tempo reale provenienti da vari componenti dell'impianto, migliorando l'efficienza operativa e garantendo un funzionamento ottimale sia della parte fotovoltaica che di quella agricola.

Un sistema SCADA tipico comprende diversi componenti chiave:

- **Unità di Controllo Remoto (RTU):** Dispositivi che raccolgono dati dai sensori e li inviano al sistema centrale. Le RTU possono anche eseguire comandi di controllo ricevuti dal sistema centrale.
- **Programmable Logic Controllers (PLC):** Utilizzati per automatizzare i processi, i PLC raccolgono dati dai sensori e possono controllare dispositivi come valvole, pompe e motori.
- **HMI (Human-Machine Interface):** Interfacce grafiche che consentono agli operatori di interagire con il sistema SCADA. L'HMI visualizza dati in tempo reale e fornisce strumenti per il controllo manuale e l'analisi.
- **Server SCADA:** Il cuore del sistema, che raccoglie, elabora e archivia dati provenienti dalle RTU e dai PLC. Il server SCADA esegue anche algoritmi di analisi e genera report.
- **Software di Monitoraggio e Controllo:** Applicazioni che permettono di visualizzare e analizzare i dati raccolti, impostare soglie di allarme e automatizzare le operazioni.
- **Monitoraggio in Tempo Reale:** I sistemi SCADA raccolgono dati in tempo reale da sensori distribuiti nell'impianto, fornendo una visione continua delle prestazioni energetiche e delle condizioni agricole.
- **Controllo Remoto:** Gli operatori possono inviare comandi di controllo ai dispositivi remoti (come inverter, pompe di irrigazione, e sistemi di illuminazione), ottimizzando le operazioni senza necessità di intervento manuale sul campo.

- **Gestione degli Allarmi:** I sistemi SCADA possono configurare soglie di allarme per vari parametri (ad esempio, temperatura, umidità, tensione) e notificare gli operatori in caso di anomalie, permettendo una rapida risposta.
- **Analisi e Reportistica:** Analisi avanzate dei dati raccolti per identificare trend, ottimizzare l'efficienza e prevenire guasti. I report possono essere generati automaticamente per valutare le prestazioni dell'impianto nel tempo.
- **Integrazione dei Dati:** I sistemi SCADA possono integrarsi con altre piattaforme e sistemi informativi aziendali, permettendo una gestione centralizzata di tutti i processi.

Di seguito è riportata una figura esplicativa che illustra l'architettura di un sistema SCADA per un impianto agrivoltaico.

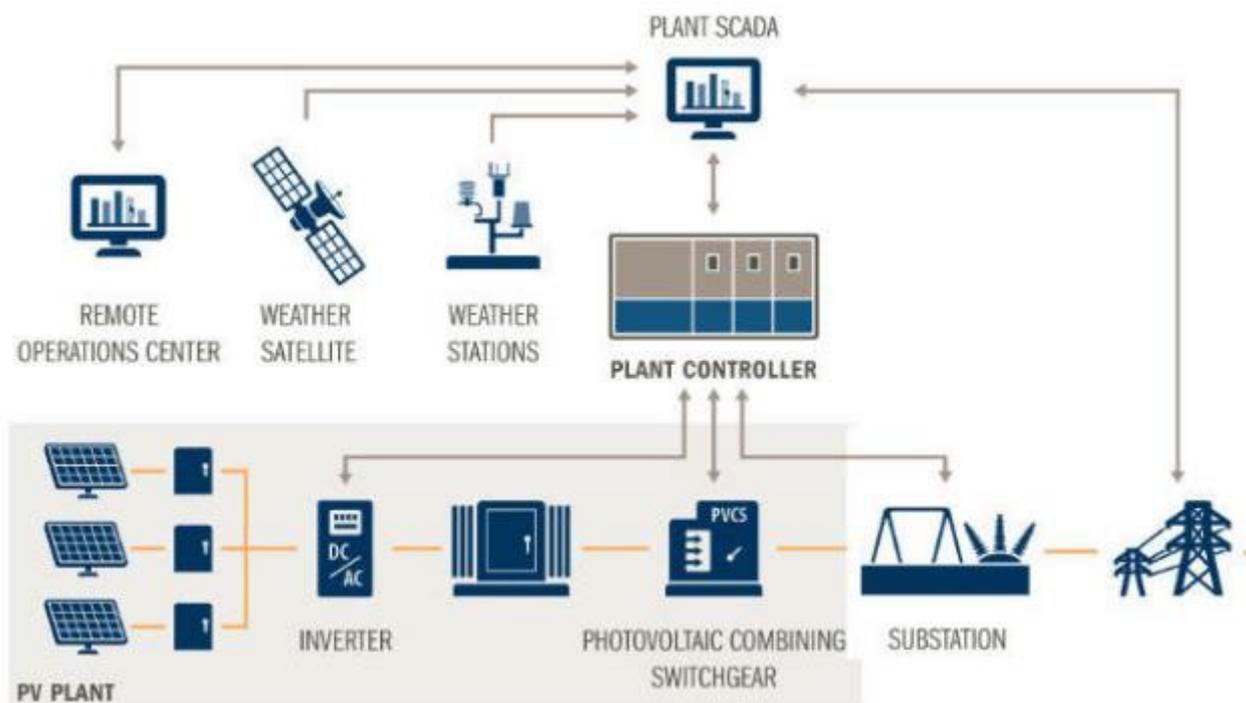


Figura 4-18: Schema dell'architettura di un sistema SCADA per impianto agrivoltaico.
(Fonte: <https://automazione-plc.it/fotovoltaico-plc.html>)

In questo schema, i sensori distribuiti nel campo e sull'impianto fotovoltaico inviano dati alle RTU, che a loro volta comunicano con il server SCADA. Gli operatori possono monitorare e controllare il sistema tramite l'HMI, ricevendo allarmi e generando report per ottimizzare le operazioni.

Il sistema SCADA progettato e implementato è fondamentale per la gestione efficace dell'impianto.

5. NORME TECNICHE

- ✓ CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici);
- ✓ CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici);
- ✓ CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici);
- ✓ CEI 82-25 (Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione);
- ✓ CEI 0-16 (Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica);
- ✓ CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- ✓ CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori.
- ✓ CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua;
- ✓ CEI 64-8/7 (Sez.712) – Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua – Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari;
- ✓ CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario;
- ✓ CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori;
- ✓ IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects;
- ✓ IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- ✓ CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- ✓ CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici – Impianti di piccola produzione distribuita;
- ✓ CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature.
- ✓ CEI EN 61936-1 (CEI 99-2): Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- ✓ ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels;
- ✓ IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols;
- ✓ CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- ✓ CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;
- ✓ CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino;
- ✓ CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici – Prescrizioni di sicurezza e prove;
- ✓ CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento;
- ✓ CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;
- ✓ CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento;
- ✓ CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- ✓ CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici – Parte 4: Dispositivi solari di riferimento – Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura;

- ✓ CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici – Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto;
- ✓ CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici – Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici;
- ✓ CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici – Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico;
- ✓ CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici – Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari;
- ✓ CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove – Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda;
- ✓ CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida;
- ✓ CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- ✓ CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- ✓ CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida;
- ✓ CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV);
- ✓ CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici – Condizionatori di potenza – Procedura per misurare l'efficienza;
- ✓ CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV);
- ✓ CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- ✓ CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- ✓ CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- ✓ CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- ✓ CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
- ✓ CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- ✓ CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- ✓ CEI EN 61439-1 (CEI 17-113) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 1: Regole Generali;
- ✓ CEI EN 61439-2 (CEI 17-114) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 2: Quadri di potenza;
- ✓ CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- ✓ CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- ✓ CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- ✓ CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- ✓ CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante;

- ✓ CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C – Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori;
- ✓ CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.
- ✓ CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- ✓ CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV;
- ✓ CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- ✓ CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- ✓ CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- ✓ CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua – Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente
- ✓ CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- ✓ CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici;
- ✓ CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali;
- ✓ CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi; Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati;
- ✓ CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche;
- ✓ CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;
- ✓ CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali;
- ✓ CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- ✓ CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche; Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori;
- ✓ CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche; Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori.
- ✓ CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione;
- ✓ CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali;
- ✓ CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori;
- ✓ CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4;

6. CONCLUSIONI

L'impianto agrivoltaico "Caltanissetta 2" rappresenta un esempio di eccellenza nel rispetto dei parametri normativi vigenti in termini di impiantistica elettrica e nella promozione della sostenibilità energetica oltre che nella tutela e il rispetto ambientale.

Con una potenza complessiva di 99 MWp e una capacità di immissione di 80 MVA, l'impianto è stato progettato in conformità con le normative CEI e le specifiche di Terna, garantendo una piena integrazione con la rete di trasmissione nazionale.

Tra i dati significativi dell'impianto si evidenzia l'installazione di 159.684 moduli fotovoltaici bifacciali di ultima generazione, ciascuno con una potenza nominale di 620 Wp. Questi moduli, grazie alla loro capacità di catturare la luce solare su entrambi i lati, aumentano l'efficienza complessiva della generazione di energia, sfruttando al meglio le condizioni di irraggiamento disponibili.

L'impiego di 229 inverter da 350 kVA, che convertono l'energia generata da corrente continua a corrente alternata, garantisce una gestione ottimale e affidabile della potenza, riducendo le perdite di conversione e mantenendo alta l'efficienza energetica dell'impianto.

La progettazione dell'impianto, suddivisa in quattro lotti con 36 cabine elettriche di sottocampo, è stata ottimizzata per assicurare una distribuzione omogenea dell'energia prodotta, minimizzando le perdite lungo il percorso dal generatore alla rete di trasmissione.

La disposizione strategica delle cabine consente un controllo puntuale della tensione e della corrente, migliorando la stabilità operativa dell'impianto.

Un aspetto rilevante del progetto è la regolazione avanzata della potenza reattiva, che ha permesso di evitare la necessità di banchi di condensatori o reattori shunt per la compensazione.

Grazie a un accurato dimensionamento e all'uso di inverter capaci di gestire efficacemente la potenza reattiva, l'impianto è in grado di mantenere un equilibrio ottimale tra potenza attiva e reattiva, contribuendo alla stabilità della rete elettrica e riducendo i costi associati alla gestione dell'energia reattiva. Questo approccio non solo migliora l'efficienza operativa, ma riduce anche l'impatto ambientale e i costi complessivi del progetto.

Inoltre, l'impianto raggiunge l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale grazie all'uso di strutture di supporto a bassa visibilità e al design orientato al riciclo dei materiali impiegati.

I sistemi di sorveglianza avanzati e le misure di sicurezza garantiscono la protezione delle infrastrutture e delle colture agricole, rendendo l'impianto non solo efficiente e affidabile, ma anche sostenibile.

Questi elementi, combinati con l'attenzione alla normativa e all'innovazione tecnologica, dimostrano che il progetto contribuirà in modo significativo alla transizione energetica del Paese.