



COMUNE DI CASTELLANETA E COMUNE DI GINOSA

(Provincia di Taranto)



Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MWp denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Proponente

CASTELLANETA PV S.R.L.

CASTELLANETA PV S.R.L.
Via Fabio Filzi, - IT 20124 Milano (MI)
Tel 0284571972,
P.IVA 11515950969, REA MI -2608918
PEC: castellanetapvsrl@pec.it



Sviluppatore



GREENERGY SRL
Via Stazione snc - 74011 Castellaneta (TA),
Tel +39 0998441860, Fax +39 0998445168,
P.IVA 02599060734, REA TA-157230,
www.greenergy.it, mail:info@greenergy.it

Elaborato RELAZIONE TECNICA ELETTRICA

Data

30/11/2023

Codice Progetto

GREEN GP-14

Nome File

P_01_B_TECNICA_ELETTRICA

Revisione

00

Foglio

A4

Scala

-

Codice Elaborato

P_01_B

Rev.	Descrizione	Data	Redatto	Verificato	Approvato
00	Prima emissione	30/11/2023	Ing. Mariano Colagrande	Ing. Giuseppe Mancini	CASTELLANETA PV SRL

INDICE

1. INTRODUZIONE	4
1.1 MOTIVAZIONI DELL'OPERA	14
1.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	22
6. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO	23
2.1 CRITERI DI SCELTA	23
2.2 DESCRIZIONE GENERALE	23
7. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	28
3.1 CAMPO FOTOVOLTAICO	28
3.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI	28
3.1.2 INVERTER	30
3.1.3 TRASFORMATORE BT/MT	32
3.1.4 CABINE BT/MT DI CAMPO (TRASFORMAZIONE)	35
3.2 CABINE DI RACCOLTA MT E CABINE DI PARTENZA MT VERSO SSE	35
3.2.2 SERVIZI AUSILIARI BT/MT	36
3.2.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	36
3.2.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	37
3.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	37
3.3.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	37
3.3.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	37
3.3.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	38
3.3.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	38
3.3.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTOCIRCUITO	39
3.3.6 CADUTE DI TENSIONE	40
3.3.7 POSA DEI CAVI IN TUBI	40
3.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE	40

3.4.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	40
3.4.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE	40
3.4.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	41
3.4.4 VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	41
3.4.5 TIPI DI INSTALLAZIONE	42
3.4.6 CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	42
3.4.7 DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE DIMENSIONAMENTO TERMICO	43
3.4.8 VERIFICA DELLA MASSIMA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO SOPPORTABILE	43
3.4.9 VERIFICA DELLA MASSIMA CADUTA DI TENSIONE	45
3.5 RETE DI TERRA	49
3.5.1 DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	49
3.5.2 COLLEGAMENTI DI TERRA PER STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	50
8. SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV	50
9. MISURE DI PROTEZIONE	52
5.1 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	52
5.2 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI SISTEMA IN CORRENTE CONTINUA (IT) E RETE DI TERRA	52
5.3 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	53
10. MONTAGGIO COMPONENTI	54
11. COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	54
7.1 PROVE DI TIPO	55
7.2 PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA	55
7.3 VERIFICHE IN CANTIERE	55
7.4 PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	55
12. VALUTAZIONE ENERGETICA	57
13. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	57

 The logo for Greenergy, featuring a green grid icon to the left of the word "Greenergy" in a bold, black, sans-serif font.	RELAZIONE TECNICA	3 di 62
--	-------------------	---------

	RELAZIONE TECNICA	4 di 62
---	-------------------	---------

1. INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la “Relazione tecnica” relativo al progetto di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite conversione fotovoltaica, della potenza nominale in AC di 51,00 MW e della potenza nominale in DC 60,501 denominato **“Lama di Pozzo”** in agro del Comune di Castellaneta e di Ginosa e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell’energia elettrica Nazionale (RTN) necessarie per la cessione dell’energia prodotta.

L’impianto agrivoltaico sarà collegato tramite cavidotto interrato MT alla stazione di trasformazione utenza 30/150 kV , la stessa verrà collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da collegare in entra-esce alle linee RTN a 150 kV “Pisticci – Taranto N2” e “Ginosa – Matera”, previa realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “Ginosa Marina – Matera” nel tratto compreso tra la nuova SE suddetta e la SE RTN a 380/150 kV di Matera.

Essa sarà collegata attraverso un cavo AT 150kV allo stallo condiviso 150kV interno alla SE Terna 150/380kV, localizzata nel Comune di Ginosa (TA), che rappresenta il punto di connessione dell’impianto alla RTN.

Terna S.p.A., ha rilasciato alla Società proponente la “Soluzione Tecnica Minima Generale” n. 202000770 del 14.08.2023, indicando le modalità di connessione che, prevede l’allaccio in antenna allo stallo AT nuova Stazione Elettrica (SE) in agro di Ginosa.

Il committente per il seguente progetto è Castellaneta PV srl di cui si riportano i principali dati anagrafici:

ESITO EVASIONE PROTOCOLLO 266054/2023 DEL 15/05/2023

CASTELLANETA PV SRL

DATI ANAGRAFICI	
Indirizzo Sede legale	MILANO (MI) VIA FABIO FILZI 7 CAP 20124
Domicilio digitale/PEC	castellanetapvsrl@pec.it
Numero REA	MI - 2608918
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	11515950969
Forma giuridica	societa' a responsabilita' limitata L'impresa è rappresentata da più persone

Il presente documento è fornito unicamente a riscontro dell'evasione del protocollo dell'istanza.
Si ricorda che la visura ufficiale aggiornata dell'impresa è consultabile gratuitamente, da parte del legale rappresentante, tramite il cassetto digitale dell'imprenditore all'indirizzo www.impresa.it

Figura 1- Stralcio visura camerale del committente

La Società proponente **Castellaneta PV srl**, REA: MI - 2608918 P.Iva 11515950969, con sede in Via Fabio Filzi, 7 (MI), intende realizzare l'impianto agrovoltaiico su di un terreno con destinazione agricola, esteso per circa Ha 116,1458, distinto in Catasto come segue:

- Agro di Ginosa località Stornara Foglio di mappa n. 129 p.lle 8 - 7 - 63 - 178, Foglio di mappa n. 130 p.lle 346, Foglio di mappa n. 129 p.lle 128 e 130, Foglio di mappa n. 128 p.lle 97-255-12 e 248 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 1");
- Agro di Ginosa località Lago Lungo Foglio di mappa n. 126 p.lle 398-400 - 7-90-243-237-239-274-399 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 2");
- Agro di Castellaneta località Fattizzone Foglio di mappa n. 112 p.lle 431-513-419-507; Foglio di mappa n. 118 p.lle 6 - 88 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 3");
- Agro di Ginosa località Lama di Pozzo Foglio di mappa n. 117 p.lle 170-171-112-113-193 e 194, Foglio di mappa n. 118 p.lle 194-195-509-510-511-512-697-125-339-126-340-137-27-174-175-176-178-28-342-287-303-305-265-269, Foglio di mappa n. 118 p.lle 3-10-362-363-83-595-593-132-131-364-58 e 45 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 4");
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la Nuova stazione Elettrica da realizzare, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle 224 - 250 - 225 e 226 - della superficie complessiva di ca. ha 1.34.00.

- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la sbarra comune con le relative stazioni utenti degli altri produttori, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle e 224 e 219 della superficie complessiva di ca. ha 1.01.00.
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la stazione utente, Foglio di mappa n. 119 Porzione della p.lla 219 - della superficie complessiva di ca. ha 00.25.00.

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, i criteri adottati e la compatibilità ambientale del progetto. inquadra il progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio, e riferisce circa la gestione dell'impianto.

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- Installazione di 88.322 pannelli fotovoltaici;
- 15 cabine di trasformazione;
- 5 cabine di controllo;
- 5 cabine di manutenzione;
- 5 cabine di raccolta
- Realizzazione di SSE di Trasformazione- Stazione Utente AT/MT (Locale MT - Trafo S.A. - Locale G.E. - Locale BT - Locale Servizi - Locale misure);
- Viabilità in misto stabilizzato per una lunghezza complessiva di circa 19.400 m;
- Cavidotti interrato interno per il trasferimento dell'energia prodotta dai pannelli;
- Un cavidotto MT per il collegamento dell'impianto alla SSE di Trasformazione- Stazione Utente AT/MT;
- Un cavidotto AT per il collegamento della stazione di elevazione 30/150 kV alla RTN "Ginosa";
- Potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Ginosa Marina -Matera" nel tratto compreso tra la nuova SE suddetta e la SE RTN a 380/150 kV di Matera;
- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da collegare in entra-esce alle linee RTN a 150 kV "Pisticci - Taranto N2" e "Ginosa - Matera",

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- **Opere civili:** pali di fondazione dei Tracker; realizzazione delle piazzole delle cabine, realizzazione della viabilità interna all'impianto; realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici; realizzazione della sottostazione di trasformazione, realizzazione dell'area temporanea di cantiere.
- **Opere impiantistiche:** installazione dei pannelli fotovoltaici; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra i pannelli e le cabine di trasformazione. Realizzazione degli impianti di illuminazione e TVCC.

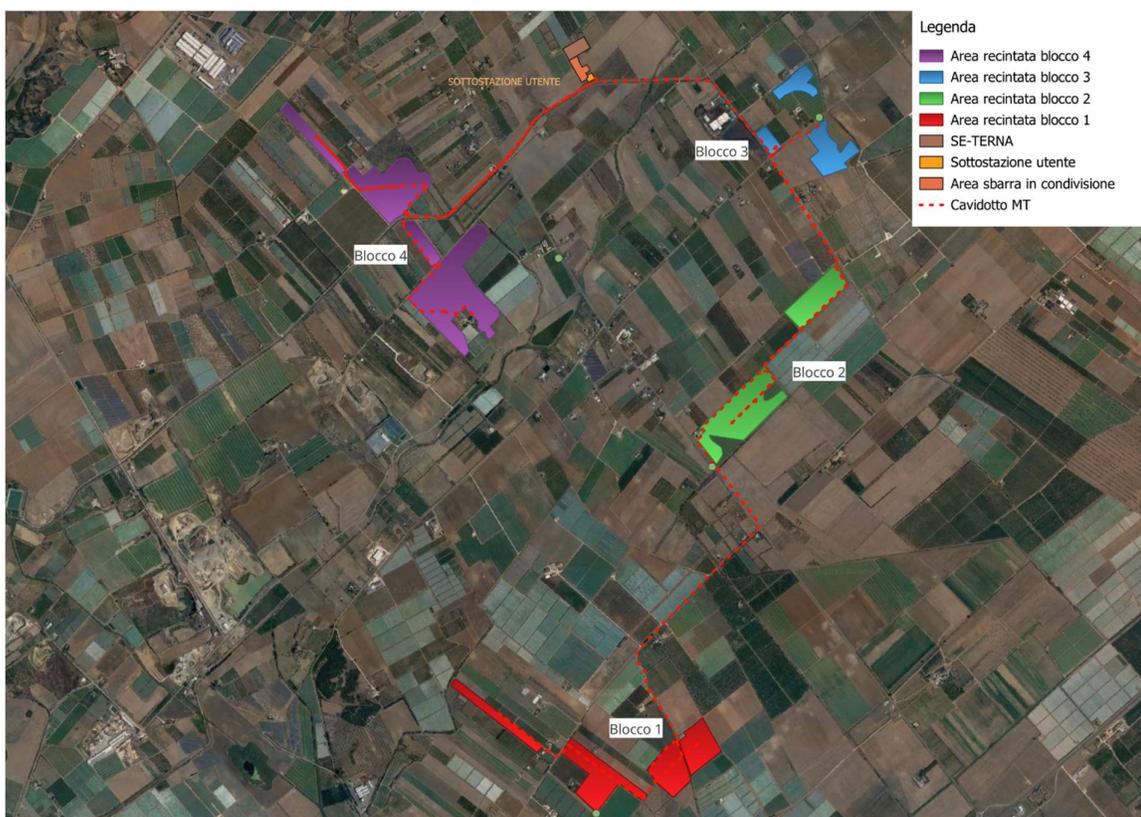


Figura 2: Vista ortofoto dell'area oggetto dell'intervento.

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Nel caso specifico, il luogo prescelto per l'intervento in esame, infatti, risulta essere da un lato economicamente sfruttabile in quanto area esclusivamente utilizzata per la trasformazione agricola, lontana dai centri abitati e urbanisticamente coerente con l'attività svolta, con conseguenti minori impatti a causa della ridotta visibilità rispetto ad impianti posizionati in aree diverse, dall'altro la zona risulta non essere interessata da vincoli ambientali insostenibili. La potenza dell'impianto agrivoltaico progettato è pari a 60,501 MW; esso risulta composto nella sua interezza da 89.830 moduli fotovoltaici da 685 W, montati su strutture fisse, ad inseguimento solare.

La tipologia di struttura che si andrà ad utilizzare risulta appositamente progettata e infissa nel terreno in assenza di opere in cemento armato. Le modalità di installazione prevedono la realizzazione di un impianto poggiato sul terreno, ascrivibile alla categoria altri impianti fotovoltaici. Non si prevede la realizzazione di particolari volumetrie, fatte salve quelle associate ai poli tecnici, inverter e cabine del tipo outdoor, indispensabili per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico. Al termine della sua vita utile, l'impianto dovrà essere dismesso e il soggetto esercente provvederà al ripristino dello stato dei luoghi, come disposto dall'art. 12 comma 4 del D. Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

L'intervento proposto:

- Consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- Utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- Consente il risparmio di combustibile fossile;
- Non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;

	RELAZIONE TECNICA	9 di 62
---	-------------------	---------

- Non è fonte di inquinamento acustico;
- Non è fonte di inquinamento atmosferico;
- Utilizza viabilità di accesso già esistente;
- Comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio, relativamente alle fondazioni superficiali, delle undici cabine e inverter.

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente nazionale, con particolare riferimento al D. Lgs.152/2006, e s.m.i, in quanto ricade nelle tipologie di intervento riportate nell'Allegato II alla Parte Seconda, comma 2 del D. Lgs. N. 152/2006 – *"Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW"*, pertanto rientra tra le categorie di progetti da sottoporre alla procedura di valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale in base a quanto definito dall'Art. 31, comma 6 del recente Decreto Legge n. 77 del 2021. Inoltre, ai sensi di quanto stabilito dal D.M. 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, dell'Art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006, la realizzazione in oggetto è soggetta a **Provvedimento Unico delle autorizzazioni Ambientali** e in tale procedimento confluiscono le procedure di *Valutazione di Impatto Ambientale e Autorizzazione Unica*. Alcuni contenuti, previsti nella normativa, come facenti parte del presente studio sono approfonditi in appositi elaborati ai quali si rimanderà nel proseguo della trattazione. In questo contesto la normativa prevede un livello di progettazione definitiva.

Il progetto si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia

elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell' "elettricità" le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, i criteri adottati e la compatibilità ambientale del progetto.

Il progetto è rivolto all'utilizzo del sole come risorsa per la produzione di energia pulita e alla coesistenza con l'agricoltura, elemento imprescindibile del progetto oltre che vocazione del territorio.

Il termine fotovoltaico deriva infatti dall'unione di due parole: "Photo" dal greco phos (Luce) e "Volt" che prende le sue radici da Alessandro Volta, il primo a studiare il fenomeno elettrico.

Quindi, il termine fotovoltaico significa letteralmente: "elettricità dalla luce".

Il settore fotovoltaico italiano è in procinto di vivere una nuova fase molto importante del suo percorso di crescita, proiettato ormai verso uno stadio di completa maturazione. I target europei appena definiti per le fonti rinnovabili (32%) dal recente trilogio comunitario richiederanno molti sforzi su diversi fronti, e il fotovoltaico avrà sicuramente un ruolo da protagonista.



Figura 3 - Tipico impianto agrivoltaico

L'impianto fotovoltaico in oggetto appartiene alla tipologia di impianti eserciti in grid-parity. Nella terminologia tecnica in uso (maggio 2018), sta a significare che la produzione di energia elettrica da fonte solare è realizzata senza incentivi, con remunerazione economica somma:

- i) della quota parte di energia elettrica scambiata con la rete e valorizzata economicamente in regime di Ritiro Dedicato o Scambio sul posto, e
- ii) del mancato costo di acquisto dell'energia elettrica per la quota auto consumata.

I due regimi commerciali gestiti dal GSE prevedono modalità di esercizio in autoconsumo totale o parziale, in ragione della classe di potenza impiantistica kWp, e del profilo energivoro del cliente produttore soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico. All'esercizio in grid-parity è associato un costo di generazione del kWh fotovoltaico (Levelised Energy Cost), ma anche un Tasso interno di rendimento dell'investimento nella realizzazione impiantistica che deve essere confrontato con valori benchmark del TIR, per valutare se rischiare l'investimento (Condizione di Raggiungibilità della Grid-Parity). Per far sì che

venga raggiunta la "parità" è necessario sfruttare al massimo le economie di scala e quindi realizzare impianti di grossa taglia che concentrino le opere di impianto in un'unica area e le opere di connessione in unico percorso.

La fonte fotovoltaica, inoltre, essendo sensibile agli ombreggiamenti necessita di superfici alquanto pianeggianti che riescono a conferire all'impianto regolarità e facilità di installazione delle strutture che, ormai non necessitano più di opere di fondazione in calcestruzzo ma vengono installate mediante semplice infissione.



Figura 4 - Tecnica di realizzazione fondazioni Tracker

I criteri di progettazione che hanno fatto ricadere la scelta dell'area nel Comune di Castellaneta, sono di seguito sintetizzati:

- 1)** la Società proponente ha una STMG validata per una connessione sulla Stazione di Castellaneta e il cavidotto per raggiungere il punto di connessione è estremamente breve, pertanto con un impatto limitato sul territorio;
- 2)** l'area risulta ben servita dalla infrastrutturazione elettrica MT ed AT/AAT;

3) la Società proponente non intende acquisire i terreni tramite compravendita ma tramite Diritto di Superficie, che, anche se più oneroso, garantisce che le aree rimangano negli asset delle realtà agricole concedenti, che saranno coinvolte per le attività agricole e le mitigazioni;

4) l'area si presenta orograficamente adatta all'installazione di impianti agrivoltaici in quanto pianeggiante oltre che fertile e adatta alle colture previste dal progetto agricolo ;

5) l'area che ospiterà l'impianto agrivoltaico in questione risulta essere priva di vincoli ostativi alla realizzazione di un impianto agrivoltaico;

L'intervento proposto:

- Consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- Utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- Consente il risparmio di combustibile fossile per la medesima produzione energetica;
- Produce limitati rifiuti e/o scarti di lavorazione;
- Non è fonte di inquinamento acustico;
- Non è fonte di inquinamento atmosferico;
- Utilizza viabilità di accesso già esistente;
- Consente il mantenimento e la continuità della vocazione agricola dell'area;
- Si pone come ulteriore presidio dell'area per la presenza di manutentori, agricoltori, tecnici;
- Permette di ottimizzare e trasferire il know how dell'agricoltura 4.0 grazie ai sistemi di controllo e precisione legati alla gestione agricola/irrigazione/infestanti e parametri micro climatici;

	RELAZIONE TECNICA	14 di 62
---	-------------------	----------

- Comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio perché reversibili e perché l'artificializzazione sarà limitata a circa il 2/3% dell'area di intervento.

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente nazionale, con particolare riferimento al D. Lgs.152/2006, e s.m.i. Inoltre, ai sensi di quanto stabilito dal D.M. 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, dell'Art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006, la realizzazione in oggetto è soggetta a Valutazione di Impatto Ambientale Statale e Autorizzazione Unica Regionale. Alcuni contenuti, previsti nella normativa, come facenti parte del presente studio sono approfonditi in appositi elaborati ai quali si rimanderà nel proseguo della trattazione. In questo contesto la normativa prevede un livello di progettazione definitiva.

1.1 Motivazioni dell'opera

Nella presente relazione sono descritti gli elementi di progetto e le motivazioni assunte dal proponente nella definizione dello stesso, le motivazioni tecniche alla base delle scelte progettuali, le misure, i provvedimenti e gli interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, che il proponente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

Le caratteristiche dell'opera vengono precisate con particolare riferimento a:

- natura dei beni e/o servizi offerti;
- articolazione delle attività necessarie alla realizzazione dell'opera in fase di cantiere, di esercizio e di dismissione;

- previsione delle trasformazioni territoriali di breve e lungo periodo conseguenti alla localizzazione dell'intervento, delle infrastrutture di servizio e dell'eventuale indotto.

Il beneficio ambientale derivante dalla sostituzione con produzione fotovoltaica di altrettanta energia prodotta da combustibili fossili può essere valutato come mancata emissione, ogni anno, di rilevanti quantità di inquinanti.

Tra le principali emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali vanno ricordati:

- CO₂ (anidride carbonica): 466 g/kWh;
- SO_x (anidride solforosa): 1,4 g/kWh;
- NO_x (ossidi di azoto): 1,9 g/kWh.

Pertanto, la produzione di energia elettrica dall'impianto FV in esame consentirà la mancata emissione di:

- CO₂ (anidride carbonica): 50.974 t/anno ca;
- SO_x (anidride solforosa): 42,16 t/anno ca;
- NO_x (ossidi di azoto): 57,22 t/anno ca;

Tra i gas sopra elencati l'anidride carbonica o biossido di carbonio merita particolare attenzione, infatti, il suo progressivo incremento in atmosfera contribuisce significativamente all'effetto serra causando rilevanti cambiamenti climatici.

Per fare un esempio concreto, si pensi che il consumo energetico, per la sola illuminazione domestica in Italia, è pari a 7 miliardi di chilowattora. Per produrre 1 miliardo di chilowattora utilizzando combustibili fossili come il gasolio si emettono nell'atmosfera oltre 800.000 tonnellate di CO₂ che potrebbero essere evitate se si utilizzasse energia elettrica da produzione solare.

Altri benefici del fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la diversificazione delle fonti energetiche, la regionalizzazione della produzione.

Risulta quindi evidente il contributo che l'energia da fotovoltaico è in grado di offrire al contenimento delle emissioni delle specie gassose che causano effetto serra, piogge acide o che contribuiscono alla distruzione della fascia di ozono.

Vista l'assenza di processi di combustione, la mancanza totale di emissioni aeriformi e l'assenza di emissioni termiche apprezzabili, l'inserimento ed il funzionamento di un impianto solare non è in grado di influenzare le variabili microclimatiche dell'ambiente circostante.

Si può affermare che la produzione di energia tramite l'impianto in progetto non interferirà con il microclima della zona.

I progetti delle energie rinnovabili da fotovoltaico di grande generazione in Italia rappresentano oggi un grande vantaggio per la popolazione. La realizzazione di impianti FER migliora giorno dopo giorno, immettendo sul mercato delle tecnologie sempre più pulite ed efficienti. L'era dei combustibili fossili ha visto il suo picco di massima produttività negli anni 80' e da allora ha subito la sua fase calante, con conseguente esaurimento delle risorse disponibili ed innalzamento dei prezzi del mercato dell'energia. Oltre agli aspetti economici, i combustibili fossili hanno generato inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo, impoverendo la biodiversità del territorio italiano. Per tale motivo l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile rappresenta l'unico modo possibile futuro per garantire un approvvigionamento energetico sostenibile, che ci garantisce quindi di poter mantenere lo stesso tenore di vita, senza dover esaurire le risorse naturali essenziali.

L'opera in questione utilizza i migliori dispositivi sul mercato in termini di efficienza energetica e si prefissa l'obiettivo di produrre un grande quantitativo di energia

elettrica da poter immettere all'interno della rete elettrica nazionale. La realizzazione di un grande impianto agrivoltaico garantisce la produzione di energia elettrica in modo pulito, ma soprattutto ad un basso costo ed impatto ambientale rispetto ai metodi di produzione convenzionali di energia elettrica, come per esempio le centrali a carbone.

Attualmente lo stato italiano non eroga più finanziamenti per l'installazione di impianti fotovoltaici realizzati a terra. L'azienda intende ottimizzare gli spazi con pannelli di dimensioni adeguate alla massima produzione di energia elettrica. Oggi conviene più che mai investire in progetti grid parity o cosiddetti market parity, in quanto esso rappresenta l'unico modo possibile per poter offrire dei prezzi dell'energia che siano più bassi rispetto alla produzione da fonti energetiche fossili. L'utilizzo di grandi aree lontane dai centri abitati per la produzione di energia elettrica non solo non genera inquinamento, ma crea meno disturbo ai vicini centri abitati. I progetti in grid parity, dunque, sono l'unico vero modo per poter produrre energia elettrica in modo conveniente senza l'utilizzo di incentivi statali. Il sito prescelto, in agro di Taranto presenta delle caratteristiche ottimali, che si predispongono alla perfezione alla realizzazione di un grande parco agrivoltaico. Grazie alle proprietà geomorfologiche del sito, agli ampi spazi pianeggianti ed alle vicine colture tipiche del paesaggio di Taranto, esso si adegua perfettamente al paesaggio, integrandosi in modo naturale nonostante le notevoli dimensioni.

Tale area è notoriamente una delle più soleggiate d'Italia, il che la rende una delle più produttive in assoluto per la produzione di energia solare. Il terreno pianeggiante favorisce la perfetta predisposizione naturale dei pannelli, garantendo rendimenti altissimi. Il trasporto e l'immissione in rete di tale grande mole di energia è notevolmente semplificata grazie alla presenza di un ramificato

network di strade provinciali e comunali. La realizzazione di un cavidotto non comporta quindi il passaggio forzato attraverso suoli produttivi agricoli di altra proprietà. Il cavidotto, nonostante abbia un significativo sviluppo in 2,950 Km, ha impatto visivo nullo in quanto completamente interrato. Inoltre, esso risulta avere una massima protezione alle intemperie ed una conseguenza migliore resistenza all'usura, grazie anche all'ottima qualità dei materiali adottati.

In termini generali, l'energia solare, è certamente la fonte di energia rinnovabile più pulita. Dal punto di vista visivo, essendo disposto in generale su superfici pianeggianti, non ha grande impatto visivo come può esserlo per degli aerogeneratori delle pale eoliche ed inoltre è facilmente mitigabile attraverso l'applicazione di colture della zona, che garantiscono una naturale immersione dell'impianto all'interno della natura circostante. Gli impianti solari non producono inquinamento acustico e non alterano la vita della fauna locale, evitando squilibri ecosistemici della biodiversità territoriale. Inoltre, non dipendendo dalla frequenza e dall'intensità dei venti garantiscono durante tutto l'anno un rendimento costante di produzione di energia elettrica. Le scelte progettuali, di mitigazione e compensazione che il proponente ha adottato, sono frutto di esperienze acquisite su impianti analoghi oltre che sintesi di best practices, di studi autorevoli, pubblicazioni e ricerche sugli effetti benefici che si possono generare su qualità terreni, biodiversità, carbon footprint e carbonsink. Il territorio di Taranto ha la grande opportunità di trasformarsi in un territorio "green" e di dare un grande esempio all'Italia intera di come la totale conversione energetica alle fonti rinnovabili a basso costo sia l'unica scelta in futuro possibile. I vantaggi dell'energia solare sono diventati ormai noti a chiunque. L'obiettivo della strategia energetica nazionale SEN del 2017 è quello di rendere al contempo il paese energeticamente indipendente, facendo risparmiare ai consumatori

oltre il 90% di quello che pagano in bolletta, contribuendo alla sostenibilità ambientale, prospettando un futuro migliore per le prossime generazioni a venire. Inoltre, si ritrovano vantaggi a livello locale su quelle che sono le ricadute occupazionali e per il tessuto socioeconomico territoriale. Ricadute che ricoprono l'arco di tempo che va dalla fase di progettazione e sviluppo, fase di esecuzione, fase di esercizio e manutenzione e la fase ultima di dismissione. Le ricadute a livello locale possono essere riassunte dai seguenti punti:

- Aumento degli introiti nelle casse comunali, in quanto i Comuni che ospitano all'interno dei loro terreni demaniali, ottengono una remunerazione una tantum e flussi derivanti dall'imposta comunale sugli immobili che il più delle volte consente un aumento considerevole del bilancio del Comune stesso.
- Incremento delle possibilità occupazionali dovuto agli interventi manutentivi che dovessero risultare necessari.
- Maggiore indotto, durante le fasi lavorative, per le attività presenti sul territorio (fornitori di materiale, attività ricettive alberghiere, manodopera).
- Possibilità di avvicinare la gente alle fonti rinnovabili di energia per permettere la nascita di una maggiore consapevolezza dei problemi energetici e un maggiore rispetto per la natura;
- Possibilità di generare, con metodologie eco-compatibili, energia elettrica in zone che sono generalmente in forte deficit energetico rispetto alla rete elettrica nazionale.
- Sviluppo di un progetto agricolo su area non occupata direttamente da impianto, che considera una coltivazione di specie agrarie erbacee di pregio, oltre a delle aree destinate alla coltivazione di specie arbustive ed arboree che andranno a migliorare sia il contesto paesaggistico rurale che l'habitat per pronubi e fauna selvatica stanziale e migratoria.

Il fotovoltaico è il punto di snodo fondamentale per poter sbloccare la gravosa situazione energetica dell'Italia. Non è più possibile puntare sui combustibili fossili, sia per un discorso economico e di esauribilità delle risorse, che per aspetti ambientali. Il benessere economico e tecnologico, notevolmente migliorato negli ultimi 50 anni, non ha garantito una migliore qualità della vita. Il termine crescita purtroppo oggi non è sinonimo di sviluppo ed oggi paghiamo a caro prezzo tutto ciò con l'insorgenza di nuove malattie. Per tutti questi motivi, l'Italia ha deciso di puntare con decisione sull'energia solare, con incentivi e detrazioni, anche grazie alle tante eccellenze del Bel Paese e dell'ottimo soleggiamento del quale godiamo.

Nel settembre 2017 il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha presentato la nuova SEN (Strategia Energetica Nazionale), considerando il grande network energetico presente in Italia composto dalle reti di distribuzione Terna, le prestigiose e grandi aziende italiane produttrici di impianti da fonti di energia rinnovabile e quelle disposte ad investire nella realizzazione di tali impianti che garantiscano la produzione di energia a basso costo.

L'obiettivo è quello di mantenere il sistema energetico italiano sostenibile a lungo termine dal punto di vista ambientale, rispettando le direttive europee. Una nuova strategia diventa essenziale vista la fine del Conto Energia, ovvero il meccanismo di finanziamenti ed incentivi che ha dato la possibilità a tanti utenti di dotarsi a basso costo di impianti fotovoltaici, che altrimenti in situazione di crisi economica, non avrebbero potuto realizzare. Al termine di tale elargizione di finanziamenti la popolazione è stata disincentivata dal punto di vista economico all'acquisto di impianti domestici e no. Facendo un'analisi dei numeri è emerso che nel 2018 l'Italia ha raggiunto con il fotovoltaico una produzione pari a 20 GW di potenza e 25 TWh di energia elettrica, e in tutto il 2017 le nuove installazioni hanno totalizzato

soltanto 409 MW. Numeri che devono far riflettere in vista degli obiettivi comunitari da raggiungere e che possono essere raggiunti solo con un contributo importante del fotovoltaico a terra. Le sole installazioni a tetto non riuscirebbero a soddisfare il target imposto.

La Strategia Energetica Nazionale diventa essenziale per ridare nuovo slancio al fotovoltaico: in particolare, l'obiettivo per il 2030 è arrivare a una produzione di energia elettrica da fotovoltaico pari a 70 TWh, ovvero il 39% dell'intera produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili, per un totale di 184 TWh. (Fonte testo SEN). Per raggiungere questi prestigiosi obiettivi, sarà necessario favorire una crescita di installazioni fotovoltaiche in Italia di circa 3 GW all'anno, oltre 7 volte la media attuale di realizzazione di impianti solari, per un totale di 35-40 GW di nuovi impianti. Sono questi obiettivi minimi, ma l'obiettivo è tendere al 100% green. La politica gioca dunque un ruolo cruciale in questi anni, perché può dare una spinta al mercato dell'energia che creerebbe milioni di posti di lavoro, rilanciandone il mercato ormai fermo a causa della crisi economica globale. È indispensabile non solo una politica di realizzazione di nuovi impianti, ma anche di corretta gestione e manutenzione che garantisca una efficienza massima del network globale di sistemi energetici. Pertanto, attraverso la SEN, sono stati rivisti nei minimi dettagli tutti gli obiettivi energetici nazionali.

Il nuovo Decreto Ministeriale, che regolamerterà lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020 con meccanismi di registri e di aste al ribasso, sarà una delle misure più importanti della SEN. Sono state avanzate più critiche sulle normative di impianti di piccole e medie dimensioni, interventi di rifacimento, potenziamento e ricostruzione, soglia di potenza per l'accesso al rimborso dell'energia immessa in rete e strategie per l'incentivazione. È necessario, pertanto, che la SEN sia in grado di dare anche spazio a grandi impianti di

produzione di energia elettrica in zone rurali abbandonate, per poter compensare la produzione nei centri abitati laddove non ve ne fosse la possibilità.

Affinché il mercato dell'energia possa esplodere in tal senso è auspicabile una concreta razionalizzazione dei processi autorizzativi, al fine di evitare sì i danni fatti in passato con autorizzazioni troppo semplicistiche e poco attente, ma al contempo non rallentare il corretto e inevitabile sviluppo di progetti sul territorio. Diventa inoltre fondamentale che vengano riviste le tariffe elettriche domestiche, in modo tale da incentivare la realizzazione di nuovi impianti. In merito all'attuale riforma delle tariffe elettriche domestiche, essa riduce la convenienza degli impianti fotovoltaici ed a realizzare interventi di efficienza energetica. È importante che le tariffe stabilite garantiscano una convenienza ed un ritorno economico per i produttori.

Per tale ragione per poter abbassare ulteriormente i costi energetici è importante che vengano realizzati impianti solari di grosse dimensioni che possano garantire dei bassi costi energetici, competitivi con le altre forme di energia rinnovabile e no.

Sono, infatti, sempre più numerosi i grandi impianti fotovoltaici che, grazie alle grandi potenze sviluppate hanno raggiunto un buon livello di redditività. È importante precisare che la SEN ha posto l'obiettivo dei 3 GWp/anno per avvicinarci al target fissato al 2030 (che potrebbe anche essere ulteriormente rialzato negli anni). I progetti grid parity, pertanto, non sono mai stati tanto convenienti quanto tale momento storico.

1.2 Ubicazione dell'impianto

La località d'installazione dell'impianto fotovoltaico è nel comune di Castellaneta (TA) e Ginosa (TA) in provincia di Taranto.

L'area di intervento è raggiungibile attraverso la Strada Statale 580. La superficie netta dell'area di intervento è di circa 91,256 ha (area di impianto). L'area oggetto della progettazione si trova ad un'altitudine di 50 m s.l.m. e le coordinate baricentriche geografiche sono:

1. Blocco 1: 40° 27.5409' N, 16° 50.2893' E;
2. Blocco 2: 40° 28.9016' N, 16° 51.1082' E;
3. Blocco 3: 40° 29.7129' N, 16° 51.2635' E;
4. Blocco 4: 40° 29.2588' N, 16° 49.5576' E
5. SSE: 40° 29.8944' N, 16° 50.2703' E

6. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO

2.1 Criteri di scelta

Il campo fotovoltaico, è suddiviso in 15 sottocampi, ognuno dei quali concentra la trasformazione dell'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in un singolo trasformatore per ciascuna unità.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata mediante inverter trifase SUNGROW SG350HX raggruppati in quadri di BT collegati direttamente al trasformatore per ciascun sottocampo.

2.2 Descrizione generale

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico possono essere riassunte come segue:

- generatore fotovoltaico;
- strutture di sostegno ed ancoraggio;
- cavi, cavidotti;

- gruppo di conversione cc/ca (Inverter);
- quadri BT;
- trasformatori BT/MT;
- cabine di raccolta MT;
- cabine di partenza verso sottostazione.

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 88.322 moduli fotovoltaici con una potenza di 685 Wp cadauno per una potenza totale complessiva installata di 60,501 MWp. Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in stringhe sezionabili direttamente a bordo inverter.

Da un punto di vista elettrico il campo fotovoltaico è stato suddiviso in 15 campi ("sottocampi") indipendenti collegati su 1 anello. È stata prevista un'unica cabina di raccolta (consegna) che permette la connessione alla rete del distributore.

Le caratteristiche dimensionali dei 15 sottocampi sono di seguito descritte:

Numero sottocampo	Numero PowerStation	Numero Inverter	Numero totale di moduli	Potenza Totale in DC [MWp]
1	1 (da 3200 kVA)	5	2444	1,674
2	1 (da 6400 kVA)	14	7826	5,360
3	1 (da 3200 kVA)	9	4862	3,330

4	1 (da 3200 kVA)	9	4862	3,330
5	1 (da 6400 kVA)	14	7540	5,164
6	1 (da 3200 kVA)	9	4888	3,348
7	1 (da 4480 kVA)	12	6890	4,719
8	1 (da 6400 kVA)	14	7748	5,307
9	1 (da 3200 kVA)	5	2678	1,834
10	1 (da 4480 kVA)	12	6552	4,488
11	1 (da 4480 kVA)	12	6552	4,488
12	1 (da 6400 kVA)	14	7852	5,378
13	1 (da 6400 kVA)	14	7852	5,378
14	1 (da 3200 kVA)	9	4992	3,419
15	1 (da 3200 kVA)	8	4784	3,277

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

TOTALE	7 (da 3200 kVA), 3 (da 4480 kVA) e 5 (da 6400 kVA)	160	88322	≈ 60,5
---------------	---	------------	--------------	---------------

Le uscite delle stringe vengono collegate direttamente alle uscite denominate MPPT poste in uscita dagli inverter. I 15 sottocampi presentano inverter da 320 kW. L'uscita di ciascun inverter a 800 V (AC) risulta collegata, mediante opportune protezioni, ad un quadro BT; quest'ultimo è collegato al rispettivo trasformatore BT/MT (alloggiato in adiacenza del vano contenente il quadro BT) con uscita a 30kV.

Trasformatore e inverter risultano installati con tutte le necessarie protezioni elettriche richieste; la tensione in continua verrà così convertita in alternata trifase ed elevata a 30kV.

Ogni singolo sottocampo è dotato di un proprio trasformatore MT/BT 0,8/30kV contenente tutte le protezioni previste dalla normativa.

La rete MT del campo fotovoltaico prevede, come punto iniziale, quattro "anelli", composti dalle rispettive cabine BT/MT collegate in entra-esce, che convergono in 2 cabine di raccolta e in due cabine di partenza verso la sottostazione (cabina di partenza 2 e cabina di partenza 3)

Tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto.

Le due cabine di raccolta convergono in una cabina di partenza verso la sottostazione (cabina di partenza 1); dalle tre cabine di partenza, partono tre linee in

 Greenergy	RELAZIONE TECNICA	27 di 62
--	-------------------	----------

MT a 30kV che arrivano alla sotto-stazione di trasformazione 30/150 kV nei pressi della nuova Stazione Terna di Ginosa (TA).

	RELAZIONE TECNICA	28 di 62
---	-------------------	----------

7. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI

3.1 Campo fotovoltaico

3.1.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo della Vertex da 685 w è composto da celle solari quadrate realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è composto da 132 celle monocristalline con tecnologia che migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

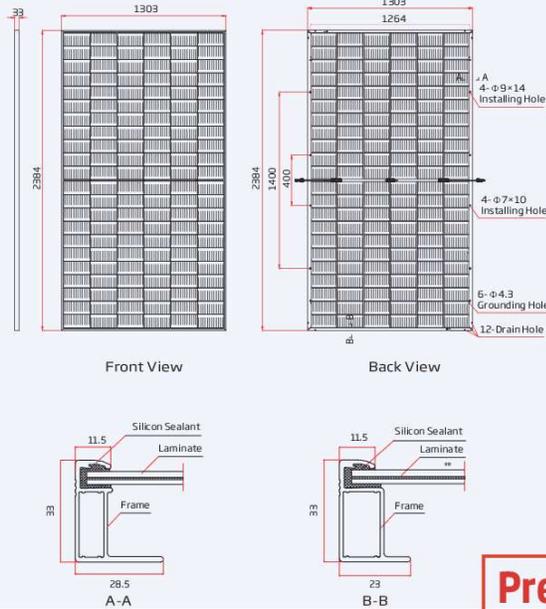
La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 3,2 mm; superficie antiriflesso; temperato.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio estruso ed anodizzato. Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

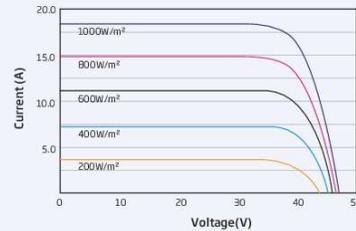
Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC) (**) come tabella allegata:



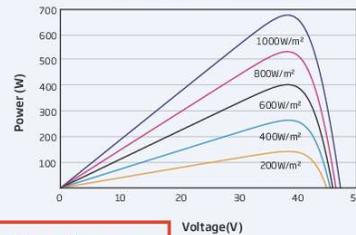
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(675W)



P-V CURVES OF PV MODULE(675 W)



Preliminary

ELECTRICAL DATA (STC)

	665	670	675	680	685
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	665	670	675	680	685
Power Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.06	17.09	17.12	17.16	17.19
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.07	18.10	18.14	18.18	18.21
Module Efficiency η_m (%)	21.4	21.6	21.7	21.9	22.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

	718	724	729	734	740
Total Equivalent power- P_{MAX} (Wp)	718	724	729	734	740
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.42	18.46	18.49	18.53	18.57
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.51	19.55	19.59	19.63	19.67
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Product Bifaciality: 80±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

	506	510	514	517	521
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	506	510	514	517	521
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	36.6	36.8	37.0	37.2	37.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.84	13.86	13.89	13.91	13.94
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.4	44.5	44.7	44.9	45.2
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.56	14.59	14.62	14.65	14.67

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/PDE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (+2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2021 Trina Solar Limited, All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2022_PA9

www.trinasolar.com

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

 Greenergy	RELAZIONE TECNICA	30 di 62
--	-------------------	----------

3.1.2 Inverter

Ciascuna struttura è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituiti da inverter SUNGROW nei modelli SG350HX, con le caratteristiche di seguito riportate.

La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

SUNGROW SG-350-HX


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: 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 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 % I _n
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	99.02 % / 98.8 %
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
Weight*	≤116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1 / 2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.



Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

3.1.3 Trasformatore BT/MT

La trasformazione BT/MT avviene attraverso dei trasformatori, isolato in olio, della potenza di 3200 kVA, 4480 kVA e 6400 kVA, dislocati sui "bordi" del sito in oggetto. Le caratteristiche costruttive del singolo trasformatore sono le seguenti:

Trasf. da 3200 kVA (MVS3200-LV)

Potenza massima trasformatore:	3520 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	3200 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8 kV / (20 - 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11

Trasf. da 4480 kVA (MVS4480-LV)

Potenza massima trasformatore:	4928 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	4480 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8 kV / (20 - 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11

Trasf. da 6400 kVA (MVS6400-LV)

Potenza massima trasformatore:	7040 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	6400 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8-0,8 kV / (10 - 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11

Type designation	MVS3200-LV	MVS4480-LV
Transformer		
Transformer type	Oil immersed	
Rated power	3200 kVA @ 40 °C	4480 kVA @ 40 °C
Max. power	3520 kVA @ 30 °C	4928 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11	
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 – 35 kV	
Maximum input current at nominal voltage	2540 A	3557 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Tapping on HV	0, ±2×2.5%	
Efficiency	≥99%	
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)	
Impedance	7% (±10%)	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Winding material	Al / Al	
Insulation class	A	
MV Switchgear		
Insulation type	SF6	
Rate voltage	24 – 36 kV	
Rate current	630 A	
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s	
Qty. of feeder	3 feeders	
LV Panel		
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs	
Disconnecter specification	400 A / 800 Vac / 3P, 10 pcs	400 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Fuse specification	260A / 800 Vac / 1P, 30 pcs	260A / 800 Vac / 1P, 42 pcs
Protection		
AC input protection	FUSE+Disconnecter	
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure	
Relay protection	50/51,50N/51N	
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)	
General Data		
Dimensions(W*H*D)	6058*2896*2438 mm	
Approximate weight	15 T	17 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)	
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)	
Degree of protection	IP54	
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %	
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Communication	Standard: RS-485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1	

Type designation	MVS6400-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6400 kVA @ 40 °C
Max. power	7040 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 - 0.8 kV / 10 – 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2540 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ± 2 * 2.5 %
Efficiency	≥ 99 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	8 % (± 10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al (Option:Cu)
Insulation class	A
MV switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 kV – 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1 s
Qty. of feeder	3 feeders
LV panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 20 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 60 pcs
Protection	
AC input protection	FUSE+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/5I, 50N/5IN
LV overvoltage protection	AC Type II (Optional: AC Type I + II)
General data	
Dimensions (W*H*D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Auxiliary transformer supply	5 kVA / 400 V (Optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet ; Optional: optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

	RELAZIONE TECNICA	35 di 62
---	-------------------	----------

3.1.4 Cabine BT/MT di campo (trasformazione)

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- un sezionatore MT a 30 kV per la gestione della apertura della linea con le relative protezioni, per le cabine di inizio linee MT;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione delle aperture delle linee con le relative protezioni, per le cabine intermedie delle linee MT.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettro-zincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento: 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 31,5 kA per 3 sec;
- Corrente nominale: 2500 A.

3.2 Cabine di raccolta MT e Cabine di partenza MT verso SSE

All'interno del campo fotovoltaico abbiamo nr. 2 Cabine di Raccolta MT e nr. 3 Cabina di Partenza MT verso SSE.

Alla Cabina di Raccolta 1 confluisce tutta l'energia delle Cabine di Trasformazione 1, 2, 3 e 4 collegate tra loro in entra ed esci; analogamente, alla Cabina di Raccolta 2 confluisce tutta l'energia della Cabine di Trasformazione 5, 6 e 7 collegate anch'esse in entra ed esci.

Alla Cabina di Partenza 1 confluisce tutta l'energia delle Cabine di Raccolta 1 e 2 e della Cabina di Trasformazione 8.

	RELAZIONE TECNICA	36 di 62
---	-------------------	----------

Dalla Cabina di Partenza 1 l'energia confluisce, attraverso n. 2 terne di cavo MT 18/30 kV della sezione di 630 mm² al quadro MT della SSE .

Alla cabina Partenza 2 confluisce l'energia elettrica derivante dalla cabine di trasformazione 9, 10 e 11 mentre alla cabina di Partenza 3 confluisce l'energia derivante dalle cabine di trasformazione 12, 13, 14 e 15.

3.2.2 Servizi Ausiliari BT/MT

All'interno di ogni cabina di trasformazione è alloggiato un trasformatore della potenza di 5 kVA (opzionabile fino a 40 kVA) per alimentare i servizi ausiliari

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale (max) : 40 kVA
- tensione primaria: 800±2x2.5% kV
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Yyn11
- tensione di corto circuito: 4%

I servizi ausiliari della cabina raccolta 1 saranno alimentati dalla cabina di trasformazione 4; quelli della cabina raccolta 2 dalla cabina di trasformazione 5; quelli della cabina Partenza 1 dalla cabina trasformazione 8; quelli della cabina partenza 2 e 3 alimentati rispettivamente dalla cabina trasformazione 11 e 12.

3.2.3 Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente, all'interno di ciascun cabinet a valle del trasformatore BT/BT 0,8/0,4 kV, un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di trasformazione.

3.2.4 Quadri Misure Fiscali (QMF e QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

3.3 Collegamenti elettrici in bassa tensione

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

3.3.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale lato c.c.:	1500 V
Sistema di collegamento dei poli lato c.a.:	isolati
Tensione nominale lato c.a.:	800 V
Frequenza nominale lato c.a.:	50 Hz
Sistema di collegamento del neutro lato c.a.:	TN-S

3.3.2 Caratteristiche del cavo di bassa tensione

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo:	HIZ2Z2-K ovvero FG2IM2I
Tensione massima:	1800 V cc - 1200 V ca
Temperatura massima:	90°C in condizioni di esercizio normali 50°C in condizioni di corto circuito
Cavo per posa in aria o in tubo:	FG16OR16
Tensione massima:	1800 V cc - 1200 V ca
Temperatura massima:	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito

3.3.3 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

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

- $V_{min_Stringa}(T_{max}) \geq V_{mppt_min_inverter}$
- $V_{max_Stringa}(T_{min}) \leq V_{mppt_max_inverter}$
- $V_{oc_Stringa}(T_{min}) \leq V_{max_inverter}$

dove:

$V_{MIN_STRINGA}(T_{max})$ = Tensione minima alla massima temperatura delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{max_Stringa}(T_{min})$ = Tensione massima alla minima temperatura delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{oc_stringa}$ = Tensione a circuito aperto della stringa in condizioni di temperatura minima di funzionamento;

3.3.4 Portata dei cavi in regime permanente

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, applicando ai valori individuati dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

	RELAZIONE TECNICA	39 di 62
---	-------------------	----------

Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \text{ e } I_f \leq 1,45 I_Z$$

dove:

I_B = Corrente d'impiego del cavo

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

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

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

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

3.3.5 Protezione contro il cortocircuito

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

dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno di ciascun inverter.

3.3.6 Cadute di tensione

I cavi sono dimensionati facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame. Per i circuiti lato corrente continua le cadute di tensione sono state limitate entro il 2%. Allo stesso modo, anche per i circuiti lato corrente alternata le cadute di tensione sono state limitate entro il 2%. Tali valori includono anche le cadute di tensione nei quadri.

3.3.7 Posa dei cavi in tubi

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi è inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI 64-8.

3.4 Collegamenti elettrici in media tensione

3.4.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale: 30 kV $\pm 5\%$

Frequenza nominale: 50 Hz $\pm 2\%$

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

3.4.2 Caratteristiche del cavo di media tensione

Cavo armato per posa in tubo interrato: ARE4H5E - 18/30 kV

Materiale del conduttore: Alluminio

Temperatura massima: 90 °C in condizioni di esercizio normali

	RELAZIONE TECNICA	41 di 62
---	-------------------	----------

	250 °C in condizioni di corto circuito
Tensioni di riferimento	18/30 kV
Tensione nominale	30 kV
Tensione nominale massima di impiego	36 kV

3.4.3 Dimensionamento dei cavi di media tensione

Il dimensionamento dei cavi in media tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione secondo le Norme IEC e CEI-UNEL;
- temperatura di riferimento dell'aria: 40°C;
- temperatura di riferimento del terreno 20°C a 1 m di profondità;
- resistività termica massima del terreno: 1 °K m/W.

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21. Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la corrente di impiego della conduttura. Pertanto, il dimensionamento dei cavi è realizzato considerando il seguente schema operativo:

- dimensionamento termico in riferimento alla massima temperatura sopportabile dall'isolamento dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio e di corto circuito, definendo la corrente di impiego delle condutture (I_B), la portata e considerando le reali condizioni di posa rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo.

3.4.4 Valori massimi ammissibili della caduta di tensione

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento della conduttura per ogni tipo di alimentazione, è il 2%

3.4.5 Tipi di installazione

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17.

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

3.4.6 Calcolo della portata effettiva

La portata di un cavo (I_z) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sottoindicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo (I'_z) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa);

K2 coefficiente di correzione per profondità di posa;

K3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da $1 \text{ m } ^\circ\text{K}/\text{W}$;

K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti;

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'z = Iz \cdot K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4$$

3.4.7 Dimensionamento e verifiche Dimensionamento termico

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C;
- temperatura di riferimento del suolo 20°C;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 90°C;
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 250°C;
- tipo di conduttore alluminio;
- tipo di isolamento HEPR;
- tensione di riferimento 18/30 kV;
- portata teorica dei cavi;
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

3.4.8 Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 250°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500 ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (20 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = k \cdot S / \sqrt{t}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore di rame (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 90°C e alla fine del corto circuito di 250°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

	RELAZIONE TECNICA	45 di 62
---	-------------------	----------

3.4.9 Verifica della massima caduta di tensione

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K I L x (R_L \cos\varphi + X_L \sin\varphi)$$

nella quale:

- L = lunghezza della linea espressa in km;
- I = corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A;
- R_L = resistenza (a 80°) della linea nell'unità di lunghezza;
- X_L = reattanza della linea nell'unità di lunghezza;
- cosØ = fattore di potenza;
- k = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento espressi in precedenza, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

Di seguito, caratteristiche elettrodotto MT del tipo ARE4H5E ed elettrodotto per cavi alimentazione servizi ausiliari:

TRATTA (da ... a ...)		Potenza AC [kW] ² (ΣP_{inv})	Lungh. [m] ¹ (compres a di scorte)	Ib [A] Corrente nominale circuito	Sez. [mmq]	Tipo Cavo	N. terne trincea	ΔU %
CAB DI TRA 1	CAB DI TRA 2	1.600	900	32	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,036
CAB DI TRA 2	CAB DI TRA 3	6.080	662	113	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,09
CAB DI TRA 3	CAB DI TRA 4	8.960	240	170	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,05
CAB DI TRA 4	CAB DI RACC 1	11.840	260	226	300	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,05
CAB DI RACC 1	CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	11.840	5.012	226	630	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,48
³ CAB DI TRA 6	CAB DI TRA 7	2.880	285	57	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,03
CAB DI TRA 7	CAB DI TRA 5	6.720	903	133	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,16
CAB DI TRA 5	CAB DI RACC 2	11.200	365	221	300	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,07
CAB DI RACC 2	CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	11.200	954	221	630	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,09
CAB DI TRA 8	CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	4.480	542	88	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,07

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

CAB DI TRA 9	CAB DI TRA 10	1.600	687	32	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,03
CAB DI TRA 10	CAB DI TRA 11	5.440	84	107	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,012
CAB DI TRA 11	CAB DI PARTENZA 2 PER SOTT	9.280	470	182	300	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,07
³ CAB DI TRA 15	CAB DI TRA 14	2.560	200	51	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,013
CAB DI TRA 14	CAB DI TRA 13	5.440	140	107	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,019
CAB DI TRA 13	CAB DI TRA 12	9.920	597	195	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,15
CAB DI TRA 12	CAB DI PARTENZA 3 PER SOTT	14.400	426	283	300	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,1
⁴ CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	LOCALE QUADRI MT SSE CAST	27.520	1580	541	630	ARE4H5E 18/30 kV	2	0,19
⁴ CAB DI PARTENZA 2 PER SOTT	LOCALE QUADRI MT SSE CAST	9.280	1660	182	630	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,13
⁴ CAB DI PARTENZA 3 PER SOTT	LOCALE QUADRI MT SSE CAST	14.400	1720	283	630	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,3
LOCALE QUADRI MT	TR MT/AT	51.200	70	1001	630	ARE4H5E 18/30 kV	3	0,004

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

¹ La lunghezza dei cavi è stata misurata da percorso georeferito su file .dwg aggiungendo ≈ 15 m di scorta all'arrivo di ogni cabina.

² La Potenza AC viene intesa come sommatoria delle Potenza AC dei rispettivi inverter (aventi Potenza AC pari a 320 kW) delle singole cabine di trasformazione.

³ La sequenza di collegamento rispecchia l'ordine (destra-sinistra nel primo caso e sinistra-destra nel secondo) riportato sullo schema elettrico unifilare.

⁴ Alle rispettive lunghezze rilevate da file .dwg georeferito, sono stati aggiunti ≈ 60 m.

Dimensionamento cavi servizi ausiliari di cabina:

TRATTA (da ... a ...)		Potenza AC [kW] ² (ΣP_{inv})	Lungh. [m] ¹ (compresa di scorte)	Sez. [mmq]	Tipo Cavo	ΔU %
CAB DI TRA 4	CAB DI RACC 1	⁵ 10	260	16	FG16OR16 5G16	2,48
CAB DI TRA 5	CAB DI RACC 2	10	365	25	FG16OR16 5G25	2,23
CAB DI TRA 8	CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	10	542	35	FG16OR16 5G35	2,41
CAB DI TRA 11	CAB DI PARTENZA 2 PER SOTT	10	470	35	FG16OR16 5G35	2,09
CAB DI TRA 12	CAB DI PARTENZA 3 PER SOTT	10	426	35	FG16OR16 5G35	1,89

⁵ Come Potenza fornita per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è stata ipotizzata 10 kW.

3.5 Rete di terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori BT/MT, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

3.5.1 Descrizione della rete di terra

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra: corda di rame nudo da 95 mm² corda di rame nudo da 35 mm cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde;
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica.

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

3.5.2 Collegamenti di terra per strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

Convertitori

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/BT mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

8. SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

	RELAZIONE TECNICA	51 di 62
---	-------------------	----------

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

	RELAZIONE TECNICA	52 di 62
---	-------------------	----------

Infine, tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

9. MISURE DI PROTEZIONE

5.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

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

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

5.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

	RELAZIONE TECNICA	53 di 62
---	-------------------	----------

- protezione differenziale $I_{dn} = 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

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

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

5.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

 Greenergy	RELAZIONE TECNICA	54 di 62
--	-------------------	----------

10. MONTAGGIO COMPONENTI

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "*perfetta regola d'arte*".

I montaggi meccanici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Montaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- Montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della Cabina di trasformazione BT/MT.

I montaggi elettrici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e la cabina di trasformazione BT/MT;
- Posa dei cavi per la rete elettrica interna di distribuzione in MT
- Posa in opera della rete di terra;

I montaggi elettromeccanici generali consistono principalmente in:

- Posa in opera della Cabina di Raccolta MT, contenente quadri MT, trasformatore MT/bt dei servizi ausiliari, quadro Servizi ausiliari BT (QSA), quadro Raddrizzatore e due quadri di Misura Fiscali;
- Posa dei cavi delle linee della rete elettrica esterna di distribuzione in MT, mediante gli appositi cavidotti.

11. COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

7.1 Prove di tipo

componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

7.2 Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

7.3 Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

7.4 Prove di accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati per ciascun sottocampo e/o per l'intero impianto, in base al programma di esecuzione dei lavori:

1. Esame a vista:

	RELAZIONE TECNICA	56 di 62
---	-------------------	----------

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto.

3. Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10Ω , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prove strumentali sugli impianti elettrici

8. Prova di isolamento verso terra

9. Misura della resistenza di isolamento del sottocampo fotovoltaico

	RELAZIONE TECNICA	57 di 62
---	-------------------	----------

10. Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico

11. Verifica degli strumenti di misura

12. VALUTAZIONE ENERGETICA

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici di cui al capitolo 4, della configurazione di impianto descritta al capitolo 5 e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti riportati al capitolo 6.

Nella seguente sono riportati i dati di produzione stimati su base annua (considerando un numero medio di ore annuo di funzionamento pari a 1.417 h/anno).

Non sono stati considerati:

- interruzioni di servizio,
- interruzioni per manutenzione,
- perdite di efficienza dovute all'invecchiamento,

Campo FV da 50,501 MWp in DC 109.386.316 [kWh/anno]

L'installazione dell'impianto fotovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana pari a circa 466 g di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (Fonte ISPRA), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 50.974 ton circa

13. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro
- DM 37/08: Dichiarazioni di conformità impianti

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

	<p>RELAZIONE TECNICA</p>	<p>58 di 62</p>
---	--------------------------	-----------------

- Legge 186/68: Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici
- DM 14 gennaio 2008: Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni
- Circ. 4 luglio 1996: Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"
- EI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90
- 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 EN 61936-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN 50522: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 11-28: Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica
- CEI EN 60076-11: Trasformatori di potenza Parte 11: Trasformatori di tipo a secco
- CEI-UNEL 3535: Ab3: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI-UNEL 357: Ab2: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V

	RELAZIONE TECNICA	59 di 62
---	-------------------	----------

- CEI IEC 60287-1-1/A1: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite - Generalità
- CEI IEC 60287-3-1: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito
- CEI IEC 60287-3-2: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- CEI 64-8/7 sezione 712: Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione
- CEI 81-3: Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico
- CEI 82-25: VI-V2: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione
- CEI EN 50524: Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici
- CEI EN 50461: Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino
- CEI EN 60099-1;Ab: Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI EN 61439-1: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali
- CEI EN 61439-3: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)

	RELAZIONE TECNICA	60 di 62
---	-------------------	----------

- CEI EN 61439-1: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali
- CEI EN 61439-6: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre
- CEI EN 61439-3/EC: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)
- EI EN 60445: Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico
- CEI EN 60529/EC: Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento
- CEI EN 60909-0: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)
- CEI EN 61215-1: Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove

- CEI EN 61215-1-1: Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino
- CEI EN 61212-1-2: Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)
- CEI EN 61212-1-3: Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo
- CEI EN 61212-1-4: Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio- gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)
- CEI EN 61215-2: Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61724-1: Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio
- IEC 61727:2004: Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface
- CEI EN IEC 61730-1: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
- CEI EN 61730-2/A1: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove
- CEI EN 61829: Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V

	RELAZIONE TECNICA	62 di 62
---	-------------------	----------

- CEI EN 62053-21/A1: Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari – Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari – Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 62108: Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo
- CEI IEC/TS 62271-210: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso
- CEI EN 62305-1: Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali
- CEI EN 62305-2: Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio
- CEI EN 62305-3: Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- CEI EN 62305-4: Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture
- IEC 60364-7-712:2017: Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- Guida CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.