

COMUNE DI SAN MARTINO IN PENSILIS

(Provincia di Campobasso)

Realizzazione di un impianto Agrovoltaico della potenza nominale in DC di 49,007 MWp e potenza in AC di 45 MW denominato "Morrone" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) nei Comuni di San Martino in Pensilis (CB) e Larino (CB)

Proponente

PIVEXO 1 S.r.l.

PIVEXO 1 SRL
Via Stazione snc - 74011 Castellaneta (TA),
Tel +39 0998441860, Fax +39 0998445168,
P.IVA 03358100737, REA TA-210848,
mail: pivexo1@pec.it

Sviluppatore

 **Greenergy**

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

23/02/2024

Codice Progetto

GREEN GP-18

Nome File

 Relazione Tecnica Elettrica

Codice Elaborato

P-01-B

Revisione

00

Foglio

A4

Scala

-

Rev.	Descrizione	Data	Redatto	Verificato	Approvato
01	Seconda emissione	23/02/2024	Geom. Christian Mazzarella	Ing. Giuseppe Mancini	PIVEXO 1 SRL
00	Prima emissione	01/02/2023	Geom. Christian Mazzarella	Ing. Giuseppe Mancini	PIVEXO 1 SRL

INDICE

1. INTRODUZIONE	3
1.1 MOTIVAZIONI DELL'OPERA	11
1.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	20
2. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO	21
2.1 CRITERI DI SCELTA	21
2.2 DESCRIZIONE GENERALE	21
3. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	24
3.1 CAMPO FOTOVOLTAICO	24
3.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI	24
3.1.2 INVERTER	25
3.1.3 QUADRO DI PARALLELO (QP)	27
3.1.4 TRASFORMATORE MT/BT	27
3.1.5 CABINA MT DI CAMPO	28
3.2 CABINA DI RACCOLTA MT	28
3.2.1 QUADRO MT	28
3.2.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	29
3.2.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	29
3.2.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	30
3.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	30
3.3.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	30
3.3.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	30
3.3.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	31
3.3.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	31
3.3.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTOCIRCUITO	33
3.3.6 CADUTE DI TENSIONE	33
3.3.7 POSA DEI CAVI IN TUBI	33
3.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE	33
3.4.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	33
3.4.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE	34
3.4.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	34

3.4.4 VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	35
3.4.5 TIPI DI INSTALLAZIONE	35
3.4.6 CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	35
3.4.7 DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE DIMENSIONAMENTO TERMICO	36
3.5 RETE DI TERRA	39
3.5.1 DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	39
3.5.2 COLLEGAMENTI DI TERRA STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	40
4. SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV	40
5. MISURE DI PROTEZIONE	42
5.1 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	42
5.2 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI SISTEMA IN CORRENTE CONTINUA (IT) E RETE DI TERRA	42
5.3 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	43
6. MONTAGGIO COMPONENTI	43
7. COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	44
7.1 PROVE DI TIPO	44
7.2 PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA	45
7.3 VERIFICHE IN CANTIERE	45
7.4 PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	45
8. VALUTAZIONE ENERGETICA	46
9. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	47

1. INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la “Relazione tecnica elettrica” relativo al progetto di un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite conversione fotovoltaica, della potenza nominale in DC di 49,007 MW e potenza in AC di 45 MW denominato “MORRONE” in Contrada Terratelle nel Comune San Martino in Pensilis (CB) e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell’energia elettrica Nazionale (RTN) necessarie per la cessione dell’energia prodotta.

La cessione dell’energia prodotta dall’impianto agrovoltaico alla Rete di Trasmissione dell’energia elettrica Nazionale (RTN) avverrà attraverso il collegamento dello stesso alla Stazione Elettrica Terna esistente denominata “S.E. 380/150kV di Larino”. Tale collegamento prevedrà la realizzazione di un cavidotto interrato in MT che dall’impianto agrovoltaico arriverà su una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150kV collegata alla esistente Stazione Elettrica Terna di Larino. La nuova Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150 kV sarà ubicata in terreno limitrofo alla Stazione Elettrica di Larino.

La Società PIVEXO 1 S.R.L. intende dunque produrre energia elettrica e immetterla nel sistema elettrico nazionale grazie alla realizzazione dell’impianto agrovoltaico da 49,007 kW, denominato “Morrone”, presso un terreno agricolo coltivato di tipologia “seminativo”, ubicato nel Comune di San Martino in Pensilis (CB) in località Contrada Terratelle - censito al catasto del Comune di San Martino in Pensilis al Foglio 55, Particelle 60-85-54-59-77-78-90-91-75-57-71-70-69-68-67-66-65-64-76-79-21-40-74-80-81-2-5, mentre la stazioni di elevazione sarà realizzata nel comune di Larino al foglio a 43, p.lle 90, 124, 150 e152.

Come si evince dal Certificato di Destinazione Urbanistica, rilasciato dal Comune di San Martino in Pensilis, in data 19.08.2022, l’area risulta avere le seguenti destinazioni urbanistiche:

- Foglio 55, p.lle 60-85-54-59-77-78-90-91-75-57-71-70-69-68-67-66-65-64-76-79-21-40-74-80-81-82-5 per il **PRG**: zona E agricola;

Dalla foto aerea (*Figura 1*) di seguito riportata si evince l'ubicazione dell'impianto.



Figura 1: Vista ortofoto dell'area oggetto dell'intervento.

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 agrovoltaiico progettato è pari a 45 MW; esso risulta composto nella sua interezza da 70.001 moduli fotovoltaici da 700 W, montati su strutture fisse, che sviluppano una potenza di 49,007 MW.

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 agrovoltaico. Al termine della sua vita utile, l'impianto dovrà essere smesso 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;
- 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 trilatero comunitario richiederanno molti sforzi su diversi fronti, e il fotovoltaico avrà sicuramente un ruolo da protagonista.

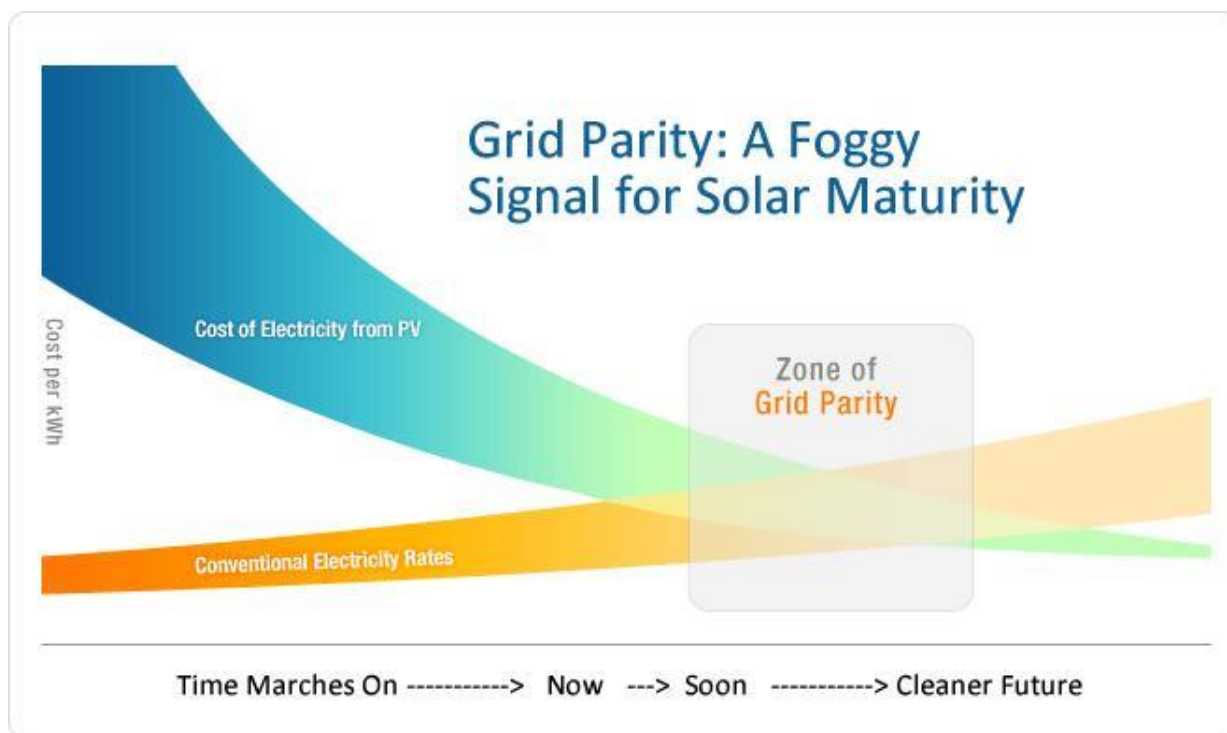


L'impianto fotovoltaico in oggetto appartiene alla tipologia di impianti eserciti in grid-parity. Nella terminologia tecnica in uso (maggio 2018), sta a significare che la produzione di energia elettrica da fonte solare è realizzata senza incentivi, con remunerazione economica somma

- 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.



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

- 1)** la Società proponente ha una STMG per una connessione sulla Stazione di Larino e il cavidotto per raggiungere il punto di connessione è relativamente 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 intende acquisire i terreni tramite compravendita
- 4)** l'area si presenta orograficamente adatta all'installazione di impianti agrovoltaici in quanto fertile e adatta alle colture previste dal progetto agricolo ;
- 5)** l'area che ospiterà l'impianto agrovoltaico in questione risulta essere priva di vincoli ostativi alla realizzazione di un impianto agrovoltaico;

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;
- 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): 1.000 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): 72,63 migliaia t/anno ca;
- SO_x (anidride solforosa): 101,68 t/anno ca;
- NO_x (ossidi di azoto): 138 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 prefigge 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 agrovoltai

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 **San Martino in Pensilis (CB)** presenta delle caratteristiche ottimali, che si predispongono alla perfezione alla realizzazione di un grande parco agrovoltaico. Grazie alle proprietà geomorfologiche del sito, agli ampi spazi pianeggianti ed alle vicine colture tipiche del paesaggio di San Martino in Pensilis, 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 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 San Martino in Pensilis 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 regolamenterà 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 San Martino in Pensilis in provincia di Campobasso.

I dati geografici di riferimento della suddetta località sono:

Impianto fotovoltaico:

Coordinate: Lat. 41° 50.457' Long. 14° 59.767' Sistema Gauss Boaga

Altitudine: 150 m s.l.m.

Stazione elettrica di trasformazione utente:

Coordinate: Lat. 41° 49.247' Long. 14° 57.638' Sistema Gauss Boaga

Altitudine: 185 m s.l.m.

2. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO

2.1 Criteri di scelta

Il campo fotovoltaico, è suddiviso in 8 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 da 6,250 MVA collegati direttamente al trasformatore per ciascuna unità.

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,
- quadri in cc
- gruppo di conversione cc/ca
- trasformatori MT/BT
- cabine di raccolta MT
- trasformatori AT/MT

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 67.290 moduli fotovoltaici con una potenza di 700 Wp cadauno per una potenza totale complessiva installata di 49,007 MWp. Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in stringhe singolarmente sezionabili.

Da un punto di vista elettrico ogni campo fotovoltaico è stato suddiviso in 8 campi indipendenti collegati su 1 anello. È stata prevista, sempre per ogni campo un'unica cabina di raccolta a sua volta collegata alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del distributore.

Le caratteristiche dimensionali degli 8 campi sono di seguito descritte, ciascuno è costituito da strutture (una per ogni ingresso dell'inverter) così composte:

Numero sottocampo	Ingressi Inverter	Numero di stringhe	Numero moduli per stringa	Numero totale di stringhe	Numero totale di moduli	Potenza Totale in DC [MWp]
1	40	7	30	297	8910	6,237
	1	9	30			
	1	8	30			
2	41	7	30	298	8930	6,251
	1	6	30			
	1	5	28			
3	36	7	30	281	8330	5,831
	1	9	30			
	2	10	25			
4	38	7	30	288	8660	6,062
	2	6	30			
	1	10	32			
5	40	7	30	306	9180	6,426
	2	9	30			
	1	8	30			
6	41	7	30	293	8790	6,153
	1	6	30			
7	38	7	30	285	8550	5,985
	1	10	30			
	1	9	30			
8	38	7	30	292	8660	6,062
	1	6	30			
	2	10	25			
TOTALE				2340	70010	<u>49,007</u>

Le uscite delle stringhe collegate nei quadri di parallelo vengono portate all'ingresso dell'inverter. I 8 sottocampi presentano inverter da 6.250 kVA. L'uscita di ciascun inverter a 600 Vac risulta collegata, mediante opportune protezioni, al rispettivo trasformatore MT/BT alloggiato in adiacenza all'inverter con uscita a 30kV.

Come accennato, i quadri di parallelo delle stringhe presentano al loro interno dei sezionatori con fusibile, in modo da proteggere ciascuna stringa, ed uno scaricatore di sovratensioni. L'uscita del quadro di parallelo è collegata ad un ingresso dell'inverter a sua volta collegato al trasformatore. Trasformatore ed inverter risultano installati uno in prossimità dell'altro su un'unica piazzola 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 0,6/30kV contenente tutte le protezioni previste dalla normativa.

La rete MT del campo fotovoltaico, prevede un anello, composto da 7 cabine MT/BT collegate in entra-esci, sull'anello, che fa capo a un modulo MT nella cabina di raccolta.

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

Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla stazione di trasformazione MT/AT nei pressi della Stazione di smistamento di Terna a 150kV.

3. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI

3.1 Campo fotovoltaico

3.1.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo della JOLYWOOD JW-HD132N da 700 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 3,2mm; 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:



NTOPCon Technology

JW-HD132N

N-type
Bifacial Double Glass Mono Module

675-700W



700W

Maximum Power Output

22.53%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Tolerance



10-30% Additional Power Generation Gain
30 years lifespan brings 10-30% additional power generation comparing with conventional product



Better Weak Illumination Response
Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



ZERO LID (Light Induced Degradation)
N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



Better Temperature Coefficient
Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



Lower LCOE
High bifaciality, high power output, saving BOS cost

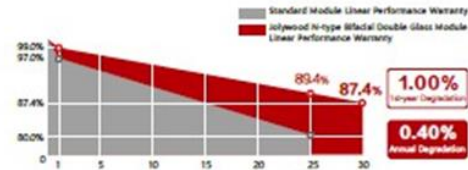


Wider Applicability
BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of N-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests passed
- BNEF Tier One

Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship 30 Years Linear Performance Warranty



Version 2021.10 ©Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. All rights reserved.



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

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaioco della potenza nominale in DC di 49,007 MW e della potenza in DC di 45 MW nel Comune di San Martino in Pensilis (CB)

inverter della SUNGROW nei modelli SG6250HV-MV, 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).

SG6250HV-MV



Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
Max. AC output current	20 kV – 35 kV	
AC voltage range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	< 3 % (at nominal power)	
Harmonic (THD)	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter: IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

3.1.3 Quadro di parallelo (QP)

Il QP è costituito da un quadro elettrico in corrente continua, preposto ad effettuare il collegamento in parallelo almeno 5 stringhe sulla linea di alimentazione all'inverter. Il Quadro, nella fattispecie quello composto da 5 stringhe, è realizzato in poliestere rinforzato con fibra di vetro, con porta cieca munita di serratura, grado di protezione IP 65, doppio isolamento di protezione contro i contatti indiretti, normativa: CEI EN 60439-1; CEI EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49, contenente:

- scaricatore di sovratensione
- n° 5 sezionatore con fusibile, $I_n=16A$
- n° 1 sezionatore, $I_n=160A$
- barra di terra e ogni accessorio per dare il lavoro realizzato a perfetta regola d'arte, compreso il certificato di collaudo.

I sottocampi con meno stringhe presenteranno un sezionatore per ciascuna stringa installata.

3.1.4 Trasformatore MT/BT

La trasformazione MT/BT avviene attraverso un trasformatore, isolato in olio, della potenza di 6250 kVA, installato all'interno della cabina inverte/trasformazione. Le caratteristiche costruttive del trasformatore sono le seguenti.

Trafo da 6250 kVA

Potenza massima trasformatore:	6874 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	6250 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,6 kV / 0,6 kV / (20- 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11y11

3.1.5 Cabina MT di campo

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell’anello con le relative protezioni

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: 16 kA per 1 sec
- Corrente nominale: 400 A

3.2 Cabina di raccolta MT

La cabina MT in campo è raggiunta da un anello sul quale risulta collegato in in entra-esci. L’anello fa capo all’unica cabina di raccolta. All’interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

3.2.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparti M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completa di sezionatori tripolari sotto carico da 630 A – 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 630 A – 36 kV 16KA
- n° 4 scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento ad anello delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari sotto carico da 630 A – 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione.

- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

3.2.2 Trasformatore Servizi Ausiliari MT/BT

È previsto un trasformatore MT/BT, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11
- tensione di corto circuito: 4%

3.2.3 Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente 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 Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione Forma 2 ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 160A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio.

Dimensioni indicative: (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno

Corrente di c.to-c.to: 10 kA 1 sec

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.: 600 V $\pm 5\%$

Frequenza nominale lato c.a.: 50 Hz $\pm 2\%$

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: FG21M21 ovvero H1Z2Z2-K

Tensione massima: 1800 V cc - 1200 V ca

Temperatura massima: 90°C in condizioni di esercizio normali

2 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:

$$V_{\max} \min 2: V_{\text{invMPPTmin}}$$

$$V_{\max} \max < V_{\text{inv MPPT max}}$$

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

dove:

V_{\max} = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$ = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPTmax}}$ = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V_{oc} = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$ = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

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.

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 direttamente interrata:	ARG7HIR - 18/30(36) kV
Materiale del conduttore:	Alluminio
Temperatura massima:	105°C in condizioni di esercizio normali 300°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 (IB), 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:

$$I'z = Iz * K1 * K2 * K3 * K4$$

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 $1^\circ\text{C m}/\text{W}$
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento HEPR
- tensione di riferimento $18/30 \text{ kV}$
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

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 300°C.

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

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 (16 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 105°C e alla fine del corto circuito di 300°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.

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:

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

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 al paragrafo 4.4.3, soddisfa le verifiche esposte al paragrafo 4.4.7, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

Dimensionamento linea di alimentazione principale

Potenza impianto netta	45	MW
Tensione	30	kV
Corrente	885,3	A
Lunghezza cavidotto	5540	m

cavo ARG7HIR - 18/30(36) kV

Sezione (mmq)	portata (A)	Numero di cavi per fasi	Resistenza cavo (Ω/km)	Perdite sulla linea (%)
300	373,4	3	0,108	1,31

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, fino ai quadri di parallelo (QP). 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 MT/BT, 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 interrata 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 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.

Quadro di parallelo in corrente continua (Qp)

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

4. 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:

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.

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.

5. MISURE DI PROTEZIONE

5.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

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

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:

- 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.

6. 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 dei quadri di parallelo;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della Cabina di trasformazione MT/BT;

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 MT/BT;
- 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.

7. 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:

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

10. Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico

11. Verifica degli strumenti di misura

8. 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 49,007 MWp in DC 63.072.516 [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 390 g di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (dati ENEL 2018), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 16.172,44 ton circa

9. 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:

- 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"
- El 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
- 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: V1-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)
- 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
- CEI EN 62053-21/A1: Apparat 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): Apparat 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.