

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI LECCE

Comuni:
Galatina e Galatone

Località "Santa Barbara"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE FOTOVOLTAICA E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - Potenza nominale **40.278,00 kWp in DC** e potenza in immissione di **34.000,00 kW in AC**

Codice Pratica Regione Puglia IPBXVW8

Sezione 10:

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE ED ALLEGATI

Titolo elaborato:

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE - QUADRO PROGETTUALE

N. Elaborato: SIA02

Scala: -

Committente

Galatina 1 S.r.l.

Via Francesco Scandone,4
Montella (AV) - 83048
P.IVA 03126150642
galatina1@legalmail.it

Amministratore Unico
Geom. Braccia Gerardo Carmine

Progettazione



sede legale e operativa
San Martino Sannita (BN) Località Chianarile snc Area Industriale
sede operativa
Lucera (FG) via Alfonso La Cava 114
P.IVA 01465940623
Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Progettista
Dott. Ing. Nicola FORTE



Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE
00	Agosto 2022	MT sigla	PM sigla	NF sigla	Emissione Progetto Definitivo
Nome File sorgente		FV.GAL01.C1.SIA02.R00.doc	Nome file stampa	FV.GAL01.C1.SIA02.R00.pdf	Formato di stampa A3

INDICE

CAPITOLO 1	2
PREMESSA	2
1.1 Oggetto dello Studio Preliminare Ambientale	2
1.2 Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione.....	2
1.3 Aspetti autorizzativi riferiti alla tipologia di intervento	2
CAPITOLO 2	3
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	3
2.1 Criteri progettuali	3
2.2 Descrizione delle soluzioni progettuali considerate.....	3
<i>L'alternativa zero</i>	3
<i>Alternative tecnologiche</i>	3
<i>Alternative tipologiche</i>	4
2.3 Disposizione dei pannelli e definizione del layout d'impianto.....	4
2.4 Modalità di connessione alla Rete	4
2.5 Sintesi della configurazione dell'impianto.....	5
2.6 Caratteristiche tecniche del generatore fotovoltaico.....	5
2.7 Opere civili	6
2.7.1 <i>Sistemazione dell'area di impianto</i>	6
2.7.2 <i>Recinzione perimetrale, cancello, sistema di illuminazione ed antintrusione</i>	6
2.7.3 <i>Sistema di fissaggio e supporto moduli fotovoltaici</i>	6
2.7.4 <i>Viabilità di servizio esterna ed interna al campo fotovoltaico</i>	7
2.7.5 <i>Cabine di campo</i>	7
2.7.6 <i>Cabina di raccolta</i>	7
2.7.7 <i>Stazione elettrica di utente 30/150 kV</i>	7
2.7.8 <i>Opere civili RTN</i>	8
2.8 Opere impiantistiche	8
2.8.1 <i>Normativa di riferimento</i>	8
2.8.2 <i>Condizioni ambientali di riferimento</i>	8
2.9 Cavidotti BT ed MT – Impianto di utenza	8
2.9.1 <i>Descrizione del tracciato dei cavi BT ed MT</i>	8
2.9.2 <i>Caratteristiche dei cavi BT</i>	8
2.9.3 <i>Descrizione dello schema di collegamento MT</i>	8
2.9.4 <i>Caratteristiche tecniche dei cavi MT</i>	9
2.9.5 <i>Tipologia di posa dei cavi MT</i>	9
2.9.6 <i>Accessori</i>	9
2.10 Stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV.....	9
2.11 Opere elettriche RTN	10
2.12 Cavidotto AT.....	10
2.12.1 <i>Descrizione generale</i>	10
2.12.2 <i>Caratteristiche tecniche dei cavi</i>	10

	1
2.12.3 <i>Tipologia di posa</i>	10
2.12.4 <i>Accessori</i>	10
2.13 <i>Interferenze</i>	10
2.14 <i>Stima di producibilità dell'impianto fotovoltaico</i>	10
2.15 <i>Cantierizzazione</i>	11
2.16 <i>Caratteristiche della fase di funzionamento</i>	12
2.17 <i>La gestione dell'impianto</i>	12
2.18 <i>Dismissione dell'impianto</i>	12
ALLEGATI	13

CAPITOLO 1 PREMESSA

1.1 Oggetto dello Studio Preliminare Ambientale

Oggetto del presente studio è la verifica della compatibilità ambientale del progetto proposto dalla società Galatina 1 S.r.l. con sede a Montella (AV) in Via Francesco Scandone 4, che riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico da realizzare nel comune di Galatina (FG) in località "S. Barbara".

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 34 MW e potenza di picco pari a 40,28 MWp da installare nel comune di Galatina (LE) in località "S. Barbara", e con opere di connessione ricadenti nello stesso territorio comunale e solo marginalmente nel territorio del comune di Galatone.

Proponente dell'iniziativa è la società Galatina 1 S.r.l. con sede a Montella (AV) in Via Francesco Scandone, 4.

L'impianto fotovoltaico è costituito da 76720 moduli in silicio policristallino ognuno di potenza pari a 525 Wp. I moduli fotovoltaici sono montati su una struttura in acciaio zincato ancorata al terreno. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire stringhe. L'impianto è organizzato in gruppi di stringhe collegati alle cabine di campo. L'impianto è suddiviso in 4 campi: i campi denominati 1-2-3-4 sono delimitati a Nord/Est dalla SP18 e a Sud/Ovest dalla SP294.

L'energia elettrica viene prodotta da ogni gruppo di moduli fotovoltaici in corrente continua e viene trasmessa all'inverter che provvede alla conversione in corrente alternata. Ogni inverter è posto all'interno di una cabina di campo all'interno della quale è ubicato il trasformatore MT/BT.

Le linee MT in cavo interrato collegheranno fra loro le cabine di campo e quindi proseguiranno alla cabina di raccolta prevista all'interno dell'area campo 4. Dalla cabina di raccolta si svilupperà il collegamento in cavo interrato MT a 30 kV per il trasferimento dell'energia prodotta alla sottostazione di trasformazione di utenza (150/30 kV) prevista all'interno di un'area condivisa con altri produttori che si collegherà in antenna a 150 kV con la futura stazione Terna "Galatina" RTN 380/150 kV da connettere in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Galatina – Taranto Nord".

La proposta progettuale presentata è stata sviluppata in modo da ottimizzare al massimo il rapporto tra le opere di progetto e il territorio, limitare al minimo gli impatti ambientali e paesaggistici e garantire la sostenibilità ambientale dell'intervento.

1.2 Obiettivi e contenuti dello Studio di Impatto Ambientale e della presente relazione

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto in ossequio a quanto richiesto dalla normativa nazionale e regionale in materia ambientale; illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto fotovoltaico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti

dalla sua realizzazione, il quadro delle relazioni spaziali e territoriali che si stabiliscono tra l'opera e il contesto paesaggistico; individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione degli effetti negativi sull'ambiente.

Lo Studio di Impatto Ambientale è strutturato in tre parti:

- QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO nel quale vengono elencati i principali strumenti di pianificazione territoriale ed ambientale, attraverso i quali vengono individuati i vincoli ricadenti sulle aree interessate dal progetto in esame verificando la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni di legge.
- QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE nel quale vengono descritte le opere di progetto e le loro caratteristiche fisiche e tecniche.
- QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE nel quale sono individuati e valutati i possibili impatti, sia negativi che positivi, conseguenti alla realizzazione dell'opera; viene resa la valutazione degli impatti cumulativi, valutati anche in relazione alle procedure di cui alla DGR 2122/2012; si dà conto della fattibilità tecnico-economica dell'intervento e delle ricadute che la realizzazione apporta nel contesto sociale ed economico generale e locale; vengono individuate le misure di mitigazione e compensazione previste per l'attenuazione degli impatti negativi.

La presente relazione rappresenta il QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO del SIA che, come detto, riporta la descrizione del progetto e delle scelte progettuali eseguite. Esso comprende:

- I criteri progettuali seguiti per la definizione del layout d'impianto;
- Le motivazioni delle scelte progettuali attraverso l'analisi di diverse tecnologie e dell'alternativa zero;
- La descrizione delle componenti dell'impianto;
- La stima di producibilità attesa;
- Descrizione della fase di cantierizzazione;
- Indicazioni sulla gestione e sulla manutenzione dell'impianto;
- La dismissione dell'impianto.

1.3 Aspetti autorizzativi riferiti alla tipologia di intervento

Il progetto segue l'iter di Autorizzazione Unica, così come disciplinato dall'art.12 del D.Lgs. 387/03 e dalle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per il procedimento di cui all'art.12 del D.Lgs. 29 dicembre 2003 n.387 per l'autorizzazione alla

costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guide tecniche per gli impianti stessi".

Per ciò che attiene gli aspetti ambientali, il progetto di impianto fotovoltaico in esame risulta soggetto a procedura di VIA in sede statale ai sensi dell'art. 7 bis comma 2 del D.Lgs. 152/2006. Infatti, data la potenza di picco superiore a 10 MW, l'impianto rientra tra i progetti di cui all'allegato II alla parte seconda del Decreto, così come modificato dall'art.31 comma 6 della Legge n.108 del 2021.

CAPITOLO 2

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

2.1 Criteri progettuali

Il progetto costituisce la sintesi del lavoro di un team di architetti, paesaggisti, esperti ambientali e ingegneri che ad esso hanno contribuito fino dalle prime fasi di impostazione del lavoro.

Ferma restando l'adesione alle norme vigenti in materia di tutela paesaggistica e ambientale, la proposta progettuale indaga e approfondisce i seguenti aspetti:

- Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito, con particolare riguardo ai sistemi che compongono il paesaggio (acqua, vegetazione, uso del suolo, viabilità carrabile e percorsi pedonali, conformazione del terreno, colori) - (Rif. Elaborati sezione 2 e sezione 3);
- La disposizione dell'impianto sul territorio, lo studio della sua percezione rispetto a punti di vista prioritari o a visioni in movimento (strade) - (Rif. Studio di Impatto Ambientale e sezione 8).
- I caratteri dei pannelli e della struttura di sostegno, con indicazioni riguardanti materiali, colori, forma, con particolare attenzione alla manutenzione, durabilità e dismissione a fine vita utile dell'impianto (Rif. Sezione 4 del progetto);
- Le trasformazioni connesse alla realizzazione dell'impianto quali per esempio l'inserimento di nuovi percorsi, la gestione dell'impianto, i collegamenti tra l'impianto e le strutture complementari e/o di servizio; (Rif. Sezione 3 del progetto);
- Le forme e i sistemi di valorizzazione e fruizione pubblica delle aree e dei beni paesaggistici (accessibilità, percorsi e aree di fruizione, servizi, ecc.);

Le indicazioni per l'uso di materiali nella realizzazione dei diversi interventi previsti dal progetto (percorsi e aree fruibili, strutture), degli impianti arborei e vegetazionali (con indicazione delle specie autoctone previste), eventuali illuminazioni delle aree e delle strutture per la loro valorizzazione nel paesaggio (Rif. Sezione 4 del progetto).

Con riferimento agli aspetti suddetti, i criteri adottati al fine di migliorare l'inserimento dell'impianto nel territorio senza, tuttavia, trascurare i criteri di rendimento energetico determinati dalla migliore esposizione dell'impianto rispetto all'irradiazione, sono i seguenti:

- Rispetto dell'orografia del terreno (limitazione delle opere di scavo/riporto) - in tale ottica la l'area d'intervento è stata scelta su una porzione pianeggiante del territorio di Galatina in modo da non dover intervenire con movimenti di terra;
- Riutilizzo della viabilità esistente e rifacimento di parte della viabilità esistente rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche percettive generali del sito;
- Impiego di materiali che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, recinzione, ecc.) e sistemi vegetazionale;

- Attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino, per quanto possibile, della situazione "ante operam".

2.2 Descrizione delle soluzioni progettuali considerate

Nel presente paragrafo viene motivata la scelta del sito di sviluppo del progetto e la scelta della soluzione tecnica di progetto.

L'alternativa zero

L'alternativa zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del progetto, prevede di conservare le aree in esame come suoli a destinazione agricola.

Tale alternativa non dà la possibilità di sfruttare appieno le potenzialità del sito che, oltre alla destinazione tradizionale dell'area, si caratterizza anche per l'elevato potenziale di radiazione.

Si fa notare inoltre che, allo stato attuale, l'area si inserisce in ambito presenta fortemente vocato alla creazione di energia, soprattutto da fonti innovative. Infatti, nell'ambito dell'area vasta sono presenti già altri impianti fotovoltaici esistenti ed autorizzati.

Si consideri che l'utilizzo della tecnologia fotovoltaica comporta una notevole riduzione dell'utilizzo dei combustibili convenzionali, con due importanti conseguenze ambientali:

- risparmio di fonti energetiche non rinnovabili;
- riduzione delle emissioni globali di CO₂.

L'alternativa zero, sebbene consenta il mantenimento dello stato di fatto, è assolutamente in controtendenza rispetto agli obiettivi, internazionali (rif. Accordo di Parigi sul Clima) e nazionali (rif. Strategia Energetica Nazionale, PNIEC, PNRR), di decarbonizzazione nella produzione di energia e di sostegno alla diffusione delle fonti rinnovabili nella produzione di energia.

Il mantenimento dello stato attuale, allo stesso tempo, non incrementa l'impatto occupazionale connesso alla realizzazione dell'opera.

La realizzazione dell'intervento prevede la necessità di risorse da impegnare sia nella fase di cantiere che di gestione dell'impianto, aggiungendo opportunità di lavoro a quelle che derivano dalla coltivazione dei suoli, comunque rafforzate. Tale opportunità è tanto più importante se si pensa che le zone interessate dalla realizzazione si caratterizzano per essere tra quelle che in Italia presentano livelli di disoccupazione molto alti.

In definitiva, la "non realizzazione dell'opera" permetterebbe di mantenere lo stato attuale, senza l'aggiunta di nuovi elementi sul territorio; scenario che sarebbe anche poco sensato visto l'intorno ricco di infrastrutture e viste le attuali linee strategiche nazionali ed europee che mirano a incrementare e rafforzare il sistema delle "energie rinnovabili".

Al contempo tale scelta limiterebbe lo sfruttamento delle risorse disponibili sull'area e i notevoli vantaggi connessi con l'impiego della tecnologia fotovoltaica, quali:

- produzione di energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali il fotovoltaico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi;
- riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, dai piani e programmi nazionali ed internazionali, ovvero la dismissione entro il 2030 di tutte le centrali termoelettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale;
- riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri;
- ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto;
- possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco fotovoltaico nella fase di esercizio.

Per quanto concerne gli eventuali impatti connessi, molto dipendono dalle scelte progettuali effettuate e dalle modalità con le quali l'opera viene inserita nel contesto. Per tale motivo, come meglio si dirà nei paragrafi a seguire, è stata mostrata particolare attenzione alla scelta dei criteri progettuali d'inserimento, al fine di ridurre o limitare per quanto possibile l'insorgere di eventuali impatti.

Alternative tecnologiche

Il conseguimento dei vantaggi in parte citati al paragrafo precedente, concernenti in particolare la produzione di energia a basse emissioni di CO₂, il contenimento del consumo delle risorse naturali, il sostegno all'occupazione, possono essere raggiunti attraverso la realizzazione di un impianto alimentato da fonti energetiche rinnovabili.

Nel caso in esame si è scelto di far riferimento alla risorsa solare. Una possibile alternativa potrebbe essere quella eolica.

Dal punto di vista degli impatti ambientali mettendo a confronto le due tecnologie emerge che:

- In termini di occupazione di superficie, l'installazione eolica risulta essere più vantaggiosa in quanto la sottrazione di suolo determinata dall'impianto fotovoltaico è totale mentre nel caso dell'impianto eolico le pratiche agricole possono continuare indisturbate su tutte le aree contigue a quelle di installazione;
- L'impatto visivo determinato dall'impianto eolico è sicuramente maggiore dato lo sviluppo verticale degli aerogeneratori;

- L'impatto determinato dall'impianto fotovoltaico sulle componenti naturalistiche, come argomentato nel quadro ambientale e nello studio naturalistico, è basso;
- Dal punto di vista acustico l'impatto determinato da un impianto eolico sicuramente è maggiore rispetto all'impianto fotovoltaico di progetto;
- Dal punto di vista dell'elettromagnetismo, per entrambe le tipologie di installazione gli impatti sono trascurabili.

Alternative tipologiche

Esistono Le tecnologie di produzione delle celle fotovoltaiche si dividono sostanzialmente in tre tipologie: silicio amorfo, silicio monocristallino e silicio policristallino.

- Silicio Amorfo: Rappresenta il modulo fotovoltaico più economico, ma anche quello con il minor rendimento e anche soggetto ad un degrado del rendimento nel tempo. Questo tipo di pannello fotovoltaico si presenta come una lastra di vetro grigio/bluastro di colore uniforme, lo spessore è di pochi millimetri e, solitamente è dotato di una cornice in alluminio per conferire maggiore robustezza o maneggevolezza al modulo stesso. In pratica un vetro trasparente speciale viene rivestito su di un lato, con vari passaggi, di silicio allo stato amorfo e di vari altri prodotti, al fine di creare un ottimo livello di impermeabilità e di isolamento elettrico. Il lato trasparente è quello che si esporrà al Sole, mentre sullo strato opaco sono fissati dei profili di alluminio per il fissaggio alla struttura. Dallo stesso lato partono i due fili che portano la corrente generata dal pannello solare all'impianto di trasformazione. Il rendimento di questi pannelli fotovoltaici va dal 6 al 10 % circa, ma, nei primi due mesi di vita, il rendimento diminuisce di circa il 20 %, per poi rimanere stabile.

Da un punto di vista di "costo energetico per la natura" il pannello fotovoltaico in silicio amorfo è il prodotto che si difende meglio, in quanto, necessitando di un quantitativo abbastanza basso di energia per essere prodotto, riesce a restituire in pochi anni l'energia che è stata usata per produrlo, e riesce a generarne fino a 10-12 volte di più, nell'arco della sua vita. Un altro vantaggio che potrebbe essere importante dei moduli a silicio amorfo è legato al fatto che, durante le giornate nuvolose, ombreggiate, o nelle ore serali e mattutine, si ottengono dei rendimenti superiori anche dell'8-15% rispetto alle tecnologie mono e poli-cristalline, in quanto questa tecnologia riesce a sfruttare anche questi momenti particolari. Se ne deduce quindi che i pannelli solari a silicio amorfo sono particolarmente indicati per le zone dove spesso c'è la presenza di nuvole o ostacoli fisici che generano ombre.

- Silicio Policristallino e Monocristallino: Queste due tipologie di moduli fotovoltaici appaiono esteticamente come tante celle quadrate, o rettangolari, affiancate sotto una lastra di vetro in una cornice di alluminio. In pratica il modulo fotovoltaico è composto da circa 30-70 celle fotovoltaiche singole affiancate, elettricamente unite e fissate attraverso particolari materiali ad una o più lastre di vetro in una

cornice normalmente in alluminio, al fine di dare al tutto una certa robustezza, maneggevolezza, ed ovviamente isolamento dagli agenti atmosferici.

Il rendimento globale di un pannello solare in silicio monocristallino è di circa il 13-17 %, mentre quello di un pannello solare in silicio policristallino è di circa il 12-14 %. Quindi, a parità di spazio, rispetto al modulo solare in silicio amorfo, si hanno dei rendimenti doppi, o quasi tripli.

Un difetto di questa ultima tecnologia fotovoltaica, è legata ad un sostanziale diminuzione, od anche abbattimento del rendimento, in caso di ombre particolari che coprono anche una piccola porzione del modulo, o nel caso di nuvole, o ancora durante le ore serali o della mattina presto. Fatto è che comunque questi due tipi di pannelli fotovoltaici rimangono ottimi prodotti di qualità e stabilità del rendimento, che appunto rimane costante e garantito nel tempo, anche per 25 anni e, producendo più energia a parità di spazio occupato ottimizzano lo spazio.

L'installazione di questa tipologia di moduli è raccomandabile ed appropriato anche nel caso si disponga di un lotto e/o di un'area non eccessivamente ampia, oppure si voglia limitare al minimo l'impatto visivo nei confronti dell'impianto solare all'esterno, o ci si voglia affidare ad una tecnologia di ottima qualità e durevole nel tempo.

Nel caso dell'impianto fotovoltaico di progetto si è optato per la massimizzazione della potenza di impianto in relazione alla superficie disponibile. Per questo motivo la scelta sulla tecnologia costruttiva dei moduli è caduta sul tipo di modulo commerciale a più alto rendimento possibile e di estrema affidabilità, cioè sul modulo in silicio monocristallino.

Questa scelta risulta sicuramente conveniente, sia sotto il profilo ambientale, che sotto l'aspetto economico di producibilità, che sotto il profilo di garanzia di funzionamento dei pannelli.

2.3 Disposizione dei pannelli e definizione del layout d'impianto

La progettazione dell'impianto fotovoltaico è stata svolta tenendo conto delle indicazioni provenienti dalla pianificazione territoriale ed urbanistica, avendo avuto cura di evitare di localizzare l'impianto all'interno e in prossimità delle aree soggette a tutela ambientale e paesaggistica o definite non idonee dalla normativa nazionale e regionale.

Non a caso l'impianto è stato localizzato all'esterno delle aree ritenute "non idonee" dal PPTR, dal RR 24/2010 e all'esterno delle aree delicate dal punto di vista del PAI e dal punto di vista naturalistico.

Una volta individuata l'area idonea per l'installazione è stato definito il layout d'impianto.

In particolare, si è deciso di disporre i tracker su cui verranno installati i moduli fotovoltaici come segue:

- Orientamento dei tracker orizzontali in direzione nord/sud;
- Rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest)
- Distanza minima in direzione est/ovest tra i tracker pari a 3,55 m;

- Distanza minima in direzione nord/sud tra i tracker pari a 0,50 m;

I tracker saranno posizionati in file parallele e opportunamente distanziate per mantenere gli spazi necessari sia per minimizzare il loro reciproco ombreggiamento, sia per la definizione di "corridoi" naturali transitabili con piccole macchine operatrici per la manutenzione ordinaria e straordinaria.

In sintesi l'impianto presenta:

N. 76720 moduli fotovoltaici da 525 Wp collegati in stringhe installate su strutture di supporto;

N°34 inverter di potenza nominale 998 kVA;

N°34 trasformatori MT/BT di potenza nominale 1000 kVA;

N°43 cabine di campo all'interno dell'area d'impianto;

Una cabina di raccolta 30kV all'interno dell'area d'impianto;

L'immagine a seguire riporta il layout dell'impianto fotovoltaico.

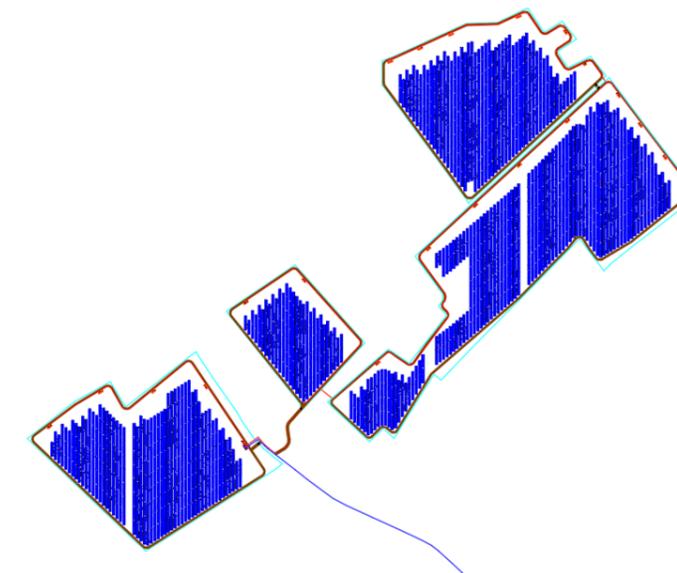


Figura 1 – Schema layout dell'impianto

2.4 Modalità di connessione alla Rete

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e rete idrica con la delibera ARG/elt99/08 (TICA) e s.m.i. stabilisce le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Il campo di applicazione è relativo anche ad impianti di produzione e si prefigge di individuare il punto di inserimento e la relativa connessione, dove per inserimento s'intende l'attività d'individuazione del punto nel quale l'impianto può essere collegato, e per connessione s'intende l'attività di determinazione dei circuiti e dell'impiantistica necessaria al collegamento.

L'impianto fotovoltaico di Galatina 1 S.r.l. avrà una potenza in AC pari a 34 MW e potenza in DC pari a 40,28 MWp. Il proponente ha ottenuto

da Terna (**Codice identificativo 202001978**) il preventivo di connessione ed è stato accettato in data 16/03/2021.

2.5 Sintesi della configurazione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico di progetto ha una potenza complessiva di picco installata pari a 40,28 MWp ed è costituito da 76720 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 525 Wp. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire stringhe da 28 moduli. Ogni stringa è montata su una struttura in acciaio zincato ancorata al terreno. L'impianto è organizzato in gruppi di stringhe collegati alle cabine di campo.

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione/installazione di:

N. 76720 moduli fotovoltaici da 525 Wp collegati in stringhe installate su strutture di supporto;

N°34 inverter di potenza nominale 998 kVA;

N°34 trasformatori MT/BT di potenza nominale 1000 kVA;

N°43 cabine di campo all'interno dell'area d'impianto;

Una cabina di raccolta interna all'area ubicata all'interno del sottocampo 4;

Recinzione esterna perimetrale alle aree di installazione dei pannelli fotovoltaici

N°4 cancelli carrai da installare, ognuno, lungo la recinzione perimetrale per gli accessi alle quattro aree campo;

Realizzazione di circa 6900 m di viabilità interna ai campi fotovoltaici;

Una linea in cavo interrato MT di collegamento interno tra le aree del campo e di collegamento con la cabina di raccolta per una lunghezza di circa 4075 m;

Una linea in cavo interrato MT di collegamento esterno tra l'area d'impianto e la stazione di utenza AT/MT (lunghezza circa 5470 m);

Una stazione elettrica di utenza AT/MT con sezione a 150 kV condivisa con altri produttori e collegata alla sezione 150 kV della futura Stazione Elettrica di trasformazione della Rete di Trasmissione Nazionale 150/380 kV "SPECCHIA" di Galatina (LE).

L'energia elettrica viene prodotta da ogni gruppo di moduli fotovoltaici in corrente continua e viene trasmessa all'inverter che provvede alla conversione in corrente alternata. L'inverter è posto all'interno della cabina di campo all'interno della quale è ubicato il trasformatore MT/BT.

Le linee MT in cavo interrato collegheranno fra loro gruppi di cabine di campo e quindi proseguiranno dapprima alla cabina di raccolta ed in seguito alla stazione di utenza AT/MT.

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

Opere civili: installazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici; realizzazione della viabilità interna al campo fotovoltaico; realizzazione della recinzione perimetrale al campo fotovoltaico; realizzazione degli scavi per la posa dei cavi elettrici; realizzazione delle cabine di campo, della cabina di raccolta e della stazione elettrica di utenza;

Opere impiantistiche: installazione dei moduli fotovoltaici collegati in stringhe; installazione degli inverter e dei trasformatori all'interno delle cabine di campo; installazione delle apparecchiature e realizzazione dei collegamenti all'interno della cabina di raccolta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra i moduli fotovoltaici, le cabine di campo, la cabina di raccolta e la stazione elettrica di utenza. Realizzazione delle apparecchiature elettromeccaniche della stazione elettrica di utenza. Realizzazione degli impianti di terra dei gruppi di campo, delle cabine di campo, della cabina di raccolta e della stazione elettrica di utenza.

2.6 Caratteristiche tecniche del generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è composto complessivamente da 76720 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino, con trattamento antiriflettente, vetro temperato, resine EVA, strati impermeabili e cornice in alluminio. Tali moduli sono collegati in serie fra di loro in modo da formare serie di stringhe. L'intero impianto è suddiviso in 34 sottocampi ognuno gestito da più inverter centralizzati. Più in dettaglio i sottocampi sono organizzati nel seguente modo:

- **SOTTOCAMPO 1:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 2:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 3:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 4:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 5:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 6:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 7:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 8:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 9:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 10:** composto da 2296 moduli (n.41 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 11:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.

- **SOTTOCAMPO 12:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 13:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 14:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 15:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 16:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 17:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 18:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 19:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 20:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 21:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 22:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 23:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 24:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 25:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 26:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 27:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 28:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.

- **SOTTOCAMPO 29:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 30:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 31:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 32:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 33:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest.
- **SOTTOCAMPO 34:** composto da 2240 moduli (n.40 strutture da 56moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest

Dal punto di vista elettrico, l'impianto nel suo complesso è funzionalmente diviso in 34 blocchi da 1 MVA di potenza AC.

La potenza complessiva di picco lato corrente continua risulta essere di 40,28 MWp (potenza DC), mentre lato corrente alternata la potenza risulta essere 34 MW.

Gli inverter di progetto sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT), per cui è insignificante la curva caratteristica dei moduli. Inoltre, costruiscono l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori limiti di rete stabiliti dalla CEI 0-16. Le uscite degli inverter saranno collegate al secondario dei relativi trasformatori MT/BT. Gli inverter saranno monitorati da locale e/o remoto, tramite interfaccia RS485 o collegamento seriale a modem del ponte radio.

Per la realizzazione del campo fotovoltaico si useranno moduli tipo JINKO SOLAR modello JKM525M. I dati tecnici riportati nel seguito sono da intendersi riferiti alle condizioni STC (Standard Test Conditions) corrispondenti a temperatura ambiente pari a 25°C, irraggiamento solare pari a 1KW/ m², Air Mass 1,5. In figura si riportano le caratteristiche dei moduli fotovoltaici:

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM515M-7TL4-TV		JKM520M-7TL4-TV		JKM525M-7TL4-TV		JKM530M-7TL4-TV		JKM535M-7TL4-TV	
	SCT	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	515Wp	383Wp	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.08V	37.27V	40.22V	37.42V	40.36V	37.56V	40.49V	37.70V	40.63V	37.84V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.28A	12.93A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.58V	45.85V	48.72V	45.99V	48.86V	46.12V	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.37%		20.56%		20.76%		20.96%		21.16%	
Operating Temperature(°C)	-40°C→+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0→+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN						
	Maximum Power (Pmax)	541Wp	546Wp	551Wp	557Wp	562Wp
5%	Module Efficiency STC (%)	21.38%	21.59%	21.80%	22.01%	22.21%
18%	Maximum Power (Pmax)	592Wp	598Wp	604Wp	610Wp	615Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.42%	23.65%	23.87%	24.10%	24.33%
25%	Maximum Power (Pmax)	644Wp	650Wp	656Wp	663Wp	669Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.46%	25.70%	25.95%	26.20%	26.45%

Figura 2: Caratteristiche moduli fotovoltaici di progetto

I gruppi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale inverter e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

I gruppi di conversione di progetto saranno del tipo SANTERNO SUNWAY TG900 1500V TE - 640 STD o similare; si riportano nel seguito le caratteristiche principali.

2.7 Opere civili

Per la realizzazione dell'impianto, come già detto, sono da prevedersi l'installazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici; la realizzazione della viabilità interna al campo fotovoltaico; la realizzazione della recinzione perimetrale al campo fotovoltaico; la realizzazione degli scavi per la posa dei cavi elettrici; realizzazione delle cabine di campo, della cabina di raccolta e delle opere relative al punto di connessione.

2.7.1 Sistemazione dell'area di impianto

Data la natura pianeggiante del terreno ove è prevista l'installazione dei pannelli fotovoltaici, non sono necessarie grandi opere per la sistemazione dell'area, in particolare non sono previsti sbancamenti o grandi movimenti di terra. La prima operazione consisterà nella delimitazione di tutta l'area d'impianto, dopodiché si procederà alle operazioni di livellamento e compattamento del terreno, eventuali affossamenti saranno integralmente livellati con il terreno di riporto

degli scavi per l'esecuzione delle strade interne e dei cavidotti, previa esecuzione della caratterizzazione ambientale. In tal modo si limiterà al minimo, se non del tutto, il materiale da destinare a discarica o da conferire ad altro sito. In corrispondenza dell'area ove verrà installato il campo 4 preventivamente all'esecuzione dei lavori verranno rimossi i resti murari che, come già detto, risultano in stato di degrado. Tali resti verranno riutilizzati per le sistemazioni delle aree nella disponibilità della proponente ed esterne ai campi fotovoltaici o, in alternativa, verranno conferiti a centro di recupero/discarica autorizzata.

2.7.2 Recinzione perimetrale, cancello, sistema di illuminazione ed antintrusione

Perimetralmente all'area del campo fotovoltaico è prevista la realizzazione di una recinzione con lo scopo di proteggere l'impianto.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta circa 170 m e sormontata da filo spinato, collegata a pali in acciaio tintecciati verdi alti 2,4 m infissi direttamente nel suolo per una profondità di circa 60 cm. È stata evitata la scelta di recinzioni ancorare a cordoli di fondazione che risulta essere a maggior impatto ambientale. Per consentire il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia si prevede di installare la recinzione in modo da garantire lungo tutto il perimetro dell'impianto un varco di 20 cm rispetto al piano campagna. In tal modo l'intervento risulterà "permeabile" alla cosiddetta microfauna locale. Per consentire l'accesso alle aree d'impianto sono previsti diversi cancelli carrai a due ante, con luce netta 5 m ed ante montate su pali in acciaio fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato collegati da cordolo.

All'interno dell'area d'impianto e perimetralmente alla recinzione è previsto un sistema di illuminazione e videosorveglianza che sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali saranno dislocati ogni 50 m di recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti e le videocamere del sistema di sorveglianza.

L'illuminazione avverrà dall'alto verso il basso in modo da evitare la dispersione verso il cielo della luce artificiale in accordo con quanto previsto dalla normativa regionale e nazionale in materia di inquinamento luminoso (ad esempio l.r. 23 novembre 2005, n. 15).

I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto fotovoltaico. Il sistema di illuminazione/videosorveglianza avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale.

I particolari costruttivi relativi a cancello, recinzione e sistema illuminazione/videosorveglianza sono riportati nella sezione 4 del progetto.

2.7.3 Sistema di fissaggio e supporto moduli fotovoltaici

Per quanto riguarda la sistemazione e l'ancoraggio dei moduli costituenti il generatore fotovoltaico è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare, sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli fotovoltaici incorniciati, realizzati in profilati di alluminio e bulloneria in acciaio.

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. Il supporto del pannello è costituito da un unico piede alto circa 2 metri al mozzo, inclinato verso sud di 1°, mentre l'asse orizzontale nord sud ruota durante l'arco del giorno da -60° a +60° in modo tale che il punto più basso del pannello disti 400 mm da terra e viceversa 2150 mm nel punto più alto.

Ciascuna delle file di moduli fotovoltaici risulterà sorretta da quattro profili trasversali in alluminio i quali, a loro volta, saranno vincolati al telaio sottostante per mezzo di opportuni ganci.

Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file parallele ed opportunamente distanziate per mantenere gli spazi necessari sia per minimizzare il loro reciproco ombreggiamento, sia per la definizione di corridoi naturali transitabili con piccole macchine operatrici per la manutenzione e lavaggio degli specchi e la necessaria pulizia dei luoghi (eventuali falciature, ripristino e manutenzione della regimazione idrica, ecc.)

2.7.4 Viabilità di servizio esterna ed interna al campo fotovoltaico

L'impianto di progetto è suddiviso in diversi lotti tutti prossimi alla viabilità esistente. Per raggiungere le aree di installazione, non saranno realizzate nuove strade ma solo non brevi raccordi viari. Qualora a seguito dei rilievi di dettaglio della fase esecutiva, dovesse essere necessario, si provvederà alla sistemazione di alcuni tratti della viabilità esistente al fine di consentire il transito dei mezzi nella fase di costruzione e gestione del parco.

All'interno delle aree d'impianto è prevista la realizzazione di una viabilità perimetrale che corre lungo la recinzione per consentire di raggiungere le cabine di campo.

La viabilità complessiva da realizzarsi all'interno delle aree di impianto presenta uno sviluppo lineare complessivo di 6900 m.

La viabilità avrà un pacchetto di spessore di 40 cm tale da consentire sia durante la fase di cantiere che in caso di sostituzione delle cabine, il transito di mezzi a carico maggiore. Si fa presente che lo spessore del pacchetto stradale potrà essere ridefinito in fase di progettazione esecutiva a seguito degli approfondimenti che verranno effettuati sulla portanza del terreno e sui carichi in transito.

Le operazioni che verranno eseguite per la realizzazione della viabilità interna all'area d'impianto sono le seguenti:

Tracciamento stradale: pulizia del terreno consistente nello scoticamento per uno spessore pari al pacchetto previsto;

Posa di eventuale geotessuto e/o geogriglia da valutare in base alle caratteristiche geomeccaniche dei terreni in fase di progettazione esecutiva;

Realizzazione dello strato di fondazione: è il primo livello della sovrastruttura, ed ha la funzione di distribuire i carichi sul sottofondo. Lo strato di fondazione, costituito da un opportuno misto granulare di

pezzatura fino a 15 cm, deve essere messo in opera in modo tale da ottenere a costipamento avvenuto uno spessore di circa 30 cm (da rivalutare eventualmente in fase di progettazione esecutiva);

Realizzazione dello strato di finitura: costituisce lo strato a diretto contatto con le ruote dei veicoli e avrà uno spessore finito di circa 10 cm, che si distingue dallo strato di base in quanto caratterizzato da una pezzatura con diametro massimo di 3 cm, mentre natura e caratteristiche del misto, modalità di stesa e di costipamento, rimangono gli stessi definiti per lo strato di fondazione.

Al termine dei lavori, e quindi del transito dei mezzi di cantiere, si prevede la regolarizzazione del tracciato stradale utilizzato in fase di cantiere, secondo gli andamenti precisati nel progetto della viabilità di esercizio; si prevede altresì il ripristino della situazione ante operam di tutte le aree esterne alla viabilità finale e utilizzate in fase di cantiere nonché la sistemazione di tutti gli eventuali materiali e inerti accumulati provvisoriamente.

2.7.5 Cabine di campo

Come descritto precedentemente ad ogni sottocampo è associata una cabina di campo, in particolare per l'impianto fotovoltaico saranno previste 43 cabine di campo; gruppi di cabine saranno collegate tra di loro mediante un cavidotto MT interrato denominato "cavidotto interno". Quest'ultimo giungerà ad una cabina di raccolta a partire dalla quale si svilupperà un cavidotto MT interrato, denominato "cavidotto esterno" per collegamento dell'impianto alla stazione elettrica di utente 30/150 Kv.

Per le cabine di campo si adotterà la soluzione integrata prevista da ELETTRONICA SANTERNO, ovvero un container costituito da:

Locale BT;
Inverter AC/DC
Trasformatore MT/BT;
Locale MT.

In particolare, per i 34 sottocampi sarà prevista una cabina di campo SUNWAY STATION 1000 o similare.

Nell'elaborato FV.GAL01.C1.5.6 sono riportati i disegni architettonici delle cabine di campo.

2.7.6 Cabina di raccolta

La cabina di raccolta si pone come interfaccia tra l'impianto fotovoltaico e la SE di utenza. Il progetto prevede una cabina di raccolta di dimensioni 10,76 x 4,76 x 3,50 m (Consultare elaborato di progetto FV.GAL01.C1.5.4). Secondo la soluzione di progetto la cabina è ubicata all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico e in particolare all'interno del campo 4.

La cabina dovrà essere prefabbricata, e dovrà essere realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante completa di porta di accesso e griglie di aerazione.

Le pareti sia interne che esterne, di spessore non inferiore a 7-8 cm, dovranno essere trattate con intonaco murale plastico. Il tetto di spessore non inferiore 6-7 cm, dovrà essere a corpo unico con il resto della struttura, dovrà essere impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm

e successivamente protetta. Il pavimento dovrà essere dimensionato per sopportare un carico concentrato di 50 kN/m² ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m².

Sul pavimento dovranno essere predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi MT e BT, completo di botola di accesso al vano cavi.

L'armatura interna del monoblocco dovrà essere elettricamente collegata all'impianto di terra, in maniera tale da formare una rete equipotenziale uniformemente distribuita su tutta la superficie del chiosco.

Le porte dovranno avere dimensioni 1600x2650 (H) mm, dovranno essere dotate di serratura di sicurezza interbloccabile alla cella MT, e le griglie di aerazione saranno il tipo standard di dimensioni 1200x500 (H) mm. I materiali da utilizzare sono o vetroresina stampata, o lamiera, ignifughe ed autoestinguenti.

La base della cabina dovrà essere sigillata alla platea, mediante l'applicazione di un giunto elastico tipo: ECOACRIL 150; successivamente la sigillatura dovrà essere rinforzata mediante cemento antiritiro.

2.7.7 Stazione elettrica di utente 30/150 kV

La stazione elettrica di utenza è costituita da un'area elettrica chiusa e da un'area elettrica chiusa comune a più produttori, dove verranno realizzate le seguenti opere civili:

- Recinzione esterna ed interna;
- Strade di circolazione, accesso e piazzali carrabili;
- Realizzazione di locali tecnici;
- Formazioni dei basamenti delle apparecchiature elettriche;

Per la realizzazione delle recinzioni sarà necessario eseguire scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico ed il materiale di risulta, qualora non utilizzato in loco verrà portato alla pubblica discarica.

La recinzione sarà costituita ove necessario, da una parte della sua altezza, gettata in opera, e da una parte in elevazione costituita da un grigliato metallico zincato o in PRFV sormontato da montanti dello stesso materiale.

L'altezza fuori terra della recinzione, rispetto alla parte accessibile dall'esterno, deve essere almeno di 2.5 m.

Nell'area elettrica verranno realizzati i locali tecnici adatti a contenere i quadri elettrici necessari all'esercizio e alla gestione della stazione elettrica. Detti locali saranno realizzati in opera, ma in relazione ad una serie di condizioni, il proponente potrà in fase realizzativa optare per un edificio prefabbricato, conservando le stesse dimensioni geometriche e le stesse caratteristiche architettoniche e strutturali. L'edificio utente di competenza del proponente sarà a pianta rettangolare divisi in 7 locali denominati rispettivamente "locale Misure", "Locale TLC", "locale GE", "locale BT", locale TR SA, locale MT, locale magazzino. (Riferimento elaborato FV.GAL01.C1.5.4)

Per la realizzazione degli edifici si eseguiranno degli scavi con mezzo meccanico, sia in sezione ristretta per le opere interrate, sia in sezione aperta per lo sbancamento di terreno coltivo per la

formazione di massicciata. Le opere di getto in calcestruzzo vengono armate con barre di ferro tonde omogeneo di adeguato diametro risultante dai calcoli dell'ingegnere incaricato.

Le murature esterne sono in foratoni semiportanti dello spessore minimo di cm 25 e vengono poste in opera con malta cementizia. Il solaio superiore sarà di tipo piano con pendenze minime per lo smaltimento delle acque meteoriche, mentre il solaio del piano rialzato ha i conici di altezza minima pari a cm.18 in quanto deve sopportare pesi maggiori per le apparecchiature elettriche che verranno posate.

Gli intonaci, sia esterni che interni, vengono eseguiti con il rustico in malta di cemento e soprastante stabilitura di cemento.

La pavimentazione dell'intercapedine viene realizzata con sottofondo in ghiaia grossa e getto di calcestruzzo per formazione della caldana.

La soletta di copertura dell'edificio viene isolata dalle intemperie con la posa di un massetto in calcestruzzo impastato con granulato di argilla espansa, di una membrana impermeabile armata in lamina di alluminio stesa a caldo, dello spessore di mm 3, di pannelli in poliuretano espanso rivestito con cartonfeltro bitumato dello spessore di cm 4 e soprastante membrana sintetica elastomerica applicata su vernice primer bituminosa.

Per la realizzazione dei basamenti delle apparecchiature e delle fondazioni dei locali si eseguiranno scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico.

La fondazione a vasca (per la raccolta di acqua ed eventuale fuoriuscita di olio) dei trasformatori sarà trattata con resina epossidica per rendere le pareti impermeabili ed evitare la perdita di liquidi.

Per le vie cavo energia e segnalamento, verranno posati in numero e dimensioni adeguate tubi in pvc/hdpe a secondo delle loro funzionalità e vengono ricoperti con getto di calcestruzzo magro. Tutti i pozzetti sono completi di chiusini in cemento o ghisa per ispezione.

Vengono posati tubi in pvc del diametro opportuno per raccolta e scarico delle acque piovane del piazzale, e saranno ricoperti di calcestruzzo. Si prevede di completare l'opera dei drenaggi con la posa di pozzetti stradali a caditoia, completi di sifone incorporato e di griglia in ghisa del tipo pesante carrabile.

Il piazzale della stazione elettrica viene realizzato con massicciata in misto di cava o di fiume priva di sostanze organiche, di pezzatura varia e continua con elementi fino ad un diametro massimo di 12 cm. Viene posata a strati non superiori a 30 cm., costipata meccanicamente con rullo vibratore adatto e viene sagomata secondo le pendenze di progetto per un miglior scarico delle acque nei pozzetti a griglia.

Sovrastante alla massicciata viene posata la pavimentazione bituminosa in bitumato a caldo per uno spessore compreso di cm. 10 e rullato con rullo vibratore. Superiormente viene steso il tappeto d'usura in conglomerato bituminoso, tipo bitulite, confezionato a caldo, steso per uno spessore con nesso di cm. 2,5 con rullo vibrante.

2.7.8 Opere civili RTN

Le opere civili necessarie per la connessione dell'impianto fotovoltaico con la sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica di trasformazione della Rete di Trasmissione Nazionale 150/380 kV

“SPECCHIA” di Galatina (LE), sono riportate negli elaborati della sezione Benestare Terna.

2.8 Opere impiantistiche

2.8.1 Normativa di riferimento

Le opere in argomento saranno progettate, costruite e collaudate in osservanza di:

Norme CEI, IEC, CENELEC, ISO, UNI in vigore al momento della accettazione, con particolare attenzione a quanto previsto in materia di compatibilità elettromagnetica;

Vincoli paesaggistici ed ambientali;

Disposizioni e prescrizioni delle Autorità locali, Enti ed Amministrazioni interessate;

Disposizioni nazionali derivanti da leggi, decreti e regolamenti applicabili, con eventuali aggiornamenti, vigenti al momento della consegna del nuovo impianto, con particolare attenzione a quanto previsto in materia antinfortunistica.

Vengono di seguito elencati come esempio, alcuni riferimenti normativi relativi ad apparecchiature e componenti d'impianto.

- Norma CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici.
- Norma CEI 99-3 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- Norma CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- Norma CEI-Unel 35027

2.8.2 Condizioni ambientali di riferimento

Altezza sul livello del mare	< 1000 m
Temperatura ambiente	-25 +40°C
Temperatura media	25°C
Umidità relativa	90%
Inquinamento	leggero

2.9 Cavidotti BT ed MT – Impianto di utenza

2.9.1 Descrizione del tracciato dei cavi BT ed MT

Il cavidotto interno di collegamento si può suddividere in:

- Cavidotto in corrente continua e bassa tensione, che ha il compito di trasportare l'energia prodotta dai generatori fotovoltaici fino alle cabine di campo;
- Cavidotto in media tensione che serve alla connessione delle cabine di campo tra di loro e che trasporta l'energia elettrica dopo la trasformazione da corrente continua in alternata e da bassa tensione a media. Il cavidotto MT sarà interrato lungo la viabilità interna ed esterna al campo fotovoltaico.

A partire dall'area dell'impianto fotovoltaico si sviluppa il cavidotto esterno MT che collegherà la cabina di raccolta con la stazione elettrica di utenze 30/150 kV.

2.9.2 Caratteristiche dei cavi BT

I cavi dei moduli fotovoltaici, del tipo H1Z2Z2-K, sono connessi tra loro tramite connettori ad innesto rapido. Di seguito si riportano le caratteristiche di tali connettori e dei relativi cavi:

- Corrente sopportabile: 2;
- Tensione massima cc: 1800V;
- Impulso di tensione: 13,6 kV;
- Resistenza alla tensione: 7,4 kV (50/60Hz 1 min.);
- Resistenza di contatto: <= 5 Ohm;
- Materiale di contatto: Cu/Sn;
- Tipo di connessione: crimpatura;
- Diametro di alloggiamento: cavo 3mm;
- Grado di protezione (sconnesso/connesso): IP2X/IP67;
- Forza di sconnessione: >= 50N;
- Forza di connessione: <= 50 N;
- Temperature di lavoro: -40°C/90°C;
- Materiale di isolamento: miscela speciale reticolata LS0H;
- Reazione al fuoco CPR: Eca

Il dimensionamento dei cavi sul lato c.c. del sistema fotovoltaico in oggetto è stato impostato in modo da massimizzare il rendimento dell'impianto, ovvero si rende minime le perdite d'energia nei cavi, imponendo che la caduta di tensione tra moduli fotovoltaici ed ingresso inverter, con corrente pari a quella di funzionamento dei moduli alla massima potenza, sia inferiore al 2%.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono determinate in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CE-UNEL 35024 e CEI-UNEL 35026, applicando i relativi coefficienti correlati alle condizioni di posa.

Il singolo modulo fotovoltaico è corredato da due cavi con terminale positivo e negativo uscenti dalla scatola di giunzione, di sezione pari a 4,0 mmq. Tali cavi sono preintestati con connettori MC4 e nel caso sia necessario realizzare prolunghe dei terminali si utilizzerà cavo unipolare di tipo H1Z2Z2-K. Tali conduttori giungono alle cassette di sottocampo dove viene realizzato il parallelo delle stringhe. Per il collegamento di ogni quadro di sottocampo al corrispondente ingresso inverter, si utilizzerà cavo bipolare di tipo FG16 di sezione appropriata.

2.9.3 Descrizione dello schema di collegamento MT

Per il collegamento elettrico in media tensione, tramite linee in cavo interrato, ovvero tra le cabine di campo e la cabina di raccolta e tra quest'ultima e la stazione elettrica di utenze 30/150 kV, è stato considerato l'impianto fotovoltaico come un unico gruppo formato da un determinato numero di cabine di campo. (FV.GAL01.C1.9.2).

Le ragioni di questa suddivisione sono legate alla topologia della rete elettrica, alla potenza complessiva trasmessa su ciascuna linea in cavo, alle perdite connesse al trasporto dell'energia elettrica prodotta.

Per maggiori dettagli consultare l'elaborato (rif.elab. FV.GAL01.C1.9.2).

2.9.4 Caratteristiche tecniche dei cavi MT

Scopo del presente paragrafo è quello di fornire le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che verranno utilizzati per il collegamento in media tensione.

Caratteristiche elettriche

Le caratteristiche elettriche principali del sistema elettrico in alta tensione sono:

- sistema elettrico
- 3 fasi – c.a.
- frequenza
- 50 Hz
- tensione nominale
- 30 kV
- tensione massima
- 36 kV
- categoria sistema
- B

Tensione di isolamento del cavo

Dalla tab. 4.1.4 della norma CEI 11-17 in base a tensione nominale e massima del sistema la tensione di isolamento U_0 corrispondente è 18 kV.

Nel dettaglio le sezioni di posa del cavidotto sono riportate nel relativo elaborato di progetto (Consultare l'elaborato con codifica "GE.GAL01.C1.PD.3.3.R00").

Temperature massime di esercizio e di cortocircuito

Dalla tab. 4.2.2.a della norma CEI 11-17 per cavi con isolamento estruso in polietilene reticolato la massima temperatura di esercizio è di 90°C mentre quella di cortocircuito è di 250°C.

Caratteristiche funzionali e costruttive

I cavi MT utilizzati per le linee elettriche interrato, per il collegamento di potenza tra i campi fotovoltaici e la stazione elettrica, sono adatti a posa interrato, con conduttore in Al, isolamento XLPE, schermo in tubo Al, guaina in PE.

I cavi previsti sono destinati a sistemi elettrici di distribuzione con $U_0/U=18/30$ kV e tensione massima $U_m=36$ kV, sigla di designazione ARE4H5E.

2.9.5 Tipologia di posa dei cavi MT

Il cavidotto MT che interessa il collegamento tra i campi fotovoltaici e la cabina di raccolta, e tra quest'ultima e la stazione elettrica seguirà le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17, sarà costituito da cavi unipolari direttamente interrati, ovvero modalità di posa tipo M, ad eccezione degli attraversamenti di opere stradali e o fluviali richieste dagli enti concessionari, per i quali sarà utilizzata una tipologia di posa che prevede i cavi unipolari in tubo interrato, modalità di posa N, mediante l'uso della tecnica con trivellazione orizzontale controllata. La posa verrà eseguita ad una profondità di 1.20 m in uno scavo di profondità 1.30-1.50 m (la seconda profondità è da considerarsi in

terreno agricolo) e larghezza alla base variabile in base al numero di conduttori presenti. La sequenza di posa dei vari materiali, partendo dal fondo dello scavo, sarà la seguente:

- Strato di sabbia di 10 cm;
- Cavi posati a trifoglio di sezione 95, 185, 240, 500 mmq direttamente sullo strato di sabbia;
- Posa della lastra di protezione supplementare;
- Ulteriore strato di sabbia per complessivi 30 cm;
- Posa di tubo PE di diametro esterno 63 mm per inserimento di una linea in cavo di telecomunicazione (Fibra Ottica);
- Riempimento con il materiale di risulta dello scavo di 70+90 cm;
- Nastro segnalatore (a non meno di 20 cm dai cavi);
- Riempimento finale con il materiale di risulta dello scavo e ripristino del manto stradale ove necessario, secondo le indicazioni riportate nelle concessioni degli enti proprietari.

Lungo tutto lo scavo dei collegamenti tra le cabine di campo sarà posata una corda in rame nudo di sezione 50 mmq per la messa a terra dell'impianto.

Nel dettaglio le sezioni di posa del cavidotto sono riportate nell'elaborato di progetto con codifica "FV.GAL01.C1.3.3".

Le linee in media tensione che interessano il collegamento tra il quadro MT ed il trasformatore di potenza MT/AT seguiranno le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17, saranno costituite da 3 terne di cavi unipolari (ad elica visibile) posate ciascuna in tubo di polietilene ad alta densità, inglobati in calcestruzzo, ovvero modalità di posa tipo **O.1** (manufatti gettati in opera). La posa verrà eseguita ad una profondità di 0.50 m in uno scavo di profondità 0.60 m e larghezza alla base variabile in base al numero di tubi presenti. La linea in media tensione che interessa il collegamento tra il quadro MT ed il trasformatore dei servizi ausiliari di stazione seguirà la modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17, costituita da una terna di cavi unipolari posate su passerella porta-cavi o in cunicolo areato/chiuso, ovvero modalità di posa tipo F oppure P.1/P.2 all'interno del locale utente della stazione elettrica di trasformazione.

2.9.6 Accessori

Le terminazioni e le giunzioni per i cavi di energia devono risultare idonee a sopportare le sollecitazioni elettriche, termiche e meccaniche previste durante l'esercizio dei cavi in condizioni ordinarie ed anomale (sovracorrenti e sovratensioni). La tensione di designazione U degli accessori deve essere almeno uguale alla tensione nominale del sistema al quale sono destinati, ovvero 30 kV.

I componenti e i manufatti adottati per la protezione meccanica supplementare devono essere progettati per sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo, secondo quanto previsto nella norma CEI 11-17: 2006-07.

I percorsi interrati dei cavi devono essere segnalati, in modo tale da rendere evidente la loro presenza in caso di ulteriori scavi, mediante l'utilizzo di nastri monitori posati nel terreno a non meno di 0.2 m al di

sopra dei cavi, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 11-17: 2006-07. I nastri monitori dovranno riportare la dicitura "Attenzione Cavi Energia in Media Tensione".

2.10 Stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV

La stazione elettrica di utente 30/150 kV è costituita da un'area elettrica chiusa, al cui interno verranno installate le apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche in AT e realizzati i locali tecnici al cui interno verranno installati i quadri MT e BT.

La configurazione attuale prevede la realizzazione di:

- Uno stallo di trasformazione 30/150 kV costituito da:
 - o N.1 trasformatore MT/AT
 - o N.1 terna di scaricatori AT 150 kV
 - o N.1 terna di TV induttivi AT 150 kV
 - o N.1 terna di TA AT 150 kV
 - o N.1 interruttore tripolare AT 150 kV
 - o N.1 sezionatore con la di terra AT 150 kV

Un'area comune a più produttori nella quale si prevede la realizzazione di:

- Un sistema di sbarre a 150 kV per il collegamento dei futuri stalli di trasformazione di più produttori e dello stallo di partenza linea a 150 kV
- Uno stallo di partenza linea in cavo a 150 kV costituito da:
 - o N.1 terna di TV induttivi AT 150 kV
 - o N.1 terna di TA AT 150 kV
 - o N.1 interruttore tripolare AT 150 kV
 - o N.1 sezionatore con la di terra AT 150 kV
 - o N.1 terna di terminali AT 150 kV
 - o N.1 terna di scaricatori AT 150 kV
- Edificio area comune suddiviso in 7 locali: "locale Misure", "Locale TLC", "locale GE", "locale BT", locale TR SA, locale MT, locale magazzino.

Riferimento elaborati FV.GAL01.C1.5.3 e FV.GAL01.C1.5.4.

I collegamenti tra le varie apparecchiature A.T. saranno realizzati in tubo in lega di alluminio (UNI EN 755 7), diametro esterno/interno Al 40/30 mm.

Oltre alle opere in alta tensione, all'interno del locale tecnico verranno installati i quadri 30 kV costituiti da:

- scomparti per arrivo linee MT,
 - scomparto partenza TR,
 - scomparto misure,
 - scomparto partenza trasformatore servizi ausiliari,
- Tutti gli scomparti sono dotati di interruttore, sezionatore con lame di terra e TA di misura e protezione. Lo scomparto misure è costituito da un TV di misura e protezione. Lo scomparto di sezionamento sbarra conterrà un interruttore ed un TA, due sezionatori con lame di terra. Inoltre sono previsti l'installazione di un trasformatore 30/0,4 kV e la realizzazione dei sistemi di distribuzione per i servizi ausiliari, in corrente alternata alla tensione 400/230 V ed in corrente continua alla tensione di 110 V; l'installazione del quadro protezioni, controllo, misure ed allarmi dello stallo di trasformazione; l'installazione degli apparati di misura dell'energia elettrica prodotta ed in transito con la

rete, l'installazione di un gruppo elettrogeno di emergenza di potenza inferiore a 25 kW.

2.11 Opere elettriche RTN

Le opere civili necessarie per la connessione dell'impianto fotovoltaico con la sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica di trasformazione della Rete di Trasmissione Nazionale 150/380 kV "SPECCHIA" di Galatina (LE), sono riportate negli elaborati della sezione Benessere Terna.

2.12 Cavidotto AT

2.12.1 Descrizione generale

Il collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica di trasformazione della Rete di Trasmissione Nazionale 150/380 kV "SPECCHIA" di Galatina (LE), sarà realizzato mediante una linea interrata composta da una terna di cavi a 150 kV in alluminio con isolamento in XLPE (ARE4HH5E 87/150 kV) di sezione pari a 1600 mm².

Il collegamento degli schermi dei cavi AT sarà gestito con metodo single point bonding, isolati da terra tramite scaricatore di sovratensione lato utente, e collegati alla rete di terra lato Terna. Inoltre, verrà posato, parallelamente ai conduttori AT, il cavo di collegamento equipotenziale (tra la rete di terra di stazione e la rete di terra lato Terna) della sezione di 240 mm².

Tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente locale, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia.

2.12.2 Caratteristiche tecniche dei cavi

Scopo del presente paragrafo è quello di fornire le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che verranno utilizzati per il collegamento in alta tensione.

Caratteristiche elettriche

Le caratteristiche elettriche principali del sistema elettrico in alta tensione sono:

- sistema elettrico 3 fasi – c.a.
- frequenza 50 Hz
- tensione nominale 150 kV
- tensione massima 170 kV
- categoria sistema A

Tensione di isolamento del cavo

Dalla tab. 4.1.6 della norma CEI 11-17 in base a tensione nominale e massima del sistema la tensione di isolamento U₀ corrispondente è 87 kV.

Temperature massime di esercizio e di cortocircuito

Dalla tab. 4.2.2.a della norma CEI 11-17 per cavi con isolamento estruso in polietilene reticolato la massima temperatura di esercizio è di 90°C mentre quella di cortocircuito è di 250°C.

Caratteristiche funzionali e costruttive

I cavi in progetto, con isolamento in XLPE e conduttore in alluminio di sezione pari a 1600 mm², sono formati secondo il seguente schema costruttivo (tabella tecnica TERNA UX LK101):

- Conduttore a corda rigida rotonda, compatta e tamponata di alluminio;
- Schermo semiconduttore;
- Isolante costituito da uno strato di polietilene reticolato estruso insieme ai due strati semiconduttivi;
- Schermo semiconduttore;
- Dispositivo di tamponamento longitudinale dell'acqua;
- Schermo metallico, in piombo o alluminio, o a fili di rame ricotto o a fili di alluminio non stagnati opportunamente tamponati, o in una loro combinazione e deve contribuire ad assicurare la protezione meccanica del cavo, assicurare la tenuta ermetica radiale, consentire il passaggio delle correnti corto circuito;
- Rivestimento protettivo esterno costituito da una guaina di PE nera e grafitata.

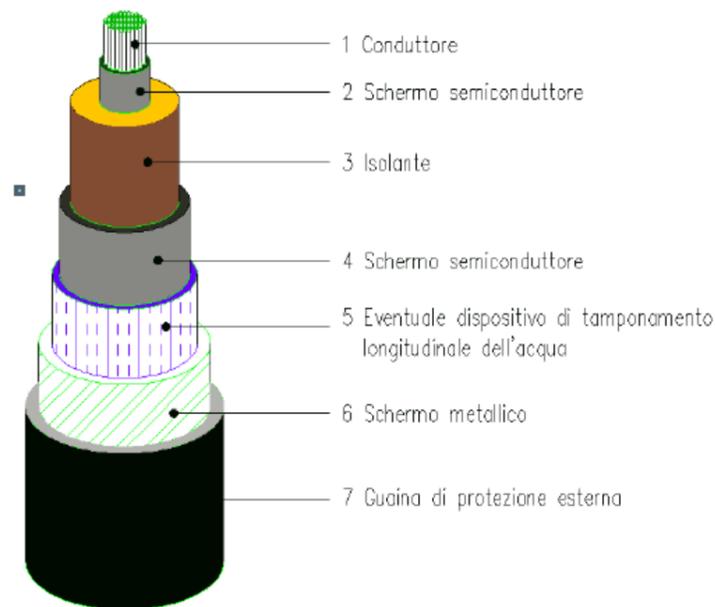


Figura 3 – Schema costruttivo cavi AT

2.12.3 Tipologia di posa

Il cavidotto AT di collegamento in una prima parte del tracciato, verrà su percorso in massiciata, secondo le modalità valide per le reti di distribuzione elettrica riportate nella norma CEI 11-17, ovvero modalità di posa tipo M con protezione meccanica supplementare. Per la posa del cavidotto si dovrà predisporre uno scavo a sezione ristretta della larghezza di 0.70 m, per una profondità tale che il fondo dello scavo risulti ad una quota di -1.70 m dal piano campagna.

Al termine dello scavo si predispongono i vari materiali, partendo dal fondo dello stesso, nel modo seguente:

- disposizione di uno strato di 10 cm di cemento magro a resistività termica controllata 1.2

Km/W;

- posa dei conduttori di energia, secondo le specifiche di progetto;
- posa delle lastre di cemento armato di protezione sui due lati;
- disposizione di uno strato di riempimento per cm 40 di cemento magro a resistività termica controllata;
- posa del tri-tubo in PEAD del diametro di 50 mm per l'inserimento del cavo in fibra ottica;
- copertura con piastra di protezione in cemento armato vibrato prefabbricato secondo le specifiche di progetto;
- rete in PVC arancione per segnalazione delimitazione cantiere;
- riempimento con materiale riveniente dallo scavo opportunamente vagliato per cm 70;
- posa del nastro segnalatore in PVC con indicazione cavi in alta tensione;
- riempimento con materiale riveniente dallo scavo fino alla quota di progetto;
- ripristino finale come ante operam.

Nell'attraversamento trasversale relativo alla viabilità carrabile, la posa dei cavi sarà entro tubi PEAD corrugati D=220 mm, in bauletto di calcestruzzo.

2.12.4 Accessori

Per la realizzazione dell'opera saranno utilizzati i seguenti materiali:

- Cavi di energia 87/150 kV – di sezione pari a 1600 mm²;
- Terminazioni per conduttori AT da 1600 mm²;
- Tri-tubo PEAD DN 50 in polietilene ad alta densità;
- Nastro segnalatore plastificato di colore rosso con scritta indelebile: "ATTENZIONE-CAVI ALTA TENSIONE"

Le caratteristiche di tutti gli accessori dovranno essere identificate secondo quanto riportato al paragrafo 7 della Norma IEC 60840, ovvero paragrafo 7 delle HD 632 Part1.

Caratteristiche nominali accessori

- Tensione nominale U₀/U 87/150 kV
- Tensione massima U_m 170 kV
- Frequenza nominale 50 Hz
- Tensione di prova a frequenza industriale 325 kV (*)
- Tensione di prova ad impulso atmosferico 750 kVcr (*) in accordo con la norma IEC 60071-1 tab.2

2.13 Interferenze

L'area di ubicazione dei moduli fotovoltaici non interferisce con nessun elemento naturale o antropico.

Lungo il tracciato dei cavidotti di collegamento MT (sia interno che esterno) si determineranno diverse interferenze con altre linee le cui modalità di risoluzione sono illustrate sugli elaborati di progetto FV.GAL01.C1.PD.3.2 e FV.GAL01.C1.PD.3.5.

2.14 Stima di producibilità dell'impianto fotovoltaico

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata in base alla Norma UNI 10349, prendendo come riferimento la località che

dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Galatina. La produzione di energia dell'esposizione dell'impianto di progetto è condizionata da alcuni fattori di ombreggiamento che determinano una riduzione della radiazione.

La stima di producibilità dell'impianto fotovoltaico è descritta nell'elaborato FV.GAL01.C1.8.3. Come si rileva dalla stessa relazione, il dato di producibilità annuo per l'impianto in progetto è pari a **71.850 MWh**.

2.15 Cantierizzazione

Preparazione della viabilità di accesso al cantiere

Operatori specializzati dotati, di macchine operatrici (ruspe, escavatori tipo terna, autocarri, rullo compressore), provvederanno alla manutenzione delle strade interne esistenti, tramite eliminazione delle erbe infestanti e piante cespugliose che invadono attualmente le carreggiate, poiché trattasi di assi viari non abitualmente percorsi. Verrà regolarizzato il fondo stradale esistente con l'uso di ruspa o terna e con la creazione di un piccolo cassonetto in ghiaia di varia granulometria, adeguatamente compattata tramite rullo compressore.

Le interferenze saranno rappresentate dal rumore causato dai lavori di sistemazione della viabilità, dal sollevamento di polveri e dall'eventuale momentaneo disagio per il traffico locale da e per le residenze. Data la limitata circolazione ed il beneficio futuro che gli abitanti potranno trarre dall'usufruire di una viabilità accuratamente sistemata e mantenuta durante tutta la fase di cantiere e nel susseguirsi degli anni, possiamo definire le interferenze di questa fase come di lieve intensità rispetto allo stato attuale.

In corrispondenza dell'area ove verrà installato il campo 4 preventivamente all'esecuzione dei lavori verranno rimossi i resti murari che, come già detto, risultano in stato di degrado. Tali resti verranno riutilizzati per le sistemazioni delle aree nella disponibilità della proponente ed esterne ai campi fotovoltaici o, in alternativa, verranno conferiti a centro di recupero/discardata autorizzata.

Preparazione del cantiere e delle aree di stoccaggio

L'impianto di cantiere riguarda tutte le azioni necessarie per delimitare e realizzare le piazzole di stoccaggio dei materiali, sosta delle macchine, nonché i punti di installazione delle cabine di servizio per il personale addetto e i piccoli attrezzi (ufficio, spogliatoi, servizi igienici, spazio mensa, depositi per piccola attrezzatura e minuterie, ecc). Tali lavori comprenderanno:

- Livellamento e/o spianamento aree per impianto del cantiere e sottocantieri;
- Imbrecciamento delle piste di cantiere e rullatura al fine di avere un fondo compatto e consistente capace di sopportare il traffico veicolare per le manovre necessarie da compiere entro tali aree;
- L'infissione dei pali in legno o metallo lungo tutti i perimetri interessati;
- Realizzazione della recinzione con rete a maglia sciolta con ingressi dotati di cancelli metallici;

- Realizzazione impianto di illuminazione e di videosorveglianza comprensivo dei lavori di scavo, posa cavidotti, passaggio cavi e rinterro.

Le interferenze possibili potranno essere rappresentate dal rumore per i lavori di sistemazione delle aree, e dal sollevamento di polveri. Data la distanza delle aree di lavorazione rispetto ai ricettori sensibili, è possibile definire le interferenze di questa fase come di lieve intensità rispetto allo stato attuale, anche in virtù del fatto che, attualmente le aree sono interessate da attività agricole che producono dei disturbi pressoché assimilabili alle lavorazioni a farsi.

Pulizia dei terreni

Operatori specializzati provvederanno alla pulizia del terreno tramite l'uso di trincia erba, al fine di rendere il terreno privo di ostacoli vegetali e facilmente accessibile ai tecnici per le successive operazioni di picchettamento delle aree.

Per questa particolare fase di lavoro, le interferenze saranno riconducibili al solo inquinamento acustico poiché difficilmente si potranno registrare emissioni di polveri nel caso di tritatura delle erbe infestanti soprattutto se praticata allo stato verde come sarà cura eseguire. Le emissioni sonore, in questo caso, saranno pressoché equivalenti a quelle generalmente rilevabili per una consueta fase lavorativa rivolta alla pulizia del campo durante la coltivazione a scopo agricolo. Possiamo quindi definire le interferenze di questa fase come indifferenti rispetto allo stato attuale.

Picchettamento e livellamento dei terreni

I tecnici di cantiere attraverso l'uso di adeguate strumentazioni topografiche individueranno sul terreno i limiti e i punti planimetrici caratteristici del progetto.

Operatori specializzati, attraverso l'uso di appropriate macchine operatrici (buldozer, macchine livellatrici) provvederanno al livellamento del terreno dalle asperità superficiali al fine di rendere agevoli le lavorazioni successive. Tale lavorazione interesserà solo lo strato superficiale del terreno per una profondità massima di 20-30cm., al fine di ottenere una superficie il più possibile regolare nel rispetto dell'andamento naturale del terreno che presenta solo una leggera acclività.

Per questa particolare fase di lavoro le interferenze saranno rappresentate sia dall'emissione sonora, sia dalla produzione di polveri. Esse, per quanto inevitabili e difficilmente mitigabili, avranno un'intensità paragonabile a quella riconducibile ad una fase lavorativa ordinariamente eseguita per il livellamento dei campi per scopi di coltivazione agricola. Possiamo quindi definire le interferenze di questa fase come indifferenti rispetto allo stato attuale. Le emissioni di polveri può invece essere ridotta se la lavorazione verrà eseguita con terreno leggermente umido o a seguito di bagnatura dello 38 stesso effettuata allo scopo di limitare gli effetti negativi derivati della movimentazione del terreno a riguardo della quantità di polvere prodotta.

Rifornimento delle aree di stoccaggio

Durante tale fase operatori specializzati con l'utilizzo di autocarri (o trattori nel caso di rifornimento delle aree di stoccaggio dei

sottocantieri) provvederanno all'approvvigionamento delle aree di stoccaggio dei materiali conferendovi: carpenterie metalliche, moduli (o pannelli), materiale elettrico (cavidotti e cavi), minuteria metallica, ecc. Inoltre, per mezzo di autovetture, pulmini, o piccoli autocarri, giungeranno sul cantiere maestranze di varia specializzazione.

Le interferenze maggiori in questo caso saranno dovute al traffico veicolare sia per raggiungere le aree per lo scarico dei materiali, che per arrivare ai vari punti di lavoro con auto o macchine operatrici. In questa fase si registrerà un inevitabile incremento della pressione sonora e di produzione di polveri. Possiamo quindi definire le interferenze di questa fase come di media intensità rispetto allo stato attuale.

Montaggio telai metallici di supporto dei moduli

Durante tale fase operatori specializzati, con l'utilizzo di idonei attrezzi manuali, nonché con l'ausilio di macchine semoventi per il trasporto del materiale metallico, provvederanno al montaggio dei supporti, costituiti da telai metallici, su cui andranno ancorati i moduli.

L'unica interferenza con i ricettori si limiterà al rumore dovuto al transito dei mezzi (muletti, trattori con rimorchio) per il trasporto dei materiali.

Montaggio moduli

Durante tale fase, operatori specializzati con l'utilizzo di idonei attrezzi manuali, nonché con l'ausilio di macchine semoventi per il trasporto del materiale metallico provvederanno al montaggio dei supporti, costituiti da telai metallici, su cui andranno ancorati i moduli. L'unica interferenza con i ricettori si limiterà al rumore dovuto al transito dei mezzi (muletti, trattori con rimorchio) per il trasporto dei materiali. Altra fonte sonora può essere rappresentata dal rumore dovuto alla movimentazione di parti metalliche, ma da verifiche eseguite su lavori analoghi la rumorosità è risultata sempre limitata entro soglie di ampia accettabilità. Possiamo quindi definire le interferenze di questa fase come lievi rispetto allo stato attuale.

Scavo trincee, posa cavidotti e rinterri

Operatori specializzati, attraverso l'uso di appropriate macchine operatrici, provvederanno allo scavo delle e trincee per la posa delle condotte in cui saranno posti i cavi per la bassa, la media e l'alta tensione. Le trincee avranno profondità dipendente dal tipo di intensità di corrente elettrica che dovrà percorrere i cavi interrati. Per questa particolare fase di lavoro le interferenze saranno sia di tipo sonoro difficilmente mitigabili, sia relative alla produzione di polveri. In particolare, le emissioni sonore non mitigabili sono ragguagliabili o poco superiori, in questo caso, a quelle relative ad una consueta lavorazione dei campi per scopi di coltivazione agricola. Le emissioni di polveri saranno invece limitate, dato che la lavorazione sarà effettuata con terreno leggermente umido (terreno movimentato in profondità e, pertanto, umido in qualsiasi stagione venga eseguito detto intervento). Possiamo quindi definire le interferenze di questa fase come lievi rispetto allo stato attuale e al contesto in cui avvengono.

2.16 Caratteristiche della fase di funzionamento

Il funzionamento dei dispositivi fotovoltaici si basa sulla capacità di alcuni materiali semiconduttori, opportunamente trattati, di convertire l'energia della radiazione solare in energia elettrica senza bisogno di parti meccaniche in movimento (effetto fotovoltaico).

Una cella fotovoltaica esposta alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente con una curva caratteristica tensione/corrente che dipende fondamentalmente dalla intensità della radiazione solare, dalla temperatura e dalla superficie. Il trasferimento dell'energia dal sistema fotovoltaico all'utenza avviene attraverso ulteriori dispositivi (inverter), necessari per trasformare ed adattare la corrente continua prodotta dai moduli alle esigenze dell'utenza finale.

I pannelli fotovoltaici producono energia "pulita" sfruttando esclusivamente la radiazione solare. Non vi è dunque alcun consumo di risorse naturali.

La produzione di energia non genera residui ed emissioni dannose per l'ambiente. Tuttavia, durante il funzionamento dell'impianto, si creano campi elettromagnetici, rumore e campi d'ombra la cui intensità e ampiezza vengono attentamente valutate negli studi a corredo del presente progetto.

Il funzionamento dei pannelli fotovoltaici, nel caso in specie, non ha ripercussioni sulla flora e sulla fauna come desumibile dalle considerazioni effettuate nel Quadro ambientale del presente Studio, a cui si rimanda (cfr. elab.FV.GAL01.C1.SIA03).

2.17 La gestione dell'impianto

La gestione dell'impianto comprenderà le seguenti lavorazioni, alcune delle quali durante l'arco dell'anno avranno cadenza regolare e ripetitiva, altre varieranno col variare delle esigenze stagionali e/o meteorologiche, altre ancora presenteranno un carattere di continuità:

- attività di controllo e vigilanza dell'impianto che si protrarrà per l'intero arco della giornata (24 ore) tramite la verifica a vista diretta e/o con l'ausilio di sistemi integrati di sorveglianza e di informatizzazione (video-sorveglianza, controllo remoto, sistemi automatici di allarme, ecc.);
- monitoraggio giornaliero della funzionalità tecnica e produttiva dell'impianto,
- controllo visivo e verifica dei componenti elettrici costituenti l'impianto, sia per quello che concerne la produttività che la protezione;
- pulizia dei moduli (o pannelli) ogni qualvolta le condizioni climatico-atmosferiche lo dovessero richiedere (successivamente a precipitazioni piovose ad alta concentrazione di fanghi e sabbie o nei periodi particolarmente siccitosi e polverosi), tramite lavaggio da effettuarsi con ausilio di botte irroratrice (carro botte trainato da trattore a ruote) al fine di garantire la pressione necessaria (almeno 10 bar) in grado di asportare le impurità sugli specchi. Per il lavaggio non verranno usati additivi o solventi di nessuna sorta;

2.18 Dismissione dell'impianto

Per quanto riguarda la fase di dismissione dell'impianto è preciso impegno della società proponente provvedere, a fine vita dell'impianto, al ripristino finale delle aree e alla dismissione dello stesso, assicurando la completa rimozione dei moduli fotovoltaici e delle relative strutture di supporto, della recinzione, delle cabine di campo e di raccolta, della viabilità di servizio nonché la rimozione del cavidotto interno previsto lungo quest'ultima.

Non verranno rimossi i tratti di cavidotto previsti su viabilità esistente che, essendo interrati, non determinano impatti sul paesaggio né occupazioni di suolo.

Tale scelta è stata effettuata al fine di evitare la demolizione della sede stradale per la rimozione e di evitare disagi alla circolazione locale durante la fase di dismissione. Inoltre, è auspicabile pensare che i cavi già posati possano essere utilizzati per l'elettrificazione rurale, dismettendo eventualmente i cavi attualmente aerei.

Non verranno rimosse la sottostazione di trasformazione in quanto potrà essere utilizzata per la connessione di altri utenti, né verranno dismesse le opere di rete che verranno cedute al gestore di rete E-Distribuzione e saranno quindi utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione/trasmissione dell'energia elettrica.

Per quanto riguarda i tempi e i costi di dismissione si veda l'elaborato 8.1 "Relazione di dismissione" allegato al progetto che riporta in calce: l'elaborato grafico di sintesi, nel quale sono evidenziate le demolizioni e le opere di ripristino; il computo metrico relativo alle operazioni di dismissione dell'impianto; il quadro economico delle opere di dismissione; il cronoprogramma dei lavori di dismissione.

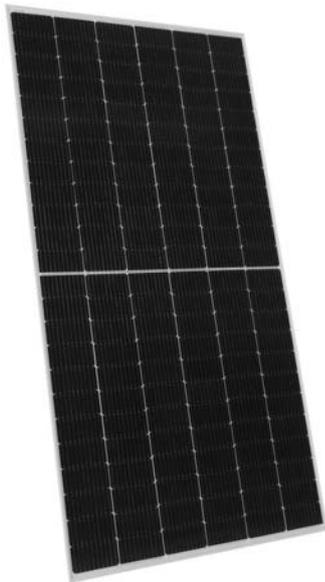
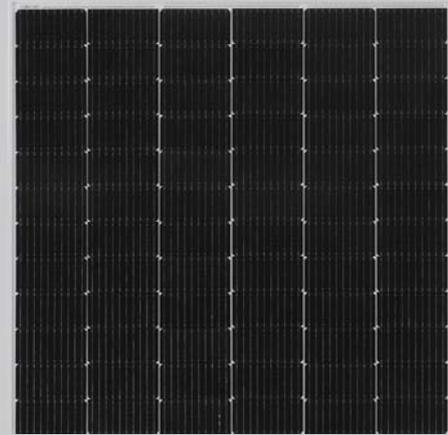
ALLEGATI

TR 72M 520-540 Watt Mono-facial

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

TIGER Pro



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.35%)



MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

2.0% first year degradation,
0.55% linear degradation



Best Warranty

12 year product warranty,
25 year linear power warranty



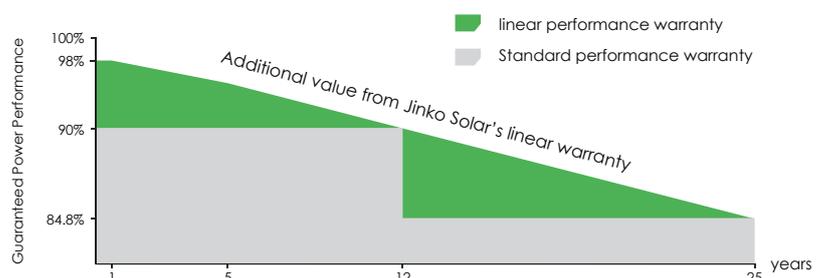
Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

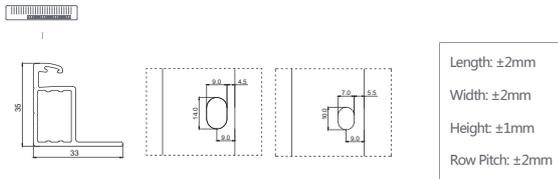
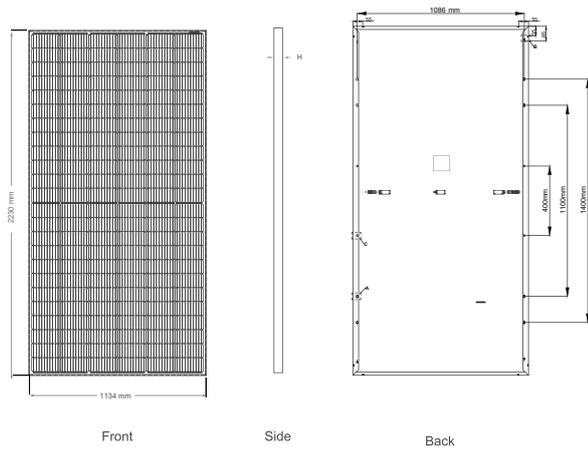
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



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

IEC61215, IEC61730 certified product

Engineering Drawings

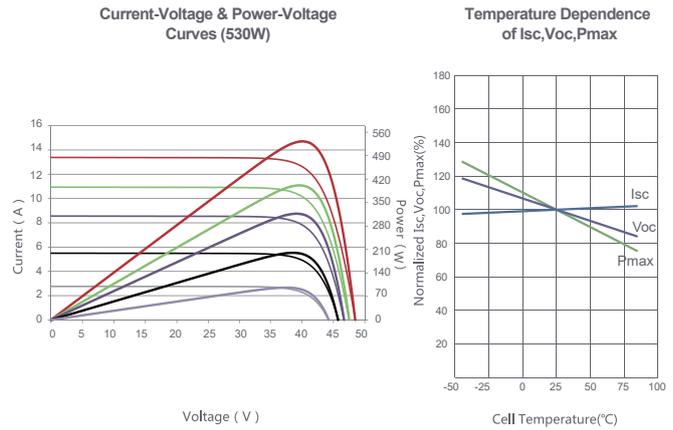


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

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

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2230×1134×35mm (87.80×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.71 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM520M-7TL4-V		JKM525M-7TL4-V		JKM530M-7TL4-V		JKM535M-7TL4-V		JKM540M-7TL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.47V	37.63V	40.61V	37.78V	40.74V	37.92V	40.88V	38.05V	41.01V	38.19V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.28A	12.93A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V	49.26V	46.50V	49.40V	46.63V	49.53V	46.75V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.56%		20.76%		20.96%		21.16%		21.35%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

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

SUNWAY TG STANDARD series

SUNWAY TG900 1500V TE - 640 STD

Indoor Application



Designed for utility scale applications, the **SUNWAY TG** inverters feature best-in-class technology and deliver the highest power density and reliability.

Thanks to its intrinsic flexibility, the **SUNWAY TG** product range allows optimal configuration of medium and large PV plants, at the lowest system costs and with maximum yield.

The **SUNWAY TG** inverters are designed and manufactured in Italy by the technicians and engineers of Elettronica Santerno S.p.A.

BENEFITS

- Very high conversion efficiency with a single power conversion stage, optimized for minimum losses
- Modular construction and cabinet industrialization for maximum reliability and easy access to all components for maintainability and ease of on-site servicing
- Grid Code integrated features (LVRT, Reactive Power Control, Frequency and Voltage control) in compliance with the most advanced European and worldwide standards
- Remote monitoring via Sunway Portal website and REMOTE SUNWAY™ software, both for single- and multi-inverter installations
- Integrated DC-side protection provided by disconnect switch with release coil
- Integrated miswiring protection on DC side
- Integrated AC-side protection with automatic-disconnection on load breaker
- Integrated active monitoring of DC isolation
- Integrated Modbus on RS485 and TCP-IP on Ethernet data connection
- Integrated inputs for environmental sensors
- Compatible with photovoltaic modules requiring one earthed pole (positive or negative pole)
- Made in Italy with first class materials

Main features	
Model	SUNWAY TG900 1500V TE - 640 STD
MPPT voltage range ⁽¹⁾	940 - 1200 V
Extended MPPT voltage range ⁽¹⁾⁽²⁾	910 - 1500 V
Number of independent MPPTs	1
Static / Dynamic MPPT efficiency	99.8 % / 99.7 %
Maximum open-circuit voltage	1500 V
Rated AC voltage	640 V ± 10 %
Rated output frequency	50 / 60 Hz (up to -3 / +2 Hz)
Power Factor range ⁽³⁾	Circular Capability
Operating temperature range	-25 ÷ 62 °C
Application / Degree of protection	Indoor / IP54
Maximum operating altitude ⁽⁴⁾	4000 m

Input ratings (DC)	
Maximum short circuit PV input current	1500
PV voltage Ripple	< 1%

Output ratings (AC)			
	25 °C	45 °C	50 °C
Rated output power	998 kVA	887 kVA	832 kVA
Rated output current	900 A	800 A	750 A
Power threshold	1% of Rated output power		
Total AC current distortion	≤ 3%		

Inverter efficiency	
Maximum / EU / CEC efficiency ^{(1) (5)}	98.7 % / 98.4 % / - %

Inverter dimensions and weight	
Dimensions (W x H x D)	1800 x 2100 x 800 mm
Weight	1745 kg

Auxiliary consumptions	
Stop mode losses / Night losses	45 W / 45 W
Auxiliary consumptions	1250 W

NOTES

⁽¹⁾ @ rated V_{AC} and cos φ =1.

⁽²⁾ With power derating

⁽³⁾ Default range: 1 - 0.85 lead/lag. Settings may be modified upon request.

⁽⁴⁾ Up to 1000 m without derating.

⁽⁵⁾ Certified according to standard IEC 61683:1999

Additional information	
Protection against overvoltage (SPD)	DC Side: Yes - AC Side: Optional
Maximum value for relative humidity	95% non-condensing
Cooling system / Fresh air consumption	Forced air / 3100 m ³ /h
Thermal protection	Integrated, 5 sensors, both on cabinet and power stack
Environmental sensors	4 embedded inputs
Digital communications channels	2 x RS485 with Modbus + Ethernet with TCP/IP
Noise emission @ 1m / 10m ⁽¹⁾	78 / 58 dBA
Connection phases	3Ø3W
Max DC inputs per pole/ fuse protected ⁽²⁾	7 / 7
DC inputs current monitoring	Optional
DC side disconnection device	DC disconnect switch
AC side disconnection device	AC circuit breaker
Ground fault monitoring, DC side	Yes
Ground fault monitoring, AC side	Optional
Grid fault monitoring	Yes
Display	Alphanumeric display/keypad
Power modulation	Digital, via RS485 or Ethernet
RAL	RAL 7035
PV plant monitoring	Optional, via Sunway Portal

NOTES

(1) Noise level measured in central and front position.

(2) Fuses to be ordered separately.

Description of Operation

The **SUNWAY TG** are grid connected solar inverters, suitable for connection to LV or MV distribution lines, as well as HV grids.

Advanced grid interface, certified in compliance with the most advanced requirements, ensures reliability and maximum uptime, providing grid support features such as FRT, active power modulation, voltage control. Utility Interactive Features are embedded, software-controlled, completely configurable based on the applicable grid code.

Moreover, the Sunway TG inverters can be integrated in smart grid plants, installed together with off-grid inverters.

Best reliability is ensured by design. All electronics PCBs are coated for best protection against harsh environments. Redundant protection systems and auto-diagnostic functions are also implemented.

Auxiliary power and LVRT are self-supplied. Neither external power nor UPS is needed; however, an external source may be connected, if desired.

PV earthing

Optionally, the **SUNWAY TG** inverters can be provided with positive or negative earth connection of the PV field. PV earthing is recommended whenever modules sensitive to PID (potentially induced degradation) are used. Earthing configuration shall be defined upon ordering the equipment.

Standard Supply

All inverters are supplied with user manuals, technical documents complying with the regulations in force, keys and lifting hooks, special pallets for easy and safe transport.

Main Normative References

The **SUNWAY TG** inverters have been developed, designed and manufactured in accordance with up-to-date requirements of the Low Voltage directives, Electromagnetic Compatibility directives and Grid Connection standards (as per applicable parts).

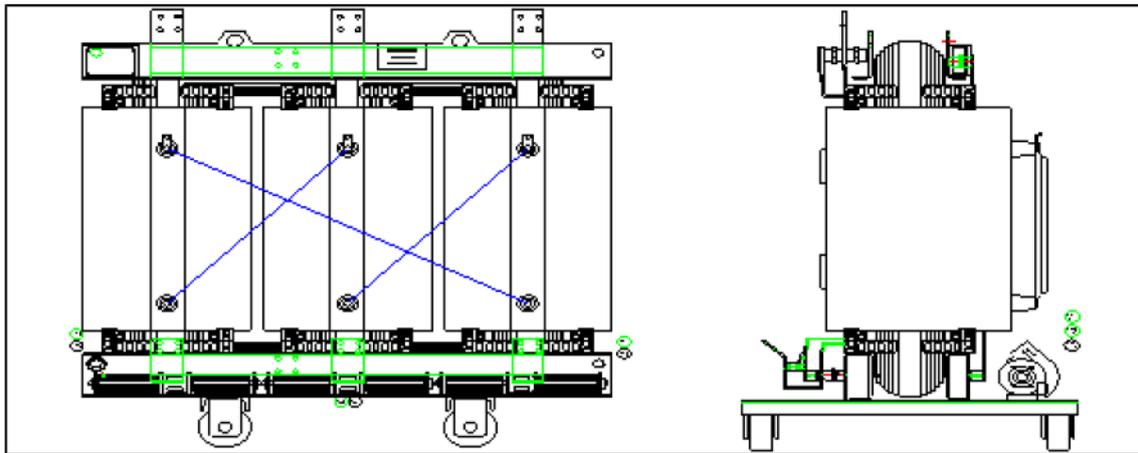
Standards ⁽¹⁾	
Certification	CE, BDEW , CQC
Immunity	IEC 61000-6-4, IEC 61000-6-2
Harmonics	IEC 61000-3-12
Emissions	IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-1
Safety	IEC 62109-1, IEC 62109-2
Grid connection	CEI 0-16, A.70, BDEW, Arrêté du 23 Avril 2008, RD 1699/2011, RD 661/2007, CQC, IEEE 1547
Efficiency certification	IEC 61683:1999

NOTES

(1) Some standards apply to specific models only.

LV/MV Distribution Transformer

Data sheet



Doc Id:		TR-CO-1000-1-640-20000-50-01		
Reference Project/Offer:		Sunway Power Stations		
Business Unit:		Power Controls		
Product Line:		Solar Energy Platform		
Rev	Date	Description	Paragraph	Written
00	04/01/2018	Preliminary	All	M.B.
01	05/07/2019	Update (losses, accessories)		M.B.

Introduction

This document summarizes the features of the Three-phase cast resin transformer characterized by:

- Rated voltage 20 kV
- Rated power 1000 kVA
- Single secondary

The transformer is destined for use in Photovoltaic Power Plant three-phase MV systems.

Codes and Standards

The transformer is designed, manufactured and tested in compliance with EN and IEC (International Electrical Code) standards and in particular the following reference standards can be applied.

- EN 60076-1 Power transformers - Part 1: General (IEC 60076-1)
- EN 60076-1/A12:2002-02 Power transformers - Part 1: General
- EN 60076-2:1997-05 Power transformers – Part 2: Temperature-rise (IEC 76-2 Ec:1997-06)
- EN 60076-3 Power transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air (IEC 60076-3:2000-03; IEC 60076-3 Ec:2000-11)
- EN 60076-4:2002-09 Power transformers – Part 4: Guide to lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors (IEC 60076-4:2002-06)
- EN 60076-5:2006-06 Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuits (IEC 60076-5:2006-02)
- IEC 60076-6 Reactors
- IEC 60076-8:1997-10 Power transformers –Part 8: Application guide
- EN 60076-10 Power transformers - Part 10: Determination of sound levels (IEC 60076-10:2001-05)
- EN 60076-11 Power transformers - Part 11: Dry-Type Transformers
- IEC 60071-1 Insulation co-ordination Part 1
- CEI-EN50541-1
- 548/2014/CE (Ecodesign)

Technical Data

DATA	U.M.	VALUE	NOTE
Rated Power	kVA	1000	
Frequency	Hz	50	
Phases		3	
Primary Voltage	kV	20	+/- 10%
Primary Tapping Voltage Range		(+2) (-2) x 2.5%	
Altitude	m	<= 1000 a.s.l.	
Primary Connection		Delta	
Secondary Voltage	V	640	
Secondary Connections		Wye	
Withstand Voltages - primary: Um/FI/imp	kV	24/50/125	
Withstand Voltages - secondary: Um/FI/imp	kV	1.1/3/-	
Phase Displacement		Dy11	30 degree, primary leading secondary
Cooling Method		AN	(*) see ventilation listed in the accessories list
Climatic Classification		C2	
Environmental Classification		E2	
Fire Behavior Classification		F1	
Insulating Material Classification pri/sec		F/F	
Operating Temperature min / max	°C	-20 / +45	
Core Temperature Rise - pri/sec	°C	95/95	
No-Load Loss (at rated voltage)	W	A0	According to UE N.548/2014
Load Loss (at 120°C)	W	Ak	According to UE N.548/2014
Short-Circuit Impedance (at 120°C) pri/ sec @ rated power	%	6	
No-Load Current (at rated voltage)	%	0.6	
Partial Discharge Level	pC	≤10	
Windings Material		Al/Al	
Sound Pressure (at 1m distance)	dB(A)	<80	
Weight (indicative)	kg	4500	to be e confirmed
Wheelbase (Lu x La)	mm	1070 x 1070	to be e confirmed
Installation room dimensions (L x H x W)	mm	2660 x 2640 x 2240	To be confirmed

	<p>Technical Document</p>	<p>LV/MV Trafo</p>
---	---------------------------	--------------------

Accessories

Feature	Options	Selection
Product nameplate with the serial number and specifications complying with IEC 60076-11	y/n	yes
Electrostatic Shield MV/LV	y/n	yes
Availability of the star centre (neutral) of the secondary winding	y/n	n
PT100	qty	9
Lifting lugs	y/n	yes
bi-directional flat rollers	y/n	4
Grounding terminals	qty	2
Ventilation bars	y/n	yes
Box (IP>44) for centralized auxiliary cables (PT100)	y/n	yes
2 level insulation creep	y/n	yes
Surge arresters	y/n	yes

Protection device and sensors

- 6x PT100 on BT winding (of which 3 reserve)
- 2x PT100 on Core (of which 1 reserve)
- (1 additional PT100 will be installed for ambient temperature)
- Thermometric Control Unit (MODBUS RTU protocol)