





REGIONE PUGLIA 	PROVINCIA DI TARANTO 	COMUNE DI CASTELLANETA 	COMUNE DI GINOSA 
--	--	---	--

Denominazione impianto:	CONCA D'ORO
-------------------------	--------------------

Ubicazione:	Comune di Castellaneta (TA) – Contrada "CHIULLI" Comune di Ginosa (TA) – Contrada "LAMA DI POZZO"	Foglio: 100 - 101 - 102 - Agro di Castellaneta (Impianto FTV) Particelle: Varie Foglio: 119 - Agro di Ginosa (Area stazione Utente) Particelle: Varie
-------------	--	--

PROGETTO DEFINITIVO



IMPIANTO AGRI-FOTOVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE DI POTENZA NOMINALE P=84,324240 MW, DELLE RELATIVE OPERE NECESSARIE ALLA CONNESSIONE ALLA RETE AT-150 kV DI "RTN", RICADENTI NEI COMUNI DI CASTELLANETA (TA) E DI GINOSA (TA) E PIANO AGRONOMICO PER LA RIQUALIFICAZIONE A SCOPI AGRICOLI DELL'AREA

PROPONENTE	NEXT SOL PV II S.R.L. Via Eugenio Montale, 78 - 85025 Melfi (PZ) P.IVA: 02040540763 - PEC: nextsolpv2@pec.it
------------	---

CODICE AUTORIZZAZIONE: A1QVGF1

ELABORATO	Tav. n° FV-CS-VV.09-00
RELAZIONE TECNICA GENERALE	Codice Pratica: STMG 201900895

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Ottobre 2023	Istanza per l'avvio al procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'Art. 23 del D.Lgs 152-2006 e ss.mm.ii.			F.S.

<p>PROJECT MANAGER ING. SERGIO MARTANO GEOM. FELICE SASSI</p> <p><input type="checkbox"/> IMPIANTI ELETTRICI E SPECIALI ING. SERGIO MARTANO ING. ROSSELLA MUSCI</p> <p><input type="checkbox"/> AREA TOPOGRAFICA GEOM. FELICE SASSI</p> <p><input type="checkbox"/> AREA VIA - VAS D.SSA WANDA GALANTE ARCH. IVAN RISIMINI</p> <p><input type="checkbox"/> AREA AGRONOMICA - PAESAGGISTICA D.SSA WANDA GALANTE ARCH. IVAN RISIMINI</p> <p><input type="checkbox"/> AREA GEOLOGICA - IDRAULICA DR. FRANCO SOZIO</p> <p><input type="checkbox"/> AREA ARCHEOGICA DR. COSIMO PACE – NOVELUNE SRL</p> <p><input type="checkbox"/> AREA RILIEVI FONOMETRICI ING. MICHELE BUNGARO</p>	  I TECNICI:	<p style="text-align: center;">Spazio riservato agli Enti</p>
---	---	---

Sommario

1	Introduzione	1
1.1	Generalità	2
1.2	Normativa di riferimento.....	2
1.3	Definizioni.....	3
1.4	Acronimi	4
2	Descrizione del progetto	6
2.1	Introduzione generale al progetto	6
2.2	Inquadramento geografico.....	7
2.2.1	Riferimenti catastali.....	9
2.3	Inquadramento vincolistico.....	10
2.4	Configurazione di impianto	11
2.5	Dati di progetto	12
2.6	Definizione del layout.....	12
2.7	Criteri di dimensionamento.....	14
2.8	Analisi di producibilità	15
2.8.1	Risparmio combustibile ed emissioni evitate.....	17
3	Caratteristiche tecniche dei principali componenti di impianto.....	18
3.1	Moduli fotovoltaici	18
3.2	Strutture di sostegno e tracker mono-assiali	19
3.3	Inverter	20
3.4	Cabine di trasformazione di campo.....	23
3.4.1	Quadro generale BT di parallelo inverter	23
3.4.2	Trasformatore BT/MT.....	24
3.4.3	Quadro MT.....	24
3.4.4	Sezione ausiliari	24
3.5	Quadro Generale di Raccolta MT-30 kV	25
3.6	Elettrodotto MT esterno	26
3.7	PTO	27
3.7.1	Stazione utente 30-150 kV	28
3.7.2	Cavidotto AT	30
3.7.3	Stazione di smistamento di Terna	30
3.8	Collegamenti elettrici	30
3.9	Protezioni elettriche	31

3.10	Sistema SCADA/monitoraggio	31
3.11	Impianti di sorveglianza e illuminazione	32
4	Opere civili.....	33
4.1	Strutture di sostegno moduli FV.....	33
4.2	Mitigazione ambientale.....	33
4.3	Recinzione.....	33
4.4	Gestione agronomica del sito.....	35
4.5	Viabilità interna	36
4.6	Livellamenti e movimentazione di terra.....	37
4.7	Cantierizzazione/realizzazione	38
5	Calcolo superfici complessive	39
6	Gestione impianto e manutenzione	40
7	Cronoprogramma e costi di realizzazione	41
8	Piano di dismissione dell'impianto	43

1 Introduzione

La realizzazione del seguente progetto ha origine dalla continua crescita della richiesta energetica e dalla contemporanea necessità di abbandonare le fonti tradizionali per la produzione di energia ad alta emissione di gas in atmosfera, come il carbone, il petrolio e il gas. In questo senso, l'utilizzo di fonti rinnovabili rappresenta ad oggi una delle principali strade da seguire per soddisfare il fabbisogno energetico, contribuendo simultaneamente alla riduzione delle emissioni di gas serra nell'atmosfera.

Tra le diverse fonti di energia rinnovabile, la tecnologia fotovoltaica, che consente di convertire l'energia solare in energia elettrica, ha registrato un notevole sviluppo negli ultimi anni. Si è infatti assistito a una corsa globale alla costruzione di impianti di dimensioni sempre maggiori, al fine di contribuire in maniera sempre più cruciale al soddisfacimento del fabbisogno energetico globale in maniera pulita ed efficiente. Questo forte e veloce sviluppo è dovuto ad importanti programmi di incentivazione, che hanno sin da subito favorito il raggiungimento di una sufficiente "maturità tecnologica" e che hanno permesso di:

- affinare i criteri di progettazione;
- migliorare le prestazioni dei singoli componenti;
- ridurre i costi di produzione di energia elettrica come conseguenza dell'economia di scala.

Oggi, la generazione di energia da fonte rinnovabile fotovoltaica è diventata sufficientemente efficiente ed economica da poter competere direttamente in termini di costo per kWh con le centrali elettriche tradizionali. Questo significa che non è più necessario fornire incentivi o agevolazioni finanziarie specifiche per promuovere l'energia solare; al contrario, l'energia solare può essere prodotta e venduta sul mercato dell'energia senza dover dipendere da ulteriori sussidi governativi.

Come evidenziato da importanti documenti di programmazione energetica nazionali, quali la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e il più recente PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) pubblicato nel dicembre 2019, l'utilizzo di questa tecnologia rivestirà un ruolo centrale nella transizione energetica a livello nazionale. Inoltre, l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici contribuirà al conseguimento degli obiettivi al 2030, che prevedono il raggiungimento di una potenza FV installata pari a 50 GW, contro un attuale livello di capacità installata pari a circa 25 GW.

Come delineato dai sovra-menzionati documenti, sarà preferibile collocare tali impianti di generazione in contesti territoriali già "compromessi" da interventi antropici, quali aree cosiddette "brownfield", o su tetti e coperture di edifici. Si ritiene tuttavia poco realistica la possibilità di installare una potenza di 30 GW su sole coperture o aree industriali, senza quindi interessare terreni agricoli. Grazie ai recenti sviluppi tecnologici, e come dimostrato anche da numerose iniziative di carattere sperimentale, risulta inoltre possibile adottare soluzioni impiantistiche che consentano di coniugare la produzione di energia elettrica con l'attività agricola. Questo approccio consente di ottenere i seguenti risultati:

- riduzione del consumo di suolo rispetto ad un impianto fotovoltaico tradizionale, grazie all'impiego di componenti ad elevata efficienza e di strutture di sostegno maggiormente distanziate tra loro.
- conduzione di attività agricole tra le strutture di sostegno dei moduli FV e lungo la fascia perimetrale esterna dell'impianto.
- produzione di energia da fonte rinnovabile fotovoltaica con livelli prestazionali soddisfacenti che non compromettano la sostenibilità economica dell'intervento nel suo complesso.

È infine opportuno considerare che l'occupazione del suolo causata dalla costruzione di un impianto fotovoltaico è completamente reversibile e, al termine della sua vita operativa, consente di restituire i terreni

alla loro destinazione originaria.

Il progetto fotovoltaico in esame è proposto dalla società NEXT SOL PV II S.r.l., e consiste nell'installazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica di potenza pari a 84,32 MWp, ricadente nei comuni di Castellaneta (TA) e Ginosa (TA).

I documenti di progetto hanno lo scopo di descrivere in maniera univoca l'architettura dell'impianto fotovoltaico ed i criteri impiegati per la sua progettazione, i principali componenti che saranno impiegati per la realizzazione, nonché le opere e le specifiche lavorazioni previste, in conformità con la normativa vigente.

1.1 Generalità

Il progetto definitivo dell'impianto fotovoltaico "Conca d'Oro" nel comune di Castellaneta (TA) ha come obiettivo la realizzazione di una centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica di potenza $P=84,32$ MW (lato DC).

L'impianto sarà suddiviso in 3 campi di produzione, collegati tra di loro attraverso una rete di distribuzione esercita in media tensione (MT) con lo scopo di veicolare l'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico verso la cabina di raccolta principale, e successivamente verso la sottostazione utente di trasformazione MT/AT tramite un elettrodotto interrato in MT, ed infine verso il punto di consegna alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN).

La connessione alla RTN avviene in virtù della STMG emessa da TERNA, identificata con il numero di pratica N° 201900895, che prevede che la centrale di produzione venga collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 kV della RTN da realizzarsi in Ginosa (TA), in configurazione "entra-esci" alle linee a 150 kV di RTN "Pisticci-Taranto N2" e "Ginosa-Matera". La STMG citata prevede una potenza massima di immissione nella rete di RTN pari a 84 MW. Il progetto solare è integrato con progetto verde e agro-sostenibile con la produzione di alimenti salutistici (piante officinali). L'energia solare sarà convertita parte in energia elettrica, attraverso i pannelli fotovoltaici, e parte in energia chimica, attraverso la consociazione verde.

La progettazione dell'impianto è stata eseguita tenendo in considerazione gli aspetti ambientali e paesaggistici nonché lo stato dell'arte dal punto di vista tecnico.

1.2 Normativa di riferimento

Di seguito viene riportato l'elenco della normativa tecnica di riferimento per la progettazione e realizzazione di impianti fotovoltaici.

ID	Normativa
1	Codice di Rete di Terna e relativi allegati
2	CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica
3	CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
4	CEI 11-17: impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo
5	CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
6	CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche

ID	Normativa
	tensione-corrente
7	CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento
8	CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
9	CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete
10	CEI EN 61215-1/2 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
11	CEI EN 61730 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV)
12	CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
13	CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione
14	CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
15	CEI EN 62446 (CEI 82-38): Sistemi fotovoltaici – Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione
16	CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti -Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)
17	CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni
18	CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Serie
19	CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico
20	CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
21	CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
22	CEI 20-13: cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV
23	CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
24	CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
25	CEI 81-10-1/2/3/4): Protezione contro i fulmini – serie
26	CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato
27	CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990
28	UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici
29	CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
30	D.Lgs 81/2008 – Attuazione dell'articolo 1 della legge n°123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro

1.3 Definizioni

Bassa tensione	Tensione inferiore a 1 kV in corrente alternata e 1,5 kV in corrente continua.
-----------------------	--

Media tensione	Tensione compresa tra 1 kV e 52 kV.
Alta tensione	Tensione superiore ai 52 kV.
Impianto fotovoltaico	Impianto di produzione di energia elettrica tramite effetto fotovoltaico. Esso rientra nella categoria degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). L'impianto è costituito da generatore FV, inverter, sistema di distribuzione e connessione con la rete elettrica.
Generatore FV	Insieme di stringhe di moduli FV afferenti al medesimo inverter.
Stringa FV	Insieme di moduli FV collegati elettricamente tra loro al fine di raggiungere la tensione utile alla connessione con l'inverter.
Inverter	Dispositivo elettronico con lo scopo di convertire l'energia elettrica generata dai moduli FV da corrente continua a corrente alternata.
Modulo FV	Insieme di celle FV collegate elettricamente tra loro, che provvede alla generazione di energia elettrica quando esposto alla radiazione solare. Il modulo FV costituisce l'unità elementare per la progettazione dell'impianto.
Cabina di trasformazione	Cabina elettrica atta ad elevare il livello di tensione della potenza elettrica.
Sottostazione elettrica	Insieme delle apparecchiature atte ad elevare il livello di tensione delle potenza elettrica.
Campo fotovoltaico	Porzione dell'impianto FV, recintato, responsabile della produzione di energia elettrica, che afferisce a cabine di trasformazione BT/MT.
Punto di consegna	Punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente. È il punto in cui l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e in cui avviene la separazione funzionale tra la rete del distributore e la rete di utente.
Potenza di picco (o potenza nominale)	Potenza di un dispositivo FV (modulo, stringa, generatore o impianto) misurata in corrente continua e in condizioni standard (STC – Standard Test Condition), ovvero considerando un irraggiamento sul piano dei moduli di 1000w/m ² , una temperatura del modulo di 25°C, e air mass pari a 1,5. La potenza di picco è tipicamente misurata in [Wp].

1.4 Acronimi

BT	Bassa tensione
MT	Media tensione
AT	Alta tensione
CA	Corrente alternata
CC	Corrente continua
STMG	Soluzione Tecnica Minima Generale
FV	Fotovoltaico
FRNP	Fonti rinnovabili non programmabili
RTN	Rete elettrica di Trasmissione Nazionale
STC	Standard Test Condition
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
PTO	Piano Tecnico delle Opere
SIC	Siti di Importanza Comunitaria
ZSC	Zone Speciali di Conservazione
ZPS	Zone di Protezione Speciale
IBA	Important Birds Area

EUAP	Elenco Ufficiale Aree Protette
PTA	Piano Tutela Acque
SSE	Sottostazione Elettrica
MPP	Maximum Power Point
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
PR	Performance Ratio

2 Descrizione del progetto

Nel seguente capitolo verrà presentato il progetto dell'impianto fotovoltaico in esame. La trattazione inizierà con una panoramica generale sui sistemi fotovoltaici, per poi procedere con una descrizione dettagliata dell'impianto oggetto di analisi. Questa sezione comprenderà una disamina di vari aspetti, tra cui la configurazione dell'impianto e i principali criteri di dimensionamento e progettazione adottati, concludendo con la stima della produzione energetica prevista.

2.1 Introduzione generale al progetto

L'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica consente di convertire l'energia solare in energia elettrica pulita ed efficiente. Questo sistema si basa sull'utilizzo di moduli fotovoltaici, che sono dei dispositivi specializzati progettati per catturare e convertire direttamente l'energia proveniente dal sole in energia elettrica utilizzabile. Un tipico impianto fotovoltaico è composto da un numero significativo di moduli fotovoltaici che sono collegati elettricamente tra loro in serie a formare stringhe di moduli fotovoltaici. Questa configurazione in serie consente di aumentare la tensione complessiva dell'impianto, migliorando così l'efficienza complessiva del sistema. Gli array di moduli FV sono attentamente progettati e disposti in modo ottimale per massimizzare la cattura dell'energia solare durante l'intero arco della giornata.

L'energia elettrica prodotta dai moduli FV viene generata in forma di corrente continua (CC) a bassa tensione (BT), e viene successivamente inviata agli inverter di stringa, in grado di trasformare l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata (AC), lavorando sempre a BT. Questa conversione è fondamentale poiché la maggior parte dei dispositivi e delle reti elettriche utilizza la corrente alternata come standard. L'energia elettrica convertita in corrente alternata continua a essere mantenuta a bassa tensione, mantenendo così una sicurezza intrinseca nel sistema. In questo punto, i collegamenti elettrici svolgono un ruolo cruciale: trasportano l'energia prodotta da tutti i moduli fotovoltaici e la convogliano in un unico punto di raccolta. Questo punto è generalmente ubicato in una cabina di trasformazione, dove l'energia elettrica viene ulteriormente adattata alle specifiche esigenze del consumatore, aumentando la tensione da bassa a media tensione (MT). In uscita dal campo fotovoltaico è previsto poi un sistema di elettrodotti in grado di trasferire l'energia elettrica alla sottostazione utente, condivisa anche con altri produttori, che ha il compito di elevare il livello di tensione da media ad alta tensione (AT). Infine, l'energia verrà inviata al punto di consegna della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

In Figura 1 è illustrato uno schema di principio dell'impianto fotovoltaico.

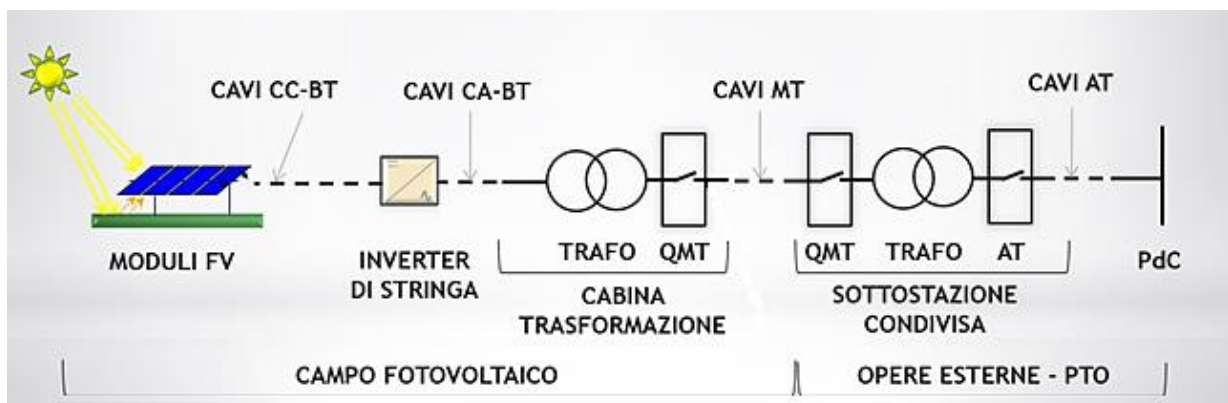


Figura 1: Schema di principio impianto fotovoltaico

Per l'elaborazione del presente progetto, sono stati considerati i seguenti criteri di carattere generale:

- Utilizzo di tecnologie innovative, in termini di selezione dei principali componenti di impianto quali moduli FV, inverter, tracker e strutture di sostegno e di opportuni accorgimenti progettuali al fine di massimizzare la producibilità energetica.
- Minimizzazione dei livellamenti del terreno e della movimentazione di terra mediante la previsione di strutture di sostegno in grado di adattarsi in maniera ottimale all'andamento naturale dei terreni.
- Utilizzo di strutture di sostegno dei moduli FV che non richiedano la realizzazione di invasive fondamenta in cemento, e che siano quindi agevolmente rimovibili in fase di dismissione dell'impianto.
- Minimizzazione dell'impatto visivo associato all'impianto mediante idonee opere di mitigazione.
- Installazione dei moduli FV ad una distanza che consentisse di condurre attività agricole tra le file di pannelli.

2.2 Inquadramento geografico

L'impianto fotovoltaico sarà ubicato in Puglia, nel comune di Castellaneta (TA), lungo la strada SP13 che collega Castellaneta alla sua Marina. In particolare, il sito interessato dalla realizzazione dell'impianto si sviluppa nella località San Mama Papatonno, e più in generale Conca d'Oro.

La posizione baricentrica dell'impianto è rappresentata in Figura 2 ed è individuata dalle seguenti coordinate geografiche:

- Latitudine: 40° 32' 00" N
- Longitudine: 16° 55' 00" E

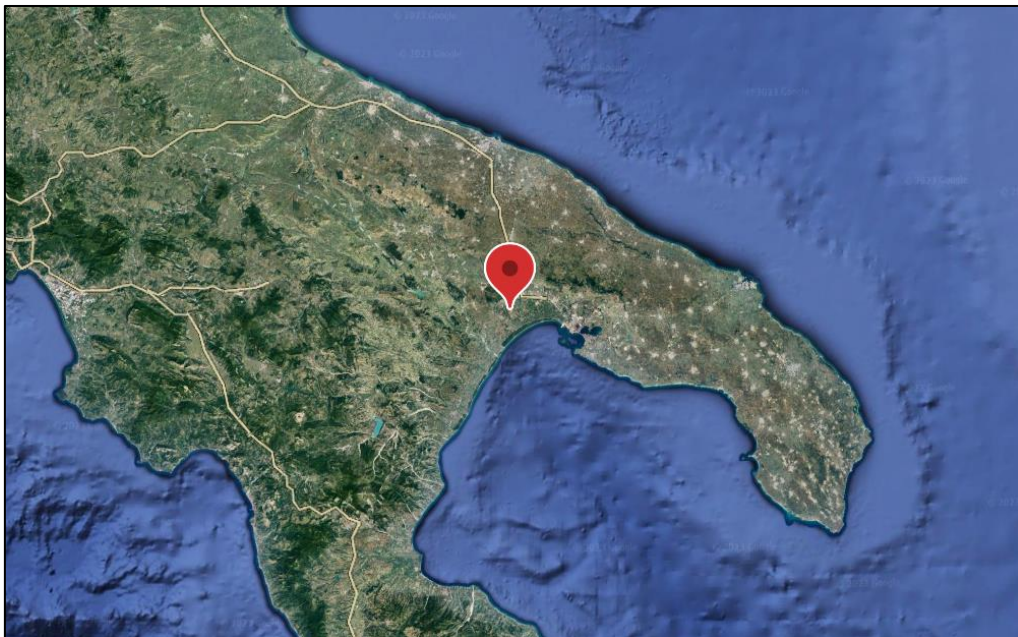


Figura 2: Inquadramento geografico dell'impianto FV

La superficie totale in disponibilità della proponente è circa pari a 175 ha, ed è caratterizzata da una conformazione per la maggior parte pianeggiante con leggera pendenza verso sud, ad un'altitudine media di 50 m. L'area occupata effettivamente dall'impianto sarà di 114,22 ha, suddivisa in tre zone di produzione distinte, in quanto non saranno sfruttate tutte le aree caratterizzate da conformazione del terreno non favorevole (per esempio, con pendenze elevate) o interessate da vincoli o interferenze.



Figura 3: Confini delle tre aree di intervento

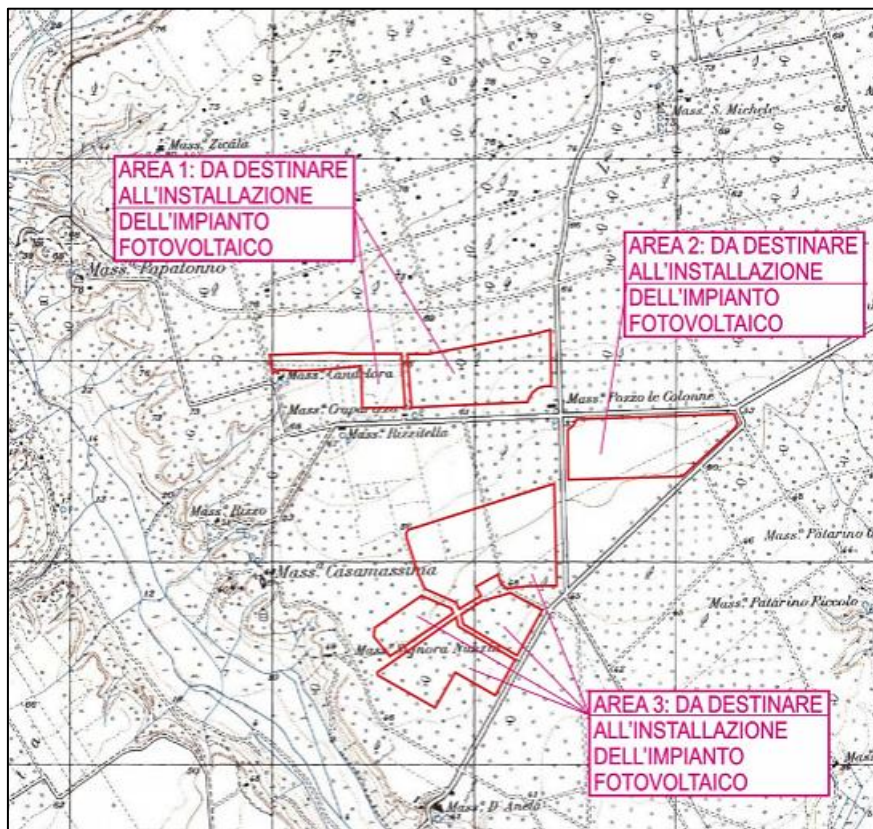


Figura 4: Aree di produzione

La futura stazione di elevazione MT/AT a servizio dell'impianto fotovoltaico è raggiungibile attraverso una strada podereale privata collegata alla SC n. 135. La superficie dell'area di intervento è di circa 4,10 ha. L'area oggetto della progettazione si trova ad un'altitudine media di m 48 s.l.m. e le coordinate nel sistema WGS84-UTM33N sono: 40° 29' 59.69" N 16° 50' 14.32" E.

2.2.1 Riferimenti catastali

L'area di intervento considerata per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico coinvolgerà le seguenti particelle catastali:

Tabella 1: Piano particellare impianto FV

Comune	Foglio	Particella
Castellaneta	100	81
Castellaneta	100	83
Castellaneta	100	85
Castellaneta	100	86
Castellaneta	100	87
Castellaneta	100	90
Castellaneta	100	105
Castellaneta	100	107
Castellaneta	100	122
Castellaneta	102	2
Castellaneta	102	98
Castellaneta	101	134
Castellaneta	101	198
Castellaneta	101	200
Castellaneta	101	203
Castellaneta	101	205
Castellaneta	101	207

Il cavidotto MT attraverserà i comuni di Castellaneta (TA) e di Ginosa (TA), passando per le seguenti particelle catastali:

Tabella 2: Piano particellare cavidotto

Comune	Foglio	Particella
Castellaneta	101	208
Castellaneta	101	215
Castellaneta	101	204
Castellaneta	101	39
Castellaneta	101	70
Castellaneta	101	82
Castellaneta	101	75
Castellaneta	109	32
Castellaneta	101	68
Castellaneta	108	63
Castellaneta	108	384
Castellaneta	108	309
Castellaneta	109	19
Castellaneta	115	6
Castellaneta	113	97

Castellaneta	113	93
Castellaneta	113	95
Castellaneta	113	94
Castellaneta	113	39
Castellaneta	113	9
Castellaneta	113	38
Castellaneta	112	222
Ginosa	120	197
Ginosa	120	227
Ginosa	119	307
Ginosa	119	302
Ginosa	119	301
Ginosa	119	107
Ginosa	119	111

2.3 Inquadramento vincolistico

Il progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico deve tenere in considerazione i vincoli e le tutele ambientali vigenti sul territorio di interesse, ed è necessario che l'intervento di costruzione sia compatibile con essi.

L'analisi vincolistica del progetto in esame non evidenzia alcun impatto significativo sulle componenti ambientali. È quindi possibile concludere che l'intervento sia compatibile con le norme ambientali attualmente vigenti.

Nella tabella sottostante sono riassunti alcuni vincoli esaminati per l'impianto fotovoltaico oggetto di studio:

Tabella 3: Analisi dei vincoli

Vincolo	L'impianto è esterno alle aree vincolate?
Rete Natura 2000	
Siti di Importanza Comunitaria (SIC/ZSC)	SI
Zone di Protezione Speciale (ZPS)	SI
Zone umide (Ramsar)	SI
Important Birds Area (I.B.A.)	SI
Elenco Ufficiale Aree Protette (EUAP)	SI
PAI	
Pericolosità geomorfologica	SI
Pericolosità idraulica	SI
Vincoli ambientali e paesaggistici	
D.Lgs. 42/2004 art. 136	SI
D.Lgs. 42/2004 art. 142	SI
Vincolo Idrogeologico	
Vincolo Idrogeologico R.D. 3267/1923	SI
Piano di Tutela delle Acque (PTA)	SI
Piano Comunale	
P.U.G del Comune di Castellaneta	Zona "E" (agricola generica)

Vincolo	L'impianto è esterno alle aree vincolate?
P.U.G. del Comune di Ginosa	Zona "E" (agricola generica)

- Il sito ricade completamente al di fuori delle aree protette da Rete Natura 2000 e risulta pertanto idoneo all'installazione di un impianto fotovoltaico. L'area ZSC più vicina è denominata "Area delle Gravine" (ID IT9130007) e dista circa 4 km dal territorio interessato per l'installazione dell'impianto. A 6 km dal sito si trova invece l'area ZSC "Pinete dell'Arco Ionico". Inoltre, il sito ricade all'esterno di zone umide di importanza nazionale/internazionale protette dalla convenzione RAMSAR, oltreché al di fuori di aree IBA.
- Le aree di produzione dell'impianto FV considerato si collocano al di fuori di aree segnalate dal Piano per l'Assetto idrogeologico (PAI) come zone a rischio di valanghe, frane o alluvioni. Risultano quindi essere idonee all'installazione di un impianto FV.
- Il progetto di realizzazione dell'impianto FV in esame rispetta i vincoli imposti dal Piano di Tutela delle Acque (PTA), in quanto trattasi di opere il cui esercizio non prevede emungimenti e/o prelievi ai fini irrigui o industriali. Pertanto, l'intervento risulta compatibile e coerente con le misure previste dal PTA.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda ai documenti "FV-CS-AB.10-00 Studio di Impatto Ambientale" e "FV-CS-AB.11-00 Sintesi Non Tecnica".

2.4 Configurazione di impianto

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in tre differenti aree (o campi) di produzione, per un totale di 144.144 moduli FV, così suddivisi:

- 37.908 moduli FV nel Campo 1;
- 32.500 moduli FV nel Campo 2;
- 73.736 moduli FV nel Campo 3.

I moduli fotovoltaici sono collegati in serie tra loro a formare delle stringhe, per un massimo di 26 moduli per stringa, che si collegheranno poi a specifici inverter di stringa, installati direttamente in campo. Saranno inoltre installate in campo 26 cabine di trasformazione deputate ad elevare la tensione in uscita dagli inverter da un valore di BT di 800 V ad un valore di MT pari a 30 kV. Queste cabine elevatrici di campo saranno così suddivise tra le tre aree di produzione:

- 7 cabine nel Campo 1;
- 6 cabine nel Campo 2;
- 13 cabine nel Campo 3.

Dalle cabine di trasformazione di campo parte poi una rete di elettrodotti interrati in MT che confluiscono in un'unica cabina di raccolta MT, da cui saranno derivate tre linee in cavo interrato, ciascuna delle quali in grado di trasferire un terzo della potenza totale dell'impianto alla cabina di trasformazione MT/AT (30/150 kV) del produttore. Da tale stazione, sarà derivata, infine, una linea in cavo interrato a 150 kV per la connessione, conformemente alla STMG emessa da TERNA, con la Nuova Stazione di Smistamento a 150 kV di RTN, prevista nel Comune di Ginosa.

Tabella 4: Tabella riassuntiva numerosità componenti di impianto

Campo	N. moduli FV	N. inverter	Potenza [MWp]	Cabine di trasformazione BT/MT
-------	--------------	-------------	---------------	--------------------------------

1	37.908	122	22,176	7
2	32.500	105	19,012	6
3	73.736	240	43,136	13
Totale	144.144	467	84,324	26

La potenza nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle potenze nominali di ciascun campo, è pari a 84.324,240 kWp (lato DC).

2.5 Dati di progetto

In Tabella 5 sono riportate le principali caratteristiche tecniche relative all'impianto in progetto:

Tabella 5: Dati di progetto

Società Proponente	NEXT SOL PV II S.R.L.
Luogo di realizzazione (impianto FV + elettrodotto)	Castellaneta (TA) Ginosa (TA)
Denominazione impianto	Conca d'Oro
Superficie di interesse (impianto PV)	1.142.200 m ²
Potenza di picco	84.324,240 kWp
Modalità connessione alla rete	Connessione in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 KV della RTN, in configurazione "entra-esci" alle linee a 150 kV di RTN "Pisticci-Taranto N2" e "Ginosa-Matera".
Tensione di esercizio:	
Bassa tensione CC	< 1.500 V
Bassa tensione CA	800 V sezione generatore (inverter) 400/230 sezione ausiliari
Media Tensione	30 kV
Alta Tensione	150 kV
Strutture di sostegno	Tracker mono-assiali
Inclinazione piano dei moduli (tilt)	± 55°
Angolo di azimuth	0°
N° moduli FV	114.144
N° inverter di stringa	467
N° tracker mono-assiali	3.627
N° cabine di trasformazione BT/MT	26
Producibilità energetica attesa (1° anno)	164,297 GWh 1.948 kWh/kWp

2.6 Definizione del layout

Il layout di ciascun campo fotovoltaico è stato definito nel pieno rispetto dei vincoli paesaggistici e territoriali (vedi Par. 2.3), e al fine di ottimizzare lo sfruttamento della radiazione solare incidente e conseguentemente massimizzare la produzione energetica dell'impianto.

Al fine di valutare la fattibilità tecnica dell'installazione dei campi fotovoltaici, è stata innanzitutto condotta

un'analisi in merito all'uniformità del terreno di interesse. I risultati ottenuti sono riportati in Figura 5, dove vengono mostrate le curve di livello relative alle tre aree di produzione dell'impianto. Ciò che emerge è che il terreno su cui queste verranno realizzate è caratterizzato da pendenze e variazioni di livello molto bassi, pertanto risulta adatto per ospitare un impianto fotovoltaico.





Figura 5: Curve di livello Area 1-2-3

Successivamente, sono state ricercate possibili interferenze interne all'impianto, ed è stato considerato un opportuno buffer da queste. In estrema sintesi, sono state considerate le fasce di rispetto imposte da:

- Strade provinciali e comunali;
- Condotto idriche o elettriche interrato;
- Aree industriali;
- Vincoli infrastrutturali;
- Vincoli forestali;
- Vincoli paesaggistici;
- Vincoli beni archeologici.

2.7 Criteri di dimensionamento

Il dimensionamento elettrico dell'impianto fotovoltaico è stato effettuato considerando sia le normative vigenti che le caratteristiche elettriche dei componenti d'impianto, nonché le condizioni climatiche del sito di installazione.

I criteri di dimensionamento adottati per caratterizzare i cavi elettrici sono ben descritti nelle varie *Relazioni di Calcolo* dei cavi BT, MT e AT.

Di seguito si descrivono i criteri di dimensionamento dei componenti principali affrontati:

- Tensione di isolamento CC;
- Corrente di stringa;
- String Box: tensione, corrente di ingresso e corrente di uscita;
- Corrente di string box;

- Inverter: tensione isolamento e range MPP, corrente ingresso per canale e totale;
- Tensione isolamento BT;
- Trasformatore MT/BT: potenza e rapporto di trasformazione;
- Tensione isolamento MT;
- Quadro MT di Cabina di trasformazione: tensione e corrente nominale;
- Corrente linee MT di campo;
- Quadro MT di Cabina di smistamento: tensione e corrente nominale;
- Trasformatore AT/MT: potenza e rapporto di trasformazione;
- Quadro MT di Cabina di SSE;
- Impianto: rapporto potenza CC/potenza CA.

2.8 Analisi di producibilità

La disponibilità della fonte solare per il sito di Castellaneta (TA) è stata verificata utilizzando i dati forniti dal PVGIS relativi ai valori giornalieri medi mensili della radiazione sul piano orizzontale. Tali dati sono stati, tra l'altro, confrontati con i valori della radiazione solare globale giornaliera media mensile fornita dal modello di calcolo in ossequio alla norma UNI-8477.

Dai valori della radiazione solare globale giornaliera media mensile si evince una radiazione globale annua media di 2030 kW/m² (valore atteso).

L'energia generata dipende, fondamentalmente, dai seguenti fattori :

- Sito dell'impianto; morfologia dello stesso.
- Radiazione solare attesa per il sito.
- Temperatura media stagionale del sito.
- Riflettanza delle aree antistanti i tracker.
- Eventuali ombreggiamenti.
- Caratteristiche dei moduli fotovoltaici : potenza-superficie captante-coefficienti di temperatura-perdite per mismatch-rendimento, ecc
- Caratteristiche del B.O.S. (Balance of System)

La formula, empirica, ma generalmente utilizzata, per il calcolo totale delle perdite dovute al B.O.S. è :

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

Con acronimi di significato :

- a = perdite per riflessione
- b = perdite per ombreggiamento
- c = perdite per mismatching
- d = perdite per effetto della temperatura
- e = perdite nei circuiti in corrente continua (effetto Joule)
- f = perdite negli inverter
- g = perdite nei circuiti in corrente alternata (effetto Joule)

Con l'utilizzo del software del simulatore fotovoltaico PVGIS-5 EUROPA, con le condizioni iniziali imposte:

- Potenza nominale lato corrente continua P_{DC} = 84,324240 MWp
- Tracker monoassiali (movimento Est-Ovest +/- 55 °)

Risulta una produzione annua attesa di **164.298 MWh** che per kW installato corrisponde a **1.948 kWh/kWp**.

Si riporta la scheda di sintesi della producibilità previsionale.



PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV

Valori inseriti:

Lat./Long.: 40.545, 16.929
 Orizzonte: Calcolato
 Database solare: PVGIS-SARAH
 Tecnologia FV: Silicio cristallino
 FV installato: 84324.24 kWp
 Perdite di sistema: 14 %

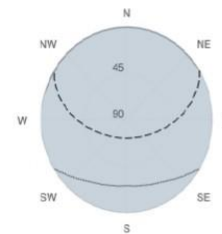
Output del calcolo

Angolo inclinazione [°]: 54 (opt)
 Produzione annuale FV [kWh]: 164297836.53
 Irraggiamento annuale [kWh/m²]: 2465.44
 Variazione interannuale [kWh]: 5431806.3
 Variazione di produzione a causa di:
 Angolo d'incidenza [%]: -1.47
 Effetti spettrali [%]: 0.81
 Perdite temp. ed irr. bassa [%]: -7.48
 Perdite totali [%]: -20.97

VA*

* VA: Asse verticale

Grafico dell'orizzonte:



■ Altezza orizzonte
 - - - Altezza sole, giugno
 ····· Altezza sole, dicembre

Energia mensile da sistema FV ad inseguimento:



Asse verticale

Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	92771952.8	1380655.9	
Febbraio	934571132.2	1194526.7	
Marzo	1288230826	1486024.6	
Aprile	14365726319	1372865.4	
Maggio	17179520161	1009571.1	
Giugno	17789157673	1257426.3	
Luglio	19832650281	900251.6	
Agosto	18696723342	1165299.7	
Settembre	14303928834	1053423.5	
Ottobre	12203816056	1614718.5	
Novembre	945096835.6	1463321.2	
Dicembre	896975225.5	1358030.4	

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema scelto [kWh].
 H_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].
 SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

Irraggiamento mensile nel piano di inseguimento:



La Commissione europea gestisce questo sito per offrire al pubblico un più ampio accesso alle informazioni sulle sue iniziative e le politiche dell'Unione europea in generale. L'obiettivo è quello di fornire informazioni esatte e aggiornate. Qualsiasi errore portato alla nostra attenzione sarà prontamente corretto.
 La Commissione declina, tuttavia, qualsiasi responsabilità per quanto riguarda le informazioni ottenute consultando questo sito, dall'informazione.
 Il) non sono esclusivamente di carattere generale e non intendono fare riferimento a circostanze specifiche relative ad alcun individuo o entità.
 Il) non sono necessariamente esaustivi, complete, corrette o aggiornate.
 Il) sono talvolta a legge a siti esterni sui quali i servizi della Commissione non hanno alcun controllo e per le quali la Commissione non si assume alcuna responsabilità.
 Il) non costituiscono un parere di tipo professionale o legale (per una consulenza specifica, è sempre necessario rivolgersi ad un professionista qualificato).



PVGIS ©Unione Europea, 2001-2021.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Dati mensili di irraggiamento 2021/06/01

Figura 6: Stima producibilità

2.8.1 Risparmio combustibile ed emissioni evitate

Il calcolo del combustibile risparmiato e l'analisi delle emissioni in atmosfera evitate costituiscono un punto fondamentale per studiare i benefici ambientali derivanti dall'installazione dell'impianto fotovoltaico.

Il dato di partenza è proprio il valore di produzione di energia stimato per il primo anno di attività dell'impianto (164,297 GWh/anno), che, come già riportato anche nel paragrafo precedente, diminuirà di anno in anno a causa della riduzione delle prestazioni dei moduli FV e della disponibilità dell'impianto a causa di rotture e guasti a cui saranno soggetti i componenti.

Il risparmio di combustibile si misura in termini di energia primaria, ovvero in TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio), come:

$$164.297 \text{ MWh} \times 0,187 \text{ TEP/MWh} = \mathbf{30.723,54 \text{ TEP nel primo anno}}$$

dove 0,187 TEP/MWh rappresenta il fattore di conversione da MWh a TEP.

Le emissioni di CO₂, SO₂ e NO₂ in atmosfera evitate sono calcolate come di seguito:

- CO₂ → 164.297 MWh x 0,650 t/MWh = **106.793,05 t nel primo anno**
- SO₂ → 164.297 MWh x 0,000746 t/MWh = **122,57 t nel primo anno**
- NO₂ → 164.297 MWh x 0,000854 t/MWh = **140,31 t nel primo anno**

3 Caratteristiche tecniche dei principali componenti di impianto

Nei vari paragrafi inclusi in questo capitolo verranno fornite le caratteristiche tecniche dei principali componenti di impianto, ovvero:

- Moduli fotovoltaici;
- Strutture di sostegno e tracker mono-assiali;
- Inverter;
- Cabine di trasformazione, con descrizione di:
 - Quadro BT;
 - Trasformatore BT/MT;
 - Quadro MT;
 - Servizi ausiliari.
- Cabina di raccolta;
- Sistema di accumulo;
- Collegamenti elettrici.

3.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici previsti per l'impianto in esame sono prodotti da Jinko Solar, modello JKM585M-7RL4-V, ognuno con una potenza nominale di 585 Wp in STC¹. Ciascun modulo è composto da 155 celle elementari realizzate in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, un vetro frontale anti-riflesso di spessore 3,2 mm caratterizzato da un elevato coefficiente di trasmissione, e una cornice in alluminio anodizzato, per una dimensione complessiva pari a 1134 x 2411 x 35 mm ed un peso pari a 31,1 kg.

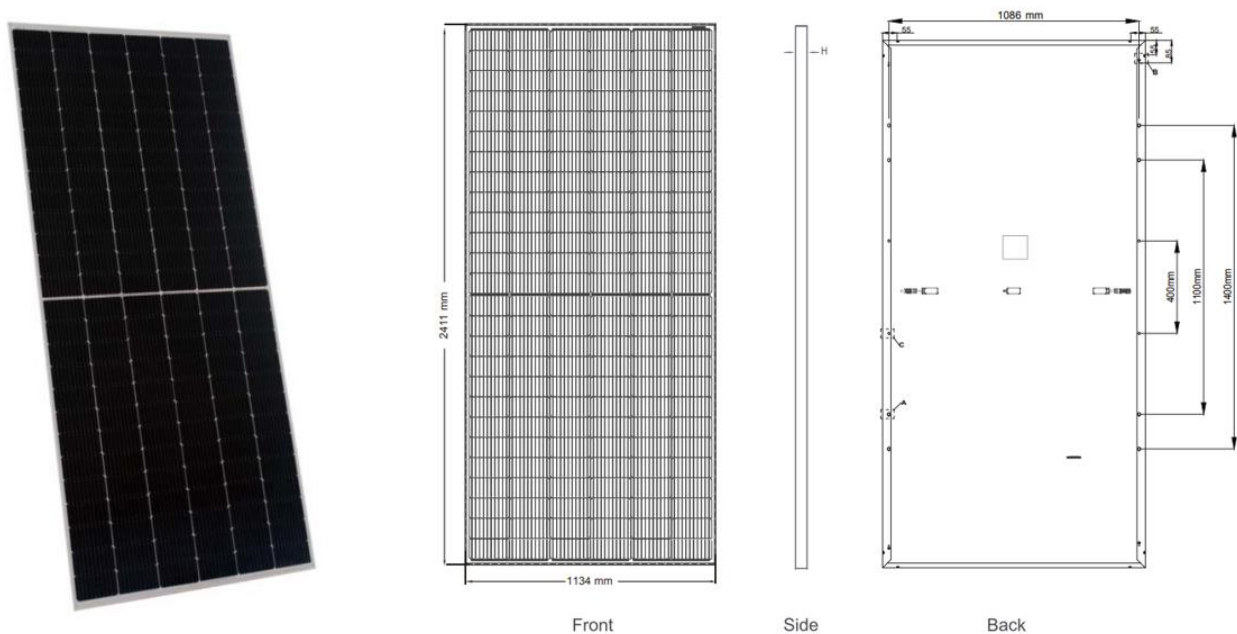


Figura 7: Modulo FV JKM585M-7RL4-V

¹ Standard Test Condition: irraggiamento solare 1000 W/m², temperatura modulo 25°C, Air Mass 1,5.

In Tabella 7 sono riportate le principali caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici adottati.

Tabella 6: Caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

Modello modulo FV	JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT ²
Potenza massima [Wp]	585	435
Tensione alla massima potenza – Vmpp [V]	44,22	41,18
Corrente alla massima potenza – Impp [A]	13,23	10,57
Tensione a circuito aperto – Voc [V]	53,42	50,42
Corrente di corto circuito – Isc [A]	13,91	11,23
Efficienza nominale a STC [%]	21,40	
Temperatura di funzionamento [°C]	Da -40 a +85	
Tensione massima di sistema [V]	1500 (IEC)	
Corrente massima fusibili [A]	25	
Coefficiente di temperatura – Pmax [%/°C]	-0,35	
Coefficiente di temperatura – Voc [%/°C]	-0,28	
Coefficiente di temperatura – Isc [%/°C]	0,048	

I moduli fotovoltaici dell'impianto, come già descritto, verranno collegati elettricamente tra di loro a formare delle stringhe. Le stringhe previste saranno composte da massimo 26 moduli collegati in serie tra di loro.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori. Le caratteristiche saranno comunque comparabili a quelle del modulo FV precedentemente descritto, in termini di tecnologia costruttiva, dimensioni e caratteristiche elettriche, fermo restando che non sarà superata la potenza di picco totale dell'impianto (MWp).

3.2 Strutture di sostegno e tracker mono-assiali

Al fine di massimizzare la produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico, i moduli saranno installati su strutture di sostegno a inseguimento mono-assiale (tracker), che consentono ai moduli solari di ruotare attorno a un singolo asse, orizzontale e orientato Nord-Sud. Questo permette loro di variare il loro angolo di inclinazione fino a un massimo di $\pm 55^\circ$ e di seguire la posizione del sole durante il corso della giornata. L'inseguimento solare Est/Ovest assicura che i moduli fotovoltaici rimangano il più possibile perpendicolari ai raggi solari, massimizzando così la superficie esposta al sole e, di conseguenza, la quantità di radiazione solare catturata dai moduli e convertita in energia elettrica. Questo sistema comporta un aumento stimato della produzione energetica nell'intervallo tra il +10% e il +20% rispetto agli impianti fotovoltaici tradizionali con strutture a inclinazione fissa.

Tre differenti modelli di tracker sono previsti per l'impianto oggetto di studio, la cui numerosità è riportata in Tabella 8:

² Nominal Operating Cell Temperature: irraggiamento solare 800 W/m², temperatura ambiente 20°C, Air Mass 1,5, velocità del vento 1 m/s.

- TRJHT-13PDP da 13 moduli FV;
- TRJHT-26PDP da 26 moduli FV;
- TRJHT-52PDP da 52 moduli FV.

Tabella 7: Tracker mono-assiali installati

	Tracker da 13 moduli	Tracker da 26 moduli	Tracker da 52 moduli
Campo 1	92	152	630
Campo 2	132	112	536
Campo 3	374	549	1050
Totale	598	813	2.216

Tali strutture di sostegno vengono infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, per una profondità di circa 1,5 m. Non è quindi prevista la realizzazione di fondazioni in cemento o altri materiali. Tale scelta progettuale consente quindi di minimizzare l'impatto sul suolo e l'alterazione dei terreni stessi, agevolandone la rimozione alla fine della vita utile dell'impianto.

L'altezza dei moduli FV in posizione orizzontale è pari a 1,14 m. Ciò comporta che nella situazione di massima inclinazione i moduli FV raggiungeranno un'altezza massima di 2,37 m e una distanza minima dal suolo di 0,40 m.

I tracker sono stati disposti lungo file aventi una distanza tra gli interassi di 5 m. Nel caso di moduli in perfetta posizione orizzontale, lo spazio utile è di 2,61 m, mentre nel caso di un angolo di tilt di 55°, lo spazio utile tra le file è di circa 3,75 m, necessario per la movimentazione dei mezzi di manutenzione.

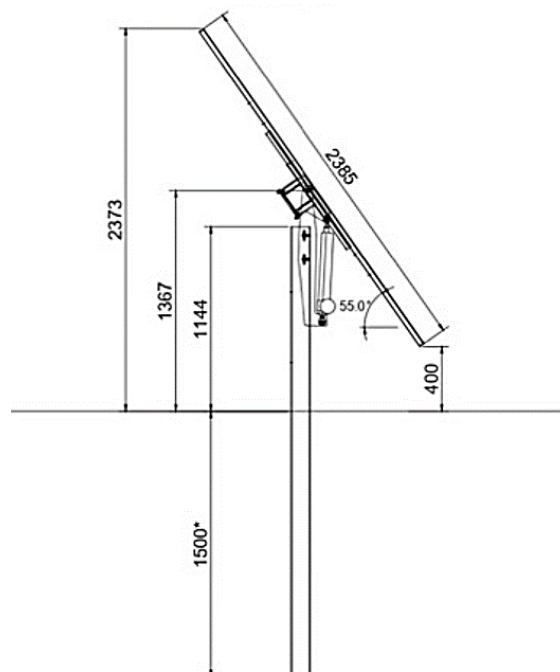


Figura 8: Principali quotature tracker mono-assiale

3.3 Inverter

Per il presente progetto è previsto l'utilizzo di inverter di stringa prodotti da HUAWEI, modello SUN2000-

185KTL-H1, di cui sono riportate le caratteristiche principali in Tabella 9.



Figura 9: Inverter HUAWEI SUN2000-185KTL-H1

Tabella 8: Caratteristiche tecniche inverter HUAWEI SUN2000-185KTL-H1

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Questi inverter avranno il compito di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici da corrente continua (CC) a corrente alternata (AC), che dovrà poi essere inviata alla cabina di trasformazione per l'elevazione del livello di tensione da BT a MT. Pertanto, è necessario che essi siano compatibili sia con i valori di tensione e corrente ricevuti in ingresso dal campo fotovoltaico, sia con i valori di tensione e corrente richiesti in uscita.

Ogni inverter potrà ricevere in ingresso un massimo di 18 stringhe suddivise in 9 MPPT.

Il numero totale di inverter previsti per l'impianto in esame è di 467, così suddivisi per area di produzione:

- 122 inverter nel Campo 1;
- 105 inverter nel Campo 2;

- 240 inverter nel Campo 3.

Si ritiene opportuno sottolineare che la scelta definitiva del produttore/modello dell'inverter sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato, nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori. L'architettura d'impianto non subirà comunque alcuna variazione significativa.

3.4 Cabine di trasformazione di campo

Lo scopo delle cabine di trasformazione di campo è di ricevere l'energia elettrica in corrente alternata BT proveniente dagli inverter di stringa, innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 800 V a 30 kV), collegarsi alla rete di distribuzione MT del campo al fine di veicolare l'energia generata verso la cabina di smistamento MT, e successivamente verso la stazione elevatrice MT/AT del produttore.

Per il progetto in esame si prevede l'installazione di 26 cabine di trasformazione elevatrici di campo, così suddivise tra le diverse aree di produzione fotovoltaica:

- 7 cabine nel Campo 1, collegate in media tensione a 30 kV in un anello esercito in una configurazione di "anello aperto-chiuso";
- 6 cabine nel Campo 2, collegate in media tensione a 30 kV in un anello esercito in una configurazione di "anello aperto-chiuso";
- 13 cabine nel Campo 3, collegate in media tensione a 30 kV in un anello esercito in una configurazione di "anello aperto-chiuso".

Per ciascuna cabina sono stati previsti due prefabbricati in cemento armato vibrato con struttura di tipo monolitico, deputati, rispettivamente, al contenimento di:

- Quadro BT di parallelo inverter, trasformatore elevatore BT/MT, quadro MT, sezione ausiliari. Questa cabina avrà dimensioni approssimative pari a 13,50 x 3,00 x 3,40 m
- Batterie per accumulo energia, da utilizzare esclusivamente per l'alimentazione dei servizi ausiliari si sera/notte. Questa cabina avrà dimensioni approssimative pari a 6,00 x 3,00 x 3,40 m

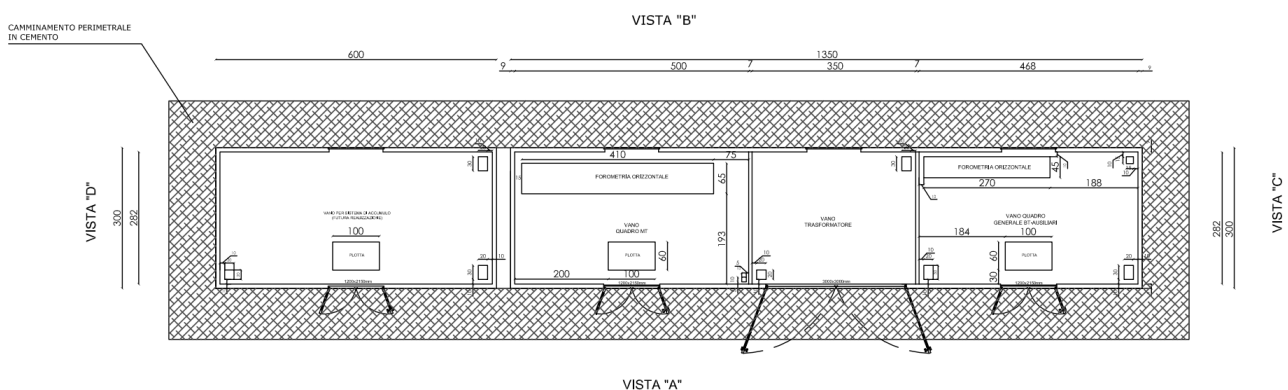


Figura 10: Layout cabina di trasformazione BT/MT

3.4.1 Quadro generale BT di parallelo inverter

Per ogni cabina di trasformazione è stato previsto un quadro di parallelo inverter, suddiviso in due sezioni, ognuna della quali afferisce ad un secondario del trasformatore e sarà dotata di:

- Nr.1 interruttore magnetotermico scatolato in esecuzione fissa;
- Nr. 9 interruttori magnetotermici differenziali in esecuzione fissa;
- Nr. 1 multimetro di rete.

La sezione 1 conterrà, inoltre, un interruttore di protezione del trasformatore ausiliario di potenza 30-50 kVA, lato 800 V.

3.4.2 Trasformatore BT/MT

In ciascuna cabina di campo è previsto un trasformatore elevatore BT/MT, con isolamento in resina epossidica, a doppio secondario (lato BT). Le principali caratteristiche sono riportate in Tabella 10:

Tabella 9: Principali caratteristiche tecniche del trasformatore

Potenza nominale	3.150 kVA
Gruppo vettoriale	Dyn11-yn11
Tensione primaria (lato MT) – v1	30 kV
Tensione primaria (lato BT) – v2	800 V
Tensione di corto circuito Vcc	6%
Perdite a vuoto	3.800 W
Perdite a carico (a 75°C)	19.800 W
Perdite a carico (a 120°C)	22.000 W
Dimensioni L x P x H	2280 x 1195 x 2660 mm
Peso	8370 kg

3.4.3 Quadro MT

In ciascuna delle 26 cabine di trasformazione elevatrici di campo è stato previsto un quadro di MT-36 kV, identico per ciascuna di esse. La tipologia presa di riferimento è di produzione Schneider Electric, modello SM6-36 di caratteristiche generali:

Tabella 10: Caratteristiche principali quadro MT

Tensione nominale	36 kV
Tensione di esercizio	30 kV
Corrente nominale	630 A
Corrente di breve durata ammissibile	16 kA x 1 sec
Temperatura di riferimento	-5°C / +40°C

Il quadro si comporrà di quattro unità funzionali:

- Nr. 2 unità funzionali di “arrivo-partenza” anello;
- Nr. 1 unità funzionale di “misure”;
- Nr. 1 unità funzionale di “protezione trasformatore elevatore”.

3.4.4 Sezione ausiliari

La sezione ausiliari sarà costituita da:

- Trasformatore BT/BT per alimentazione dei servizi ausiliari di potenza pari a 30 kV;

- Quadro per alimentazione dei servizi ausiliari, composto di due sezioni distinte:
 - Sezione energia normale:
 - Sezione energia continuità

3.5 Quadro Generale di Raccolta MT-30 kV

Tutta l'energia generata dalle aree 1-2-3 verrà conferita al Quadro Generale di Raccolta MT-30 kV, che ha proprio il compito di collettare l'energia elettrica MT proveniente dalle 26 cabine di trasformazione di campo e inviarla successivamente alla stazione elevatrice MT/AT (30-150 kV) del produttore tramite un elettrodotto di media tensione esterno al sito.

La cabina di raccolta sarà realizzata all'interno del Campo 3 di produzione, nello specifico nella particella 207, e consisterà in un prefabbricato in cemento del tipo "a pannelli" componibili. I principali componenti inclusi nella cabina sono:

- Quadro Generale di Raccolta MT-30 kV;
- Trasformatore BT/MT per i servizi ausiliari;
- Quadro di BT per alimentazione dei servizi ausiliari;
- Sistema di supervisione SCADA.

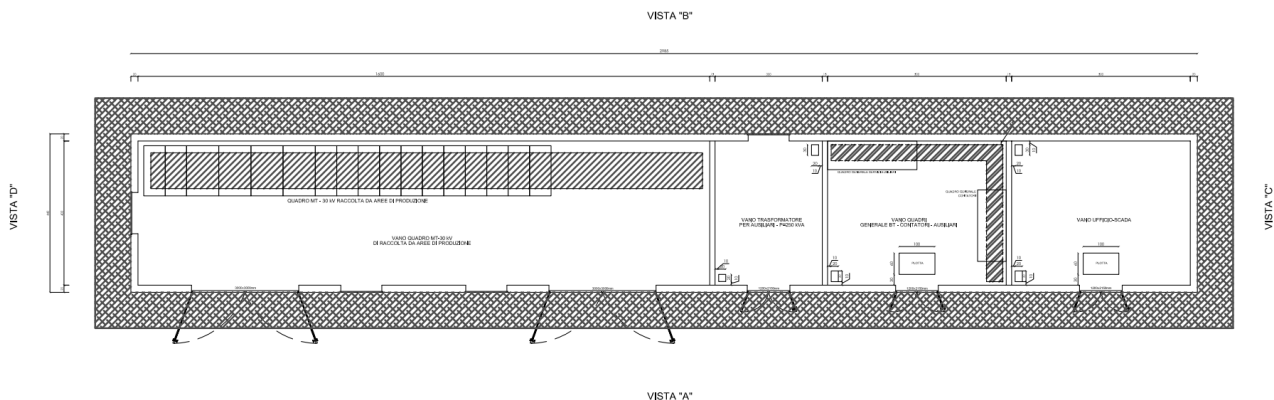


Figura 11: Layout cabina di raccolta MT-30 kV

La struttura prefabbricata è composta da elementi componibili prefabbricati in cemento armato vibrato, ed è costruita secondo quanto prescritto dalle Norme CEI 11-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata", dalle Norme CEI 99-4 "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale" e dalle Norme CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica". La struttura è realizzata in modo da assicurare un grado di protezione verso l'esterno, IP 33, Norme CEI 70-1.

Il Quadro Generale di Raccolta MT-30 kV, blindato con isolamento in gas SF6 e modello GHA, si comporrà, sinteticamente, delle seguenti unità funzionali:

- Nr. 4 unità generali di uscita verso Quadro MT della Stazione Elevatrice del produttore, ciascuna corredata di: interruttore, 3 TA, 1 TO, protezione, misure. (Nr. 1 è di riserva).
Dimensioni unitarie L x H x P= 800x2400x1400 mm.
- Nr. 8 unità di "arrivo-partenze" linee in anello da impianti di produzione", ciascuna corredata di: interruttore, 3 TA, 1 TO, protezioni, misure.
Dimensioni unitarie L x H x P= 600x2400x1400 mm.

- Nr. 2 unità di “arrivo-partenze” linee in anello “Riserva”, ciascuna corredata di: interruttore, 3 TA, 1 TO, protezioni, misure.
Dimensioni unitarie L x H x P= 600x2400x1400 mm.
- Nr. 1 unità di “protezione trasformatore per i servizi ausiliari”, corredata di: interruttore, 3 TA, 1 TO, protezioni, misure, morsettiera piombabile a servizio del contatore per la misura dell’energia consumata.
Dimensioni unitarie L x H x P= 600x2400x1400 mm.
- Nr. 1 unità di “misure sbarre “, contenente n°3 TV fase-terra 30 kV: $\sqrt{3} / 100: \sqrt{3} / 100: 3 V$
Dimensioni unitarie L x H x P= 600x2400x1400 mm.
- Nr. 1 unità di “misure sbarre “, contenente n°2 TV fase-fase 30 kV / 100-100 V
Dimensioni unitarie L X H X P= 600x2400x1400 mm.

3.6 Elettrodotto MT esterno

La linea elettrica di trasmissione dell’energia generata tra il campo FV, in particolare il Quadro Generale di raccolta MT-30 kV, e la stazione elevatrice MT/AT del produttore sarà costituita da un elettrodotto interrato esercito in Media Tensione a 30 kV. Al fine di ottimizzare il trasferimento sia da un punto di vista tecnico che economico, è prevista l’adozione di tre linee in cavo interrato MT-30 kV, ciascuna delle quali in grado di trasportare un terzo della potenza totale dell’impianto. In pratica ciascuna linea sarà in grado di trasferire una potenza di generazione (teorica) pari a 30 MW. Le tre linee in cavo interrato in MT-30 kV, partendo dal Quadro Generale di Raccolta, attraversando strade provinciali, comunali, vicinali, private, raggiungeranno l’area ove è stata prevista la realizzazione della Stazione Elevatrice 30/150 kV del Produttore.

Il percorso del sovra-menzionato elettrodotto in MT si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 10,7 km, ed è stato studiato al fine di minimizzare l’impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali preesistenti ed evitando ove possibile gli attraversamenti di terreni agricoli. Per ulteriori dettagli in merito al percorso del suddetto elettrodotto e alla modalità di gestione delle interferenze si rimanda all’elaborato dedicato.



Figura 12: Percorso cavidotto MT esterno verso la stazione elevatrice MT/AT

3.7 PTO

Il PTO è il Piano Tecnico delle opere di connessione alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale), ovvero l'insieme di tutte le opere comprese dal Punto di Connessione del presente impianto FV, allo stallo AT all'interno della SE di Terna, condiviso con altri impianti di produzione.

Per il progetto in esame, il PTO include:

- Stazione utente 30-150 kV;
- Cavidotto AT, esercito a 150 kV;
- Stazione di smistamento di Terna.

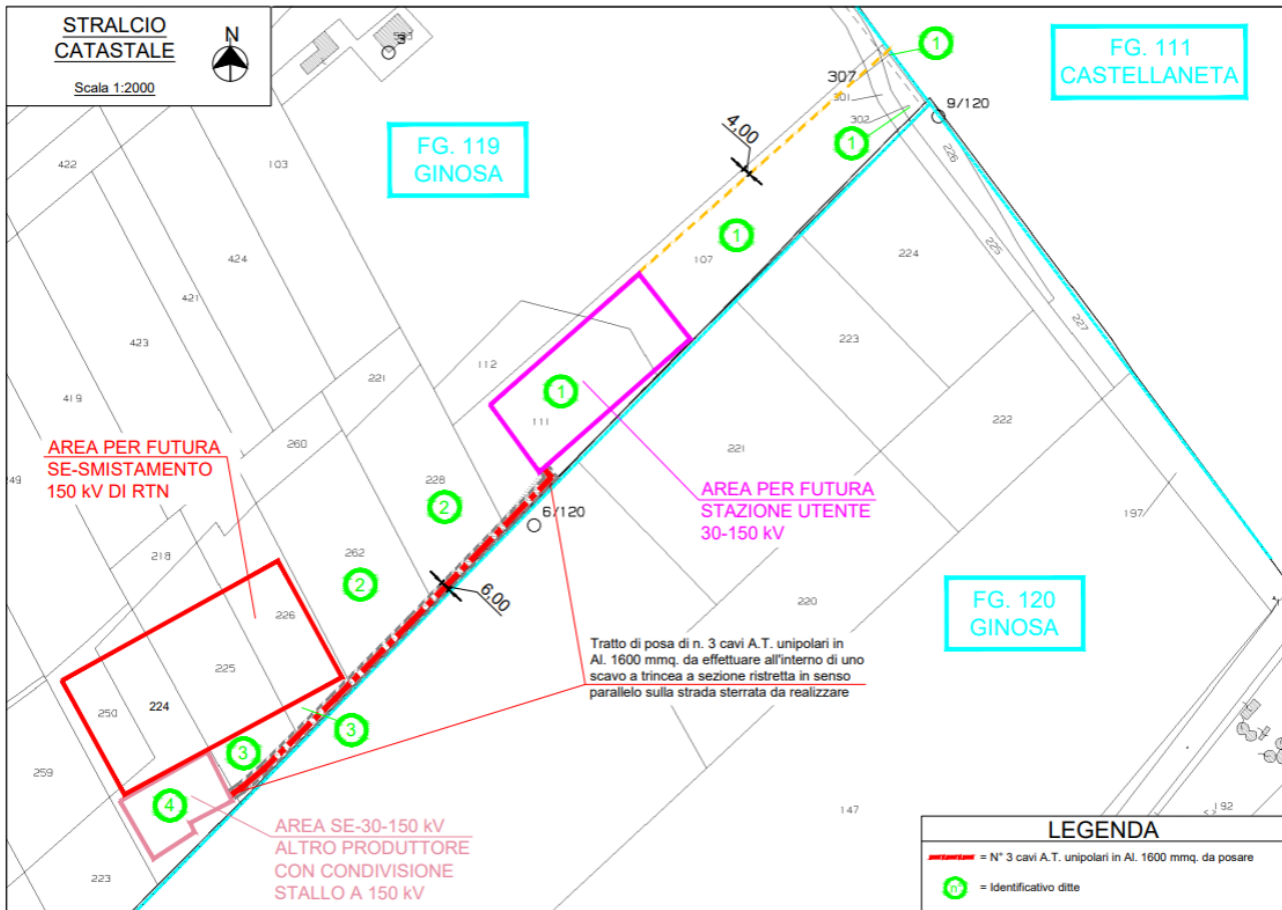


Figura 13: Inquadramento catastale PTO

3.7.1 Stazione utente 30-150 kV

Il compito della stazione elevatrice del produttore è quello di innalzare il livello di tensione dell'energia proveniente dal Quadro Generale di raccolta da MT ad AT (30/150 kV), per consentire l'immissione dell'energia elettrica generata dall'impianto su uno stallo previsto da Terna nella STMG di pertinenza.

La stazione sarà localizzata sulla particella nr. 111 all'interno del Comune di Ginosa. Essa si comporrà essenzialmente delle seguenti parti:

- Cabina prefabbricata del tipo "a pannelli, all'interno della quale saranno localizzati:
 - Quadro Generale di MT-30 KV;
 - Trasformatore MT-BT per alimentazione Servizi Ausiliari, di potenza nominale di 250 kVA;
 - Quadro BT Servizi Ausiliari;
 - Sistemi di supervisione SCADA;
- Gruppo Statico di Continuità;
- Impianti Speciali;
- Trasformatori elevatori MT-AT;
- Apparecchiature del quadro AT all'aperto;
- Impianto di terra.

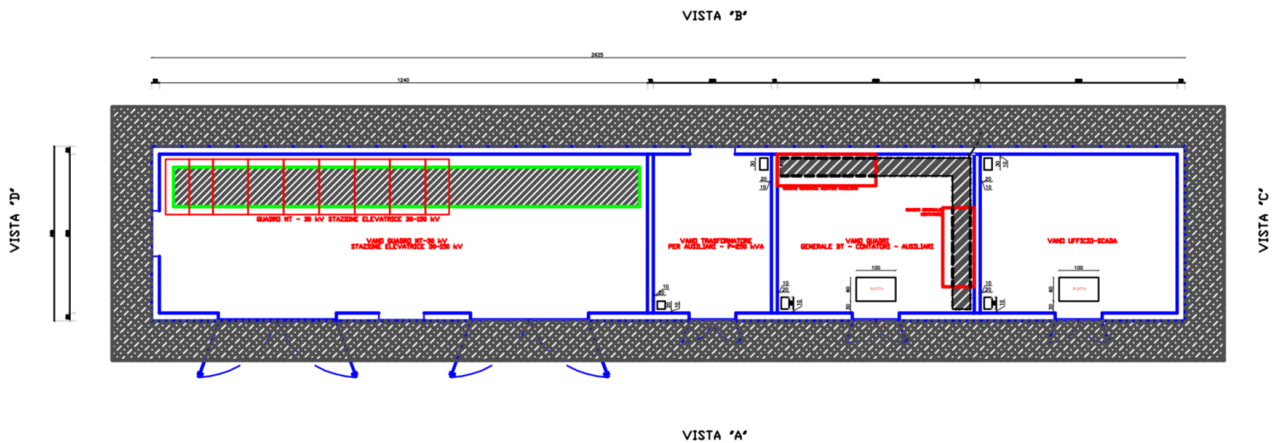


Figura 14: Layout cabina stazione elevatrice 30-150 kV

3.7.1.1 Quadro Generale di MT-30 KV

Il quadro considerato, di potenza nominale pari a 36 kV e potenza di esercizio pari a 30 kV, è caratterizzato, sinteticamente, dalle seguenti unità funzionali:

- Nr. 2 Unità generali di uscita verso i trasformatori MT-AT della Stazione Elevatrice del Produttore, cadauna corredata di : interruttore, 3 TA, 1 TO, protezione, misure.
Dimensioni unitarie L x H x P= 800x2400x1400 mm.
- Nr. 4 unità di “arrivo” linee da quadro di Raccolta, ciascuna corredata di: interruttore, 3 TA, 1 TO, protezioni, misure. N°1 unità è di Riserva.
Dimensioni unitarie L x H x P= 600x2400x1400 mm.
- Nr. 1 unità di “protezione trasformatore per i servizi ausiliari”, corredata di: interruttore, 3 TA, 1 TO, protezioni, misure, morsettiera piombabile a servizio del contatore per la misura dell’energia consumata.
Dimensioni unitarie L x H x P= 600x2400x1400 mm.
- Nr. 1 unità di “ misure sbarre “, contenente n°3 TV fase-terra 30 kV: $\sqrt{3} / 100$: $\sqrt{3} / 100$:3 V
Dimensioni unitarie L x H x P= 600x2400x1400 mm.
- Nr. 1 unità di “ misure sbarre “, contenente n°2 TV fase-fase 30 kV / 100-100 V
Dimensioni unitarie L X H X P= 600x2400x1400 mm.

3.7.1.2 Trasformatore MT/AT

La sezione di alta tensione sarà composta da n.2 stalli di macchina, cadauno attrezzato con un trasformatore MT/AT, con isolamento ad olio, avente le seguenti caratteristiche:

Tabella 11: Caratteristiche tecniche trasformatore MT-AT

Potenza	50 MVA (ONAN) e 63 MVA (ONAF)
Tensione primaria – v1	150 kV
Tensione secondaria – v2	30,6 kV
Gruppo vettoriale	Ynd11
Tensione di corto circuito - Vcc	10%

3.7.2 Cavidotto AT

Il trasferimento ad alta tensione dell'energia verso la stazione di smistamento di Terna avviene tramite un cavidotto interrato AT di lunghezza di circa 350 m. Di seguito sono riportate le caratteristiche principali:

- Tensione nominale di 150 kV
- Frequenza pari a 50 Hz
- Sezione di 1.600 mm²;
- Conduttore in corda di alluminio;
- Isolante XLPE.



Figura 15: Componenti cavidotto AT

3.7.3 Stazione di smistamento di Terna

A seguito della richiesta di connessione alla rete a 150 kV di RTN, è stata emessa da Terna la STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale), per la connessione, numero di pratica N° 201900895, che prevede la connessione in antenna su uno stallo a 150 kV della nuova Stazione a SE – SMISTAMENTO- 150 KV di RTN, da collegare in entra-esci alle linee a 150 KV di RTN “ PISTICCI – TARANTO N2” e “GINOSA MARINA-MATERA” previo la realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea aerea 150 KV della RTN nel tratto compreso tra la nuova SE-SMISTAMENTO GINOSA MARINA e la esistente SE-380-150 KV di MATERA , di RTN.

3.8 Collegamenti elettrici

Il dimensionamento dei cavi eserciti in BT (in corrente continua) ed in MT (in corrente alternata), utilizzati per il trasporto di energia dai moduli FV alle cassette di parallelo stringa, quindi alle cabine di trasformazione, ed infine alle cabine di smistamento MT fino al punto di consegna, è stato effettuato tenendo conto dei seguenti criteri di verifica:

- verifica della portata di corrente e coordinamento protezioni;
- verifica della caduta di tensione;
- verifica della tenuta al corto circuito;
- verifica delle perdite.

Per i calcoli dettagliati relativi alle caratteristiche di cavi e cavidotti, nonché al dimensionamento dei cavi, si rimanda agli specifici elaborati dedicati.

3.9 Protezioni elettriche

Protezione contro cto-cto

Per la porzione di rete elettrica in corrente continua, in caso di corto circuito la corrente (I_{sc}) è limitata a valori di poco superiori alla corrente di massima potenza (I_{mpp}) dei moduli fotovoltaici. Tali valori sono dichiarati dal costruttore e riportati sul datasheet del modulo FV. A protezione dei circuiti sono presenti, nelle cassette di stringa nonché nella sezione di input degli inverter centralizzati, appositi fusibili.

Nella sezione in corrente alternata la protezione è costituita da appositi interruttori automatici opportunamente dimensionati (per ulteriori dettagli si rimanda agli elaborati specifici).

Protezione dai contatti diretti

La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'implementazione dei seguenti accorgimenti:

- Installazione di prodotti con marcatura CE (secondo la direttiva CEE 73/23);
- Utilizzo di componenti con adeguata protezione meccanica (IP);
- Collegamenti elettrici effettuati mediante cavi rivestiti con guaine esterne protettive, con adeguato livello di isolamento e alloggiati in condotti porta-cavi idonei in modo da renderli non direttamente accessibili (quando non interrati).

Protezione dai contatti indiretti

Le masse delle apparecchiature elettriche situate all'interno delle varie cabine sono collegate all'impianto di terra principale dell'impianto.

Per i generatori fotovoltaici viene adottato il doppio isolamento (apparecchiature di classe II). Tale soluzione consente, secondo la norma CEI 64-8, di non prevedere il collegamento a terra dei moduli e delle strutture che non sono classificabili come masse.

Protezione dalle scariche atmosferiche

Considerando che la configurazione dell'impianto fotovoltaico in esame prevede strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, il profilo verticale dell'area di installazione dell'impianto non viene alterato in maniera cospicua. Ciò significa che la probabilità di fulminazione diretta non è influenzata in modo sensibile. Considerando, inoltre, che il sito non sarà presidiato, la protezione dalla fulminazione diretta viene assicurata da una adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna invece considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danni sui componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata.

3.10 Sistema SCADA/monitoraggio

L'intero impianto fotovoltaico sarà dotato di un sistema di controllo SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) in grado di monitorare, in tempo reale, il suo funzionamento e verificare costantemente la corretta operatività dei suoi componenti, nonché di garantire i livelli prestazionali previsti in fase progettuale.

Sinteticamente, il sistema sarà in grado di controllare e monitorare i parametri, gli allarmi, rivenienti da:

- Controllo grandezze ambientali (temperatura esterna, temperatura dei moduli, irraggiamento);
- Grandezze elettriche delle stringhe;
- Grandezze elettriche in uscita dagli inverter;
- Allarmi inverter;
- Calcolo Performance Ratio (PR);
- Energia immessa in rete;
- Allarmi e controllo dei quadri BT/MT delle cabine di campo, del Quadro di Raccolta, della Stazione Elevatrice;
- Gestione degli allarmi rivenienti dall'impianto perimetrale di antintrusione e videosorveglianza;
- Gestione degli interventi programmati di manutenzione;
- Qualunque altra attività necessaria a garantire la perfetta funzionalità del sistema.

3.11 Impianti di sorveglianza e illuminazione

Al fine di impedire l'accesso al sito al personale non autorizzato e garantire l'esercizio in sicurezza dell'impianto fotovoltaico, ogni area di produzione sarà dotata di un sistema antintrusione, che comprenderà recinzioni dedicate intorno al perimetro di ogni campo, integrate con un sistema di videosorveglianza.

Nell'impianto in oggetto, per ciascuna delle tre aree che compongono il generatore fotovoltaico è stato previsto un impianto di illuminazione perimetrale con apparecchi di illuminazione a LED, ad alta efficienza e basso consumo energetico. Il montaggio dei corpi illuminanti è previsto su paletti di acciaio zincato, di altezza 2,5 m, che, contemporaneamente, ospitano anche le telecamere a circuito chiuso previste per il controllo perimetrale. Normalmente l'impianto di illuminazione esterna è spento di notte. Le sue modalità di funzionamento previste sono principalmente due:

1. Modalità ordinaria: questa modalità è volontaria e prevede un'attivazione manuale dell'impianto di illuminazione qualora fosse necessario illuminare l'impianto nelle ore notturne (ad esempio a causa di un guasto importante).
2. Modalità di emergenza: tale modalità si attiva in caso di intervento del sistema antintrusione ogniqualvolta si verifici un tentativo di intrusione su un tratto perimetrale della recinzione o in corrispondenza di uno degli ingressi.

Il sistema di illuminazione dell'impianto sarà compatibile con la normativa contro l'inquinamento luminoso, grazie anche all'utilizzo di moduli FV avanzati con bassissimo coefficiente di riflessione che minimizzano l'alterazione della quantità naturale di luce presente di notte.

4 Opere civili

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico in esame richiede l'esecuzione di diverse opere civili, essenziali per garantirne la costruzione, funzionamento e manutenzione. Nei prossimi paragrafi, verrà fornita una descrizione dettagliata di tali operazioni.

4.1 Strutture di sostegno moduli FV

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, le cui principali caratteristiche e modalità di funzionamento sono già state descritte nel paragrafo dedicato (Paragrafo 3.2), sono sorrette da pali metallici infissi a terra tramite battitura, senza quindi la necessità di realizzare fondazioni in cemento.

La profondità indicativa di infissione dei pali di sostegno è pari a 1,5 m. È comunque importante specificare come il valore definitivo di profondità sarà determinato caso per caso in funzione della specifica tipologia di terreno sottostante individuata tramite le apposite indagini geologiche.

Tutti gli elementi della struttura, inclusi i sistemi di fissaggio/ancoraggio dei moduli fotovoltaici, sono realizzati in acciaio.

4.2 Mitigazione ambientale

Il progetto in esame ha investito tanto sia in termini di superfici che di qualità paesaggistica negli interventi di mitigazione ambientale, garantendo:

- la connessione e lo spostamento delle popolazioni (animali e vegetali) tra le aree a massima naturalità e biodiversità tra/intra i nodi principali e secondari;
- la conservazione di meta-popolazioni di specie a bassa vagilità, la cui sopravvivenza è assicurata da piccole aree di naturalità all'interno delle quali queste popolazioni sono in grado di autosostenersi.

In tutte le zone lungo la recinzione, verranno piantate specie rampicanti. Queste piante saranno posizionate a intervalli di 2,00 m lungo i bordi delle strade e nelle vicinanze dell'area dedicata all'orto didattico lungo il tratturo. Le specie principali selezionate per questa piantumazione saranno l'Edera e il Caprifoglio. L'uso di piante rampicanti è una pratica comune nel paesaggio circostante e, infatti, è stata adottata per diversi anni nell'agro di Castellaneta, specialmente lungo la strada provinciale SP13, per nascondere gli impianti di uva da tavola esistenti.

Inoltre, tra le stringhe fotovoltaiche delimitate dalla recinzione saranno messe a dimora mediante semina leguminose annuali autoriseminanti, le quali trovano un ampio impiego in agricoltura come specie miglioratrici e foraggere. Queste specie germinano e si sviluppano alle prime piogge autunnali e grazie all'autoriseminazione, persistono nello stesso appezzamento di terreno per alcuni anni. La copertura con leguminose contribuisce a promuovere la fertilità del suolo e la stabilità dell'agroecosistema.

Per gli approfondimenti riguardo alla mitigazione ambientale si rimanda ai documenti dedicati "FV-CS-AB.14-00 Studio delle opere di mitigazione" e "FV-CS-AB.17-00 Relazione sul piano agronomico".

4.3 Recinzione

Al fine di impedire l'accesso all'impianto fotovoltaico a soggetti non autorizzati, ciascuna area di produzione sarà corredata di una recinzione metallica, realizzata con rete magliata, di colore verde, per una naturale integrazione nel contesto. Non saranno presenti cordoli di fondazione posti alla base, in quanto il loro montaggio richiederà la sola infissione dei paletti di sostegno, di altezza 2,20 m. Le recinzioni saranno

sollevate dal suolo per un'altezza di circa 30 cm per il passaggio della piccola fauna, garantendo nel contempo lo sviluppo della biodiversità.

Sulle recinzioni saranno posizionati sensori antintrusione di tipo "piezometrico" di produzione DEA SECURITY; ciascuna area avrà un proprio impianto antintrusione integrato con un sistema di controllo TVCC in quanto gli impianti non saranno presidiati. Tutte le informazioni rivenienti dal sistema antintrusione o dall'impianto TVCC saranno acquisite a distanza mediante il sistema di controllo SCADA.

Per ciascuna area sono stati previsti degli accessi pedonabili e carrai per il transito dei mezzi. In Figura 16 è rappresentato un ingresso tipico "pedonale e carraio":

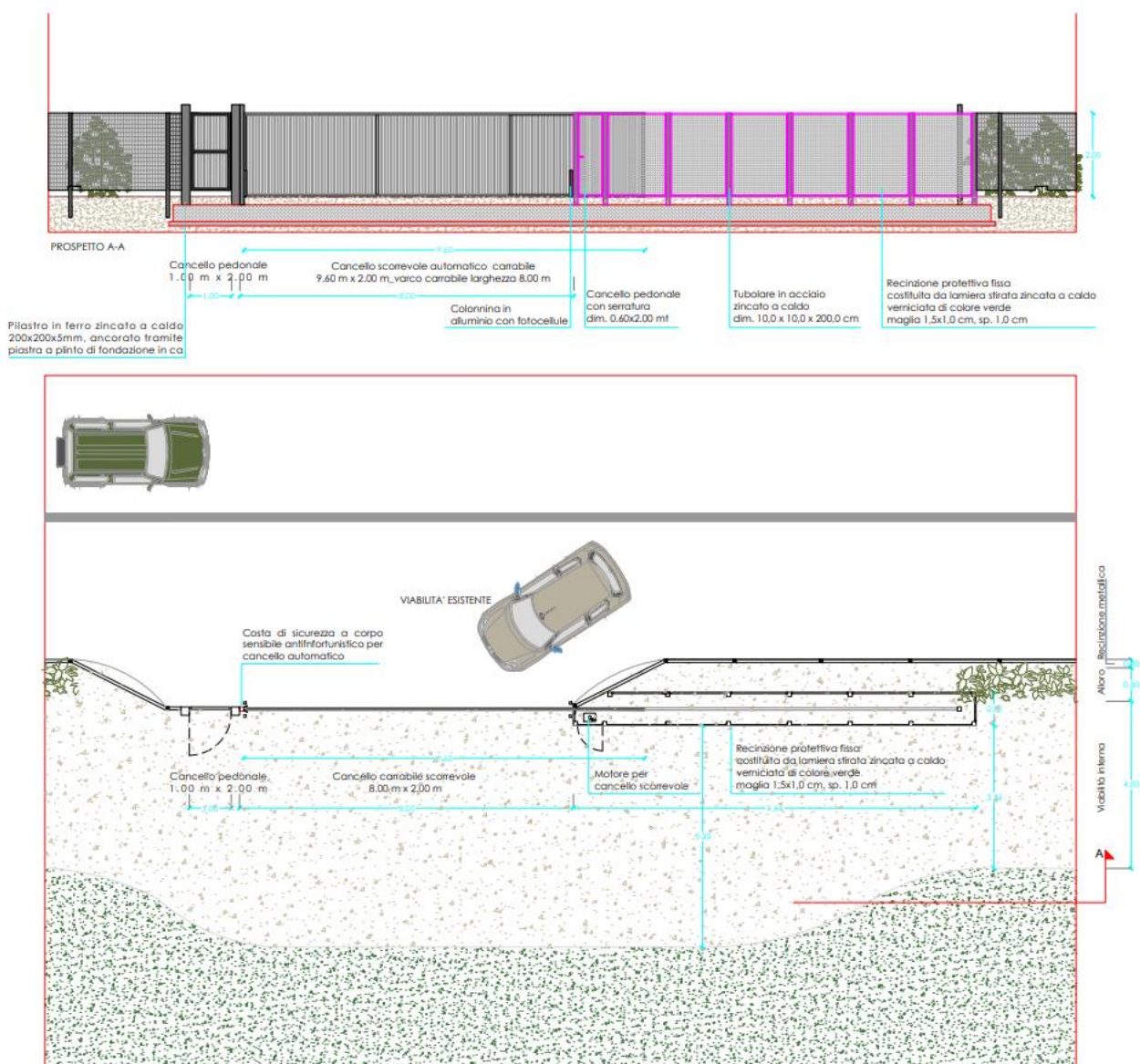


Figura 16: Dettaglio accesso carrabile e pedonale

4.4 Gestione agronomica del sito

Tutto il territorio preso in esame, ove risultano localizzati i tre campi di produzione fotovoltaica, può considerarsi pianeggiante, con leggera pendenza verso sud. Tale condizione garantisce un'adeguata esposizione solare durante tutto l'arco della giornata.

L'area di progetto del parco fotovoltaico ricade in piena zona agricola. L'area del Campo 1 è utilizzata prevalentemente a scopo seminativo e per la coltivazione di ortaggi e viti da tavola. Similmente, le aree del Campo 2 e del Campo 3 sono totalmente destinate alla semina e alla coltivazione di ortaggi.

In tutti i campi non sono presenti all'atto del sopralluogo aree agricole interessate da colture con produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C.).

L'installazione dell'impianto agri-fotovoltaico richiederà innanzitutto l'estirpazione delle piante attualmente presenti sul terreno e la successiva preparazione del suolo, che ospiterà in parte i moduli FV e in parte le nuove coltivazioni.

Gli interventi agri-fotovoltaici consentono di ottenere un sistema integrato tra fotovoltaico e sistema produttivo agricolo in equilibrio con l'agroecosistema e, per di più, in grado di generare profitto.

Gli spazi utili per le nuove coltivazioni all'interno dei campi di produzione di energia elettrica sono rappresentati dall'insieme delle fasce di terreno ricavabili tra le interfile delle stringhe fotovoltaiche, in particolare la parte di terra non interessata o moderatamente interessata dai fenomeni di ombreggiamento causati dai moduli FV nell'arco della giornata. L'intervento proposto prevede la messa a dimora di filari di erbe officinali ad alta densità. Al centro di ciascuna interfila sarà posta in opera una fila di moduli fotovoltaici. Le piante officinali, secondo quanto previsto dalla Legge 6 gennaio 1931 n.99/1931, sono un eterogeneo gruppo di specie vegetali appartenenti a tre grandi categorie: le piante medicinali, quelle aromatiche e quelle da profumo. L'impianto di essenze officinali tra le stringhe permetterà una gestione funzionale dei moduli fotovoltaici per la manutenzione ordinaria, straordinaria e pulizia in quanto le piante non raggiungeranno un'altezza superiore agli 80 cm. La presenza di strisce vegetali di piante officinali permetterà sia il passaggio del personale per interventi manuali, sia l'attraversamento con mezzi meccanici su gomma aventi una altezza tale da non arrecare danno alle piantine. Le aree di impianto consociate con piante officinali e stringhe fotovoltaiche non prevedono maggiori distanze tra i moduli, saranno mantenute le medesime distanze così come progettate sul resto dell'impianto (pari a circa 5 m).

In Figura 17 viene mostrato, a puro titolo esemplificativo, un caso di coltivazione condotta tra le file di moduli fotovoltaici.



Figura 17: Esempio di coltura tra le fila di moduli fotovoltaici

Le aree perimetrali dell'impianto prevederanno, all'interno della recinzione, la presenza di piante di Fico d'India, Terebinto e Lentisco, e piante rampicanti. Le fasce perimetrali di connessione l'ungo la viabilità interna saranno destinate alla flora spontanea.

4.5 Viabilità interna

All'interno delle aree di produzione non sono state previste vie di transito con superfici pavimentate, bensì la viabilità interna sarà realizzata con terra battuta o con pietrame di piccola taglia.

Nella figura sottostante è rappresentato, come esempio generale, uno schema della viabilità interna.

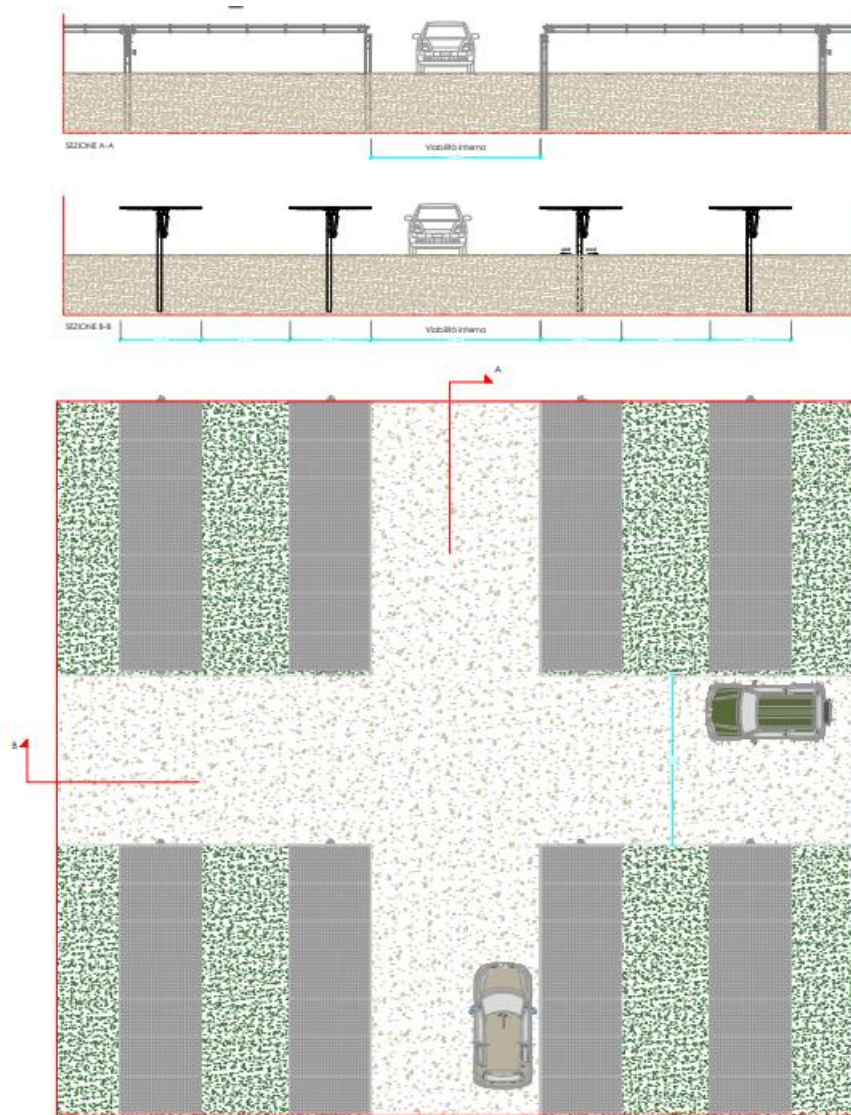


Figura 18: Schema viabilità interna

4.6 Livellamenti e movimentazione di terra

Prima di procedere con l'installazione dei vari componenti dell'impianto, è essenziale eseguire alcune operazioni di preparazione dei terreni circostanti. Inizialmente, verrà condotta una sistemazione e pulizia dei terreni, con la rimozione di eventuali arbusti secchi e pietre superficiali. Queste pietre saranno posizionate in zone appropriate per creare nicchie ecologiche che, insieme alla vegetazione prevista, contribuiranno a creare un ambiente perfettamente integrato.

La scelta progettuale di utilizzare strutture di sostegno per i moduli fotovoltaici a palo infisso senza necessità di fondazioni consentirà di minimizzare la necessità di interventi di livellamento localizzati. Tuttavia, questi interventi saranno richiesti solamente per le aree designate per l'installazione delle cabine (che possono essere soluzioni containerizzate o prefabbricate), come descritto nel paragrafo precedente 4.2.

È importante sottolineare che gli interventi di livellamento saranno minimi e saranno ottimizzati durante la fase di direzione dei lavori. Saranno limitati a lievi profilature o levigature del terreno necessari per garantire la giusta inclinazione per l'installazione delle strutture di sostegno. Va notato che non verranno effettuati interventi di profilatura o livellamento nelle aree soggette a vincoli paesaggistici.

4.7 Cantierizzazione/realizzazione

La realizzazione dell'impianto sarà suddivisa in diverse fasi, ognuna delle quali potrà richiedere l'uso di uno o più macchinari come muletti, escavatrici, e gru per la posa delle cabine o dei container. In caso di necessità, questi macchinari saranno dotati di cingoli per consentire l'operatività senza la creazione di strade dedicate con materiale inerte.

Va sottolineato che non sono previsti interventi per adeguare la viabilità pubblica esistente al fine di agevolare il passaggio dei mezzi necessari per il montaggio e la manutenzione dell'impianto.

La suddivisione dei terreni in lotti durante la fase di cantiere comporterà la recinzione esterna di ciascun lotto per garantire che l'accesso sia limitato e controllato.

L'organizzazione delle aree cantierate, comprese le aree di deposito, gli impianti di cantiere, le recinzioni e la segnaletica, sarà conforme alla normativa specifica del settore e sarà definita all'interno del piano di sicurezza e coordinamento, che verrà redatto durante la fase di progettazione costruttiva.

5 Calcolo superfici complessive

In Tabella 13 si riporta il calcolo generale delle superfici dei principali componenti di impianto: e dell'indice occupazionale del terreno disponibile.

Tabella 12: Superfici principali componenti di impianto.

Moduli FV su tracker		
Nr. moduli FV	144.144	
Area singolo modulo FV	2,73	m ²
Superficie totale moduli FV	394.100,36	m ²
Inverter di stringa		
Nr. inverter di stringa	467	
Superficie in pianta	0,724	m ²
Superficie totale inverter	338,34	m ²
Cabine di trasformazione BT/MT		
Nr. cabine	26	
Superficie singola cabina	40,5	m ²
Superficie complessiva	1053	m ²
Cabina di raccolta		
Superficie fabbricato	131,34	m ²
Sottostazione utente MT/AT		
Superficie fabbricato	115,5	m ²
Totale	395.738.54	m²

In Tabella 14 sono invece riportare le superfici totali del terreno occupato e il relativo indice occupazionale:

Tabella 13: Superfici totali con indice di occupazione sul terreno.

Superficie totale in disponibilità	1.752.987	m ²
Superficie netta	1.142.200	m ²
Indice di copertura	34,5	%

6 Gestione impianto e manutenzione

La gestione dell'impianto fotovoltaico durante il suo normale funzionamento sarà di tipo non presidiato. Il sistema SCADA, come precedentemente descritto, consentirà il monitoraggio da remoto di tutte le variabili e parametri necessari per garantire il corretto funzionamento dell'impianto e permetterà l'invio di segnali, comandi e setpoint operativi ai principali componenti dell'impianto.

L'intervento in campo è previsto per le numerose attività di manutenzione ordinaria/programmata, con cadenze variabili in funzione della tipologia di attività da effettuare. Di seguito vengono riportati alcuni esempi di attività di manutenzione:

- Ispezione e controllo moduli FV e relative strutture di sostegno;
- Pulizia periodica della superficie frontale dei moduli FV, nonché dei sensori per la misura dell'irraggiamento solare;
- Verifica e manutenzione periodica degli inverter di stringa;
- Verifica e manutenzione dei quadri elettrici e della relativa componentistica;
- Controllo e manutenzione di cavidotti ed impianti di messa a terra;
- Controllo delle recinzioni, dell'impianto anti-intrusione e di illuminazione esterna.

In alcuni casi, come per esempio le apparecchiature della stazione elevatrice MT-AT, le attività di manutenzione saranno condotte dalle aziende costruttrici, con tecnici specializzati e altamente qualificati, con metodi e procedure di manutenzione mirati.

Al fine di minimizzare i tempi di indisponibilità dell'impianto e massimizzare quindi la produzione energetica, si prevede di adottare un sistema di magazzini utili a gestire le scorte disponibili, in parte presso l'impianto stesso e in parte presso un deposito centrale.

Per ulteriori dettagli in merito alle attività di gestione e manutenzione dell'impianto si rimanda all'elaborato "FV-CS-VV.15-00 Piano di manutenzione e gestione dell'impianto".

7 Cronoprogramma e costi di realizzazione

La durata per la costruzione della centrale fotovoltaica e delle sue pertinenze è stimata in circa 16-17 mesi solari.

Il dettaglio delle lavorazioni e le tempistiche di esecuzione sono riportati nello specifico elaborato “FV-CS-VV.14-00 Cronoprogramma”, di cui si riportano, a titolo esemplificativo, due estratti riferiti alle attività di realizzazione del generatore fotovoltaico e della stazione elevatrice 30/150kV.

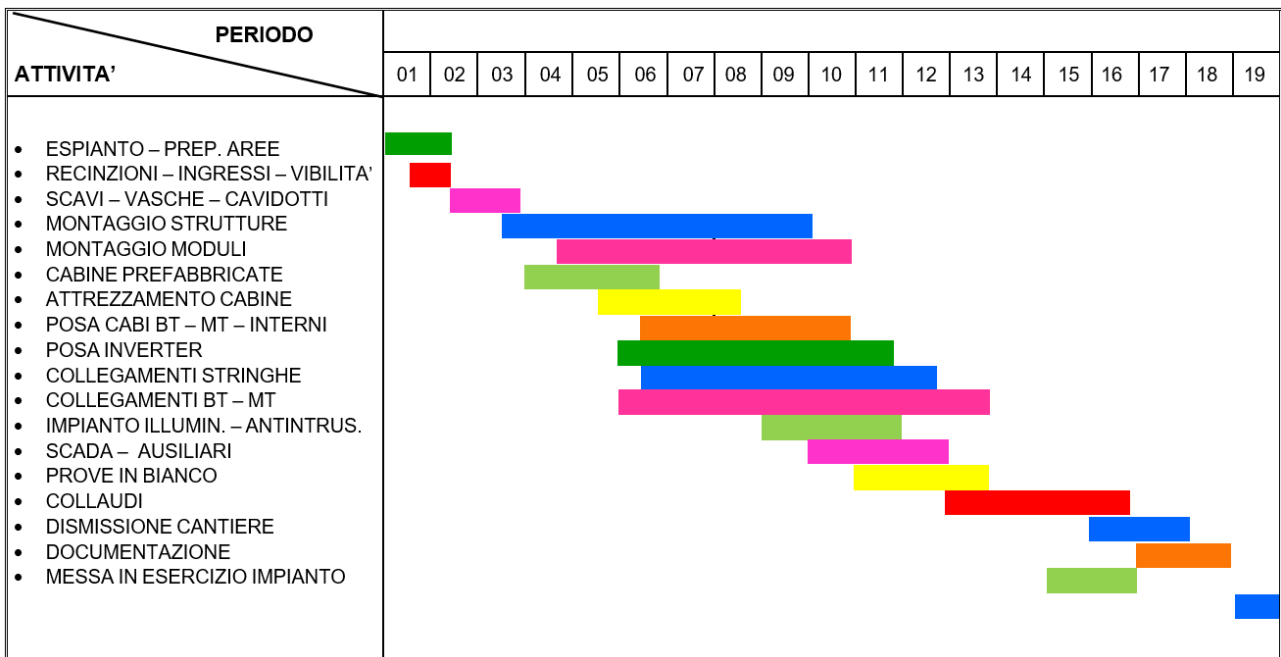


Figura 19: Cronoprogramma realizzazione generatore FV

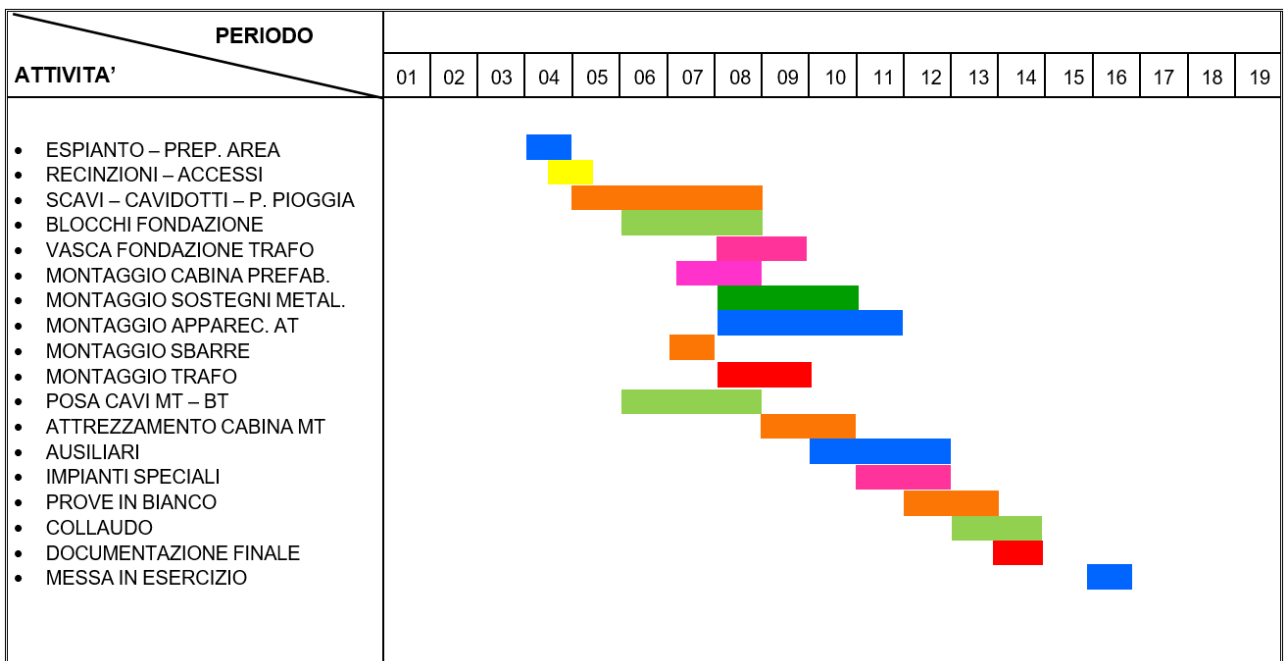


Figura 20: Cronoprogramma realizzazione stazione elevatrice MT-AT

Il valore complessivo delle opere è stato stimato pari a 71.778.727,27 € IVA esclusa.

Per il computo metrico estimativo del costo delle opere necessarie per la realizzazione di questo impianto si rimanda all'elaborato "*FV-CS-AM.01-00 Computo metrico estimativo*".

Il quadro economico complessivo è riportato nell'elaborato "*FV-CS-AM.02-00 Quadro economico*" e il valore assunto per il calcolo degli oneri è pari a 79.664.000,00 €.

Si ritiene opportuno sottolineare che il cronoprogramma ad oggi definito potrà essere soggetto a delle modifiche.

8 Piano di dismissione dell'impianto

La vita utile di un impianto fotovoltaico è stimata attorno ai 25-30 anni. Al termine della sua attività produttiva si potranno adottare principalmente due soluzioni:

- smantellamento dell'impianto e ripristino ambientale delle aree occupate;
- potenziamento dell'impianto con nuove tecnologie che sono state sviluppate durante il suo funzionamento.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima di esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato *ante operam*, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003. Con "dismissione e demolizione" si fa riferimento alla procedura di rimozione completa del generatore fotovoltaico, inclusi tutti i suoi componenti, con la successiva gestione dei materiali di risulta attraverso il conferimento presso strutture appositamente autorizzate dalla normativa di settore, sia per lo smaltimento che per il recupero.

Per il finanziamento dei costi di queste opere verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

Per ulteriori dettagli in merito alle fasi di dismissione dell'impianto si rimanda all'elaborato dedicato "FV-CS-VV.13-00 Piano di ripristino dei luoghi - Dismissione".