

COMUNE

San Severo



PROVINCIA

Foggia



REGIONE

Puglia



Ubicazione

Comune di San Severo, S. Antonino da Capo
Provincia di Foggia

Oggetto

**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI TIPO AVANZATO
CON POTENZA NOMINALE PARI 45,56 MWp e 44,16 MW ac
DENOMINATO "SAN SEVERO 1"**

Autorizzazione Unica Art.12, D.Lgs 387/2003 - V.I.A Ministeriale artt.23 e 25 D.Lgs 152/2006

Elaborato

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Progettazione



Via Nazario Sauro 126 - 85100 - Potenza

email: info@gvcingegneria.it
website: www.gvcingegneria.it
P.E.C: gvcsrl@gigapec.it
P. IVA 01737760767

Direttore Tecnico:
ing. MICHELE RESTAINO

TEAM DI PROGETTO

ing. GIORGIO MARIA RESTAINO
ing. CARLO RESTAINO
ing. MICHELE RESTAINO
ing. ATTILIO ZOLFANELLI
arch. SERENA MASI
arch. EMANUELA CIUFFI
ing. FRANCESCO VOTTA
dott. GIOVANNI RICCIARDI
ing. DONATO MAURO

Geologia

Geol. ANTONIO DI BIASE
Montescaglioso, 75024
P.zza Padre Prosperino Galgoli, 9
P.IVA 00706320777



Studi agronomici

dott. Agr. PAOLO CASTELLI
Palermo, 90144
Via Croce Rossa, 25
P.IVA 0546509826



Indagini in sito

Geological & Geophysical Investigation Service
Geol. Galileo Potenza
Potenza, 85100
Via dei Gerani, 59
P.IVA 01677920764



Studi archeologici

dott. ssa MARTA POLLIO
Caopri, 80073 INA)

DOTT.SSA MARTA POLLIO
- Archeologa Specializzata -
VIA MARINA PICCOLA, 87
80073 CAPRI (NA)
P.I. 09581841210 - C.F. P.L. 1187901668696A

Committente

SOLAR DG S.r.l.

via Cavour, 23C
Bolzano, 39100

C.F. e P. iva 03216720213
solarogsrl@legalmail.it

Progetto

PROGETTO DEFINITIVO

Codice elaborato **G19701A01PD**

Scala elaborato **NESSUNA**

Revisione	Redatto da:	Data	Verificato da:	Data	Note
00	GMR	04/24	AZ	04/24	

SIA-02

Questo disegno é di nostra propriet  riservata a termine di legge e ne   vietata la riproduzione anche parziale senza nostra autorizzazione scritta

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Impianto agrivoltaico

Regione Puglia, comune di San Severo

PROGETTO DEFINITIVO

Progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile di tipo agrivoltaico avanzato di potenza nominale pari a 45,562 MWp in d.c. e 44,160 MWp in a.c.

CODICE PROGETTO: G19701A01



Sommario

Sommario	2
Indice delle figure	3
Indice delle tabelle	4
1. PREMESSA	5
2. ALTERNATIVE PROGETTUALI	7
2.1. Determinazione della significatività di ciascun fattore	7
2.2. Alternativa “zero”	9
3.1. Alternativa di localizzazione	10
2.3. Alternativa progettuale	14
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	16
3.1. Configurazione di impianto e connessione	16
3.2. Moduli fotovoltaici	17
3.3. Strutture di sostegno, ancoraggio e di appoggio dei moduli fotovoltaici	19
3.4. Gruppi di conversione CC/CA	20
3.5. Quadri BT	22
3.6. Trasformatori BT/AT	23
3.7. Quadri ausiliari	24
3.8. Trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari	25
3.9. Cavi di campo BT	25
3.10. Cavidotto AT	26
3.11. Cabine elettriche prefabbricate in c.a.v.	28
3.12. Posa dei cavi in tubi e canalette — pozzetti di derivazione	30
3.13. Impianto di terra e sezione dei conduttori di protezione	31
3.14. Impianto di terra delle cabine	31

3.15.	Calcoli e verifiche di progetto – verifica variazione di tensione - temperatura lato c.c.	32
3.16.	Inquinamento elettromagnetico	33
4.	IL PROGETTO AGRONOMICO	35
4.1.	Il piano agronomico delle coltivazioni nelle interfile	35
4.2.	Mitigazione perimetrale	36
4.3.	Operazioni agronomiche	37
4.4.	Apicoltura e biomonitoraggio	38
4.5.	Proposta progettuale di riutilizzo degli scarti del ficodindia: BIOGAS	40
5.	FASI DI VITA DELL'OPERA	43
5.1.	Fase di cantiere	43
5.2.	Fase di esercizio	44
5.3.	Fase di dismissione	45
2.1.	Ricadute sociali, occupazionali ed economiche	46
6.	CONCLUSIONI	47

Indice delle figure

Figura 1 - Inquadramento su ortofoto delle aree di impianto (elaborato G18001A01-B19)	5
Figura 2 - Suddivisione in campi (elaborato G19501A01-E05)	17
Figura 4 - Quadri BT	23
Figura 5 - Trasformatori BT/AT in resina	24
Figura 6 - Quadro servizi ausiliari	25
Figura 7 - Scheda cavo BT	26
Figura 8 - Scheda cavo AT	27
Figura 9 - Tipologico cabine prefabbricate	28
Figura 10 - Coltivazioni nelle interfile di impianto	35
Figura 11 - Mitigazione perimetrale	37

Figura 12 - Modello di un impianto di produzione di biogas _____	42
Figura 13 - Planimetria delle aree di cantiere (elaborato G19501A01-E-20) _____	43
Figura 14 - Difetti "hot-spot" nei pannelli, visibili con indagine termografica (Fonte: ns riproduzione) _____	45

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Determinazione della significatività dei fattori di analisi delle alternative progettuali ..	7
Tabella 2 - Sintesi delle valutazioni rispetto alla delocalizzazione dell'impianto di progetto.....	13
Tabella 3 - Sintesi delle valutazioni rispetto alla	14

1. PREMESSA

Il presente documento è parte dello Studio di Impatto Ambientale, ed in particolare rappresenta il Quadro di Riferimento Progettuale; sono contenuti in esso la descrizione generale e gli aspetti tecnici legali alle opere di progetto considerando sia l'impianto in sé che la che le opere di connessione ed accessorie (viabilità, cancelli, recinzioni, ecc). Lo studio redatto contiene gli elementi di cui al D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. e alle Linee Guida SNPA 28/2020.

La procedura di VIA si rende necessaria in considerazione della tipologia di intervento da realizzare, rientrante nella categoria d'opera elencata al punto 2 lettera b) dell'Allegato IV alla parte seconda del TUA, così come modificato dalla Legge 108 del 2021, art.31, comma 6: *"impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW."*

Il progetto proposto riguarda la realizzazione di un **impianto di tipo agrivoltaico** di potenza nominale pari a **45,562 MWp in d.c. e 44,160 MWp in c.a.**, da installarsi in provincia di Foggia, nel **comune di San Severo**. La connessione ricade in parte nel comune di San Severo ed in parte (nuova S.E. della RTN 150/36kV di TERNA) nel comune di Apricena; sarà realizzata mediante un cavidotto di connessione a 36 kV.

Proponente dell'iniziativa è la società **Solar DG S.r.l.**, con sede in via Cavour, 23C, Bolzano.



Figura 1 - Inquadramento su ortofoto delle aree di impianto (elaborato G19701A01-E-01)

L'impianto proposto occuperà una superficie pari a **193.879,85 m²** (totale della superficie coperta dai moduli fotovoltaici) ed il collegamento alla rete elettrica nazionale sarà realizzato mediante un elettrodotto interrato fino alla stazione di Terna di futura realizzazione.

Le aree sono ottimamente servite dalla viabilità legata alla SS16 e SS89, che si dirama in varie strade provinciali. Tra tutte le SP32 e SP36 permettono di raggiungere agevolmente i lotti di terreno proposti. Su larga scala è raggiungibile sia dalla SS 16 Adriatica, distante in linea d'area circa 900m dalle aree di progetto, sia dal raccordo autostradale A14, distante in linea d'area circa 2,8 km.

L'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto agrivoltaico è ubicata interamente nel Comune di San Severo, in provincia di Foggia, mentre le opere di connessione (in parte) e la stazione di Terna di futura realizzazione ricadono nel comune di Apricena, nella medesima provincia.

L'impianto non insiste all'interno di nessuna area protetta, tantomeno in aree SIC o ZPS. Dal punto di vista dell'identificazione dei terreni legati al presente impianto si rimanda al piano particellare che fa parte degli elaborati del progetto definitivo.

Da un punto di vista paesaggistico, l'area in studio si inserisce all'interno dell'unità paesaggistica denominata "**Tavoliere**" (**Ambito 3 del PPTR**), caratterizzata dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo, che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monti Dauni.

Le aree di impianto, secondo la **carta delle morfotipologie rurali**, sopra riportata, rientrano nella **Cat.1, morfotipo 1.7 "Seminativo prevalente a trama larga"**. Dal punto di vista delle trasformazioni agro-forestali, invece, sempre sulla base dei dati consultati dall'ultimo PPTR vigente per la Regione Puglia, le superfici in oggetto si menzionano tra le PA (aree a persistenza degli usi agro-silvo-pastorali) e IC (aree ad intensivizzazione colturale in asciutto). In merito alla **valenza ecologica dei paesaggi rurali**, le suddette zone rientrano in un **comprensorio a medio-bassa valenza ecologica**.

Tra i punti di maggiore rilievo nel progetto proposto pertanto vi sono:

- La scelta del sito, fatta dopo una attenta analisi del quadro vincolistico insistente sulle aree;
- **Continuità dell'attività agricola sui suoli**, con integrazione della componente "energia" data dalla presenza dell'impianto;
- **Intervisibilità** rispetto al contesto paesaggistico locale;
- **Riduzione dell'effetto cumulo** rispetto alle aree limitrofe e all'Are Vasta, in considerazione degli impianti FER esistenti ed in iter autorizzativo rilevabili in questa fase;
- **Coltivazione di ficodindia** all'interno delle aree di impianto, tra le fila di moduli;
- Possibilità di innescare una **filiera per la produzione di biogas dalla trasformazione degli scarti del ficodindia**, come descritto nell'elaborato AGR-06.

La realizzazione del progetto comporta la **riduzione di 778.135,40 tonnellate di CO₂** in atmosfera nell'arco della vita utile stimata in **30 anni**,

2. ALTERNATIVE PROGETTUALI

2.1. Determinazione della significatività di ciascun fattore

Vengono di seguito illustrate le modalità di attribuzione del valore di significatività a ciascun fattore di analisi considerato.

I fattori sono riassunti in tabella seguente.

Tabella 1 - Determinazione della significatività dei fattori di analisi delle alternative progettuali

Fattore	Significatività	Valore
Contesto vincolistico (Vincoli che insistono sulle aree di progetto e/o limitrofe.)	Alta: sulle aree insistono vincoli ostativi o fortemente restrittivi di natura paesaggistica (D.Lgs 42/2004, Piani Paesaggistici Regionali, Piani Paesistici), e/o vincoli di natura comunitaria (ZPS, ZSC, R.N. 2000);	+1
	Intermedia: sulle aree insistono vincoli non ostativi ma comunque restrittivi di livello provinciale (P.T.C.P.) e/o di tipo urbanistico (P.R.G., ecc)	+2
	Bassa: sulle aree non insistono vincoli di qualsiasi livello (comunitario, nazionale, regionale, provinciale, comunale) o comunque non sono ostativi e/o restrittivi rispetto all'iniziativa progettuale	+3
Accessibilità (livello di accessibilità delle aree)	Alta: le aree di progetto sono raggiungibili con viabilità locale, anche non in buono stato di manutenzione, o comunque con viabilità di servizio nella disponibilità della proponente;	+1
	Intermedia: le aree sono accessibili da viabilità statale o provinciale, con livello di penetrazione fino ai confini dell'iniziativa progettuale;	+2
	Bassa: le aree sono accessibili da viabilità autostradale fino alle zone limitrofe, con buon livello di penetrazione;	+3
Morfologia (condizioni morfologiche delle aree di progetto)	Alta: le aree sono caratterizzate da presenza di pendenze rilevanti, con necessità di operare movimenti terra considerevoli per poter realizzare l'iniziativa progettuale;	+1
	Intermedia: le aree sono caratterizzate da pendenze intermedie, con necessità di effettuare piccoli movimenti terra per poter realizzare l'iniziativa progettuale;	+2
	Bassa: le aree sono quasi del tutto pianeggianti o non necessitano comunque di movimenti terra per poter realizzare l'iniziativa progettuale, se non livellamenti superficiali;	+3
Vegetazione (presenza di coltivazioni di pregio, vegetazione)	Alta: sulle aree sono in corso coltivazioni di pregio o è presente vegetazione arbustiva importante;	+1

Fattore	Significatività	Valore
arborea, uso attuale dei terreni)	Intermedia: sulle aree è presente vegetazione arbustiva sparsa, comunque in una porzione minima rispetto al totale; Bassa: le aree sono libere da coltivazioni di pregio e da vegetazione arbustiva;	+2
		+3
		+1
Connessione (distanza dalla stazione di connessione)	Alta: la stazione di connessione prevista per l'iniziativa progettuale risulta molto distante, di futura realizzazione e il percorso del cavidotto interessa terreni e/o aree boscate; Intermedia: la stazione di connessione prevista per l'iniziativa progettuale risulta distante, di futura realizzazione e il percorso del cavidotto interessa in parte terreni e/o aree boscate;	+2
Irraggiamento (direttamente connessa all'irraggiamento) ¹	Alta: le aree di progetto sono ubicate in zone con valore di produzione rispetto all'irradianza inferiore a 3 KWh/KWp/giorno; Intermedia: le aree di progetto sono ubicate in zone con valore dell'irradianza compreso tra 3,4 KWh/KWp/giorno e 3 KWh/KWp/giorno; Bassa: le aree di progetto sono ubicate in zone con valore dell'irradianza maggiore di 3,4 KWh/KWp/giorno;	+1
		+2
		+3
Impatto sul paesaggio (Visibilità da ricettori sensibili, quali beni storico-monumentali, centri storici, punti panoramici)	Alta: le aree sono visibili da punti sensibili, quali beni storico-monumentali, visuali panoramiche, punti di particolare rilevanza paesaggistica; Intermedia: le aree sono visibili solo in parte da da punti sensibili, quali beni storico-monumentali, visuali panoramiche, punti di particolare rilevanza paesaggistica; Bassa: le aree non sono visibili da da punti sensibili, quali beni storico-monumentali, visuali panoramiche, punti di particolare rilevanza paesaggistica, o sono visibili ma sono state messe in campo azioni mitigative (quali ad esempio fascia arborea perimetrale, ecc) che di fatto interrompono la percezione delle componenti impiantistiche dell'iniziativa progettuale;	+1
		+2
		+3

¹ <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/italy>

Fattore	Significatività	Valore
Costi (costo di realizzazione, gestione e smaltimento delle opere, impatto ambientale)	Alta: la soluzione progettuale prevede strutture altamente performanti ma al contempo con costi di realizzazione, gestione e manutenzione alti (tracker biassiali, ad esempio);	+1
	Intermedia: la soluzione progettuale prevede strutture performanti ma al contempo con costi di realizzazione, gestione e manutenzione relativamente alti (tracker monoassiali, ad esempio);	+2
	Bassa: la soluzione progettuale prevede strutture performanti e con costi di realizzazione, gestione e manutenzione relativamente alti (sistema fisso, ad esempio);	+3

2.2. Alternativa “zero”

Vengono di seguito argomentati gli impatti positivi del progetto rispetto alle condizioni attuali, confrontandoli con l'alternativa “zero”, cioè la possibilità di non eseguire l'intervento. Le direttrici analizzate sono state:

- contributo del progetto allo sforzo in atto per la transizione energetica;
- benefici ambientali in termini di riduzione di emissioni di inquinanti e risparmio di combustibile fossile,
- vantaggi occupazionali diretti e indiretti.

E' ragionevolmente ipotizzabile che in assenza dell'intervento proposto, a fronte della conservazione dell'attuale quadro ambientale di sfondo, si rinuncerà all'opportunità di favorire lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, con conseguente perdita dei benefici socioeconomici e ambientali sottesi dall'intervento determinando quindi la mancata opportunità di risparmiare un quantitativo considerevole di emissioni di inquinanti (in particolare modo di diossido di carbonio) per la produzione della stessa quantità di energia elettrica, che in modo alternativo e vista la sempre crescente richiesta di energia, sarebbe prodotta da fonti non rinnovabili (combustibili fossili). La riduzione in parola è stata infatti stimata in **778.135,40 tonnellate di CO₂** calcolate su tutta la vita utile di impianto, pari a 30 anni.

La non realizzazione dell'impianto risulta in contrasto anche con gli obiettivi che il nostro Paese è intenzionato a raggiungere in relazione all'accordo siglato dalla conferenza sul clima di Sharm El Sheikh (COP27) del novembre 2022, oltre a quelli previsti dal piano sulla Strategia Energetica Nazionale del 2017, che prevede tra l'altro una progressiva de-carbonizzazione al 2030, e la relativa dismissione delle centrali termoelettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, e conseguente incremento della produzione da fonte rinnovabile. Tale incremento deve tener conto anche del progressivo incremento della domanda di energia elettrica, come emersa dal report trimestrale dell'Enea “Analisi trimestrale del sistema energetico italiano” relativo al II trimestre

2018, dalla quale si evince che in riferimento ai primi sei mesi dell'anno 2018 la domanda elettrica risulta complessivamente in aumento rispetto allo stesso periodo 2017, di circa 1,2 TWh (+0,8%).

A fine 2021 la potenza efficiente lorda dei circa 1.030.000 impianti a fonti rinnovabili installati in Italia è pari a 58,0 GW; l'incremento rispetto al 2020 (+2,5%) è legato principalmente alle nuove installazioni di impianti fotovoltaici (+944 MW) ed eolici (+383 MW). La produzione lorda di energia elettrica da FER nel 2021 è pari a 116,3 TWh, in leggera diminuzione rispetto al 2020 (-0,5%); essa rappresenta il 40,2% della produzione complessiva nazionale. La produzione elettrica calcolata applicando i criteri delle direttive europee sulle energie rinnovabili (Direttiva 2009/28/CE, o RED I, fino al 2020; Direttiva 2018/2001, o RED II, a partire dal 2021) ai fini del monitoraggio dei target UE, pari a 118,7 TWh (circa 10,2 Mtep), risulta invece in lieve aumento (+0,3%); in questo caso essa rappresenta il 36,0% del Consumo Interno Lordo di energia elettrica. Si rilevano aumenti di produzione rispetto al 2020 nei comparti fotovoltaico (+0,4%) ed eolico (+11,5%); le altre fonti registrano invece flessioni.

La localizzazione e la procedura seguita dal progetto invece rispondono perfettamente alle indicazioni contenute nel D. Lgs 387/2003 e nelle Linee Guida di cui al DM 30/09/2010.

L'analisi del quadro vincolistico condotta consente inoltre di poter affermare che il progetto è altresì coerente con la pianificazione ambientale e paesaggistica su scala comunitaria, nazionale e regionale, in quanto **le aree scelte non sono gravate da vincoli di natura ostativa rispetto alla costruzione dell'impianto agrivoltaico**, né emergono impatti sensibili sulla componente di percezione dello stesso sul contesto locale.

La non realizzazione dell'opera comporta anche effetti in termini di occupazione, necessaria alla costruzione dell'impianto, ma anche legata alla manutenzione e alla sua conduzione in fase di esercizio, oltre che alla fase di dismissione. Come risulta dalle stime condotte nell'elaborato SIA-04 e richiamate nel paragrafo 2.10 del presente documento, si rinunciarebbe potenzialmente a **305 unità lavorative**. Dal punto di vista occupazionale si rinunciarebbe tra l'altro alla possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica dell'impianto nella fase di esercizio. In definitiva, la non realizzazione dell'opera e quindi il mantenimento dello stato attuale significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità esposti in precedenza e che hanno risvolti sia livello locale ma anche nazionale e sovra-nazionale, ovvero vantaggi dal punto di vista occupazionale, energetico e ambientale (in termini di riduzione delle emissioni di gas serra).

3.1. Alternativa di localizzazione

Si evidenzia, a tal proposito, la metodologia seguita per i criteri di scelta del sito di progetto, focalizzando l'attenzione sugli elementi che hanno portato all'individuazione delle aree.

In *primis* è stato individuato il territorio di interesse su *Area Vasta*, rispetto a politiche aziendali della proponente, quindi è stata scelta la Regione Sardegna; a seguito di questa scelta si è valutato il valore dell'irraggiamento su scala regionale, che rappresenta senza dubbio uno degli aspetti più importanti per la tipologia di progetto proposto. La produzione di energia infatti,

direttamente proporzionale alla quantità di irraggiamento per anno, consente la sostenibilità di un investimento come quello previsto in progetto, pari ad oltre 10 mln di euro. Sulla base del calcolo della producibilità è stata stimata una **produzione energetica dell'impianto fotovoltaico pari a 62.425.624,00 kWh/anno.**

All'interno della soglia minima stabilita per politica aziendale, che consente di sostenere il piano economico finanziario, si è quindi proceduto ad eseguire uno screening delle aree disponibili sul territorio individuato di *Area Vasta*. Tale scelta è stata messa a sistema con ulteriori aspetti di sensibile importanza ai fini della decisione finale, ed in particolare:

- **Quadro vincolistico.** Come noto, su un territorio insistono diversi livelli di tutela e di pianificazione, oltre che indirizzi programmatici rispetto all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili. È stato quindi condotto uno studio sull'*Area Vasta* per escludere da tali aree quelle perimetrare con gravami vincolistici di maggiore tutela e/o ostativi rispetto alla realizzazione della iniziativa proposta. Sono state escluse dalla ricerca, inoltre, tutte le aree limitrofe a quella scelta occupate già da vegetazione arbustiva (uliveti, ecc) e le aree con coltivazioni di pregio.

In definitiva, l'area di impianto, limitatamente alla parte di impianto agrivoltaico, non interessa areali tutelati ai sensi del Codice dei Beni Culturali, D.Lgs 42/2004, tutelati a livello comunitario (Aree SIC, ZPS, ZSC, RN 2000, IBA). La connessione invece interessa un'area individuata ai sensi dell'art.142 del D.Lgs 42/2004 come "Buffer Fiumi", tuttavia, come indicato nel presente studio, il cavo sarà posizionato a bordo-ponte senza alcuna interferenza con il regime idraulico. Le aree di progetto, intese nel perimetro recintato, ad esclusione delle aree occupate dalle pannellature, interessano il reticolo idrografico della Rete Ecologica Regionale (R.E.R.), pertanto sono state proposte azioni mitigative in tal senso oltre al monitoraggio della componente "Biodiversità, Fauna".

- **Connessione.** Ulteriore aspetto di fondamentale importanza è la vicinanza o meno alla stazione di connessione, elemento che infatti può rendere di fatto non sostenibile economicamente l'investimento e quindi può essere dirimente in alcune operazioni di questo tipo. Tale punto, indicato nella soluzione tecnica di connessione (STMG) incide sulla scelta del tracciato da seguire con l'elettrodotto di connessione, quindi sulla distanza da coprire e sui costi da sostenere; l'esecuzione di queste opere risulta infatti particolarmente onerosa sia per la natura in sé delle stesse che per le interferenze da superare (reticoli idrografici, opere d'arte, viabilità pubblica, espropri, ecc). Nel caso di progetto il tracciato di connessione si sviluppa per circa **5,5Km**, pertanto risulta compatibile in termini economici con l'investimento previsto. Inoltre, dall'analisi delle interferenze presenti sul percorso individuato, risulta che le stesse sono superabili con soluzioni tecniche – progettuali definite all'interno degli elaborati allegati al presente studio. Si evidenzia che lo stesso seguirà per la quasi totalità sedi stradali esistenti.
- **Visibilità delle aree da punti di pubblico accesso.** La conformazione orografica su *Area Vasta*, corrispondente ad aree più o meno estese pianeggianti alternate a rilievi

collinari consente, unitamente alla realizzazione delle opere di mitigazione perimetrali descritte nel paragrafo 2.6.1. del presente documento, di poter concludere che la percezione dell'impianto è pressoché nulla sia sulle aree limitrofe che su *Area Vasta*. Dalla analisi condotta nello SIA (elaborato SIA-01, paragrafo 3.2.6.3.) le aree di progetto, sia quelle relative alle pannellature che alla connessione (cavidotto interrato ed SE di Terna), non sono visibili da nessuno dei centri storici dei comuni analizzati (Apricena, San Severo, San Paolo di Civitate, Poggio Imperiale, Torremaggiore). È stata inoltre verificata la visibilità di impianto dai punti ritenuti sensibili nel buffer delle aree di progetto; su ciascuno dei beni parola, laddove possibile tramite viabilità pubblica, è stato effettuato l'accesso per verificarne la effettiva visibilità, anche in virtù dell'effetto cumulo con altri potenziali impianti eolici e fotovoltaici realizzabili nelle medesime aree (in base alla ricerca bibliografica effettuata). In conclusione, la maggior parte dei ricettori sensibili sono risultati di categoria "rudere, non abitabile", anche da accertamento catastale, mentre in altri casi non si è rilevata la presenza del bene censito. Tra i ricettori classificati come **"Beni Storico-Culturali" con buffer di 3km** dall'area di progetto, individuati dalla Carta dei Beni Culturali Regione Puglia, solo per due ricettori (R19 ed R29) la visibilità è risultata di livello "non valutabile" perché non accessibile l'area del bene, mentre in tutti gli altri casi le aree non sono risultate visibili. Per gli ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato G19501A01-SIA-07 - Relazione sui ricettori.

Rispetto alle **strade a valenza paesaggistica ed alle strade panoramiche**, le aree di progetto, unitamente agli impianti FER su Area Vasta, risultano visibili in linea teorica soltanto da brevi tratti, dislocati su diverse strade e non sempre sulla medesima.

Rispetto ai coni visuali ed ai **luoghi panoramici** individuati dal PPTR, anche al di fuori delle aree di buffer di 10km, a scopo cautelativo, l'analisi condotta nello SIA (elaborato SIA-01, paragrafo 3.3.3.) ha escluso le aree di progetto da tale perimetrazione.

- **Accessibilità delle aree.** Un ulteriore aspetto valutato, di particolare importanza, è l'accessibilità delle aree di progetto rispetto alle infrastrutture presenti. In particolare per le fasi di cantiere di costruzione e dismissione infatti è necessario avere un sistema di strade locali che consentano gli spostamenti da e verso le aree in modo agevole anche per gli autoveicoli più ingombranti, tipicamente utilizzati per le forniture (moduli fotovoltaici, strutture, ecc). Nell'area vasta la Regione Puglia presenta una rete infrastrutturale molto sviluppata, con direttrici principali autostradali che attraversano la regione sia longitudinalmente che trasversalmente, consentendo una fitta penetrazione nel territorio anche grazie alle strade statali ad esse collegate.

Su Area Vasta, le aree di impianto sono raggiungibili tramite la Strada Statale n.16 "Adriatica" ed il Raccordo Autostradale A-14 "Autostrada Adriatica"; tra le arterie di minore importanza, limitrofe alle aree di impianto (cavidotto, connessione e pannellature), vi sono le Strade Provinciali n.33, n.35 e n.32. Su scala locale invece le aree di impianto sono raggiungibili con un sistema di strade di tipo locale, con pavimentazione in

conglomerato bituminoso o in misto stabilizzato, in alcune zone con presenza di deterioramenti diffusi.

- **Condizioni morfologiche.** Le aree di progetto presentano condizioni morfologiche ideali per la predisposizione di progetti come quello proposto, trovandosi di fatto interamente in aree pianeggianti, con presenza di dislivelli stimabili nell'ordine di pochi metri su tutta l'estensione dell'area.
- **Utilizzo attuale dei terreni.** Le aree di impianto, secondo la carta delle morfotipologie rurali, sopra riportata, rientrano nella Cat.1, morfotipo 1.7 "Seminativo prevalente a trama larga". Dal punto di vista delle trasformazioni agro-forestali, invece, sempre sulla base dei dati consultati dall'ultimo PPTR vigente per la Regione Puglia, le superfici in oggetto si menzionano tra le PA (aree a persistenza degli usi agro-silvo-pastorali) e IC (aree ad intensivizzazione colturale in asciutto). In merito alla valenza ecologica dei paesaggi rurali, le suddette zone rientrano in un comprensorio a medio-bassa valenza ecologica. La vegetazione in pieno campo presente nei siti di impianto risulta costituita da ampie distese di colture estensive ad indirizzo cerealicolo con presenza elevata di uno strato erbaceo caratterizzato, a livello intercalare, da malerbe infestanti di natura spontanea. Rispetto all'area che sarà interessata dall'intervento di progetto, le specie arboree e arbustive sono presenti solo all'esterno: si riscontrano, in particolare, specie di interesse agrario quali l'olivo (*Olea europea*). Lo strato erbaceo naturale e spontaneo si caratterizza per la presenza di graminaceae, compositae, cruciferae, ecc. La continuità agronomica sarà pertanto garantita dal sistema agrivoltaico, i cui dettagli sono contenuti nel progetto agronomico allegato. Di seguito si riporta la tabella di sintesi redatta, con attribuzione del punteggio da 1 a 3, al variare della significatività del parametro considerato.

Tabella 2 - Sintesi delle valutazioni rispetto alla delocalizzazione dell'impianto di progetto

TABELLA DI SINTESI ALTERNATIVA LOCALIZZAZIONE								
Alternativa di localizzazione	Vincoli	Paesaggio	Accessibilità	Morfologia	Connessione	Irraggiamento	Costi	Punteggio finale
Impianto di progetto	+3	+2	+2	+3	+3	+3	Metodologia non applicabile	+16
Impianto in aree limitrofe a quella di progetto	+2	+2	+2	+2	+1	+3	Metodologia non applicabile	+12

2.3. Alternativa progettuale

La scelta della soluzione progettuale è ricaduta sulla tipologia di strutture con sistema fisso conseguentemente all'analisi dei benefici relativi ai fattori menzionati in tabella, ed in particolare:

- paesaggio: il perfetto coordinamento plano-altimetrico reso possibile grazie alla morfologia del sito e al suo sviluppo nel piano, mitigano fortemente l'impatto visivo del sito grazie all'armonia delle pendenze tra impianto e terreno. A ciò si aggiunga che la natura di impianto agrivoltaico di per sé presenta un impatto visivo molto mitigato rispetto ad un tradizionale impianto fotovoltaico, e la previsione progettuale delle fasce di mitigazione perimetrale arbustive.

Rispetto ad una soluzione con tracker, la struttura fissa ha consentito di poter beneficiare dell'allineamento tra moduli fotovoltaici e viabilità perimetrale, aspetto questo molto importante ai fini della mitigazione della percezione sul paesaggio limitrofo e di area vasta dell'impianto proposto.

- morfologia: l'area relativamente pianeggiante si presta in modo perfetto per entrambe le soluzioni, anche se la soluzione con sistema fisso mantiene comunque un grado di adattabilità superiore rispetto alla soluzione con tracker.
- Irraggiamento: vista l'analisi in parola, ovvero alternativa progettuale, si ritiene che tale parametro sia invariabile rispetto alle tre tipologie di alternative analizzate, ivi compresa quella di progetto.
- Costi: l'aspetto maggiormente rilevante nella valutazione delle alternative progettuali è proprio quello legato ai costi. Da ricerche di mercato effettuate la soluzione con sistema tracker, per via della presenza di strutture con motorie componentistiche meccaniche, presenta dei costi maggiori rispetto alla soluzione con struttura fissa.

Tabella 3 - Sintesi delle valutazioni rispetto alla

TABELLA DI SINTESI ALTERNATIVA PROGETTUALE								
Alternativa progettuale	Vincoli	Paesaggio	Accessibilità	Morfologia	Connessione	Irraggiamento	Costi	Punteggio finale
Sistema tracker biassiale	Metodologia non applicabile	+2	Metodologia non applicabile	+2	Metodologia non applicabile	+3	+1	+8
Sistema Tracker monoassiale	Metodologia non applicabile	+2	Metodologia non applicabile	+2	Metodologia non applicabile	+3	+1	+8

Sistema fisso (previsto nella soluzione progettuale proposta)	Metodologia non applicabile	+3	Metodologia non applicabile	+3	Metodologia non applicabile	+3	+3	+12
---	-----------------------------------	----	-----------------------------------	----	-----------------------------------	----	----	-----

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Nel presente capitolo viene dettagliata la configurazione di impianto e della connessione, con riferimento alle tecnologie ed alle soluzioni tecniche scelte.

3.1. Configurazione di impianto e connessione

L'impianto agrovoltaiico di progetto ha una potenza complessiva nominale pari a 45,56 MWp e 44,16 MWac, ed è costituito da 62.414 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 730 Wp. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire stringhe da 22 moduli; i gruppi di stringhe sono collegati, poi, agli inverter e questi ultimi alle cabine di campo.

L'impianto consta di ventuno campi che si sviluppano nella parte settentrionale del territorio di San Severo, interessando anche le zone immediatamente limitrofe di Apricena. Gli stessi saranno collegati a mezzo di un cavidotto AT interrato che si diparte dalla cabina di raccolta e che arriva fino ad una nuova S.E. della RTN 150/36 kV di TERNA nel comune di Apricena.

I ventuno campi sono delimitati da recinzione perimetrale provvisti di cancello di accesso. Sono previste opere di mitigazione consistenti in una fascia arbustiva perimetrale.

L'impianto agrovoltaiico è costituito da 62.414 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 730Wp. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire:

- 184 strutture 1x11 moduli;
- 2.745 strutture 1x22 moduli.

Le strutture sono in acciaio zincato ancorate al terreno. L'impianto è organizzato in gruppi di stringhe collegati alle cabine di campo.

L'energia elettrica viene prodotta da ogni gruppo di moduli fotovoltaici in corrente continua e viene trasmessa agli inverter, distribuiti utilmente nei campi, che provvedono alla conversione in corrente alternata, a sua volta l'energia in corrente alternata viene trasmessa alle cabine di campo.

Le linee AT in cavo interrato collegano tra loro le cabine di campo, nelle quali sono ubicati i trasformatori AT/BT, e quindi proseguono alla cabina di raccolta prevista all'interno dell'impianto. Dalla cabina di raccolta si sviluppano due linee a 36 kV interrate per il trasferimento dell'energia alla nuova S.E. della RTN 150/360 kV di TERNA.

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

- N.62.414 moduli fotovoltaici da 730 Wp collegati in stringhe installate su strutture di supporto di tipo fisso;
- N.138 inverter di stringa di potenza nominale pari a 350 KWp;

- N.21 cabine di campo all'interno dell'area d'impianto;
- N.21 trasformatori AT/BT potenza nominale variabile da 1.600 kVA a 3.150 kVA;
- Una cabina di raccolta/distribuzione a 36 kV;
- Recinzione esterna perimetrale alle aree di installazione dei pannelli fotovoltaici;
- Cancelli carrai da installare lungo la recinzione perimetrale per gli accessi di ciascuna area campo;
- Realizzazione di viabilità a servizio dell'impianto;
- Un cavidotto AT interrato interno ai singoli campi agrovoltaici per il collegamento delle cabine di campo alla cabina di raccolta/distribuzione;
- Un cavidotto AT interrato esterno ai campi agrovoltaici per il collegamento della cabina di raccolta/distribuzione a una nuova S.E. della RTN 150/36 kVA di TERNA;
- Fascia arbustiva prevista lungo il perimetro esterno della recinzione dei campi agrovoltaici.



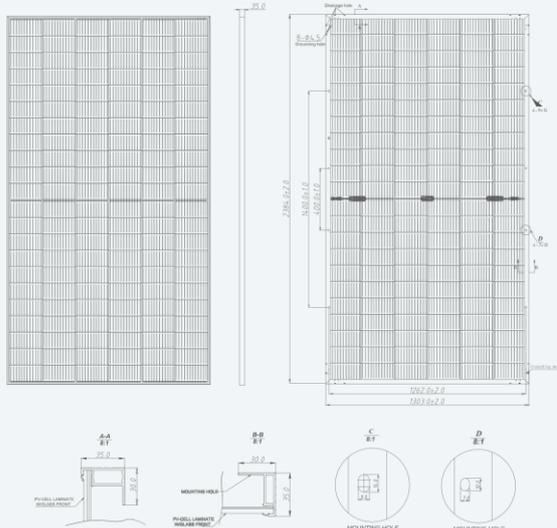
Figura 2 - Suddivisione in campi (elaborato G19501A01-E05)

Particolare attenzione verrà posta alla verifica delle possibili esposizioni delle persone alle radiazioni elettromagnetiche dovute agli elettrodotti, assicurandosi che tali emissioni siano al di sotto del valore di sicurezza di 10 μ T per le aree normalmente disabitate ed al valore di 3 μ T, fissato come obiettivo di qualità, per i luoghi normalmente (leggasi oltre 4h/g pro capite) abitati.

3.2. Moduli fotovoltaici

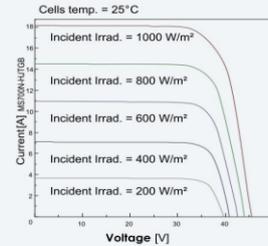
Per la realizzazione del campo fotovoltaico si utilizzeranno moduli bifacciali in silicio monocristallino Sungi Solar SNG730-132 da 730w aventi le seguenti caratteristiche

Engineering drawings

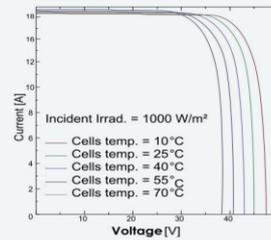


Electrical performance & temperature dependence

I-V CURVES AT DIFFERENT TEMPERATURE (680W)



I-V / P-V CURVE AT DIFFERENT TEMPERATURE (680W)



Electrical characteristics

Module Type	SNG680M-132	SNG685M-132	SNG690M-132	SNG695M-132	SNG700M-132	SNG710M-132	SNG720M-132	SNG730M-132
TESTING CONDITION^{STC}	STC¹/NMOT	STC²/NMOT	STC³/NMOT	STC⁴/NMOT	STC⁵/NMOT	STC⁶/NMOT	STC⁷/NMOT	STC⁸/NMOT
Maximum Power at STC (P _{max})	680Wp/517.89Wp	685Wp/521.70Wp	690Wp/525.50Wp	695Wp/529.31Wp	700Wp/533.12Wp	710Wp/540.74Wp	720Wp/548.35Wp	730Wp/555.97Wp
Maximum Power Voltage (V _{mp})	42.32/39.96	42.49/40.11	42.66/40.28	42.83/40.44	43.00/40.58	43.34/40.90	43.67/41.21	44.00/41.52
Max Power Current (I _{mp})	16.07A/12.96A	16.13A/13.01A	16.18A/13.05A	16.23A/13.09A	16.29A/13.14A	16.39A/13.22A	16.49A/13.30A	16.60A/13.39A
Open-circuit Voltage (V _{oc})	49.79V/45.96V	49.99V/46.16V	50.19V/46.36V	50.39V/46.56V	50.59V/46.76V	50.90V/47.04V	51.21V/47.33V	51.76V/47.84V
Short-circuit Current (I _{sc})	17.10A/13.79A	17.16A/13.84A	17.21A/13.88A	17.27A/13.93A	17.33A/13.97A	17.47A/14.08A	17.60A/14.18A	17.66A/14.23A
Module Efficiency (%)	22.21%	22.37%	22.53%	22.69%	22.86%	23.19%	23.52%	23.85%
Operating Temperature OC	-40°Cs ~ +85°C							
Maximum system voltage	1500V DC							
Maximum series fuse rating	30A							
Power tolerance	0±6%							
Temperature coefficients of P _{max}	-0.26%/°C							
Temperature coefficients of V _{oc}	-0.24%/°C							
Temperature coefficients of I _{sc}	0.04%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	42.3±2 °C							

Mechanical data

Cell type	Heterojunction Technology (210x210mm)
No. of cells	132 (6x22)
Dimensions	2384x1303x35mm
Weight	38.8 kg
Front Glass	2.0mm AR Coating Semi-tempered glass
Back Glass	2.0mm AR Glazed Semi-tempered glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy Silver Frame
Junction Box	IP68 Rated, 3 diodes
Output Cables	TUV: 1x4.0mm ² /UL 12AWG Length: 400/1400mm or customized length
Connectors	Copper, Silver Plated, MC 4

Packaging configuration

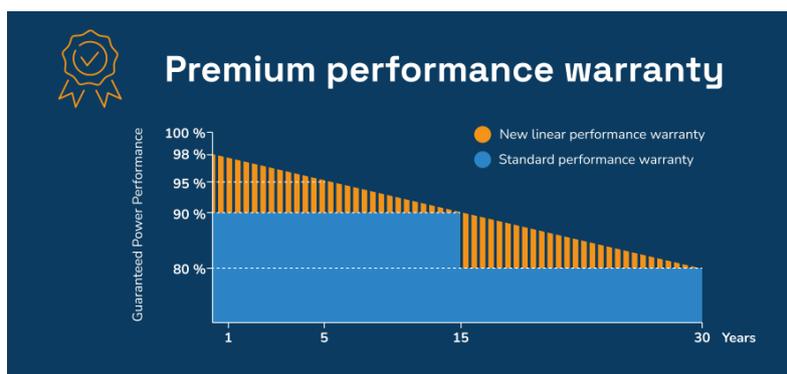
Dimensions	35mm
No. of pieces per pallette	31
Total number of pallettes	17
Module quantity per 40' container	527

Inoltre, i moduli fotovoltaici essendo caratterizzati da parametri elettrici determinati alle Standard Test Condition (STC) e risultando gli stessi soggetti alla disposizione come da planimetria, si ritiene ininfluyente la selezione dei moduli (costituenti una determinata stringa) per numero di serie, al fine di contenere lo scarto di tensione a vuoto tra una stringa e la successiva.

I moduli fotovoltaici sono garantiti dal produttore per un decadimento delle prestazioni come di seguito riportato:

- Nel primo anno del 2%;
- Dal 2° al 30 ° non più dello 0.9 % annuo.

Si riporta di seguito il grafico delle performance garantite dal produttore dei moduli fotovoltaici.

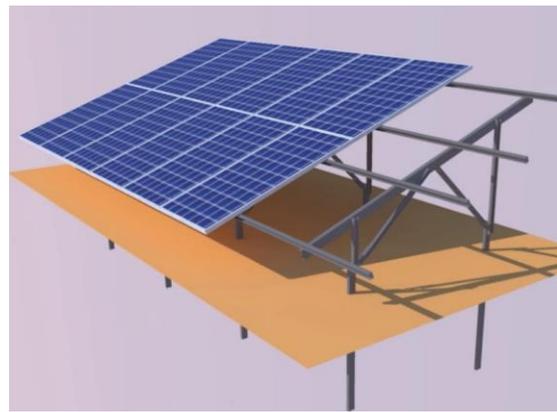
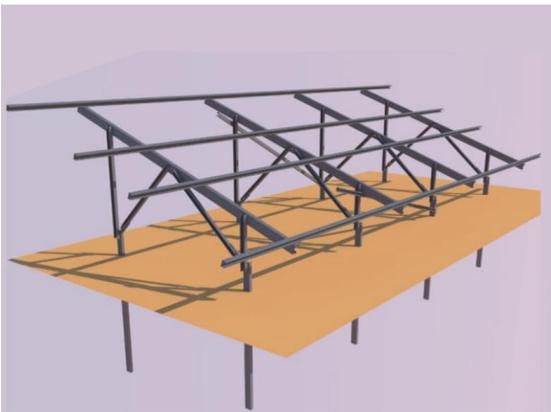


3.3. Strutture di sostegno, ancoraggio e di appoggio dei moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici saranno della tipologia fissa, realizzate con elementi metallici e pali di sostegno ed elementi di collegamento superiore, trattati superficialmente con zincatura a caldo, per una maggiore durata nel tempo. Gli elementi di sostegno garantiscono l'ancoraggio al terreno senza l'ausilio di opere di fondazione in calcestruzzo.

Le strutture saranno dimensionate per resistere ai carichi trasmessi dai pannelli e alle sollecitazioni esterne alle quali vengono sottoposte in condizione ordinaria e straordinaria (vento, neve...).

La tipologia di struttura fissa è composta da pochi componenti di semplice montaggio e rapido montaggio, i moduli montati avranno una inclinazione rispetto all'orizzontale di 30° e saranno orientati verso SUD. Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici viene eseguito con bulloneria in acciaio inossidabile evitando quindi fenomeni di corrosione. Le fondazioni sono a secco, pertanto viene utilizzata l'infissione a battere, ove non possibile, preforatura con successiva martellatura. I pali sono realizzati in acciaio S 355 JR più adatto per essere martellato senza deformazioni, la profondità di infissione sarà determinata in funzione delle sollecitazioni e delle caratteristiche meccaniche del terreno.



La durabilità dei materiali metallici è garantita dal trattamento superficiale di zincatura a caldo come da normativa EN ISO 1461:2009.

3.4. Gruppi di conversione CC/CA

I gruppi di conversione CC/CA sono composti sostanzialmente dagli inverter e dalle relative componentistiche di protezione interne (sezionatori/filtri/relè/connettori/ecc). Gli inverter sono distribuiti all'interno del campo fotovoltaico in maniera da avere cablaggi i più corti possibile. Dal componente principale "inverter" avviene il trasferimento della potenza convertita in CA alle cabine BT/AT, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

Il sistema fotovoltaico si avvale di inverter di stringa trifase Sungrow SG350HX, di cui si riportano di seguito le tabelle tecniche dei parametri elettrici e meccanici.

SG350HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

Preliminary



Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14 / 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II

General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136*870*361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Weight	≤110 kg (≤242.5 lbs)
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66 (NEMA 4X)
Night power consumption	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (-22 to 140 °F)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Grid support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

Gli inverter Sungrow SG350HX sono inverter fotovoltaici connessi in rete dotati di 12 MPPT con 2 ingressi per MPPT, in grado di convertire la corrente continua generata dalle stringhe fotovoltaiche in corrente alternata trifase a onda sinusoidale e immettere l'energia nella rete elettrica pubblica. Un sezionatore CA e un sezionatore CC devono essere impiegati come dispositivi di disconnessione e devono essere sempre facilmente accessibili. La tensione continua generata dai moduli fotovoltaici è filtrata attraverso la scheda di input prima di arrivare alla scheda di potenza. La scheda di input svolge anche la funzione di rilevamento dell'impedenza di isolamento e della tensione/corrente di ingresso in CC. La corrente continua viene convertita in corrente alternata dalla scheda di potenza. La corrente convertita in CA viene filtrata attraverso la scheda di output, e quindi immessa in rete. La scheda di output svolge anche funzioni di rilevamento della tensione/ corrente di rete, di GFCI e di pilotaggio dei relè di isolamento in uscita. La scheda di controllo fornisce l'alimentazione ausiliaria, controlla lo stato di funzionamento dell'inverter e lo rende visibile sul display. Il display visualizza inoltre i codici di errore in caso di funzionamento anomalo. Allo stesso tempo, la scheda di controllo può attivare il relè di protezione in modo da salvaguardare i componenti interni.

3.5. Quadri BT

All'interno della cabina di campo sono ubicati i QUADRI BT che svolgono la doppia funzione di sezionamento delle linee in arrivo dal campo FTV (singoli inverter) e di parallelo dell'inverter. I quadri di campo sono provvisti dei necessari dispositivi di sezionamento e protezione come magnetotermici differenziali per ogni singola linea in arrivo dagli inverter e interruttori motorizzati in uscita dal quadro e diretti verso il vano di trasformazione.

Per la protezione delle linee BT in arrivo ed in partenza dalla cabina di campo e dalla cabina distribuzione, nonché per la protezione generale e del trasformatore, è previsto l'utilizzo di interruttori BT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente ed alloggiati in apposite celle di alta tensione. I quadri BT di progetto sono di tipo modulare in modo da poter comporre i

quadri di distribuzione e trasformazione così come previsti. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento equipotenziale all'impianto di terra. Gli interruttori di alta tensione saranno di tipo isolato in gas e realizzati secondo le indicazioni della norma di settore per gli impianti di specie. Il dispositivo generale sarà equipaggiato con un'unità di interfaccia che interverrà e comanderà l'apertura per anomalie sulla rete di distribuzione dell'energia interna al parco o per anomalie sul circuito interno al generatore. È prevista una rete di protezione di controllo di

- massima tensione;
- minima tensione;
- massima frequenza;
- minima frequenza;
- massima corrente;
- protezione direzionale di terra.



Figura 3 - Quadri BT

3.6. Trasformatori BT/AT

La cabina di campo sarà dotata di un trasformatore BT/AT, alloggiato in apposito vano, che provvederà a trasformare la corrente in arrivo dal QBT a 800V in corrente AT a 36kV da convogliare, tramite apposito cavidotto interrato fino al punto di connessione previsto. Il

trasformatore sarà opportunamente protetto contro l'accidentale contatto con parti in tensione. Nell'impianto saranno impiegati 21 trasformatori di 4 taglie diverse:

TRASFORMATORI BT/AT				
Potenza nominale (kVa)	1600	2000	2500	3150
Numero totale	2	1	10	8
Vcc (%)	6			
Tensione primaria (V)	36.000			
Tensione secondaria (V)	800			



Figura 4 - Trasformatori BT/AT in resina

3.7. Quadri ausiliari

La cabina sarà equipaggiata con opportuni quadri di servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento degli impianti. Il quadro servizi ausiliari avrà una sezione in ingresso, nella quale confluisce la linea proveniente dal quadro BT, protetta da appositi interruttori automatici, una sezione ordinaria, nella quale sono presenti tutte le utenze ordinarie e non essenziali per il funzionamento della cabina di campo e una sezione privilegiata per le utenze alimentate da UPS.



Figura 5 - Quadro servizi ausiliari

3.8. Trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari

Per l'alimentazione del quadro servizi ausiliari, nelle varie cabine di campo sarà presente un trasformatore BT/BT 0,8/0,4kV avente le seguenti caratteristiche:

TRASFORMATORI BT/BT	
Potenza nominale (kVa)	10
Vcc (%)	6
Tensione primaria (V)	800
Tensione secondaria (V)	400

3.9. Cavi di campo BT

Per i vari cablaggi di collegamenti BT dagli inverter al QBT in cabina di campo, saranno utilizzati cavi in alluminio isolati in gomma del tipo del seguente tipo:

AUG7R-0,6/1 kV
ARG7(O)R-0,6/1 kV



Costruzione, requisiti elettrici, CEI 20-13
 fisici e meccanici:

Non propagazione dell'incendio: CEI 20-22 II

Non propagazione della fiamma: EN 60332-1-2

Gas corrosivi o alogenidrici: EN 50267-2-1

Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE

Direttiva RoHS: 2011/65/UE



Descrizione

- Conduttore:
 - alluminio, filo unico rigido, classe 1 (sezione = 10mm²)
 - alluminio, corda rigida compatta, classe 2 (sezione ≥ 16mm²)
- Isolamento: gomma, qualità G7
- Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)
- Guaina: PVC, qualità Rz
- Colore: grigio

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_o/U: 0,6/1 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 6 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del conduttore

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale.

Per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili.

Ammessa la posa interrata, anche se non protetta.

NOTA: Per installazioni non disciplinate dal Regolamento UE 305/2011.

Figura 6 - Scheda cavo BT

3.10. Cavidotto AT

Il cavidotto AT di connessione delle cabine di campo alla cabina di distribuzione a sarà del tipo:

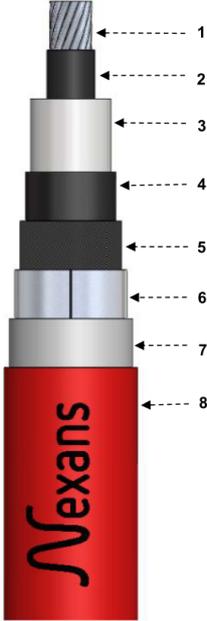
		ARE4H5EE 20,8/36 kV 1x... SK2												
<p>HIGH VOLTAGE CABLE SINGLE CORE CABLE WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND DOUBLE PE SHEATH, SHOCK RESISTANT.</p>														
<p>APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS In HV energy distribution networks for voltage systems up to 42kV. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location. SHOCK PROOF SK2 has a very good shock resistance characteristics. The two special outer sheaths provide an excellent protection against impact and mechanical abuse during the lifetime of the cable. Shock Proof SK2 cable performances has been evaluated against mechanical protection by the abrasion test and the impact test included in CEI 20-68 standard. This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.</p>														
<p>FUNCTIONAL CHARACTERISTICS</p> <table border="0"> <tr> <td>Rated voltage U_0/U:</td> <td style="text-align: right;">20,8/36 kV</td> </tr> <tr> <td>Maximum voltage U_m:</td> <td style="text-align: right;">42 kV</td> </tr> <tr> <td>Test voltage:</td> <td style="text-align: right;">2,5 U_0</td> </tr> <tr> <td>Max operating temperature of conductor:</td> <td style="text-align: right;">90 °C</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature:</td> <td style="text-align: right;">250 °C (for max 5 s)</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature (screen):</td> <td style="text-align: right;">150 °C</td> </tr> </table>			Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV	Maximum voltage U_m :	42 kV	Test voltage:	2,5 U_0	Max operating temperature of conductor:	90 °C	Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)	Max short-circuit temperature (screen):	150 °C
Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV													
Maximum voltage U_m :	42 kV													
Test voltage:	2,5 U_0													
Max operating temperature of conductor:	90 °C													
Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)													
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C													
<p>CONSTRUCTION</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Conductor <i>stranded, compacted, round, aluminium - class 2 acc. to IEC 60228</i> 2. Conductor screen <i>extruded semiconducting compound</i> 3. Insulation <i>extruded cross-linked polyethylene (XLPE) compound</i> 4. Insulation screen <i>extruded semiconducting compound - fully bonded</i> 5. Longitudinal watertightness <i>semiconducting water blocking tape</i> 6. Metallic screen and radial water barrier <i>aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</i> 7. First sheath - 1 <i>extruded PE compound</i> 8. Second sheath - 2 <i>extruded PE compound - colour: red with improved impact resistance</i> 														
<p>Max pulling force during laying 50 N/mm² (applied on the conductors)</p> <p>Min bending radius during laying 14 D_{cable} (dynamic condition)</p> <p>Minimum temperature during laying - 25 °C (cable temperature)</p>		<p>STANDARDS</p> <p>IEC 60840 where applicable (<i>testing</i>) Nexans Design HD 620 where applicable (<i>materials</i>) CEI 20-68 where applicable (<i>impact test</i>)</p>												
<p>MARKING by ink of the following legend: "NEXANS B <Year> ARE4H5EE 20,8/36kV 1x <S> SK2 <meter marking>" <Year> = year of manufacturing <S> = section of the conductor</p>														
<table border="0"> <tr> <td style="text-align: center;">  Mechanical resistance to impacts: very good (CEI 20-68) </td> <td style="text-align: center;">  Longitudinal waterproof </td> <td style="text-align: center;">  Radial waterproof </td> <td style="text-align: center;">  Max operating temp. of conductor: 90 °C </td> <td style="text-align: center;">  Max short-circuit temperature: 250 °C </td> <td style="text-align: center;">  Minimum installation temperature: -25 °C </td> </tr> </table>			 Mechanical resistance to impacts: very good (CEI 20-68)	 Longitudinal waterproof	 Radial waterproof	 Max operating temp. of conductor: 90 °C	 Max short-circuit temperature: 250 °C	 Minimum installation temperature: -25 °C						
 Mechanical resistance to impacts: very good (CEI 20-68)	 Longitudinal waterproof	 Radial waterproof	 Max operating temp. of conductor: 90 °C	 Max short-circuit temperature: 250 °C	 Minimum installation temperature: -25 °C									

Figura 7 - Scheda cavo AT

3.11. Cabine elettriche prefabbricate in c.a.v.

L'impianto prevede la posa delle seguenti cabine:

- **N. 21 Cabine di campo** dove saranno alloggiati i quadri BT ed AT e il trasformatore BT/AT;
- **N.1 Control room** dove saranno alloggiati tutti i dispositivi di comando e controllo impianto;
- **N.1 Cabina di distribuzione** dove saranno alloggiati i quadri di connessione dell'impianto alla rete;

Le cabine di campo, di dimensioni pari a 7,00 e 8,20 m x 2,50 m ed altezza fuori terra pari a 3,00 m saranno composte da due vani ovvero il vano quadri ed il vano trafo.

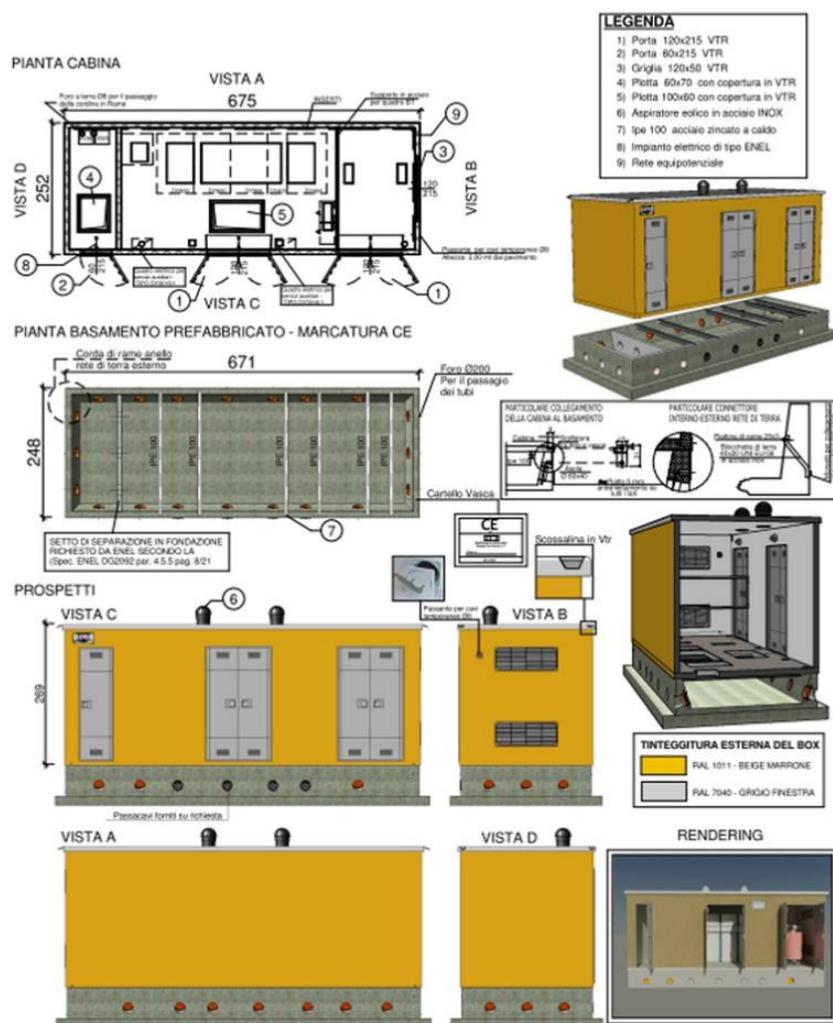


Figura 8 - Tipologico cabine prefabbricate

All'interno della cabina di campo saranno alloggiate le seguenti componenti elettromeccaniche:

- Quadri di parallelo inverter a cui fanno capo i sottocampi;

- Quadri di linea in BT;
- Quadri in AT di protezione trafo e arrivo/partenza linea AT;
- Trasformatore della taglia indicata nei precedenti paragrafi;
- Quadri servizi ausiliari.

La cabina di distribuzione avrà dimensioni pari a 9.40 m x 2,50 m ed altezza fuori terra pari a 3,00 m e sarà composta da un unico vano.

La control room, adiacente la cabina di raccolta, avrà dimensioni pari a 2.38 m x 2,50 m ed altezza fuori terra pari a 3,00 m.

Tutte le cabine saranno realizzate in c.a.v. prefabbricato e si compongono di 2 elementi monolitici ovvero la vasca, che svolge la doppia funzione di fondazione e di alloggio dei cavi in arrivo o partenza, e il corpo in elevazione.

Gli elementi delle cabine, prefabbricati in stabilimento, saranno trasportati in cantiere ed eventualmente montati contemporaneamente alla fase di scarico.

Prima della posa della cabina sarà predisposto il piano di posa con un fondo di pulizia e livellamento in magrone di cls oppure con una massicciata di misto di cava.

Le cabine saranno dotate di porte in VTR, aperture grigliate sempre VTR nonché una maglia di terra in corda di rame nudo. Rete di terra

L'impianto di terra sarà rispondente alle prescrizioni del Cap. 10 della Norma CEI EN 61936-1, alla Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11- 37. Nel seguito sono illustrati alcuni aspetti generici di riferimento.

L'impianto è protetto da una maglia di terra equipotenziale collegata alle masse presenti nell'impianto e alle cabine. Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale (portali, TA, TV, scaricatori) le dimensioni della maglia di terra saranno opportunamente diminuite.

Precauzioni particolari saranno essere prese in presenza di tubazioni metalliche, cavi AT schermati ed ogni altra struttura metallica interrata in vicinanza o interferente con l'area di stazione. Inoltre saranno ricompresi nella maglia di terra, il cancello di ingresso e gli edifici di consegna AT posti al confine dell'impianto, vicino al cancello e si farà in modo che le tensioni di passo e contatto siano al di sotto di quanto prescritto dalle norme sia all'interno che all'esterno della recinzione di stazione.

Per la realizzazione della stazione elettrica dove sono previste opere di riempimento per il raggiungimento della quota di imposta, la maglia di terra sarà comunque posata su un letto di terreno vegetale.

Poiché la stazione elettrica risulta essere realizzata nelle immediate vicinanze degli impianti di altri Utenti confinanti, separati da opportune delimitazioni, i rispettivi impianti di terra devono essere tra loro collegati galvanicamente mediante collegamenti ispezionabili e sezionabili (in pozzetti).

Se dovessero esserci aree con tensione di passo e contatto superiori a quanto previsto dalla norma, si effettueranno modifiche al progetto, quali:

- infittimento locale della maglia di terra;

- utilizzo di dispersori orizzontali e/o verticali per il controllo del potenziale;
- realizzazione di superfici ad elevata resistenza (stesura di ghiaia o asfalto);
- segregazione delle aree critiche.

Infine, nel progetto dell'impianto di terra è stata considerata l'estensione della maglia di terra anche nelle aree destinate alle eventuali future espansioni d'impianto previste.

Saranno direttamente collegati a questa maglia i sostegni metallici delle apparecchiature AT.

Il locale trasformazione AT/AT sarà dotato di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dai ferri di armatura;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- il nodo di terra del Quadro Generale BT.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame. L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (tubazioni dell'acqua, del riscaldamento, del gas, ecc.);
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

I valori della corrente di guasto monofase a terra ed il tempo di eliminazione del guasto saranno stabiliti dal gestore della rete.

3.12. Posa dei cavi in tubi e canalette — pozzetti di derivazione

I conduttori saranno sempre protetti meccanicamente mediante tubi corrugati 450N per BT in materiale isolante autoestinguento e la posa sarà eseguita rispettando le tipologie previste dagli standard tecnici. I cavi posati nei corrugati dovranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili. Il percorso dei cavidotti è stato pensato per quanto possibile con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico; ad ogni brusca deviazione resa necessaria dal percorso previsto e ad ogni derivazione dalla linea principale a quella secondaria saranno utilizzate cassette di derivazione o pozzetti, necessari anche al fine di future ispezioni.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non sono ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo. Si provvederà in ogni punto di giunzione a mantenere una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

A partire dai singoli quadri di parallelo stringhe, i cavi si raccorderanno in un cavidotto che raccoglie e convoglia i cavi al vano inverter. Lungo il percorso del cavidotto sono previsti pozzetti circa ogni 25/30 mt.

3.13. Impianto di terra e sezione dei conduttori di protezione

Il sistema di terra comprende la maglia ed i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. L'impianto di terra consiste principalmente di una linea dorsale corrente in cavo di rame nudo collegato tramite appositi morsetti ai collegamenti di ogni singola struttura metallica di supporto dei moduli fotovoltaici, collegamenti realizzati mediante appositi cavi di sezione variabile. Le dorsali di terra sono a loro volta collegate mediante morsetti alla rete di terra delle cabine elettriche. Viene creato in questo modo un collegamento equipotenziale tra le varie strutture metalliche.

3.14. Impianto di terra delle cabine

L'impianto di terra interno delle cabine sarà costituito da una croda di rame nudo esterno alle cabine e collegato a dispersori posti agli spigoli. Il locale trasformazione AT/BT sarà dotato di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dai ferri di armatura;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- il nodo di terra del Quadro Generale BT.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame. L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (tubazioni dell'acqua, del riscaldamento, del gas, ecc.);
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

Per dimensionare il suddetto impianto di terra sarà necessario richiedere il valore della corrente di guasto monofase a terra ed il tempo di eliminazione del guasto. Tali valori vengono da Terna.

3.15. Calcoli e verifiche di progetto – verifica variazione di tensione - temperatura lato c.c.

Per i calcoli e le verifiche di progetto occorre verificare che, in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici, risultino essere verificate le seguenti disuguaglianze, per quanto riguarda le tensioni:

$$V_m \min \geq V_{inv} \text{ MPPT} \min$$

$$V_m \max \leq V_{inv} \text{ MPPT} \max$$

$$V_{OC} \max < V_{inv} \max$$

Mentre per quanto riguarda la compatibilità in termini di corrente tra l'inverter ed il relativo campo deve valere la relazione:

$$I_{\text{campo}} \max \leq I_{\text{inv}} \max$$

nelle quali $V_{inv} \text{ MPPT} \min$ e $V_{inv} \text{ MPPT} \max$ rappresentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv} \max$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter; $I_{\text{campo}} \max$ ed $I_{\text{inv}} \max$ rappresentano, rispettivamente, la corrente nelle condizioni di massima potenza del campo e la massima corrente ammissibile per l'inverter ad esso relativo.

Considerando una variazione percentuale della tensione di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a $-0,26\%/^{\circ}\text{C}$, per $I_{sc} = 0,04\%/^{\circ}\text{C}$, ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e $+70^{\circ}\text{C}$, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

Si riportano di seguito le verifiche di congruenza effettuate sulle varie configurazioni degli inverter presenti nell'impianto fotovoltaico:

VERIFICHE ELETTRICHE INVERTER					
DATI SCHEDA TECNICA			RISULTATI		
	25				
temp stc		$^{\circ}\text{C}$	Pmax CC max MPPT	32,12	kW
temp minima	-10	$^{\circ}\text{C}$	Tensione CCmin	863,46	V
temp max	70	$^{\circ}\text{C}$	Tensione nom max	1 049,31	V
deltamin	-35	$^{\circ}\text{C}$	Tensione CCmax	1 234,37	V
deltamax	45	$^{\circ}\text{C}$			
			Corrente CCmax	33,20	A

3.16. Inquinamento elettromagnetico

La normativa nazionale (l. 36/2001) è a tutela della popolazione contro gli effetti dei campi elettromagnetici. Ai fini della corretta analisi del sistema in oggetto, è necessario riportare le definizioni dei termini utilizzati nelle leggi utilizzate.

Limiti di esposizione	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela degli effetti acuti
Valori di attenzione	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti di lungo periodo
Obiettivi di qualità	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori al CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo

Relativamente alle definizioni sopra riportate, il D.P.C.M. 8 luglio 2003 propone, per l'esposizione della popolazione ai CEM, prodotti a frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti (quindi anche le cabine di trasformazione), i seguenti valori:

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (pT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
D. P. C. M.	Limite di esposizione	100	5000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998, OMS)	100	5000

Considerando che il campo elettrico in media tensione è notevolmente inferiore a 5 kV/m, imposto dalla normativa, nella presente relazione si porgerà maggiore attenzione al campo magnetico.

Dato il basso valore delle correnti in gioco, unico punto critico risulta essere la cabina di trasformazione che dovrà essere sottoposta a ulteriori verifiche in fase esecutiva, secondo la seguente formula che esprime l'induzione magnetica prodotta dal trasformatore, la quale

decrece in funzione della distanza secondo la seguente espressione (valida per trasformatori in resina e distanze fino a 10 m):

$$B = 5 * \frac{u_{cc}}{6} * \sqrt{\frac{S_r}{630}} * \left(\frac{3}{a}\right)^{2,8}$$

dove:

ucc tensione percentuale di cortocircuito;

Sr potenza nominale del trasformatore (in kVA);

a distanza dal trasformatore.

4. IL PROGETTO AGRONOMICO

4.1. Il piano agronomico delle coltivazioni nelle interfile

Il **piano agronomico** prevede la messa a dimora di **colture di Fico d'India** che andranno a costituire dei veri e propri filari di coltivazione (colture permanenti). In fase esecutiva, nell'andare a considerare e a monitorare i parametri ambientali e, in particolare quelli legati alla fertilità del suolo (come descritto nell'elaborato AGR-06 e SIA-10) si potrà ampliare e/o modificare il piano agronomico proposto inserendo anche colture miglioratrici per mantenere, per esempio, il più possibile l'inerbimento sotto i moduli. La preparazione del terreno da impiantare consiste nel livellamento del terreno per evitare ristagni idrici deleteri; ripperaggio e/o scasso superficiale del terreno, concimazione di fondo con concimi organici o fosfo-potassici e la successiva fase di impianto a buche o a solchi sono le principali operazioni da effettuare per la coltivazione del ficodindia. Le operazioni di raccolta, in relazione all'andamento climatico stagionale, si svolgeranno dal 20 agosto al 30 settembre per i frutti di prima fioritura (agostani) e dal 10 settembre al 31 dicembre per i frutti di seconda fioritura (tardivi o scozzolati). I frutti devono essere raccolti con una sottile porzione del cladodo dove sono inseriti, devono risultare integri e senza lesioni evidenti, possedere le caratteristiche proprie della varietà. La produzione massima risulta stimata in q.li 250 di frutti per ettaro di superficie coltivata. Le operazioni di raccolta vanno iniziate, ad inizio invaiatura dei frutti, dal 20 agosto per i frutti agostani e dal 10 settembre per i frutti tardivi o scozzolati. I frutti raccolti, poi, saranno sottoposti a despinazione e immessi al consumo come frutti despinati.



Figura 9 - Coltivazioni nelle interfile di impianto

Le piante in esame verranno posizionate negli spazi tra le file secondo la logica di un sesto di impianto pari a 6 m x 5 m (6 metri tra una fila e l'altra e 5 metri tra una pianta e l'altra lungo la stessa fila), corrispondente a 334 piante/ha.

4.2. Mitigazione perimetrale

Il progetto definitivo prevede, come opera di mitigazione degli impatti per un inserimento “armonioso” del parco fotovoltaico nel paesaggio circostante, la realizzazione di una fascia arbustiva perimetrale. Le opere a verde previste nell’ambito del presente progetto utilizzeranno specie vegetali autoctone in modo da ottenere una più veloce rinaturalizzazione delle aree interessate dai lavori e l’impiego di piante con predisposizione mellifera. Il progetto prevederà la realizzazione di una recinzione che gira attorno al perimetro del parco fotovoltaico: su tale recinzione, a distanza di 50 cm dalla stessa, verrà posizionata una siepe arbustiva per tutta la sua lunghezza.

Per ciò che concerne la mitigazione “arbustiva”, verranno collocate in opera delle piante altamente resistenti alle condizioni pedo-climatiche, con attitudine mellifera, che nell’arco di pochi anni andranno a costituire una barriera vera e propria. Gli arbusti saranno fatti crescere in tutta la fascia di mitigazione, mantenendo l’altezza sempre sotto il limite della recinzione. Gli arbusti percorreranno tutto il perimetro del parco fotovoltaico e costituiranno una vera e propria barriera visiva sempreverde. Le piante, ben formate e rivestite dal colletto all’apice vegetativo, saranno fornite in vaso 20, avranno un’altezza da 0,60 a 0,80 m e verranno distanziate tra loro 2 m, a sesto quinconce. Gli arbusti che verranno impiegati per la realizzazione della siepe perimetrale saranno la *Phyllirea* spp. e lo *Spartium junceum*, *Arbutus unedo* e *Cornus mas*.





Figura 10 - Mitigazione perimetrale

4.3. Operazioni agronomiche

La piantumazione delle essenze arbustive per la realizzazione della mitigazione perimetrale prevedrà una lavorazione superficiale di una fascia di terreno agrario di circa 3 m lungo tutto il perimetro e l'apertura di piccole buche per la collocazione in sito delle piante, con sesto a quinconce. Ogni arbusto, fornito in opera in vaso, sarà collocato nella propria buca avendo avuto preliminarmente cura di smuovere il terreno per non creare l'effetto vaso; inoltre, alla base della buca, verrà distribuito del concime organico maturo per favorire la fase di attecchimento della pianta stessa dopo il trapianto. Sul terreno con una macchina operatrice pesante sarà effettuata una prima lavorazione meccanica alla profondità di 20-25 cm (fresatura), allo scopo di decompattare lo strato superficiale. In seguito, in funzione delle condizioni termopluviometriche, si provvederà ad effettuare eventualmente altri passaggi meccanici per ottenere il giusto affinamento del substrato che accoglierà le piante. La piantumazione costituisce un momento particolarmente delicato per le essenze: la pianta viene inserita nel contesto che la ospiterà definitivamente ed è quindi necessario utilizzare appropriate e idonee tecniche che permettano all'essenza di superare lo stress e di attecchire nel nuovo substrato. L'impianto vero e proprio sarà preceduto dallo scavo della buca che avrà dimensioni atte ad ospitare la zolla e le radici della pianta (indicativamente larghezza doppia rispetto alla zolla della pianta). Nell'apertura delle buche il terreno lungo le pareti e sul fondo sarà smosso al fine di evitare l'effetto vaso. Alcuni giorni prima della messa a dimora della pianta si effettuerà un parziale riempimento delle buche,

prima con materiale drenante (argilla espansa) e poi con terriccio, da completare poi al momento dell'impianto, in modo da creare uno strato drenante ed uno strato di terreno soffice di adeguato spessore (generalmente non inferiore complessivamente ai 40 cm) sul quale verrà appoggiata la zolla. Per il riempimento delle buche d'impianto sarà impiegato un substrato di coltivazione premiscelato costituito da terreno agrario (70%), sabbia di fiume (20%) e concime organico pellettato (10%). Il terreno in corrispondenza della buca scavata sarà totalmente privo di agenti patogeni e di sostanze tossiche, privo di pietre e parti legnose e conterrà non più del 2% di scheletro ed almeno il 2% di sostanza organica. Ad esso verrà aggiunto un concime organo-minerale a lenta cessione (100 gr/buca). Le pratiche di concimazione gestionali saranno effettuate ricorrendo a fertilizzanti minerali o misto-organici. La colmataura delle buche sarà effettuata con accurato assestamento e livellamento del terreno, la cui quota finale sarà verificata dopo almeno tre bagnature ed eventualmente ricaricata con materiale idoneo.

4.4. Apicoltura e biomonitoraggio

Al fine di ottimizzare le operazioni di valorizzazione ambientale ed agricola dell'area a completamento di un indirizzo programmatico gestionale che mira alla conservazione e protezione dell'ambiente nonché all'implementazione delle caratterizzazioni legate alla biodiversità, si intende praticare nella fascia di mitigazione arbustiva dell'impianto un progetto di apicoltura con Api Mellifere (ape comune) e relativo bio-monitoraggio ambientale. Si è ritenuto opportuno l'introduzione di un progetto di apicoltura nelle aree di intervento, non solo per sfruttare al meglio lo spazio a disposizione con una altra attività produttiva (produzione di miele e/o di sottoprodotti), ma anche per il ruolo svolto dalle api nell'ecosistema. Le Api Mellifere (ape comune) infatti, favoriscono la biodiversità vegetale e rendono possibili modalità innovative di bio-monitoraggio ambientale, sfruttando le loro caratteristiche fisiologiche e le proprietà del miele. Le api sono le sentinelle dell'ambiente, la loro presenza in svariati contesti rende possibile uno sviluppo globale

armonico della qualità della vita. Il progetto consiste nell'installazione di arnie ma le api potranno sfruttare tutto lo spazio disponibile anche in zone interne all'impianto. La presenza di alveari porterà l'intero ecosistema a beneficiare dell'importante ruolo che le api assumono in natura, cioè quello di impollinatori. Ospitare le api nell'area di progetto avrà degli effetti pratici quali:

- l'aumento della biodiversità vegetale e animale;
- la produzione di miele;
- la possibilità di effettuare un bio-monitoraggio.

Le api sono le migliori alleate delle piante e garantiscono ad esse un'alta probabilità di riproduzione. L'aumento della presenza vegetale porta direttamente ad un aumento di altre specie di insetti, volatili e mammiferi che di quelle piante si nutrono. L'aumento della varietà di piante presenti in un determinato luogo, invece sono segno tangibile della qualità ambientale e dell'alta resilienza dell'ecosistema. Da questa perfetta sincronizzazione nasce l'attività di apicoltura e dei prodotti che ne derivano, il più importante dei quali è il miele. Grazie all'ampia disponibilità di piante nettariifere coltivate e di quelle presenti nell'area circostante si produrrà un

miele (millefiori) di qualità in grado di rispecchiare interamente la natura del territorio oggetto di studio. Gli alveari saranno ubicati in esterno e saranno installate a cavallo tra febbraio e marzo. Ogni modulo verrà allocato a distanza di sicurezza secondo la disciplina nazionale dell'apicoltura (legge 313/2004). Lo spazio sarà appositamente delimitato e/o segnalato, le aree delle arnie saranno recintate con rete a maglia stretta alta almeno 2 metri. Verrà inoltre esposto il "codice identificativo apiario" per segnalare la presenza di api a tutti i fruitori dell'impianto. Il controllo e la gestione degli alveari, sarà svolto da un operatore specializzato, inoltre alle operazioni di gestione pratica dell'apiario sarà affiancato un sistema di remote monitoring per un campione di alveari. Gli alveari saranno utilizzati al fine di biomonitorare l'ecosistema dell'area oggetto di studio. Verrà seguito un rigido protocollo di campionamento e il risultato finale, oltre ad essere esposto in una relazione scritta annuale, sarà espresso direttamente dal miele prodotto. Il miele estratto, infatti, non sarà caratterizzato esclusivamente dal suo valore nutritivo e dalla ricchezza sensoriale, ma anche dal grado di informazione che riesce ad esprimere per mezzo di analisi di laboratorio dedicate, i cui risultati potranno essere veicolati al consumatore finale, dotando il barattolo di miele di etichetta interattiva capace di informare il consumatore circa la natura del prodotto, la qualità e la sua sicurezza alimentare. Gli obiettivi della ricerca scientifica consisteranno nel misurare il livello di qualità ambientale dell'area di progetto. Si potranno individuare i metalli pesanti, il particolato, le diossine e gli IPA presenti negli alveari ubicati nell'area d'indagine. Altri agenti inquinanti saranno noti solo al conseguimento delle analisi di laboratorio. I risultati della ricerca si riferiranno non sola all'area di progetto ma anche ad un suo ampio intorno. La ricerca prevedrà anche una misurazione del livello di biodiversità vegetale presente nell'area di studio. A questo proposito saranno prese in considerazione le matrici "miele" e "polline" sulle quali sarà possibile ripercorrere i voli di impollinazione effettuati dalle api bottinatrici. Da questo tipo di ricerca saranno prodotti degli indici di biodiversità e delle mappe di distribuzione botanica utili al fine di rappresentare il grado di ecosistema presente nell'area. A margine della ricerca sugli inquinanti, ma non meno importante, sarà condotta una ricerca per determinare il grado di biodiversità vegetale presente nell'area d'indagine. Per determinare la presenza vegetale dell'area impianto fotovoltaico sarà preso in esame il "miele giovane" contenuto all'interno dell'alveare. Ogni campionatura sarà corredata di schede tecniche compilate direttamente dal personale specializzato. Al termine di ogni anno sarà creato un elaborato finale in cui saranno presentati i dati raccolti e interpretati. Gli indicatori biologici sono in grado di rilevare gli effetti negativi che gli inquinanti hanno su di essi. I bioindicatori, inoltre, forniscono informazioni integrate mettendo in evidenza alterazioni causate da diversi fattori: la risposta di un bioindicatore a una perturbazione deve essere quindi interpretata e valutata in quanto sintetizza l'azione sinergica di tutte le componenti ambientali.

Le api sono un ottimo bioindicatore per diversi motivi:

- Il corpo peloso trattiene le polveri;
- Riproduzione elevata;
- Numerose ispezioni al giorno;
- Campionano il suolo, vegetazione, acqua e aria;

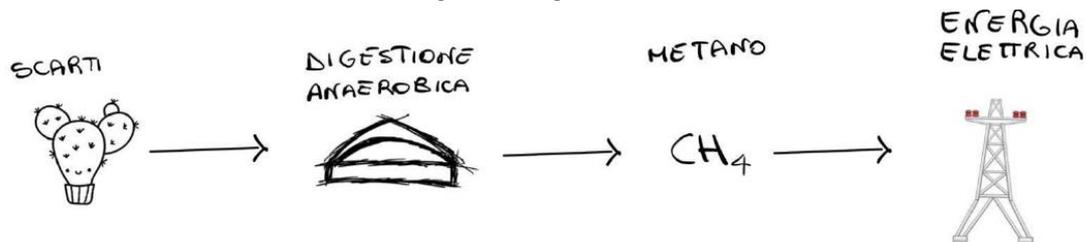
- Moltitudine di indicatori per alveare;
- Organizzazione sociale retta su regole “ripetitive” e “codificate”.

L'attività apistica, pertanto, avrà come obiettivo primario quello della tutela della biodiversità, svolgendo una funzione principalmente di ambientale ed ecologica oltre che produttiva.

4.5. Proposta progettuale di riutilizzo degli scarti del ficodindia: BIOGAS

Nell'ambito della proposta progettuale redatta si pone l'attenzione sulla possibilità di **creazione di una filiera di produzione di energia elettrica proveniente dalla trasformazione degli scarti del ficodindia**, una risorsa presente in grandi quantità in particolari aree del territorio nazionale e di grande prospettiva.

Questi possiedono infatti talune proprietà che possono essere sfruttate e in campo medico-nutrizionale e in materia di risorse energetica e agricola.

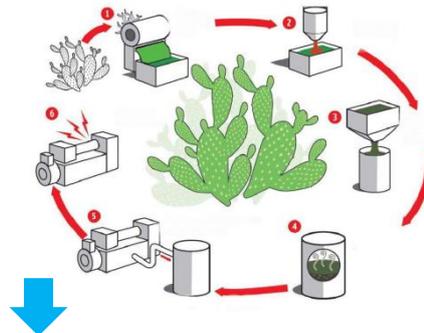


Il frutto è una bacca carnosa (uniloculare). Ha delle caratteristiche multifunzionali ed è un prodotto con grande potenziale per la generazione di ricchezza. Solo negli ultimi anni sono state comprese le sue potenzialità. Il costo è una determinante decisamente importante nella scelta di questo particolare frutto, poiché il costo di produzione e di mantenimento della pianta è molto basso. Per quanto riguarda la coltivazione, richiede poca acqua e fertilizzante, può crescere anche in un clima caratterizzato da temperature basse e la sua coltivazione può rendere terreni abbandonati e desertificati fertili. Ha inoltre una grande capacità di biomassa. Grazie agli alti rendimenti di biomassa dalle coltivazioni di ficodindia e le sue basse richieste di acque nutriente, viene visto come una fonte importante per quanto concerne la creazione di bioenergie attraverso la sua conversione a biogas mediante il processo di fermentazione anaerobica. Gli scarti provengono sia dalla pianta che dal frutto e in particolare da tutti i processi di produzione. Il primo di questi è la scozzolatura, segue la potatura e infine il diradamento. Sia la prima che l'ultima fase sono tecniche colturali volte al miglioramento qualitativo dei frutti. Gli scarti ammontano approssimativamente a circa 102t annue. Il dato fornito è tratto da dati statistici ISTAT sulla base di una quantità stimata del 10% di scarti per quantità prodotta.

Il frutto matura una componente piuttosto liquida durante l'evolversi delle tre fasi prima descritte: infatti è composto da circa il 98% di H₂O ma ciò che più interessa è la sua elevata capacità metanigena, ovvero quella capacità che determina per kilogrammo di prodotto quanto metano può essere prodotto.



La digestione anaerobica, è un processo di conversione di tipo biochimico in assenza di ossigeno e consiste nella demolizione, ad opera di microrganismi, di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale, che produce un gas (biogas) costituito per il 50-60% da metano e per la restante parte soprattutto da CO₂. Il biogas così prodotto viene raccolto, essiccato, compresso ed immagazzinato e può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas per produrre calore o motori a combustione interna (adattati allo scopo a partire da motori navali a basso numero di giri) e per produrre energia elettrica. Il processo di digestione anaerobica avviene all'interno di reattori chiusi (digestori) al cui interno si creano condizioni di assenza di ossigeno. La trasformazione della sostanza organica è operata da parte di diversi gruppi attraverso le fasi di idrolisi, acidificazione, acetogenesi e infine metano genesi. La parte più interessante del processo di digestione anaerobica riguarda la produzione di CH₄. Nella miscela di gas ottenuta il CH₄ ovvero il metano è la componente economicamente rilevante. Questo metano, tramite la combustione, genera energia elettrica.



- 1 TRASFORMAZIONE DEGLI SCARTI
- 2 RACCOLTA IN UNA CISTERNA
- 3 INTEGRAZIONE DI COMPONENTI AGGIUNTIVI
- 4 DIGESTIONE
- 5 ESTRAZIONE DEL METANO
- 6 TRASFORMAZIONE IN ENERGIA

Per digestato si fa riferimento ai residui che rimangono da tutta la dieta inserita nel digestore nel post processo di digestione anaerobica, composta per lo più da acqua. L'acqua, infatti, viene riutilizzata nei processi di produzione successivi, la parte solida (il digestato) può essere venduta come concime dati i numerosi elementi nutritivi presenti all'interno (dopo essiccamento al 7-8%). Questo sistema, quindi, permette la creazione di economie circolari che valorizzano maggiormente il processo produttivo e, soprattutto, determinano una fonte di ricavi alternativa alla sola energia prodotta, riuscendo così ad incrementare il business.

La concorrenza, in questo settore risulta particolarmente influenzata dalla posizione geografica dell'impianto ma in linea del tutto generale è molto bassa o quasi nulla. Le imprese produttrici di biogas, da fonti di stampa, in Italia sono circa 1300 e nessuna di esse, ad oggi, produce biogas tramite il ficodindia.

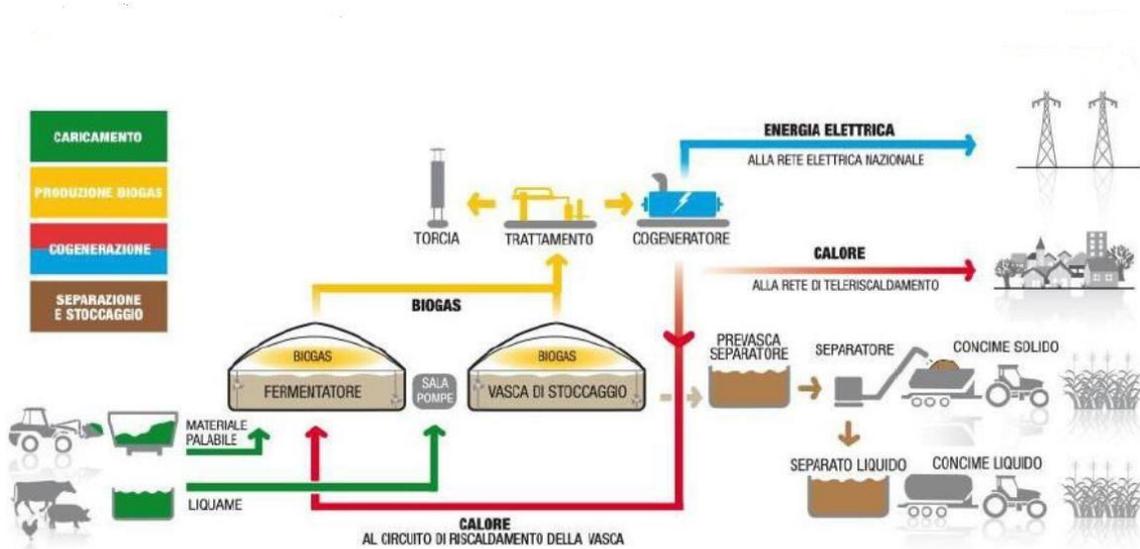


Figura 11 - Modello di un impianto di produzione di biogas

5. FASI DI VITA DELL'OPERA

5.1. Fase di cantiere

Per l'esecuzione delle opere di progetto è stato previsto, come da cronoprogramma elaborato RT-12, un totale di 378 giorni lavorativi, con lavorazioni limitate al solo periodo diurno con otto ore di lavoro giornaliero. Data l'estensione delle aree di progetto si è optato per la predisposizione di tre aree di cantiere principali, rispettivamente posizionate a sud, a nord e ad est, come indicato nella immagine seguente e nell'elaborato E-20.

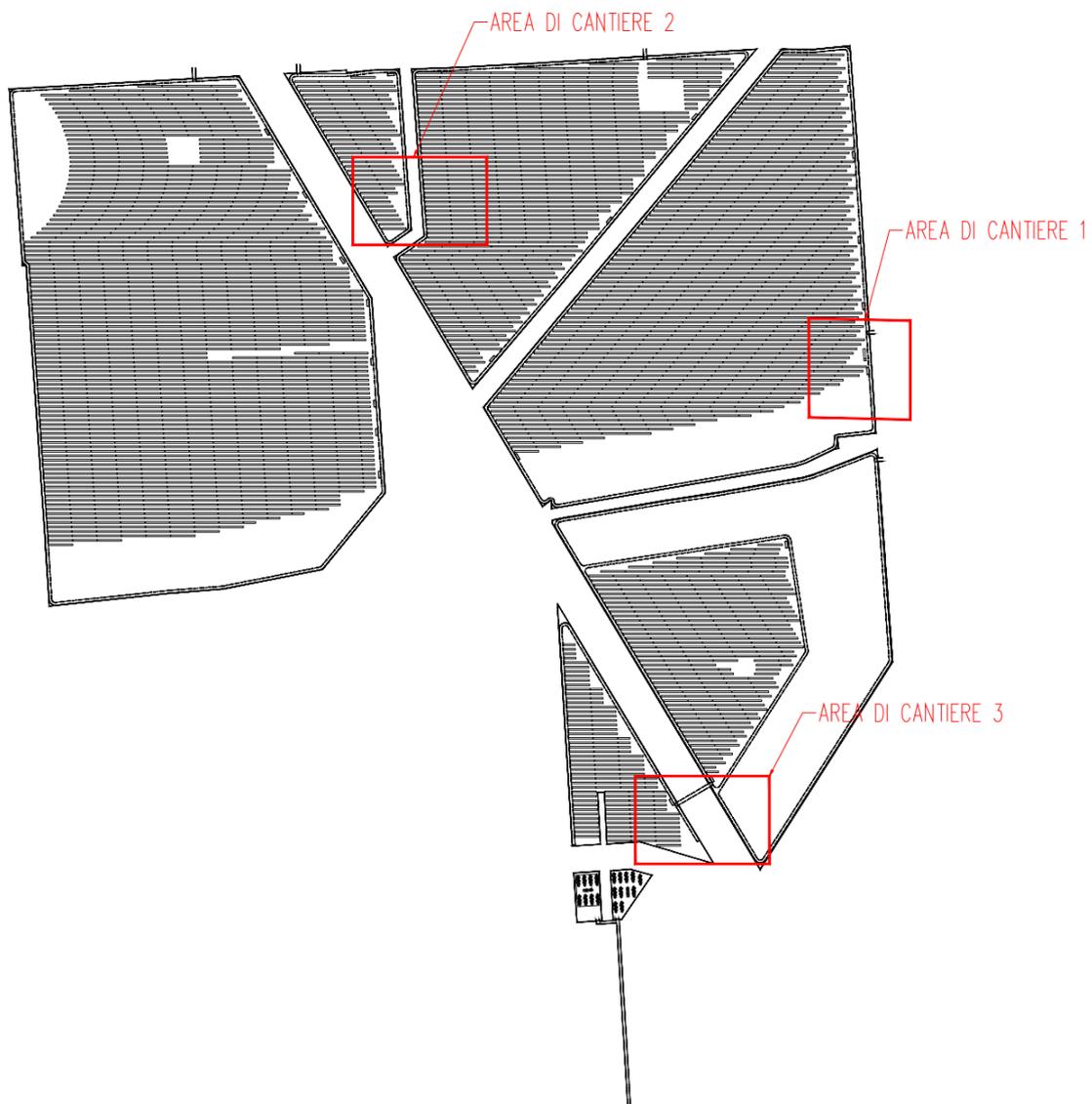


Figura 12 - Planimetria delle aree di cantiere (elaborato G19501A01-E-20)

La configurazione scelta per le suddette aree consente di ridurre al minimo il percorso di mezzi di forniture, trasporto operai, ecc, su strade non asfaltate (interne alle aree di progetto) e quindi

di mitigare la propagazione delle emissioni polverulenti durante le fasi di cantiere. Inoltre, le aree scelte saranno per la maggior parte occupate da coltivazioni e/o strade interne, pertanto le interferenze con le fasi di costruzione e infissione delle strutture di supporto dei moduli sono ridotte al minimo.

La recinzione di cantiere delle aree di impianto sarà costituita dalla recinzione definitiva che sarà quindi messa in opera nelle prime fasi della cantierizzazione. Nelle aree di cantiere e per il deposito e lo stoccaggio dei materiali e dei rifiuti di cantiere (per lo più imballaggi dei moduli) è prevista la realizzazione di una pavimentazione provvisoria in materiale inerte riciclato e finitura superiore con misto stabilizzato, con interposizione di uno strato di tessuto non tessuto TNT per evitare la dispersione del materiale e per contenere le dispersioni di eventuali inquinanti.

Il materiale arido utilizzato per l'allestimento temporaneo delle aree di cantiere sarà recuperato a fine lavori e riutilizzato all'interno dell'intera area oggetto di intervento per il completamento della viabilità di progetto ed il ripristino della viabilità interpodereale esistente. Alla fine dei lavori infatti, per la rimozione delle aree di cantiere sarà necessario rimuovere lo strato di materiale anticapillare posato e la successiva sostituzione con terreno vegetale per futura piantumazione delle specie arboree e vegetali previste nelle aree interne del sito di progetto (mitigazioni).

5.2. Fase di esercizio

Nella fase di esercizio, vista anche la natura dell'impianto agrivoltaico, saranno svolte le seguenti attività.

- Manutenzione delle opere impiantistiche (cavidotti, quadri, cabine, moduli, ecc)
- Gestione delle opere a verde;
- Controllo periodico strutture di sostegno dei moduli (serraggio bulloni, check saldature, stabilità generale)
- Vigilanza.

Per questa attività saranno necessarie ditte specializzate (con le quali verranno sottoscritti contratti per l'attività manutentiva e gestionale periodica); laddove possibile, seguendo la filosofia progettuale, saranno impiegate energie locali allo scopo di produrre ricadute occupazionali sul territorio. La manutenzione sarà relativa essenzialmente alla pulizia dei moduli fotovoltaici, al controllo periodico sui serraggi dei bulloni delle strutture in carpenteria metallica di sostegno dei moduli, al controllo dell'integrità dei cavidotti interni al sito e alla verifica del corretto funzionamento dell'ulteriore componentistica dell'impianto (inverter, quadri, ecc). Tali controlli saranno parte del check generale sul rendimento atteso e rilevato con controllo da remoto ed esame visivo periodico con ispezione sistematiche dell'energia prodotta.

Anche la sorveglianza sarà affidata a ditte specializzate.

Sarà inoltre valutata la predisposizione di indagini termografiche da drone per la verifica di malfunzionamenti dei moduli FTV che non sono visibili ad occhio nudo e pertanto difficilmente individuabili; questi infatti incidono sulla resa generale della produzione di energia.

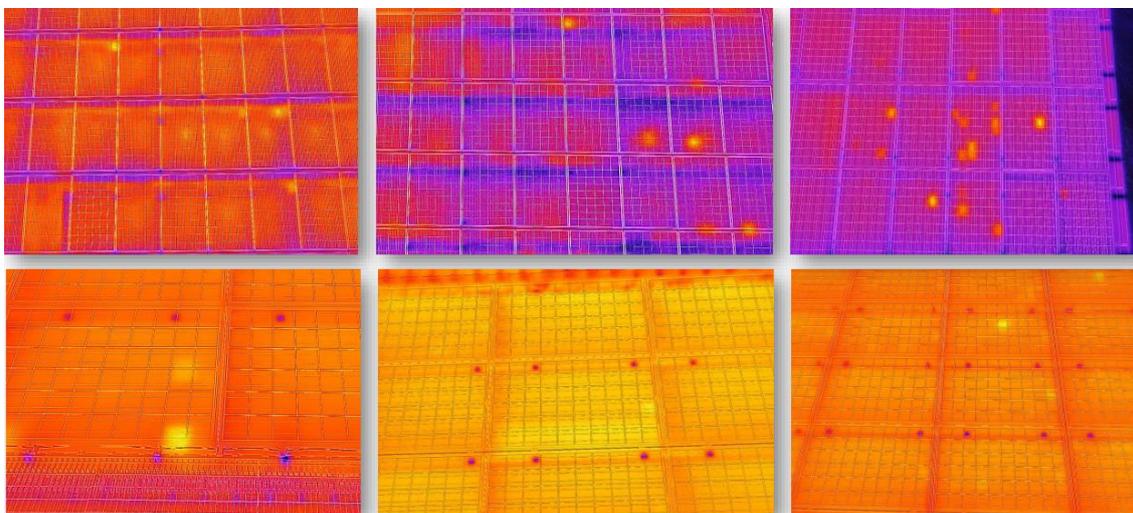


Figura 13 - Difetti "hot-spot" nei pannelli, visibili con indagini termografica (Fonte: ns riproduzione)

Per l'esecuzione di eventuali operazioni di manutenzione notturne gli operai specializzati usufruiranno dell'energia elettrica in bassa tensione fornita dal trasformatore di servizio presente in sito.

La manutenzione straordinaria, da attivare in caso si verifichi un evento eccezionale che porta al malfunzionamento dell'impianto, sarà affidata a specifiche ditte per ogni settore specifico (componentistica elettrica, moduli FTV, strutture di sostegno), preferendo ditte locali anche per la maggiore tempestività dei tempi di intervento.

5.3. Fase di dismissione

Terminata la **vita utile** dell'impianto proposto (**stimata in 30 anni**) si provvederà alla dismissione e alla rimessa in pristino dei luoghi nella condizione ante-operam, ovvero di terreni a vocazione agricola (seminativi e/o incolti). Non essendo previste opere interrato in cemento armato, ad eccezione delle fondazioni in c.a., le operazioni di smontaggio e rimozione dell'impianto saranno relative a:

- Strutture in carpenteria metallica di sostegno per i moduli fotovoltaici: l'intero quantitativo di materiale rimosso potrà essere recuperato o comunque conferito in apposita acciaieria per la trasformazione in materia prima ed un nuovo utilizzo.
- Moduli fotovoltaici: si procederà allo smontaggio dei moduli fotovoltaici per il riciclo di alcune parti come il vetro, la cornice anodizzata, il silicio e il rame presente nei cablaggi. In totale circa il 95% del peso del modulo sarà riciclato.
- Cablaggi: si procederà alla disconnessione del cavidotto elettrico, con scavo, rimozione del corrugato di alloggiamento dei cavi, nastro segnalatore e conduttori. Per i suddetti materiali è previsto il conferimento a sito di stoccaggio e/o trasformazione ed il successivo riutilizzo. La sabbia contenuta nel cavidotto sarà rimossa e conferita a discarica per non alterare le caratteristiche fisiche e chimiche dei terreni agricoli, o in alternativa, previa esecuzione dei test

chimico-fisici per valutarne le condizioni di conservazione, potrà essere utilizzata in altro cantiere per medesimo fine.

- Cabine e locali tecnici: i cablaggi in rame e le strutture in acciaio verranno opportunamente riciclate, mentre le cabine e i locali tecnici saranno smaltite presso appositi centri.
- Basamenti delle cabine: date le limitate dimensioni in pianta ed in altezza, le platee di fondazione in cemento armato saranno demolite con utilizzo di martello demolitore ed il materiale di risulta sarà trasportato in apposito centro di stoccaggio e trattamento di rifiuti derivanti da attività edilizia.
- Recinzioni: se richiesto dalla proprietà saranno lasciate in opera per consentire la perimetrazione dei terreni anche in fase successiva alla dismissione dell'impianto.
- Viabilità interna: la viabilità a servizio dell'impianto sarà smantellata per consentirne la rinaturalizzazione solo limitatamente alle aree accessibili anche senza la stessa; nelle altre invece sarà lasciata inalterata in quanto essa è costituita da percorsi in terra battuta o pavimentazione stradale permeabile (materiale stabilizzato) che potranno costituire una rete di tracciati a servizio dell'attività agricola che si svolge queste aree. La pavimentazione stradale permeabile (materiale stabilizzato) verrà rimossa per uno spessore di qualche decina di centimetri tramite scavo e successivo smaltimento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione.
- Opere a verde, mitigazioni: se richiesto dalla proprietà saranno lasciate in opera.

2.1. Ricadute sociali, occupazionali ed economiche

Come dettagliato nell'elaborato G19501A01-SIA-04, per lo sviluppo del progetto si prevedono ripercussioni positive in termini di ricadute sociali, economiche ed occupazionali sia su scala locale che su area vasta. In particolare è stato stimato che la realizzazione delle opere consente la creazione di unità di lavoro come di seguito indicato.

Megawatt di progetto	ULA dirette ed indirette per la gestione dell'impianto	ULA per la gestione agronomica	Totale ULA impianto agrivoltaico proposto
44,16	296,34	8	304,34 → 305

6. CONCLUSIONI

Nel presente documento sono stati analizzati gli aspetti tecnici legati al progetto proposto, con focus su:

- **componente impiantistica:** l'impianto sarà composto da sistema con strutture fisse e da 62.414 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 730Wp;
- **connessione:** il tracciato si sviluppa per circa 5,4 km. Il cavidotto AT interrato si diparte dalla cabina di raccolta e arriva fino ad una nuova S.E. della RTN 150/36 kV di TERNA nel comune di Apricena, passando per la maggior parte su strade esistenti, con superamento di 1 interferenza su ponte con sistema a "bordo ponte"; non vi sono pertanto interferenze con il regime idraulico dei fossi e dei canali attraversati;
- **cantierizzazione:** questa fase è stata particolarmente analizzata al fine di creare meno impatti possibili soprattutto sul contesto locale, a vocazione agricola. Le aree infatti, oltre ad essere limitate, saranno poste in corrispondenza della viabilità di accesso, limitando di fatto i percorsi del maggior numero di mezzi che risultano essere quelli connessi alle forniture.
- **alternative di progetto:** dalla analisi condotta è emerso come sia la delocalizzazione che la modifica tecnologica sono due alternative meno valide secondo i vettori analizzati; l'alternativa zero invece, ovvero del "non fare", corrisponde a rinunciare ai benefici conseguibili attraverso la costruzione dell'impianto agrivoltaico proposto.
- Ricadute sociali, economiche ed occupazionali: stimate in **305** le unità di lavoro potenzialmente prodotte;

Tra i punti a favore dello sviluppo dell'iniziativa progettuale si evidenzia:

- la creazione di una fascia di mitigazione arbustiva dell'impianto, all'interno della quale è previsto un **progetto di apicoltura con Api Mellifere (ape comune)** e relativo **bio-monitoraggio ambientale**. Si è ritenuto opportuno l'introduzione di un progetto di apicoltura nelle aree di intervento, non solo per sfruttare al meglio lo spazio a disposizione con una altra attività produttiva (produzione di miele e/o di sottoprodotti), ma anche per il ruolo svolto dalle api nell'ecosistema.
- possibilità di **creazione di una filiera di produzione di energia elettrica proveniente dalla trasformazione degli scarti del ficodindia**, una risorsa presente in grandi quantità in particolari aree del territorio nazionale e di grande prospettiva.

Il progetto, inoltre, rispetta i parametri di cui alle Linee Guida Ministeriali per la definizione di impianto agrivoltaico avanzato.

