



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

REGIONE RAS



PROVINCIA DI SASSARI



COMUNE DI SASSARI

CENTRALE FOTOVOLTAICA IN ZONA AGRICOLA "PUTZULU"

Progetto per la costruzione e l'esercizio di una Centrale Fotovoltaica a terra e delle relative opere di connessione alla RTN, con potenza del campo fotovoltaico pari a **50,12 MWp**, capacità di generazione pari a **48,30 MW**, con mantenimento dell'attività agro-zootecnica esistente, da realizzare nel Comune di Sassari (SS).

Area agricola in Regione Cuguragiu presso SP 56 (Bancali - Abbacurrente) -
Strada vicinale Ponti Pizzinnu, Proprietà F.Ili Putzulu, Fg. 4 Comune Censuario di Sassari (I452A)

FASE DI PROGETTO :
DEFINITIVO PER A.U.

OTTENIMENTO AUTORIZZAZIONE UNICA (Art.12, D. Lgs 387/03)
con associata

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (Art.23, D. Lgs 152/06)

Proponente dell'impianto FV:



INE CUGULARGIU S.r.l.
Piazza di Santa Anastasia n. 7
00186 Roma (RM)
PEC: inecugulargiusr@legalmail.it

Gruppo di progettazione:

Ing. **Silvestro Cossu** - Progettazione generale.
Dott. **Geologo Giovanni Calia** - Studi e indagini geologiche, idrogeologiche e geotecniche, Studio di Impatto Ambientale.
Dott. **Roberto Cogoni** - Analisi e valutazioni naturalistiche, caratterizzazione biotica, SIA.
Dott. **Agronomo Giuliano Sanna** - Analisi e valutazioni agronomiche.
Dott. **Pianificatore Antonio Ganga** - Indagini e Analisi delle proprietà pedologiche.
Dott.ssa **Archeologa Noemi Fadda** - Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico.
Dott.ssa **Arch. Patrizia Sini** - Assetto paesaggistico e opere di mitigazione.
Ing. **Marietta Lucia Brau** - Progettazione tecnica.
Per. **Ind. Alessandro Licheri** - Sviluppo soluzione progettuale ed elaborati tecnici per l'impianto FV e per Opere di Connessione alla rete AT.
Per. **Ind. Fabiana Casula** - Sviluppo progettuale layout elettrico e dimensionamento elettrico centrale fotovoltaico, elaborati grafici tecnici.

Coordinatore generale della progettazione
per il gruppo ILOS New Energy Italy s.r.l.



M2 ENERGIA S.r.l.
Via C. D'Ambrosio n. 6, 71016,
San Severo (FG)
PEC: m2energia@pec.it

Professionisti responsabili
Ing. Silvestro Cossu

Spazio riservato agli uffici:

VIA	Nome elaborato:				Codice elaborato
	Scheda di Sintesi dell'Intervento				GG SSI
N. progetto SS0s01	N. commessa Z2W	Codice pratica	Protocollo	Scala -	Formato di stampa: A4
Rev. 00 del 15/11/21	Rev. 01 del	Rev. 02 del	Rev. 03 del	Verificato il	Approvato il
					Rif. file : SS01s01_GG_SSI_00

SCHEDA DI SINTESI DELL'INTERVENTO

INDICE

0. CHIAVI DI LETTURA – RISULTATI DEL PROGETTO

1. PREMESSA DI CONTESTO – ORIGINE DEL PROGETTO

- 1.1 Inserimento del progetto nel Quadro Regolatorio di Riferimento
- 1.2 Il proponente e il gruppo societario di riferimento

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

- 2.1 L'ambito territoriale di intervento
- 2.2 L'inquadramento urbanistico del sito di ubicazione della centrale FV
- 2.3 Inquadramento catastale delle aree d'insediamento della centrale FV
- 2.4 Titoli di disponibilità delle aree di insediamento della centrale concesse in Diritto di Superficie.
- 2.5 Aree limitrofe interessate dall'insediamento – servitù di passaggio e posa cavidotti interrati.
- 2.6 Caratteristiche dell'area di insediamento della centrale FV

3. CRITERI PROGETTUALI ADOTTATI PER L'INSERIMENTO OTTIMALE DELLA CENTRALE NELLE AREE DISPONIBILI

- 3.1 Il quadro legislativo vigente per gli impianti fotovoltaici in aree agricole.
- 3.2 Soluzione tipiche per gli impianti agrovoltaici.
- 3.3 Condizioni per la realizzazione in termini vantaggiosi di un impianto agrovoltaico.
- 3.4 La scelta della soluzione ottimale per il sito in oggetto.
- 3.5 Sintesi delle dimensioni areali risultanti dalla progettazione.

4. CARATTERISTICHE DELLA CENTRALE FV

- 4.1 Moduli FV e tracker – dimensione campi
- 4.2 Gli inverter adottati
- 4.3 Architettura elettrica e accoppiamento moduli inverter.
- 4.4 La produzione attesa
- 4.5 Render degli impianti
- 4.6 Mitigazione perimetrale

5. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE

- 5.1 Percorso elettrodotto interrato a 30 kV di utenza per la connessione (IUC)
- 5.2 Inquadramento catastale della nuova SE TERNA e della stazione di connessione MT/AT
- 5.3 Stato della progettazione della SE TERNA e dell'Impianto di Rete per la Connessione.
- 5.4 Nuovo standard TERNA a 36 KV
- 5.5 Procedure vigenti in materia Di V.I.A. per gli Impianti FV e per le Opere Connesse

6. RICADUTE AMBIENTALI ED ECONOMICHE

- 6.1 Le ricadute ambientali su scala globale
- 6.2 Le ricadute economiche in ambito locale/regionale.
- 6.3 Ricadute economiche connesse alla produzione – Misure compensative.
- 6.4 Ricadute associate al mantenimento/potenziamento dell'attività zootecnica preesistente.

0. CHIAVI DI LETTURA – RISULTATI DEL PROGETTO

Si legge negli incipit dell'adozione del regolamento **UE n.2021/1119 del 30 giugno 2021**:

- (1) **La minaccia esistenziale posta dai cambiamenti climatici richiede una maggiore ambizione e un'intensificazione dell'azione per il clima da parte dell'Unione e degli Stati membri.** L'Unione si è impegnata a potenziare gli sforzi per far fronte ai cambiamenti climatici e a dare attuazione all'accordo di Parigi [...], nel contesto dell'obiettivo a lungo termine relativo alla temperatura previsto dall'accordo di Parigi.
- (7) L'azione per il clima dovrebbe rappresentare un'opportunità per tutti i settori dell'economia nell'Unione per contribuire ad assicurare la leadership industriale nel campo dell'innovazione globale. Sotto l'impulso del quadro normativo definito dall'Unione e degli sforzi compiuti dalle industrie europee, **è possibile dissociare la crescita economica dalle emissioni di gas a effetto serra. Ad esempio, le emissioni di gas a effetto serra nell'Unione sono state ridotte del 24 % tra il 1990 e il 2019 mentre, nello stesso periodo, l'economia è cresciuta del 60 %.**
- (11) **Vista l'importanza della produzione e del consumo di energia per il livello di emissioni di gas a effetto serra, è indispensabile realizzare la transizione verso un sistema energetico sicuro, sostenibile e a prezzi accessibili, basato sulla diffusione delle energie rinnovabili,** su un mercato interno dell'energia ben funzionante e **sul miglioramento dell'efficienza energetica,** riducendo nel contempo la povertà energetica.
- (17) **L'Unione dovrebbe proseguire la sua azione per il clima e mantenere la leadership internazionale su questo versante anche dopo il 2050, al fine di proteggere le persone e il pianeta dalla minaccia di cambiamenti climatici pericolosi, in vista dell'obiettivo di lungo termine relativo alla temperatura stabilito dall'accordo di Parigi.....**
- (26) Come annunciato nel Green Deal europeo, la Commissione ha valutato il traguardo dell'Unione di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 [...]. **Alla luce dell'obiettivo della neutralità climatica da conseguire per il 2050, entro il 2030 dovrebbero essere ridotte le emissioni di gas a effetto serra e aumentati gli assorbimenti, in modo tale che le emissioni nette di gas a effetto serra - ossia le emissioni al netto degli assorbimenti — siano ridotte, in tutti i settori dell'economia e a livello dell'Unione, di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.** Il Consiglio europeo ha approvato tale obiettivo nelle sue conclusioni del 10 e 11 dicembre 2020. Ha inoltre fornito orientamenti iniziali sulla sua attuazione. **Tale nuovo obiettivo climatico dell'Unione per il 2030 costituisce un obiettivo successivo ai sensi dell'articolo 2, punto 11, del regolamento (UE) 2018/1999, e conseguentemente sostituisce l'obiettivo dell'Unione di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 stabilito nel medesimo punto.**
- (32) Gli ecosistemi, le persone e le economie di tutte le regioni dell'Unione si troveranno ad affrontare i gravi effetti dei cambiamenti climatici, **quali calore estremo, inondazioni, siccità, carenza idrica, innalzamento del livello del mare, scioglimento dei ghiacciai, incendi boschivi, sradicamenti causati dal vento e perdite agricole.** I recenti eventi estremi hanno già inciso in modo sostanziale sugli ecosistemi, con ripercussioni sul sequestro del carbonio e sulle capacità di stoccaggio delle foreste e dei terreni agricoli.

Principi generali riportati nel DM 10/09/10 (Linee Guida per le FER):

- 1.1. L'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si inquadra nella disciplina generale della produzione di energia elettrica ed è **attività libera**, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, ai sensi dell'articolo 1 del decreto legislativo n. 79 del 1999. A tale attività si accede in condizioni di uguaglianza, senza discriminazioni nelle modalità, condizioni e termini per il suo esercizio.*
- 1.3. Ai sensi dell'ordinamento comunitario e nazionale, **non possono essere indette procedure pubblicistiche di natura concessoria aventi ad oggetto l'attività di produzione di energia elettrica, che è attività economica non riservata agli enti pubblici e non soggetta a regime di privata.***
- 13.4 **“Le Regioni o le Province delegate non possono subordinare la ricevibilità, la procedibilità dell'istanza o la conclusione del procedimento alla presentazione di preve convenzioni ovvero atti di assenso o gradimento da parte dei comuni il cui territorio è interessato dal progetto”.***

RISULTATI DEL PROGETTO

1. SUPERFICI IMPEGNATE PER L'INSEDIAMENTO DELLA CENTRALE

La dimensione del predio aziendale esistente (proprietà F.Ili Putzulu) è di circa:	79 ha
L'insieme delle particelle concesse in DDS, con N.3 atti preliminari, è di circa:	73 ha
L'insieme delle aree impegnabili, al netto della fascia di tutela di 150 m, è di circa:	59 ha
L'impegno di suolo per la posa dei campi FV e delle relative aree tecniche, è di circa:	55 ha
Le aree non impegnate dalla centrale, fra quelle concesse in DDS, sommano in circa:	18 ha.
La dimensione dell'azienda agro-zootecnica (incluso altre aree del predio) al termine dell'intervento, sarà di circa:	24 ha.

2. POTENZA DELLA CENTRALE

Potenza dell'impianto di captazione (potenza in DC in condizioni STC):	50,12 MWp
Capacità di generazione (potenza in AC):	48,30 MW

3. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN DI TERNA

Potenza di connessione da STMG N.202002125 accettata il 25/05/21:	52,54 MW
Lunghezza elettrodotto interrato a 30 kV (su strade pubbliche):	≈ 14 km

4. PRODUZIONE ANNUALE ATTESA – CONTRIBUTO ALLA DECARBONIZZAZIONE

Produzione nominale annuale netta immessa in rete:	≈ 80.000 MWh/y	80 GWh/y
Emissioni annuali di CO ₂ evitate (544 tonn/GWh) (Obiettivo UE 2030: 225 milioni tonn CO ₂ /y), circa:		43.520 tonn CO₂/y 0,043 milioni tonnCO₂/y
Incidenza su obiettivo UE (0,043/225 x 100):		0,019 %
Foresta equivalente in grado di "assorbire" la stessa quantità di CO ₂ evitata (≈ 35 tonn CO ₂ assorb./ha y):	43.520/35	1.243 ha di foresta
Equivalenza risultante:	55 ha FV	↔ 1.243 Ha di foresta

1. PREMESSA DI CONTESTO – ORIGINE DEL PROGETTO

1.1 Inserimento del progetto nel Quadro Regolatorio di Riferimento (Cfr. Allegato 1 al SIA)

Il presente progetto si inserisce all'interno del quadro regolatorio comunitario costituito, in via principale, dai seguenti due provvedimenti:

1. il **Regolamento UE n.2018/1999** dell'11/12/2018, sulla **Governance dell'Unione dell'Energia**, che definisce i traguardi per il 2030 in materia di energia e clima di ciascun stato membro (Art.4) e che è stato oggetto di recente aggiornamento con regolamento **UE n.2021/1119 del 30/06/21, che sancisce l'obiettivo vincolante di neutralità climatica al 2050** (Art.1);
2. la **Direttiva UE n.2018/2001** dell'11/12/2018, sulla **Promozione dell'uso dell'energia da Fonti Rinnovabili**, che stabilisce la quota di energia da Fonti Rinnovabili sul Consumo Finale Lordo (CFL) di Energia nell'unione al 2030 (art.3).

La proposta di **PNIEC** (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) elaborata dallo Stato Italiano (versione del dicembre 2019), unitamente al **PNRR** (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Aprile 2021) risponde agli impegni dettati da tali due provvedimenti sovraordinati (quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di Energia al 2030 pari al 30%) e **dovrà adeguarsi al nuovo e più sfidante regolamento UE n.2021/1119**, che stabilisce i seguenti tre obiettivi/traguardi:

1. **Obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione al 2050 (art.1).**
2. **Traguardo vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 (art.4)**
3. **Emissioni negative di gas antropogenici nell'Unione successivamente al 2050 (art.2).**

Si legge nell'art.4 del regolamento UE 2021/1119: *“Al fine di garantire che siano profusi sforzi di mitigazione sufficienti fino al 2030, ai fini del presente regolamento e fatto salvo il riesame della legislazione dell'Unione di cui al paragrafo 2, il contributo degli assorbimenti netti al traguardo dell'Unione in materia di clima per il 2030 è limitato a 225 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (0,225 Gtonn/y ndr). Al fine di potenziare il pozzo di assorbimento del carbonio in linea con l'obiettivo del conseguimento della neutralità climatica entro il 2050, l'Unione punta ad aumentare il volume del proprio pozzo netto di assorbimento del carbonio nel 2030.”*

In questo contesto il ruolo numerico e temporale svolto dalla produzione di energia da FER è rilevante.

Considerato che **un ettaro di foresta assorbe in media attorno a 35 tonn CO₂/y** e che un impianto FV da **un MWp**, che produce annualmente circa 1.600 MWh/y, evita emissioni di CO₂ per circa (1600 MWh/y x 0,544 tonn/MWh) **870 tonn/y**, si percepisce la portata delle FER ai fini della riduzione globale della CO₂.

Un impianto FV da 1 MW che occupa poco più di 1 ha, la cui messa in esercizio può richiedere poco più di un anno (al netto dei tempi per l'ottenimento delle autorizzazioni), evita pertanto emissioni di CO₂ corrispondenti a circa (870/35) 25 ha di foresta.

Peraltro i tempi necessari per l'impianto e la “messa in esercizio” di nuove foreste non sono paragonabili con i tempi di costruzione e messa in esercizio di un impianto di produzione energia da FER.

La produzione di energia da FER costituisce pertanto, sia per celerità di messa in esercizio che per quantità di emissioni antropogeniche evitate, il primo strumento oggi disponibile per il raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione nei tempi necessari ad evitare l'irreversibilità del riscaldamento globale del pianeta e i cambiamenti climatici.

In questo contesto normativo e programmatico che promuove e incentiva la produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili, all'interno del generale **“principio di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabili”** di dettato comunitario e costituzionale (cfr. sentenza Corte Costituzionale n. 224 del 2012), gli obiettivi sopra delineati potranno essere raggiunti in via principale con l'installazione, **da parte di soggetti privati**, di impianti Eolici e Fotovoltaici, che ad oggi rappresentano le tecnologie più mature in termini di produzione sostenibile di energia elettrica da Fonti Rinnovabili.

Il Fotovoltaico in particolare ha oramai raggiunto un livello affidabilità tecnologica e costi unitari che, almeno per gli impianti Utility Scale, lo rendono in grado di autosostenersi, **senza necessità di ulteriori incentivi pubblici**.

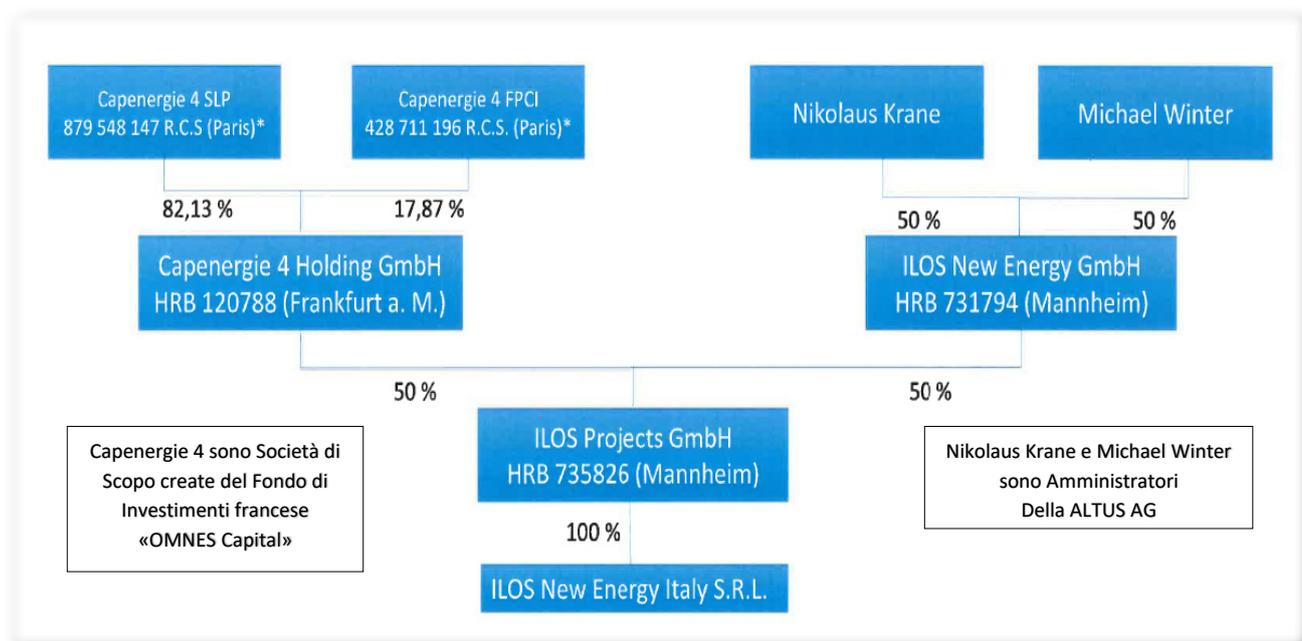
In definitiva, nel rispetto del quadro autorizzatorio vigente, lo sviluppo degli impianti è oggi (in via prevalente) lasciato alla libera iniziativa privata, ovvero il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del pianeta dipendono da investimenti di privati che effettueranno tali investimenti in condizioni di sostenibilità economica (eventualmente adjuvata da incentivi e contributi o in assenza di questi).

1.2 Il proponente e il gruppo societario di riferimento

All'interno del quadro regolatorio e degli obiettivi numerici sopra delineati, nonché del tornaconto economico associabile a corretti investimenti nel settore delle FER, il fondo francese **OMNES Capital**, in partnership con la **ILOS NEW ENERGY GMBH (ex ALTUS NEW ENERGY GMBH)** società referenziata nella costruzione e gestione di impianti di produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili, hanno creato la **ILOS PROJECTS GMBH** attraverso la quale hanno pianificato, nel medio-lungo periodo, investimenti in tutta Europa e pertanto anche in Italia, per la realizzazione di nuovi impianti da FER.

Per lo sviluppo degli investimenti in Italia è stata costituita la società specifica **ILOS NEW ENERGY ITALY S.R.L.** (le cui quote sono possedute al 100% dalla **ILOS PROJECTS GMBH**) con il compito (oggetto sociale) di progettare, costruire e gestire, centrali elettriche da Fonti Rinnovabili.

Di seguito l'esemplificazione dell'assetto del gruppo societario.



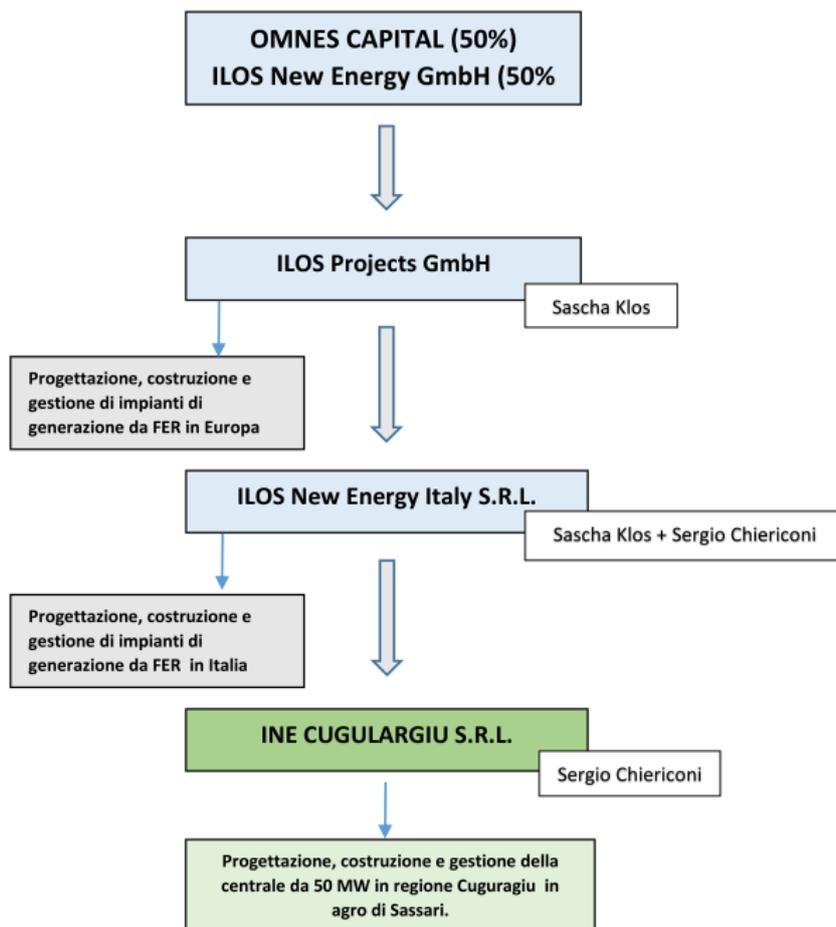
ILOS Projects GmbH è stata fondata dalla ALTUS – società tedesca referenziata nella costruzione e gestione di impianti di produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili – nel 2018 con l'obiettivo di sviluppare il fotovoltaico anche in Europa.

Dopo circa 18 mesi Omnes Capital, una delle principali società di private equity francese approvate dalle autorità finanziarie francesi, con oltre 3,8 miliardi di euro di asset in gestione, ha acquisito il 50% in ILOS al fine di facilitarne la crescita attraverso la fornitura di capitale di sviluppo e finanziamenti per la costruzione.

La visione del Gruppo ILOS è diventare un IPP che sviluppa, costruisce e gestisce asset fotovoltaici nei mercati principali di Italia, Spagna, Paesi Bassi, Grecia, Regno Unito, Irlanda e, più recentemente, anche in Austria.

Alla fine del 2019 ILOS Projects GmbH ha fondato **ILOS New Energy Italy** per crescere significativamente nel mercato delle FER italiano, avendo individuato in Italia il giusto contesto per avviare un programma di investimenti sul lungo periodo.

La società proponente del presente progetto **INE CUGULARGIU s.r.l.** (le cui quote sono possedute al 100% dalla **ILOS NEW ENERGY ITALY S.R.L.**), rappresenta pertanto una SPV di scopo, appositamente costituita per lo sviluppo del progetto della centrale fotovoltaica nel sito individuato e contrattualizzato in regione Cuguragiu in agro di Sassari.



A lato l'organigramma societario sopra descritto.

Per lo sviluppo degli investimenti in Italia la società ILOS New Energy Italy s.r.l. si avvale della società di coordinamento:

M2 ENERGIA s.r.l. con sede a San Severo (FG).

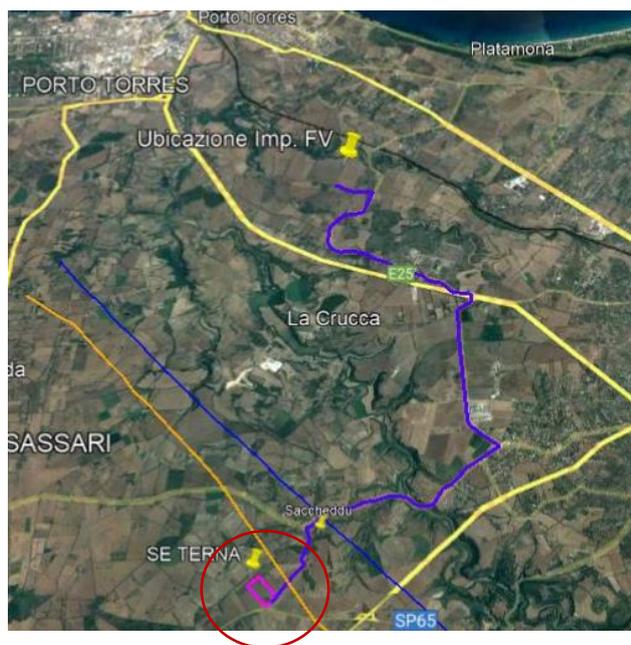
La società M2 ENERGIA s.r.l. è la società proponente per gli aspetti agrovoltai e avrà inoltre il compito di gestire le operazioni di O&M degli impianti realizzati in Italia, in simbiosi con la conduzione agricola e zootecnica dei fondi interessati dagli impianti.

Nel documento allegato al progetto **“GG PP Presentazione del Proponente e Impegni”**, le società ILOS New Energy s.r.l., INE Cugulargiu s.r.l. e M2 Energia s.r.l. assumono precisi impegni in merito alla conduzione della centrale e al mantenimento dell'attività agro-zootecnica, anche con misure di compensazione economica a favore del territorio.

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

2.1 L'ambito territoriale di intervento (cfr. Elab. AT ITV Inquadramento Territoriale e Vincolistico).

La centrale fotovoltaica sarà insediata in territorio del Comune di Sassari, in prossimità della SP 56 (Bancali-Abbacurrente), presso la strada vicinale Ponti Pizzinnu, nelle aree dell'azienda dei F.lli Putzulu .

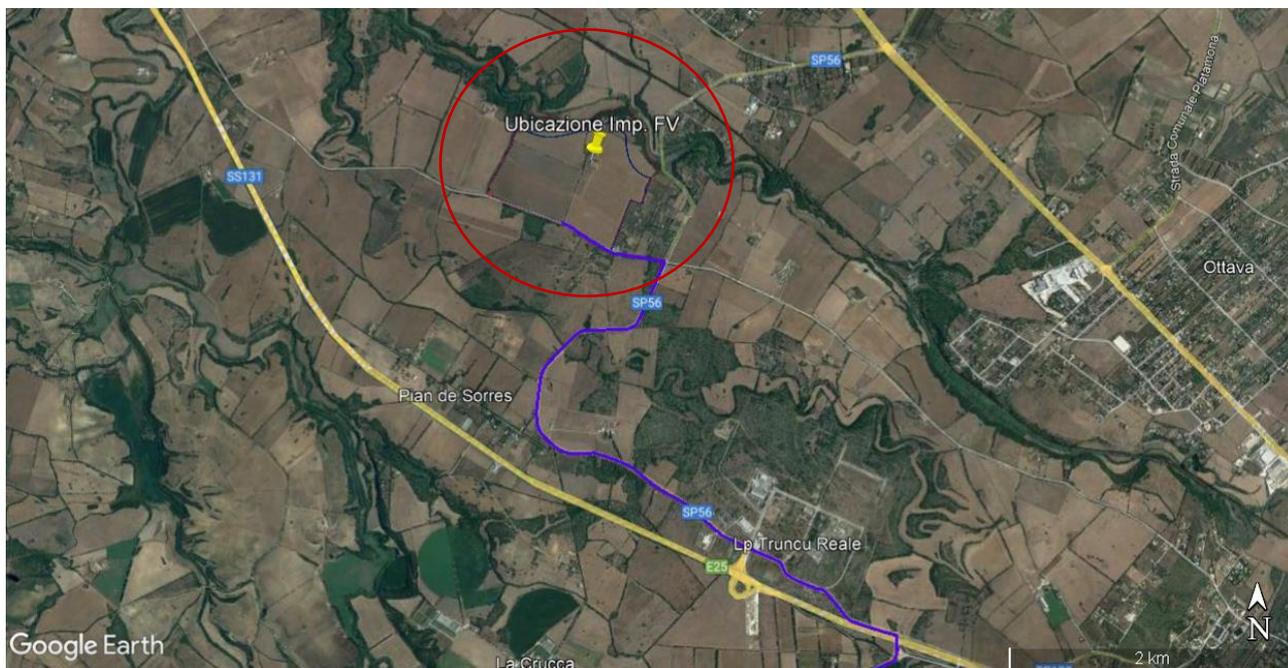


Anche le opere per la connessione alla RTN a 380 kV di TERNIA ricadono interamente in territorio del Comune di Sassari (linea in blu).

L'Impianto di Utenza per la Connessione (IUC) sarà costituito da un elettrodotto in cavi elicordati a 30 KV, posato interrato su strade pubbliche (prevalentemente sulle banchine); la lunghezza complessiva è di circa 14 km.

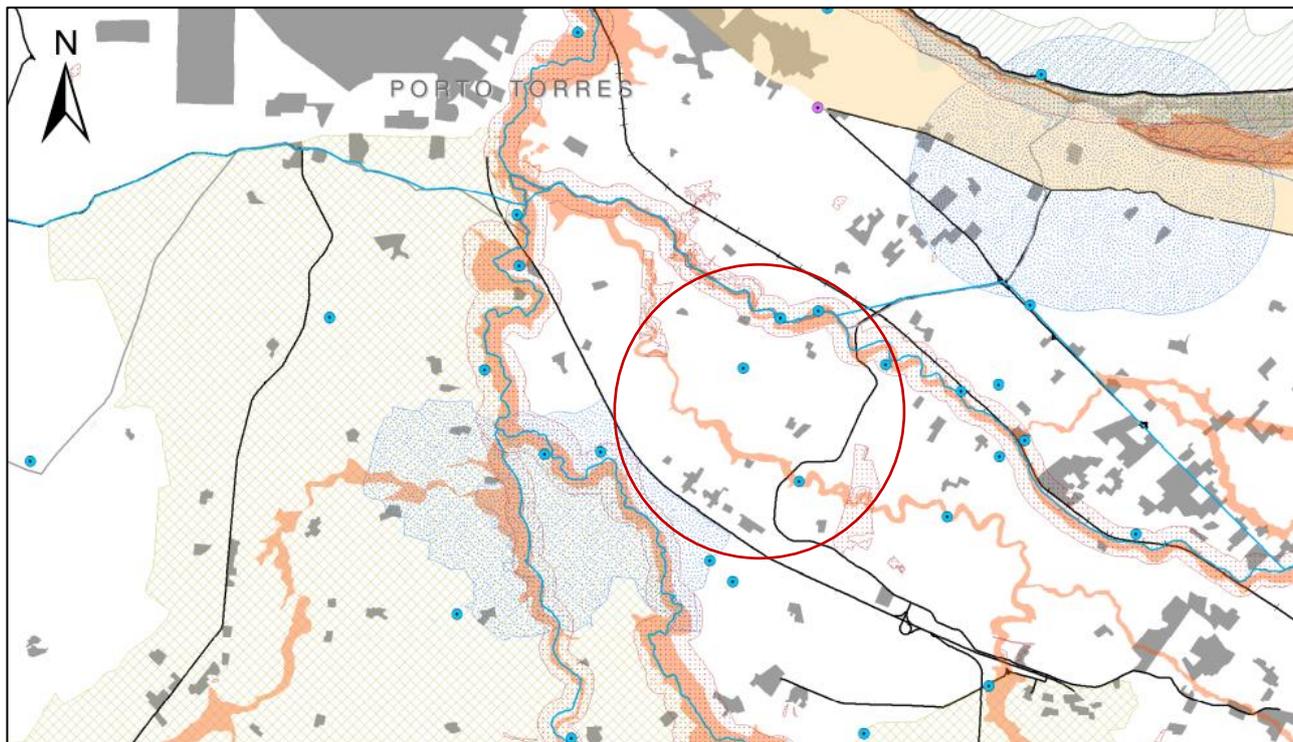
Le immagini inquadrano la posizione dell'impianto FV e il percorso dell'Impianto di Utenza a 30 kV per la connessione ad una nuova stazione di TERNIA derivata dalla dorsale a 380 kV "Fiumesanto Carbo – Ittiri" (linea evidenziata in ocra).

Di seguito un immagine di maggior dettaglio che evidenzia la vicinanza del sito al Rio D'Ottava confinante con il predio aziendale sul lato Nord.



In ragione del vincolo di tutela, ex art. 142 del DIs 42/04, il campo FV sarà insediato (all'interno delle aree disponibili) **salvaguardando interamente la Fascia di 150 m dal fiume.**

Il sito di insediamento della centrale ricade in area definita **“idonea”** dagli Allegati alla DGR 59/90 del 27/11/21

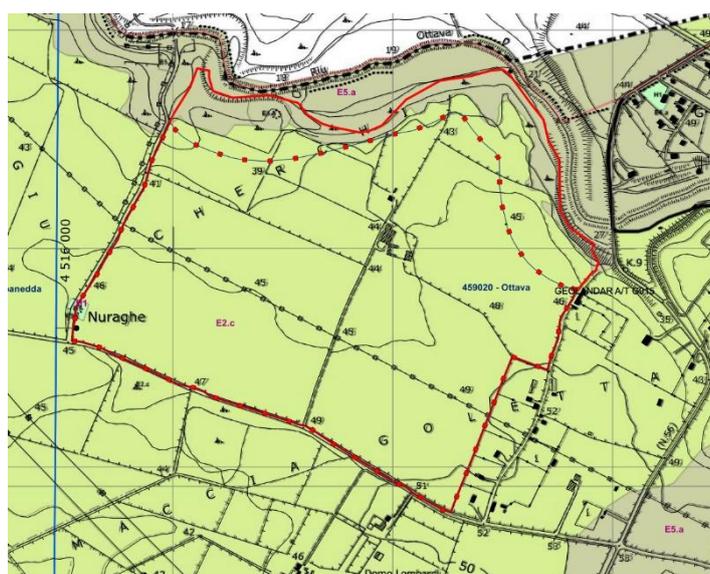
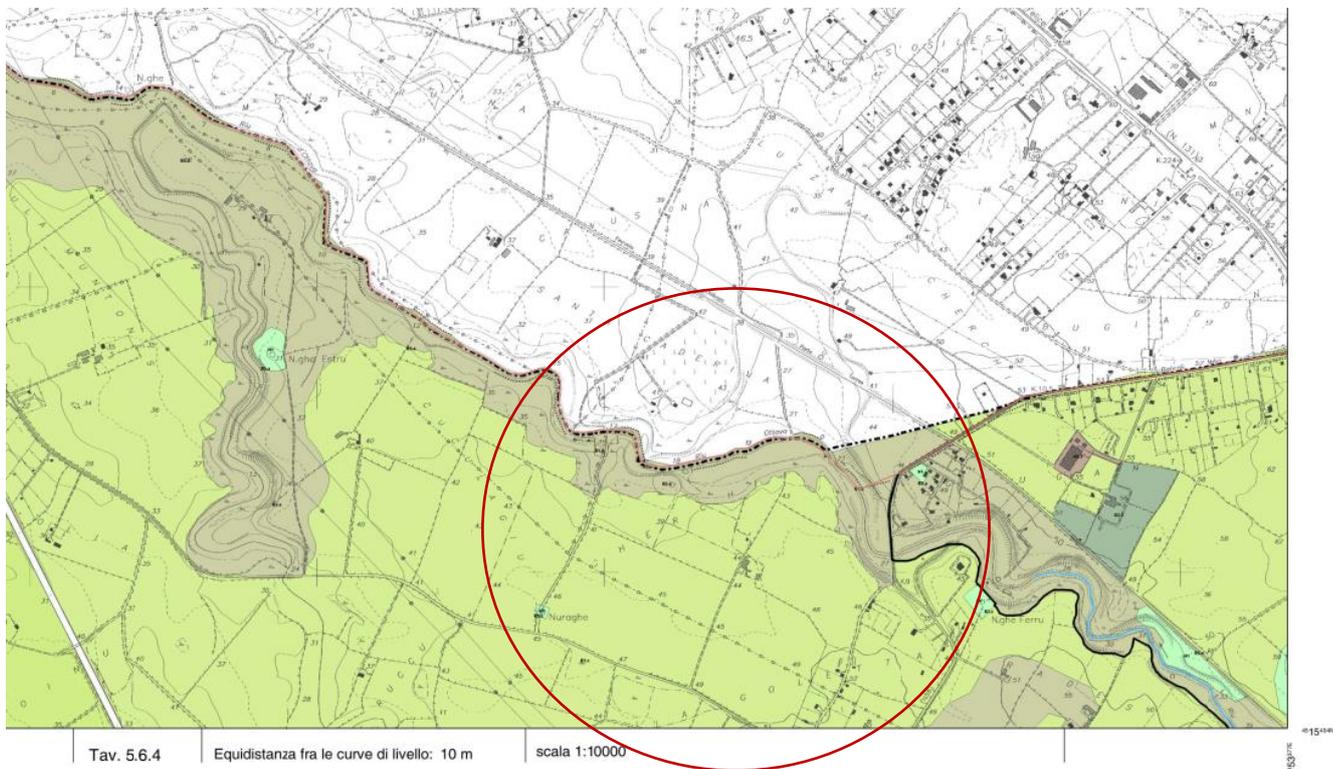


In alto estratto dalla Tavola N.14 allegata alla DGR 59/90 del 27/11/20

2.2 L'inquadramento urbanistico del sito di ubicazione della centrale FV

Urbanisticamente le aree ove sarà ubicata la centrale FV **ricadono in zona agricola; sottozone E2.c ed E5.a** (cfr. N.3 Certificati di Destinazione Urbanistica del 09/11/20, allegati alla documentazione di progetto).

Di seguito immagini estratte dalla cartografia del PUC di Sassari (tav.5.6.4)



PIANIFICAZIONE URBANISTICA DELL'AMBITO EXTRAURBANO (PIANO URBANISTICO COMUNALE DI SASSARI) Scala 1:5.000

Legenda

-  H1 - Zona archeologica
-  E2.c - Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva anche in funzione di supporto alle attività zootecniche tradizionali in aree a bassa marginalità.
-  E5.a - Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale, aree con marginalità moderata utilizzabili anche con attività agro-zootecniche estensive a basso impatto e attività silvo-pastorali
-  Perimetrazione lorda delle aree di insediamento dell'impianto (al netto della fascia tutelata ex art. 142 del Dls 42/04)
-  Confine azienda

2.3 Inquadramento catastale delle aree d'insediamento della centrale FV

Le aree ove sarà insediata la centrale fotovoltaica sono di proprietà dei F.lli Putzulu (Antonio, Luisa e Salvatorica) e fanno parte di un predio aziendale di circa **79 ha** (cfr. Relazione Agronomica allegata alla documentazione di progetto).

Circa **73 ha** delle aree di proprietà sono state concesse in Diritto Di Superficie con atti preliminari del 02/10/20.

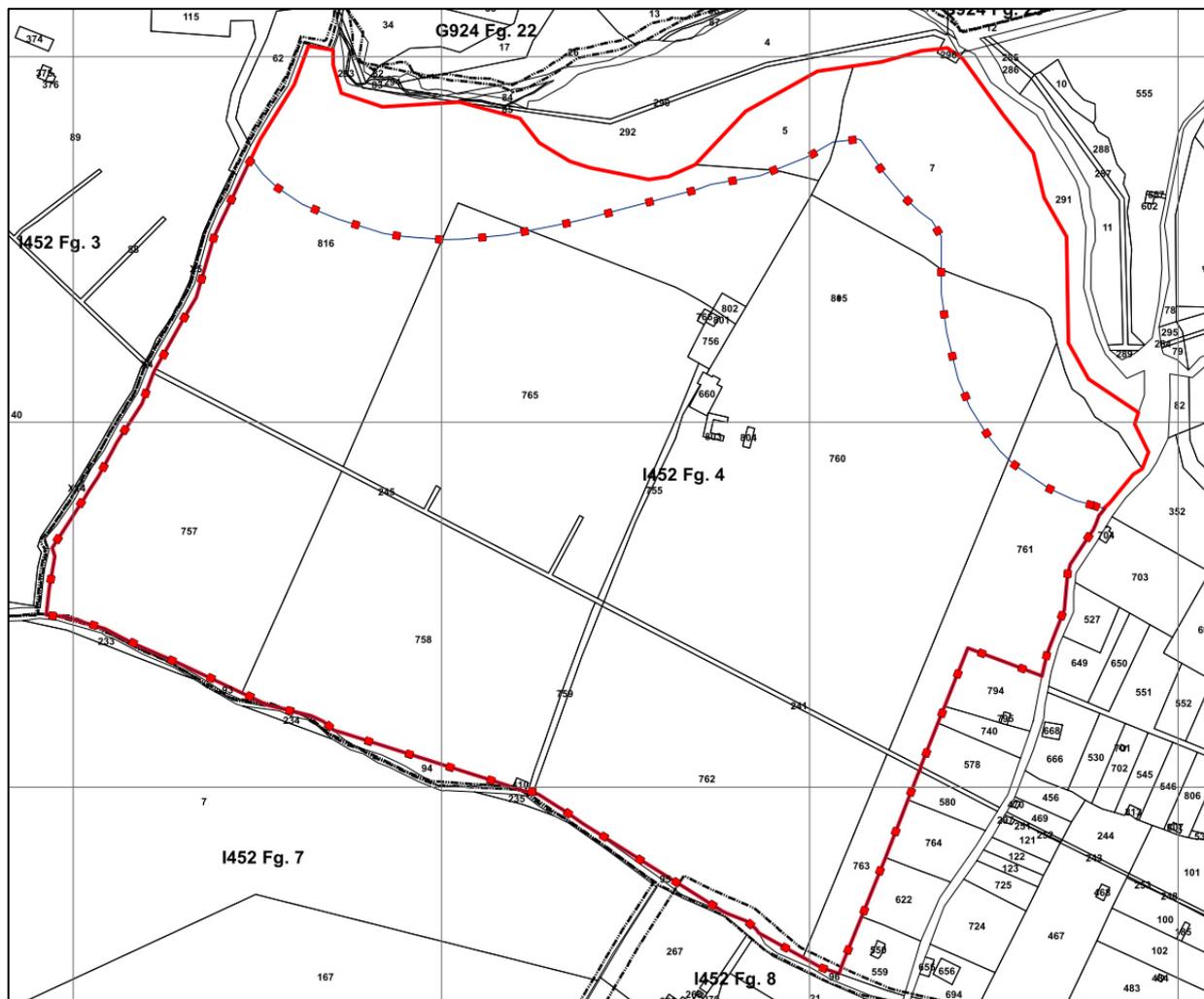
Di seguito evidenza dei mappali concessi in Diritto di Superficie su ortofoto (linea rossa); ricadono nel Fg.4 del Comune censuario di Sassari (I452A).



Parte dei mappali 765, 816, 5, 7, 865, 761, ricadono entro la fascia tutelata dall'art.142 del DLs 42/04 (150 m dal Rio d'Ottava).

E' pertanto riportata la perimetrazione delle aree concesse in DDS, disponibili per l'insediamento della centrale, al netto della fascia di tutela.

Di seguito l'estratto del Fg.4 del Comune Censuario di Sassari (I452A).



2.4 Titoli di disponibilità delle aree di insediamento della centrale concesse in Diritto di Superficie.

La società **ILOS New Energy Italy s.r.l.**, proprietaria al 100% della società proponente **INE CUGULARGIU s.r.l.**, con N.3 atti preliminari stipulati in data 02/10/20, ha ottenuto il Diritto di Superficie (con annesse servitù), dalla proprietà del predio (cfr. atti allegati alla documentazione di progetto).

Le proprietà che hanno stipulato i contratti preliminari sono costituite dai sigg.ri:

- **Putzulu Antonio** (CF: PTZ NTN 55E16I504C), per i mappali del Fg.4: 757, 760, 762, 816, 5, 7.
- **Putzulu Luisa** (CF: PTZ LSU 64C65A192P), per i mappali del Fg.4: 761, 763.
- **Putzulu Salvatorica** (CF: PTZ SVT 57E70A192N), per i mappali del Fg.4: 410, 758, 765.

Negli allegati alla presente è riportato il dettaglio dei mappali concessi i Diritto di Superficie.

Prima del deposito del progetto presso il Servizio Energia ed Economia Verde della Regione Autonoma della Sardegna, per avvio del procedimento di Autorizzazione Unica, **si provvederà alla formalizzazione e registrazione dei suddetti titoli di disponibilità a favore della società proponente INE CUGULARGIU s.r.l.**

2.5 Aree limitrofe interessate dall'insediamento – servitù di passaggio e di posa cavidotti interrati.

All'interno del perimetro delle aree concesse in Diritto di Superficie, sono presenti altri mappali delle medesime proprietà, che saranno interessati dall'insediamento per la posa di cavidotti interrati e per passaggio di mezzi e persone in fase di costruzione e gestione della centrale.

Per tali aspetti gli atti preliminari sottoscritti includono il permesso di "servitù" (cfr. art. 2 dei contratti).

Rileva, all'interno del perimetro delle aree concesse in DDS, **la presenza delle particelle 245 e 241 di proprietà Cassa Per il Mezzogiorno con sede in Roma**, laddove è posato un acquedotto.



Per tali mappali si dovrà acquisire, in sede di Conferenza di Servizi nel Procedimento di A.U., apposita servitù per la posa dei cavidotti interrati e per il passaggio di uomini e mezzi.

2.6 Caratteristiche dell'area di insediamento della centrale FV (cfr. Elab. AG FV Assetto generale del Campo FV).

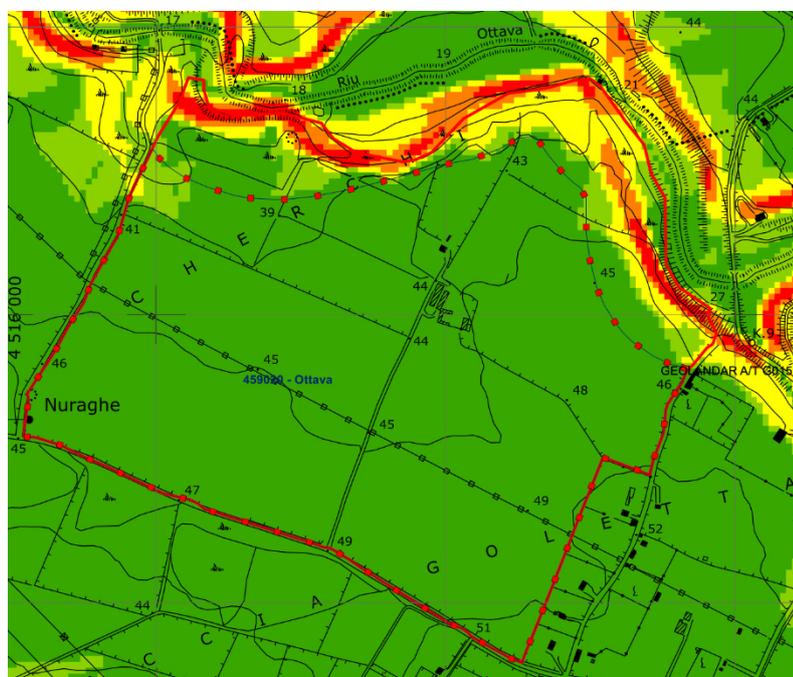
Sotto il profilo ambientale e culturale, nel sito in interesse rilevano la presenza del Rio D'Ottava (oggetto di tutela a termini dell'art. 142 del DIs 42/04) nella parte nord e i **resti di un nuraghe nella parte est in basso** (sottoposto a tutela a termini dell'art. 49 del PPR).

La disposizione dell'impianto FV nelle aree disponibili, prevede la salvaguardia integrale della fascia di 150 m dal Rio D'Ottava e della fascia di rispetto del nuraghe stabilita dal PUC di Sassari.

Di seguito l'assetto della centrale FV; a ciascun colore corrisponde un campo FV indipendente, collegato ad un proprio inverter (inverter centralizzati Outdoor).



Le aree disponibili all'insediamento della centrale **sono praticamente pianeggianti**, come si evince dalla ripresa effettuata con drone il giorno 20/10/21.



Carta dell'acclività
Scala 1:5.000
Legenda



- Perimetrazione lorda delle aree di insediamento dell'impianto (al netto della fascia tutelata ex art. 142 del Dls 42/04)
- Confine azienda

3. CRITERI PROGETTUALI ADOTTATI PER L'INSERIMENTO OTTIMALE DELLA CENTRALE NELLE AREE DISPONIBILI

3.1 Il quadro legislativo vigente per gli impianti fotovoltaici in aree agricole.

Gli impianti in aree agricole sono ammissibili ai sensi dell'art.12, comma 7 del DLs 387/03, così come integrato dal comma 9 dell'art.5 del DM 19/02/07, *“anche gli impianti Fotovoltaici possono essere realizzati in aree classificate agricole dai vigenti piani urbanistici senza la necessità di effettuare la variazione di destinazione d'uso dei siti di ubicazione dei medesimi impianti fotovoltaici”*.

Tale disposizione è ripresa nel punto 15.3 del DM 10/09/10 che nel secondo periodo recita: *“Gli impianti possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici, nel qual caso l'autorizzazione unica non dispone la variante dello strumento urbanistico”*.

Peraltro, per gli impianti a terra ricadenti in aree agricole, il comma 1 dell'art.65 della legge n°27/12, **dispone il divieto di accesso ad incentivi**: *“Agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al DLs N°28/11”*.

Di recente il Decreto semplificazioni N.77/21, convertito dalla **Legge 108/21 del 29/07/21**, ha esteso agli impianti **“agrovoltaici”** la possibilità di accesso agli incentivi seppur con determinate prescrizioni; dispone infatti il comma 5 dell'art.31 della Legge n.108/21:

5. *All'articolo 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, dopo il comma 1 -ter sono inseriti i seguenti:*

«1 -quater. Il comma 1 non si applica agli impianti agrovoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione.

1 -quinqüies. L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1 -quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

1 -sexies . Qualora dall'attività di verifica e controllo risulti la violazione delle condizioni di cui al comma 1 -quater, cessano i benefici fruiti»

3.2 Soluzione tipiche per gli impianti agrovoltaici.

Le indicazioni fornite ai fini dell'accesso agli incentivi poggiano su diversi studi, tesi a conciliare la produzione di energia con l'utilizzo agricolo dei terreni sottostanti i moduli, fra i quali rileva lo studio effettuato dall'Oregon State University, secondo cui (rapporto pubblicato il 07/08/19) **l'ombreggiamento di porzioni di terreno, limitando il fenomeno dell'evaporazione, conduce ad un miglioramento della resa vegetativa del suolo.**

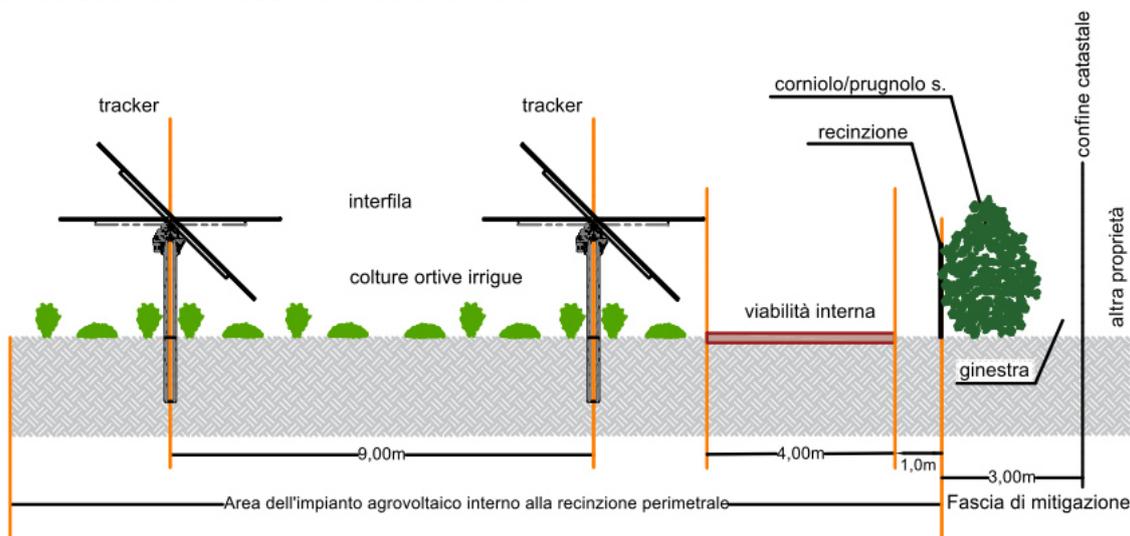
Infatti la desertificazione dipende dallo squilibrio che si crea fra l'evaporazione dell'acqua contenuta nel suolo, in ragione dell'energia solare incidente su questo, rispetto a quanto apportato dalle normali piogge di stagione. **La riduzione dell'energia solare incidente sul suolo, per quanto captato e trasformato dai moduli FV (circa l'8%÷10% della radiazione al suolo), si traduce in un'azione di riequilibrio che aumenta l'umidità relativa del suolo occupato dall'impianto.**

Il miglioramento del microclima che si verifica sul suolo per via della riduzione della radiazione solare incidente su questo, induce pertanto verso lo sviluppo di soluzioni integrate che consentono di continuare ad utilizzare buona parte del suolo (seppur con gli ostacoli derivanti dalla presenza delle strutture dei moduli) **anche con aumento della produttività agricola del medesimo.**

Per conciliare tali soluzioni integrate sono state sviluppate soluzioni tecnologiche che prevedono la rotazione dei moduli su tracker (inseguitori) **disposti su due file** ad una considerevole altezza dal suolo.

Rimane in tal modo inalterata (rispetto alla soluzione convenzionale con un solo modulo in rotazione ed a parità di condizioni di ombreggiamento dei moduli) la quantità di moduli insediata per ettaro di superficie (parametro MWp/ha).

Di seguito un'immagine tipica di installazione agrovoltica (estratta da un progetto ILOS in Puglia) con i moduli sollevati dal suolo ed interasse fra i tracker elevata.



Tali soluzioni tipologiche, sono attualmente **“sponsorizzate” dal PNRR**; lo schema di Decreto Legislativo di attuazione della Direttiva UE 20018/2001 e del PNRR, approvato dal Consiglio dei Ministri in data 04/08/21, al comma 1, lettera c) nell'art.14 (*“Criteri specifici di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali”*) dispone infatti:

“c) in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 “Sviluppo del sistema agrivoltico”, sono definiti criteri e modalità per incentivare la realizzazione di impianti agrivoltici attraverso la concessione di prestiti o contributi a fondo perduto, realizzati in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura. Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui al Capo II del presente decreto legislativo;”

3.3 Condizioni per la realizzazione in termini vantaggiosi di un impianto agrovoltico.

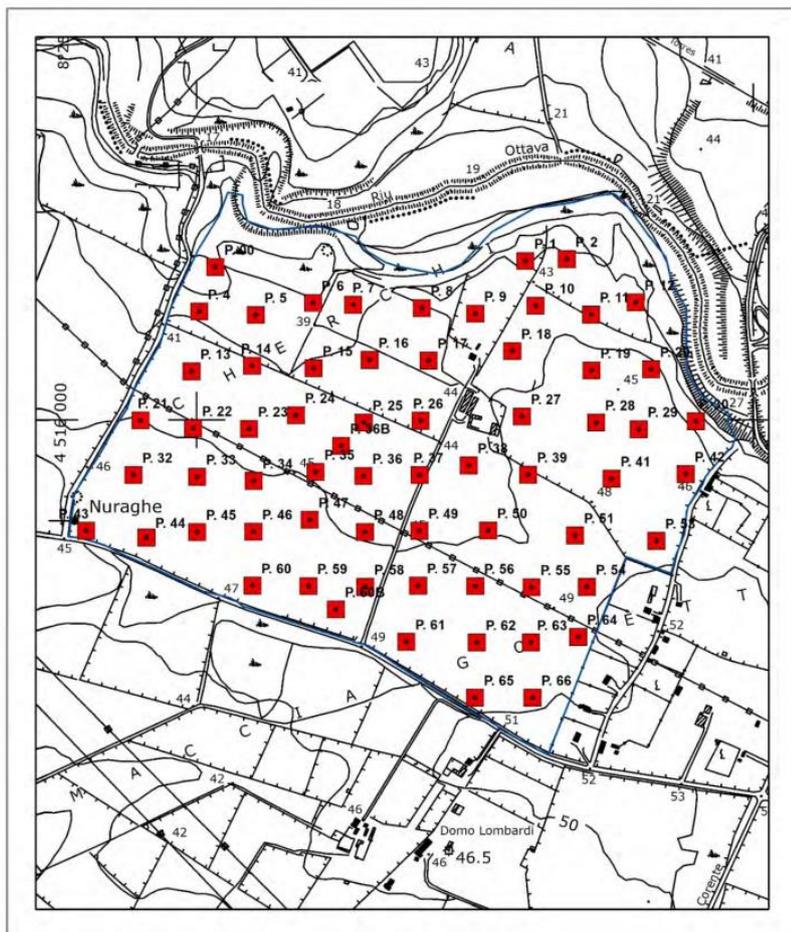
Le condizioni per un fattivo sviluppo della soluzione ibrida sopra delineata, sono sostanzialmente le seguenti:

1. Disponibilità di grandi estensioni di terreni pianeggianti, necessari per l'insediamento dei tracker (in siti scevri da vincoli cogenti di natura ambientale, paesaggistica, archeologica, ecc.).
2. Siti e terreni di **qualità agricola adeguata** alle coltivazioni di prodotti ortofrutticoli o affini, che comportino una attività di lavorazione con mezzi leggeri, di ingombro ridotto, compatibili con gli ostacoli frapposti dalle strutture dei tracker.
3. Contesto agricolo già vocato alla lavorazione, trasformazione, confezionamento e commercializzazione di prodotti agricoli, in modo economicamente sostenibile e compatibile con la soluzione ibrida.

4. Suolo con caratteristiche geotecniche tali da permettere l'infissione di sostegni (di altezza e interasse elevato) con battipalo, in grado di sostenere le strutture dei tracker ed in particolare di sopportare le grandi sollecitazioni dovute alla spinta del vento, senza esecuzione di opere di fondazione in cls (inconciliabili con l'utilizzo e la conservazione agricola del fondo).

3.4 La scelta della soluzione ottimale per il sito in oggetto.

Per la scelta della soluzione tipologica dei tracker da adottare nel sito in oggetto, sono stati effettuati preventivamente un congruo numero di sondaggi (N°66) atti a caratterizzare la geognostica dei suoli.



UBICAZIONE POZZETTI GEOGNOSTICI

LEGENDA

- POZZETTI GEOGNOSTICI
- INDIVIDUAZIONE AREA PROPRIETA F.LLI PUTZULU

A lato la mappa dei sondaggi effettuati riportata nell'elaborato A3-SIA.

Come si evince dalle analisi riportate nello specifico documento A3-SIA, i terreni si caratterizzano per presenza di roccia a circa 50 cm di profondità, e **di fatto impediscono la realizzazione della soluzione tipologica "standard" necessaria per un utilizzo agrovoltaiico del fondo.**

Le strutture destinate a sorreggere le "vele" dei moduli, per sopportare la spinta del vento avrebbero richiesti importanti opere di fondazione in cls, assolutamente inammissibili in area agricola.

Si è pertanto optato per l'installazione di una **struttura "bassa", convenzionale, di basso impatto visivo, con un solo modulo in rotazione East-West.**

Altresì le caratteristiche pedologiche del suolo non sono consone ad un utilizzo agricolo profittevole del medesimo.

Per il sito in esame, pertanto, non sussistono le condizioni tecniche per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico sollevato dal suolo (utilizzabile per colture agricole sostenibili) ed eventualmente incentivabile.

Sulla scorta delle situazioni al contorno delle aree disponibili e delle indagini sul suolo, sono stati pertanto prefissati i seguenti **requisiti progettuali generali** per l'ottimale insediamento dell'impianto nelle aree disponibili concesse in Diritto di Superficie.

- 1. Mantenimento della qualità ambientale, paesaggistica, culturale, dell'habitat e produttiva esistente.**
- 2. Esclusione di ogni tipo di intervento in grado di comportare una trasformazione permanente del suolo occupato.**
- 3. Impiego di soluzioni installative di facile dismissione a fine vita dell'impianto.**
- 4. Recupero e riutilizzo a fine vita di buona parte delle opere dismesse.**
- 5. Massimizzazione dell'efficienza di captazione della radiazione solare incidente sul suolo occupato.**
- 6. Ottimizzazione della capacità di rete impegnata, finalizzata alla massimizzazione del fattore di capacità.**
- 7. Creazione delle condizioni e delle opportunità per la massimizzazione delle ricadute occupazionali ed economiche sul territorio regionale.**

All'interno dei requisiti generali sopra esposti, il progetto ha previsto:

- 1. Rispetto integrale della fascia tutelata di 150 m dal Rio d'Ottava:** tutta l'area ove è ubicato l'impianto dista più di 150 m dal fiume.
- 2. Rispetto integrale della fascia di tutela dai resti del nuraghe** presenti sul lato a sud-ovest dell'area d'intervento, ai sensi delle disposizioni dell'art. 49 del PPR; la fascia prevista dal PUC di Sassari è stata ampliata portandola a 40 m; all'interno di tale fascia saranno impiantate essenze di mitigazione.
- 3. Rispetto integrale di tutti i muretti a secco, della macchia e dell'alberazione esistente;** rimane di fatto inalterato l'habitat della microfauna ivi esistente.
- 4. Limitazione allo stretto necessario delle nuove recinzioni** (trattasi infatti di area permanentemente presidiata) ed impiego di soluzioni con paletti di legno infissi nel terreno, con fili orizzontali di acciaio, in grado di consentire il passaggio anche alla fauna di dimensioni importanti; le recinzioni saranno integrate da essenze della macchia mediterranea (opere di mitigazione e integrazione).
- 5. Miglioramento della fertilità del suolo** destinato ad ospitare i tracker con i moduli, **con semina (prima dell'inizio dei lavori) di un prato polifita stabile** in consociazione di specie leguminose e graminacee (cfr. Relazione Agronomica); durante la fase di regime dell'impianto il prato sarà oggetto di interventi di mantenimento e rinvigorismento (transemine o semine su sodo di infittimento, arieggiamenti mediante discissione del cotico erboso e concimazioni di copertura).
All'atto della dismissione dell'impianto il suolo sarà consegnato con una fertilità migliorata.
Con il mantenimento attivo del prato potranno attuarsi con profitto attività di apicoltura.
- 6. Nessun intervento di modifica morfologica del suolo;** i lavori saranno eseguiti sul suolo tal quale, dopo la semina del prato polifita.
- 7. Nessun apporto di inerti per la creazione della viabilità di servizio.**
L'impianto del prato polifita (con rippatura e aratura estiva ed erpicatura, semina e rullatura finale nel periodo autunnale), **augmenta la portanza del suolo** e consente il transito dei mezzi leggeri in fase di gestione e manutenzione; **si evita il tal modo la costruzione di sovrastrutture con apporto di materiali aridi superficiali.**
- 8. Creazione delle condizioni per il mantenimento e potenziamento dell'attività agro-zootecnica;** la disposizione dell'impianto non altera la continuità esistente fra il corpo aziendale (abitazione e stalle) ed i terreni presenti sul lato nord del predio, verso il fiume; **restano così disponibili per la continuità aziendale circa 24 ha.**

9. **Nessun impiego di cls gettato in opera.**

I tracker saranno fissati al suolo con sistema di **chiodatura superficiale distribuita**, già sperimentato in altre installazioni (sistema Tree System).

I manufatti prefabbricati di cabina (che avranno copertura in tegole a due falde e saranno tinteggiati col colore delle terre) saranno poggiati su letto di sabbia; saranno facilmente asportabili e riutilizzabili a fine vita.

Anche i marciapiedi attorno alle cabine (necessari a protezione delle linee interrato in MT a 30 kV per la connessione alla RTN) saranno realizzati con lastre prefabbricate di cemento.

I basamenti delle MV Station saranno costituiti da blocchi di cls prefabbricati poggiati su letto di sabbia di livellamento; saranno facilmente rimovibili e riutilizzabili e/o riciclabili in fase di dismissione.

10. **Riduzione al minimo necessario degli scavi di posa delle condutture interrate** tramite impiego di canalette prefabbricate in cemento di bassa altezza (50 cm); tale soluzione eviterà gli scavi in profondità per le condutture in Media Tensione e renderà agevoli le operazioni di smantellamento; le canalette saranno facilmente rimovibili e riutilizzabili/riciclabili all'atto della dismissione.

11. **Impiego di tracker ad un solo modulo di bassa altezza** (Hmax 2,50 m); tale soluzione minimizza l'impatto visivo (sotto questo profilo risulta molto meno impattante delle soluzioni oggi proposte per impianti agrovoltaici che hanno altezze molto elevate); di fatto l'impianto non si vede da nessuna strada pubblica.

12. **Impiego di moduli in silicio monocristallino di tonalità scura e uniforme** (decisamente più gradevole rispetto alle soluzioni in silicio policristallino che presentano una superficie di tonalità blu, non regolare e cangiante in relazione al punto di osservazione).

13. **Utilizzo di inverter centralizzati outdoor**, preassemblati in unità package, con integrazione del trasformatore e del quadro MT (tale situazione riduce considerevolmente gli ingombri e non necessita di edifici di contenimento).

14. **Predisposizione dell'impianto all'accumulo elettrico in DC**: gli inverter previsti (SMA) sono nella configurazione UP già predisposta per l'inserimento futuro di batterie (previste a medio termine: fra 3÷5 anni, in ragione dello sviluppo della tecnologia e della riduzione dei costi).

15. **L'inserimento futuro delle batterie sul lato DC non comporterà la modifica della capacità di rete impegnata** e permetterà di aumentare il fattore di capacità in relazione al prevedibile aumento dell'efficienza dei moduli e della potenza in DC.

In relazione agli accorgimenti progettuali previsti, l'intervento in esame, per caratteristiche del sito, tipologia delle opere, modalità di insediamento e di installazione, materiali e accorgimenti utilizzati, **non comporta lavori e opere di trasformazione permanente del territorio e pone le premesse e le condizioni per dare continuità e potenziare l'attività agro-zootecnica aziendale.**

Considerato infine che di fatto non produce effetti di alterazione negativa del clima, dell'habitat e (in modo significativo) del paesaggio circostante, in ragione dei benefici che è in grado di apportare nella riduzione globale di CO₂, si colloca all'interno di una cornice di sviluppo economico sostenibile.

3.5 Sintesi delle dimensioni areali risultanti dalla progettazione.

Sulla scorta della progettazione eseguita risulta:

La dimensione del predio aziendale (proprietà F.Ili Putzulu) è di circa: **79 ha**

L'insieme delle particelle concesse in DDS, con N.3 atti preliminari, è di circa: **73 ha**

L'insieme delle aree impegnabili, al netto della fascia di tutela di 150 m, è di circa: **59 ha**

L'impegno di suolo per la posa dei campi FV e delle relative aree tecniche, è di circa: **55 ha**

Le aree non impegnate dalla centrale, fra quelle concesse in DDS, sommano in circa: **18 ha.**

La dimensione dell'azienda agro-zootecnica (incluso altre aree del predio) al termine dell'intervento, sarà di circa: **24 ha.**

4. CARATTERISTICHE DELLA CENTRALE FV

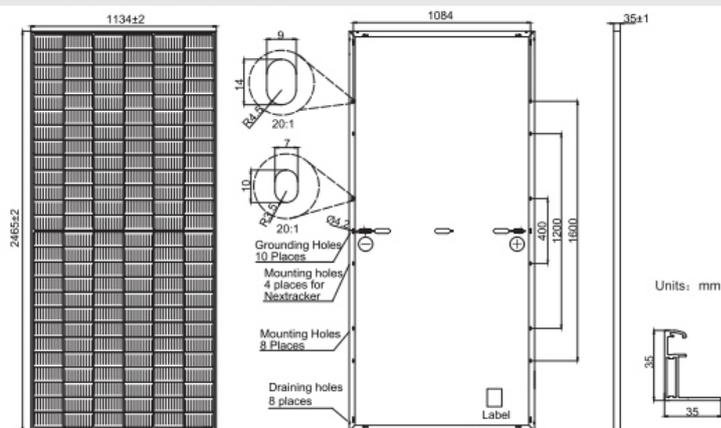
4.1 Moduli FV e tracker – dimensioni dei campi.

Il progetto prevede l'impiego di moduli in silicio monocristallino (di tonalità uniforme) ed elevata efficienza (21,8%) di produzione JASolar, modello JAM78S30 585-610/GR con potenza STC di 610 Wp.

JASOLAR

JAM78S30 585-610/GR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -585/GR	JAM78S30 -590/GR	JAM78S30 -595/GR	JAM78S30 -600/GR	JAM78S30 -605/GR	JAM78S30 -610/GR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	585	590	595	600	605	610
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61	53.73
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53	45.77
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08	14.13
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29	13.33
Module Efficiency [%]	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6	21.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

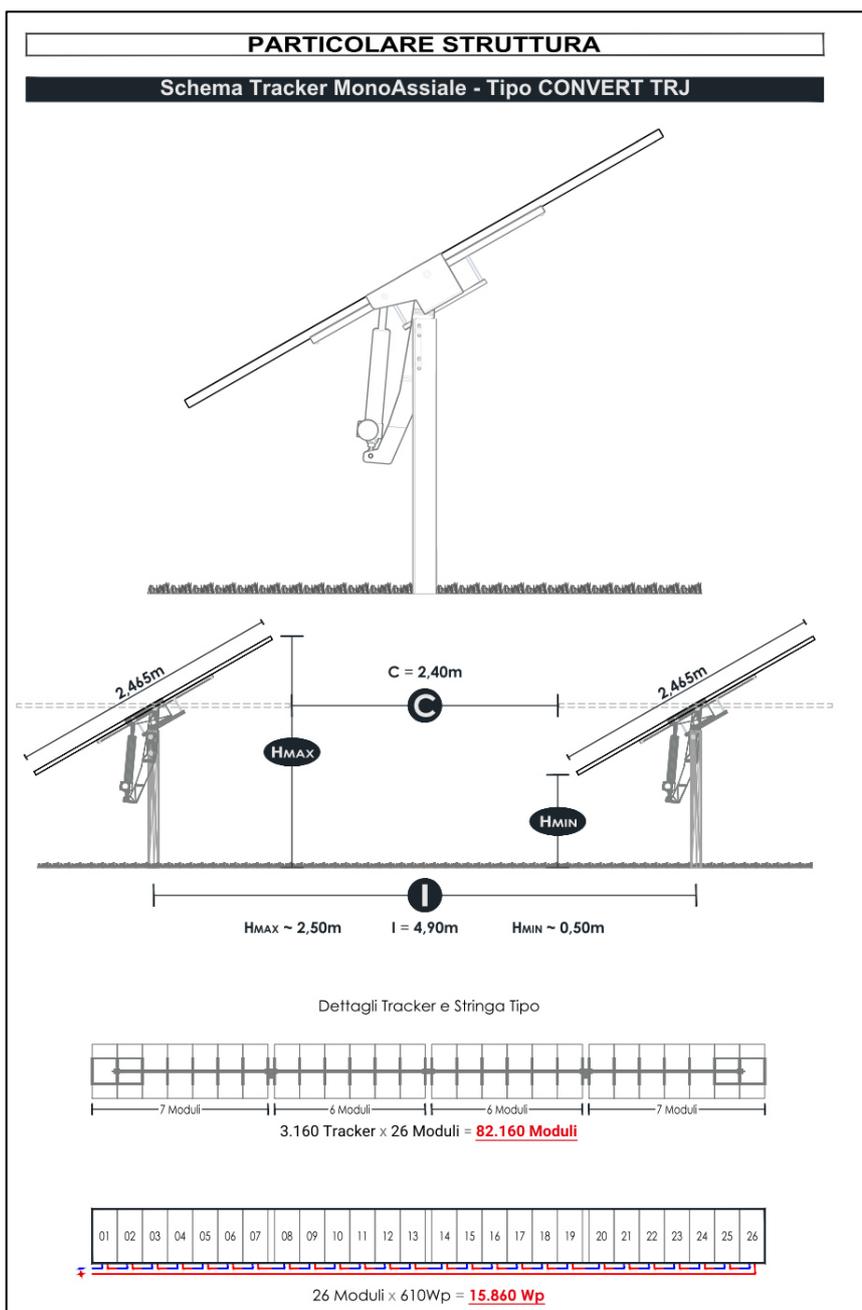
Sintesi delle caratteristiche dimensionali dei moduli adottati.

MODULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALLINO				
Marca e modello	Potenza Nominale STC	Dimensioni cornice		Superficie lorda modulo
	P _M	H	L	S _{LM}
JASolar	Wp/cad.	cm	cm	m ²
JAM78S30 585-610/GR	610	246,5	113,4	2,795

I moduli saranno collegati in serie in N° di 26 per formare la stringa tipo con le seguenti caratteristiche dimensionali principali.

STRINGA TIPO		
N° moduli per stringa	Potenza STC di stringa	Superficie lorda dei moduli per stringa
N_{MS}	$P_{ST} = N_{MS} \times P_M$	$S_{ST} = S_{LM} \times N_{MS}$
N°	kWp	m ²
26	15,860	72,678

Ciascuna stringa sarà installata su un modulo/tracker elementare, che avrà le dimensioni riportate nella seguente immagine.



L'altezza massima è prevista in 250 cm.

L'interdistanza fra i tracker è di 490 cm; l'area libera al transito per la manutenzione è pari a 240 cm.

La lunghezza di ogni tracker elementare è di circa 30,4 m.

Complessivamente nella centrale sono previsti N.3.160 stringhe/tracker elementari per complessivi 82.160 moduli.

(82.160 x 610 Wp = 50.117,6 kWp)

I tracker elementari (composti da stringhe tipo di 26 moduli, aventi lunghezza di circa 30 m), sono stati insediati nelle aree disponibili come da seguente immagine.



L'architettura d'impianto ha previsto la realizzazione di **N.2 sezioni indipendenti** (Sez. A, B, ciascuna con proprio contatore di produzione lorda).

Da ciascuna sezione avrà origine una linea a 30 kV fino la raggiungimento della stazione di trasformazione MT/AT da insediare presso il punto di connessione nella nuova stazione TERNA, in regione Sa Bo'vula, presso la frazione di Saccheddu.

In relazione alla disposizione delle stringhe/tracker elementari risulta il seguente quadro.

POTENZE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO					
CAMPI	Stringhe nel campo	Potenza STC di campo	Potenza STC di Sezione	Potenza STC CENTRALE	
	N _{SCj}	$P_{Cj}=N_{SCj} \times P_{SC}$	$\sum P_{Cj}$	$\sum PCj$	
		kWp	MWp	MWp	
SEZIONE A	A1.1	255	4.044,30	26,6448	50,1176
	A1.2	278	4.409,08		
	A2.1	282	4.472,52		
	A2.2	212	3.362,32		
	A2.3	212	3.362,32		
	A2.4	175	2.775,50		
A2.5	266	4.218,76			
SEZIONE B	B1	310	4.916,60	23,47280	
	B2	196	3.108,56		
	B3	198	3.140,28		
	B4	286	4.535,96		
	B5	301	4.773,86		
	B6	189	2.997,54		
TOTALI	3160	50.117,60	50,11760	50,12	

La sezione A avrà potenza STC di **26,6448 MWp**

La sezione B avrà potenza STC di **23,4728 MWp**

Complessivamente risultano installate N.3160 stringhe/tracker elementari per una potenza complessiva STC di **50,1176 MWp**

50,12 MWp

Le superfici impegnate da ciascun campo elementare e da ciascuna sezione sono riportate nella seguente tabella.

SUPERFICI CARATTERISTICHE DI CAMPO							
CAMPI	Superficie lorda del campo (al netto della viabilità, aree tecniche e marginali)		Superficie dei moduli in campo		Superficie aperta dei campi (libera da moduli)		
	S _C (da autocad)	S _C Sezione	S _{MC} =S _{ST} ×N _{SCj}	S _{MC} Sezione	S _A =S _C -S _{MC}	S _A Sezione	
	m ²	ha	m ²	ha	m ²	ha	
SEZIONE A	A1.1	39.030,0	26,6365	18.532,91	12,2099	20.497,09	14,4266
	A1.2	45.805,0		20.204,50			
	A2.1	43.130,0		20.495,21			
	A2.2	34.870,0		15.407,75			
	A2.3	33.755,0		15.407,75			
	A2.4	28.365,0		12.718,66			
A2.5	41.410,0	19.332,36					
SEZIONE B	B1	47.890,0	23,0790	22.530,20	10,7564	25.359,80	12,3226
	B2	30.390,0		14.244,90			
	B3	30.585,0		14.390,26			
	B4	44.665,0		20.785,93			
	B5	46.210,0		21.876,10			
	B6	31.050,0		13.736,15			
TOTALI	497.155,00	49,7155	229.662,67	22,9663	267.492,33	26,7492	

Le seguenti scheda e immagine riepilogano l'impegno di suolo aziendale per l'insediamento della centrale.

SCHEDE GENERALE DELLE SUPERFICI IMPEGNATE E DISPONIBILI									
Superficie complessiva del Predio (inclusi fabbricati e mappali esterni al perimetro concesso in DDS)	Superfici concesse in diritto di superficie	Superfici in DDS impegnabili per l'insediamento, al netto della fascia dei 150 m dal fiume (approx.)	Superfici lorde approssimate impegnate dai campi fotovoltaici. (è inclusa l'area libera di pertinenza del nuraghe)		Superficie lorda approssimata disponibile per la continuità aziendale (al netto di mappali esterni al perimetro concesso in DDS).	Superfici d'impianto non coperte dai moduli. Includono corsie di manutenzione (interasse fra i tracker) più le strade e le aree tecniche (ove sono ubicati gli inverter, i container con le batterie e le cabine prefabbricate).			
			Da Relazione agronomica	Da elaborati catastali		Da elaborati catastali	Da autocad su elaborato AG-FV	Area libere per strade, aree tecniche e marginali	Area totali a cielo aperto (non coperte dai moduli)
S_{Predio}	S_{DDS}	S_{DISP}	Acronimi	S_{FV}		$S_{AZ} = S_{DDS} - S_{FV}$	$S_{LIB} = S_{FV} - SC \text{ sez.}$	$S_{CA} = S_{LIB} + SA \text{ sez.}$	
ha	ha	ha		ha	ha	ha	ha	ha	
79,0935	73,0848	59,84	SEZIONE A	$S_{FV}A_{Sud}$	13,98	29,48	18,07	2,84	17,27
				$S_{FV}A_{Nord}$	15,50				
			SEZIONE B	$S_{FV}B_{Sud}$	8,67	25,53		2,45	14,77
				$S_{FV}B_{Nord}$	16,86				
79,0935	73,0848	59,84		55,01	55,01	18,07	5,29	32,04	

Incidenze su aree DDS	100,00%	75,27%	24,73%
-----------------------	---------	--------	--------



4.2 Gli inverter adottati

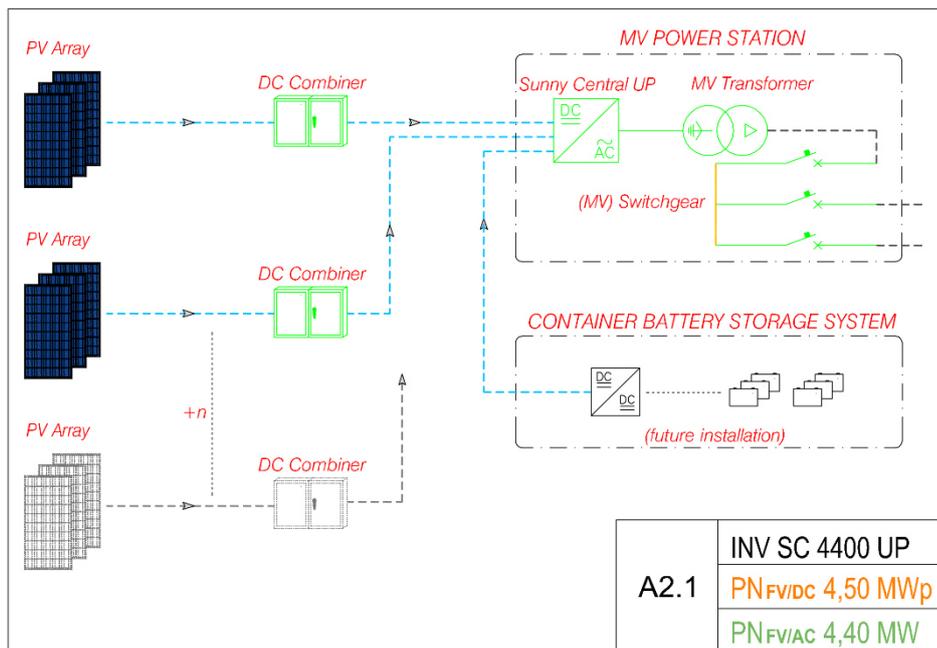
E' stato previsto l'impiego di inverter centralizzati outdoor (SC – Sunny Central), di produzione SMA, in configurazione UP, idonei all'inserimento futuro di batterie di accumulo.



Gli inverter SC xxx UP saranno forniti all'interno di unità package che comprendono anche il trasformatore MT/BT e la sezione quadro MT.

E' previsto anche un secondario per l'alimentazione di ausiliari e di altri servizi in BT a 400 V.

Lo schema di principio di ciascun blocco elementare composto da MV Power Station + Batterie si evince dalla seguente immagine.



E' previsto l'inserimento in anello all'interno della rete MT a 30 kV.

Il sistema di costruzione, controllo e monitoraggio, previsto da SMA è idoneo a soddisfare i requisiti dell'Allegato A.68 di TERNA.

4.3 Architettura elettrica e accoppiamento moduli / inverter.

Le dimensioni degli inverter sono state scelte in modo congruente alle potenze DC di ciascun campo servito, prevedendo anche un futuro aumento della potenza in DC all'atto dell'inserimento delle batterie di accumulo (prevista nel medio termine).

ACCOPIAMENTO CAMPO DC / INVERTER AC						
CAMPI	Potenza STC di campo	Potenza STC di Sezione	Power Station	Potenza Nominale Inverter	Potenza Nominale Sezione	
	$P_{Cj} = N_{SCj} \times P_{SC}$	$\sum PCj$	Modello MVPS	P_{NI}	P_{NS}	
	kWp	MWp	Tipo Inverter	MVA (MW a cosfi 1)		
SEZIONE A	A1.1	4.044,30	26,64	SC 4000 UP	4,00	25,78
	A1.2	4.409,08		SC 4400 UP	4,40	
	A2.1	4.472,52		SC 4400 UP	4,40	
	A2.2	3.362,32		SC 3060 UP	3,06	
	A2.3	3.362,32		SC 3060 UP	3,06	
	A2.4	2.775,50		SC 2660 UP	2,66	
	A2.5	4.218,76		SC 4200 UP	4,20	
SEZIONE B	B1	4.916,60	23,47	SC 4600 UP	4,60	22,52
	B2	3.108,56		SC 3060 UP	3,06	
	B3	3.140,28		SC 3060 UP	3,06	
	B4	4.535,96		SC 4400 UP	4,40	
	B5	4.773,86		SC 4600 UP	4,60	
	B6	2.997,54		SC 2800 UP	2,80	
TOTALI	50.117,60	50,12		48,30	48,30	

La capacità di generazione della sezione A sarà di **25,78 MW**

Quella della sezione B **22,52 MW**

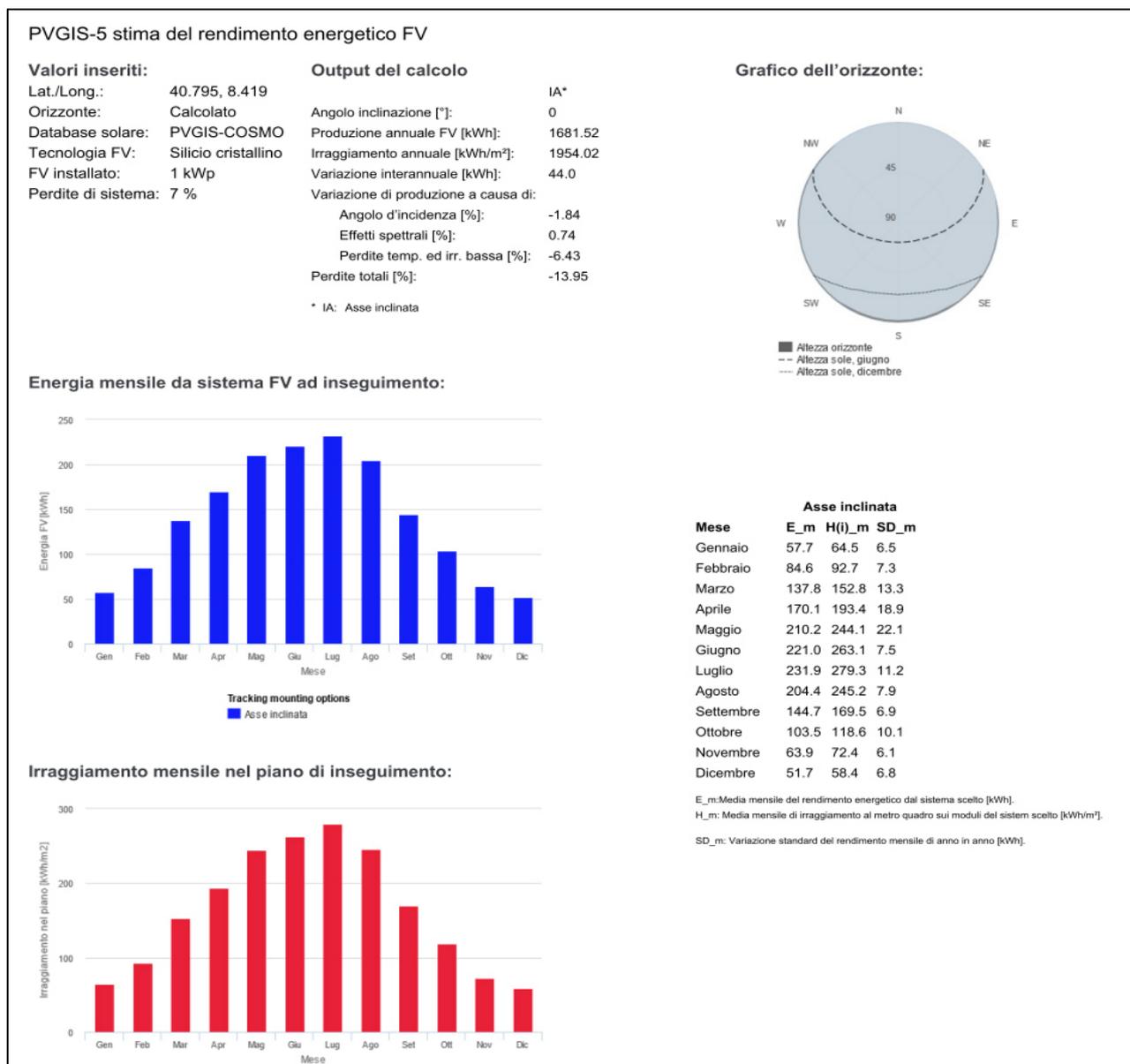
Complessivamente risulta la capacità di generazione della centrale pari a **48,30 MW**

Per i dettagli in merito all'architettura elettrica della centrale si rimanda agli elaborati tecnici specifici allegati al progetto (elabb: FV RGD Relazione Generale Descrittiva, FV AE-FV Architettura elettrica del campo FV, FV LY-FV Lay Out elettrico della centrale)

4.4 La produzione attesa

Il sito in esame presenta una radiazione annuale al suolo pari a circa **1.715 kWh/mq** (fonte PVGIS-5 ERA5), tipica del nord Sardegna.

L'utilizzo degli inseguitori Est-West consente di ricevere sui moduli il valore energetico annuale di circa **1.954 kWh/mq** (ovvero si hanno **1.954 hs**: ore solari annuali alle condizioni STC di 1 kW/mq).



Dalle valutazioni separatamente effettuate utilizzando il software PVSyst, si ottiene una produzione annuale unitaria lorda (a monte degli inverter) di circa **1.681 kWh/kWp (he)**, con un'efficienza di conversione (**he/hs**), pari a circa: $1681/1954 = 86\%$.

La **produzione lorda** annuale della centrale si attesta pertanto sul valore di:

$$50.117,60 \text{ kWp} \times 1.681 \text{ kWh/kWp y} = 84.247,68 \text{ MWh/anno} \quad \Rightarrow \quad 84,25 \text{ GWh/y}$$

Considerando le perdite sui cavi MT a 30 KV (circa 1,5%) risulta la:

$$\text{Produzione annuale netta immessa in rete, pari a circa:} \quad \Rightarrow \quad 82,98 \text{ GWh/y}$$

In considerazione dell'aleatorietà delle condizioni meteorologiche si può assumere la produzione annuale netta compresa nel range:

$$82,98 \text{ GWh/y} \pm 3,0\% \quad \text{ovvero:} \quad 80,5 \div 85,5 \text{ GWh/y}$$

Per ragioni di comodità ed in considerazione del decadimento annuale dei moduli (0,6% annuo) e di eventuali periodi di indisponibilità per guasti, nella presente documentazione progettuale viene assunto il valore nominale di riferimento pari a:

$$\text{Produzione nominale annuale netta di riferimento:} \quad \mathbf{80 \text{ GWh/y}}$$

In termini di decarbonizzazione, utilizzando il parametro suggerito dal rapporto ISPRA N.257/2017, ad ogni kWh prodotto da fonti rinnovabili corrisponde una mancata di emissione di CO₂ pari a 0,544 kg (0,544 ton CO₂/MWh; 544 ton CO₂/GWh); risulta pertanto il seguente contributo annuale alla decarbonizzazione:

$$80 \text{ GWh/y} \times 544 \text{ ton CO}_2/\text{GWh} = \quad \mathbf{43.520 \text{ ton CO}_2 \text{ evitata /anno}}$$

Considerando che un ettaro di bosco assorbe mediamente ogni anno circa 35 ton CO₂ si ottiene la seguente equivalenza:

Foresta equivalente in grado di "assorbire" la stessa quantità di CO ₂ evitata (≈ 35 ton CO ₂ assorb./ha y):	43.520/35	1.243 ha di foresta
--	-----------	----------------------------

$$\text{Equivalenza risultante:} \quad \mathbf{55 \text{ ha FV} \quad \Leftrightarrow \quad 1.243 \text{ Ha di foresta}}$$

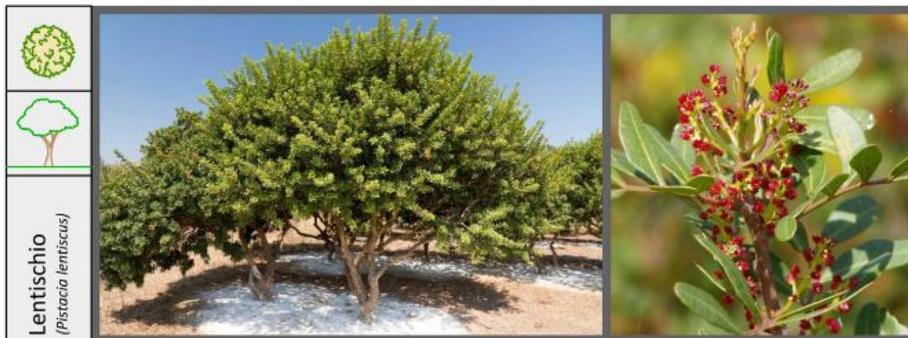
4.5 Render degli impianti

Vista generale in direzione nord - est

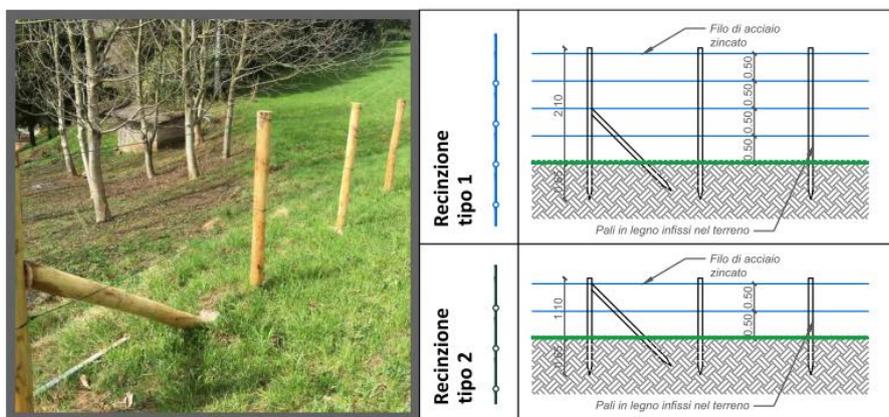


Particolare dell'impianto
sull'ingresso al predio
aziendale che evidenzia la
dimensione contenuta dei
tracker

4.6 Mitigazione perimetrale



I campi fotovoltaici sono stati inseriti nelle aree disponibili salvaguardando integralmente i muretti a secco e le essenze di macchia mediterranea esistenti (prevalentemente lentischio); risulta pertanto ben delimitato il perimetro esterno della centrale.



Si prevedono pertanto nuovi elementi di recinzione (all'interno delle aree presidiate di pertinenza del predio aziendale) da realizzare con paletti di legno e fili metallici.

Sostanzialmente nella parte nord, sul limite della fascia tutelata, e sul lato sinistro della strada di accesso.



In prossimità delle nuove recinzioni saranno insediate nuove essenze della macchia mediterranea (prevalentemente lentischio e olivo selvatico).

Tali essenze saranno impiantate anche nella fascia di rispetto dei resti del nuraghe esistente (sul lato sud-ovest del lotto)

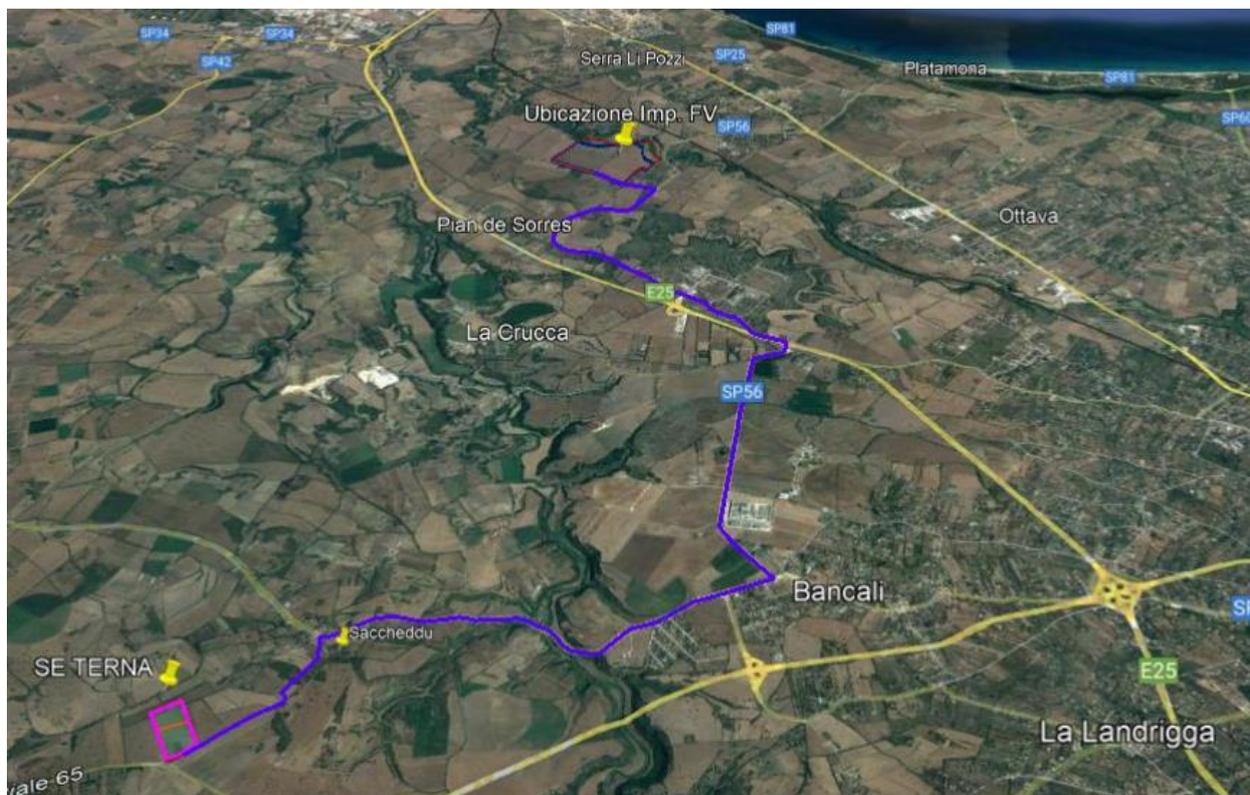


Si prevede altresì la messa dimora di corbezzolo.

5. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE

5.1 Percorso elettrodotto interrato a 30 kV di utenza per la connessione (IUC)

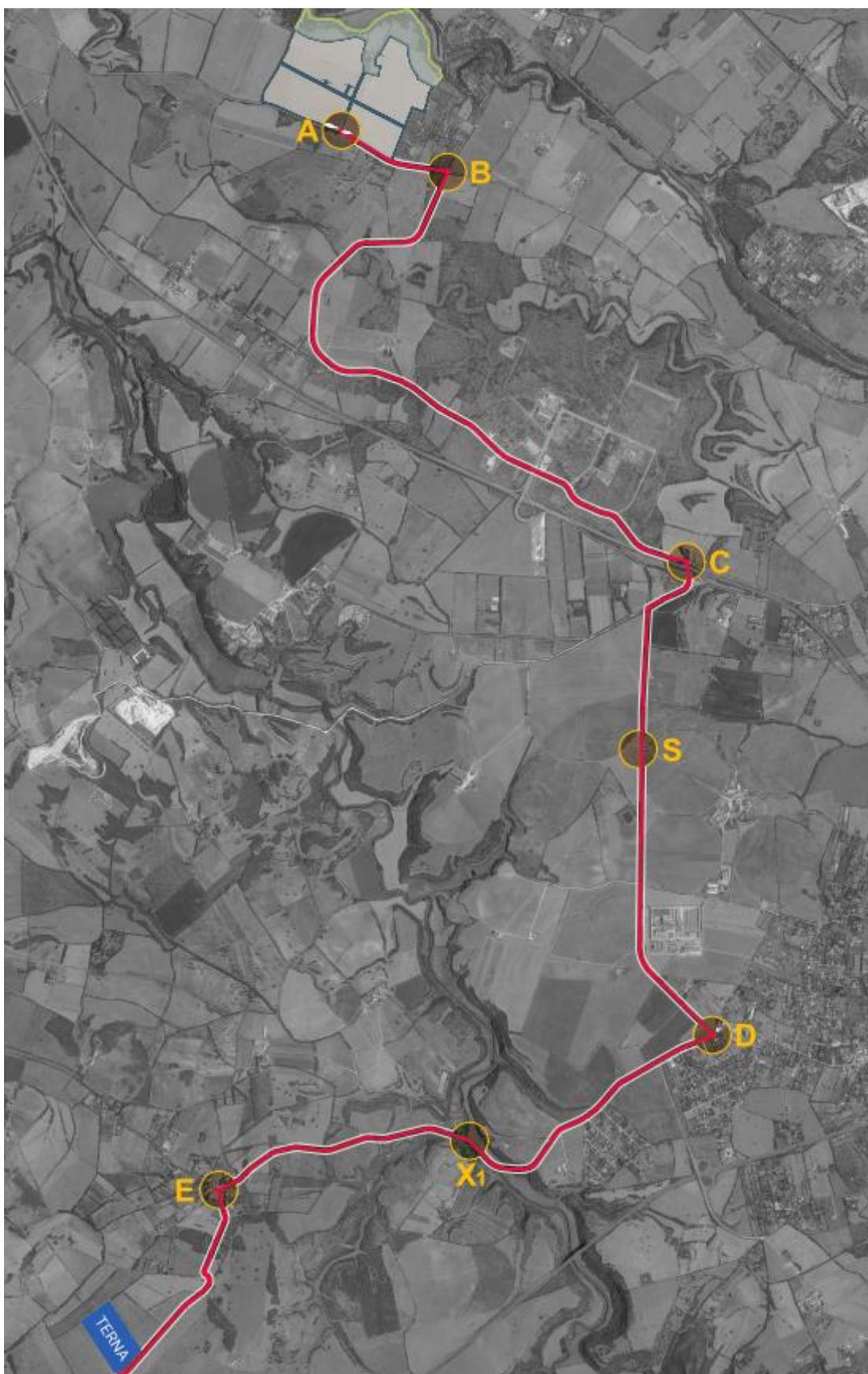
Il collegamento fra la centrale FV ed il punto previsto per la connessione alla nuova stazione di TERNA inserita sulla dorsale sarda a 380 KV, avverrà con due linee interrate indipendenti (una per ciascuna sezione d'impianto) a 30 KV; ciascuna linea sarà composta da due terne di cavo in alluminio elicordato da 500 mm².



Il percorso dell'elettrodotto interrato sarà il seguente (con riferimento alle immagini seguenti):

1. Tratta A-B su strada vicinale Ponti Pizzinnu, per circa: 0,78 km
2. Tratta B-C su strada Provinciale 56 Bancali-Abbacurrente, per circa: 4,64 km
3. Tratta C-D su strada Provinciale 56 Bancali, per circa: 3,52 km
4. Tratta D-E su strada Provinciale 18 fino alla frazione di Saccheddu, per circa: 3,82 km
5. Tratta E-F su strada Vicinale Saccheddu fino alla SE TERNA, per circa: 1,46 km

Complessivamente il percorso, interamente su strade pubbliche, sarà di circa: 14,22 km



Caratteristiche del percorso:

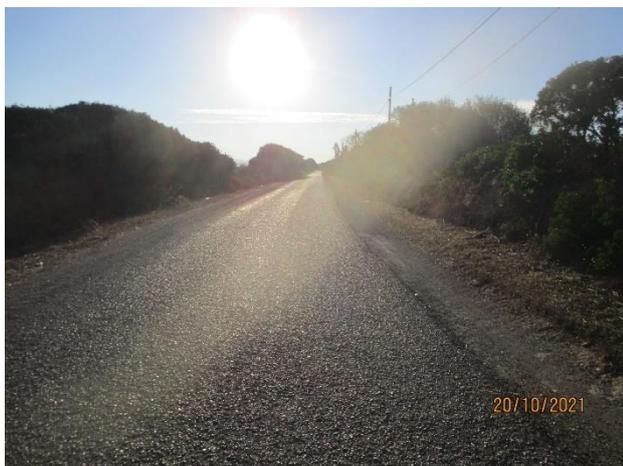
1. Tratta A-B su strada vicinale Ponti Pizzinnu, per circa 0,78 km



Le linee avranno origine dall'attuale accesso al predio aziendale (**punto A**).

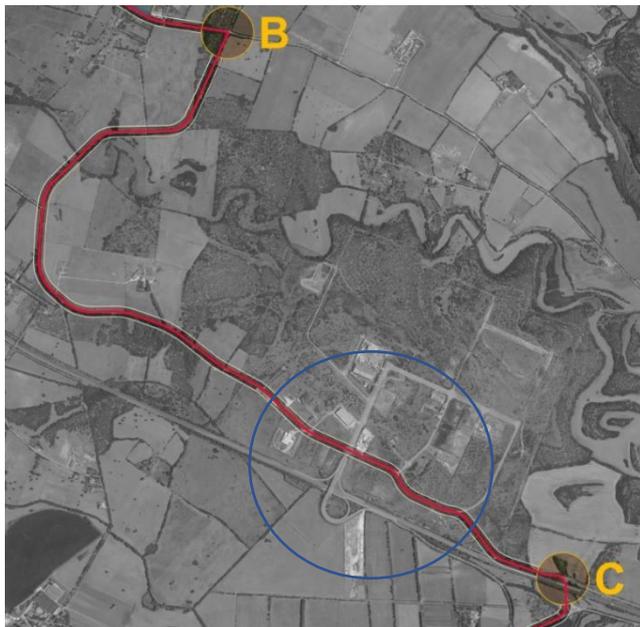


Il tracciato si sviluppa sulla banchina Dx della strada vicinale Ponti Pizzinnu e termina all'incrocio con la SP 32 (Bancali Abbacurrente); punto B.



Punto B incrocio fra strada vicinale Ponti Pizzinnu e SP 32 Bancali - Abbacurrente

2. Tratta B-C su strada Provinciale 56 Bancali-Abbacurrente, per circa 4,64 km.



L'elettrodotto attraversa senza interferenze l'incrocio di accesso alla zona Ind.le di Truncu Reale dalla statale E25.

Il tracciato si sviluppa sulla banchina Dx della SP 32 e termina nel sottopasso della E25; punto C



Incrocio accesso zona Ind.le Truncu Reale



Punto C sottopasso E25

3. Tratta C-D su strada Provinciale 56 Bancali, per circa 3,52 km

Il percorso si sviluppa sulla banchina del lato Dx



Punto D
Innesto
SP 18



Per questo percorso è previsto il taglio dell'asfalto ai margini della cunetta in cls, per circa 3,0 km.

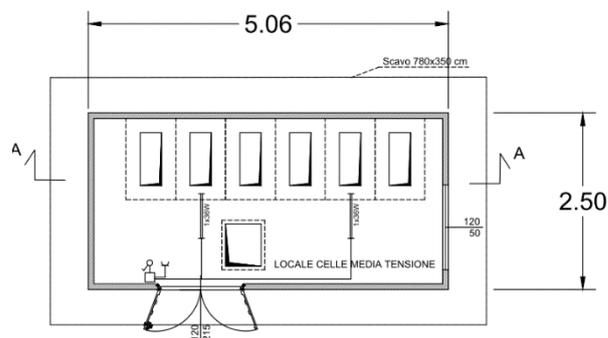
Sul rettilo in regione Bancali (Punto S) è previsto l'insediamento di una cabina di sezionamento della linea a 30 kV.



Punto di ubicazione della cabina di sezionamento (sul lato sinistro dello stradello di accesso alla proprietà)



Tipologia della cabina di sezionamento e dimensioni in pianta:



La cabina sarà insediata sul mappale 201 del Fg.28 di proprietà S.A.F.O. Società Agricola Fratelli Olmeo S.r.l.

In fase di Autorizzazione Unica sarà richiesto l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio della superficie di insediamento strettamente necessaria.

4. Tratta D-E su strada Provinciale 18 fino alla frazione di Saccheddu, per circa 3,82 km



La posa avverrà sempre sulla banchina del lato Dx della carreggiata.



Punto X1 – Viadotto sul Rio Mannu, da attraversare con canaletta metallica staffata sotto lo sbalzo presente sul lato Dx per l'attraversamento pedonale.

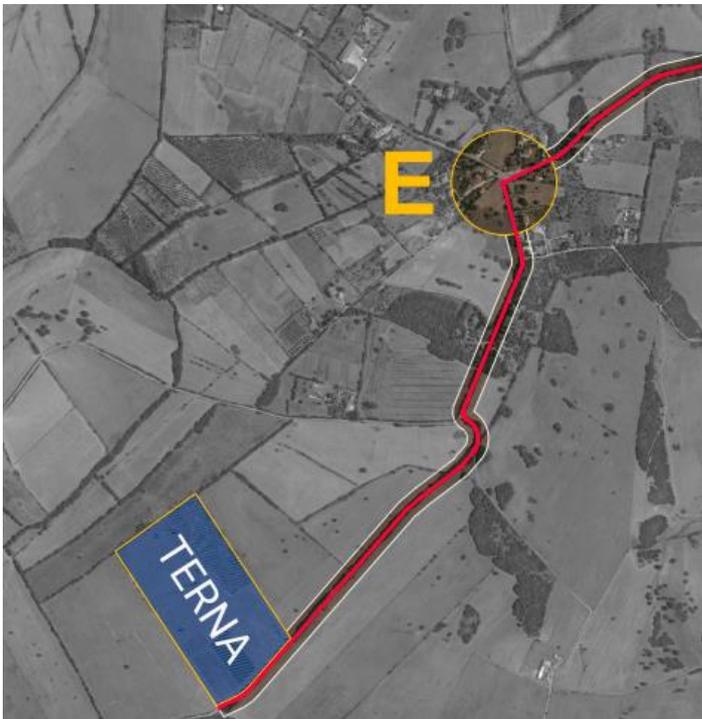


In alto il **Punto E** presso la borgata di Saccheddu e l'innesto sulla strada vicinale.



Immagini del Viadotto sul Rio Mannu (**punto X1**) da attraversare con canaletta metallica staffata sotto trave.

5. Tratta E-F su strada Vicinale Saccheddu, fino alla SE TERNA, per circa 1,46 km



La nuova stazione di Terna sarà insediata in loc. Sa Bo'vula, in base ad un progetto ancora da perfezionare, che prevede una pluralità di produttori che si conetteranno alla medesima SE.

L'area ove è previsto l'insediamento della stazione e delle opere di connessione MT/AT è scevra da vincoli ambientali, culturali e paesaggistici.



La posa dell'elettrodotto interrato avverrà al centro della carreggiata della strada vicinale Saccheddu.



Punto F punto di ubicazione della SE nei pressi della dorsale "Fiumesanto Carbo – Ittiri" a 380 kV

5.2 Inquadramento catastale della nuova SE TERNA e della stazione di connessione MT/AT



La nuova stazione di TERNA prevista per la connessione di una pluralità di produttori, ricade in una area censita al Fg.82 del Comune di Sassari/B, particelle 171 e 13, di proprietà Marongiu Andrea, aventi una superficie complessiva di circa 10,29 ha.

5.3 Stato della progettazione della SE TERNA e dell'Impianto di Rete per la Connessione.

Il preventivo di connessione (STMG) di TERNA (codice N.202002125) è stato accettato in data 25/05/21 e volturato al proponente con nota del 06/08/21.

La soluzione prevede la connessione della centrale in questione ad una nuova stazione (SE) TERNA di trasformazione 380/150 KV da inserire in entra-esce sulla dorsale RTN a 380 KV "Fiumesanto Carbo – Ittiri".

Per la costruzione della nuova stazione e delle linee di raccordo alla dorsale, TERNA prevede un arco di tempo di 20 mesi per la SE e 8 mesi + 1 mese/km per i nuovi raccordi a 380 KV.

L'impianto di Rete per la Connessione (IRC) è definito in uno **stallo a 150 KV** da realizzare in aderenza alla nuova stazione, sul quale collegare il trasformatore MT/AT (30/150 KV) previsto nella terminazione dell'elettrodotto a 30 KV sopra descritto.

In data 26/05/21 il produttore ha comunicato a TERNA (su modello Terna 4a) l'impegno alla progettazione delle opere per la connessione alla RTN come previste dalla STMG; altresì sempre in data 26/07/21 ha richiesto a TERNA (su modello 4a bis) la documentazione tecnica per lo sviluppo della progettazione.

Nella comunicazione il produttore ha rappresentato a TERNA la **necessità di condividere lo stallo della futura stazione con altri impianti di produzione al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete.**

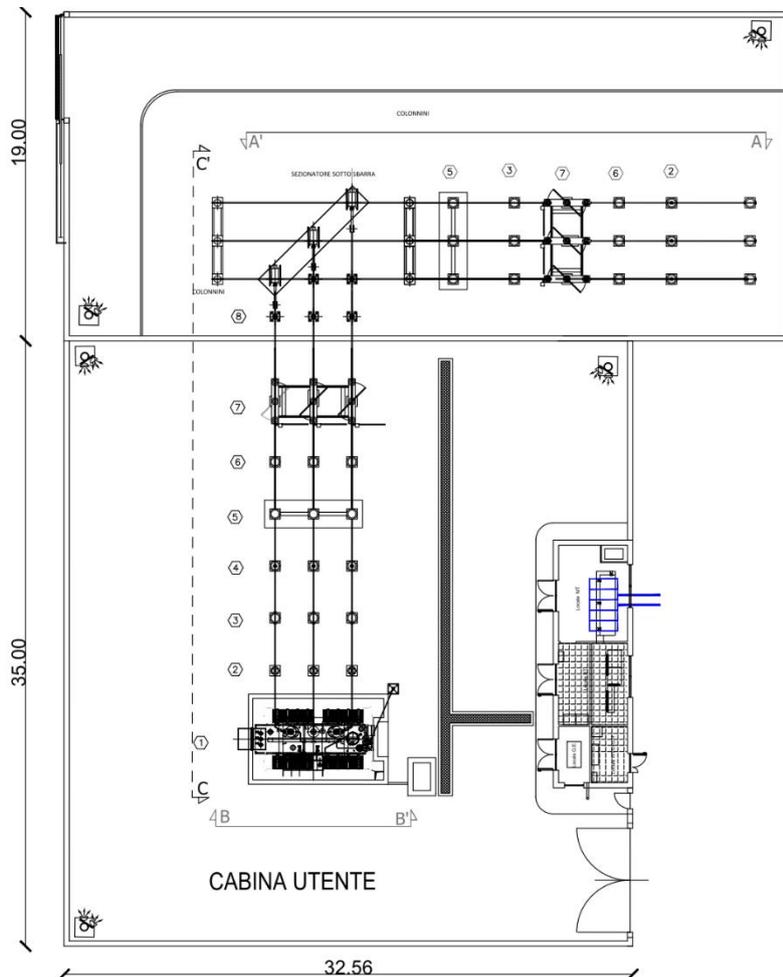
In questo contesto è stato aperto un **tavolo tecnico con altri produttori** e assegnata la progettazione generale ad una società capogruppo, individuata nella società "**Regener8 Power**".

La progettazione dell'insieme "Stazione elettrica + stallo/i a 150 KV" risulta tutt'ora in corso.

Le opere previste nella "sezione Utente" da costituire a latere della SE di Terna, nei terreni sopra individuati, comprenderanno sostanzialmente:

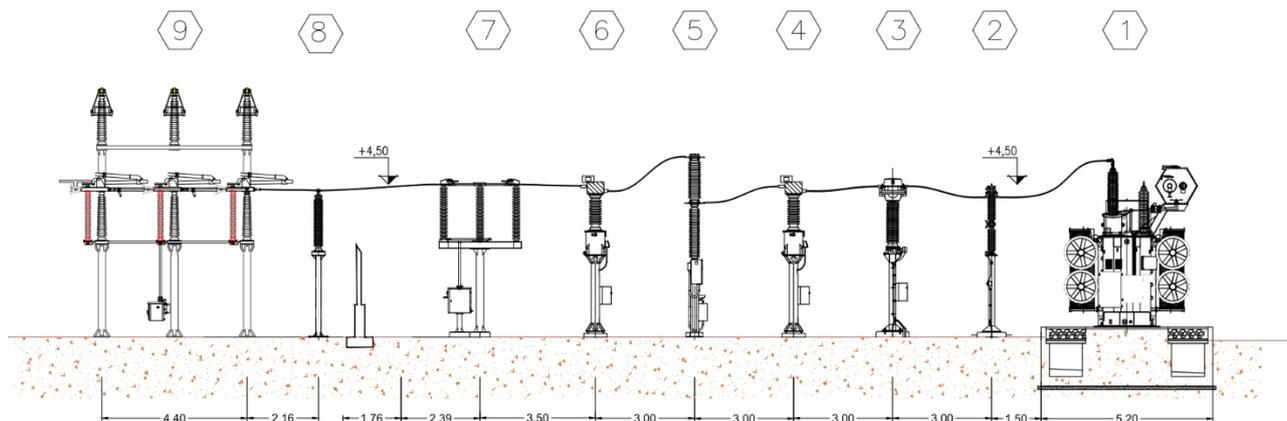
- stallo di utente a 150 KV
- trasformatore elevatore 30/150 KV, da 60 MVA
- manufatto di cabina per l'alloggiamento dei quadri MT a 30 KV, di un trasformatore per servizi ausiliari e di un Gruppo elettrogeno per l'emergenza sugli ausiliari.

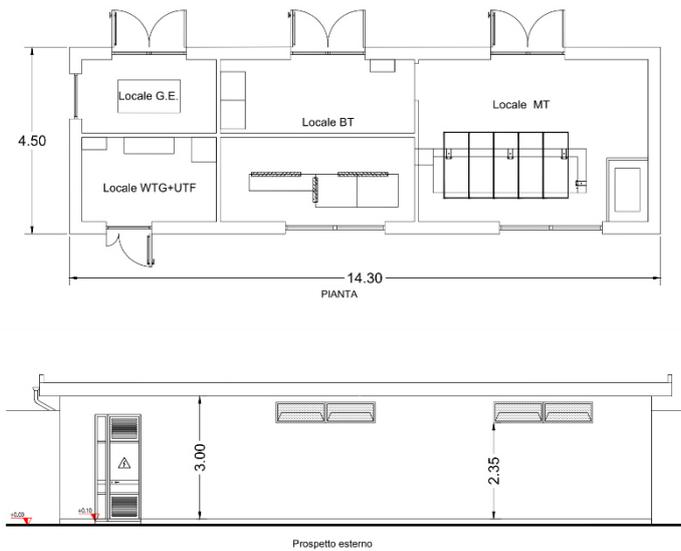
Nelle more della progettazione definitiva si propongono di seguito le soluzioni tipiche previste di tali opere.



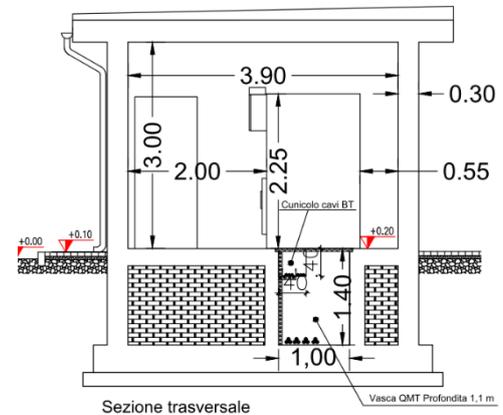
Assetto tipico di stallo utente a 150 kV (IRC) con manufatto di protezione delle apparecchiature di proprietà dell'utente (terminazione IUC)

1	Trasformatore AT/MT
2	Scaricatore di tensione
3	Trasformatore di corrente
4	Trasformatore di tensione induttivo
5	Interruttore
6	Trasformatore di tensione capacitivo
7	Sezionatore a doppia interruzione
8	Colonnini
9	Sbarre con isolatori portanti
10	Teste Cavo
11	Sbarre con Sezionatore
12	Palo luce di altezza minima 10 m





Tipico del manufatto di cabina con apparecchiature dell'utente (terminazione IUC).



5.4 Nuovo standard TERNA a 36 KV

In data 20 ottobre 2021 TERNA ha emesso il nuovo Allegato A2 "Guida agli schemi di connessione" introducendo il nuovo standard a 36 kV.

Tale documento fa seguito all'esito di una consultazione pubblica terminata in data 20/09/21 laddove TERNA rappresentava le seguenti considerazioni.

Nuove soluzioni tecniche per la connessione degli impianti di produzione

Contesto di riferimento

- > L'attuale contesto è caratterizzato da un significativo incremento delle richieste di connessione di impianti di produzione da fonte rinnovabile alla RTN. Le iniziative sono concentrate in determinate aree del Paese (sud Italia e isole). Circa il **90%** degli impianti per i quali è presentata richiesta di connessione a Terna ha una **taglia inferiore a 100 MW**
- > L'attuale standard di connessione alla RTN prevede tipicamente la realizzazione, all'interno di stazioni di raccolta 380/150 kV, di stalli 150 kV che svolgono la funzione di impianti di rete per la connessione del singolo impianto di produzione
- > Gli stalli 150 kV possono accogliere impianti di taglia fino a 200-250 MW, potenza superiore rispetto alla taglia media degli impianti per i quali viene presentata richiesta di connessione a Terna. Ciò comporta:
 - un **utilizzo non sempre ottimale della capacità** dello stallo e delle infrastrutture di rete
 - una maggiore **occupazione di suolo** dovuta alla necessità di realizzare stalli dedicati per ciascun impianto di produzione
 - una conseguente maggiore **complessità autorizzativa** per i titolari delle iniziative

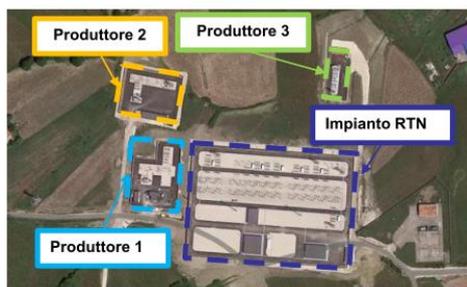
Per consentire una migliore integrazione delle FER attraverso soluzioni di connessione alla RTN **più efficienti e coerenti con l'effettiva taglia degli impianti di produzione** è stata individuata una **nuova soluzione standard di connessione a 36 kV**

Nuove soluzioni tecniche per la connessione degli impianti di produzione

Soluzione di connessione 36 kV

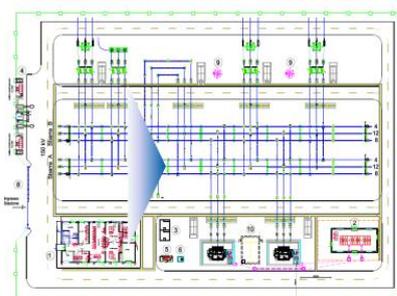
La nuova soluzione standard di connessione prevede che l'impianto di produzione venga connesso direttamente ad uno stallo a 36 kV

AS-IS



Stazione RTN e n.3 stazioni utente adiacenti
(stima ingombro complessivo ca. 27.000 mq)

TO-BE



Stazione RTN con sezione di raccolta 36 kV
e trasformazioni 150/36 kV
(stima ingombro complessivo ca. 12.000 mq)

Ai fini della definizione del **corrispettivo di connessione**, lo **stallo 36 kV** rappresenta l'**impianto di rete per la connessione** con **potenza convenzionale pari a 100.000 kVA** (Par. 1A.5.11.4 del Capitolo 1.A del Codice di Rete) e valore unitario di riferimento [VUR] pari a 172 k€ in caso di stallo linea 36 kV GIS, 153 k€ in caso di stallo linea 36 kV AIS

In relazione all'introduzione di tale nuovo standard, la progettazione in corso (da parte del capogruppo dei produttori) della nuova SE di TERNA, unitamente agli stalli di più produttori, risulta in fase di rivisitazione col fine di adeguarla all'introduzione del nuovo standard a 36 kV.

5.5 Procedure vigenti in materia di V.I.A. per gli Impianti FV e per le Opere Connesse

A livello nazionale il riferimento in materia di VIA è il **Dls 152/06**, così come modificato dal Dls 104/2017, dalla Legge 120/20 e di recente dalla **Legge N°108/21 del 29 Luglio 2021**.

Sono oggi sottoposti a VIA di competenza statale i progetti di opere ricadenti nell'Allegato II:

Allegato II – Progetti di competenza statale (sottoposti a VIA dall'art.6 comma 7. Del Dls 152/06)

Il comma 6 dell'art. 31, della Legge N°108/21 ha inserito gli impianti FV di potenza maggiore di 10 MW fra le opere soggette a VIA di competenza statale.

Punto 2): ***impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.***

Relativamente alle **opere di connessione**, nel caso di impianti di grande taglia, da connettere alla rete in Alta Tensione di TERNA, tale realizzazione può (teoricamente) ricadere nell'ambito dei progetti previsti nell'Allegato II-bis al Dls 152/06:

Allegato II bis – Progetti sottoposti alla Verifica di assoggettabilità di competenza statale

Punto 1. lettera d): ***elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km.***

Altri elettrodotti in **Alta Tensione, con tracciati superiori a 10 km**, sono ricompresi nell'Allegato II – Progetti di Competenza Statale (punti 4) e 4-bis)), per i quali si rende necessaria la Valutazione di Impatto Ambientale.

In relazione a tale quadro regolatorio, in via del tutto generale si può affermare **che solo in casi molto particolari, di impianti FV molto grandi e molto distanti dal punto di connessione in AT, le opere di connessione alla rete elettrica possono ricadere fra realizzazioni per le quali è richiesta la Verifica di Assoggettabilità alla VIA o direttamente la VIA.**

In relazione agli investimenti sulle infrastrutture di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica previsti dal PNRR ed in considerazione dell'atteso incremento delle richieste di connessione di impianti da FR, TERNA ha emesso il nuovo standard semplificato di connessione a 36 kV per potenze di connessione fino a 100 MW, sopra richiamato.

Tale nuova soluzione di connessione alla rete AT a 36 KV consente agli impianti di generazione con potenze inferiori a 100 MW **di evitare la costruzione di stalli in esecuzione a giorno a 150 kV**; in tal modo le porzioni di Rete per la Connessione si ottengono con la semplice installazione di **scomparti protetti a 36 kV** (esistenti e normalizzati) da insediare al coperto, in appositi vani resi disponibili nelle nuove Stazioni Elettriche derivate dalle linee AT-AAT.

A fronte della L. 108/21 e del nuovo standard introdotto da TERNA, risulta pertanto il seguente prospetto in materia di adempimenti VIA per gli impianti FV e per le opere di connessione alla rete.

PROCEDURA IN MATERIA DI VIA PER IMPIANTI FV E OPERE DI CONNESSIONE				
Tipologie interventi per Taglie di potenza	Pn ≤ 1MW	1 MW < Pn ≤ 6 MW	6 MW < Pn ≤ 10 MW	Pn > 10 MW
Impianti Fotovoltaici in genere	Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA Salvo condizioni di cumulo superiori a 1 MW per potenze > 0,5 MW	Verifica di assoggettabilità a VIA anche per condizioni di cumulo superiori a 1 MW per impianti con potenze comprese fra: 0,5 MW < Pn ≤ 1 MW		Valutazione di Impatto Ambientale Allegato II DIs 152/06
Impianti fotovoltaici ricadenti in aree per i quali sussistono i requisiti introdotti dall' art.31 comma 2 della L.108/21	Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA Verifica di assoggettabilità a VIA in condizioni di cumulo superiori a 10 MW per impianti con potenze comprese fra: 5 MW < Pn ≤ 10 MW			
Impianti fotovoltaici ricadenti in aree per i quali sussistono i requisiti introdotti dall' art.31 c. 7-bis della L.108/21	Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA Verifica di assoggettabilità a VIA in condizioni di cumulo superiori a 10 MW per impianti con potenze comprese fra: 5 MW < Pn ≤ 10 MW			
Impianto di Rete e/o di Utenza per la Connessione	Elettrodotti MT Non oggetto di Verifica di assoggettabilità a VIA		Elettrodotti MT + stallo AT (36÷150 kV) Non oggetto di Verifica di assoggettabilità a VIA Nei casi di elettrodotti aerei a tensione > di 100 kV e lunghezza > di 3 km Verifica di assoggettabilità a VIA di competenza statale (Alleg. II-Bis)	

In relazione al prospetto di cui sopra, salvo rari casi particolari, le opere di connessione alla rete esistente, non sono mai oggetto di procedura di Verifica di assoggettabilità a VIA.

Nella documentazione di progetto da sottoporre all'esame della procedura di Verifica o di VIA dell'impianto FV, si può pertanto (una volta definita la soluzione di connessione da adottare e per i casi di cui sopra), **prescindere dalla produzione della documentazione di dettaglio afferente le opere di connessione.**

Tale aspetto assume particolare rilevanza nel progetto in questione laddove TERNA (ovvero il gruppo di più produttori) non ha ancora stabilito in modo puntuale la configurazione delle derivazioni AAT dalla dorsale a 380 kV e della cabina primaria AAT/AT ove attuare la connessione AT a 36÷150 kV.

In relazione al quadro prescrittivo stabilito per le Valutazioni Ambientali dal vigente DIs 152/06, si ritiene pertanto che, nelle more della definizione progettuale della nuova stazione e delle soluzioni di rete per la connessione (stalli a giorno a 150 KV o armadi protetti a 36 kV), **si possa esperire la procedura di VIA avviata per la centrale FV, anche in assenza di definizione (a livello definitivo) della soluzione di connessione finale alla rete pubblica**, riducendo i tempi del procedimento in accordo col perseguimento degli obiettivi temporali in materia di decarbonizzazione stabiliti dalla normativa comunitaria e dal PNRR.

6. RICADUTE AMBIENTALI ED ECONOMICHE

6.1 Le ricadute ambientali su scala globale

Le ricadute ambientali su scala globale sono indubbie e assodate; la centrale, che impegna suolo per circa **55 ha**, produce ogni anno circa **80 GWh** ed evita pertanto emissioni di CO₂ per circa **43.520 tonn/y** (incidenza sull'obiettivo UE al 2030 pari al 0,019%).

Confrontando tale valore annuale di CO₂ evitata con la superficie di bosco fitto in grado di assorbire la medesima quantità di CO₂, si ottiene la seguente equivalenza:

55 ha FV ↔ 1.243 Ha di foresta

6.2 Le ricadute economiche in ambito locale/regionale.

Le ricadute economiche in ambito locale/regionale derivano principalmente dai seguenti aspetti:

1. Riconoscimento di significativi valori unitari (€/ettaro) per l'acquisizione del diritto di superficie (€/ettaro anno).

I contratti preliminari sottoscritti prevedono un riconoscimento di **3.500 €/ha anno** alla proprietà dei terreni; tale valore é ben maggiore della resa attuale delle aree coltivate a frumento e foraggio (qualche centinaio di euro/ha all'anno).

Tale introito annuale (garantito per almeno 30 anni) sostiene e assicura la continuità aziendale di allevamento bovini da parte della proprietà attuale e **favorisce il ricambio generazionale nella conduzione dell'azienda.**

2. Ricadute occupazionali associate alla fase di costruzione ed esercizio.

Ogni investimento nel settore delle FER, vede coinvolte, in misura più o meno maggiore, **professionalità e maestranze presenti in ambito locale/regionale**: dalle attività tecniche di sviluppo/progettazione, alle fasi di preparazione dei suoli, ai montaggi meccanici ed elettrici, per finire con le attività di manutenzione durante l'esercizio.

In fase di costruzione:

Le attività di costruzione si svilupperanno nell'arco di oltre un anno e vedranno impiegate diverse squadre di montatori (di caratteristiche certamente reperibili in ambito locale/regionale) **per complessivi circa 40 addetti.**

L'impiego di elementi prefabbricati, che sarebbero antieconomici se approvvigionati nel continente, offriranno opportunità di lavori ai prefabbricatori sardi.

La realizzazione dell'elettrodotto di connessione (circa 14 km), per tipologia di lavoro e di mezzi (scavi, rinterrati, ripristino di pavimentazioni in cls e in conglomerato bituminoso) impegnerà certamente imprese locali.

In fase di esercizio:

Gli impianti Fotovoltaici si contraddistinguono per i bassi costi di gestione; gestione che (di regola) si limita al monitoraggio (a distanza), al controllo mensile della produzione (con produzione di report), alla manutenzione ordinaria (pulizia delle cabine) e saltuaria (pulizia dei moduli e sfalcio erba) oltre che straordinaria (sostituzione inverter e riparazione guasti).

Pertanto gli addetti per MWp installato non sono significativi e sono mediamente inferiori all'unità/anno; ovvero **le ricadute occupazionali dirette** nella fase di esercizio, non sono significative sui piccoli impianti **ma rilevano sugli impianti di larga scala, quale quello in esame, che vedrà coinvolte nelle operazioni di gestione e manutenzione almeno N.10 unità in modo permanente.**

La manutenzione di rito degli impianti (dalla pulizia dei suoli, a quella dei moduli e delle cabine elettriche, fino agli interventi sugli impianti elettrici, ecc.) **viene di regola affidata ad imprese presenti in ambito locale/regionale.**

L'aspetto più rilevante è che i lavori di manutenzione si ripetono ogni anno e assicurano lavoro sul lungo periodo.

6.3 Ricadute economiche connesse alla produzione – Misure compensative.

Il proponente ha piena consapevolezza dell'impatto (nel caso in esame prevalentemente paesaggistico), associato alla realizzazione dell'impianto **e soprattutto è consapevole degli impatti, in senso più esteso, che potranno derivare da una moltitudine di impianti che verosimilmente saranno installati nelle aree agricole della Sardegna**, in ragione delle sue favorevoli caratteristiche di irraggiamento, per il raggiungimento degli obiettivi comunitari.

Ai fini dell'accettazione delle comunità locali di tali insediamenti ineluttabili, nonché a parziale compensazione degli impatti derivanti, il proponente ha ritenuto pertanto doveroso assicurare al territorio significative ricadute economiche proporzionate all'effettiva produzione energetica della centrale.

Oltre alle ricadute economiche dirette, associabili alle attività di costruzione e gestione dell'impianto e al mantenimento/potenziamento dell'attività agro-zootecnica, **anche una quota parte del valore economico derivante dalla produzione di energia elettrica sarà pertanto reso disponibile al territorio che ospita gli impianti.**

In relazione a tale aspetto ha assunto un preciso impegno riportato nel documento *GG PP Presentazione del proponente e impegni*, allegato alla presente sezione di progetto ed al quale si rimanda.

L'importo annuale (derivante dall'applicazione delle formule riportate nel predetto documento di impegno) sarà reso disponibile (con modalità da perfezionarsi con gli interlocutori istituzionali qualificati) ad un soggetto pubblico (locale/regionale), **che costituirà un fondo col fine specifico e vincolante di adoperarlo per i seguenti scopi** (in accordo con le finalità stabilite dall'Allegato 2 al DM 10/09/10):

- impianto di nuove aree a bosco;
- rimboschimenti di aree percorse da incendi;
- ristoro di soggetti danneggiati da incendi boschivi;
- opere per la prevenzione e mitigazione del rischio idrogeologico;
- ristoro di soggetti danneggiati da eventi meteorologici eccezionali e/o da altre calamità naturali;
- interventi per la protezione e la salvaguardia di habitat e bio-diversità;
- ogni altra opera di protezione, mitigazione, compensazione e miglioramento ambientale.

6.4 Ricadute associate al mantenimento/potenziamento dell'attività zootecnica preesistente.

Il progetto dell'impianto FV ha previsto l'insediamento dei tracker con i moduli nelle aree pianeggianti destinate a coltura di frumento e foraggio, concesse in Diritto di Superficie, salvaguardando totalmente i muretti a secco e l'alberazione ivi presente e l'intera fascia tutelata di 150 m dal Rio d'Ottava; vengono così impegnati dall'impianto **circa 55 ha su un totale di circa 73 ha concessi.**

Non risulta altresì interessata dal campo fotovoltaico la porzione di azienda attualmente utilizzata per l'allevamento dei bovini (circa 60 capi).

Restano in tal modo disponibili per la continuità aziendale di allevamento bovini **circa 18 ha** (di quelli concessi in DDS) che sommati ad altre aree nella disponibilità del predio aziendale (aree vicine al Rio d'Ottava) conducono a complessivi **circa 24 ha disponibili per attività agro-zootecniche.**

La società **M2 Energia s.r.l.**, strettamente collegata da un rapporto di collaborazione continuativa con il gruppo ILOS New Energy Italy s.r.l., sovrintenderà le operazioni di O&M degli impianti fotovoltaici, avvalendosi di imprese locali.

Nella realizzazione di impianti agrovoltaici in Puglia, la società M2 Energia s.r.l. si è impegnata a gestire le operazioni agricole associate alla produzione di energia elettrica.

Tale funzione sarà effettuata anche nell'impianto in oggetto relativamente alla conduzione dell'azienda agro-zootecnica.

Il proponente, pertanto, **in accordo con la proprietà**, si impegna a mantenere, migliorare e (compatibilmente con le potenzialità associate agli spazi resi disponibili dal progetto), potenziare **l'attività di allevamento bovini**.

In particolare, in relazione a quanto riportato nella relazione agronomica, sarà impiantato, mantenuto e migliorato nel tempo, il **prato polifita permanente** nelle aree impegnate dai moduli, finalizzato al miglioramento della fertilità del terreno, sul quale condurre anche **attività di pascolo e apicoltura** (cfr. Relazione Agronomica).

Pertanto, oltre a mantenere attiva l'azienda zootecnica esistente, si attueranno tutte le iniziative al contorno atte a generare la migliore simbiosi possibile fra l'attività di produzione di energia e l'attività agro-zootecnica.

Novembre 2021

Ing. Silvestro Cossu