

ISTANZA DI VIA (Artt. 23-24-25 del D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.)

COMMITTENTE



SUN LEGACY srl

Via Nairobi 40
00144 Roma (RM)
P.I. 16736831005
PEC sunlegacy@legalmail.it
Numero REA RM - 1672772

PROGETTISTI INCARICATI

Arch. DANIELE CONTICCHIO

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA DELL'INDUSTRIA N.57
01100 VITERBO (VT)
C.F. CNTDNL84B16G148E - P.IVA 02193820566
tel. +39 3406705346 - mail: danielle.conticchio@gmail.com
pec: d.conticchio@pec.archrm.it
Iscritto all'Ordine degli Architetti P.P.C. di Roma e Provincia
al n. 22831 sez.A

Ing. MARCO GRANDE

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA CASILINA NORD N.93
03100 FROSINONE (FR)
C.F. GRNMRC71D22D810A - P.IVA 02439640604
tel. +39 392 5867910 - mail: enstudio71@gmail.com
pec: marco1.grande@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Frosinone al n.1161

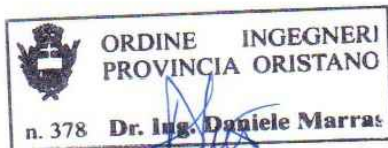
Ing. DANIELE MARRAS

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA GALASSI N.2
09131 CAGLIARI (CA)
C.F. MRRDNL73H22B354N - P.IVA 01033560952
tel. +39 393 9902969 - mail: danielle@mvprogetti.com
pec: danielle.marras@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Oristano al n. 378

Ing. LORENA VACCA

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA GALASSI N.2
09131 CAGLIARI (CA)
C.F. VCCLRN75C48H856P - P.IVA 02738080924
tel. +39 342 0776977 - mail: lorena@mvprogetti.com
pec: lorena.vacca@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Cagliari al n. 4766

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN Potenza nominale 40,896 MWp Località "Sassu" - Comuni di Arborea e Santa Giusta (OR)



TITOLO ELABORATO

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO
00		Definitivo	Maggio 2024		RELAPROG001
REV.		FASE PROGETTUALE	DATA	SCALA	IDENTIFICATORE

Sommario

PARTE PRIMA – Descrizione dell’idea progettuale e del Proponente	4
1.1 PREMESSA	4
1.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	5
1.3 SOCIETA' PROPONENTE e FONDO DI INVESTIMENTO	7
1.4 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	7
1.5 RIFERIMENTI LEGISLATIVI	8
1.6 NORME APPLICABILI	9
1.7 STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE	10
Comune di Arborea	10
Comune di Santa Giusta	15
Comune di Oristano	16
Matrice sintetica di coerenza tra quadro programmatico e proposta progettuale	18
2 PARTE SECONDA – Stima producibilità e dimensionamento dell’impianto	19
2.1 SITO DI INSTALLAZIONE	19
Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico	19
Disponibilità della fonte solare	19
Criterio di stima dell’energia prodotta	19
2.2 DIMENSIONAMENTO DELL’ IMPIANTO	21
Impianto “SUN LEGACY”	21
Scheda tecnica dell'impianto	21
2.3 ANALISI DEI COSTI	22
Costo di realizzazione impianto	22
Impegno spesa	22
Costi di esercizio	22
2.4 RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE	23
Risparmio sul combustibile	23
Emissioni evitate in atmosfera	23
3 PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili	24
3.1 Strutture di fissaggio	24

3.2	Cabine elettriche.....	24
3.3	Altri locali accessori	25
3.4	Impianto generale di terra.....	25
3.5	Cavidotti interrati e connessione alla rete elettrica	25
	Linea BT:.....	25
	Linea MT:.....	26
	Linea AT:.....	26
3.6	Strada di accesso al sito.....	26
3.7	Recinzione	27
4.	PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto fotovoltaico.....	31
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI	31
4.2	INVERTER.....	32
4.3	QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.....	34
4.4	SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE	34
4.5	ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA E SERVIZI A COMPLETAMENTO:.....	36
4.6	IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI	36
4.7	IMPIANTO GENERALE DI TERRA.....	36
4.8	ELETTRODOTTO.....	37
5.	PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata	38
5.1	L’ENERGIA SOLARE	38
5.2	PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	39
5.3	DIMENSIONAMENTO DELL’ IMPIANTO.....	40
5.4	MODULI FOTOVOLTAICI	40
5.5	TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE.....	42
5.6	CONFIGURAZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	44
6.	PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione	46
6.1	TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA’ DI ESECUZIONE LAVORI	46
6.2	PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO	46
6.3	UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA.....	48
7.	PARTE SETTIMA– Ricadute sociali e occupazionali e opere di mitigazione	48

7.1	RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI	48
7.2	OPERE DI MITIGAZIONE/COMPENSAZIONE.....	49

PARTE PRIMA - Descrizione dell'idea progettuale e del Proponente

1.1 PREMESSA

L'opera in progetto è relativa ad un impianto agrivoltaico a terra situato nel Comune di Arborea in località "Sassu", della potenza nominale di **40,896 MWp** e alle relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in parte nel Comune di Santa Giusta.

L'impianto agrivoltaico oggetto del presente studio è progettato per produrre energia elettrica in collegamento alla rete Terna SPA e l'energia prodotta sarà immessa in rete.

Il proponente del progetto è la società **SUN LEGACY S.r.l.**, con sede in Via Nairobi, 40 - 00144 Roma, P.I. 16736831005.

I pannelli saranno montati su strutture ad inseguimento solare (trackers), in configurazione monofilare da 8, 16, 32, 48 e 64 moduli ciascuno. I trackers saranno collegati in bassa tensione alle 6 cabine inverter (una per ogni blocco elettrico in cui è suddiviso lo schema d'impianto), queste saranno collegate in media tensione a 1 cabine MT e quest'ultime alla cabina IO, che si collegherà alla sottostazione utente.

L'impianto sarà corredato inoltre da 1 control room e wc, a disposizione del personale.

L'energia stimata come produzione del primo anno sarà di **63.360.492,53 kWh** (equivalente a **1.549,31 kWh/kW**), derivante da 57.600 moduli.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata, mediante un cavidotto AT della lunghezza di circa 10.855 m in uscita dalla sottostazione utente, in antenna a 150 kV sulla SE RTN 220/150 kV RTN di Oristano, previo ampliamento della stessa.

La sottostazione utente MT/AT da 36 KV denominata "SUN LEGACY" sarà ubicata al F.2 mappale 199 del Comune di Arborea, all'interno dell'area di progetto.



Immagine 1.1: Inquadramento dell'area interessata su scala regionale.

1.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto ricade in un'area di circa 53 ha in località Sassu nel comune di Arborea.

I terreni su cui è progettato l'impianto ricadono in una zona distante da agglomerati residenziali e nello specifico a nord del territorio comunale di Arborea a circa 5 km dal centro abitato dello stesso, a circa 5,8 km a sud del Comune di Santa Giusta e a circa 4 km a nord-ovest del Comune di Sant'Anna.

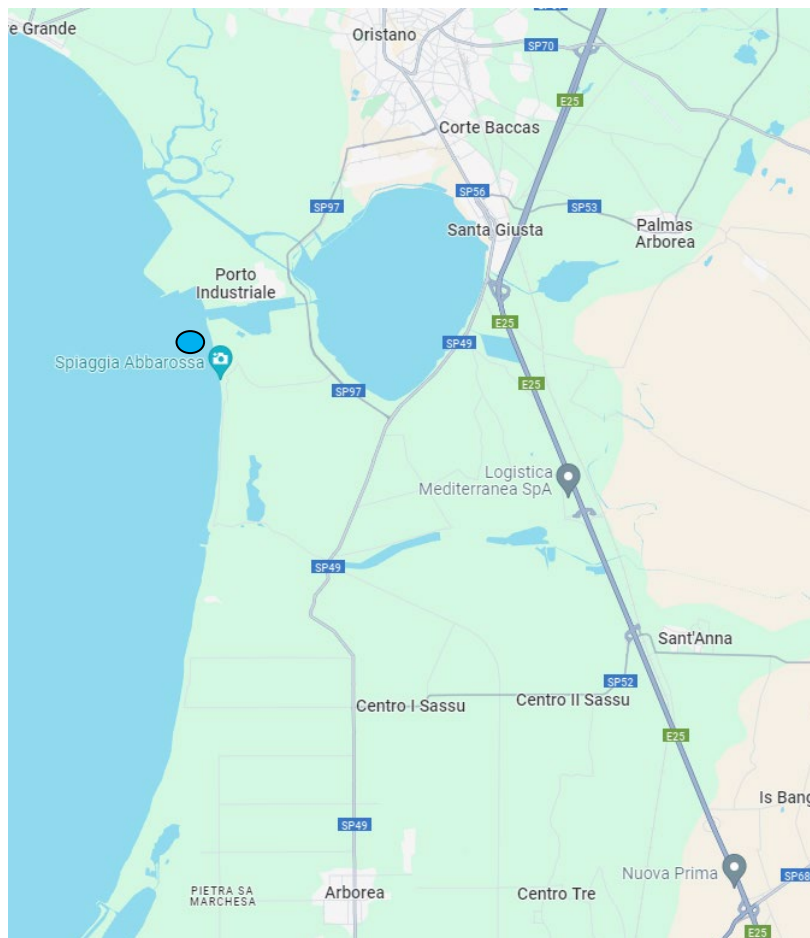


Immagine 1.2: Inquadramento dell'area in progetto nel territorio comunale

L'area d'impianto è definita all'interno delle Norme Tecniche di Attuazione del Comune di Arborea come
Zona E – Agricole

Sottozona E2.2 – Ambito della bonifica "Ex stagno del Sassu"

Ubicata in località "Sassu". Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade comunali e vicinali che si diramano dalla SP n° 49 a ovest del lotto.

L'impianto fotovoltaico verrà realizzato a terra, su una superficie pianeggiante, e giace a una quota di circa 7 metri sul livello del mare.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nel Foglio 2 del Comune di Arborea, particelle come da All. RELAPROG013 – Piano Particellare.

Nella cartografia ufficiale l'impianto è individuato nei seguenti riferimenti:

- Cartografia dell'Istituto Geografico Militare in scala 1:25.000 (IGM): foglio 528 sez.II;
- Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000 (CTR): sezione 528.160 "Sant'Anna";

Latitudine: 39°46'30"N

Longitudine: 8°34'48"E



Immagine 1.3: Inquadramento in larga scala con indicazione dell'area in progetto.



Immagine 1.4: Inquadratura aerofotogrammetrica del lotto.

1.3 SOCIETA' PROPONENTE e FONDO DI INVESTIMENTO

La società **Sun Legacy** Srl, committente del presente progetto, fa parte del gruppo CFR srl, società Laziale che opera nel settore delle energie rinnovabili e sviluppa in Italia progetti di centrali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Ad oggi vanta oltre un GW di impianti autorizzati di cui oltre 600 MW in esercizio, in tutta Italia.

CFR da anni collabora con i principali investitori Europei del settore fonti rinnovabili tra i quali Octopus Investments, KGal, Eos investment che garantiscono un adeguato supporto finanziario in fase di realizzazione e gestione degli impianti.

1.4 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto è di tipo non integrato secondo la definizione dell'art. 2 comma b1 del DM 19/02/2007. I pannelli infatti saranno posizionati a terra tramite apposite strutture di sostegno infisse nel terreno con inseguitore solare ad un asse orizzontale.

La potenza di picco prevista dell'impianto è di **40,896 MWp**, ottenuta utilizzando un totale di **57.600** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino aventi ciascuno una potenza nominale di **710 Wp** e un'efficienza del 22,86%. I pannelli hanno dimensioni 2.384 x 1.303 x 35 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato, per un peso totale di 38,8 kg ciascuno.

La soluzione tecnologica proposta prevede l'utilizzo di un sistema ad inseguitore solare in configurazione monoassiale (tracker), di diverse dimensioni: 218 trackers da 8 moduli, 126 trackers da 16 moduli, 140 trackers da 32 moduli, 87 trackers da 48 moduli e 706 trackers da 64 moduli.

La distanza prevista tra gli assi delle strutture di supporto affinché non vi siano ombreggiamenti è di **4,5 m**.

L'orientamento delle file d'impianto è l'asse nord-sud (0° sud, azimuth 180°) e la rotazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale varia fino a $\pm 45^\circ$ est-ovest nell'arco delle ore sole.

L'altezza al mozzo delle strutture è di **2,25 m** dal suolo, maggiore di 1,50 m così come consigliato nel "Prontuario per la valutazione dell'inserimento del fotovoltaico nel paesaggio e nei contesti architettonici" redatto del Ministero per i Beni e le Attività Culturali in associazione con la Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici del Veneto.

In questo modo nella posizione a 45° i pannelli raggiungono un'altezza minima dal suolo di **1,504 m** e un'altezza massima di **3,19 m**.

L'area a disposizione dell'impianto fotovoltaico ha una superficie di **52,36 ha**, la superficie coperta in progetto è di **18,14 ettari**, per un indice di copertura del **34,662%** (<40%), che rispetta appieno gli indici urbanistici.

Sono previste fasce di distacco dai confinanti di 5 m, fasce di distacco dai confini stradali di 10 m, strada interna perimetrale e strade interne di raccordo dei filari di pannelli della larghezza di 3 m realizzate in battuto e ghiaia.

Il progetto prevede che sia nella fase di cantiere che in quella di esercizio l'accesso al campo fotovoltaico consenta un transito agevolato dei mezzi di lavoro e degli autoveicoli addetti alla manutenzione.

L'impianto è suddiviso in **6** blocchi con un numero di stringhe per blocco secondo lo schema della relazione elettrica, riportato anche nell'allegato RELAPROG002.

L'impianto fotovoltaico sarà composto dall'insieme dei moduli contenenti celle al silicio, in grado di trasformare la radiazione solare in energia elettrica continua, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete generale mediante elementi di misura e protezione.

Gli inverter, posti nei locali tecnici nei rispettivi sottocampi, permetteranno di trasformare la corrente continua in uscita dalla centrale fotovoltaica in corrente alternata convogliata nella cabina di consegna/utenza di ciascuna sezione d'impianto.

Gli ancoraggi a terra con profili infissi nel terreno permetteranno di realizzare l'impianto senza l'uso del calcestruzzo o altri sistemi fissi.

Per quanto concerne la fase di cantiere e le misure atte ad evitare effetti negativi sull'ambiente, sul paesaggio e sul patrimonio storico, artistico ed archeologico, si rimanda alla relazione preliminare ambientale.

I componenti principali del campo fotovoltaico sono trattati nei capitoli successivi. Per le informazioni di dettaglio si rimanda alle relazioni e agli elaborati grafici di progetto.

1.5 RIFERIMENTI LEGISLATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative: Legge n. 186/1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici";

D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro" Legge 791/77: "attuazione della direttiva europea n°73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione" D.Lgs. 14/08/96 n°493: "Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro"; D.Lgs. 12/11/96 n°615: "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993". D.G.R. 5/1 del 28/01/2016; D.G.R. 45/24 del 27/11/2017; D.G.R. 53/14 del 28/11/2017; D.G.R. 19/33 del 17/04/2018; Circolare 9/05/ Assessorato della Difesa Dell'Ambiente Direzione Generale; 2018 **D.G.R. n. 3/25 del 23.01.2018** "Linee guida per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011. Modifica della deliberazione n. 27/16 del 1° giugno 2011"; Comunicazione del 19/10/2018 Assessorato della Difesa Dell'Ambiente Direzione Generale; Legge Regionale 11/01/2019 n. 1.

1.6 NORME APPLICABILI

In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative dettate da:

CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C."; CEI 17-13/1: "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)"; CEI 23-51: "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare." Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";

CEI 20-22: "Prova dei cavi non propaganti l'incendio";

CEI 20-38: "Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi";

ISO 3684: "Segnali di sicurezza, colori"

CEI 81-3: "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico";

CEI 81-10/1: "Protezione contro i fulmini" Principi generali CEI 81-10/2: "Protezione contro i fulmini" Valutazione del rischio

CEI 81-10/3: "Protezione contro i fulmini" Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4: "Protezione contro i fulmini" Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo; CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2:

Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;
CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;
UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems. Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:
CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
CEI 11-25 "Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti";
CEI 11-28 "Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione";
CEI 64-50 "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali."
CEI 64-53: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale.
"CEI 0-16; V2: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

1.7 STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE

L'impianto si trova nel territorio del Comune di Arborea in zona E2.2 così come indicato nelle norme tecniche di attuazione.

Comune di Arborea

ART. 4 - ZONE OMOGENEE

Il PUC individua il territorio comunale in diverse zone, funzione delle diverse destinazioni d'uso secondo le disposizioni del D.A.EE.LL. Finanze, Urbanistica N.2266/U del 20/12/83 (Decreto Floris):

Zona A - Centro Storico.

Le parti del territorio interessate da agglomerati urbani che rivestono carattere storico, artistico, di particolare pregio ambientale o tradizionale, o da porzione di essi, comprese le aree circostanti che possono considerarsi parte integrante, per tali caratteristiche, degli agglomerati stessi. Le zone storiche A sono perimetrate nella Tavola unica n. 22.

Zona B - Completamento residenziale.

Parti del territorio parzialmente edificate in cui la volumetria degli edifici esistenti non sia inferiore al 10% di quella complessivamente realizzabile,
La zona individuata secondo le linee guida regionali e la B2, come indicato nella Tavola 22 del PUC B2 espansioni da completare e/o riqualificare Nelle aree caratterizzate da edificazione discontinua e da struttura

viaria incompleta o insufficiente il PUC può consentire interventi di completamento dell'edificato e di riqualificazione delle infrastrutture viarie. Gli interventi sono realizzati nel rispetto di indici di fabbricabilità (non superiori mediamente a 3,00 mc/mq) e di altezze limitate (normalmente 2-3 piani fuori terra). I nuovi interventi devono rispettare l'edificazione tipica delle zone di completamento, che normalmente si presenta con facciate allineate sulla strada.

Zona C - Espansione residenziale.

Le parti del territorio destinate a nuovi complessi residenziali, che risultino inedificate o nelle quali l'edificazione preesistente non raggiunga i limiti di superficie utilizzata richiesti per le zone B.

La zona C è suddivisa in C1 e C3,

Dove le C1 sono espansioni pianificate (piani di lottizzazione attuati o in corso di attuazione) coincidono con i perimetri dei piani di lottizzazione convenzionati.

Le C3 sono espansioni in programma. Sono le aree previste dagli strumenti urbanistici e non ancora realizzate. Gli interventi si attuano attraverso pianificazione attuativa (piani di lottizzazione convenzionati di iniziativa privata, secondo comparti definiti nel PUC. Al limite delle aree di espansione in programma dovranno essere individuate e normate aree verdi a ridotta edificazione nelle quali è fatto divieto di realizzare qualsiasi forma di residenza e di attrezzature non programmate dalla pianificazione comunale dei servizi.

Zona D - Industriali, artigianali e commerciali.

Le parti del territorio destinate a nuovi insediamenti per impianti industriali, artigianali, commerciali, di conservazione, trasformazione o commercializzazione di prodotti agricoli e/o della pesca. La zona è classificata secondo le linee guida regionali D2; 1.4.1) D2 insediamenti produttivi commerciali, artigianali, industriali. Aree di limitata estensione con valenza solitamente limitata al singolo Comune e caratterizzate da attività per lo più artigianali. La programmazione comunale prevede la ridefinizione del rapporto con l'ambiente e il territorio circostanti diminuendo l'impatto degli insediamenti.

Zona E - Agricola.

Le parti del territorio destinate ad usi agricoli e quelle con edifici, attrezzature ed impianti connessi al settore agro - pastorale e a quello della pesca, e alla valorizzazione dei loro prodotti.

La zona è suddivisa in E2, ed E5:

E2 Aree di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni.

E5 Aree marginali per attività agricola nelle quali viene ravvisata l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale.

Zona F – Turistiche - insediamenti turistici

Le parti del territorio di interesse turistico con insediamenti di tipo prevalentemente stagionale

La zona è suddivisa in F1, F2, F3, F4:

- F1 Insediamenti turistici pianificati - Rientrano in questa sottozona gli insediamenti realizzati attraverso una pianificazione complessiva e realizzati sia sulla base di piani di lottizzazione convenzionati approvati dal Comune;
- F2 Insediamenti turistici spontanei (interventi ante "legge ponte" – insediamenti abusivi) - insediamenti oggetto di operazioni di sistemazione degli spazi fruibili dalla collettività, prevedendo l'adeguamento delle infrastrutture a rete esistenti e realizzazione degli accessi alle aree di fruizione turistica, nonché la realizzazione di servizi. Gli interventi vengono previsti in piani particolareggiati che prevedono l'acquisizione delle aree necessarie per il completamento delle infrastrutture e dei servizi.

- F3 Campeggi - Per i campeggi esistenti il PUC prevede operazioni di riqualificazione e di miglioramento della qualità paesaggistica degli interventi. Può essere concertato con i privati il trasferimento degli stessi verso localizzazioni più interne e la eventuale riconversione ad attività alberghiere.
- F4 Nuove aree turistiche - Le nuove aree destinate agli insediamenti turistici vanno individuate presso i centri abitati esistenti.

Zona G - Servizi generali.

Le parti del territorio destinate ad edifici, attrezzature ed impianti, pubblici e privati, riservati a servizi di interesse generale, quali strutture per l'istruzione secondaria, superiore ed universitaria, i beni culturali, la sanità, lo sport e le attività ricreative, il credito, le comunicazioni, o quali mercati generali, parchi, depuratori, impianti di potabilizzazione, inceneritori e simili.

La zona è suddivisa nelle sottozone G1, G2, G4:

- G1 Attrezzature di servizio - Comprendono le strutture per l'istruzione superiore, per la ricerca e la sanità (laboratori, ospedali, cliniche, per la cultura (musei, padiglioni per mostre), direzionali (credito, comunicazioni, uffici). Si attuano con strumenti di pianificazione attuativa ove si prevedano pluralità di funzioni o attraverso progettazione concertata nel caso di interventi unitari per singole funzioni. Il PUC indica i principali assi di collegamento al sistema viario e le sistemazioni ambientali.
- G2 Parchi, strutture per lo sport e il tempo libero - Costituiscono le grandi aree urbane funzionalmente destinate al tempo libero e al miglioramento della qualità ambientale dei centri abitati.
- G4 Infrastrutture a livello di area vasta - Rientrano in questa sottozona gli impianti tecnologici necessari per il funzionamento degli agglomerati urbani (discariche, impianti trattamento rifiuti, impianti di potabilizzazione, centrali elettriche, ...)

Zona H - Salvaguardia.

Le parti del territorio non classificabili secondo i criteri in precedenza definiti e che rivestono un significato speleologico, archeologico, paesaggistico o di particolare interesse per la collettività, quali fascia costiera, fascia attorno agli agglomerati urbani, fascia di rispetto cimiteriale, fascia lungo le strade statali provinciali e comunali.

La zona è suddivisa in H1, H2, H3:

- H1 Zona archeologica - Sono le aree di sedime del monumento e quelle circostanti tali da consentire l'integrità e la tutela del bene. Gli interventi sono orientati unicamente alla conservazione del bene. Eventuali edifici in contrasto con il contesto sono oggetto, ove possibile, di prescrizioni per la riqualificazione.
- H2 Zona di pregio paesaggistico - Sono le aree individuate come beni paesaggistici nelle quali gli interventi sono orientati unicamente alla conservazione del bene.
- H3 Zona di salvaguardia ambientale - Sono le aree di salvaguardia ambientale (elevata pericolosità da PAI, di bonifica ambientale, ecc.)

Area di rispetto1 – Archeologica.

Sono le aree limitrofe alla zona H1 o interessate da modesti ritrovamenti archeologici. In tali aree è preclusa l'edificazione ma non viene modificata la destinazione di zona. Gli interventi possibili sono soggetti ad Autorizzazione da parte della Soprintendenza Archeologica.

Area di rispetto 2 – Paesaggistica.

Sono le aree individuate come beni paesaggistici o limitrofe alla zona H2. In tali aree è preclusa l'edificazione ma non viene modificata la destinazione di zona.

Area di rispetto 3 – Paesaggistica.

Sono le aree individuate come beni paesaggistici o limitrofe alla zona H2. In tali aree è consentita l'edificazione, soggetta ad autorizzazione paesaggistica, ma non viene modificata la destinazione di zona. 5.3.4)

Area di rispetto 4 – Beni Identitari.

Sono le aree limitrofe ai beni identitari. In tali aree è consentita l'edificazione subordinatamente a specifica disciplina ma non viene modificata la destinazione di zona.

Area di rispetto 5 – Cimiteriale

Sono le aree limitrofe al perimetro del cimitero. In tali aree è preclusa l'edificazione, ma non viene modificata la destinazione di zona.

Area di rispetto 6 – Stradale.

Sono le aree limitrofe al confine stradale così come definito dal codice della strada (D.Lgs.285/1992 e ss. mm. ii). In tali aree è preclusa l'edificazione ma non viene modificata la destinazione di zona. Possono essere realizzati esclusivamente volumi ed impianti tecnici (es. stazione di servizio limitatamente agli impianti).

Zona S - Spazi Pubblici.

Le parti di territorio da destinare quale spazi pubblici riservati alle attività collettive, a verde pubblico o a parcheggi, con esclusione degli spazi destinati alle sedi viarie:

Tale spazi sono ripartiti, di norma, nel modo appresso indicato:

- S1 - aree per l'istruzione, asili nido, scuole materne e scuole d'obbligo;
- S2 - aree per attrezzature di interesse comune, religiose, culturali, sociali, assistenziali, sanitarie, amministrative, per pubblici servizi (uffici P.T., protezione civile, ecc.) ed altre;
- S3 - aree per spazi pubblici attrezzati a parco e per il gioco e lo sport, effettivamente utilizzabili per tali impianti con esclusione di fasce verdi lungo le strade;
- S4 - aree per parcheggi pubblici, in aggiunta alla superficie a parcheggio prevista dall'art.18 della L. 765; tali aree, in casi speciali, potranno essere distribuite su diversi livelli.

Articolo 11 - Zone E - Agricole

Sono le parti del territorio destinate ad usi agricoli con edifici, attrezzature ed impianti connessi al settore agropastorale e a quello della pesca, e alla valorizzazione dei loro prodotti. Le seguenti norme sulle zone Agricole, nel rispetto della direttiva sulle zone agricole e s.m. (DPGR 6.08.1994 n. 228).

Il PUC suddivide le zone agricole in 2 sottozone:

Sottozona E2.1: Zona Area di primaria importanza per la funzione agricola produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni. – **"AREA DELLA BONIFICA "PIANA DI ARBOREA"**

Sottozona E2.2 : Area di primaria importanza per la funzione agricola produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni. – **"AREA DELLA BONIFICA "EX STAGNO DEL SASSU"**

Sottozona E5: Area marginale per attività agricola nella quale è rimasta l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità Ambientale

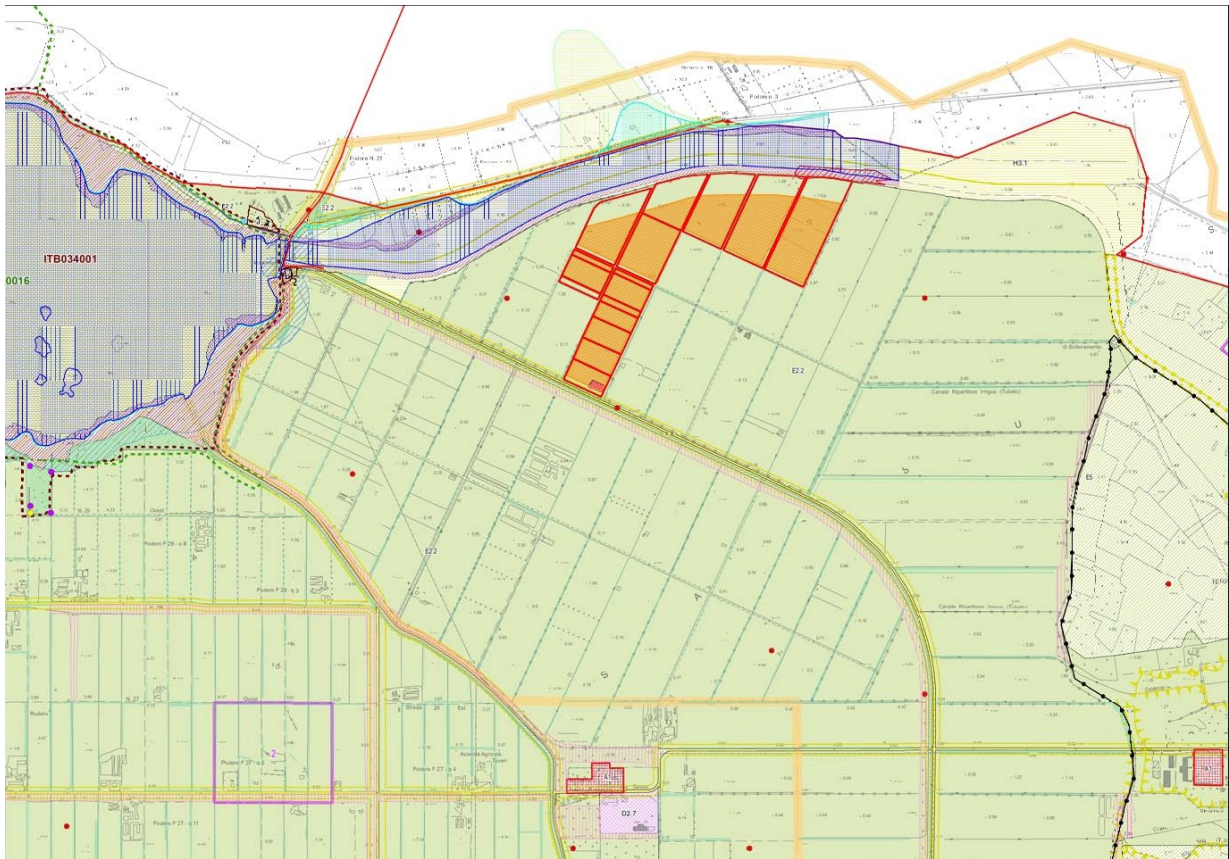
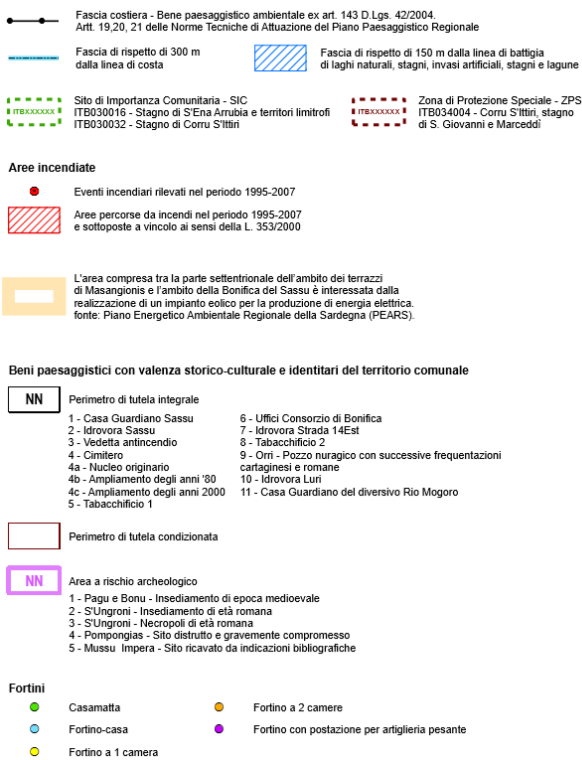


Immagine 1.5: Inquadramento in larga scala con zonizzazione del Piano Urbanistico Comunale di Arborea



Zona D - Zona industriale artigianale e commerciale

- D2 - Inseediamenti produttivi commerciali, artigianali, industriali
- D2.1 - Aree produttive per la trasformazione di prodotti agricoli
- D2.2 - Aree produttive per la trasformazione di prodotti agricoli
- D2.2.1 - Impianto di depurazione a servizio delle aree produttive per la trasformazione di prodotti agricoli
- D2.3 - Aree produttive per trasformazione di prodotti agricoli di nuova formazione
- D2.4 - Zona artigianale con Piano di Lottizzazione approvato
- D2.5 - Piano Inseediamenti Produttivi
- D2.6 - Zona D "Ex Tabacchificio" sottoposta a Piano di Recupero
- D2.7 - Nuovo Piano di Inseediamenti Produttivi
- D2.8 - Inseediamenti produttivi commerciali, artigianali, industriali di nuova formazione
- D2.9 - Inseediamenti produttivi commerciali, artigianali, industriali di nuova formazione
- D2.10 - Attività industriali e di commercio esistente - Lavorazione mitili
- D2.11 - Zona artigianale con Piano di Lottizzazione già approvato
- D2.12 - Officina Poli

Zona E - Agricola

- E2 - Aree di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva
- E2.1 - Ambito della bonifica della piana di Arborea
- E2.2 - Ambito della bonifica del Sassu
- E5 - Aree marginali per l'attività agricola

Zona F - Turistica

- F1 - Inseediamenti turistici pianificati
- F2 - Inseediamenti turistici spontanei (interventi ante Legge 06/08/1967, n. 765)
- F3 - Campeggi
- F4 - Nuove aree turistiche
- F4.1 - Tanca Marchesa
- F4.2 - Marceddi
- F4.3 - Luri
- F4.4 - Albergo La Pineta
- F4.5 - Su Ungroni

Immagine 1.5.1: Legenda PUC

Comune di Santa Giusta

La linea di connessione ricade in parte nel Comune di Santa Giusta.

La linea di connessione ricade nella zona E, definita come "Zona agricola". Tale zona è suddivisa a sua volta in sottozone:

Sottozona E1: a produzione agricola tipica e specializzata.

Sottozona E2: a estensione prevalente con funzione agricolo-produttiva.

Sottozona E3: aree poste in prossimità delle direttrici di espansione dell'abitato (Corte Baccas).

Sottozona E4: borgata di Cirras con centro rurale.

Sottozona E5: aree pascolative, vallive del Monte Arci.

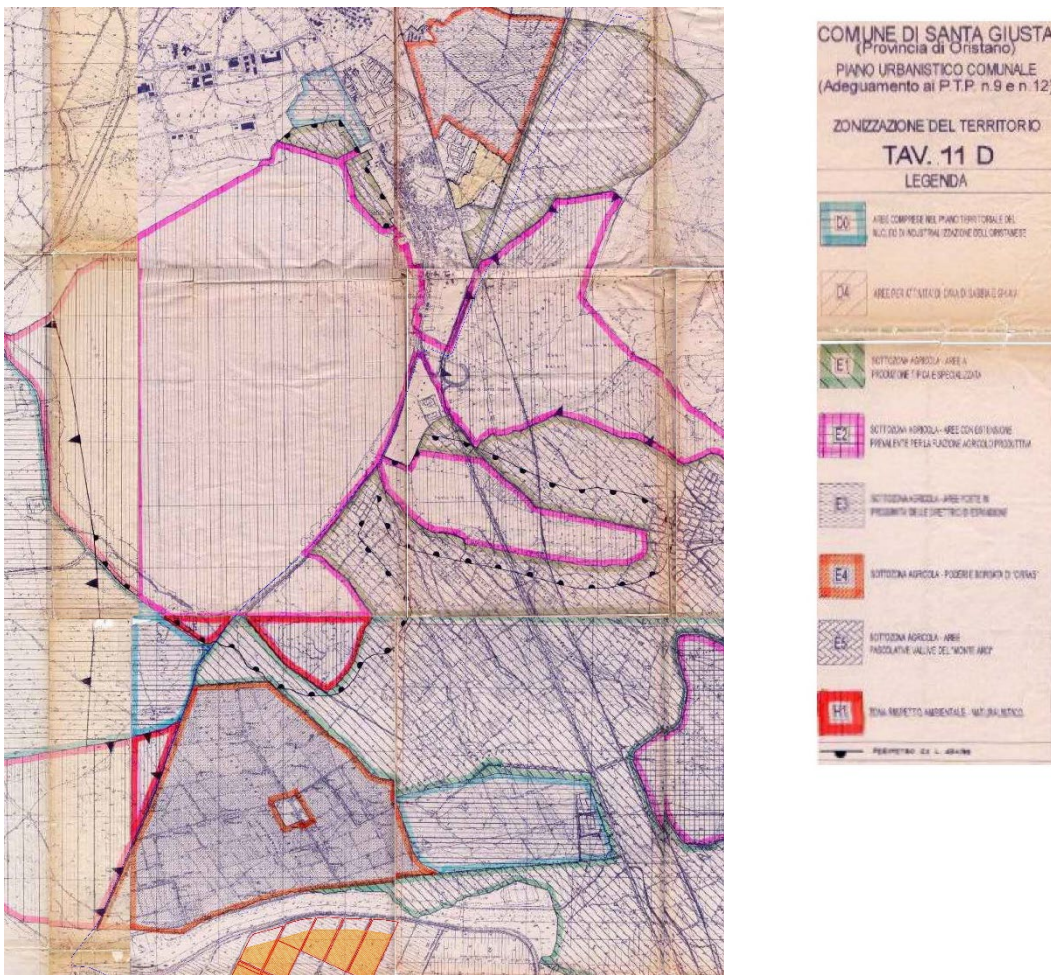


Immagine 1.6: Inquadramento zonizzazione PUC Santa Giusta – Leggenda

Comune di Oristano

Parte della linea di connessione e la SE ricadono nel Comune di Oristano.

La SE ricade in zona G4.

Il Piano Urbanistico Comunale disciplina l'attività urbanistica ed edilizia nel territorio comunale, nonché le destinazioni d'uso ed il controllo sull'attuazione degli interventi ed è vigente dal 27.08.2015.

ART. 63 - ZONA OMOGENEA G – SERVIZI GENERALI

Sono classificate zone G le aree di Servizi Generali destinate ad attrezzature di servizio, parchi, strutture per lo sport e il tempo libero, aree militari e tutte quelle infrastrutture di area vasta. Destinazioni d'uso consentite:

- Uffici pubblici e privati di interesse collettivo;
- Servizi per l'istruzione secondaria, superiore o universitaria;
- Servizi socio-culturali, biblioteche, mediateche, musei, aule espositive, cinema ed attrezzature per il tempo libero in genere;
- Servizi socio-sanitari e per l'assistenza, residenze sanitarie protette, pensionati e case di cura, centri per la salute ed il benessere psicofisico, ambulatori;
- Attività ricettive alberghiere ed extralberghiere, centri congressi e servizi connessi; - Impianti per attività culturali, sportive e ricreative;
- Infrastrutture e servizi per il sistema dei trasporti e delle reti tecnologiche;
- Attività commerciali al dettaglio e all'ingrosso, mercati rionali, zonali o generali e relativi servizi connessi al sistema commerciale;
- Attrezzatura e servizi operanti nei settori produttivi, del terziario avanzato e specializzato a sostegno delle imprese, cooperative ed associazioni produttori in genere;
- Sedi istituzionali e direzionali pubbliche e private, sedi di rappresentanza, uffici statali e regionali decentrati;
- Verde attrezzato e parchi comunali con relativi servizi connessi;
- Usi assimilabili ai precedenti
- Altre destinazioni d'uso compatibili con la vocazione dalla sottozona di riferimento
- Servizi tecnici urbani

ART. 71 - SOTTOZONA "G4_3 – INFRASTRUTTURE E IMPIANTI TECNOLOGICI"

Sono le zone destinate ad accogliere gli impianti tecnici relativi alle reti tecnologiche urbane: impianti di depurazione, centrali di sollevamento, impianti di potabilizzazione, ecc.

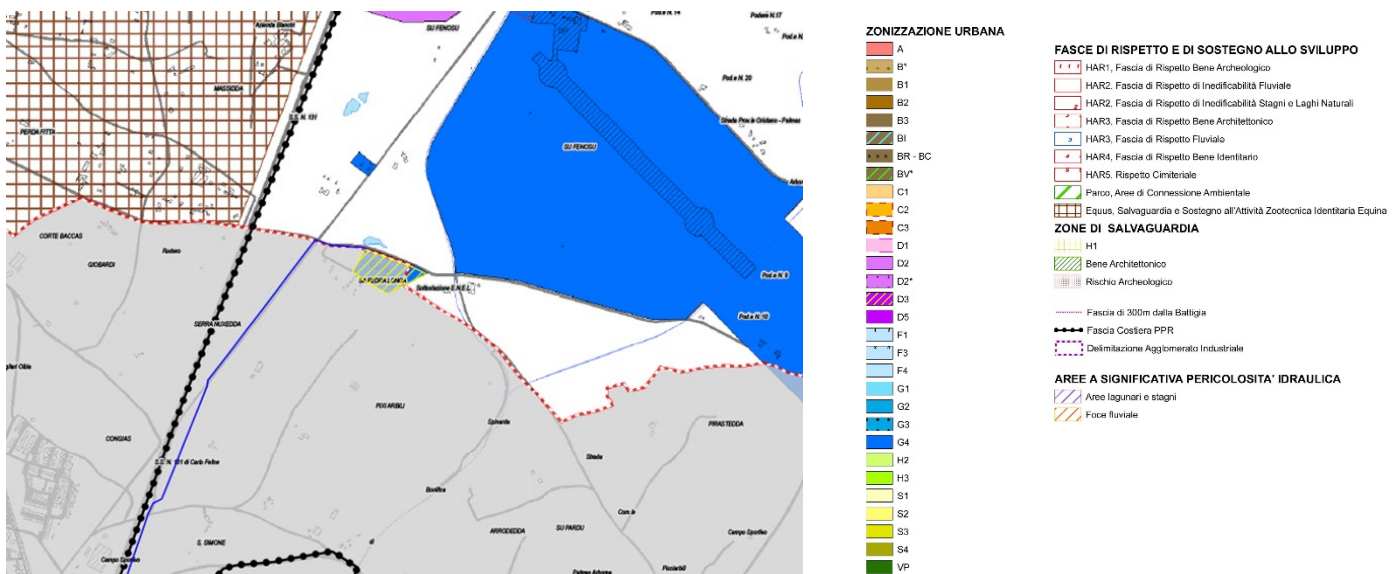


Immagine 1.7: Inquadramento zonizzazione PUC Oristano - Leggenda

Per quanto riguarda specificamente i terreni destinati ad ospitare il campo fotovoltaico, questi non ricadono in aree soggette a tutela naturalistica di alcun tipo. Per maggiori approfondimenti sull'analisi vincolistica si rimanda agli elaborati del SIA.

Dall'analisi degli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale e ambientale esaminati, si può ragionevolmente concludere che il progetto dell'impianto fotovoltaico in studio sia pienamente compatibile con i vincoli, le tutele, i piani e i programmi attualmente vigenti sui terreni e sulle aree coinvolte.

Si evidenzia che:

Ai sensi dell'art. 12, comma 1, del D. Lgs. 387/03, sono considerati di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti le opere, comprese quelle connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione ed esercizio, per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Matrice sintetica di coerenza tra quadro programmatico e proposta progettuale

Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO COMUNITARIO	
	COERENZA
Libro Bianco	X
Direttiva 2001/77/CE	X
Direttiva 2003/96/CE	X
Libro Verde	X
Piano di Azione	X
Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO NAZIONALE	
PEN	X
DI 16/3/1999, n.79	X
Libro Bianco	X
DI 387/03	X
Linee Guida settembre 2010	X
Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO REGIONALE, PROVINCIALE COMUNALE	
POR FESR/ Sardegna	X
Piano Energetico Ambientale Regionale PEAR Sardegna	X
PSR 2007-2013/ Sardegna	X
Piano Qualità dell'Aria/ Sardegna	X
PFAR/ Sardegna	X
PPR/ Sardegna	X
PAI/ Sardegna	X
PTA/ Sardegna	X
PUC Uta	X
PUC Uta	X
Piano Regolatore Territoriale dell'Area Industriale di Cagliari - CACIP	X
Coerenza del progetto rispetto al QUADRO VINCOLISTICO	
Vincoli e segnalazioni architettonici e archeologici	X
Vincolo idrogeologico / PAI	X
Parchi Nazionali Istituiti	X
Parchi Regionali Istituiti	X
Monumenti Nazionali istituiti	X
Aree della rete Natura 2000 (SIC, ZPS)	X
Oasi di Protezione Permanente e cattura OPP	X
Altre aree di interesse naturalistico previste dalla LR 31/89 e non istituite	X
Vincoli demaniali e servitù pubbliche	X
Aree percorse da incendio	X
Perimetrazione del sito di interesse nazionale Sulcis-Iglesiente-Guspinese	X

2 PARTE SECONDA – Stima producibilità e dimensionamento dell'impianto

2.1 SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico è la seguente:

L'impianto, oggetto del presente documento, è posizionato a terra su strutture di supporto ad inseguimento solare. La zona in cui è ubicato l'impianto ha destinazione urbanistica agricola-pastorale e non è soggetta a vincolo paesaggistico.

Disponibilità della fonte solare

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

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

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

2.2 DIMENSIONAMENTO DELL' IMPIANTO

Impianto "SUN LEGACY"

L'impianto in progetto è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione.

Ha una potenza totale pari a **40,8960 kW** e una produzione di energia annua pari a **63.360.492,53 kWh** (equivalente a **1.549,31 kWh/kW**), derivante da 57.600 moduli che occupano una superficie di 181.159,93 m², ed è composto da 1 generatore.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	Sun Legacy srl - Rappresentante Legale RAFFAELLO GIACCHETTI
Indirizzo	
CAP Comune (Provincia)	09092 Arborea (OR)
Latitudine	39° 7740 N
Longitudine	8° 581407 E
Altitudine	7 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	5 677.10 MJ/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	181 159,93 m²
Numero totale moduli	57 600
Numero totale inverter	6
Energia totale annua	63 360 492,53 kWh
Potenza totale	40, 8960 kW
Potenza fase L1	13 632.000 kW
Potenza fase L2	13 632.000 kW
Potenza fase L3	13 632.000 kW
Energia per kW	1 549.31 kWh/kW
Sistema di accumulo	Assente
Capacità di accumulo utile	-
Capacità di accumulo nominale	-
BOS standard	74.97 %

2.3 ANALISI DEI COSTI

Costo di realizzazione impianto

Costo totale di realizzazione

Il costo stimato per la realizzazione dell'impianto è descritto nel dettaglio nell'elaborato RELAPROG017_quadro economico.

Impegno spesa

L'impegno di spesa effettivamente sostenuto può così riepilogarsi:

Descrizione	Importo
Costo Totale Impianto	€ 26.464.688,46

Impegno di spesa	€ 26.464.688,46
-------------------------	------------------------

Costi di esercizio

Costi una tantum

Sono da considerarsi i seguenti costi di natura tecnologica, necessari per una corretta valutazione economica dell'impianto:

Descrizione	Anno	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione straordinaria	10	10,00	113,81	4.654.373,76
Sostituzione inverter	10	5,00	56,91	2.327.391,36

Costi periodici

I seguenti costi, periodici, si rendono necessari per un corretto esercizio dell'impianto:

Descrizione	Periodo	Durata	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione	1	20		10,00	408.960
Assicurazione	1	20		3,00	122.688

2.4 RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	11 848.41
TEP risparmiate in 20 anni	217 760.87

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	30 032 873.46	23 633.46	27 054.93	887.05
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	551 971 402.32	434 357.24	497 240.06	16 302.95

L'energia stimata come produzione del primo anno sarà di **63 360 492.53 kWh**, (equivalente a **1.549,31 kWh/kW**).

3 PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili

3.1 Strutture di fissaggio

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

I trackers sono realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato resistente alla corrosione e bulloneria in acciaio, e sono mossi da un motorino magnetico passo-passo

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

Le strutture dei tracker sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest). Ogni tracker è dotato di un motorino a vite senza fine, che trasmette il moto rotazionale al mozzo.

L'angolo di rotazione del mozzo è di $\pm 45^\circ$ rispetto all'orizzontale, e la motorizzazione del mozzo è alimentata da un kit integrato comprendente un piccolo modulo fotovoltaico dedicato una batteria di accumulo, e non necessita di alimentazione esterna.

3.2 Cabine elettriche

Nel campo fotovoltaico sono presenti 6 cabine di trasformazione con dimensioni 2,50 X 12,20 m, 1 cabine di parallelo e una cabina di consegna, atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente alla rete privata nella cabina primaria "SUN LEGACY" di nuova realizzazione da ubicarsi al F. 2 mapp. 199 del comune di Arborea.



Immagine 3.1: tipologia tracker



Immagine 3.2: tipologia cabina inverter

3.3 Altri locali accessori

Oltre alle cabine elettriche, è prevista una control room di dimensioni 6,15 x 2,40 e un piccolo locale con wc chimico di dimensioni 2,00 x 1,20.



Immagine 3.3: control room e wc chimico

3.4 Impianto generale di terra

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

3.5 Cavidotti interrati e connessione alla rete elettrica

Il cavidotto verrà posato su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dagli standard ENEL.

Linea BT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotta di 40 X 70 cm. Calcolando una lunghezza dello scavo per le canalizzazioni dei blocchi elettrici pari a 6.070 metri, lo scavo movimenterà un totale di 1.700 mc di materiale.

LINEA BT				
Tratto	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
Totale linea BT	6.070	0,40	0,70	1.700

Linea MT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotto di 40 X 70 cm. Calcolando una lunghezza totale dello scavo pari a 1.960 metri, interni al lotto, lo scavo movimenterà un totale di 549 mc di materiale.

LINEA MT				
Tratto	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
Totale linea MT	1.960	0,40	0,70	549

Linea AT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotto di 70 X 110 cm, calcolando una lunghezza dello scavo pari a 10.855 metri, lo scavo movimenterà un totale di 8.358 mc di materiale.

VOLUMI DI SCAVO LINEA AT				
Tratto SSE - SE	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
Totale linea AT	10.855	0,70	1,10	8.358

La connessione alla rete avverrà attraverso un collegamento interrato in AT della lunghezza di circa 10.855 m uscente dalla cabina in MT/AT (da ubicarsi all'interno dell'area di progetto F. 2, mappale 199 del Comune di Arborea) e arriverà al punto di consegna previsto nella stazione elettrica RTN Terna ubicata nel Comune di Oristano.

Circa il 60% del terreno escavato per i cavidotti BT e MT sarà riutilizzato per il riempimento dello scavo; la restante parte sarà utilizzata nell'impianto per rimodellamenti puntuali durante l'installazione dei tracker e delle cabine. La eventuale parte eccedente sarà sparsa uniformemente su tutta l'area del sito a disposizione, per uno spessore limitato a pochi centimetri, mantenendo la morfologia originale dei terreni.

Il completamento dei cavidotti nel loro complesso (BT e MT) richiederà l'utilizzo di circa 321,2 m³ di sabbia (per l'allettamento del fondo scavo) e 642,4 m³ di inerte di cava a granulometria variabile (per la chiusura della parte superiore dello scavo).

Il completamento del cavidotto AT richiederà l'utilizzo di circa 760 m³ di sabbia (per l'allettamento del fondo scavo) e 1520 m³ di inerte di cava a granulometria variabile (per la chiusura della parte superiore dello scavo).

3.6 Strada di accesso al sito

L'accesso al sito avverrà fondamentalmente dalla strada vicinale che si collega alla Strada Provinciale n. 49 che si trova a ovest del lotto, lungo tutto il resto del perimetro sono presenti delle strade serrate che garantiscono l'accesso anche su gli altri lati. L'opera in progetto prevede in ogni caso la realizzazione di una viabilità interna di raccordo dei filari di pannelli, esclusa al traffico civile, comunque percorribile anche da autovetture ed utilizzata anche per la fase di cantiere. Si prevederà la predisposizione di una strada la cui circolazione sarà possibile anche in caso di maltempo (salvo neve e/o ghiaccio); a questo scopo il fondo della carreggiata avrà sufficiente portanza, ottenibile mediante la formazione di una massicciata o inghiaatura (l'asfaltatura è da escludere) ed attraverso il costipamento dello strato costituito da granulare misto stabilizzato con macchine idonee.

Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza (massima 3 metri) va contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli e sarà assicurata una continua manutenzione. Tale disponibilità di una rete viabile adeguata alle necessità dei lavori costituisce premessa irrinunciabile per lo svolgimento degli stessi e per le successive opere di manutenzione ordinaria che dovranno effettuarsi negli anni successivi alla realizzazione dell'investimento.

3.7 Recinzione

Contestualmente all'installazione dell'impianto fotovoltaico in progetto si prevede la realizzazione di una recinzione lungo il perimetro di confine allo scopo di proteggere l'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà solo con la sola infissione dei pali a sostegno, ad eccezione dell'area di accesso in cui sono presenti dei pilastri a sostegno della cancellata.

Lungo i margini del lotto adiacenti ai confinanti, la recinzione verrà realizzata lungo il confine stesso, mentre sui fronti stradali verrà arretrata di 5 m e verrà realizzata una fascia alberata di schermatura.

I sostegni che verranno utilizzati, saranno pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 2,4 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari 0,6 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale".

Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato nelle immagini seguenti.



Immagine 3.4: Tipologia recinzione



Immagine 3.5: Tipologia palo videosorveglianza



Immagine 3.6: Tipologia di recinzione utilizzata e palo videosorveglianza



Immagine 3.7: Tipologia cancello d'ingresso

La recinzione, per tutta la lunghezza del confine, verrà posizionata ad un'altezza da terra di circa 20 cm, al fine di permettere alla piccola fauna presente nella zona di utilizzare l'area di impianto.

Al fine di creare una barriera visiva continuativa si procederà con la piantumazione di essenze arboree a rapido accrescimento quali ulivo, corbezzolo e leccio, che al contempo non si sviluppino eccessivamente in altezza. Sarà inoltre inserita una fascia di arbusti mediterranei quali lentischio, mirto e ginestrella comune atta a colmare gli spazi tra un albero e l'altro i quali avranno un sesto di impianto di 2/3 metri. Lungo i confini stradali si provvederà a creare la fascia di mitigazione così come descritta in progetto alla TAVPROG08, con l'arretramento della recinzione di 5 m e la messa a dimora di una doppia fila alberata composta da essenze più alte vicino alla recinzione e da arbusti accanto al ciglio stradale, la cui dimensione non influenzerà la resa produttiva dell'impianto tramite fenomeni di ombreggiamento.

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una parziale barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto.



lato Nord-Est



lato Sud-Est



lato Nord-Ovest

4. PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto fotovoltaico.

Di seguito verranno analizzate le varie componenti dell’impianto e le loro caratteristiche tecniche.

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

- CAMPI: 6
- N° MODULI FOTOVOLTAICI: 57.600

I moduli utilizzati per il progetto sono in silicio monocristallino, Mysolar-GOLD-HJT-bifacial modello MS710N-HJTGB da 710 Watt, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

SPECIFICATIONS (STC*)

Module Type	MS690N-HJTGB	MS695N-HJTGB	MS700N-HJTGB	MS705N-HJTGB	MS710N-HJTGB
	STC	STC	STC	STC	STC
Maximum Power (Pmax)	690Wp	695Wp	700Wp	705Wp	710Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.80V	41.95V	42.10V	42.25V	42.40V
Maximum Power Current (Imp)	16,51A	16,57A	16,63A	16,69A	16,75A
Open-circuit Voltage (Voc)	49,82V	49,95V	50,13V	50,29V	50,44V
Short-circuit Current (Isc)	17,31A	17,37A	17,43A	17,49A	17,55A
Module Efficiency STC (%)	22,21%	22,37%	22,53%	22,69%	22,86%
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	30A				
Power Tolerance	0~+6W				
Temperature Coefficients of Pmax	-0,260%/°C				
Temperature Coefficients of Voc	-0,240%/°C				
Temperature Coefficients of Isc	0,040%/°C				
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42,30±2°C				

REAR SIDE POWER GAIN (BIFACIAL OUTPUT, FOR 700W)

Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power (Pmax)	735Wp	770Wp	805Wp	840Wp	875Wp	910Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V
Maximum Power Current (Imp)	17,45A	18,28A	19,12A	19,95A	20,78A	21,62A
Open-circuit Voltage (Voc)	50,13V	50,13V	50,13V	50,22V	50,22V	50,22V
Short-circuit Current (Isc)	18,30A	19,17A	20,04A	20,92A	21,78A	22,65A

NMOT* (Nominal Module Operating Temperature):
Irradiance 800W/sqm, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

*Power measurement tolerance: -/+3%

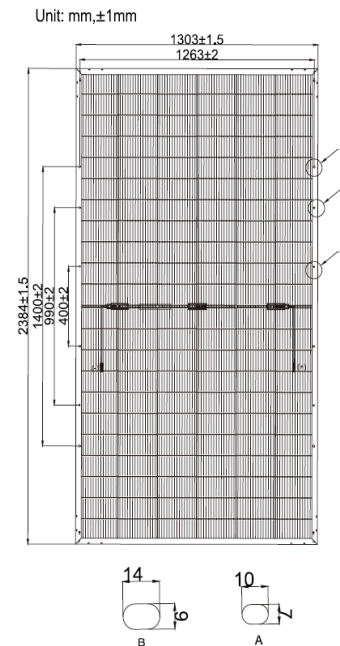
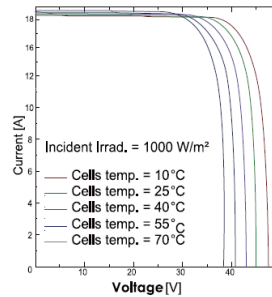
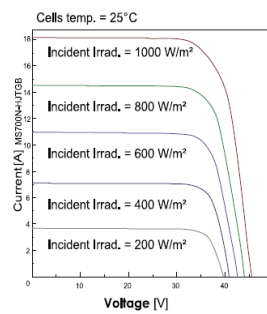
Mechanical Characteristics

Cell Type	N-type HJT 210×210mm
No. of cells	132 (6*22)
Dimensions	2384×1303×35mm (±1mm)
Weight	38.80KG ±2%
Glass	2.0mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Tempered Glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 Rated, 3 diodes
Cable & Connector	4mm ² cable: +1.4m/-1.4m or +0.3m/-0.3m or Customized, MC4 compatible

Packaging Info

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 558pcs/40'HQ Container



4.2 INVERTER

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Nel caso specifico, verranno installati 6 inverter MV Power Station 6000 (uno per campo) prodotti da SMA avente le seguenti caratteristiche:

Ingresso CC	
Tensione d'ingresso massima	1500 V
Corrente d'ingresso massima	2 x 3200 A
Numero ingressi CC	2 x 24 bipolare protetta (2 x 32 A unipolare protetta)
Valori di fusibili disponibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Uscita CA	
Potenza CA standard a +35 °C / +40 °C / +45 °C*	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
Potenza CA opzionale a +35 °C / +50 °C / +55 °C*	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
Tensione nominale CA	11 kV a 35 kV
Tolleranza sulla tensione CA	±10 %
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz**
Gruppi di commutazione del trasformatore	Dy11y11 / YNd11d11**
Corrente d'uscita massima a 33 kV	105 A
Fattori di distorsione massimo	< 3 %
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo

Uscita CA	
Fasi di immissione	3
* Dato riferito all'inverter; dipende dall'opzione a 1000 m	
** Opzionale	
Grado di rendimento	
Grado di rendimento massimo*	98,7 %
Grado di rendimento europeo*	98,6 %
Grado di rendimento CEC*	98,5 %
* Dato riferito all'inverter	
Dati generali	
Larghezza x altezza x profondità (dimensioni di trasporto)	12192 mm x 2896 mm x 2438 mm
Peso	< 26,0 t
Autoconsumo massimo*	< 16,2 kW
Autoconsumo con carico parziale*	< 3,6 kW
Autoconsumo medio*	< 4,0 kW
Consumo in standby*	< 740 W
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (non condensante)	15% a 95%
Altitudine operativa massima s.l.m.	1000 m
Altitudine operativa massima s.l.m. con opzione "Installazione in quota"	2000 m / 3000 m / 4000 m
Fabbisogno d'aria fresca	20000 m ³ /h
Grado di protezione vano a media tensione e vano a bassa tensione secondo IEC 60529	IP23D
Grado di protezione componenti elettronici inverter	IP65
Grado di protezione canale rotaia conduttrice fra inverter e trasformatore MT	IP54
* Dato riferito all'inverter	

4.3 QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.

Il quadro elettrico a valle degli inverter sarà costituito da un armadio metallico avente grado di protezione minimo IP55, completo di telai di fissaggio degli apparecchi, portella, morsettiera, guide DIN, accessori di montaggio, etichette di identificazione degli apparecchi e quant'altro per realizzare il quadro a regola d'arte completi della dichiarazione di conformità del costruttore alle norme CEI 17-13.

4.4 SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE

Nel campo fotovoltaico sono presenti 6 cabine di trasformazione con dimensioni P 2,5 x L 12,2 x H 2,9 metri, 1 cabine di parallelo di dimensioni P 2,44 x L 12,75 x H 2,9 ed una cabina di consegna. Quest'ultima è atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente alla rete Enel (Terna) e per raccolta dell'energia prodotta; nel particolare si hanno:

- un locale riservato all'impianto di consegna dell'Enel/Terna (locale di consegna) con accesso diretto da strada pubblica.
- un locale destinato alla misura dell'energia Enel/Terna (locale misura)

La cabina deve garantire:

- Grado di sismicità S = 12
- Grado di protezione IP = 33 (standard)

In particolare la struttura prefabbricata in cemento armato vibrato, oltre ad avere come riferimento le specifiche di unificazione ENEL, dovrà rispondere alle seguenti normative di riferimento:

Legge 5 novembre 1971 N° 1086 (La nuova disciplina per le opere in conglomerato cementizio armato)

D.M. 09 Gennaio 1996 (Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in c.a. normale...)

Circolare M.LL.PP. 15 Ottobre 1996 n. 252 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per il calcolo...)
legge 2 febbraio 1974 N° 64 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche)

D.M. 3 dicembre 1987 (Norme per le costruzioni prefabbricate) D.M. 16 gennaio 1996 (Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche)

Circolare M.LL.PP. 10 Aprile 1997 n.65 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche in zone sismiche)

D.M. 16 Gennaio 1996 (Norme tecniche per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi)

Circolare M.LL.PP. 4 Luglio 1996 n.156 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per carichi e sovraccarichi).

La Cabina monoblocco è costituita da:

- Struttura scatolare composta dalle quattro pareti laterali e dal pannello pavimento realizzate con un unico getto di calcestruzzo aventi spessore minimo 80 mm
- Pannello di copertura della struttura aventi spessore 80 mm
- Eventuali pannelli di divisione interna, spessore 80 mm, a delimitazione dei locali Ente Pubblico Misure con le seguenti caratteristiche costruttive:
 - Calcestruzzo avente classe RcK 350 Kg/cm² opportunamente additivato con superfluidificante e con impermeabilizzante idonei a garantire una adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità.
 - Armatura metallica interna a tutti i pannelli costituita da doppia rete elettrosaldata e ferro nervato, entrambi in FeB44 K controllato.
 - Collegamento mediante saldatura di tutte le armature metalliche in modo da realizzare e garantire una maglia equipotenziale di terra uniformemente distribuita in tutta la cabina onde consentire il collegamento elettrico all'impianto di terra esterno.
 - Pannello di copertura avente spessore minimo in gronda di cm 8.00 e dimensionato in modo da supportare sovraccarichi accidentali di 400 Kg/mq.
 - Pannello di pavimentazione avente spessore minimo di 80 mm e dimensionato in modo da supportare un carico permanente di 500 Kg/mq e i carichi concentrati dei trasformatori di tensione.
 - Predisposizione del pannello pavimento di appositi cavedi, per il passaggio dei cavi MT/BT in entrata ed in uscita dalla cabina, e di inserti filettati per il fissaggio delle apparecchiature elettromeccaniche.
 - Impermeabilizzazione della copertura mediante l'applicazione a caldo di una guaina bituminosa di mm 4.00 di spessore dopo aver trattato il sottofondo con una mano di Primer.
 - Pareti interne, lisce e senza nervature, tinteggiate con pitture al quarzo di colore bianco.
 - Pareti esterne, tinteggiate con pitture al quarzo ad effetto bucciato, idonee a resistere agli agenti atmosferici anche in ambiente marino, montano, industriale altamente inquinato.
 - La struttura portante dovrà essere dimensionata e calcolata per consentire lo spostamento del monoblocco completo delle apparecchiature elettromeccaniche, trasformatore compreso.

A completamento della cabina sono fornite:

- N° 2 Porte di accesso al locale riservati a Ente Pubblico e Misure lato Ente Pubblico, in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 919, con serrature unificate ENEL DS 988.
- N° 1 Porte di accesso al locale Misure lato Utente, in lamiera zincata e preverniciata, munite di serratura.
- N° 1 Porte di accesso al locale riservati agli inverter, in lamiera zincata e pre verniciata, munite di serratura.
- N° 2 Porte di accesso al locale riservati al trasformatore, in lamiera zincata e pre verniciata, munite di serratura.
- N° 7 Griglie di aerazione in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 927, così suddivise:
 - n° 2 Locale Consegna Ente Pubblico in posizione bassa
 - n° 2 Locale Inverter in posizione bassa
 - n° 2 Locale Inverter in posizione alta

n° 1 Locale Trasformatore in posizione bassa

N° 1 Estrattore per ventilazione forzata nel locale inverter

Il costruttore dovrà inoltre essere in possesso di:

- UNI EN ISO 9002
- Qualifica presso ENEL Servizio Acquisti ed Appalti
- Certificazione delle Prove eseguite come da Norma CEI EN 6133

4.5 ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA E SERVIZI A COMPLETAMENTO:

- Telaio portante con lamiera forata / rete, IP20 per segregazione trasformatore in resina o olio (dimensioni a seconda delle varie disposizioni)
- Accessori antinfortunistici: Estintore a polvere, Lampada emergenza ricaricabile, Guanti isolanti, Pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina

4.6 IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI

E' previsto un quadro elettrico di media tensione per l'alimentazione di tutti i servizi asserviti all'impianto quali:

- Linea luce e forza motrice, locali cabina
- Alimentazione dispositivi di estrazione locale inverter
- Predisposizione per eventuale illuminazione esterna, cancelli automatici, etc.

4.7 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico verranno utilizzati componenti con isolamento verso l'esterno di classe I; per tali componenti la Norma CEI 64-8/4 richiede la connessione delle masse all'impianto di terra esistente. Il collegamento a terra dell'impianto fotovoltaico avverrà portando il conduttore equipotenziale dell'impianto, di colore giallo verde, al collettore EQP di terra. Essendo l'impianto fotovoltaico ubicato all'aperto e sorretto da una struttura metallica sarà necessario un collegamento a terra realizzato per mezzo di un conduttore di terra collegato direttamente al nodo equipotenziale fotovoltaico.

L'impianto fotovoltaico sarà in ogni caso dotato di opportuni limitatori di sovratensione SPD sul circuito in continua in grado di scongiurare l'insorgenza di tensioni pericolose sia in caso di fulminazione diretta che indiretta; in tali impianti è buona norma salvaguardare sempre l'ingresso lato cc degli inverter, che rappresentano dal punto di vista delle sovratensioni il componente più delicato di tutto il sistema, per mezzo

di SPD di classe II o III. In tale impianto quindi sono previsti degli SPD di classe II installati nel quadro elettrico sezionamento stringhe QCC.

Infine per quanto riguarda il funzionamento della sezione in corrente continua verrà adottato il sistema a potenziale flottante, cioè isolato rispetto al potenziale del terreno.

4.8 ELETTRDOTTO

L'elettrodotta verrà realizzata interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna non superiore ad 1,10 mt dalla generatrice superiore del cavidotto.

Il cavidotto verrà posato su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dall'ENEL.

Precisamente, nei tratti in cui si procederà al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70 kg di calcestruzzo per mc per un'altezza di circa 80 cm. Si procederà quindi con la posa di uno strato di 20 cm di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza complessiva pari a 3L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità.

Nei casi in cui lo scavo non interesserà la sede stradale, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici.

I conduttori impiegati, con tensione nominale di 15 kV del tipo ARE4H5EX12/20kV – 2x3x1x185mmq, verranno infilati entro appositi cavidotti aventi diametro 160 mm e con idonee caratteristiche meccaniche di resistenza allo schiacciamento e agli urti, previa predisposizione dello scavo e con successivo rinterro e ripristino della pavimentazione ove necessario e come sopra descritto.

5. PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata

5.1 L'ENERGIA SOLARE

In tempi in cui il fabbisogno di energia elettrica non cessa ad invertire il suo trend sempre crescente, la necessità di svincolarsi dalle fonti energetiche tradizionali, legate ad alti costi e problematiche ambientali, risulta di fondamentale importanza.

Con queste premesse, nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole.

E' noto come in ogni istante il Sole trasmetta sulla Terra circa 1,367 kW per m².

Quindi si può affermare che il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutta l'energia usata nel mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto vaste per raccogliere quantitativi soddisfacenti.

L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettanza delle superfici.

Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente i raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio. La radiazione globale è la somma delle tre e, in Italia, in una bella giornata, può raggiungere un'intensità di 1000-1500 W/m². La media annuale degli apporti solari è di 4,7 kWh/giorno/m², ma gli apporti variano molto con le stagioni, si può infatti passare da un valore di 2,0 kWh/giorno/m² in Sicilia nel mese di dicembre, fino a 7,2 kWh/giorno/m² in luglio.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno, come accennato, sì bisogno di vaste aree, ma anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità poiché non esistono parti in movimento (vita utile superiore a 25 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;
- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica (CO₂) (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica.

Di seguito si elencano i valori delle emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali:

- CO₂ (anidride carbonica): 530 g/kWh
- SO₂ (anidride solforosa): 1,4 g/kWh
- NO₂(ossidi di azoto): 1,9 g/kWh

Si può stimare l'emissione evitata di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni, e notare subito come risulti evidente il gran quantitativo di CO₂, principale gas serra, non immesso nell'atmosfera.

Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

5.2 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico, esso si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (tra cui il silicio, opportunamente trattato) di generare elettricità una volta colpiti dai raggi del sole.

Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

I moduli fotovoltaici, comunemente costituiti da 60/72 celle, possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta intorno al 18-20%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 18 si trasformano in elettricità; per ovviare a questi rendimenti non molto elevati, grazie alla struttura modulare dei pannelli, è possibile accoppiare più celle così da raggiungere potenze variabili tra i 250-400 Watt di picco.

In altre parole, considerando che la superficie di ogni modulo fotovoltaico si aggira intorno a 2 m², per soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 10 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 20 m².

Da questo semplice esempio si può evincere che, a causa della bassa densità energetica dell'energia solare, sono necessarie grandi superfici per arrivare ad alte potenze, quindi risultano indispensabili, al fine di promuovere tale tecnologia pulita, forme di incentivazione economica (emanate dall'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas) per renderla sempre più appetibile sia in piccola che in larga scala.

Tali incentivazioni economiche accoppiate alla grande affidabilità e continuo sviluppo tecnologico, fanno della conversione fotovoltaica il presente e il futuro della generazione d'energia elettrica pulita.

5.3 DIMENSIONAMENTO DELL' IMPIANTO

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel progetto sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo (non presente in questo progetto), permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto in progetto, con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali

5.4 MODULI FOTOVOLTAICI

Allo stato attuale, le tecnologie disponibili per la realizzazione di moduli fotovoltaici si dividono in quattro categorie, elencate in ordine decrescente di rendimento:

- Moduli a eterogiunzione
- Moduli in silicio monocristallino
- Moduli in silicio policristallino
- Moduli in silicio amorfo.

Per completezza, vanno citati anche i moduli fotovoltaici costruiti con tecnologie aerospaziali, che hanno rendimenti doppi rispetto alle tecnologie sopra elencate, ma hanno costi proibitivi e vengono prodotti solo per applicazioni aerospaziali e non esiste produzione industriale per applicazioni tradizionali.

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).

L'efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata tra i 20 e i 25 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta.

Facendo riferimento all'attuale offerta di mercato dei produttori a scala industriale, si possono assumere i seguenti dati medi di rendimento per pannelli reperibili in commercio (si specifica che i dati riguardano pannelli fotovoltaici assemblati e prodotti in serie, e non riguardano la potenza complessiva del pannello. A livello di singolo modulo fotovoltaico, o cella, i produttori dichiarano valori massimi raggiunti in condizioni di laboratorio anche superiori a quelli relativi ai pannelli):

- Moduli a eterogiunzione – 21,5%
- Moduli in silicio monocristallino – 20%
- Moduli in silicio policristallino – 16,7%
- Moduli in silicio amorfo – 8,5%.

Lo stesso ordine decrescente si può assumere anche per la diminuzione di rendimento dei moduli al crescere della temperatura di esercizio.

Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto in progetto è realizzato da Mysolar, in silicio monocristallino, ed ha una potenza di picco di 710 Wp (serie MS710N-HJTGB).

La scelta è motivata dalla elevata potenza specifica del modulo e dalle migliori caratteristiche di rendimento in diverse condizioni ambientali e nel tempo rispetto alle offerte delle altre maggiori case produttrici a livello mondiale.

I moduli della serie SMA Solar sono realizzati con una tecnologia che consente di:

- Ridurre drasticamente il calo intrinseco di rendimento alle alte temperature
- Ridurre la intrinseca degradazione dei moduli indotta dalla prolungata esposizione alla luce
- Aumentare l'efficienza di conversione in condizioni di irraggiamento non ottimale come scarsa luminosità o luminosità diffusa e non diretta
- Ridurre la percentuale di energia incidente che viene persa per riflessione
- Ridurre il calo intrinseco di rendimento nell'arco di vita utile dei moduli
- Massimizzare la produzione di energia durante tutta la vita utile del pannello
- Massimizzare la stabilità di rendimento del pannello nel tempo.

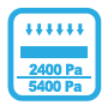
L'efficienza media di tali moduli, certificata dal produttore e garantita per 25 anni, è uguale al 22,5%.

Allo stato attuale, rispetto alle altre tecnologie disponibili, i moduli fotovoltaici scelti per il presente progetto consentono di avere:

- una maggiore potenza installata a parità di superficie occupata
- una maggiore efficienza a parità di irraggiamento del sito di installazione
- una maggiore produzione di energia rinnovabile nel tempo a parità di tutte le altre condizioni.



SMBB HJT CELLS
Mysolar's HJT SMBB technology reduces current heat loss of cells and increases the module efficiency to 22.86% in mass production



Strong and Safe
Mysolar panels are certified to withstand 2400 Pa negative load of wind and 5400 Pa positive load of snow.



1500V System Voltage
Mysolar panels are of 1500V system voltage design compatible to 1500V and reduces BoS cost greatly.



No LID, no PID
Zero B-O band on N-type HJT cells results in zero LID to the modules. TCO Surface layers on the HJT avoid PID to the modules.



Better Low Light Output
Mysolar uses the best solar glass, cells, and assembling technology to guarantee good performance in cloudy days or low light conditions.



Salt-resistant & Ammonia-Resistant
Mysolar solar panels are salt mist and ammonia resistance certified.



Positive Tolerance
Mysolar guarantees that all solar modules manufactured by Mysolar have 0-6W positive tolerance.



Confident Warranty
Mysolar offers 30 years limited product warranty and 30 years performance warranty for the Shingled and HJT panels.



Dual Side Power Producing
Mysolar HJT bifacial panels have up to 95% bifaciality, generate up to 25.5% more energy yield



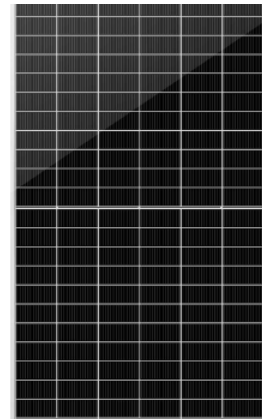
Higher Output
With the Patented HJT technology, Mysolar's panels have up to 710W output, much higher than its competitors'.



High Reliability
Mysolar has complete testing facilities for tests of UV, TC, HF, EL, etc tests. 100% of Mysolar panels were tested & minimumly twice EL tests guaranteed.

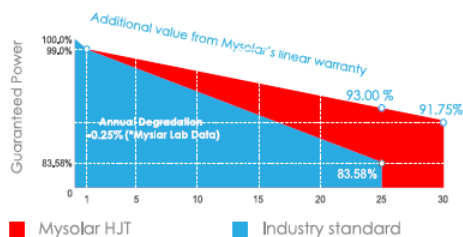


More Options for Solar Projects
More possible purposes like vertical installations, BIPV's, areas of high humidity, strong wind/snow, and deserts



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

30 Year Product Warranty · 30 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015 Quality management systems
- ISO14001: 2015 Quality management systems
- ISO45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



Figura 5.1 – principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici adottati

5.5 TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE

Il rendimento e la produttività di un impianto fotovoltaico dipendono da numerosi fattori, non soltanto dalla potenza nominale e dall'efficienza dei pannelli installati.

La resa complessiva dell'impianto dipende anche dal posizionamento dei pannelli, dalla struttura elettrica del loro collegamento in stringhe e sottocampi, dalla tipologia e dalle prestazioni dei componenti di raccolta e conversione dell'energia prodotta, dalla tipologia e dalla lunghezza dei cablaggi e dei cavi utilizzati per il trasporto dell'energia.

Oltre al posizionamento dei pannelli in configurazione fissa, che consente di massimizzare la captazione di energia radiante del sole nelle fasce orarie centrali della giornata, esistono anche tecnologie di inseguimento solare, che possono essere ad un asse o a due assi.

Tali tecnologie prevedono il montaggio dei pannelli su strutture dotate di motorizzazione che, opportunamente sincronizzata e comandata a seconda della latitudine del sito di installazione, modificano l'inclinazione dei pannelli durante l'intera giornata per far sì che questi si trovino sempre nella posizione ottimale rispetto all'incidenza dei raggi solari.

L'inseguimento monoassiale prevede che i pannelli siano montati con esposizione a sud, e oscillino lungo l'asse est-ovest durante il giorno; l'inseguimento biassiale fa invece muovere i pannelli lungo i due assi nord-sud ed est-ovest.

A parità di potenza installata, e rispetto alla configurazione fissa classica, l'inseguimento biassiale garantisce ovviamente la massima producibilità dell'impianto, ma richiede spazi di installazione notevolmente superiori rispetto all'inseguimento monoassiale, in quanto le strutture hanno bisogno di maggior spazio libero per evitare ombreggiamenti reciproci.

Per l'impianto in progetto si è optato per una tecnologia ad inseguimento monoassiale, che permette di avere, con ingombri praticamente simili a quelli richiesti da una configurazione fissa, una producibilità superiore di almeno il 25% durante l'anno.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli saranno orientati a Sud con inclinazione variabile da -45° a $+45^\circ$, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento con la tecnologia ad inseguimento ad un asse.

I moduli sono disposti secondo file parallele; la distanza tra le stringhe è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località. Come si può facilmente verificare tale angolo limite è dato da:

$$\alpha = 90^\circ \text{Lat} - 23,5^\circ$$

Per una località situata alla latitudine di $42,24^\circ$ Nord, l'angolo limite è pari a $25,6^\circ$; detta h l'altezza dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di appoggio la distanza tra le file deve essere almeno pari a:

$$d = h / \text{tg}\alpha.$$

5.6 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Nel complesso, l'impianto fotovoltaico in progetto è stato progettato per avere un'alta efficienza e minimizzare le perdite intrinseche dovute ai processi di conversione e vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dai pannelli.

La progettazione elettrica dei componenti utilizzati e delle loro connessioni è stata eseguita tenendo conto delle migliori soluzioni disponibili in termini di impatto sull'ambiente e stabilità del sistema.

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto, in base al calcolo di irraggiamento dai dati della Norma UNI 10349.

L'energia effettivamente producibile va poi calcolata tenendo conto dei rendimenti delle diverse sezioni dell'impianto, in particolare il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005 fissa i seguenti requisiti minimi da dimostrare in fase di collaudo:

- $P_{cc} > 0,85 P_{nom} \times I / I_{stc}$
- $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$ (tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata)

dove:

- P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$.
- P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico.
- I = Irraggiamento in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$.
- I_{stc} = $1000 W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.
- P_{ca} = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto definitivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare sono stati adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; vengono inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezione adeguata a ridurre le perdite sul lato corrente continua

Alla luce di quanto sopra, il bilancio esteso delle perdite nelle varie sezioni del sistema è riportato nello schema seguente:

- perdite per scostamento delle condizioni di targa (temperatura) 6%
- perdite per mismatching tra le stringhe 2%
- perdite in corrente continua 5%
- perdite sul sistema di conversione CC/CA 1%
- perdite per basso soleggiamento e per ombreggiamento reciproco 2%
- perdite per polluzione sui moduli 1%

per cui il rendimento stimato del sistema è pari a: $\eta_{\text{SIST}} = 77\%$, tenendo conto degli inevitabili fermi di impianto, si può assumere un rendimento totale pari al 75%.

Ogni sottocampo in cui è diviso l'impianto è dotato di cabina di trasformazione.

Ogni trasformatore è raffreddato a secco, evitando così la presenza di fluidi di raffreddamento potenzialmente dannosi per l'ambiente.

I gruppi di conversione saranno collegati in un apposito quadro a formare lato C.A. un sistema trifase connesso a due trasformatori BT/MT per ogni sottocampo.

L'uscita MT dei trasformatori a 20 kV trifase sarà collegata a sua volta alle apparecchiature di manovra e sezionamento della rete di raccolta energia, che convoglierà tutta l'energia ad una stazione di trasformazione 220 kV che verrà connessa a sua volta alla rete RTN di Terna.

I quadri necessari per la realizzazione il parallelo delle stringhe saranno del tipo SMA Sunny String Monitor Cabinet, hanno anche la funzione di sezionare localmente le stringhe di moduli fotovoltaici costituenti il campo e attraverso sistema di monitoraggio delle correnti di stringa, di cui sono equipaggiati, di rilevare eventuali anomalie sulle stringhe.

L'inverter è conforme alle più stringenti direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete d'energia: EMC: EN61000-6-2, EN61000-6-4; CE. L'inverter, del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al sistema di distribuzione attraverso cui avviene di seguito l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete. L'inverter consente il collegamento della totalità delle stringhe di un campo, ognuna delle quali composta da 16 pannelli. I gruppi di conversione previsti sono stati realizzati con tecnica PWM, e sono in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, l'energia cumulativa trasmessa, la potenza istantanea immessa in rete e quella in ingresso dal campo fotovoltaico.

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento delle stringhe e i quadri di campo sono previsti conduttori di tipo H07RN-F (neoprene a doppio isolamento).

Il collegamento tra i quadri di campo e i quadri di sottocampo sono realizzati con cavi adatti alla posa interrata e sono protetti con tubazioni. La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto:

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto (control room), tramite software apposito in grado di monitorare e controllare i quattro inverter;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio e assistenza) con medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate da sistema sono:

- Potenza dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter; Corrente di campo dell'inverter; Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente; Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte;

6. PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione.

6.1 TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA' DI ESECUZIONE LAVORI

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni relative al nuovo impianto, i tempi di realizzazione delle opere necessarie saranno in linea di massima brevi, presumibilmente dell'ordine di 7 mesi.

Tali tempi sono condizionati dalla posa in opera delle strutture portanti dei moduli.

Per quanto concerne la movimentazione dei materiali e l'accesso al sito, verrà utilizzata la viabilità esistente, così da limitare i costi e rendere minimo l'impatto con l'ambiente circostante.

Sarà comunque stilato un programma cronologico delle operazioni prima dell'inizio dei lavori, dove saranno rese chiare le operazioni prioritarie e le responsabilità della direzione degli stessi.

6.2 PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO

La tipologia dell'intervento nelle fasi d'esercizio è tale da non comportare, sostanzialmente, produzione di rifiuti. Gli unici rifiuti prodotti riguarderanno la fase d'installazione (1° fase) e di dismissione dell'impianto (ultima fase).

Per quanto concerne la fase di installazione si dichiara che verranno prodotte le seguenti tipologie di rifiuti, ciascuna con relativo avvio a smaltimento, secondo quanto previsto dal Regolamento Regionale per la gestione dei materiali edili, oltre che dal regolamento comunale adottato ai sensi del Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 con particolare riferimento all'attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio:

1. imballaggi dei moduli fotovoltaici e degli altri dispositivi ed apparati dell'impianto: la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento ai consorzi di recupero ove previsti, ovvero, laddove ciò non ricorresse, avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale;

2. rifiuti derivanti dalle tipiche opere di impiantistica elettrica (spezzoni di cavi elettrici, di canaline e/o passacavi ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale, essendo tali rifiuti, in virtù del regolamento comunale per la gestione dei RSU, assimilati per quantità (quantitativi di modesto volume) e qualità a questi ultimi.

3. altri rifiuti derivanti dalle opere edili accessorie (materiale di risulta ricavato dagli scavi, ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico l'eventuale conferimento conformemente alle modalità previste dal relativo regolamento comunale, ovvero provvederà ad idonea redistribuzione nel medesimo sito di intervento.

Per la determinazione delle quantità di rifiuti prodotti nella prima fase, considerata la dimensione dell'impianto di circa 41 MWp, sulla scorta delle informazioni ricevute dalle ditte produttrici di pannelli fotovoltaici, si può sostenere quanto segue:

- Rifiuti solidi urbani prodotti da mediamente 90 persone per 7 mesi di cantiere
- 2.583 m³ di cartone
- 15.908 m³ di polistirolo

- 8.528 m³ di scarti di tubi di PVC
- 1.599 bancali in pallet recuperati dalla ditta di trasporto

Il calcestruzzo per le opere di fondazioni continue della cabina di trasformazione verrà approvvigionato da centrali di betonaggio esterne all'area di lavorazione e, perciò, non ci saranno sfridi in cantiere. Stesso discorso vale per gli eventuali elementi prefabbricati in calcestruzzo aventi funzioni di zavorra.

Per la fase di smantellamento dell'impianto, si può fare la seguente considerazione:

I materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (componente delle celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) ed alluminio (cornice).

In generale quindi, come ogni altro prodotto che ci circonda, anche i moduli fotovoltaici saranno smaltiti correttamente, ma si precisa che gli elementi che li costituiscono non sono tossici e sono facilmente riciclabili. Alla fine della produzione si procederà dunque al ripristino dello stato ex ante, semplicemente smantellando i pannelli e i loro supporti.

Dismissione dell'impianto

La vita produttiva dell'impianto fotovoltaico proposto si estende all'incirca per 30 anni. Al termine della sua attività si prevede la dismissione dell'intero impianto incluse le sue strutture annesse, se non necessarie per altri utilizzi. La fase di smantellamento dell'impianto comporterà il necessario ripristino dell'area con la restituzione alle condizioni ante-operam.

L'ultima fase di esistenza dell'impianto permetterà la rimozione e lo smantellamento accurato di tutte le componenti in maniera tale da evitare qualsiasi incidenza sull'ambiente.

Questo sarà possibile attraverso la differenziazione e il recupero di dell'impianto a seconda della rispettiva tipologia di rifiuto.

La società si impegna a separare accuratamente i materiali riciclabili da quelli non riciclabili prodotti e che tali materiali saranno portati da ditte autorizzate nelle apposite aree di stoccaggio per il recupero o lo smaltimento finale; si precisa che i materiali risultanti dalle lavorazioni per l'installazione dell'impianto non hanno alcuna natura tossico-nociva.

Particolare cura verrà posta nel recupero di quelle componenti costituite da materiali di pregio, quali cavi elettrici e alcune parti dei moduli.

Lo smantellamento dell'impianto previsto a fine vita sarà costituito dalle seguenti fasi principali di lavorazione:

- 1) completo smontaggio e rimozione dei moduli fotovoltaici;
- 2) smontaggio delle strutture di sostegno;
- 3) estrazione dei pali in acciaio dal terreno;
- 4) rimozione dei cavidotti interrati e dell'intera recinzione;
- 5) rimozione dei locali cabine prefabbricati e di tutte le apparecchiature contenute, compresa l'asportazione delle eventuali parti in cemento presenti sotto le stesse.

Per maggiori dettagli sulla descrizione delle fasi di dismissione si rimanda alla relazione di progetto All. N_Piano di dismissione e ripristino.

6.3 UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA

La produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica, oltre ad essere un processo a zero emissioni nocive, permette grazie alla riduzione dei costi di realizzazione di immettere energia elettrica nel mercato libero con margini ridotti ma costanti per l'intera vita utile dell'impianto. La marginalità prevista è dell'ordine del 7% che, data la ragionevole certezza e costanza di produzione, risulta interessante per i fondi di investimento.

7. PARTE SETTIMA– Ricadute sociali e occupazionali e opere di mitigazione

7.1 RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI

La realizzazione di un impianto fotovoltaico ha sicuramente ricadute sociali inferiori a qualsiasi altro impianto di produzione d'energia, rinnovabile e non. La caratteristica di questi impianti è sicuramente l'impatto bassissimo sul territorio e quindi le ripercussioni sulla popolazione sono generalmente nulle, infatti non si riscontrano problemi legati all'inquinamento acustico, non si hanno emissioni nocive, non si ha la generazione di campi elettromagnetici nocivi e inoltre i moduli non hanno alcun impatto radioattivo. Tutti questi fattori fanno sì che sia possibile vivere o lavorare in prossimità del generatore fotovoltaico senza disturbi psico-fisici ad esso legati.

Si deve inoltre sottolineare come il cantiere adibito alla posa in opera dell'impianto sia di modeste dimensioni e che esso non modifica in alcun modo la natura del terreno, tutte le attività svolte infatti sono reversibili e non invasive.

Volendo caratterizzare la realizzazione di un nuovo impianto dal punto di vista occupazionale si può affermare che l'occupazione diretta creata per ogni miliardo di kWh prodotto da fonte rinnovabile è maggiore, considerando la stessa produzione di elettricità, al nucleare e all'utilizzo del carbone. Le principali attività che possono essere implicate dalla costruzione di un nuovo impianto fotovoltaico sono:

- Costruttive: moduli, inverter, strutture di sostegno, sistemi elettronici
- Installazione: consulenza, fondazioni, installazioni elettriche, cavi, trasformatori, sistemi di monitoraggio remoto, strade, illuminazione
- Manutenzione
- Gestione
- Ricerca: società di ingegneria
- Istituzioni bancarie e assicurative

La realizzazione dell'impianto comporta inoltre il coinvolgimento di numerosi Enti Locali, cosa che permette un maggiore coinvolgimento delle popolazioni prossime agli impianti e, soprattutto, arreca vantaggi non trascurabili alle imprese presenti nel territorio.

L'azienda costruttrice inoltre si impegna a coinvolgere figure professionali locali per la realizzazione, gestione e custodia delle centrali, nel rispetto delle norme nazionali e comunitarie, sia direttamente, sia attraverso commesse e subcommesse.

Si può quindi prevedere un benefico incremento di attività lavorative, sia nel territorio locale sia nazionale, che unite al rispetto della natura e alle non negative ricadute sociali, fanno dell'energia fotovoltaica una validissima risposta al problema energetico/ambientale.

7.2 OPERE DI MITIGAZIONE/COMPENSAZIONE

Le opere di mitigazione a verde previste lungo il perimetro dell'area, sono analizzate nel dettaglio nell'allegato RELAPROG020 e TAVPROG008, nonché nel SIA e nella VINCA.

In particolare, come primo aspetto, si è provveduto all'individuazione delle essenze da porre a dimora, le quali sono state scelte in modo da interagire con le aree di particolare rilevanza faunistica, diversificando le caratteristiche tra le zone Nord e Sud con la progettazione di aree perimetrali sia arboree che arbustive.

Le linee orientate Est ed Ovest sono state concepite per arricchire le risorse trofiche disponibili per le specie faunistiche target. Le aree perimetrali settentrionali e meridionali, principalmente costituite da alberi di pioppo e salici, sono state appositamente progettate per ampliare le opportunità di nidificazione e rifugio per la fauna locale. Questa pianificazione mira a fornire un ambiente adeguato a favorire il ciclo di vita di varie specie, contribuendo così alla diversità e alla stabilità dell'ecosistema circostante.

Le specie utilizzate saranno: Filari di Salix e Pioppo bianco (*Populus alba*); Tamerice (*Tamarix Gallica*) assieme all'Oleandro, Pistacia lentiscus e Calicotome villosa



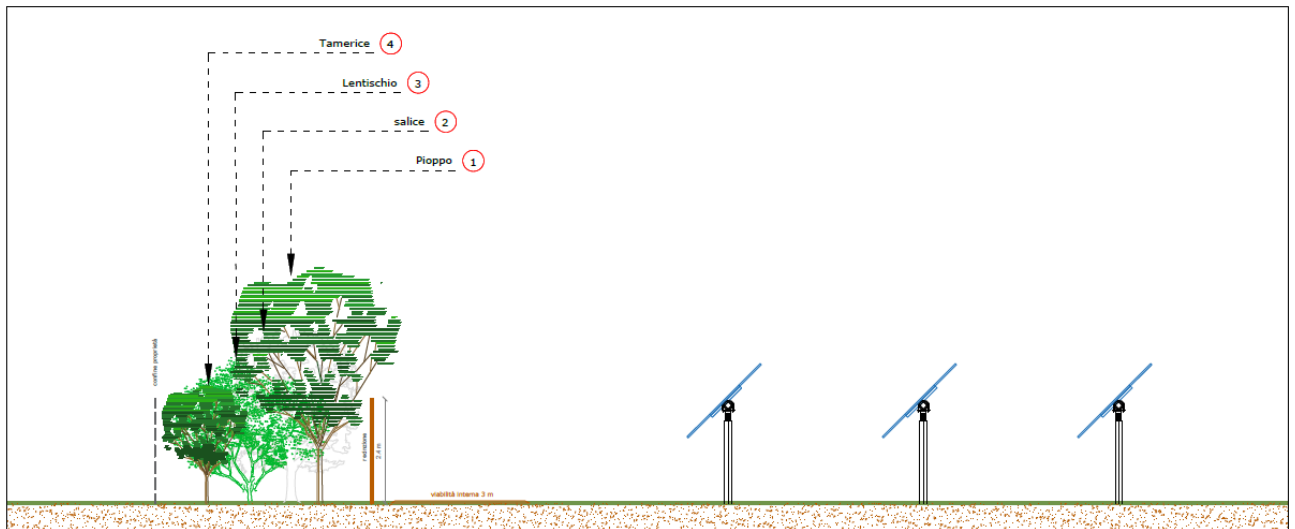


Fig. 7.1 - Stralcio sezione longitudinale opere mitigazione arborea

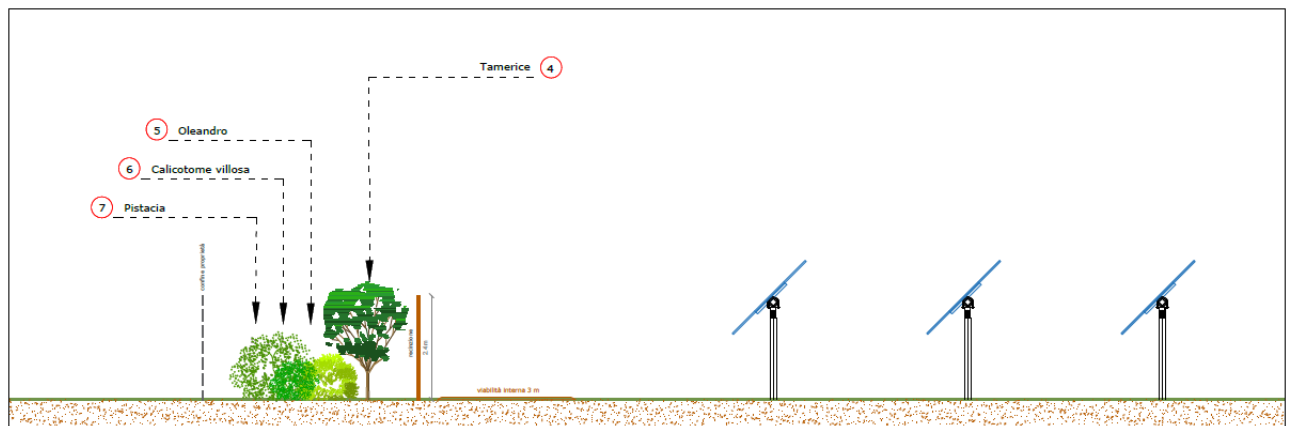


Fig. 7.2 - Stralcio sezione longitudinale opere mitigazione arbustiva

In considerazione dell'attività agricola esercitata all'interno del parco e della presenza delle arnie, la fascia di mitigazione esterna consente di creare un elemento che ha sia la funzione di limitare l'impatto visivo ed inoltre di costituire una zona di interesse per gli insetti impollinatori, contribuendo ad incrementare la produzione di miele già coadiuvata da alcune essenze del prato polifita permanente impiantato preventivamente alla realizzazione del parco fotovoltaico.

Trattandosi di un impianto agrivoltaico dunque, lo stesso risulterà meno impattante di un equivalente impianto tradizionale, poiché l'utilizzo sinergico del suolo riduce drasticamente il "consumo" dello stesso e favorisce lo sviluppo di attività agricolo/pastorali che ad oggi risultano marginali.





Le immagini precedenti sono un esempio concreto dello svolgimento delle attività di pascolo, apicoltura e attività agricole all'interno di parchi fotovoltaici esistenti, realizzati nel territorio della Città metropolitana di Cagliari.