

ISTANZA DI VIA
AI SENSI DEGLI ARTT. 23-24-25 D.Lgs. 152/2006
INTEGRAZIONI POST RICHIESTE MASE 4053 DEL 27/03/2024

**PROGETTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA e
Linea di Connessione
Potenza Nominale 99,9908 MWp**

Provincia del Sud Sardegna - Comune di Villasor, loc. "Saltu Bia Montis"

IDENTIFICATORE

RELAPROG001

SCALA

TITOLO ELABORATO

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

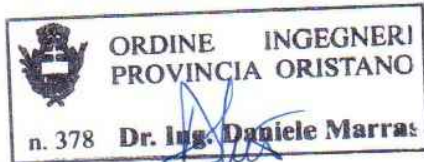


MV PROGETTI s.r.l.
p.i. 03783170925
Via Galassi 2, 09131 Cagliari
Cell. 393.9902969 - 342.0776977

PROGETTISTI

Dott. Ing. Daniele Marras,

Dott. Ing. Lorena Vacca



COMMITTENTE



ACME ENERGIA SOLARE S.R.L.

PIAZZA DELLA VITTORIA, 6
50129 FIRENZE
P.I. 07124420485

DATA

APRILE 2024

FASE DI PROGETTO

- STUDIO DI FATTIBILITA'
 PRELIMINARE
 DEFINITIVO
 ESECUTIVO

REVISIONI

Rev. 01

Sommario

PARTE PRIMA – Descrizione dell’idea progettuale e del Proponente	4
1.1 PREMESSA.....	4
1.2 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	5
1.3 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	7
1.4 SOCIETA’ PROPONENTE e FONDO DI INVESTIMENTO	9
1.5 RIFERIMENTI LEGISLATIVI	10
1.6 NORME APPLICABILI	10
1.7 STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE	12
Comune di Villasor – P.d.F.	12
Comune di Villasor – Carta dei Vincoli Paesaggistici P.P.R.	14
Comune di Villasor - Classificazione Acustica	21
2 PARTE SECONDA – Stima producibilità e dimensionamento dell’impianto	23
2.1 SITO DI INSTALLAZIONE	23
Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico.....	23
Disponibilità della fonte solare.....	23
Criterio di stima dell’energia prodotta	23
2.2 DIMENSIONAMENTO DELL’ IMPIANTO.....	24
Impianto “ACME”	24
Scheda tecnica dell'impianto.....	24
2.3 ANALISI DEI COSTI.....	25
Costo di realizzazione impianto	25
Impegno spesa.....	25
2.4 RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE	25
Risparmio sul combustibile.....	25
Emissioni evitate in atmosfera	26
3 PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili.....	26
3.1 Strutture di fissaggio.....	26
3.2 Cabine elettriche.....	27
3.3 Altri locali accessori	27

3.4	Impianto generale di terra.....	28
3.5	Cavidotti interrati e connessione alla rete elettrica	28
3.6	Gestione delle acque meteoriche	29
3.7	Strada di accesso al sito	30
3.8	Recinzione.....	30
4.	PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto fotovoltaico.	35
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI.....	35
4.2	INVERTER	37
4.3	QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.	38
4.4	SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE	38
4.5	ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA SERVIZI:	40
4.6	IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI.....	40
4.7	IMPIANTO GENERALE DI TERRA.....	40
4.8	ELETTRODOTTO	40
5.	PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata	41
5.1	L’ENERGIA SOLARE.....	41
5.2	PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO.....	42
5.3	DIMENSIONAMENTO DELL’ IMPIANTO.....	44
5.4	MODULI FOTOVOLTAICI.....	44
5.5	TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE	47
5.6	CONFIGURAZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	48
6.	PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione.	50
6.1	TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA’ DI ESECUZIONE LAVORI	50
6.2	PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO.....	50
6.3	UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA	52
7.	PARTE SETTIMA– Ricadute sociali e occupazionali e opere di mitigazione	52
7.1	RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI.....	52
7.2	OPERE DI MITIGAZIONE/COMPENSAZIONE.....	55

Figura 1: Inquadramento dell'area interessata su scala regionale.	4
Figura 2: Inquadramento dell'area in progetto nel territorio comunale.	7
Figura 3: Inquadramento aerofotogrammetrico del lotto e della linea di connessione.	8
Figura 4: Inquadramento catastale del lotto e della linea di connessione.	8
Figura 5: Inquadramento su base CTR del lotto e della linea di connessione.	9
Figura 6: Inquadramento in larga scala con zonizzazione del P.d.F. di Villasor	14
Figura 7: Legenda PUC	14
Figura 8: Inquadramento vincolo P.P.R. art. 143 (fiumi e torrenti – fascia 150 m)	16
Figura 9: Fascia di rispetto di 150 m adibita ad area verde	17
Figura 10: Fascia di rispetto di 150 m adibita ad area verde	18
Figura 11: Assetto Ambientale	19
Figura 12: Assetto Storico-Culturale	20
Figura 13: Assetto Insediativo.	20
Figura 14: Inquadramento in larga scala con classificazione acustica Comunale di Villasor	21
Figura 15: Legenda PCA	21
Figura 16: tipologia tracker e Figura 17: tipologia cabina inverter	27
Figura 17: control room e wc chimico	28
Figura 18a: Tipologia recinzione e Figura e 19b: Tipologia palo videosorveglianza	31
Figura 19: Tipologia di recinzione utilizzata e palo videosorveglianza	31
Figura 20: Tipologia cancello d'ingresso	32
Figura 21: lato Sud-Ovest	33
Figura 22: lato Nord-Est	33
Figura 23: lato Sud-Est	34
Figura 24: lato Sud-Est	34
Figura 25: caratteristiche dei moduli fotovoltaici adottati	46
Figura 26: Stralcio sezione longitudinale opere mitigazione - TAVPROG007	56

PARTE PRIMA – Descrizione dell’idea progettuale e del Proponente

1.1 PREMESSA

L’opera in progetto è relativa ad un impianto fotovoltaico a terra e alle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Villasor (SU) in località “Saltu Bia Montis”, della potenza nominale di **99,9908 MWp**.



Figura 1: Inquadramento dell'area interessata su scala regionale.

Il proponente del progetto è la società **ACME Energia Solare S.r.l.**, con sede in Arezzo (AR), Via Vittorio Veneto n. 117, P.I. 02348940517.

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

Il progetto è stato concepito nel suo complesso con concetti di sostenibilità ambientale, tale da definirlo agrivoltaico, rispondendo alle caratteristiche richieste dalle recenti linee guida del MiTe per la definizione di impianti agrivoltaici.

La volontà di realizzare un impianto fotovoltaico a basso impatto ambientale si può riscontrare anche dalla scelta del terreno di localizzazione, che si presenta estremamente povero a livello agronomico, non essendo mai stato oggetto di pregresse attività di spietramento e irrigabilità permanente, che potevano accrescerne la fertilità e un utilizzo agricolo di maggior pregio.

Attualmente l’area in progetto è in parte coltivata a colture cerealicole e oleaginose (frumento, orzo e trifoglio) in forma estensiva facendo ricorso alle tecniche convenzionali di coltivazione, ed è utilizzata come pascolo estensivo di capi bovini da latte. Per maggiori dettagli sulla conduzione del fondo si vedano le schede Argea allegate dell’azienda agricola “Peddis Carlo e F.Ili” relative all’anno 2022, allegate alla relazione agronomica.

Il progetto è stato concepito in modo da integrarsi con le attività dell’azienda agricola che attualmente utilizza il terreno creando le premesse per potenzialmente svilupparle ulteriormente grazie alle sinergie che si possono trovare nella fase di realizzazione e gestione dell’impianto fotovoltaico (semina di pascolo di qualità, piantumazione di essenze che rendano interessante lo sfruttamento delle stesse da parte di aziende di apicoltura, implementazione di impianti di irrigazione

permanente su porzioni di terreno a foraggiera, svolgimento delle attività periodiche di sfalcio eseguite dall’azienda agricola anche per mezzo del pascolo delle pecore, ecc.).

Anche dal punto di vista dell’impatto visivo, il progetto è stato declinato in modo da minimizzarne gli effetti, partendo dalla scelta dei tracker infissi a secco nel terreno, a singolo modulo, la cui visuale risulta facilmente mitigabile con la piantumazione di una fascia perimetrale arborea, costituita da essenze autoctone (mirto, lentisco, ulivo, ecc.) che non richiedono eccessivo sviluppo verticale e bassi consumi idrici nella fase di attecchimento.

Infine vogliamo evidenziare che l’impianto sarà realizzato limitando al massimo le attività di scavo e l’utilizzo di calcestruzzo, prevedendo l’utilizzo di strutture in acciaio zincato e componenti tecnologici con altissimo grado di riciclabilità a fine vita.

1.2 ARCHITETTURA DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L’impianto è di tipo ad inseguimento monoassiale con asse di rotazione Nord-Sud e azimuth 0°. I pannelli infatti saranno posizionati a terra tramite apposite strutture di sostegno infisse nel terreno con inseguitore solare ad un asse orizzontale. A pertinenza della Stazione Utente di trasformazione MT/AT all’interno del lotto è stata predisposta un’area di dimensioni superiori alla superficie minima richiesta dal tipo di installazione, per poter consentire in un prossimo futuro l’implementazione dell’impianto con i più moderni sistemi di accumulo.

La potenza di picco prevista dell’impianto è di **99,9908 MWp**, con una produzione di energia annua pari a **190.415.129,94 kWh** (equivalente a **1.904,15 kWh/kW**), ottenuta utilizzando un totale di **149.240** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino aventi ciascuno una potenza nominale di **670 Wp** e un’efficienza del 21,6%. I pannelli hanno dimensioni 2.384 x 1.303 x 35 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato, per un peso totale di 37 kg ciascuno.

I pannelli fotovoltaici, di elevata efficienza, saranno montati su strutture ad inseguimento solare (trackers), in configurazione monofilare da 14, 28 e 56 moduli ciascuno. La soluzione tecnologica proposta prevede quindi l’utilizzo di **322** trackers da 14 moduli, **453** trackers da 28 moduli e **2.358** trackers da 56 moduli.

I trackers saranno collegati in bassa tensione alle **16** cabine inverter (una per ogni blocco elettrico in cui è suddiviso lo schema d’impianto) con un numero di stringhe per blocco secondo lo schema della relazione elettrica, e queste saranno collegate in media tensione a **2** cabine MT che si collegheranno alla cabina IO, collegata alla sottostazione utente.

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

La distanza prevista tra gli assi delle strutture di supporto affinché non vi siano ombreggiamenti è di **4,6 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 $\pm 60^\circ$ est-ovest nell’arco delle ore sole.

L’altezza al mozzo delle strutture è di **2,30 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, e come da “Linee guida” del MITE pubblicate a giugno 2022.

In questo modo nella posizione a 60° i pannelli raggiungono un’altezza minima dal suolo di **1,347 m** e un’altezza massima di **3,43 m**.

Tale architettura delle strutture permette una buona accessibilità tra le file ai mezzi d’opera e permette anche la piena accessibilità agli ovini che possono pascolare utilizzando l’intera area di installazione, potendo accedere sotto le strutture anche quando queste sono inclinate al massimo (minima distanza da terra).

L’area a disposizione dell’impianto fotovoltaico ha una superficie di **138 ha**, la superficie coperta in progetto è di **46,99 ettari**, per un indice di copertura del **34,047%** (<40%), che rispetta appieno gli indici urbanistici.

Inoltre parte della superficie a disposizione verrà utilizzata per attività agronomiche, nello specifico 83,43 ha saranno utilizzabili per fini agrari, di cui 58,43 ha per il pascolo ovino e 25,00 ha in cui sussiste vincolo di 150 m dal fiume, destinati al pascolo bovino ed alloggiamento di 50 arnie. Ulteriori 10 ha saranno destinati ad attività agricole compatibili con il futuro vincolo archeologico che persisterà sull'area.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata, mediante un cavidotto MT interrato della lunghezza di circa 8,98 km, alla sottostazione utente MT/AT da 150 KV denominata “ACME” da ubicarsi al F. 21, mappale 414 del Comune di Villasor e, tramite un cavidotto AT della lunghezza di circa 2.038 m in uscita dalla sottostazione utente ACME, alla stazione RTN Terna esistente ubicata nel comune di Villasor, al Foglio 22, mappali 271-272.

Sono previste fasce di distacco dai confinanti di 10 m, fasce di distacco dalla strada di piano e di 5 m, strada interna perimetrale e strade interne di raccordo dei filari di pannelli.

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 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.

Superficie impianto [mq]	1.380.237
Superficie effettivamente utilizzata [mq]	469.934,45
Potenza [MWp]	99,9908
Area coltivata [mq]	834.332,52
Area moduli Fotovoltaici - Proiezione a terra [mq]	469.335,96
Superficie captante moduli Fotovoltaici [mq]	469.300,00
Pannelli Fotovoltaici [n]	149.240
Inverter [n]	16
Area viabilità interna [mq]	28.242,00
Cabina di campo [n]	3
Area Fascia di mitigazione [mq]	16.080,00
Arnie [n]	50
Pascolo [n]	460
Area verde [mq]	934.332,52
Lunghezza Cavidotto di collegamento tra SSE e SE [m]	2.038
Lunghezza Cavidotto di collegamento tra impianto e SSE [m]	8.977
Indice di occupazione = area Pannelli/ area a disposizione [%]	34,047%

1.3 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto ricade in un'area di circa 138 ha in località “Saltu Bia Montis”.

I terreni su cui è progettato l'impianto ricadono in una zona distante da agglomerati residenziali e nello specifico ad ovest del territorio comunale di Villasor a circa 4,5 km dal centro abitato dello stesso, a circa 5 km ad est del centro abitato di Vallermosa e a circa 6 km a nord-ovest del Comune di Decimoputzu.

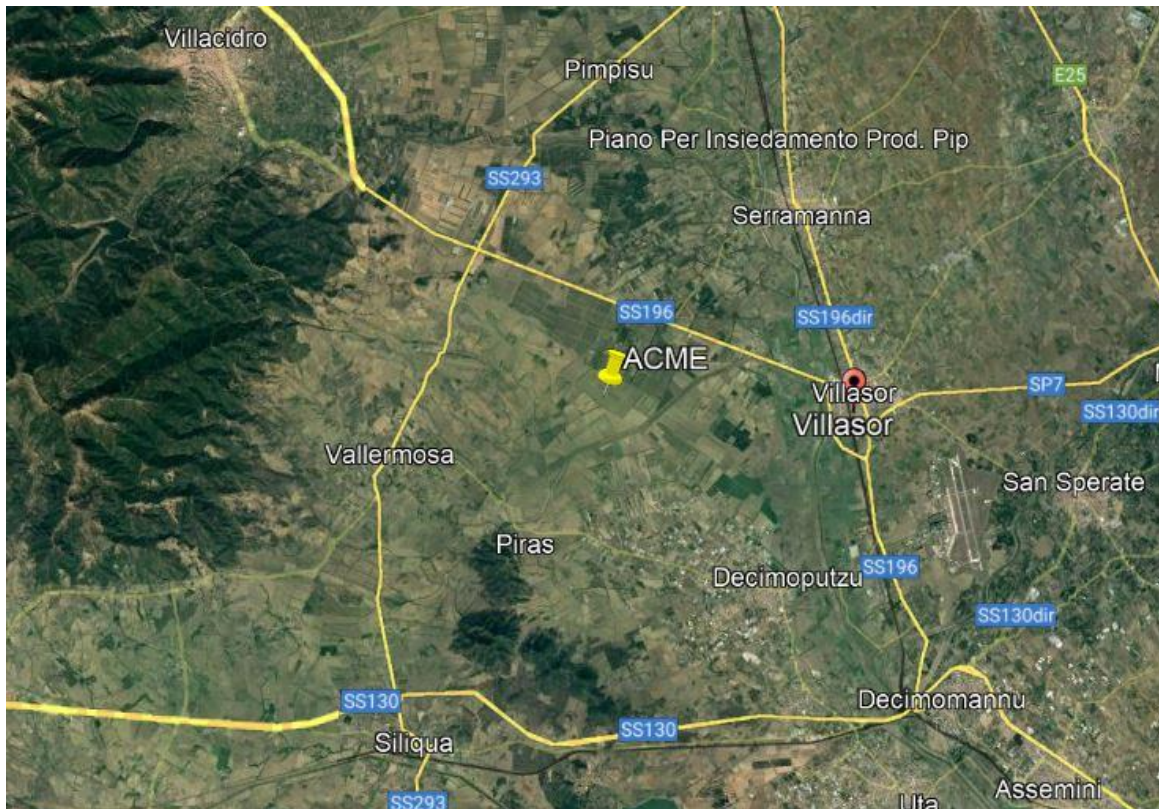


Figura 2: Inquadramento dell'area in progetto nel territorio comunale.

L'area d'impianto è definita all'interno delle Norme Tecniche di Attuazione del Comune di Villasor come zona "E" Agricola/Pastorali, ubicata in località "Saltu Bia Montis". Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade comunali e vicinali che si diramano dalla SS n. 196 a nord del lotto.

L'impianto fotovoltaico verrà realizzato a terra, su una superficie pianeggiante, e giace a una quota di circa 40 metri sul livello del mare.

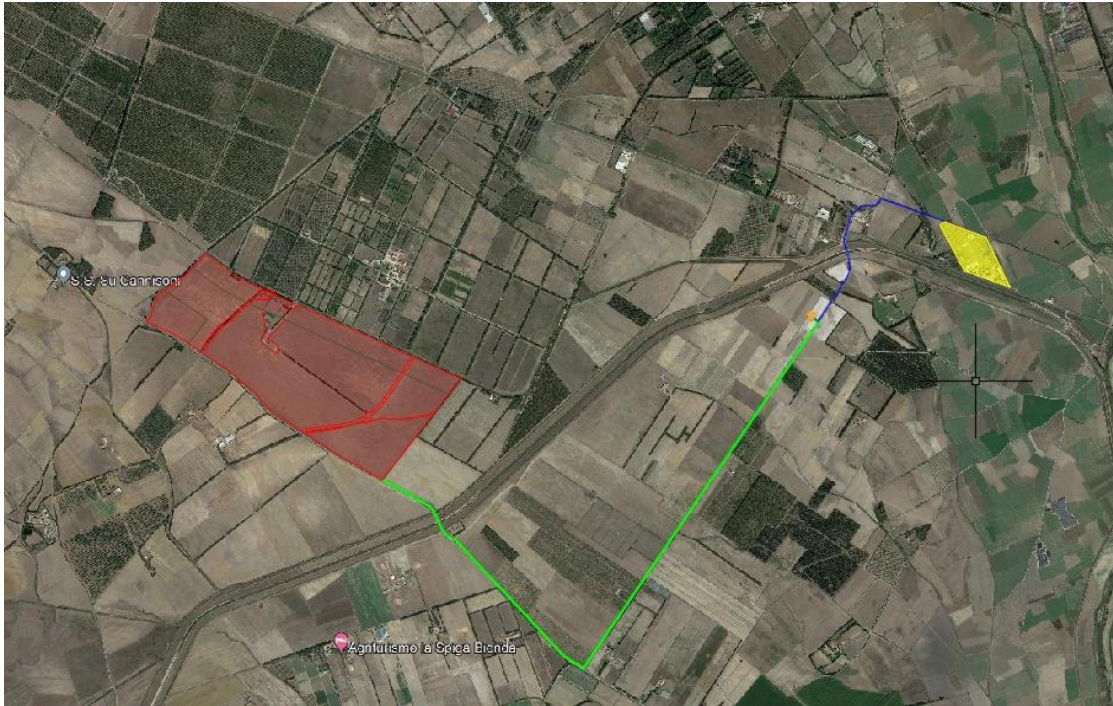


Figura 3: Inquadramento aerofotogrammetrico del lotto e della linea di connessione.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nei Fogli 20, 21, 22, 33 e 44 del Comune di Villasor, particelle come da allegato RELAPROG018 - piano particellare.

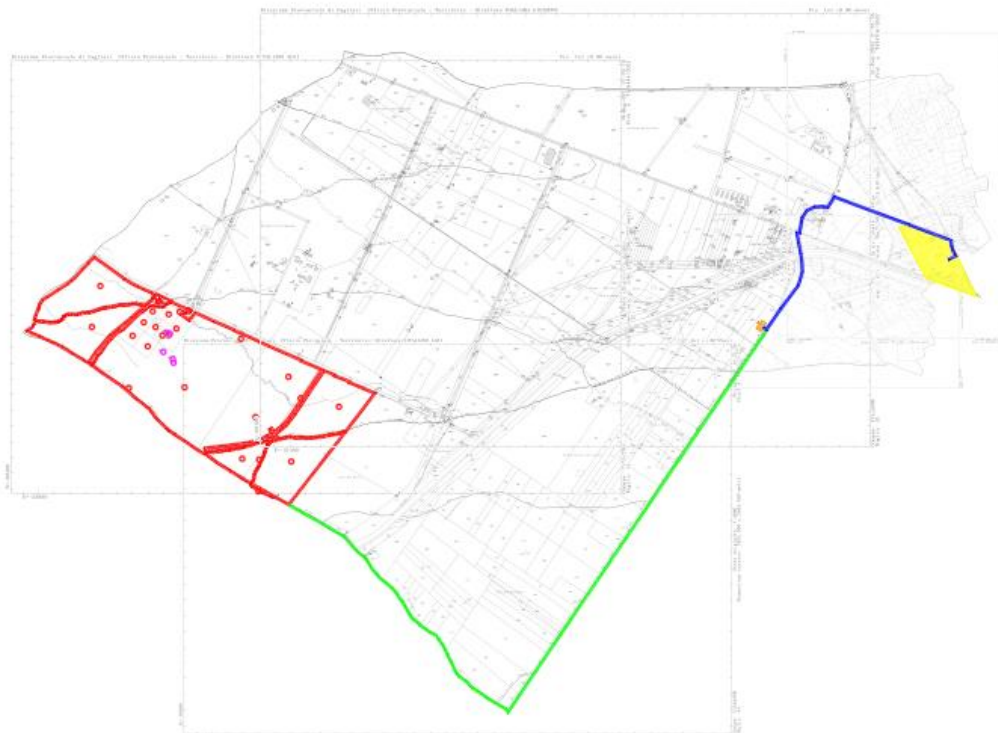


Figura 4: Inquadramento catastale del lotto e della linea di connessione.

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

- Cartografia dell’Istituto Geografico Militare in scala 1:25.000 (IGM): foglio 556SIS4, Villasor;
- Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000 (CTR): sezione 556.030 “Cantoniera Sa Doda” e 556.040 “Giva Molas Crabilli Atzori”;

Latitudine: 39°22'53.5"N

Longitudine: 8°51'45.0"E

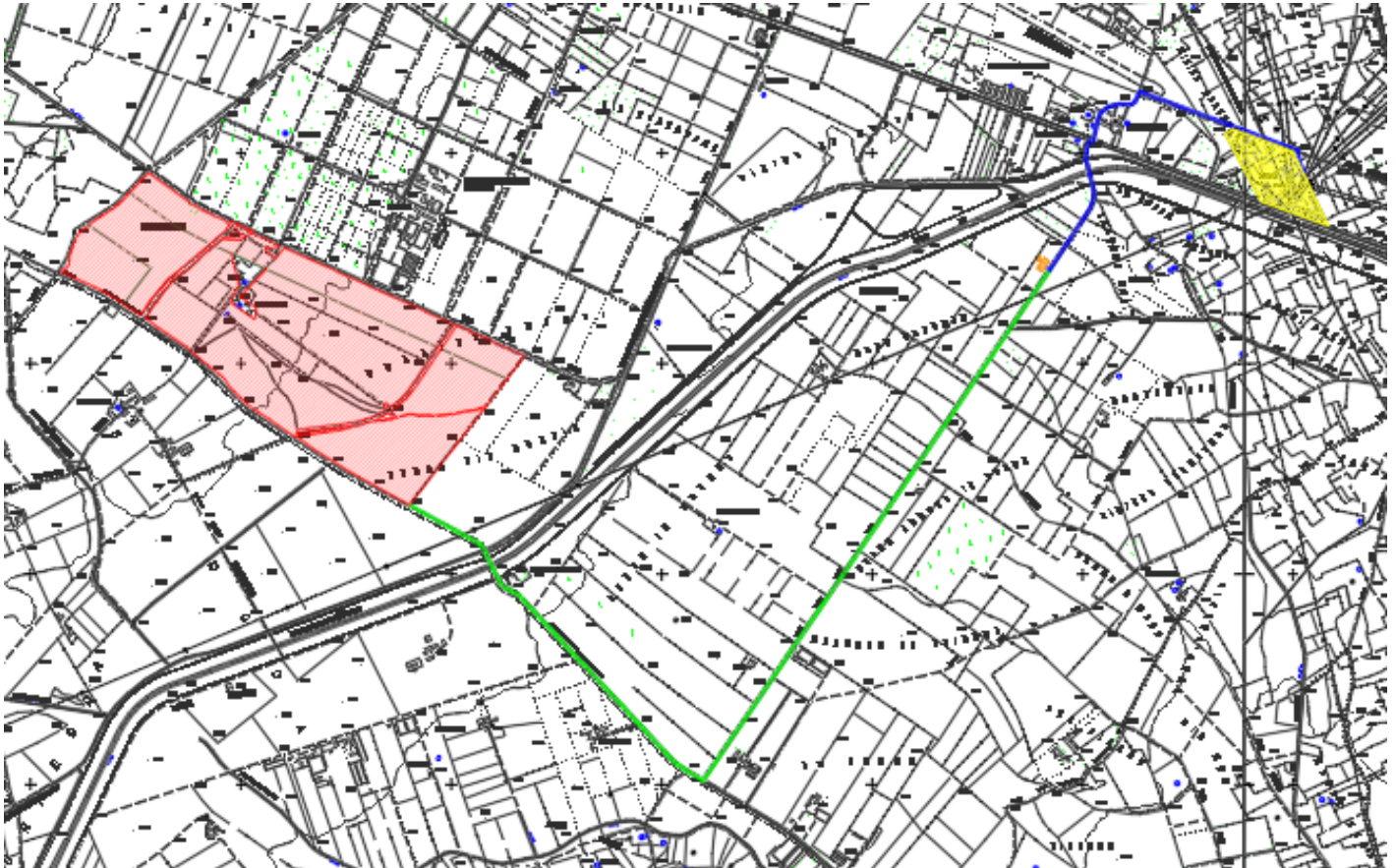


Figura 5: Inquadramento su base CTR del lotto e della linea di connessione.

1.4 SOCIETA' PROPONENTE e FONDO DI INVESTIMENTO

La società Acme Energia Solare Srl, proponente del presente progetto, fa parte del gruppo Acme srl, società toscana che opera nel settore delle energie rinnovabili e sviluppa, per sé o per terzi, in Italia, progetti di centrali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. In particolare questo progetto viene sviluppato per conto di un importante gruppo industriale italiano impegnato in un importante processo di transizione ecologica della propria organizzazione produttiva.

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 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 Villasor, in zona agricola come indicato nel Pd.F.. così pure il cavidotto MT/AT.

Di seguito viene riportata la descrizione delle norme tecniche di attuazione.

Comune di Villasor – P.d.F.

TITOLO II° - ZONIZZAZIONE

Il Pdf, al fine dell'applicazione degli indici e degli standard urbanistici ed edilizi di cui all'art. 17 della L. 6 agosto 1967, n. 765, del D. L. 2 aprile 1968, n. 1404 e del D. Ass. LL. PP., finanze e Urbanistica del 20 dicembre 1983, n. 2266/U, suddivide il territorio comunale nelle seguenti zone omogenee territoriali e relative sottozone:

- Zone A - CENTRO STORICO
- Zone B - COMPLETAMENTO RESIDENZIALE
 - Sottozona B0 – Completamento e Ristrutturazione
 - Sottozona B1 - Completamento interno (aggiunto con Delibera C.C. n. 65 del 29.06.1987, accolta con D. Ass. EE.LL., Finanze e Urbanistica n. 802/U del 09.06.1988)
 - Sottozona B2 - Completamento esterno
- Zone C - ESPANSIONE RESIDENZIALE
 - Sottozona C1 - Espansione già infrastrutturata
 - Sottozona C2 - Espansione con piano quadro di riferimento
- Zone D - INSEDIAMENTI ARTIGIANALI – COMMERCIALI – INDUSTRIALI
 - Sottozona D1 - Industriale-Commerciale
 - Sottozona D2 - Artigianale-Commerciale
 - **Zone E - AGRICOLE-PASTORALI**
- Zone G - ATTREZZATURE DI INTERESSE GENERALE
 - Sottozona G1 - Parco ferroviario
 - Sottozona G2 - Servizi generali
 - Sottozona G3 - Impianti tecnologici
- Zone H - SALVAGUARDIA
 - Sottozona H1 - Rispetto Cimiteriale
 - Sottozona H2 - Rispetto Ambientale-Stradale-Ferroviario
- Zone S - SERVIZI
 - Sottozona S1 – Istruzione
 - Sottozona S2 - Attrezzature di interesse comune
 - Sottozona S3 - Verde, Gioco, Sport
 - Sottozona S4 - Parcheggi
 - Sottozona S* - Spazi pubblici da ripartire nelle precedenti sottozone, in sede di utilizzazione, nel rispetto delle percentuali indivise del Pdf. Le sottozone si intendono disciplinate, altre che dalla relativa normativa, anche, ed in via preventiva, dalle norme di ciascuna Zona Omogenea di appartenenza

ART. 20 – ZONE OMOGENEE “E” - AGRICOLE-PASTORALI

Le zone omogenee “E” (agricole-pastorali) sono costituite dalle parti di territorio destinate ad uso agricolo ed agro-pastorale, ivi compresi gli edifici, le attrezzature e gli impianti ad essi connessi e per la valorizzazione dei prodotti di tali attività. La trasformazione urbanistica ed edilizia in queste zone potrà avvenire tramite concessione singola diretta per l'esecuzione delle opere relative, ai sensi della L. 28 gennaio 1977, n. 10 e del D. Ass. EE.LL., Finanze e Urbanistica del 20 dicembre 1983, n. 2266/U. Per gli interventi in queste zone dovranno essere recepite le indicazioni contenute nei Piani di Sviluppo Socio-Economico adottati dagli Organismi Comprensoriali, ai sensi della L. R. 1 agosto 1975, n. 33 e successive modificazioni; nei Piani zonali di Valorizzazione e nei piani di sviluppo aziendali e interaziendali di iniziativa privata, ai sensi della L. R. 6 settembre 1976, n. 44 e successive modificazioni. In assenza di tali strumenti, al fine di mantenere e migliorare le caratteristiche dimensionali delle aziende contadine, è fatto divieto di frazionare i fondi agricoli per scopi residenziali e sono altresì ammesse nuove costruzioni residenziali solamente quando queste siano funzionali alla conduzione agricola del fondo stesso. Le richieste di concessione dovranno inoltre contenere gli elementi atti a dimostrare la possibilità di accesso al fondo, mediante strada di penetrazione agraria di larghezza non inferiore a m. 4,00, direttamente collegata con la viabilità pubblica del territorio.

Gli interventi ammessi sono i seguenti:

a) In ogni caso quelli necessari per la trasformazione ed il miglioramento delle attività agricole e zootecniche di stretta pertinenza aziendale, quali stalle, magazzini, silos, capannoni e rimesse, ivi comprese le residenze quando siano funzionali per la conduzione dei fondi.

b) I punti di ristoro e le attrezzature di carattere particolare (quali bar, ristoranti, tavole calde, con eventualmente strutture sportive, ricreative e ricettive fino ad un massimo di 20 posti letto, quando queste, per loro natura, non possono essere localizzate in altre zone omogenee)

c) Impianti tecnologici di interesse pubblico, quali: cabine ENEL, centraline telefoniche, stazioni di ponti radio, ripetitori e simili.

Per quanto riguarda:

Densità edilizia: nell'edificazione di tali zone dovranno essere rispettati i seguenti limiti:

a) indice fondiario massimo di 0,01 mc/mq per le residenze, punti di ristoro ed attrezzature di carattere particolare, previa predisposizione di Piano di Recupero di ristrutturazione urbanistica e purché le opere siano ubicate ad una distanza dal perimetro urbano non inferiore a m. 500;

b) Indice fondiario massimo di 0,03 mc/mq per impianti tecnologici di interesse pubblico, con la possibilità di aumento di detto limite fino ad un massimo di 1,00 mc/mq previa specifica deliberazione del Consiglio Comunale;

c) Indice fondiario massimo di 0,20 mc/mq per le opere direttamente connesse all'esercizio di attività agricole e zootecniche di stretta pertinenza aziendale; detto limite potrà essere elevato fino a 0,50 mc/mq in presenza di particolari esigenze aziendali, previa apposita deliberazione del Consiglio Comunale, e purché le opere siano ubicate ad una distanza dal perimetro urbano non inferiore a m. 500.

Per interventi con indici superiori a quelli di cui sopra, o, comunque, nei seguenti casi:

- Volumi superiori a mc 3.000;

- Numero di addetti superiore a 20 unità;

- numero di capi bovini (o equivalente di altra specie) superiore alle 100 unità;

Il rilascio della concessione è subordinato oltre a conforme deliberazione del Consiglio Comunale, al parere favorevole dell'Assessorato Regionale agli EE.LL., Finanze e Urbanistica, sentita la Commissione Urbanistica Regionale.

Limiti di altezza: l'edificazione dovrà rispettare le seguenti prescrizioni:

a) per le residenze, altezza massima di m. 7,00 e numero di piani pari a 2;

b) per i punti di ristoro ed attrezzature destinate al tempo libero e alla ricreazione, altezza massima di m. 7,00 e numero di piani pari a 2;

c) per impianti tecnologici di interesse pubblico l'altezza massima di m. 7,00; saranno consentite altezze maggiori se giustificate da necessità specifiche e dimostrate di funzionamento degli impianti stessi e, comunque, previa deliberazione del Consiglio Comunale;

d) per le opere di direttamente connesse all'esercizio di attività agricole e zootecniche di stretta pertinenza aziendale, altezza massima di m. 7,00; saranno consentite altezze maggiori se giustificate da specifiche e dimostrate esigenze aziendali e, comunque, previa deliberazione del Consiglio Comunale.

Distacchi: per ogni intervento edificatorio dovrà essere assicurato il rispetto delle norme di cui al D. I. 1 aprile 1968, n. 1404, relative alle distanze minime a protezione del nastro stradale, secondo il disposto dell'art. 5 del D. Ass. EE.LL., Finanze e Urbanistica del 20 settembre 1983, n. 2266/U e successive modificazioni. Dovranno inoltre essere rispettati i seguenti distacchi:

a) Tra corpi di fabbrica prospettanti, anche di uno stesso fabbricato, dovrà essere assicurata una distanza pari all'altezza dell'edificio più alto;

b) Dai confini aziendali dovrà essere assicurata una distanza pari allo 0,50 dell'altezza dell'edificio e, comunque, non inferiore a mm. 10,00;

c) Dal ciglio delle strade di penetrazione agraria e da quelle non menzionate dal D. I. 1 aprile 1968, n. 1404, ad eccezione di quelle interne all'area di pertinenza aziendale, dovrà essere assicurata una distanza minima non inferiore a m. 14,00;

d) Tra edifici residenziali e locali strumentali, adibiti al ricovero degli animali, dovrà essere assicurata una distanza minima non inferiore a m. 10,00.

e) Quando il confine è costituito da una strada le distanze delle costruzioni dal confine non devono essere inferiori a m. 10,00, o a quanto stabilito dal D. M. del 01.04.1968, n. 1404, qualora le strade siano comunali, provinciali o statali.

(Quest'ultimo punto è stato introdotto come eccezione dalla Nota Ass. n. 1242/U del 31.03.1988 in approvazione della delibera C.C. n. 118 del 177.1.1987) Tipi edilizi: i fabbricati dovranno sorgere isolati nel fondo aziendale.

Recinzioni: le nuove recinzioni saranno consentite esclusivamente del tipo "a vista". Sarà consentita la manutenzione, la demolizione e ricostruzione di recinzioni a parete piena esistenti Nel caso in cui le recinzioni, come pure eventuali alberature o insegne pubblicitarie o onomastiche si trovino nella diretta pertinenza di curve, incroci, biforcazioni e diramazioni stradali, i distacchi minimi dal ciglio stradale potranno essere aumentati e regolati a norma del R. D. 8 settembre 1933, n. 1740 e successive modificazioni.

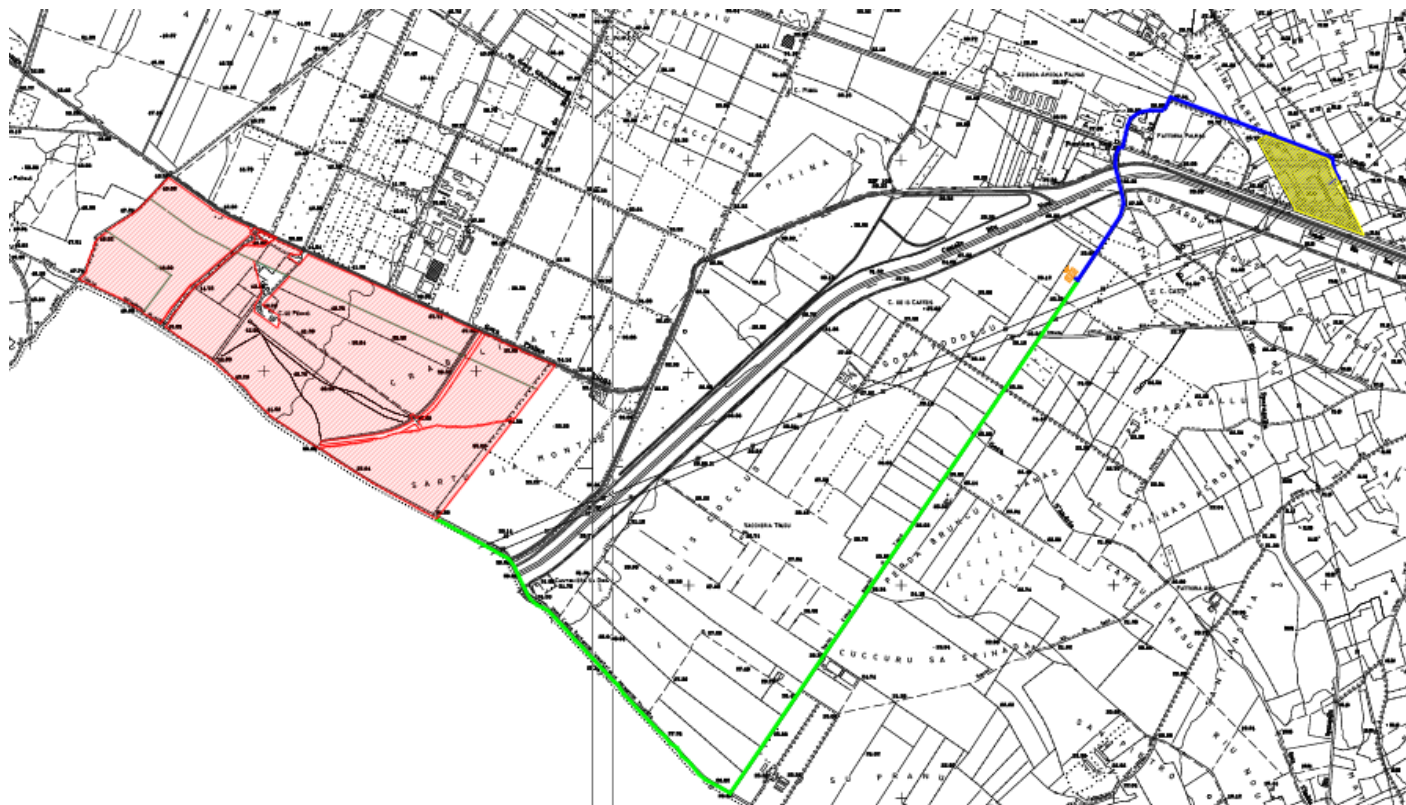


Figura 6: Inquadramento in larga scala con zonizzazione del P.d.F. di Villasor

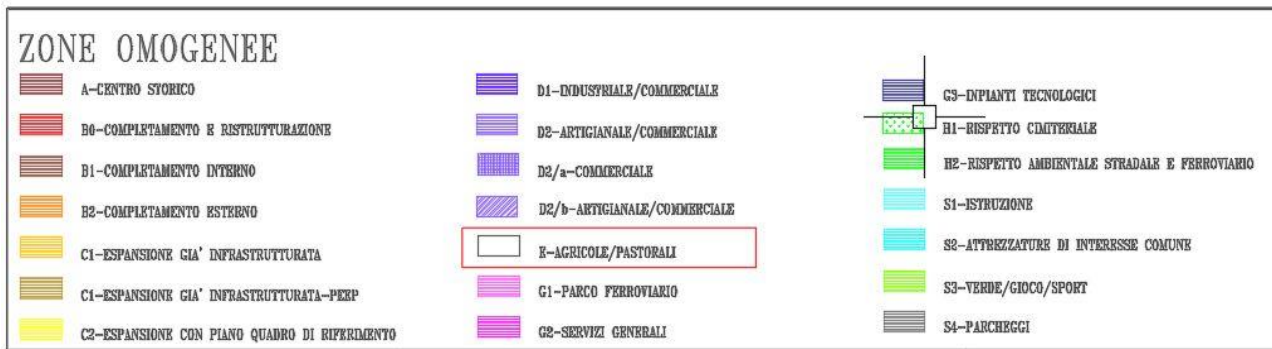


Figura 7: Legenda PUC

Comune di Villasor – Carta dei Vincoli Paesaggistici P.P.R.

TITOLO I - Assetto ambientale

Art. 17. - Assetto ambientale. Generalità ed individuazione dei beni paesaggistici

1. L’assetto ambientale è costituito dall’insieme degli elementi territoriali di carattere biotico (flora, fauna ed habitat) e abiotico (geologico e geomorfologico), con particolare riferimento alle aree naturali e seminaturali, alle emergenze geologiche di pregio e al paesaggio forestale e agrario, considerati in una visione ecosistemica correlata agli elementi dell’antropizzazione.

2. Gli elementi dell’assetto sono individuati e definiti nell’Allegato 2 e nella relazione di cui all’art. 5. Rientrano nell’assetto territoriale ambientale regionale le seguenti categorie di beni paesaggistici, tipizzati e individuati nella cartografia del P.P.R. di cui all’art. 5 e nella tabella Allegato 2, ai sensi dell’art. 143, comma 1, lettera i) del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, come modificato dal decreto legislativo 24 marzo 2006, n. 157:

- a) Fascia costiera, così come perimetrata nella cartografia del P.P.R. di cui all’art. 5;
- b) Sistemi a baie e promontori, falesie e piccole isole;
- c) Campi dunari e sistemi di spiaggia;
- d) Aree rocciose di cresta ed aree a quota superiore ai 900 metri s.l.m.;
- j) Praterie di posidonia oceanica;
- k) Aree di ulteriore interesse naturalistico comprendenti le specie e gli habitat prioritari, ai sensi della Direttiva CEE 43/92;
- l) Alberi monumentali
- e) Grotte e caverne;
- f) Monumenti naturali ai sensi della L.R. n. 31/89;
- g) Zone umide, laghi naturali ed invasi artificiali e territori contermini compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi;
- h) Fiumi torrenti e corsi d’acqua e relative sponde o piedi degli argini, per una fascia di 150 metri ciascuna, e sistemi fluviali, riparali, risorgive e cascate, ancorché temporanee;
- i) Praterie e formazioni steppiche;



Figura 8: Inquadramento vincolo P.P.R. art. 143 (fiumi e torrenti – fascia 150 m)

Nel corso del marzo 2005 è entrato definitivamente in vigore il Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico, P.A.I., che prevede una serie di limitazioni sulla pianificazione per le aree a pericolo di frana e/o di inondazione e di tutele e limitazioni sulle aree a rischio di frana e/o di inondazione.

Dall'immagine seguente è possibile verificare che non sono presenti corsi d'acqua sull'area destinata ad accogliere l'impianto, tuttavia a ridosso del perimetro nord scorre il torrente "Gora Piscina Manna", soggetto alla fascia di tutela paesaggistica di 150 m, ai sensi dell'art. 142 del Codice urbani (D.lgs. 42/2004). A sud dell'impianto scorre anche il "Canale Riu Nou", ma il progetto non ricade all'interno della fascia di rispetto di quest'ultimo.

La fascia di rispetto di 150 m non è interessata dall'impianto, ma viene lasciata come area vincolata a verde.



Figura 9: Fascia di rispetto di 150 m adibita ad area verde

I terreni hanno destinazione d'uso agricolo/pastorale e a nord dei lotti n 1, 2 e 3 è presente un'area di 25,00 ha, sempre a destinazione agricola, su cui insiste il vincolo dei 150 metri dal rio “Gora Piscina Manna” che viene lasciata ad uso agricolo; inoltre nel lotto 1 è prevista un'area di 10,00 ha che ospiterà attività agricole compatibili con il futuro vincolo archeologico.

Con la deliberazione del Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino n. 1 del 27 febbraio 2018 sono state modificate ed integrate le norme di attuazione del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Sardegna ed è stato introdotto l'art. 30 ter, avente per oggetto "Identificazione e disciplina delle aree di pericolosità quale misura di prima salvaguardia".

Con l'articolo 30 ter, per l'intero territorio regionale, per i tratti del reticolo idrografico regionale per i quali non sono stati ancora individuate aree di pericolosità idraulica a seguito di modellazione, e con l'esclusione delle aree di pericolosità determinate con il solo criterio geomorfologico, è stata istituita una fascia di prima salvaguardia, su entrambi i lati a partire dall'asse del corso d'acqua, di ampiezza variabile in funzione dell'ordine gerarchico dello stesso tratto di corso d'acqua.

Ad ogni tratto di corso d'acqua è stato assegnato un ordine gerarchico, secondo la metodologia Horton – Strahler, in questo caso la fascia di prima salvaguardia ha una larghezza di 250 m.



Figura 10: Fascia di rispetto di 150 m adibita ad area verde

Nella fascia di prima salvaguardia Strahler non sono presenti cabine elettriche.

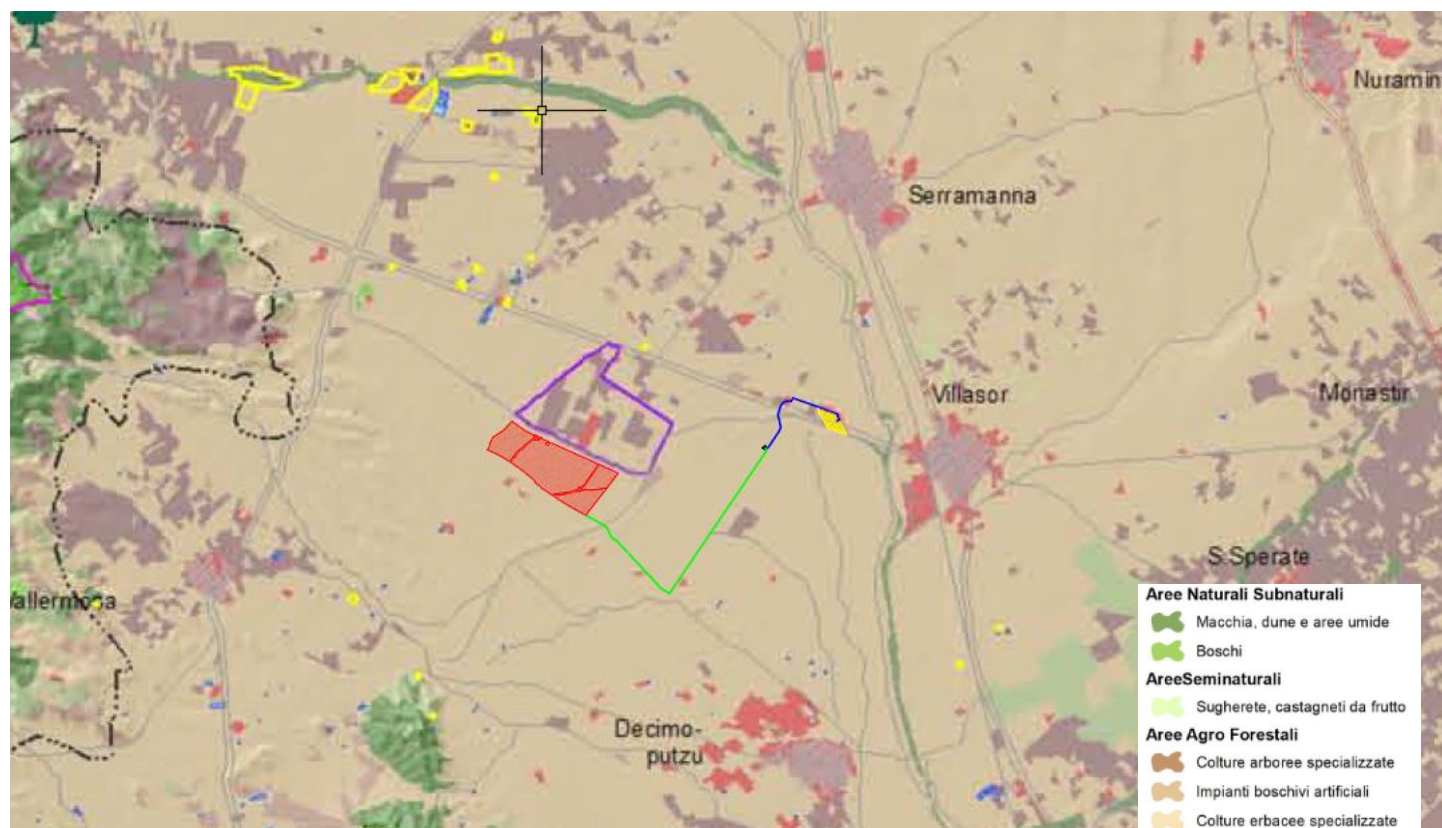


Figura 11: Assetto Ambientale



Figura 12: Assetto Storico-Culturale

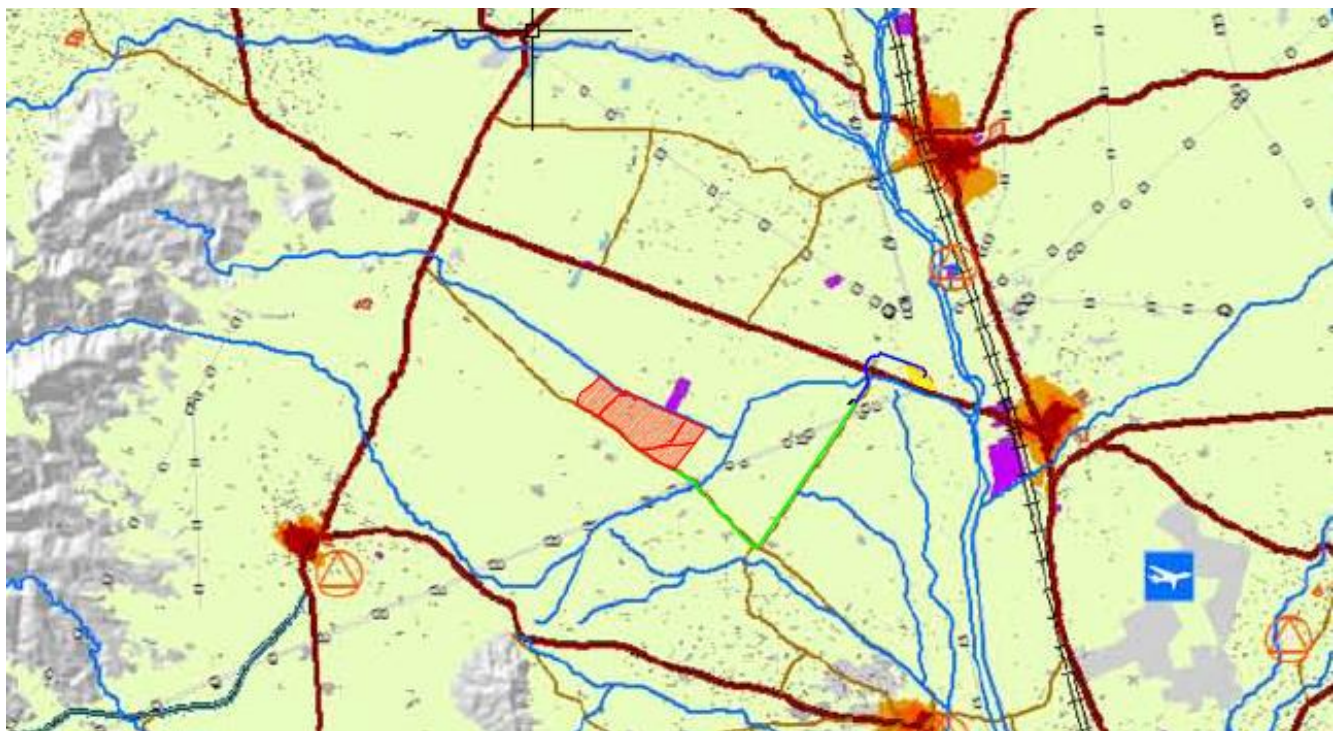


Figura 13: Assetto Insediativo

Vi è una totale coerenza tra il progetto proposto e il Piano Paesaggistico Regionale.

Comune di Villasor - Classificazione Acustica

Con la promulgazione del D.P.C.M. 1/3/1991 “Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti e nell’ambiente esterno”, la Classificazione Acustica assume il ruolo di strumento base su cui si articolano i provvedimenti legislativi in materia di protezione dell’ambiente esterno e abitativo dall’inquinamento acustico.

Questa normativa impone 6 classi acustiche, l’impianto in questione ricade nella classe III ovvero Aree di tipo misto.

CLASSE III: Aree di tipo misto

Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare di tipo locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici.

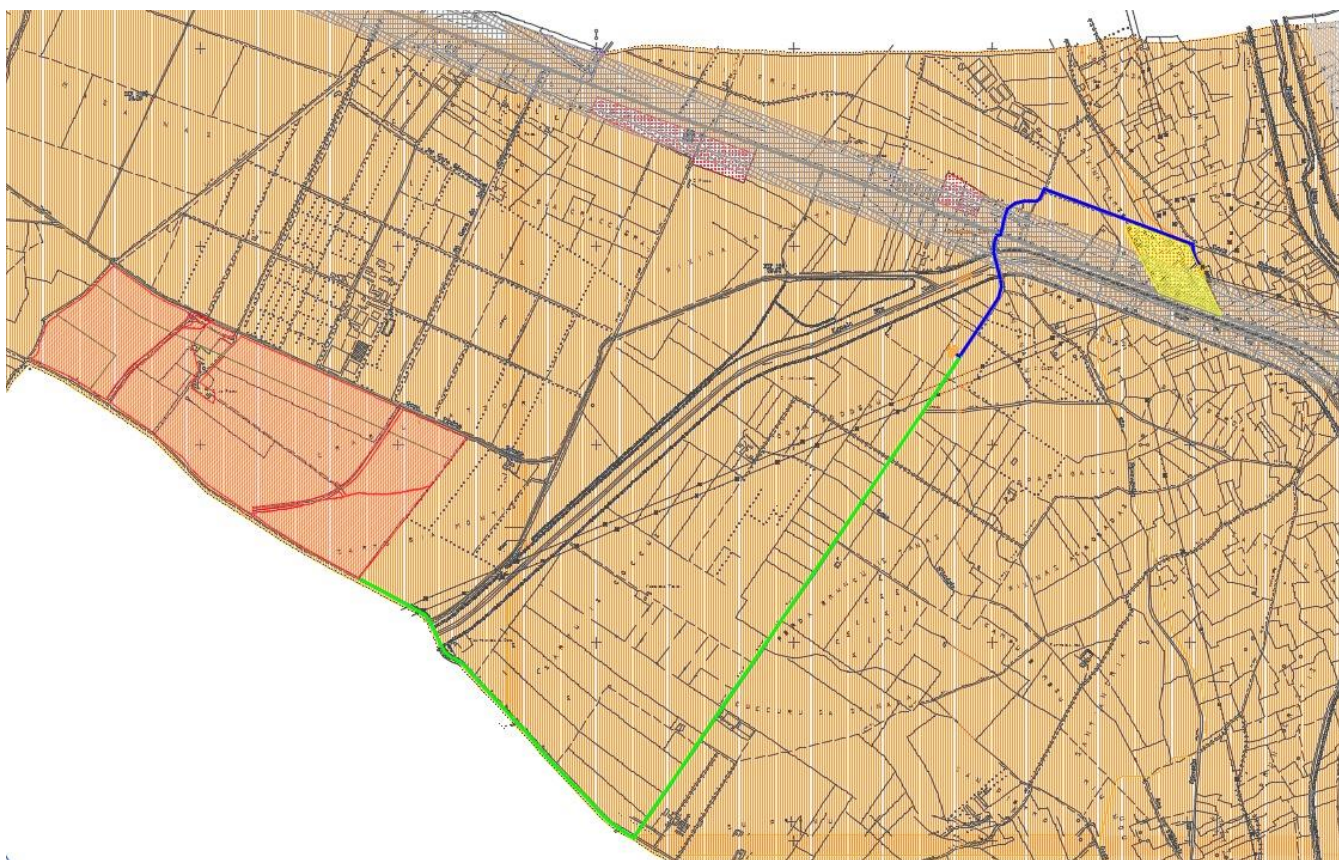








Figura 14: Inquadramento in larga scala con classificazione acustica Comunale di Villasor

CLASSI ACUSTICHE

-  CLASSE I Classi particolarmente protette
-  CLASSE II Classi prev. residenziali
-  CLASSE III Aree di tipo misto
-  CLASSE IV Aree di intensa attività umana
-  CLASSE V Aree prevalentemente industriali
-  CLASSE VI Aree esclusivamente industriali

FASCE DI PERTINENZA ACUSTICA






-  FASCIA DI PERTINENZA 30 m
-  FASCIA DI PERTINENZA A
SS 196-196dir SS 293 SP4 SP7 (100) m
-  FASCIA DI PERTINENZA B
SS 196-196dir SS 293 SP4 SP7 (50) m
-  FASCIA DI PERTINENZA FERROVIARIA 150 m
-  FASCIA DI PERTINENZA FERROVIARIA 100 m

Figura 15: Legenda PCA

Per quanto riguarda specificamente i terreni destinati ad ospitare il campo fotovoltaico, questi non ricadono in aree soggette a tutela naturalistica di alcun tipo.

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.

Inoltre ai sensi dell’art. 7 bis del D.Lgs 152/2006, al comma2-bis *(comma così sostituito dall’art. 18, comma 1, lettera a), della legge n. 108 del 2021)*: Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell’Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse **costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.**

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	
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
PdF Villasor	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	X
Vincoli demaniali e servitù pubbliche	X
Aree percorse da incendio	X
Perimetrazione del sito di interesse nazionale Sulcis-Iglesiente-	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 e non è soggetta a vincolo paesaggistico.

Disponibilità della fonte solare

Critero generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. A tal fine sono stati utilizzati componenti di ultima generazione e altissima efficienza ed affidabilità, in modo da garantire la massima produttività energetica per unità di superficie captante.

Gli alti standard tecnologici costruttivi garantiscono la massima durata dell’impianto e minimizzano interventi di manutenzione a beneficio della compatibilità ambientale.

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 della distanza di pitch (distanza tra i tracker) si adottano delle tecniche di backtracking che attraverso la modulazione del software di gestione del sistema consentono di ottimizzare le perdite per ombreggiamento nelle prime ore del giorno e in quelle serali.

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

Critero 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: distanza tra i tracker, 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 “ACME”

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

Ha una potenza totale pari a **99 990.800 kW** e una produzione di energia annua pari a **194 415 129.94 kWh** (equivalente a **1 904.15 kWh/kW**), derivante da 149 240 moduli che occupano una superficie di 469 335.96 m², ed è composto da 1 generatore.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	ACME srl - Rappresentante Legale FABIO FERRINI
Indirizzo	LOC SALTU BIA MONTIS
CAP Comune (Provincia)	09034 Villasor (SU)
Latitudine	39°.3825 N
Longitudine	8°.9444 E

Altitudine	40 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	5 235.90 MJ/m ²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00
Dati tecnici	
Superficie totale moduli	469 335.96 m ²
Numero totale moduli	149 240
Numero totale inverter	16
Energia totale annua	194 415 129.94 kWh
Potenza totale	99 990.800 kW
Potenza fase L1	33 330.267 kW
Potenza fase L2	33 330.267 kW
Potenza fase L3	33 330.267 kW
Energia per kW	1 905.15 kWh/kW
Sistema di accumulo	Assente
Capacità di accumulo utile	-
Capacità di accumulo nominale	-
BOS standard	83.09 %

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'Allegato I_quadro economico.

Impegno spesa

L'impegno di spesa effettivamente sostenuto può così riepilogarsi:

Descrizione	Importo
Costo Totale Impianto	€ 66.518.222,84
Impegno di spesa	€ 66.518.222,84

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

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	36 355.60
TEP risparmiate in 20 anni	727 112.10

Ci preme sottolineare che la produzione annua attesa dell'impianto garantirà il fabbisogno equivalente di 72000 famiglie italiane, considerando un fabbisogno annuo medio di energia elettrica pari a 2700 kWh cad famiglia.

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]	92 152 710.07	72 516.79	62 755.18	2 721.81
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	1 843 054 200.23	1 450 355.97	1 153 371.62	54 436.20

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 $\pm 60^\circ$ 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 16 cabine di trasformazione con dimensioni 2,50 X 12,20 m, 2 cabine di parallelo e una cabina di consegna aventi stesse dimensioni, atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell’allacciamento del cliente alla rete privata nella cabina primaria "ACME" di nuova realizzazione da ubicarsi fuori dal lotto di progetto.



Figura 16: tipologia tracker



Figura 17: tipologia cabina inverter

3.3 Altri locali accessori

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



Figura 17: 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 14.809 metri, lo scavo movimenterà un totale di 4.147 mc di materiale.

VOLUMI DI SCAVO LINEA BT				
Tratto	lunghezza scavo (m)	larghezza scavo (m)	altezza scavo (m)	Volume scavo (mc)
Totale linea BT	14.809	0,40	0,70	4.147

Linea MT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotto di 40 X 70 cm per la parte di linea interna ai lotti e di 40 X 110 cm per la parte di linea esterna ai lotti. Calcolando una lunghezza totale dello scavo pari a 8.977 metri di cui 4.037 metri interni al lotto e 4.940 metri esterni ai lotti, lo scavo movimenterà un totale di 3.304 mc di materiale.

VOLUMI DI SCAVO LINEA MT				
Tratto	lunghezza scavo (m)	larghezza scavo (m)	altezza scavo (m)	Volume scavo (mc)
Linea interna ai lotti	4.037	0,4	0,7	1.130
Linea esterna ai lotti	4.940	0,4	1,1	2.174
Totale linea MT	8.977			3.304

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 2.038 metri, lo scavo movimenterà un totale di 1.569 mc di materiale.

VOLUMI DI SCAVO LINEA AT				
Tratto SSE - SE	lunghezza scavo (m)	larghezza scavo (m)	altezza scavo (m)	Volume scavo (mc)
Totale linea AT	2.038	0,70	1,10	1.569

La connessione alla rete avverrà attraverso un collegamento interrato in AT della lunghezza di circa 2.038 m uscente dalla cabina in MT/AT (Comune di Villasor F. 21, mappale 414) e arriverà al punto di consegna previsto nella stazione RTN Terna esistente nel Comune di Villasor.

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 951 m3 di sabbia (per l'allettamento del fondo scavo) e 1.903 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 143 m3 di sabbia (per l'allettamento del fondo scavo) e 285 m3 di inerte di cava a granulometria variabile (per la chiusura della parte superiore dello scavo).

3.6 Gestione delle acque meteoriche

Considerando la tipologia di impianto e le lavorazioni previste non si ha una modifica della permeabilità dei suoli né tantomeno un significativo impatto sul naturale deflusso delle acque meteoriche. Questo perché non sono previste opere di fondazione estese e le strutture di sostegno dei tracker sono costituite da pali infissi. La superficie di intercettazione dei

moduli che hanno un distanziamento di 2 centimetri l'uno dall'altro e una distanza tra le file di 4,60 m non genera fenomeni di corruzione poiché l'irrorazione dei suoli è pressoché invariata. Non si ritiene pertanto necessario intervenire con una regimazione delle acque che comporterebbe una modifica sostanziale dell'attuale deflusso naturale.

3.7 Strada di accesso al sito

Le strade di accesso al sito, considerata l'assenza di una infrastrutturazione della zona, saranno quelle presenti praticamente lungo i confini a sud del lotto interessato. 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.

La viabilità interna all'impianto si sviluppa per una lunghezza di 11.863 m lungo il perimetro esterno dei vari lotti in cui è suddiviso l'impianto e internamente ad essi, coprendo una superficie pari a 28.242 m².

Per la sua realizzazione si prevede: rimozione del cotico erboso superficiale; rimozione dei primi 20 cm di terreno, compattazione del fondo scavo e riempimento con materiale di cava a diversa granulometria fino al raggiungimento delle quote originali di piano campagna.

Il volume di terreno escavato ammonta pertanto a circa 10.677 m³. Tale materiale sarà riutilizzato in loco per rimodellamenti puntuali dei percorsi, e la parte eccedente sarà utilizzata in sito per livellamenti e rimodellamenti necessari al posizionamento dei tracker.

Nel complesso, la realizzazione delle viabilità di impianto comporterà l'utilizzo di circa 9.900 m³ di inerte di cava a granulometria variabile.

3.8 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.

Per la progettazione e realizzazione della recinzione verranno rispettate le prescrizioni del PDF del Comune di Villasor.

Per questo motivo lungo i margini del lotto adiacenti ai confinanti, la recinzione verrà realizzata lungo il confine stesso, mentre sui fronti stradali verrà arretrata sarà 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 circa 3,1 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità di almeno 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.



Figura 18a: Tipologia recinzione



Figura 19b: Tipologia palo videosorveglianza



Figura 19: Tipologia di recinzione utilizzata e palo videosorveglianza



Figura 20: Tipologia cancello d'ingresso

Dai limiti catastali verranno rispettate le fasce di rispetto di 5 m dai confinanti e di 10 m dai fronti stradali, previste dal piano di fabbricazione del Comune di Villasor per le zone agricole.

La recinzione, per tutta la lunghezza del confine, verrà posizionata ad un'altezza da terra di circa 30 cm, al fine di permettere alla piccola fauna presente nella zona di utilizzare l'area di impianto.

Lungo tutto il perimetro esterno del lotto interessato dal progetto non è attualmente presente nessuna fascia alberata (vedere foto seguenti). Al fine di creare una barriera visiva, si procederà con la piantumazione di essenze arboree a rapido accrescimento che al contempo non si sviluppino eccessivamente in altezza. Sarà inoltre inserita una fascia di arbusti mediterranei quali scisto, lentischio e mirto atta a colmare gli spazi tra un albero e l'altro i quali avranno un sesto di impianto di 2/3 metri. Le essenze previste saranno ulivi in base alla reperibilità del momento. Lungo i confini stradali si provvederà a creare la fascia di mitigazione così come descritta in progetto alla tav. TAVPROG007, 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. Gli arbusti verranno selezionati tra quelli appartenenti alla macchia mediterranea autoctona e propri del piano bioclimatico di riferimento.

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



Figura 21: lato Sud-Ovest



Figura 22: lato Nord-Est



Figura 23: lato Sud-Est



Figura 24: lato Sud-Est

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: 16
- N° MODULI FOTOVOLTAICI: 149.240

I moduli utilizzati per il progetto sono in silicio monocristallino, Risen – RSM132 da 670 Watt, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-645M	RSM132-8-650M	RSM132-8-655M	RSM132-8-660M	RSM132-8-665M	RSM132-8-670M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	645	650	655	660	665	670
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.15	45.35	45.55	45.75	45.95	46.15
Short Circuit Current-Isc(A)	18.18	18.23	18.28	18.33	18.38	18.43
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.58	37.76	37.94	38.12	38.30	38.48
Maximum Power Current-Impp(A)	17.17	17.22	17.27	17.32	17.37	17.42
Module Efficiency (%) ★	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

★ Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-645M	RSM132-8-650M	RSM132-8-655M	RSM132-8-660M	RSM132-8-665M	RSM132-8-670M
Maximum Power-Pmax (Wp)	488.6	492.4	496.2	500.0	503.8	507.6
Open Circuit Voltage-Voc (V)	41.99	42.18	42.36	42.55	42.73	42.92
Short Circuit Current-Isc (A)	14.91	14.95	14.99	15.03	15.07	15.11
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	34.87	35.04	35.21	35.38	35.54	35.71
Maximum Power Current-Impp (A)	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17	14.21

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	37kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	High strength alloy steel
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	527
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	17
Box gross weight[kg]	1200

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 16 inverter SG6250HV-MV/SG6800HV-MV (uno per campo) prodotti da SANGROW avente le seguenti caratteristiche:

Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy/TyII	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter:IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

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 16 cabine di trasformazione con dimensioni P 2,5 x L 12,2 x H 2,9 metri, 2 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 Terna e per raccolta dell'energia prodotta; nel particolare si hanno:

- un locale riservato all'impianto di consegna Terna (locale di consegna) con accesso diretto da strada pubblica.
- un locale destinato alla misura dell'energia 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 in verter, 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 SERVIZI:

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 ELETTRODOTTO

L'elettrodotto verrà realizzato 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.

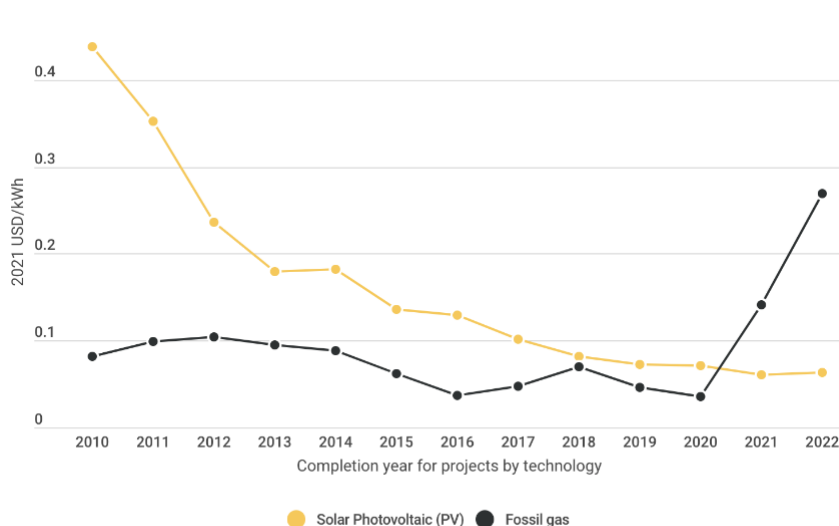
I conduttori impiegati, con tensione nominale di 30 kV del tipo ARE4H5EX12/20kV – 2x3x1x185mmq, verranno posati a terra su idoneo letto di posa in sabbia, previa predisposizione dello scavo e con successivo rinterro e ripristino della pavimentazione ove necessario e come sopra descritto.

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. Preme segnalare che in base al rapporto IRENA (International Renewable Energy Agency) quasi due terzi della capacità rinnovabile aggiunta nel 2021 ha un LCOE più basso rispetto a quello delle più economiche centrali a carbone oggi in funzione, nei paesi del G20.



Credits: IRENA

Per IRENA i trend del 2021 si tradurranno in importanti benefici in questo 2022, vista la crisi energetica in atto. Il costo di generazione della nuova capacità solare ed eolica aggiunta in Europa dovrebbe essere in media da quattro a sei volte inferiore ai costi marginali di generazione dei combustibili fossili.

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 raccoglierne 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 132/144 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 20-22%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 20 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 500-700 Watt di picco.

In altre parole, considerando che la superficie di ogni modulo fotovoltaico si aggira intorno a 3 m², per soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 6 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 18 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 alla RTN.

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 25 e i 30 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 – 22%
- Moduli in silicio policristallino – 22,5%
- 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 è Risen – RSM132 da 670 Watt. 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 RSM132 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.

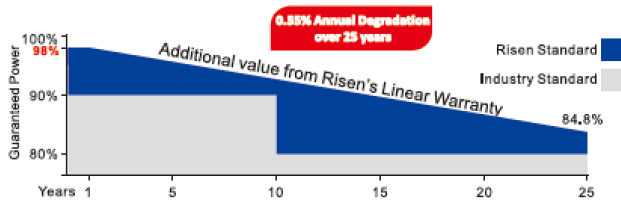
L’efficienza di tali moduli, certificata dal produttore e garantita per 25 anni, è del 21,6%.

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.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



RSM132-8-645M-670M

132 CELL
Mono PERC Module

645-670Wp
Power Output Range

1500VDC
Maximum System Voltage

21.6%
Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES



Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing



Industry leading lowest thermal co-efficient of power



Industry leading 12 years product warranty



Excellent low irradiance performance



Excellent PID resistance



Positive tight power tolerance



Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product



Module Imp binning radically reduces string mismatch losses



Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method



Comprehensive product and system certification

- ♦ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
- ♦ ISO 9001:2015 Quality Management System
- ♦ ISO 14001:2015 Environmental Management System
- ♦ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

Figura 25: 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 -60° a $+60^\circ$, 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: $\eta_{sist} = 77\%$, 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 olio dielettrico biosintetico a base 100% di esteri vegetali e biodegradabile al 100%, 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 30 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 150 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 6 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 (RELAPROG024).

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 99,9908 MWp, sulla scorta delle informazioni ricevute dalle ditte produttrici di pannelli fotovoltaici, si può sostenere quanto segue:

- Rifiuti solidi urbani prodotti da mediamente 60 persone per 6 mesi di cantiere
- 805 m³ di cartone
- 225 m³ di polistirolo
- 800 m³ di scarti di tubi di PVC

- 1.200 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, le cabine, i cavidotti, ecc.

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, lasciando ovviamente integri le piantumazioni perimetrali. Possiamo quindi affermare che per i terreni che “Ospitano” l'impianto fotovoltaico, questo di fatto rappresenta, nel lungo periodo, un mezzo di preservazione del territorio per le future generazioni.

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 tradizionale 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.

In virtù di quanto sopra esposto l'attività di produzione di energia elettrica può agevolmente essere affiancata da un'attività agricola specifica, meglio descritta nella relazione agronomica, che porta un discreto incremento del personale impiegato in fase di esercizio, e al contempo consente di garantire una continuità dell'attività attualmente esercitata con un miglioramento delle tecnologie di lavoro ed un maggior rendimento in rapporto alla risorsa suolo utilizzata. Infine l'inserimento di un'attività di apicoltura all'interno del perimetro del parco consente di aumentare ulteriormente il numero dei lavoratori coinvolti e, allo stesso tempo contribuisce al ripopolamento degli insetti impollinatori con conseguente beneficio per le attività agricole circostanti.

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:

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

Nelle seguenti Tabelle sono riportate le quantificazioni del personale impiegato per ogni ambito in fase dell'impianto.

	Ambiti	Attività	Personale impiegato
Fase cantiere	Impianto fotovoltaico	Progettazione esecutiva ed analisi in campo	3
		Acquisti ed appalti	3
		Project Management, Direzione lavori e supervisione	3
		Sicurezza	3
		Lavori civili	13
		Lavori meccanici	14
		Lavori elettrici	10
		Lavori agricoli	8
	Dorsali MT	Progettazione esecutiva ed analisi in campo	3
		Acquisti ed appalti	3
		Project Management, Direzione lavori e supervisione	3
		Sicurezza	3
		Lavori civili	16
		Lavori meccanici	18
		Lavori elettrici	13
		Lavori agricoli	8
	Impianto di utenza	Progettazione esecutiva ed analisi in campo	2
		Acquisti ed appalti	3
		Project Management, Direzione lavori e supervisione	2
		Sicurezza	2
		Lavori civili	3
		Lavori meccanici	3
		Lavori elettrici	3
		Lavori agricoli	2
	Impianto di rete	Progettazione esecutiva ed analisi in campo	4
		Acquisti ed appalti	3
		Project Management, Direzione lavori e supervisione	3
		Sicurezza	2
		Lavori civili	15
		Lavori meccanici	16
		Lavori elettrici	15
		Lavori agricoli	8
	TOTALE		210

	Ambiti	Attività	Personale impiegato
Fase di esercizio	Impianto fotovoltaico e dorsali MT	Monitoraggio impianto da remoto	3
		Lavaggio moduli	3
		Controlli e manutenzione opere civili e meccaniche	3
		Verifiche elettriche	3
		Attività agricole	13
	Impianto di utenza	Monitoraggio impianto da remoto	14
		Lavaggio moduli	10
		Controlli e manutenzione opere civili e meccaniche	8
		Verifiche elettriche	2
		Attività agricole	3
		TOTALE	62

	Ambiti	Attività	Personale impiegato
Fase di dismissione	Impianto fotovoltaico e dorsali MT	Appalti, Project Management, Direzione lavori e supervisione	3
		Sicurezza	3
		Lavori di demolizione civili	13
		Lavori di smontaggio strutture meccaniche	14
		Lavori di rimozione apparecchiature elettriche	10
		Lavori agricoli	8
	Impianto di utenza	Appalti, Project Management, Direzione lavori e supervisione	2
		Sicurezza	2
		Lavori di demolizione civili	3
		Lavori di smontaggio strutture meccaniche	3
		Lavori di rimozione apparecchiature elettriche	3
		Lavori agricoli	2
			TOTALE

7.2 OPERE DI MITIGAZIONE/COMPENSAZIONE

Le opere di mitigazione a verde previste lungo il perimetro dell'area, analizzate nel dettaglio nell'allegato RELAPROG015a e TAVPROG007, sono già state sottoposte ad approvazione del competente Assessorato dell'Ambiente Servizio Valutazione Impatti in fase di valutazione di altri progetti analoghi.

In particolare, come primo aspetto, si è provveduto all'individuazione delle essenze da porre a dimora, le quali sono state scelte secondo i requisiti proposti per progetti limitrofi con Deliberazioni di Giunta Regionale:

- Piante autoctone facenti parte della "Macchia Mediterranea";
- Velocità di accrescimento;
- Buona resistenza e facilità di attecchimento.

In base a quanto sopra si è deciso di utilizzare le seguenti essenze:

- Fila interna – Olivo (*Olea europaea*) avente altezza di impianto 2.50-2.80m e interasse circa 4.00 ml è una pianta da frutto sempreverde;
- Fila esterna – Lentischio (*Pistacia Lentiscus*) a ridosso della recinzione, è una pianta della famiglia delle Anacardiaceae, tipica degli ambienti di macchia mediterranea, avente altezza di impianto 0.80-1.00 m ed interasse 1.00 ml.

La fascia di mitigazione esterna infine consente di creare un elemento che ha la funzione di limitare l'impatto visivo ed inoltre di costituire una zona di interesse per i medesimi insetti impollinatori, contribuendo ad incrementare la produzione di miele già sostenuta da alcune essenze del prato polifita permanente impiantato preventivamente alla realizzazione del parco fotovoltaico.

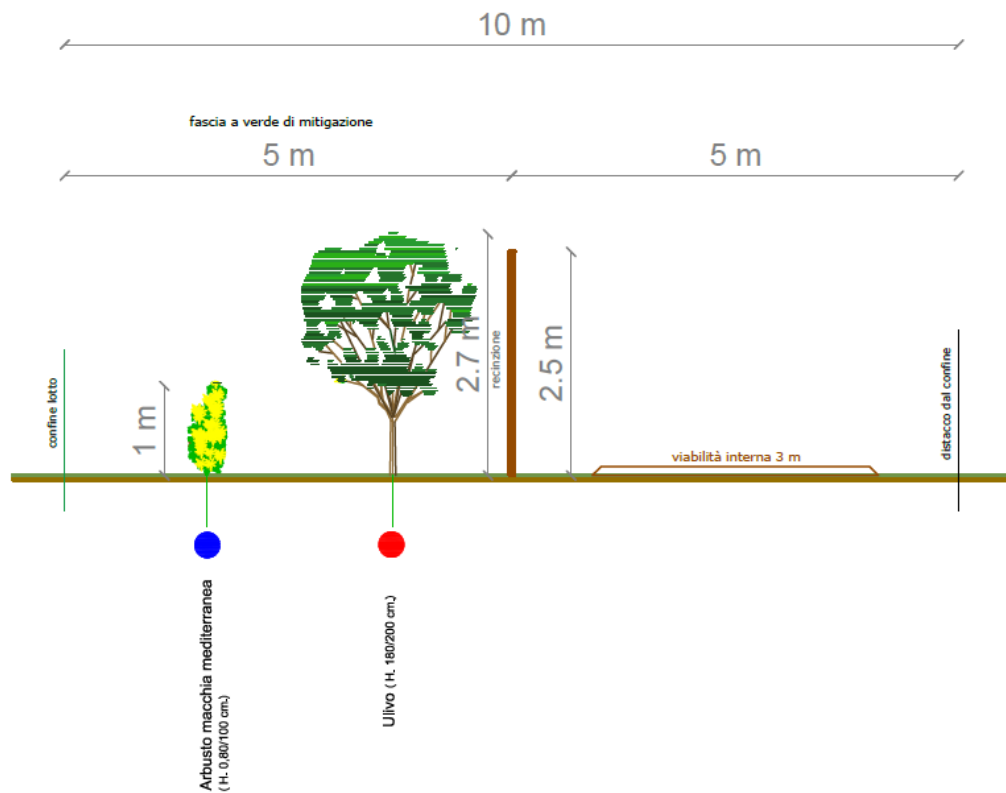


Figura 26: Stralcio sezione longitudinale opere mitigazione - TAVPROG007

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.