



REGIONE SARDEGNA

PROVINCIA DI SUD SARDEGNA

COMUNE DI SILIQUA

Oggetto:

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO
AVANZATO
DELLA POTENZA DI 36,0399 MWp DA UBICARSI NEL TERRITORIO DEL
COMUNE DI SILIQUA
LOCALITÀ GIBA**

Elaborato :

REL0001_RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

TAVOLA:

REL0001

PROPONENTE :



FRESNO SOLAR S.r.l.
Sede
Viale Luca Gaurico 9/11, A, 4*
Roma (RM), 00143

PROGETTAZIONE :



GAMIAN CONSULTING SRL
Sede
Via Gioacchino da Fiore 74
87021 Belvedere Marittimo (CS)

TEAM TECNICO

Stefano Cairo Alessandra Guerriero
Lavinia Sollazzo Francesco Martorelli
Roberto Addino Francesco Greco
Raffaele Tribuzio Francesca Splendore
Iorio Marco

Tecnico
Ing. Gaetano Voccia



SCALA:

DATA:

Dicembre 2023

REDAZIONE :

L.S.

CONTROLLO :

S.C.

APPROVAZIONE :

Ing. Gaetano Voccia

Codice Progetto: F.22.192

Rev.: 00 - Presentazione Istanza VIA

Gamian Consulting Srl si riserva la proprietà di questo documento e ne vieta la riproduzione e la divulgazione a terzi se non espressamente autorizzato

SPAZIO RISERVATO ALL'ENTE PUBBLICO

1	PREMESSA	2
1.1.	SOGGETTO PROPONENTE	2
2	PRESENTAZIONE DEL PROGETTO	3
2.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	3
2.2	CARATTERISTICHE GENERALI DEL PROGETTO	6
3	RIFERIMENTI NORMATIVI E INDIRIZZI DI PIANIFICAZIONE	7
3.1	NORME E INDIRIZZI COMUNITARI	7
3.2	NORME E INDIRIZZI NAZIONALI	7
3.2.1.	<i>Norme</i>	7
3.2.2.	<i>Strategia Energetica Nazionale</i>	8
3.2.3.	<i>Piano Energetico Nazionale</i>	9
3.2.4.	<i>Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia</i>	9
3.2.5.	<i>Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra</i>	9
3.3	NORME E INDIRIZZI REGIONALI	10
3.3.1.	<i>Norme</i>	10
3.3.2.	<i>Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.)</i>	12
4	STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E AMBIENTALE	16
4.1	PIANIFICAZIONE REGIONALE	17
4.1.1	<i>Piano Paesagistico Regionale (P.P.R.)</i>	17
4.2	<i>Interferenze con il sistema delle risorse ambientale e culturali</i>	18
4.3	PIANO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (P.A.I.)	22
4.4	PIANIFICAZIONE COMUNALE	30
5	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	31
5.1	DIMENSIONE E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO	31
5.2	TECNOLOGIE E TECNICHE ADOTTATE	36
5.3	CARATTERISTICHE DELLA SEZIONE DI BASSA TENSIONE	49
5.4	RETE DI MEDIA TENSIONE E PERCORSO CAVIDOTTO	51
5.5	STAZIONE ELETTRICA – "SE VALLERMOSA"	58
6	RISORSE NATURALI	59
6.1	MATERIALI E RISORSE NATURALI IMPIEGATE	59
7	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	61
7.1	PROTEZIONE DA CORTO-CIRCUITI SUL LATO DC DELL'IMPIANTO	61
7.2	PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO DC DELL'IMPIANTO	61
7.3	PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI	61
7.4	SICUREZZA SUL LATO AC	62
7.5	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	62
8	VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE	63
9	PRESTAZIONI	64
10	RICADUTE OCCUPAZIONALI	65
11	DATI CLIMATICI E IRRAGGIAMENTO	66
12	DOCUMENTAZIONE FOTOGRAFICA	74

1 PREMESSA

L'energia solare è la fonte più diffusa di energia, disponibile ovunque ed in modo gratuito. Con le attuali tecnologie è possibile, per mezzo di generatori a celle fotovoltaiche, convertire la luce solare in energia elettrica, ovvero la produzione di energia avviene solo in presenza della luce solare e sarà tanto più grande quanto maggiore sarà l'insolazione diretta ed il tempo di esposizione dei moduli fotovoltaici ai raggi del sole. La produzione di energia fotovoltaica è utilizzabile dove è prodotta e la sua diffusione riduce le linee di interconnessione ad alta tensione, ovvero facendo la cosiddetta “micro-generazione diffusa” e le minigrig locali. Più in generale, l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- La produzione di energia elettrica nel luogo di utilizzo dell'energia;
- La produzione di energia elettrica senza alcun tipo di inquinamento;
- Il risparmio di combustibile fossile;
- La riduzione di immissione di anidride carbonica nell'atmosfera;
- La riduzione di immissione di NOx e SOx nell'atmosfera;
- Produzione energetica azzerando l'inquinamento acustico;
- Un incremento occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale;
- Un ritorno economico dell'investimento negli anni di vita dell'impianto.

1.1. Soggetto Proponente

La Società Fresno Solar S.r.l. redattrice del progetto è una società attiva nella produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, in particolar modo, dal solare fotovoltaico. Ha sede legale presso Roma (RM) in Viale Luca Gaurico, 9/11, A,4°, CAP 00143 con P.IVA 16793471000. La Società si propone di realizzare l'impianto agro-fotovoltaico avanzato in progetto per sé stessa con consegna alla rete dell'energia prodotta, curando in proprio tutte le attività necessarie. Nella filosofia progettuale della Fresno Solar S.r.l. si intende valorizzare l'energia prodotta con tecnologia fotovoltaica, contestualizzando al meglio gli impianti nel rispetto delle caratteristiche territoriali e ambientali peculiari dei siti in cui essi vengono realizzati.

2 PRESENTAZIONE DEL PROGETTO

2.1 Inquadramento territoriale

La Fresno Solar S.r.l. intende realizzare nel comune di Siliqua (SU), in località “Giba” un impianto agro-fotovoltaico avanzato di tipo zootecnico, ad inseguimento monoassiale per la produzione di energia elettrica. Il futuro impianto FV_SILQUA presentato in autorizzazione è composto da:

- Campi agro-fotovoltaici avanzati, siti nel comune di Siliqua (SU), in località Giba;
- Stazione Elettrica “SE Vallermosa”, nel comune di Vallermosa (SU);
- Cavidotto di collegamento AT, nel territorio dei comuni di Siliqua e Vallermosa (SU).

L’impianto si sviluppa su una superficie lorda complessiva di circa 62,3510 Ha (623.510 m²), appartenenti all’area di impianto ricadente nel territorio del comune di Siliqua (SU). L’impianto in progetto sorgerà sulle particelle catastali n. 33-34-39-40 del foglio di mappa catastale n. 502, la particella n. 65 (ex 43) del foglio di mappa catastale n. 504, le particelle n. 4-26-42-43 del foglio di mappa catastale n. 505 e le particelle n. 35-449-450 del foglio di mappa n. 506. Le coordinate geografiche (baricentro approssimativo) del sito di impianto e del punto di connessione sono:

Coordinate impianto	Coordinate stazione
Lat: 39.316143°	Lat: 39.347984°
Long: 8.811317°	Long: 8.787387°

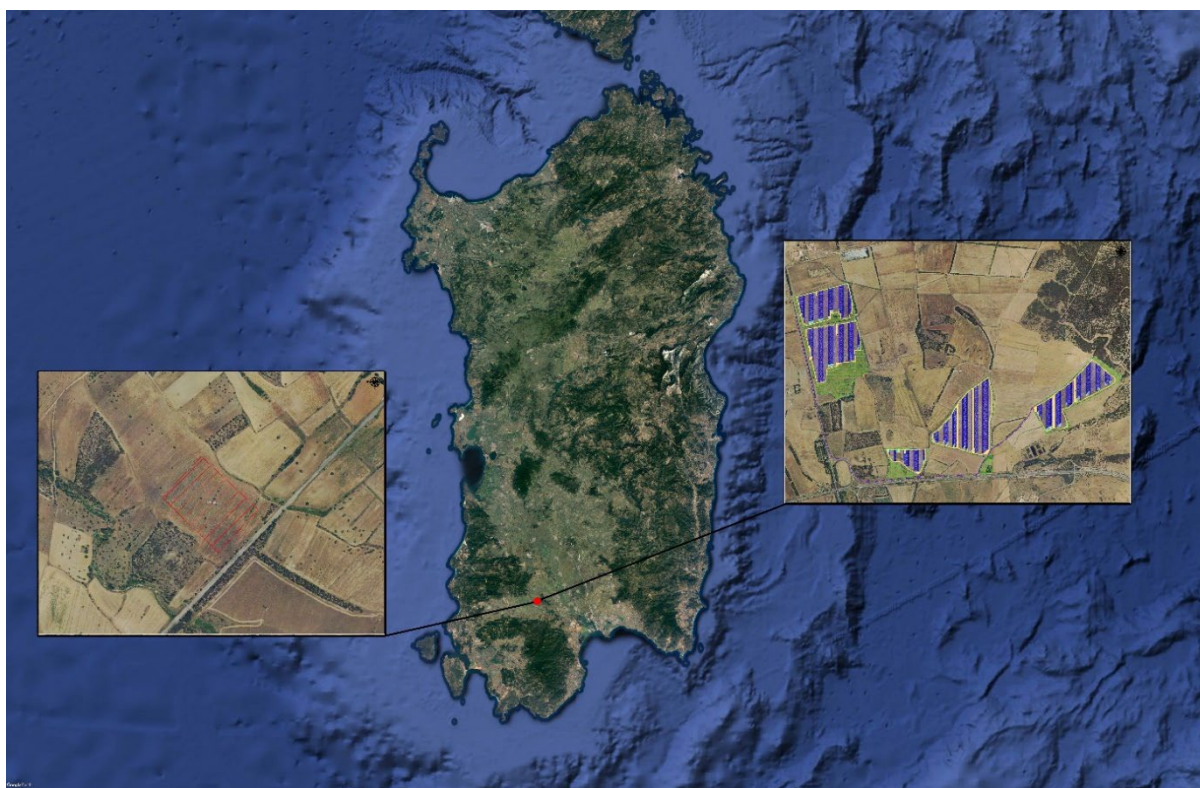


Figura 1 - Ubicazione area impianto e punto di connessione (Google Earth)

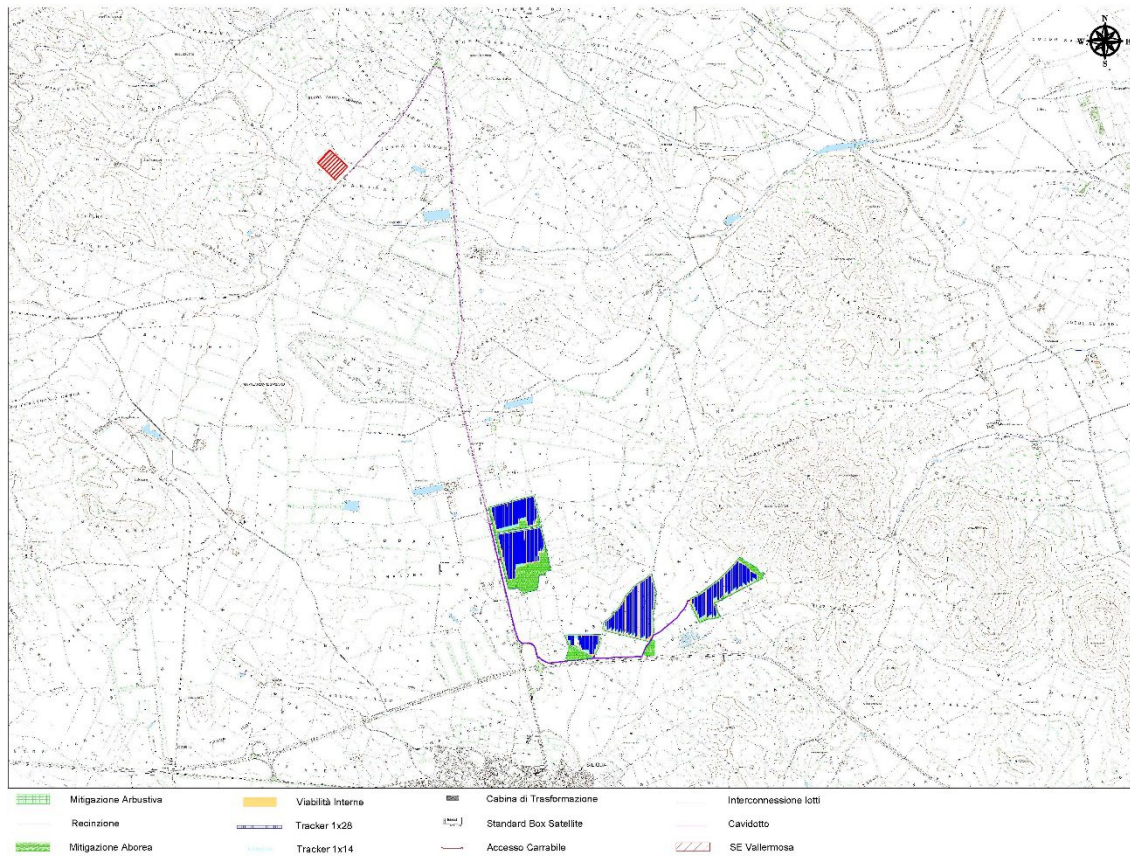


Figura 2 - Inquadramento territoriale dell'area d'impianto FV_SILQUA e del punto di connessione su C.T.R.

Il sito dell'impianto agro-fotovoltaico avanzato FV_SILQUA ricade nella porzione nord del territorio comunale di Siliqua, a circa 1.400 m direzione Nord del centro abitato, in una zona occupata da terreni agricoli e distanti da agglomerati residenziali o case sparse. Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, con accesso dalla SS 293 di "Giba". La Società Fresno Solar S.r.l. ha ottenuto dal gestore di rete Terna S.p.A. le soluzioni tecniche minime generali (STMG) in data 23/02/2023 avente codice pratica 202203871 e in data 27/02/2023 con codice pratica 202203885, la quale prevede che il parco Agro-fotovoltaico venga collegato in antenna a 36 kV sulla nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 220/150/36 KV della RTN da raccordare alla linea RTN a 220 KV "Sulcis – Villasor" e alla linea RTN a 150 KV "Siliqua – Villacidro".



Figura 3 – Futura Se e connessione dell’impianto FV_SILQUA

L’accesso all’area in cui sarà realizzato l’impianto sito nel comune di Siliqua (SU) località Giba, è raggiungibile attraverso la SS 293 di “Giba” e la SS 130 mentre l’accesso alla stazione elettrica SE è raggiungibile attraverso la SP 89.

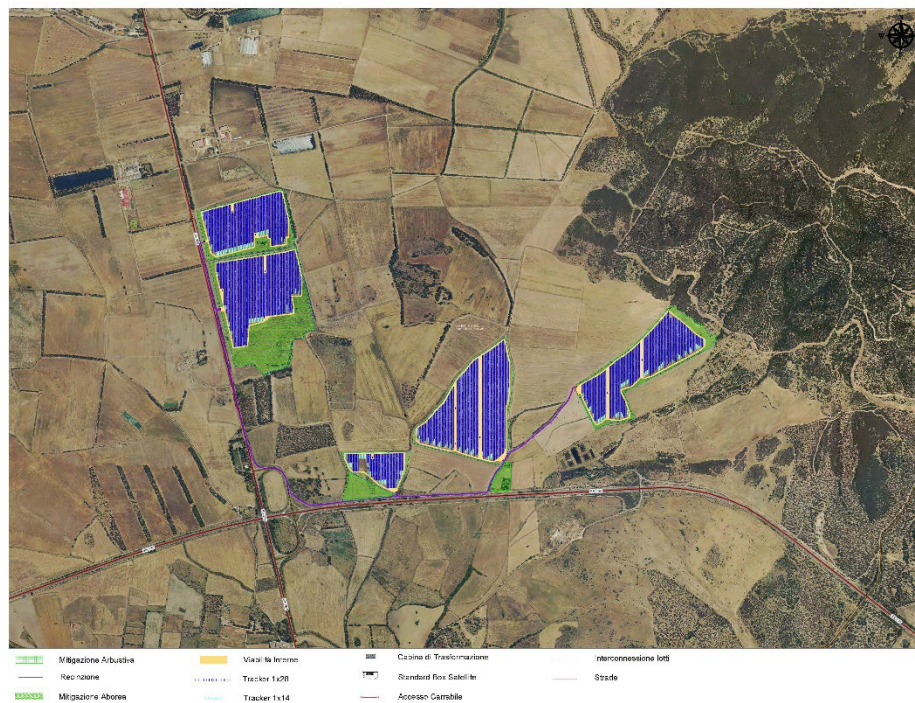


Figura 4 – Reti Stradale secondo il PPR 06 Regione Sardegna

2.2 Caratteristiche generali del progetto

Al fine di avere la massima efficacia ed efficienza dall’impianto, si prevede una struttura elettrica ad albero con un quadro generale in Alta Tensione all’interno del locale di controllo previsto nel lotto del terreno precedentemente identificato. In considerazione di ciò, avremo linee di produzione indipendenti da collegare a valle dei locali di trasformazione e a monte dei locali di misura e consegna. L’impianto agro-fotovoltaico convoglierà l’energia prodotta alla stazione attraverso un cavidotto interrato a 36 kV. A tal fine, per la consegna dell'energia elettrica prodotta dall’impianto agro-fotovoltaico sarà realizzata una Standard Box Satellite in prossimità dell’impianto, dalla quale partirà il cavidotto 36 kV da collegare in antenna a 36 kV sulla nuova Stazione Eltrica (SE) di Trasformazione 220/150/36 KV della RTN da raccordare alla linea RTN a 220 kV “Sulcis - Villasor” e alla linea RTN a 150 kV “Siliqua – Villacidro”. Per l’impianto è prevista la soluzione con installazione a terra “non integrata” con pannelli fotovoltaici, del tipo Trina Solar Bifacciali Monocristallino con una potenza di picco di 695 Wp, disposti su strutture ad inseguimento monoassiale (Figura 5). Tali supporti, saranno in acciaio zincato e saranno opportunamente distanziati sia per evitare l’ombreggiamento reciproco, sia per avere lo spazio necessario al passaggio dei mezzi nella fase di installazione. Tale soluzione permette di ottimizzare l’occupazione del territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

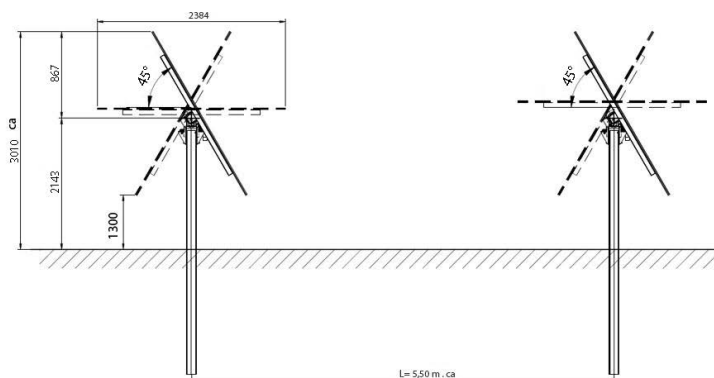
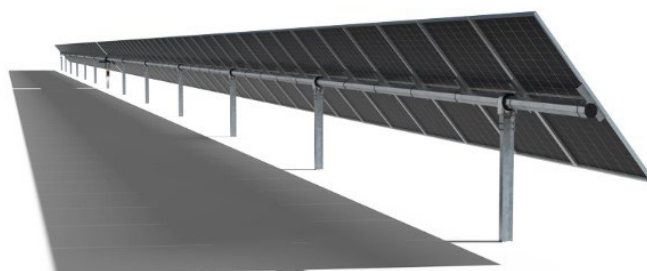


Figura 5 - Particolare strutturale

3 RIFERIMENTI NORMATIVI E INDIRIZZI DI PIANIFICAZIONE

3.1 Norme e indirizzi comunitari

- Comunicazione della Commissione Europea "Energy Roadmap 2050 (COM (2011) 885/2)".
- Comunicazione della Commissione Europea "EUROPA 2020 - Una strategia per un'acrescita intelligente, sostenibile e inclusiva".
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- Comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007, "Tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile".
- Direttiva 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici edell'elettricità.
- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 "Energie rinnovabili: promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili".
- Libro Bianco della Commissione Europea pubblicato il 26 novembre 1997 sullo sviluppo delle fonti rinnovabili.

3.2 Norme e indirizzi nazionali

3.2.1. Norme

- Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo dell'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".
- D.Lgs. 387 del 29 dicembre 2003 concernente l'attuazione della Direttiva 2001/77/CE.
- Legge 1 giugno 2002 n. 120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici fatto a Kyoto l'11 Dicembre 1997.
- Legge 9 gennaio 1991 n.10 "Norme per l'attuazione del Piano energetico Nazionale.

3.2.2. Strategia Energetica Nazionale

La strategia energetica nazionale (SEN) è stata adottata con Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017 emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Mare. La SEN definisce gli obiettivi strategici, le priorità di azione e i risultati attesi in materia di energia. In particolare, la strategia energetica si pone l’obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

- **Competitivo:** migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell’energia rispetto all’Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- **Sostenibile:** raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- **Sicuro:** continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l’indipendenza energetica dell’Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- Efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- Fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l’obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- Riduzione del differenziale di prezzo dell’energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell’elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- Cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- Razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- Verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- Raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- Promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- Nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l’Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- Riduzione della dipendenza energetica dall’estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell’energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell’efficienza energetica.

La Strategia energetica nazionale costituisce un impulso per la realizzazione di importanti investimenti, incrementandolo scenario tendenziale con investimenti complessivi aggiuntivi di 175 miliardi al 2030, così ripartiti:

- 30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico;
- 35 miliardi per fonti rinnovabili;
- 110 miliardi per l'efficienza energetica.

Oltre l'80% degli investimenti è quindi diretto ad incrementare la sostenibilità del sistema energetico, si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica. Da quanto surrichiamato è evidente la compatibilità del progetto rispetto alla SEN, inquanto il progetto contribuirà certamente alla richiamata penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030.

3.2.3. Piano Energetico Nazionale

Uno dei primi strumenti governativi a sostegno delle fonti rinnovabili è il Piano Energetico Nazionale (PEN) che è stato approvato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri nel 1988.

3.2.4. Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia

In attuazione alla Direttiva 2009/28/CE il Ministero per lo Sviluppo Economico ha emanato nel giugno 2010 il Piano di azione Nazionale per le energie rinnovabili che prevede di coprire grazie alle fonti rinnovabili la quota del 6,38% del consumo energetico del settore trasporti, del 28,97% per elettricità e del 15,83% per il riscaldamento e il raffreddamento.

3.2.5. Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra

Il Piano, approvato prima con delibera del Comitato Interministeriale di Programmazione Economica (C.I.P.E.) n. 137/98 e modificato successivamente con delibera C.I.P.E. n. 123 del 19 dicembre 2002:

- Contiene le prime misure per la riduzione di gas serra in Italia;
- Descrive politiche e misure assunte dall'Italia per il rispetto del protocollo di Kyoto;
- Prevede la possibilità di fare ricorso ai meccanismi di flessibilità di Joint Implementation, Clean Development Mechanism ed Emission Trading previsti nel protocollo;
- Indica le azioni attraverso le quali è possibile ottenere la riduzione delle emissioni dei gas serra per valori equivalenti a 95/112 Mt CO₂ al 2008-2012.

3.3 Norme e indirizzi regionali

3.3.1. Norme

In linea con gli obiettivi e le strategie comunitarie e nazionali, la Regione Sardegna si prefigge da tempo di ridurre i propri consumi energetici, le emissioni climalteranti e la dipendenza dalle fonti tradizionali di energia attraverso la promozione del risparmio e dell'efficienza energetica ed il sostegno al più ampio ricorso alle fonti rinnovabili. Tali obiettivi vengono perseguiti avendo, quale criterio guida, quello della sostenibilità ambientale, e cercando, in particolare, di coniugare al meglio la necessità di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili con quella primaria della tutela del paesaggio, del territorio e dell'ambiente. Dal 2009 la Regione ha implementato questo processo in una serie di atti normativi e documenti:

- **Legge Regionale n. 3 del 7 agosto 2009:** La L.R. n. 3 del 7 agosto 2009 all'art. 6 comma 3, attribuisce alla Regione, nelle more dell'approvazione del nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale, la competenza al rilascio dell'autorizzazione unica per l'installazione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Al comma 7 prevede, inoltre, che “nel rispetto della legislazione nazionale e comunitaria [...] la Regione adotta un Piano regionale di sviluppo delle tecnologie e degli impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile”.
- **Delibera della Giunta regionale n. 10/3 del 12 marzo 2010:** Con la deliberazione n. 10/3 del 12 marzo 2010, la Giunta Regionale ha rilevato la necessità di elaborare una nuova proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale alla luce delle sopravvenute modificazioni normative nazionali e gli indirizzi di pianificazione a livello comunitario (Direttiva 2009/28/CE) e internazionale (Conferenze ONU sul Clima), con lo spostamento degli orizzonti temporali di riferimento all'anno 2020.
- **Delibera della Giunta Regionale n. 17/31 del 27 aprile 2010:** Il progetto Sardegna CO2.0, il cui avvio è stato approvato dalla Giunta regionale con la deliberazione n. 17/31 del 27.04.2010, ha l'obiettivo strategico di attivare una serie di azioni integrate e coordinate di breve, medio e lungo periodo, destinate a ridurre progressivamente il bilancio delle emissioni di CO₂ nel territorio regionale, utilizzando strumenti finanziari innovativi capaci di rigenerare le risorse investite.
- **Delibera della Giunta Regionale n. 43/31 del 6 dicembre 2010:** Con la deliberazione n. 43/31 del 6 dicembre 2010, la Giunta Regionale ha dato mandato all'Assessore dell'Industria per:
 - avviare le attività dirette alla predisposizione di una nuova proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale coerente con i nuovi indirizzi della programmazione regionale, nazionale e comunitaria e provvedere, contestualmente, all'attivazione della procedura di Valutazione Ambientale Strategica in qualità di Autorità procedente;
 - predisporre, nelle more della definizione del nuovo PEAR, il Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili che ne individui le effettive potenzialità rispetto ai possibili scenari al 2020.

- **Delibera della Giunta regionale n. 31/43 del 20 luglio 2011:** Con deliberazione n. 31/43 del 20.07.2011 la Giunta regionale ha approvato l’Atto d’indirizzo per la predisposizione del Piano Energetico Ambientale Regionale in conformità con la programmazione comunitaria, nazionale e regionale. Il PEARS è, infatti, il documento pianificatorio che governa, in condizioni dinamiche, lo sviluppo del sistema energetico regionale, anche alla luce della situazione economica internazionale.
- **Delibera della Giunta regionale n. 12/21 del 20 marzo 2012:** Con deliberazione n. 12/21 del 20.03.2012, la Giunta regionale ha approvato il Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili che contiene gli scenari energetici necessari al raggiungimento dell’obiettivo specifico del 17,8 % di copertura dei consumi finali lordi di energia con fonti rinnovabili nei settori elettrico e termico, assegnato alla Sardegna con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15.03.2012.

Il Governo Regionale intende raggiungere l'obiettivo assegnato promuovendo il risparmio e l'efficienza energetica, incrementando la quota dell’energia prodotta mediante il ricorso a fonti rinnovabili all'interno di un sistema diversificato ed equilibrato, coerente con le effettive esigenze di consumo, la compatibilità ambientale e lo sviluppo di nuove tecnologie.

La Regione Sardegna ha provveduto a predisporre, il progetto di adeguamento della rete di misura e del programma di valutazione, in conformità alla zonizzazione e classificazione risultanti dal primo riesame, che ha già ottenuto nel 2015 apposito parere di conformità da parte del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare. Il decreto stabilisce, inoltre, i criteri che le Regioni devono seguire per la gestione della qualità dell’aria a seguito della valutazione annuale delle concentrazioni degli inquinanti atmosferici. In particolare, all’articolo 9, sono fissate le disposizioni per le zone o gli agglomerati in cui si verificano una o più situazioni di superamento dei valori limite o dei valori obiettivo. In tal caso è necessario adottare un piano che preveda delle misure volte alla riduzione delle emissioni delle principali fonti di inquinamento nelle aree in questione al fine di raggiungere i valori limite e perseguire i valori obiettivo; il piano di qualità dell’aria è redatto, in base al comma 3 dello stesso articolo, anche al fine di preservare la migliore qualità dell’aria compatibile con lo sviluppo sostenibile della Regione. Il decreto specifica che, nel caso si tratti di superamenti dei valori obiettivo, debbano essere adottate, qualora esistano, misure che non comportino costi sproporzionati. Il piano deve essere un piano integrato, per agire su tutti gli inquinanti per cui sono state registrate delle criticità, e deve contenere almeno gli elementi indicati dall’Allegato XV al decreto stesso. L’articolo 10 prevede che siano adottati anche dei piani di azione contenenti interventi a breve termine nei casi in cui sussista il rischio di superamento delle soglie di allarme stabilite per biossido di zolfo e biossido di azoto. Tali piani devono essere adottati solo se, sulla base dell’analisi delle condizioni geografiche, meteorologiche ed economiche, la durata o la gravità del rischio o la possibilità di ridurlo risultano significative. I piani di azione possono essere adottati anche in caso di rischio di superamento dei valori limite e dei valori obiettivo. I piani, ai sensi dell’articolo 10, hanno ad oggetto situazioni contingenti, non prevedibili e su cui quindi non possono avere effetto le misure adottabili ai sensi degli articoli 9 e 13. Tali piani, volti a ridurre il rischio o a limitare la durata del superamento, possono contenere indicazioni per la limitazione o la sospensione delle attività che contribuiscono all’insorgenza del rischio di superamento.

Nel caso in cui le concentrazioni di ozono superino i valori obiettivo, l'articolo 13 del decreto prevede che siano adottate le misure, che non comportino costi sproporzionati, necessarie ad agire sulle principali sorgenti di emissione e perseguire il raggiungimento dei valori obiettivo fissati per questo inquinante, nelle aree in cui si sono registrati superamenti di tali valori. Anche in questo caso il piano deve contenere almeno gli elementi indicati nell'Allegato XV al decreto e deve essere integrato con il piano ai sensi dell'articolo 9. Tali misure sono adottate anche al fine di perseguire il raggiungimento degli obiettivi a lungo termine su tutto il territorio regionale. I contenuti di minimo del Piano elencati nell'Allegato XV del D.Lgs. 155/2010 sono i seguenti:

- descrizione del luogo in cui è stato rilevato il superamento;
- informazioni generali sulla situazione di superamento e sul territorio in cui essa si è verificata;
- autorità responsabili dell'elaborazione e dell'attuazione del piano;
- natura e valutazione dell'inquinamento (in termini di concentrazioni in aria ambiente);
- origine dell'inquinamento (in termini di emissioni);
- analisi della situazione e valutazione delle possibili cause di superamento e dei possibili provvedimenti;
- informazioni sui provvedimenti già adottati ed eventuali effetti riscontrati;
- informazioni sui provvedimenti previsti dal piano (descrizione, calendario di attuazione, stima degli effetti attesi);
- informazioni su eventuali provvedimenti aggiuntivi a lungo termine e di eventuali studi utilizzati a supporto del piano.

Criteri aggiuntivi sono, inoltre, forniti dall'Appendice IV del decreto, recante i principi generali e gli elementi conoscitivi alla base dell'elaborazione dei piani e i criteri per la selezione delle misure.

3.3.2. Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.)

Il P.E.A.R. è il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi, anche strutturali, in campo energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti locali, armonizzando le decisioni rilevanti che vengono assunte a livello regionale e locale. A tal proposito, gli obiettivi di sostenibilità ambientale individuati sono:

- Ridurre le emissioni climalteranti;
- Riduzione popolazione esposta all'inquinamento atmosferico;
- Aumentare la percentuale di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili;
- Ridurre i consumi energetici e aumentare l'uso efficiente e razionale dell'energia;
- Conservazione della biodiversità ed uso sostenibile delle risorse naturali;
- Mantenere gli aspetti caratteristici del paesaggio terrestre emarino-costiero;
- Protezione del territorio dai rischi idrogeologici, sismici, vulcanici e desertificazione;
- Limitare il consumo di uso del suolo;

- Riduzione dell'inquinamento dei suoli e adestinazione agricola e forestale, sulmare e sulle coste;
- Riduzione popolazione esposta alle radiazioni;
- Promuovere un uso sostenibile della risorsa idrica;
- Migliorare la gestione integrata dei rifiuti.

Il PEAR è finalizzato al conseguimento dei seguenti obiettivi:

- Contribuire ad uno sviluppo sostenibile del territorio regionale attraverso l'adozione di sistemi efficienti di conversione ed uso dell'energia nelle attività produttive, nei servizi nei sistemi residenziali;
- Promuovere una forte politica di risparmio energetico in tutti i settori, in particolare in quello edilizio, organizzando un coinvolgimento attivo di enti, imprese e cittadini;
- Promuovere una diversificazione delle fonti energetiche, in particolare nel comparto elettrico, con la produzione decentrata e la “decarbonizzazione”;
- Promuovere lo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili e assimilabili, tanto nell'isola di Sicilia che nelle isole minori, sviluppare le tecnologie energetiche per il loro sfruttamento;
- Favorire il decollo di filiere industriali, l'insediamento di industrie di produzione delle nuove tecnologie energetiche e la crescita competitiva;
- Favorire le condizioni per una sicurezza degli approvvigionamenti e per lo sviluppo di un mercato libero dell'energia;
- Promuovere l'innovazione tecnologica con l'introduzione di tecnologie più pulite (Clean Technologies - Best Available), nelle industrie ad elevata intensità energetica e supportandone la diffusione nelle PMI;
- Assicurare la valorizzazione delle risorse regionali degli idrocarburi, favorendone la ricerca, la produzione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente, in armonia con gli obiettivi di politica energetica nazionale contenuti nella L. 23.08.2004, n. 239 e garantendo adeguati ritorni economici per il territorio siciliano;
- Favorire la ristrutturazione delle Centrali termoelettriche di base, tenendo presenti i programmi coordinati a livello nazionale, in modo che rispettino i limiti di impatto ambientale compatibili con le normative conseguenti al Protocollo di Kyoto e emanate dalla UE e recepite dall'Italia;
- Favorire una implementazione delle infrastrutture energetiche, con particolare riguardo alle grandi reti di trasporto elettrico;
- Sostenere il completamento delle opere per la metanizzazione per i grandi centri urbani, le aree industriali ed i comparti serricoli di rilievo;
- Creare, in accordo con le strategie dell'U.E, le condizioni per un prossimo sviluppo dell'uso dell'idrogeno e delle sue applicazioni nelle Celle a Combustibile, oggi in corso di ricerca e sviluppo, per la loro diffusione, anche mediante la realizzazione di sistemi ibridi rinnovabili/idrogeno;
- Realizzare forti interventi nel settore dei trasporti (biocombustibili, metano negli autobus pubblici, riduzione del traffico

autoveicolare nelle città, potenziamento del trasporto merci su rotaia e mediante cabotaggio”.

Con Delibera n. 49/31 del 26/11/2013, la Giunta Regionale ha approvato il “Documento di indirizzo per migliorare l’efficienza energetica in Sardegna 2013-2020”. Gli obiettivi del Documento si conformano alla strategia di risparmio d’energia primaria al 2020, stabiliti dal “pacchetto Energia” dell’Unione Europea, come richiesto dalla Commissione, e si indirizzano pertanto verso il raggiungimento del target della riduzione del 20% della domanda di energia primaria al 2020. Il Documento scaturisce dalla Strategia 8 – Efficienza Energetica e Risparmio – prevista nel Documento di Indirizzo sulle Fonti Energetiche Rinnovabili e fissa gli indirizzi per raggiungere l’obiettivo specifico di efficienza energetica, a cui il territorio può tendere entro il 2020 indicando le misure necessarie per raggiungere l’obiettivo europeo colmando il ritardo accumulato. Il Documento è in sintonia con quanto stabilito dalla recente Direttiva 2012/27/UE del 25.10.2012 sull’efficienza energetica, di cui fa propri i principi, le indicazioni e gli obblighi, nel pieno rispetto delle peculiarità del territorio e secondo una logica di utilizzo sostenibile dell’ambiente e delle risorse naturali. Il raggiungimento degli obiettivi assegnati alla Sardegna dal meccanismo del Burden Sharing passa attraverso due linee d’azioni congiunte: massimizzazione della producibilità e consumo rinnovabile e minimizzazione dei consumi finali lordi complessivi. A partire dal quadro conoscitivo del Piano Energetico, il documento di indirizzo, coerentemente con il PAEE 2011, individua un insieme di azioni dettagliate che consentano di conseguire dei risparmi misurabili e rendicontabili nell’ottica di una riduzione dei Consumi Finali Lordi nel Settore Elettricità, Calore e Trasporti. Si è ritenuto non solo di dare rilevanza particolare al miglioramento dell’efficienza energetica ma anche di individuare le seguenti priorità:

- ricerca, innovazione e sviluppo delle smart grid (reti intelligenti) e di sistemi di accumulo di energia finalizzati allo sviluppo di filiere produttive;
- efficienza energetica degli edifici pubblici, attraverso anche l’uso di materiali edilizi naturali e sostenibili valorizzando i servizi energetici (esco);
- efficienza energetica del settore industriale anche tramite i servizi esco.

La Giunta Regionale con DGR n. 12/21 del 20.03.2012 ha approvato il "Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili in Sardegna" previsto dall’art. 6, comma 7 della LR 3/2009. Esso rappresenta il primo nucleo del nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale al fine di rispondere agli obblighi codificati con il DM Mise 15.03.2012 relativi al meccanismo del Burden Sharing. Il Documento, in piena coerenza con i riferimenti normativi attuali, ha definito gli scenari di sviluppo e gli interventi a supporto delle politiche energetiche che l’amministrazione regionale intende attuare per contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali indicati dal Piano d’Azione Nazionale delle Fonti Energetiche Rinnovabili (PAN-FER). A tal proposito la Regione Sardegna adotta una strategia energetica solare. Sono previste iniziative volte alla progressiva integrazione della tecnologia solare fotovoltaica con le nuove tecnologie a maggiore efficienza, produttività e gestibilità in termini energetici quali fotovoltaico a concentrazione e solare termodinamico. Nell’ambito degli scenari O1 e O2 sono state formulate delle ipotesi in termini quantitativi riguardo alla diffusione di queste nuove tecnologie.

Le iniziative devono essere di 3 tipologie:

- individuazione di aree idonee che abbiano le caratteristiche adatte ad accogliere gli impianti anche in termini dimensionali;
- cofinanziamento dei progetti ritenuti idonei;
- promozione di accordi di programma con il coinvolgimento attivo degli enti locali territoriali.

Coerentemente con la politica di incentivazione nazionale le attuali tecnologie fotovoltaiche presenti sul mercato dovrebbero essere indirizzate prevalentemente verso impianti di piccola taglia (<20 kWp) distribuiti nel territorio e caratterizzati da elevati livelli di integrazione architettonica, ed inoltre mirati all'autoconsumo degli utenti. In accordo con gli obiettivi di sostenibilità ambientale previsti dal PEAR con particolare riferimento all'incremento del consumo energetico da fonti rinnovabili, si ritiene che l'impianto agro-fotovoltaico avanzato, da realizzarsi nel comune di Siliqua (SU), sia assolutamente compatibile con il P.E.A.R.

4 STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E AMBIENTALE

Le aree da noi prese in esame per la realizzazione dell'impianto ricadono nel territorio di Siliqua (SU) dove il piano Piano Paesaggistico è vigente. In particolare, si osservi la seguente figura, tratta dalle linee guida emanate dalla Regione Sardegna consultabili sul sito web <http://www.sardegнатerritorio.it/j/v/1123?s=6&v=9&c=7263&n=10&p=0> che reca lo stato di attuazione della pianificazione paesaggistica in Sardegna:

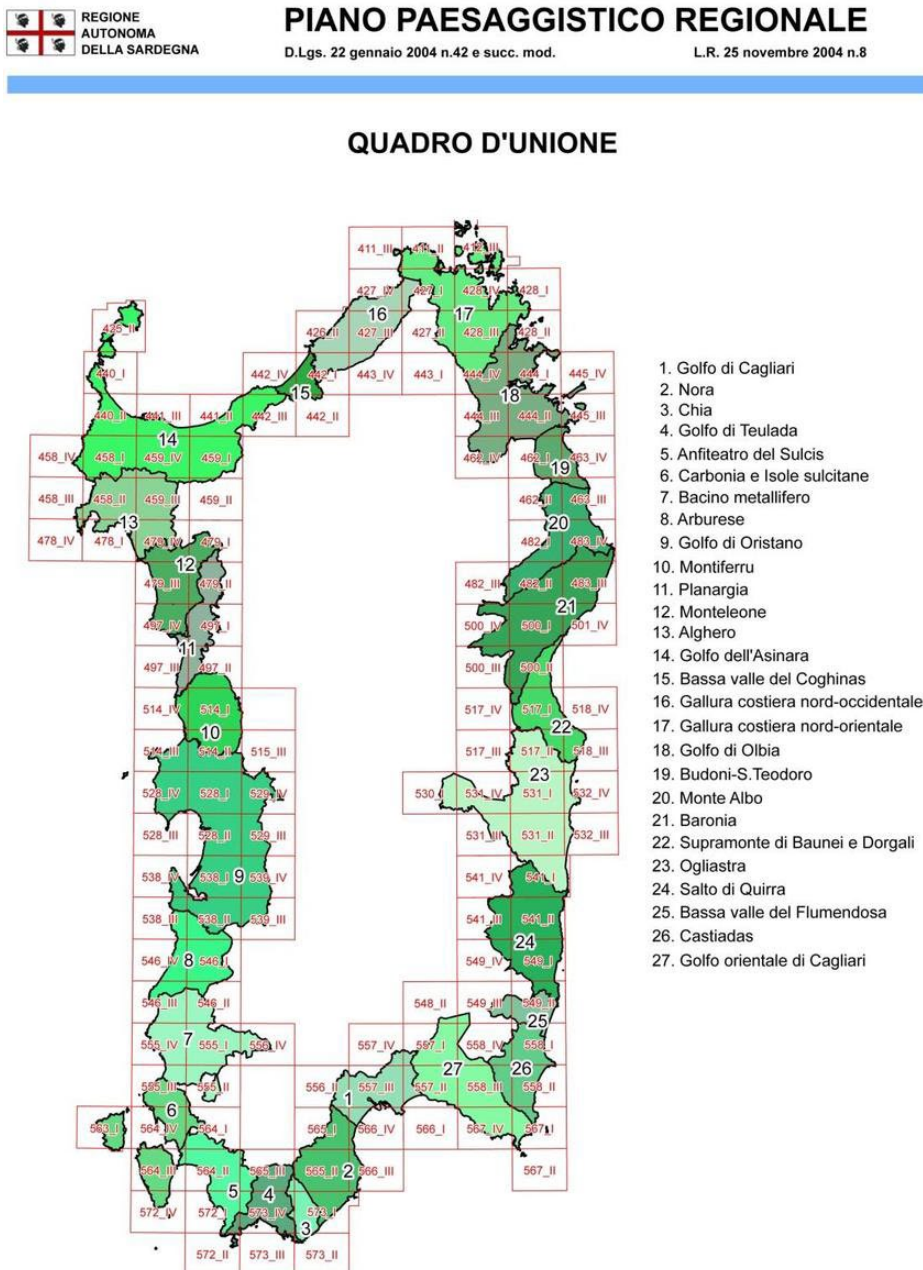


Figura 6 - Ambiti regionali della Sardegna

L'area presa in esame su cui ricadrà il futuro impianto FV_SILQUA, non ricade all'interno di nessuno degli ambiti sopra elencati.

4.1 Pianificazione regionale

4.1.1 Piano Paesagistico Regionale (P.P.R.)

Il PPR è appunto lo strumento centrale di un simile governo pubblico del territorio. Esso si propone di tutelare il paesaggio, con la duplice finalità di conservarne gli elementi di qualità e di testimonianza mettendone in evidenza il valore sostanziale (valore d'uso, non valore di scambio), e di promuovere il suo miglioramento attraverso restauri, ricostruzioni, riorganizzazioni, ristrutturazioni anche profonde là dove appare degradato e compromesso. Il Piano è perciò la matrice di un'opera di respiro ampio e di lunga durata, nella quale conservazione e trasformazione si saldano in un unico progetto, essendo volta la prima a mantenere riconoscibili ed evidenti gli elementi significativi che connotano ogni singolo bene, e la seconda a proseguire l'azione di costruzione del paesaggio che il tempo ha compiuto in modo coerente con le regole non scritte che hanno presieduto alla sua formazione. Il PPR è quindi, da una parte, il catalogo perennemente aggiornato - tramite il sistema informativo territoriale - delle risorse del territorio sardo e del suo paesaggio e delle regole necessarie per la sua tutela e, dall'altra parte, il centro di promozione e di coordinamento delle azioni che, a tutti i livelli, gli operatori pubblici pongono in essere per trasformare la tutela da insieme di regole a concreta gestione del territorio. Particolare rilevanza devono assumere tra queste azioni quelle svolte dai soggetti seguenti:

- dagli enti locali nella definizione della pianificazione urbanistica dei territori di loro competenza amministrativa, anche attraverso le collaborazioni interistituzionali che il Piano propone;
- dalle articolazioni settoriali e funzionali dell'amministrazione regionale aventi come compito specifico la gestione degli interventi di promozione finanziaria, le politiche patrimoniali, la valutazione ambientale;
- dagli enti di rilevanza nazionale, regionale e locale cui è affidata la missione specifica di tutelare e gestire singole parti del patrimonio paesaggistico della regione (foreste, demani, aree protette ecc.).

4.2 Interferenze con il sistema delle risorse ambientale e culturali

L'area oggetto dell'intervento non interessa direttamente né indirettamente aree Natura 2000.

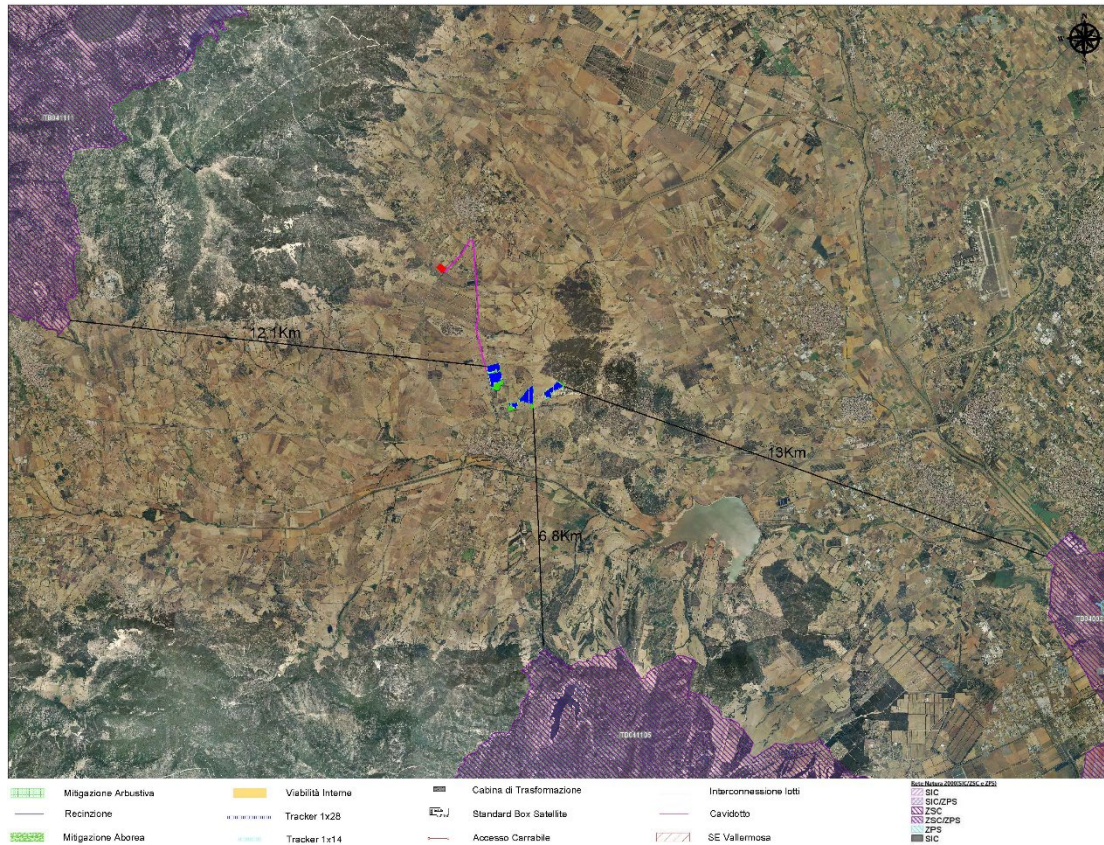


Figura 7 – Rete Natura 2000

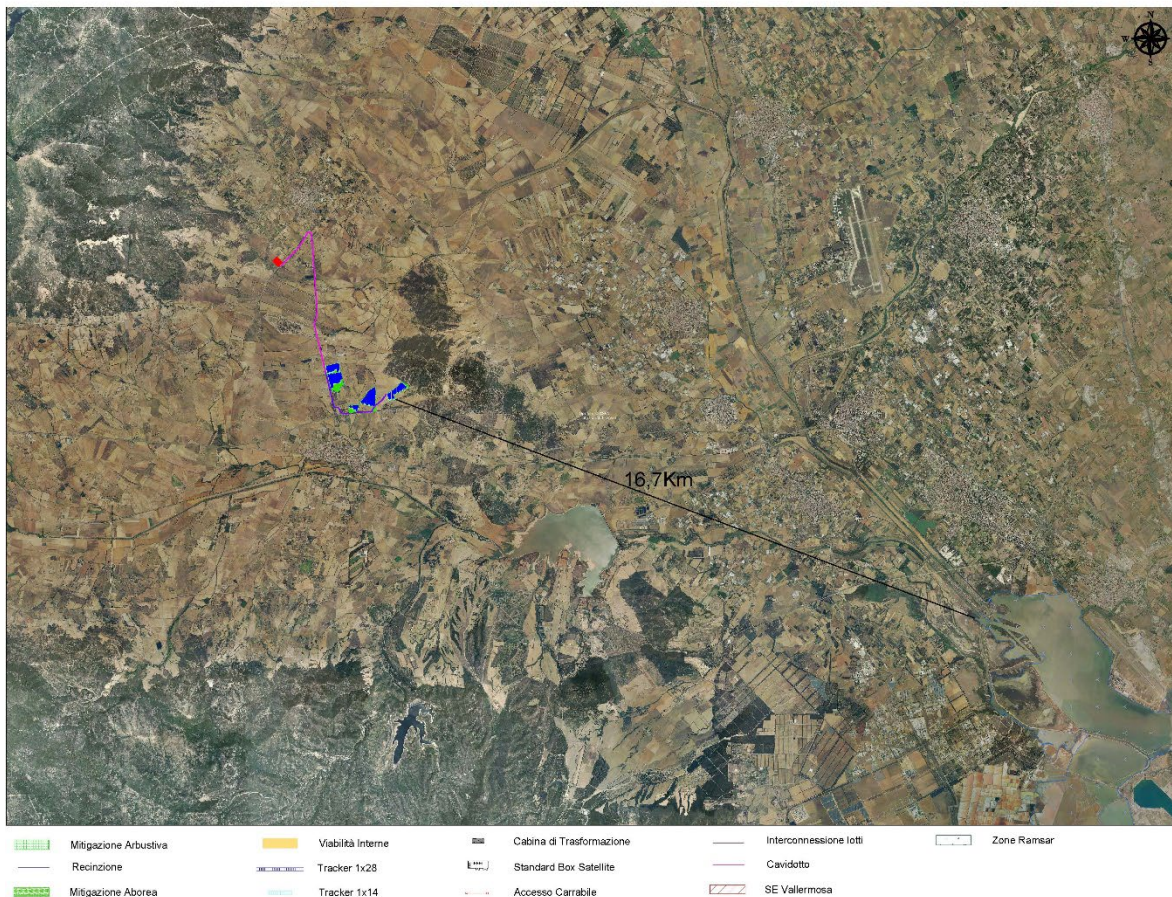


Figura 8 – Zone Umide D.P.R. 448/76

Relativamente alla Figura 8, è possibile affermare che l'area di progetto non interferisce con il patrimonio Ramsar appartenente alla Regione Sardegna.

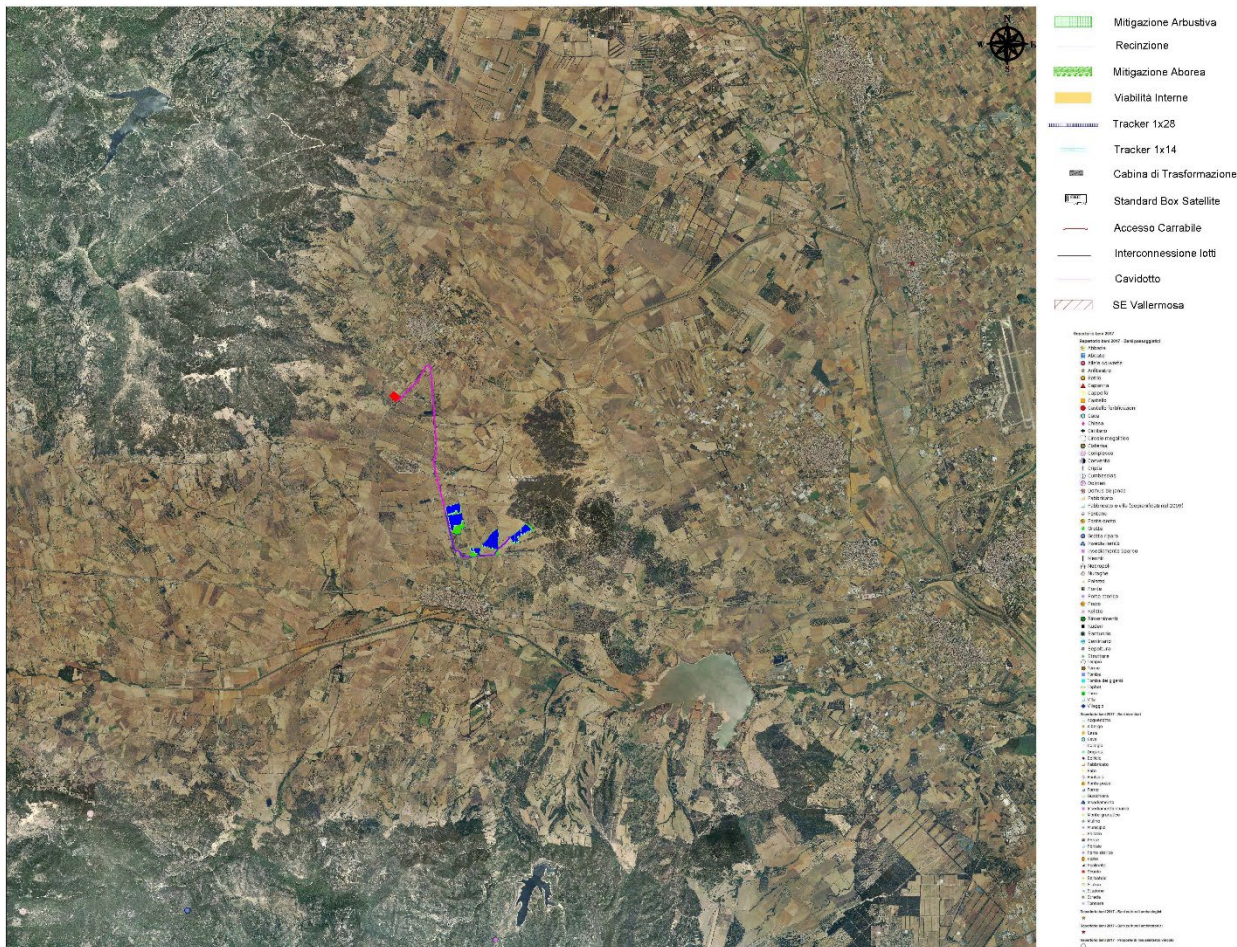


Figura 9 – Beni Paesaggistici Storico Culturali con cavidotto

Il sito ricadente totalmente in zona agricola interessata da aree destinate a seminativi semplici e colture orticole a pieno campo come mostrato in figura 10, di seguito riportata.



Figura 10 - Stralcio carta uso del suolo

4.3 Piano per l'assetto idrogeologico (P.A.I.)

Il Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico del bacino unico della Regione Sardegna (in seguito denominato PAI) è redatto, adottato e approvato ai sensi:

- della legge 18.5.1989, n. 183, "Norme per il riassetto organizzativo e funzionale della difesa del suolo", ed in particolare dei suoi articoli 3, 17, 18, 20, 21 e 22;
- dell'articolo 1, commi 1, 4, 5 e 5-bis, del decreto legge 11.6.1998, n. 180, "Misure urgenti per la prevenzione del rischio idrogeologico ed a favore delle zone colpite da disastri franosi nella regione Campania", convertito con modificazioni dalla legge 3.8.1998, n. 267;
- dell'articolo 1-bis, commi 1-4, del decreto legge 12.10.2000, n. 279, "Interventi urgenti per le aree a rischio idrogeologico molto elevato e in materia di protezione civile, nonché a favore di zone colpite da calamità naturali", convertito con modificazioni dalla legge 11.12.2000, n. 365;
- del D.P.C.M. 29 settembre 1998, "Atto di indirizzo e coordinamento per l'individuazione dei criteri relativi agli adempimenti di cui all'art. 1, commi 1 e 2, del decreto-legge 11 giugno 1998, n. 180";
- della legge della Regione Sardegna 22.12.1989, n. 45, "Norme per l'uso e la tutela del territorio regionale", e successive modifiche e integrazioni, tra cui quelle della legge regionale 15.2.1996, n.9.

Le disposizioni e le leggi indicate nel precedente comma e le altre citate nei seguenti articoli si intendono richiamate insieme alle relative modifiche ed integrazioni. Nelle aree di pericolosità idraulica e di pericolosità da frana il PAI ha le finalità di:

- garantire nel territorio della Regione Sardegna adeguati livelli di sicurezza di fronte al verificarsi di eventi idrogeologici e tutelare quindi le attività umane, i beni economici ed il patrimonio ambientale e culturale esposti a potenziali danni;
- inibire attività ed interventi capaci di ostacolare il processo verso un adeguato assetto idrogeologico di tutti i sottobacini oggetto del piano;
- costituire condizioni di base per avviare azioni di riqualificazione degli ambienti fluviali e di riqualificazione naturalistica o strutturale dei versanti in dissesto;
- stabilire disposizioni generali per il controllo della pericolosità idrogeologica diffusa in aree non perimetrate direttamente dal piano;
- impedire l'aumento delle situazioni di pericolo e delle condizioni di rischio idrogeologico esistenti alla data di approvazione del piano;
- evitare la creazione di nuove situazioni di rischio attraverso prescrizioni finalizzate a prevenire effetti negativi di attività antropiche sull'equilibrio idrogeologico dato, rendendo compatibili gli usi attuali o programmati del territorio e delle risorse con le situazioni di pericolosità idraulica e da frana individuate dal piano;
- rendere armonico l'inserimento del PAI nel quadro della legislazione, della programmazione e della pianificazione della Regione Sardegna attraverso opportune previsioni di coordinamento;
- offrire alla pianificazione regionale di protezione civile le informazioni necessarie sulle condizioni di rischio esistenti;

- individuare e sviluppare il sistema degli interventi per ridurre o eliminare le situazioni di pericolo e le condizioni di rischio, anche allo scopo di costituire il riferimento per i programmi triennali di attuazione del PAI;
- creare la base informativa indispensabile per le politiche e le iniziative regionali in materia di delocalizzazioni e di verifiche tecniche da condurre sul rischio specifico esistente a carico di infrastrutture, impianti o insediamenti.

Sono quindi contenuti nel PAI:

- l'individuazione e la delimitazione delle aree con pericolosità idraulica e con pericolosità da frana molto elevata, elevata, media e moderata;
- la rilevazione degli insediamenti, dei beni, degli interessi e delle attività vulnerabili nelle aree pericolose allo scopo di valutarne le specifiche condizioni di rischio;
- l'individuazione e la delimitazione delle aree a rischio idraulico e a rischio da frana molto elevato, elevato, medio e moderato;
- le norme di attuazione orientate sia verso la disciplina di politiche di prevenzione nelle aree di pericolosità idrogeologica allo scopo di bloccare la nascita di nuove situazioni di rischio sia verso la disciplina del controllo delle situazioni di rischio esistenti nelle stesse aree pericolose allo scopo di non consentire l'incremento del rischio specifico fino all'eliminazione o alla riduzione delle condizioni di rischio attuali;
- lo sviluppo tipologico, la programmazione e la specificazione degli interventi di mitigazione dei rischi accertati o di motivata inevitabile rilocalizzazione di elementi a rischio più alto;
- nuove opere e misure non strutturali per la regolazione dei corsi d'acqua del reticolo principale e secondario, per il controllo delle piene, per la migliore gestione degli invasi, puntando contestualmente alla valorizzazione della naturalità delle regioni fluviali;
- nuove opere e misure non strutturali per la sistemazione dei versanti dissestati e instabili privilegiando modalità di intervento finalizzate alla conservazione e al recupero delle caratteristiche naturali dei terreni;
- il tracciamento di programmi di manutenzione dei sistemi di difesa esistenti e di monitoraggio per controllare l'evoluzione dei dissesti.

La Regione Sardegna fino all'istituzione dell'Autorità di bacino regionale ed esercita le competenze di pianificazione di bacino idrografico attraverso i propri organi ed uffici.

Il PAI si applica nel bacino idrografico unico regionale della Regione Sardegna, corrispondente all'intero territorio regionale, comprese le isole minori, che ai sensi della Deliberazione della Giunta regionale n. 45/57 del 30.10.1990 è suddiviso nei seguenti sette sottobacini: sub-bacino n.1 Sulcis, sub-bacino n.2 Tirso, sub-bacino n.3 Coghinas-Mannu-Temo, sub-bacino n.4 Liscia, sub-bacino n.5 Posada-Cedrino, sub-bacino n.6 Sud-Orientale, sub-bacino n.7 Flumendosa-Campidano- Cixerri.

Il PAI:

- prevede delle presenti norme linee guida, indirizzi, azioni settoriali, norme tecniche e prescrizioni generali per la prevenzione dei pericoli e dei rischi idrogeologici nel bacino idrografico unico regionale e nelle aree di pericolosità idrogeologica;
- disciplina le aree di pericolosità idraulica molto elevata (Hi4), elevata (Hi3), media (Hi2) e moderata (Hi1) perimetrare nei territori dei Comuni indicati nell'Allegato A;
- disciplina le aree di pericolosità da frana molto elevata (Hg4), elevata (Hg3), media (Hg2) e moderata (Hg1) perimetrare nei territori dei Comuni indicati nell'Allegato B.

Con l'esclusiva finalità di identificare ambiti e criteri di priorità tra gli interventi di mitigazione dei rischi idrogeologici nonché di raccogliere e segnalare informazioni necessarie sulle aree oggetto di pianificazione di protezione civile il PAI delimita le seguenti tipologie di aree a rischio idrogeologico ricomprese nelle aree di pericolosità idrogeologica di cui al precedente comma:

- e aree a rischio idraulico molto elevato (Ri4), elevato (Ri3), medio (Ri2) e moderato (Ri1) perimetrare nei territori dei Comuni rispettivamente indicati nell'Allegato C;
- le aree a rischio da frana molto elevato (Rg4), elevato (Rg3), medio (Rg2) e moderato (Rg1) perimetrare nei territori dei Comuni rispettivamente indicati nell'Allegato D.

Il PAI disciplina inoltre zone non delimitate nella cartografia di piano ma caratterizzate da pericolosità idrogeologica significativa ed individuate tipologicamente nell'articolo 26. Il PAI contiene nel Titolo II delle presenti norme disposizioni generali di indirizzo per il controllo degli usi del territorio nelle aree di pericolosità idrogeologica potenziale non delimitate nella cartografia di piano. La relazione in esame costituisce insieme all'allegata cartografia ed alle norme di attuazione la parte del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) che individua le aree a rischio per fenomeni di piena e di frana, secondo quanto previsto dalla Legge 267/98. Essa costituisce insieme con gli altri Piani Stralcio1 al più ampio Piano di Bacino secondo quanto previsto dalla legge 183/89. Il Piano è il risultato delle seguenti fasi:

- predisposizione della “Proposta di Piano” nel giugno del 2001;
- pubblicazione presso gli Enti Locali coordinata dal Genio Civile delle diverse Province;
- Conferenze programmatiche (ai sensi art. 1bis L. 365/2000) per la raccolta delle osservazioni al piano;
- analisi e controdeduzioni delle osservazioni e loro integrazione nella stesura definitiva del Piano;
- redazione del Piano.

Il piano è stato redatto dall'attività di sette gruppi di lavoro ed una commissione di coordinamento con il supporto dei funzionari e tecnici dell'Assessorato ai Lavori Pubblici. Esso presenta le caratteristiche di approfondimento e di rappresentazione coerenti con l'ambito informativo territoriale e con gli indirizzi e prescrizioni della normativa a cui fa

riferimento.

La scala di analisi e rappresentazione spaziale, è stata assunta conforme alla Cartografia Tecnica Regionale (scala 1:10'000), dettaglio superiore a quanto previsto dalla normativa di riferimento. Indagini a scala più dettagliata avrebbero portato ad una migliore definizione dei problemi: è però evidente che tale operazione avrebbe richiesto risorse finanziarie, temporali ed umane assai ingenti ed esula dai requisiti posti dalla normativa (L.267). Sebbene la scala di analisi sia quella della CTR il lavoro di perimetrazione è stato condotto anche a dettagli molto superiori, in base a rilievi e sopralluoghi al fine di minimizzare le incertezze di interpretazione normativa che la definizione delle aree a rischio comporta. Va comunque osservato che nello spirito di un uso compatibile del territorio le amministrazioni locali, i consorzi di bonifica, le comunità montane, e non ultimi, gli utenti privati, dovranno utilizzare le indicazioni del presente lavoro come punto di partenza per indagini più accurate al fine di dedurre le azioni più idonee. Tali indagini, peraltro, anche successive a interventi strutturali, potranno integrare e modificare gli scenari di rischio descritti. Proprio in quest'ottica, il lavoro è stato organizzato in maniera tale da poter essere agevolmente e continuamente aggiornato in quanto compatibile col sistema informativo territoriale regionale. I singoli gruppi, ciascuno per ogni Sub_Bacino, hanno svolto quanto indicato nell'Atto di Indirizzo e Coordinamento di cui al DPCM del 29 sett. 1998, secondo le seguenti fasi:

Fase 1: individuazione delle aree a rischio idrogeologico.

Fase 2: perimetrazione delle aree a rischio e definizione dei criteri di salvaguardia2.

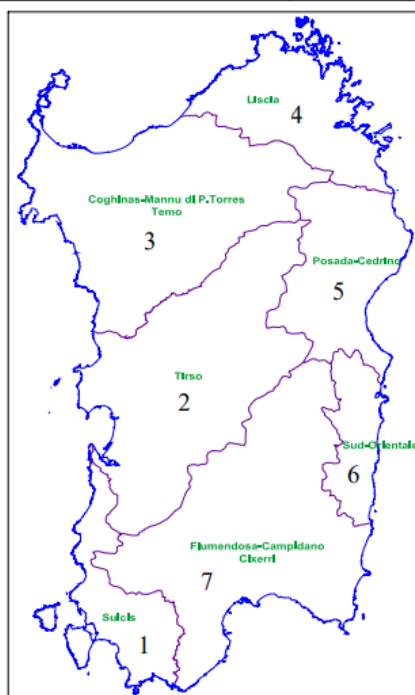
Fase 3: programmazione delle misure di mitigazione del rischio La Commissione di Coordinamento, allo scopo di rendere omogeneo il lavoro dei Gruppi, ha dapprima redatto il volume delle Linee Guida, in cui sono state indicate le metodologie e i criteri per svolgere le attività previste, e, successivamente, con un'azione di coordinamento continua, ha cercato di rendere omogenea l'attività di Sub_Bacino sia nella fase di analisi della pericolosità idraulica e di frana che nella sintesi, consistita nella definizione delle aree a rischio e nella individuazione e quantificazione degli eventuali interventi di mitigazione.

Una metodologia di approccio omogeneo ha consentito: un'analisi complessiva delle cause di pericolosità, un confronto dei risultati, rendendo possibile un utilizzo futuro del presente lavoro, proprio nell'ottica del possibile aggiornamento delle aree a rischio in seguito alla realizzazione di interventi di mitigazione. Per tale motivo gli elaborati grafici redatti alla scala della Cartografia Tecnica Regionale sono stati preparati in formati digitali compatibili al sistema informativo esistente presso la Regione Sardegna (IFRAS). Tra i risultati prodotti, oltre a quelli espressamente richiesti dal DL 180/98 è stata definita in maniera distinta anche la perimetrazione delle aree pericolose nella convinzione che queste non solo fossero il passaggio nella definizione delle aree a Rischio, ma bensì servissero come indicazioni guida ad interventi futuri. In questo modo, mentre la carta rappresentativa del tema "rischio" fornisce il quadro dell'attuale livello di rischio esistente sul territorio, la carta del tema "aree pericolose per fenomeni di piena o di frana " consente di evidenziare il livello di pericolosità che insiste sul territorio anche se non attualmente occupato da insediamenti antropici. Ciò allo scopo di prevenire un uso improprio del territorio in aree non sicure come ad esempio nuove aree di espansione dei centri abitati, attività turistiche in aree attualmente non occupate, nuove infrastrutture che purtroppo costituiscono la maggioranza di casi a rischio nell'attuale censimento.

Per quanto riguarda, invece, il Rischio di Frana, si può rilevare una situazione abbastanza diffusa di pericolosità derivante in parte dalle caratteristiche geologiche del territorio ed in parte dalle condizioni di uso del territorio stesso, soprattutto in relazione agli interventi antropici. In tal caso contrariamente a quanto si osserva per il Rischio Idraulico, l'uso del territorio non modifica la pericolosità del territorio, ma introducendo insediamenti legati all'attività antropica (elementi a rischio) in aree naturalmente pericolose le trasforma in aree a rischio. L'estensione delle superfici a Rischio di Frana sono riportate in Tabella II per classi di rischio e per ciascun Sub Bacino. Si osserva che all'elevata estensione delle aree a rischio di frana, sebbene per classi di rischio non elevate, contribuisce in maniera sostanziale il Sub_Bacino del Sulcis, in quanto in tale Sub_Bacino vi è la presenza di molte cave dismesse residue dell'intensa attività mineraria. Gli interventi idonei alla mitigazione delle situazioni di rischio sia Idraulico che di Frana, sono stati individuati per ciascun Sub_Bacino e riportati in maniera sintetica in Tabella III. Va detto che trattasi di soli interventi strutturali in quanto l'eventuale messa a punto di interventi non strutturali, quali sistemi di allarmi ai fini dell'allertamento della Protezione Civile, dato l'elevato grado di approfondimento di cui necessitano per la loro efficace realizzazione non sono stati considerati in quanto esulano sia dalla scala temporale che spaziale del presente lavoro. Con deliberazione in data 30.10.1990 n. 45/57, la Giunta Regionale suddivide il Bacino Unico Regionale in sette Sub_Bacini, già individuati nell'ambito del Piano per il Razionale Utilizzo delle Risorse Idriche della Sardegna (Piano Acque) redatto nel 1987. L'intero territorio della Sardegna è suddiviso in sette sub-bacini (Tabella V), ognuno dei quali caratterizzato in grande da generali omogeneità geomorfologiche, geografiche, idrologiche ma anche da forti differenze di estensione territoriale.

Tabella V Superficie dei Sub_bacini Regionali Sardi

N°	Sub_Bacino	Superficie [Km²]	%
1	Sulcis	1646	6.8
2	Tirso	5327	22.2
3	Coghinas-Mannu-Temo	5402	22.5
4	Liscia	2253	9.4
5	Posada – Cedrino	2423	10.1
6	Sud-Orientale	1035	4.3
7	Flumendosa-Campidano-Cixerri	5960	24.8
Totale		24'046	100.0



Dal punto di vista demografico, la Sardegna è caratterizzata da un elevato flusso migratorio estivo legato all'industria del turismo, che comporta un incremento della densità abitativa concentrato in particolare nelle zone costiere e per periodi brevi nell'arco dell'anno. La densa infrastrutturazione ed urbanizzazione del territorio in prossimità dei centri di attrazione turistica genera seri problemi dal punto di vista della difesa del suolo in quanto si osserva assai frequentemente come non vengano rispettate le condizioni necessarie ed un'evoluzione naturale dei bacini a causa dei vincoli apposti sul territorio dalla rete viaria, dalla intercettazione dei deflussi dovuta agli insediamenti, dall'incremento delle superfici impermeabili, etc. Inoltre, lo sviluppo del turismo costiero ha costituito una forte causa di migrazione interna con conseguente abbandono delle campagne e, perciò, della cura e manutenzione del territorio. Dal punto di vista pedologico, rimandando ai numerosi studi esistenti e utilizzati nell'ambito del presente lavoro, si può qui brevemente ricordare che i suoli sardi sono generalmente caratterizzati da una notevolissima variabilità tipologica, scarsità della massa, elevato grado di pietrosità e rocciosità, intensa erosione superficiale. Tali non elevate qualità, legate certamente alle caratteristiche geologiche, morfologiche e climatiche della regione, sono tuttavia frutto anche di un prolungato e talvolta imprevedibile uso del territorio. L'idrografia regionale è caratterizzata dalla quasi totale assenza di corsi d'acqua perenni. Infatti, i soli fiumi classificati come tali sono costituiti dal Tirso, dal Flumendosa, dal Coghinas, dal Cedrino, dal Liscia e dal Temo, unico navigabile nel tratto terminale. Inoltre, la necessità di reperire risorse idriche superficiali da tutti i corsi d'acqua disponibili ha portato alla costruzione di numerosissimi invasi artificiali che di fatto

hanno completamente modificato il regime idrografico, tanto che anche i fiumi succitati, a valle degli sbarramenti sono asciutti per lunghi periodi dell'anno. La maggior parte dei corsi d'acqua, presenta caratteristiche torrentizie che, per la conformazione geomorfologica dei bacini imbriferi, presentano pendenze elevate per la maggior parte del loro percorso, con tratti vallivi, brevi che si sviluppano nei conoidi di deiezione o nelle piane alluvionali. Di conseguenza nelle parti montane si verificano intensi processi erosivi dell'alveo, mentre nei tratti di valle si osservano fenomeni di sovralluvionamento che danno luogo a sezioni poco incise con frequenti fenomeni di instabilità planimentrica anche per portate non particolarmente elevate. Rimandando ai numerosi ed approfonditi studi sull'idrologia della Sardegna, riportati nelle Linee Guida, si ricordano in sintesi le principali caratteristiche del regime idrologico del Bacino Unico Regionale, che presenta clima semiarido con un'elevata variabilità temporale della precipitazione ed intensità orarie di elevata intensità tipiche dei regimi idrologici pluviometrici marittimi. In Tabella VI sono riportati la media e la deviazione standard della precipitazione annuale per alcune stazioni pluviometriche, mentre in Tabella VII, a titolo di esempio, si riportano le intensità orarie registrate durante il tragico evento del novembre 1999 nel basso Campidano confrontate con i corrispondenti valori medi annui.

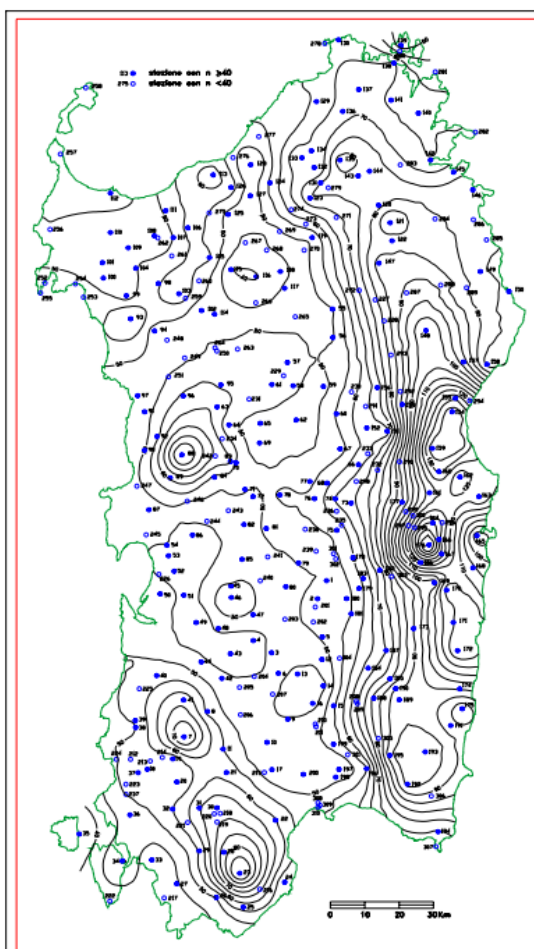
Tabella VI Media e deviazione standard della piovosità annua [mm] in alcune stazioni pluviometriche nel periodo 1922- 1992.

Stazione	Cagliari	Oristano	Sassari	Nuoro	Tempio	Is Cannoneris
Media	430.1	581.3	593.2	714.8	800.0	1134.7
Dev.st.	114.6	128.8	123.9	213.0	186.8	266.5

Tabella VII Precipitazione registrata durante l'evento alluvionale del novembre '99 in alcune stazioni e confronto con i valori di precipitazione media annua

Stazione	24h	12h	6h	3h	1h	Anno	Dev. st.
Uta	464.4	448.6	313.8	179.4	105.8	526.5	127.9
Decimomannu	474.2	429.8	314.0	203.0	79.0	495.4	139.2

Alla variabilità temporale della precipitazione si aggiunge anche quella spaziale caratterizzata dalla forte influenza dell'orografia con le principali direzioni dei flussi di umidità indotte dalle perturbazioni atmosferiche come si evince dalla distribuzione spaziale della media giornaliera. Tale variabilità si manifesta anche sul valore annuale di precipitazione (Tabella VI) dove si può osservare come la precipitazione media annua varia dai 430 mm di Cagliari, praticamente al livello del mare, sino agli oltre 1100 mm di Is Cannoneris, ubicata a quota 700 m circa e ad appena 30 Km di distanza dalla precedente.



Nell'ultimo quinquennio, inoltre, si è assistito ad un progressivo abbassamento della media annua, mentre nel contempo si sono manifestati alcuni eventi di eccezionale intensità difficilmente inquadrabili negli schemi modellistici attualmente disponibili. In conseguenza di tali regimi pluviometrici, oltre che per la nota dipendenza dai fattori litologici del bacino, i deflussi nei corsi d'acqua risultano ancor più irregolari, con bassi o quasi nulli valori nel periodo estivo, ma con picchi di portata talvolta assai intensi in limitati periodi della stagione autunno-vernina. Facendo riferimento alla suddivisione in Sub-Bacini, sono elencati i corsi d'acqua principale del reticolo idrografico presi in esame ai fini del presente studio. Non si è preso in considerazione in maniera sistematica l'intero reticolo idrografico della Sardegna in quanto ciò avrebbe richiesto impegni di ben più ampia dimensione, ma si è piuttosto preferito un approccio più diretto, basato sulla considerazione dei tronchi per i quali, da varie fonti, fossero noti livelli di criticità. Ovviamente l'indagine è stata estesa anche a ulteriori elementi del reticolo al fine di non trascurare situazioni che potessero, in qualche modo, costituire siti di pericolosità idraulica.

4.4 Pianificazione comunale

L'area oggetto di intervento fa parte della Provincia del Sud Sardegna situata nell'area meridionale della Sardegna, precisamente nel comune di Siliqua. Con riferimento alle peculiarità dei valori paesaggistici da tutelare, la Regione Sardegna ha provveduto attraverso la cartografia del P.P.R. a ripartire il territorio regionale in ambiti di paesaggio al fine di prevedere efficaci azioni di tutela e di valorizzazione del territorio. Il tema del nostro intervento, in osservanza dei dettami del P.P.R., riguarda il preservare, tutelare, valorizzare e tramandare alle generazioni future l'identità ambientale, storica, culturale e insediativa del centro storico di Siliqua e nel contempo assicurare la salvaguardia del territorio promuovendo forme di sviluppo sostenibile, al fine di conservarne e migliorarne le qualità. I Comuni, nelle more dell'adeguamento dei propri strumenti urbanistici al PPR, procedono alla puntuale identificazione cartografica degli elementi dell'assetto insediativo, delle componenti di paesaggio, dei beni paesaggistici e dei beni identitari presenti nel proprio territorio, anche in collaborazione con la Regione e con gli organi competenti del Ministero dei Beni Culturali.

In particolare nelle aree di impianto ricadente nel territorio di Siliqua (SU), località “Giba”, si rispetteranno le seguenti distanze rispetto alla struttura fotovoltaica più vicina:

- 10m. per le strade vicinali;
- 20 m. per le strade comunali;
- 30 m. per le strade provinciali.

Verranno inoltre analizzate le diverse interferenze e le fasce di rispetto nei confronti delle linee di alta e media tensione, in particolare:

- 8 m. di distanza per lato dalla linea MT (Media Tensione);
- 25 m. di distanza per lato dalla linea AT (Alta Tensione).

In prossimità dei seguenti vincoli, dove non è possibile installare i pannelli fotovoltaici, il terreno verrà utilizzato con l'obiettivo di valorizzare dal punto di vista agronomico e paesaggistico il territorio locale con una proposta innovativa e con l'obiettivo di mitigare l'impatto visivo come ampiamente descritto all'interno del Piano Agro-Fotovoltaico.

5 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

5.1 Dimensione e caratteristiche dell'impianto

L'impianto agro-fotovoltaico avanzato in progetto prevede l'installazione a terra, su un lotto di terreno di estensione totale di circa 62,3510 Ha (623.510,00 m²), di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 695 Wp. Attualmente l'area interessata dall'intervento è in destinazione agricola. L'impianto del progetto FV_SILQUA (Figura 12) è prevista nel comune di Siliqua (SU), in particolare sulle particelle catastali n. 33-34-39-40 del foglio di mappa catastale n. 502, la particella catastale n. 65 (ex 43) del foglio di mappa n. 504, le particelle catastali n. 4-26-42-43 del foglio di mappa catastale n. 505 e le particelle n. 35-449-450 del foglio di mappa n. 506.

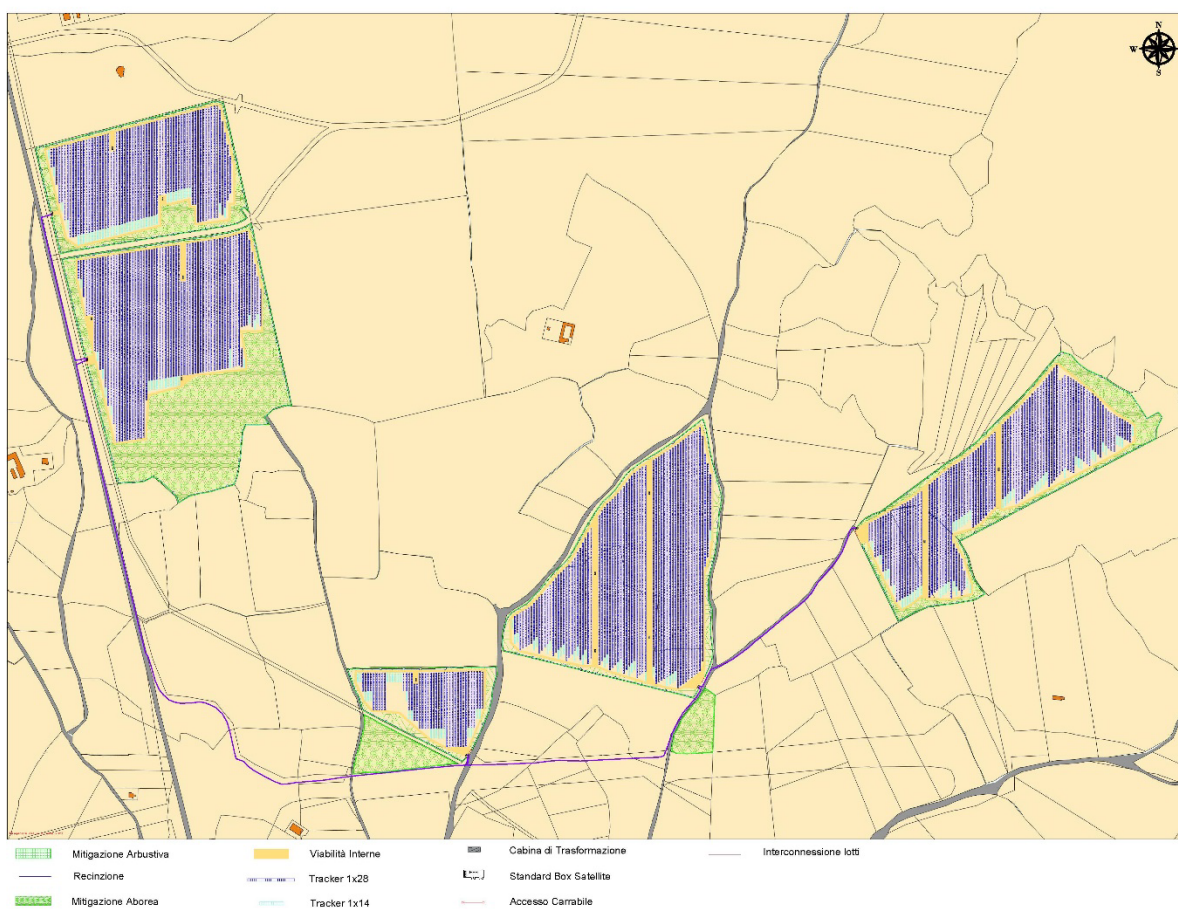


Figura 11 - Layout dell'area d'impianto FV_SILQUA ricadente nel territorio di Siliqua (SU) su base catastale.

Il rendimento e la produttività di un impianto agro-fotovoltaico avanzato 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.

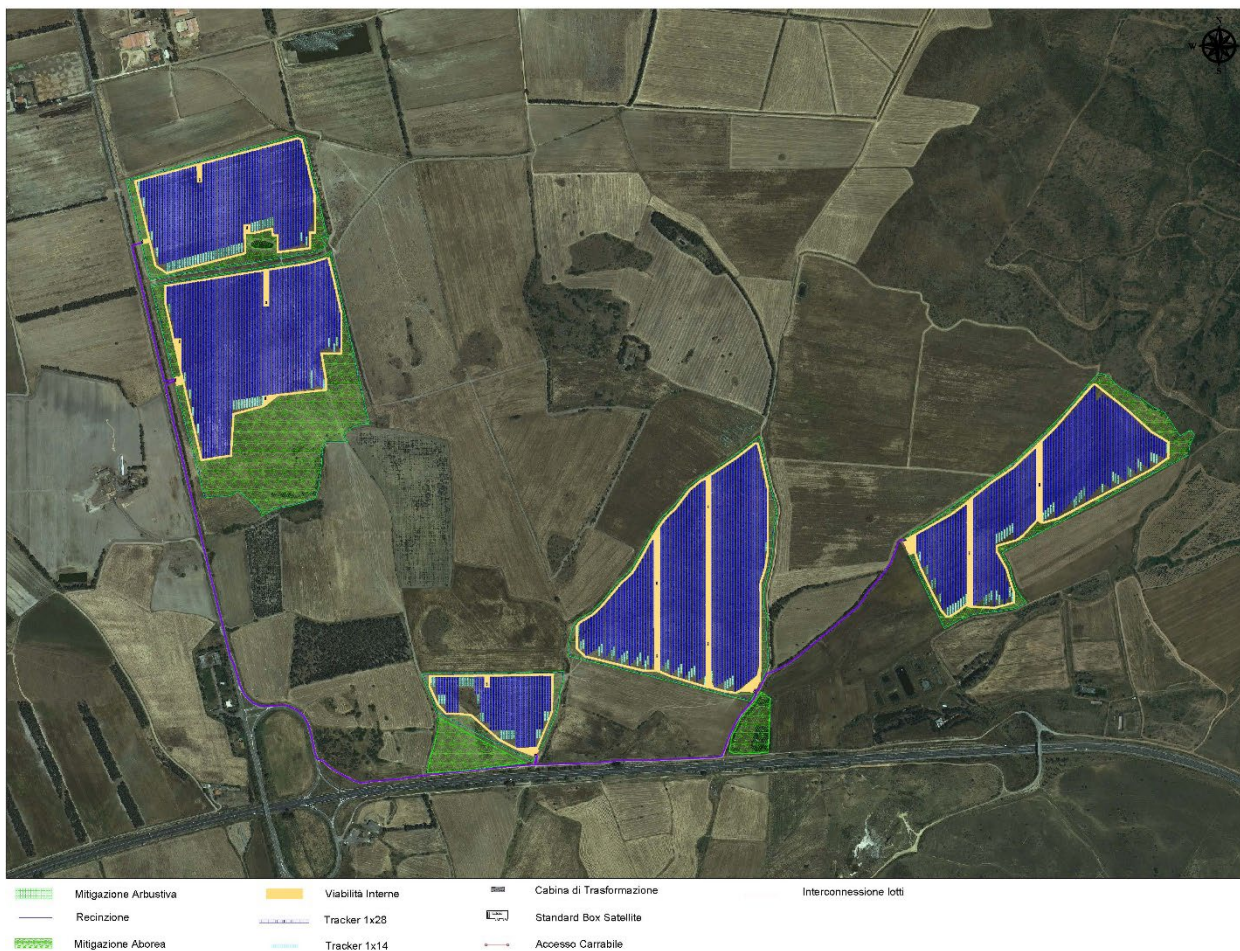


Figura 12 - Layout dell'area d'impianto FV_SILQUA ricadente nel territorio di Siliqua (SU) su ortofoto.

Tali tecnologie prevedono il montaggio dei pannelli su strutture dotate di motorizzazione che opportunamente sincronizzate e comandate 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 ruotano attorno l'asse est-ovest durante il giorno. 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. La struttura impiegata verrà fissata al suolo tramite apposita macchina battipali. I pannelli saranno montati su strutture ad inseguimento monoassiale in configurazione bifilare. I pannelli fotovoltaici hanno dimensioni 2.384 x 1.303 mm, incapsulati in una cornice dello spessore di 35 mm, per un peso totale di 38,3 kg ognuno. Le strutture su

cui sono montati sono realizzate in acciaio al carbonio galvanizzato, resistente alla corrosione, costituite da un palo verticale e collegati a profilati in orizzontale che costituiscono la superficie di alloggiamento dei pannelli fotovoltaici. L'altezza media dell'asse di rotazione delle strutture è di 2,143 m dal suolo, com'è visibile dalla sezione nella figura 13 che segue.

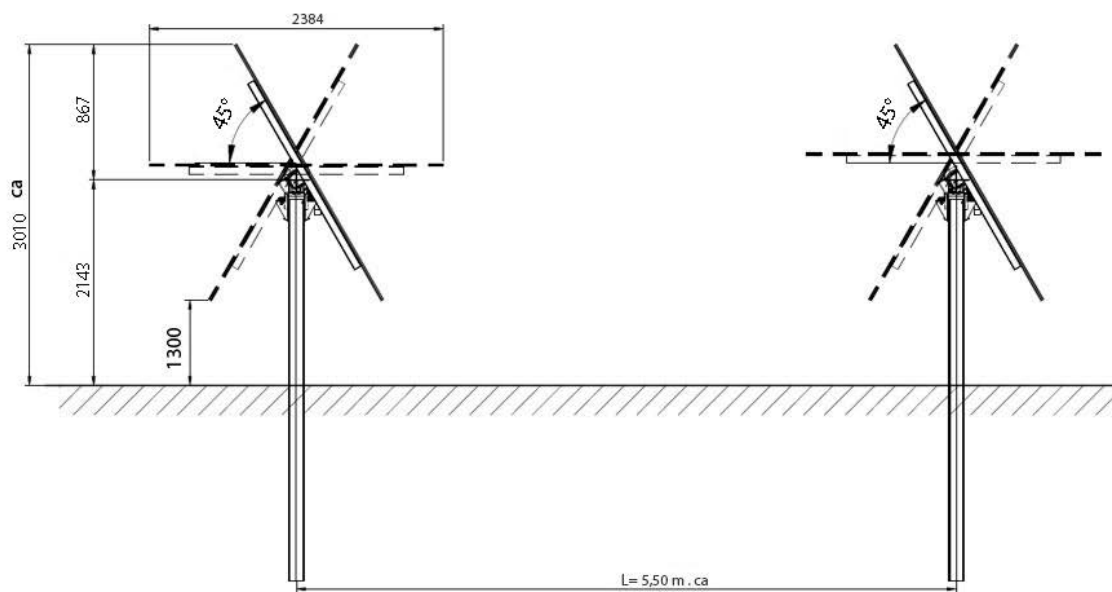


Figura 13 - Profilo longitudinale struttura

Il progetto prevede circa 1.767 strutture tracker monoassiali da 28 moduli fotovoltaici da 695 W ciascuno e da 170 strutture tracker monoassiali da 14 moduli, da convertitori statici CC/CA, dal quadro elettrico di distribuzione BT e di protezione dei generatori, dal contatore di energia prodotta, dal trasformatore AT/BT, dal quadro di sezionamento AT. Tutti i sotto campi convergeranno sull'ingresso del quadro generale AT dove saranno installati tutti i sistemi di sezionamento ed i sistemi di protezione generale e di interfaccia con la rete del Distributore Pubblico. Nel locale misure verrà installato il contatore di energia immessa e prelevata in rete. La potenza complessiva da raggiungere sarà di 36.039,96 kWp e pertanto verranno utilizzati 51.856 moduli fotovoltaici aventi potenza massima STC pari a 695 Wp. Inoltre si prevede di adottare una conversione distribuita su 107 inverter da 300 kVA. Le cabine di campo sono costituite da:

- Trasformatore AT/BT;
- Servizi di cabina.

Tali componenti sono realizzati in materiali per uso esterno e poggiati su una platea in calcestruzzo armato per un ingombro esterno totale di 10 x 4 x 0,3 m. Nelle cabine di campo tramite dei trasformatori la corrente in BT viene elevata in alta tensione (AT) a 36.000 V. Le cabine di campo sono, a loro volta, collegate alla Standard Box Satellite che riceve la corrente alternata in AT prodotta dall'impianto agro-fotovoltaico per poi veicarla sulla RTN. I cavidotti delle linee BT e AT sono interni all'impianto

agro-fotovoltaico, mentre il cavidotto AT a 36.000 V passa a lato della viabilità comunale e provinciale esistente.

I cavidotti BT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 100 cm di profondità per 100 cm di larghezza.

I cavidotti MT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 150 cm di profondità per 60 cm di larghezza.

I cavidotti AT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 170 cm di profondità per 70 cm di larghezza.

L'impianto sarà dotato di viabilità interna e perimetrale, un accesso carrabile per ogni sezione dislocata dell'impianto, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza. Gli accessi carrabili all'area saranno costituiti da un cancello a un'anta scorrevole in scatolari metallici largo 7 metri e montato su pali in acciaio fissati al suolo. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta 2 metri, collegata a pali di acciaio alti 2,5 metri, infissi direttamente nel suolo per una profondità di 50 cm. (Figura 14 e 15).

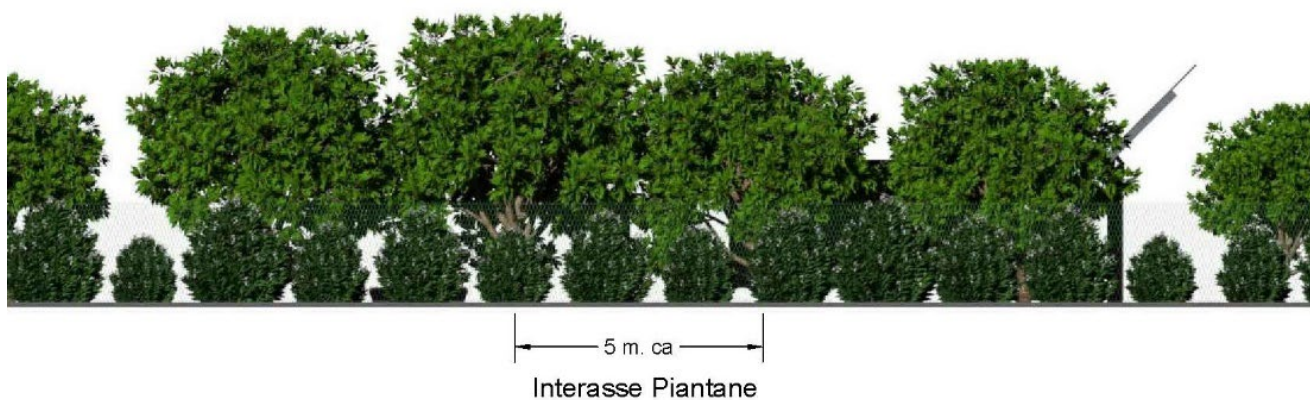


Figura 14 - Prospetto recinzione perimetrale con mitigazione

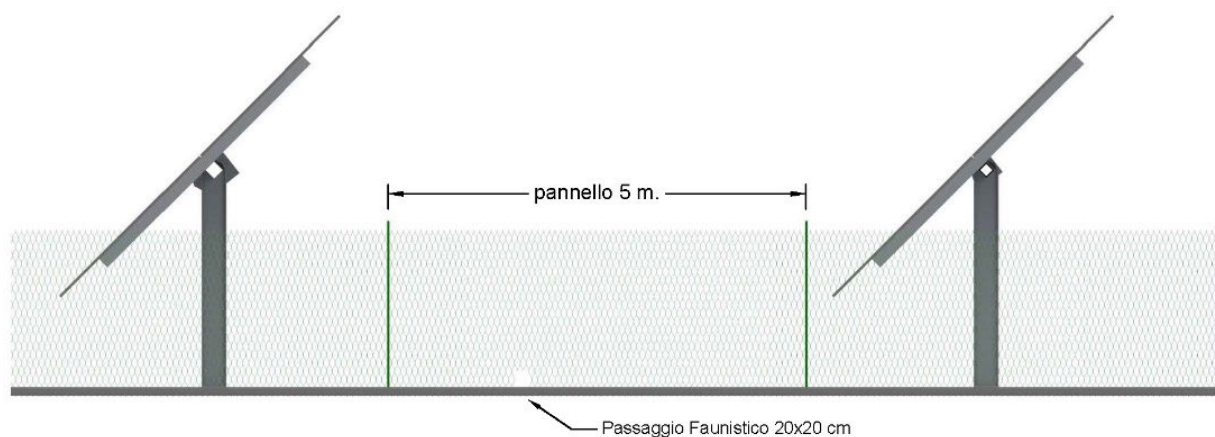


Figura 15 - Prospetto recinzione perimetrale senza mitigazione

La viabilità perimetrale interna sarà larga almeno 4 metri e sarà realizzata in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria). Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali dedicati alti circa 2,8 metri all'interno della recinzione. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto agro-fotovoltaico. Nella fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale. Le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica. Il funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie. Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto attraverso il lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico) utilizzando esclusivamente acqua demineralizzata. La frequenza delle suddette operazioni avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

5.2 Tecnologie e tecniche adottate

Mono Multi Solutions

Vertex N
BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

PRODUCT: TSM-NEG21C.20
PRODUCT RANGE: 670-695W

695W

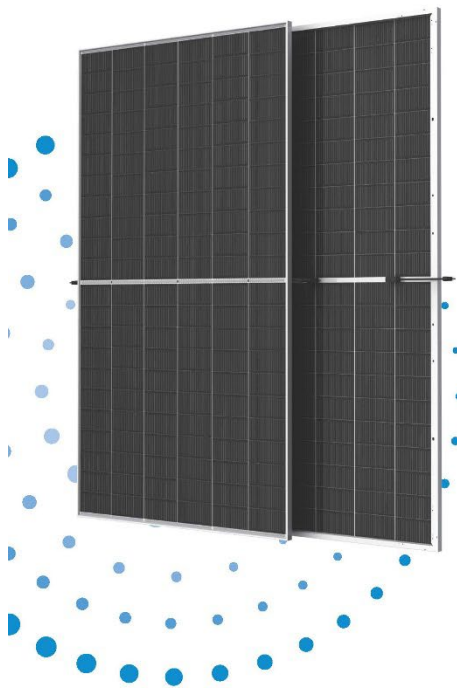
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (levelized cost of energy), reduced BOS (balance of system) cost, shorter payback time
- Guaranteed first year and annual degradation
- High module power; high string power and low voltage design



High power up to 695W

- Up to 22.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

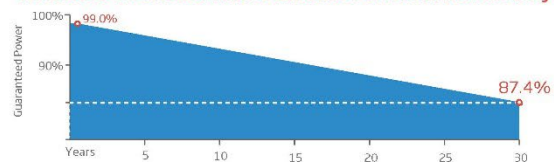
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

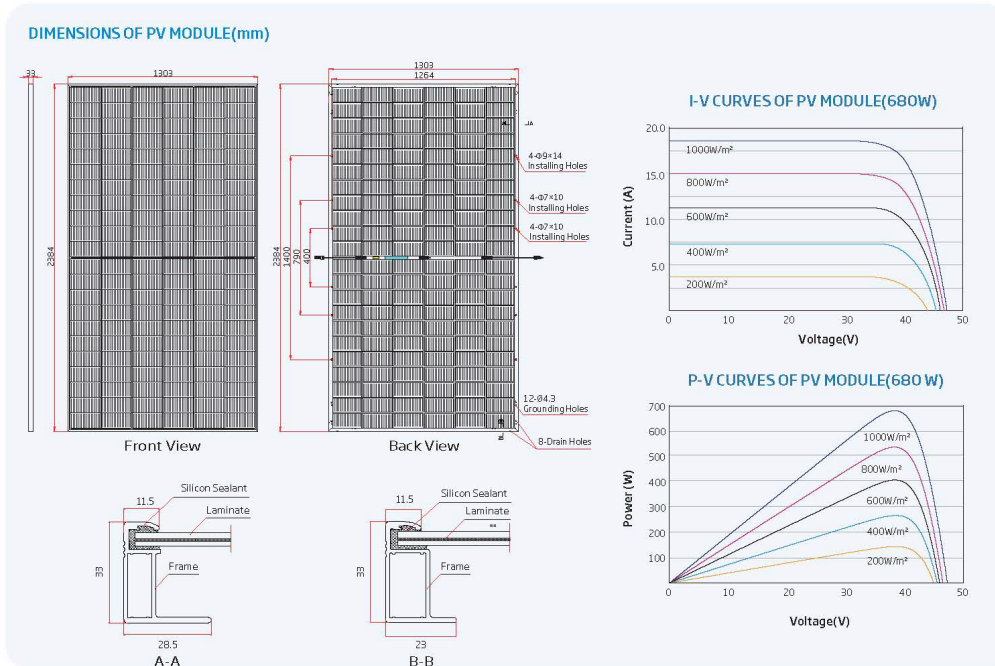


Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

Trinasolar



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	670	675	680	685	690	695
Power Tolerance- P_{max} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1	40.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23	17.25
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9	48.3
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25	18.28
Module Efficiency η_m (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2	22.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{max} (Wp)	724	729	734	740	745	751
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1	40.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61	18.63
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9	48.3
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71	19.74
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{max} (Wp)	510	514	517	521	526	530
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7	37.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.86	13.89	13.91	13.94	13.96	14.02
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4	45.8
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71	14.73

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384x1309x33 mm (93.86x51.30x1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4 Plus / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.30%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.24%/°C	Max Series Fuse Rating	35A
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C		

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2023 Trina Solar Limited, All rights reserved, Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2023_A









www.trinasolar.com

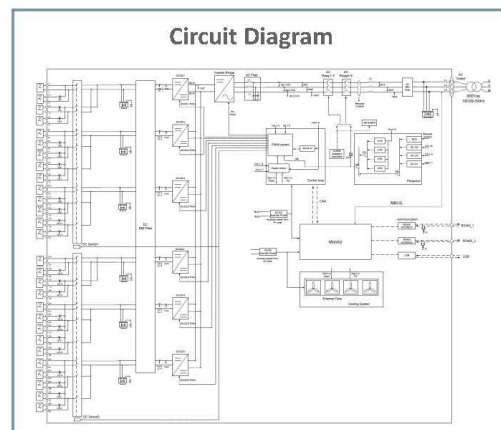
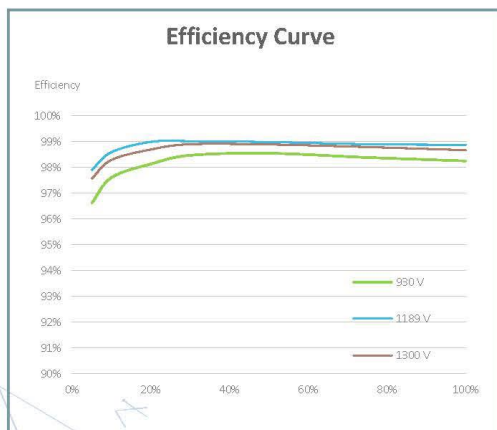
I moduli saranno raggruppati in stringhe da 28 pannelli connessi in serie. Le stringhe saranno poi connesse in parallelo in

modo da rispettare i limiti di corrente e di tensione dell'inverter.

SUN2000-330KTL-H1 Smart String Inverter



- | | | | |
|--|---|---|--|
| 
Max. Efficiency
≥99.0% | 
Smart Self Clean Fan | 
Smart DC Connector
Temperature Detect | 
Smart String Level
Disconnection |
| 
28 High Accuracy String
Current Detect | 
Support IV diagnosis | 
IP 66 protection | 
Surge Arresters for
DC & AC |



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications
(Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

SOLAR.HUAWEI.COM

JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1 Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
 Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields
 Lower Self-consumption for Higher Yields



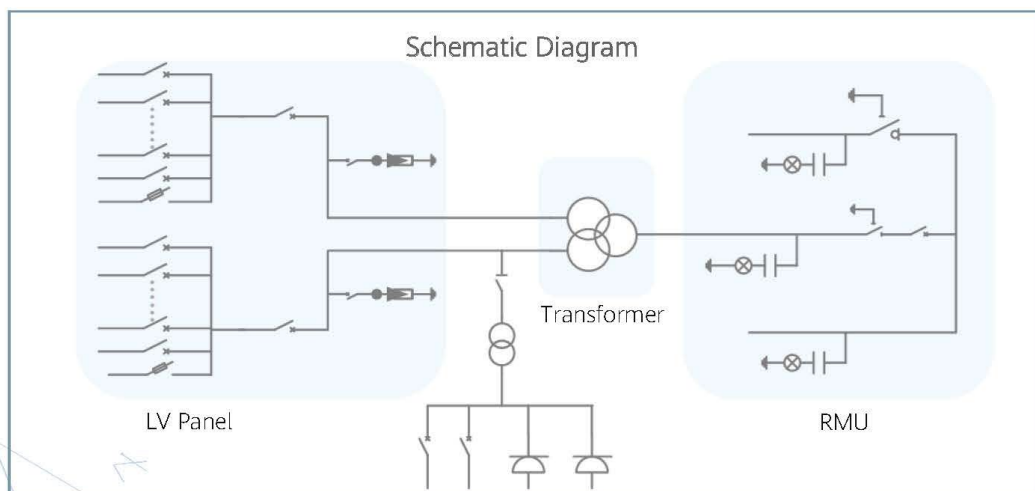
Smart

Real-time Detection of Transformer, LV Panel and RMU
 High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
 Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



Reliable

Robust Design against Harsh Environments
 Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
 Comprehensive Tests from Components, Device to Solution

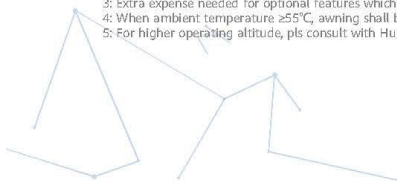


SOLAR.HUAWEI.COM

JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1
Technical Specifications

Technical Specifications	JUPITER-9000K-H1	JUPITER-6000K-H1	JUPITER-3000K-H1
Input			
Available Inverters	SUN2000-330KTL-H1 / SUN2000-330KTL-H2		
Max. LV AC Inputs	30	22	11
AC Power	9,000 kVA @40°C ¹	6,600 kVA @40°C ¹	3,300 kVA @40°C ¹
Rated Input Voltage	800 V		
LV Panel Segregation	Form 2b		
LV Main Switches	ACB (4,000 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 1 x 1 pcs)
LV Main Switches for SUN2000-330KTL	MCCB (400 A, 2 x 15 pcs)	MCCB (400 A, 2 x 11 pcs)	MCCB (400 A, 11 pcs)
Output			
Rated Output Voltage	10~35 kV ²		
Frequency	50 Hz or 60 Hz		
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type		
Transformer Cooling Type	ONAN		
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%		
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)		
Transformer Vector Group	Dy11-y11		Dy11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1		
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated		
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit		
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit		
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Single-phase, li0		
Output Voltage of Auxiliary Transformer	230 / 127 Vac		
Protection			
Transformer Detection & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz		
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54		
Internal Arcing Fault of STS	IAC A 20 kA 1s		
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N		
LV Overvoltage Protection	Type I+II		
Anti-rodent Protection	C5-Medium		
Features			
2 kVA UPS	Optional ³		
MV Surge Arrester for Transformer	Optional ³		
General			
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC ISO Container)		
Weight	< 28 t	< 23 t	< 15 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴		
Relative Humidity	0% ~ 95% (Non-condensing)		
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵		
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite		
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability		
Communication	Modbus TCP, Preconfigured with SmartACU2000D		
Standards Compliance			
IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1			

- 1: More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.
2: Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.
3: Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.
4: When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
5: For higher operating altitude, pls consult with Huawei.



SOLAR.HUAWEI.COM

Inclinazione dei moduli fotovoltaici

L'inclinazione dei pannelli viene definita in base all'incidenza dei raggi solari in modo da massimizzare la produzione. Il sistema porta moduli viene descritto in dettaglio nel paragrafo relativo alla struttura.

Ombre e distanze fra le strutture

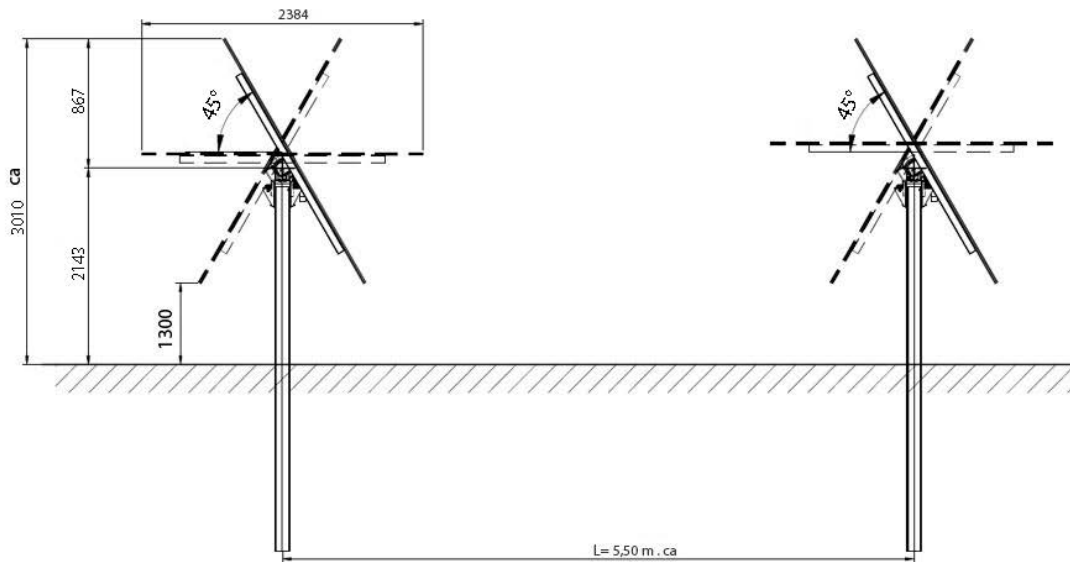
L'inseguitore stesso sarà dotato di un sistema di “back tracking” che eviterà per tutto l'anno che le strutture si facciano ombra tra di loro. Infatti tale sistema è un sistema di gestione dei tracker che evita la formazione di ombre tra i pannelli aumentando, in tal modo, la produzione energetica. La tecnica del backtracking permette di orientare i pannelli solari in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata. Infatti, quando un tracker, o una riga di tracker collegata, viene utilizzato vicino a un altro, oscura il tracker adiacente durante le prime ore del mattino e nel tardo pomeriggio. Il backtracking posiziona i tracker in modo tale che essi non si facciano ombra a vicenda. Il backtracking, quindi, gestisce la posizione dei tracker durante i periodi di bassa altezza del sole (e quindi massimo ombreggiamento possibile).

Pannelli Fotovoltaici

I valori di radiazione disponibile sulla superficie dei moduli con orientazione sud e installati ad una determinata inclinazione, il rendimento stesso dei moduli e la loro potenza nominale, sono parametri determinanti per definire la produzione elettrica dei pannelli. I pannelli sono elementi di generazione elettrica e possono essere connessi in serie o parallelo, a seconda della tensione nominale richiesta. I pannelli sono costituiti da un numero ben definito di celle fotovoltaiche protette da un vetro e incapsulate in un materiale plastico. Il tutto racchiuso dentro una cornice metallica, che in alcuni casi non è presente (glass-glass). Le cellule fotovoltaiche sono costituite di silicio. Questo materiale permette che il pannello produca energia dal mattino alla sera, sfruttando tutta l'energia messa a disposizione dal sole. Uno strato antiriflesso incluso nel trattamento della cella assicura uniformità di colore, rendendo il pannello esteticamente più apprezzabile. Grazie alla robusta cornice metallica in alluminio anodizzato, capace di sostenere il peso e le dimensioni del modulo e grazie alla parte frontale costituita da vetro temprato antiriflesso con basso contenuto di ferro, i pannelli soddisfano le restrittive norme di qualità a cui sono sottoposti, riuscendo ad adattarsi alle condizioni ambientali di installazione per tutta la vita utile del pannello. La scatola di derivazione contiene le connessioni per polo positivo e negativo e include 2 diodi che permettono di ridurre le perdite di energia dovute a ombreggiamento parziale dei moduli, proteggendo inoltre elettricamente il modulo durante il verificarsi di questa situazione. Grazie alla loro robustezza, non hanno problemi ad adattarsi a condizioni ambientali avverse e come precedentemente affermato hanno una vita utile superiore ai 30 anni. I pannelli saranno connessi all'impianto di terra secondo la normativa vigente. Per questo progetto è stato selezionato il seguente pannello: TRINA SOLAR VERTEX N BIFACIAL DUAL GLASS MODULE TSM-695W.

Struttura porta moduli

Come struttura portamoduli è stata selezionato l'inseguitore mono-assiale orizzontale. La struttura verrà dimensionata secondo la normativa locale in termini di carichi di vento e neve e secondo la normativa sismica locale. Il sistema inseguitore realizza l'inseguimento del sole ruotando da est a ovest su un asse orizzontale nord-sud. In generale, l'inseguitore è dotato di una barracentrale mossa da un attuatore che trasmette il movimento a diverse file (inseguitore multifila). In caso di inseguitore monofila, ciascuna fila avrà il proprio attuatore. La rotazione massima permessa è di $\pm 45^\circ$. Di seguito la scheda tecnica degli inseguitori installati.



Nel caso in oggetto, è stato selezionato l'inseguitore che si adatta meglio all'andamento non omogeneo del terreno e la distanza tra le file sarà di circa 5,5 m. L'impianto conterrà un totale di 1.937 inseguitori, di cui 1.767 tracker 1x28 e 170 tracker 1x14. Il sistema di controllo dell'inseguimento verrà programmato attraverso un algoritmo con orologio astronomico che tiene conto della traiettoria solare. Le figure seguenti mostrano un impianto realizzato con questo tipo di inseguitore e le dimensioni dell'inseguitore stesso.

Cablaggi e cavi

La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici avviene tramite cavi (inclassificato isolamento II) terminati all'interno delle cassette di terminazione dei moduli, oppure con connettori rapidi del tipo "multicontact" collegati con altri già assemblati in fabbrica sulle cassette. I cavi, con materiali resistenti ai raggi UV, garantiscono il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 30 anni). I cavi di energia sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione, ma la loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e

degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore viene calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64- 8. Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, per posa in aria, e CEI-UNEL 35026, per posa interrata, applicando ai valori individuati, dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa. Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione, alla massima corrente di utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI64-8. Le verifiche suddette sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023. I cavi di energia dovranno essere sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio. In particolare, la discesa dei cavi occorre che sia protetta meccanicamente mediante installazione in tubi, il cui collegamento al quadro elettrico e agli inverter avvenga garantendo il mantenimento del livello di protezione degli stessi. In particolare si tiene conto nel dimensionamento di tali conduttori della riduzione della portata in base alle condizioni di posa in opera, ovvero:

- Portata su passerella forata (CEI64-8/5-12)

$$I_Z = I_0 \times k_1 \times k_2$$

Dove:

- I_0 è la portata del conduttore in aria libera a 30°;
- K_1 e K_2 sono due fattori di correzione dovuti rispettivamente alla temperatura ed al tipo di posa.

Per tutti i casi ricadenti in questo tipo di posa, si deve considerare:

- $K_1 = 0,87$ (cavo FG7(O)R, temp. a 45°);
- $K_1 = 0,797$ (in alternativa, cavo H07RN-F, temp. 45°);
- $K_2 = 0,72$ (passerella orizzontale forata, n. circuiti del fascio 10, T = 45°C).

- Portata in cavidotto in cls (CEI64-8/5-12)

$$I_Z = I_0 \times k_1 \times k_2$$

Dove:

- I_0 è la portata del conduttore in aria libera a 30°;
- K_1 e K_2 sono due fattori di correzione dovuti rispettivamente alla temperatura ed al tipo di posa.

Per tutti i casi ricadenti in questo tipo di posa, si deve considerare:

- $K_1 = 0,87$ (cavo FG7(O)R, temp. a 45°);
 - $K_1 = 0,797$ (in alternativa, cavo H07RN-F, temp. 45°);
 - $K_2 = 0,8$ (canale unico, n. circuiti pari a 2, $T = 45^\circ\text{C}$).
- Portata tubazione interrata (CEI – UNEL 35026)

$$I_Z = I_0 \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4$$

Dove:

- I_0 è la portata del conduttore in aria libera a 30° ;
- K_1 , K_2 e K_3 sono fattori di correzione dovuti rispettivamente alla temperatura e dal tipo di posa gli ultimi due;
- K_4 è un fattore di correzione dovuto alla resistività del terreno.

Per tutti i casi ricadenti in questo tipo di posa, si deve considerare:

- $K_1 = 0,85$ (cavo FG7(O)R e FG7(O)M1, temp. a 40°);
- $K_1 = 0,87$ (in alternativa, cavo FG7(O)M2, temp. 40°);
- $K_1 = 0,58$ (in alternativa, cavo FG7(O)M2, temp. 70°);
- $K_1 = 0,77$ (in alternativa, cavo H07RN-F, temp. 40°);
- $K_2 = 0,25$ (con distanza tra i tubi di 0,25 m e un cavo per ogni tubo).
- $K_3 = 0,98$ (profondità di posa 1m).

La messa in opera dei cavi di energia viene realizzata in modo da evitare, durante l'esercizio ordinario, eventuali azioni meccaniche sugli stessi. I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti saranno contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL. In particolare i conduttori di neutro e protezione dovranno essere contraddistinti, rispettivamente ed esclusivamente, con il colore blu chiaro e con il bi-colore gialloverde, mentre i conduttori di fase saranno contraddistinti in modo univoco, per tutto l'impianto, dai colori: nero, grigio (cenere) e marrone.

Cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori calcolate in funzione della potenza impegnata e delle lunghezze dei vari circuiti (la caduta di tensione non deve superare il 4% della tensione a vuoto nel lato AC e il 2% nel lato DC) saranno scelte tra quelle unificate. In ogni caso non dovranno essere superati i valori delle portate di corrente ammesse, per i diversi tipi di conduttori, riportate dalle tabelle unificate CEI UNEL. Le formule analitiche adottate sono le seguenti:

$$\Delta U = \frac{r \cdot I \cdot L}{1000} \quad \Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U}$$

Dove “r” è la resistenza lineare [Ω/km] relativa al conduttore utilizzato, L è la lunghezza del tratto di linea, I la corrente ed U la tensione nominale.

Coordinamento delle protezioni

La Norma CEI 64.8 all’articolo 433.2 impone per il coordinamento cavo-protezione le seguenti relazioni, in cui:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \leq I_z$$

- I_b è la corrente di impiego delcarico;
- I_n è la corrente nominale dell’apparecchiatura diprotezione;
- I_z è la portata delcavo;
- I_f corrente di sicuro intervento dell’apparecchiatura di protezione entro il tempo convenzionale.

È da notare che in caso di apparecchi di protezione conformi alla Norma CEI 23-3, se è verificata la relazione $I_n \leq I_z$, è automaticamente verificata anche la relazione $I_f \leq 1,45 \leq I_z$. Tale norma impone infatti per gli interruttori automatici ad uso domestico e similare $I_f = 1,45 \cdot I_n$. Detta condizione vale anche per gli interruttori conformi alla norma CEI EN 60947-2 per i quali $I_f = 1,3 \cdot I_n$. Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_b risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_b e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua. La portata dei cavi è calcolata secondo quanto previsto dai seguenti documenti normativi:

- CEI-UNEL 35024/1: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI-UNEL35026: cavi elettrici isolati con materiale elastome ricootermoplasti copertensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

Impianto di rilevazione incendi

L’impianto di rilevazione incendi sarà realizzato a vista entro tubazione rigida in pvc con in fine di rivelare un incendio in ogni ambiente delle cabine prefabbricate attraverso avvisatori ottico/acustici. L’impianto, sarà costituito da una centrale di

segnalazione da installare nel locale di controllo, comunicante con segnalatori iottici/acustici situati in loco, e con comunicatore telefonico per la segnalazione remota. La stessa centrale dovrà, inoltre, acquisire i segnali provenienti dai pulsanti manuali a rottura di vetro. Per l'impianto, inoltre, sarà predisposta un'alimentazione primaria (rete normale) ed una secondaria, tramite gruppo statico di continuità con un funzionamento in emergenza non inferiore a 30 minuti.

Impianto di ventilazione e condizionamento

Nelle cabine con apparecchiature elettriche ed elettroniche sarà prevista una ventilazione forzata con estrattori e griglie di estrazione. Il dimensionamento della taglia degli estrattori è effettuato tenendo conto dei volumi di aria di ricambio necessari per il mantenimento delle temperature di funzionamento delle apparecchiature al di sotto di quelle massime consentite. La cabina controllo sarà dotata di un impianto di ventilazione forzata con griglie di ripresa nel vano bagno e doccia, mentre l'anti-bagno sarà nereggiata naturalmente con apertura a finestra.

Impianto idrico e fognante

Per i servizi è prevista una cabina dedicata prefabbricata dalle dimensioni adeguate riportata negli elaborati grafici progettuali, per cui lo smaltimento dei liquami, avviene attraverso il collegamento alla fossa IMHOFF. La fossa di depurazione IMHOFF è di forma cilindrica ed è composta da un contenitore esterno in polietilene, sedimentatore in polietilene, setto di separazione e turistica interna; il coperchio è del tipo pedonale fissato con viti e dotato di accesso separato per il prelievo dei fanghi. La fossa di depurazione IMHOFF, di dimensioni standard presenti in commercio e di seguito riportate, è totalmente interrata ed ha accesso dall'alto a mezzo di apposite aperture: essa è ubicata all'esterno del fabbricato e distante non meno di 10 metri dalle fondazioni del prefabbricato. La condotta di scarico in PVC del diametro interno di 110 mm, a perfetta tenuta, è intervallata da pozzetti di ispezione. La condotta di scarico, prima di giungere alla fossa IMHOFF, è intercettata da apposito pozzetto, a valle, prima della vasca, sarà costruito un pozzetto per la campionatura dei reflui.

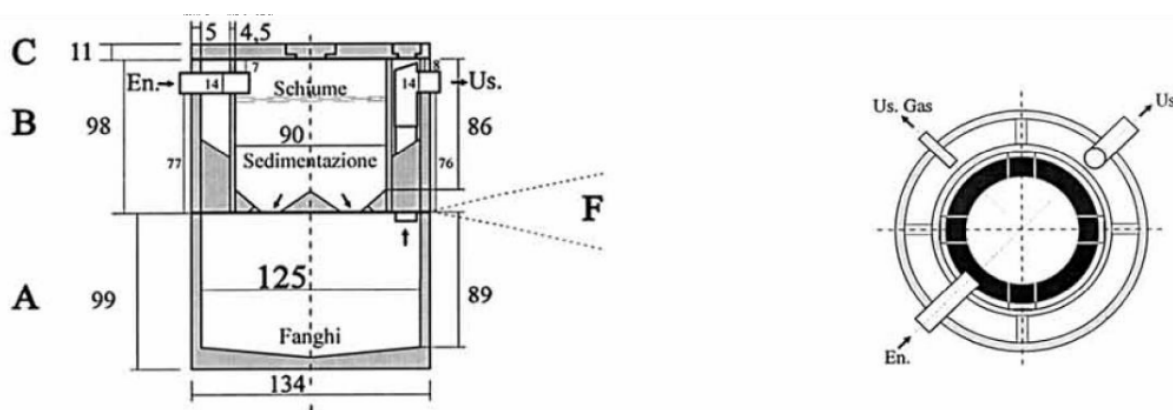


Figura 16 - Fossa IMHOFF

Caratteristiche Fossa IMHOFF:

- Numero utenti: 5;
- Dimensioni diametro interno: 110cm;

- Altezza esterna: 165,5cm;
- Litri: 920 l;
- Peso: 1.429 kg.

La fossa IMHOFF è caratterizzata da due compartimenti distinti per il deposito e la digestione dei fanghi: detti compartimenti sono comunicanti tramite feritoie poste al fondo dell'imbuto di tramoggia del primo comparto. Il primo comparto è la camera di sedimentazione e deposito a forma di tramoggia con pareti che finiscono ad imbuto con inclinazione non superiore a 60° il quale permette ai reflui uno stazionamento di circa 4-6 ore. Le fessure poste al fondo della tramoggia permettono al fango di precipitare nel sottostante compartimento in cui si svolge la digestione e decomposizione. Il secondo comparto è la camera di digestione dei fanghi in cui avviene la fermentazione ovvero la digestione e decomposizione e la sua mineralizzazione ad opera dei germi anaerobici. I reflui convogliati dalla condotta fognante confluiscono nella vasca di sedimentazione e vi sostano per un periodo di 4-6 ore. Le acque da chiarificare, scorrendo lentamente attraverso la ghiera di sedimentazione, consentono alle sostanze leggere di galleggiare e a quelle pesanti di depositarsi sul fondo della vasca di digestione, passando attraverso la stretta fessura posta alla base del comparto di sedimentazioni. I fanghi depositati verranno estratti normalmente ogni tre mesi. Le acque reflue dopo aver subito il processo depurativo nella fossa IMHOFF vengono convogliate nell'adiacente pozzo perdente. L'approvvigionamento idrico avverrà tramite riserva d'acqua potabile della capacità di 10.000 litri, con cassa interrata. L'impianto idrico sarà servito da una elettropompa di portata e prevalenza adeguate al fine per garantire il servizio richiesto. L'acqua calda sanitaria sarà garantita da un boiler elettrico di 30 litri, posto nelle immediate vicinanze dei servizi.

5.3 Caratteristiche della sezione di bassa tensione

Circuiti in bassa tensione Corrente Continua (DC)

I pannelli verranno collegati in serie tra di loro a formare le stringhe e successivamente connessi agli inverter.

Inverters

L'inverter è una parte fondamentale dell'installazione. Esso permette la conversione dell'energia in corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici. Le apparecchiature selezionate saranno n. 107 inverter di tipo HUAWEI SUN2000-330KTL-H1 con potenza nominale di 300 kVA. Gli inverter verranno posizionati in maniera tale da ridurre le perdite e le sezioni dei cavi nei tratti in continua. L'inverter selezionato assicura il massimo rendimento nelle condizioni di installazione e la riduzione di fermate inattese.

Circuiti in bassa tensione Corrente Alternata (AC)

Verranno installati interruttori magnetotermici ad azionamento manuale, con potere di cortocircuito superiore al livello di cortocircuito calcolato nella posizione di installazione con la funzione di proteggere tutti i circuiti in AC. Per quanto riguarda la protezione da contatti indiretti, verranno utilizzati dispositivi differenziali fissati su barra DIN. I dispositivi principali (dispositivo di generatore, di interfaccia e generale) saranno conformi alla normavigente.

Rete di bassa tensione: Servizi Ausiliari

È previsto un quadro generale servizi ausiliari, alimentato attraverso un trasformatore dedicato, che alimenterà i seguenti circuiti:

- Quadro elettrico Sala Controllo;
- Illuminazione esterna, circuito antintrusione (CCTV) ecc.;
- UPS.

Inoltre, in ciascun edificio di trasformazione, verrà installato un trasformatore alimentato dall'uscita AC dell'inverter, che fornirà alimentazione ai seguenti circuiti:

- Centro di trasformazione-inverter;
- Illuminazione;
- Circuiti di emergenza;
- Ventilazione;
- Circuito motori inseguitore;
- Circuiti vari.

Tutti i circuiti saranno realizzati in conduttore di rame tipo 0,6/1kV, con percorsi interrati su tubo corrugato o su passerella metallica. In corrispondenza delle connessioni i quadri verranno posati su tubi di acciaio. Le derivazioni verranno realizzate in scatole ermetiche mediante morsettiere. Gli ingressi e le uscite delle scatole verranno realizzate con premistoppa. Ciascuna scatola verrà identificata con un codice univoco indelebile e chiaramente visibile per poter facilitarne la manutenzione. Tutte le masse e le canalizzazioni metalliche saranno connesse all'impianto di terra.

Quadri Elettrici

Oltre al quadro di parallelo in AC e al quadro dei Servizi Ausiliari, in ciascun edificio Inverter-Trasformatore verrà installato un quadro elettrico generale, il più prossimo possibile al trasformatore, che fornirà alimentazione a tutte le utenze del centro. I quadri saranno di tipo metallico di dimensioni standardizzate, con porta frontale liscia e dotati di segregazione per morsettiere e connessioni. Ciascun quadro sarà dotato di interruttore generale multipolare per ciascuna linea di ingresso che arrivi dal quadro generale. L'interruttore sarà di tipo modulare o scatolato, secondo la taglia richiesta.

Ciascun circuito di illuminazione sarà dotato di interruttore magnetotermico differenziale da 30 mA mentre i circuiti relativi agli altri carichi saranno dotati di interruttore magnetotermico differenziale da 300mA o 500mA a seconda del caso, in maniera da assicurare le selettività. Tutti gli interruttori e il quadro stesso saranno chiaramente identificati mediante etichette, che riporteranno le informazioni sui circuiti che alimentano. Le connessioni e i cavi saranno anch'essi chiaramente identificati con etichetta e raggruppati ordinatamente tramite fascette.

Centro Inverter-Trasformatore

Gli inverter verranno posizionati in maniera tale da minimizzare i percorsi dei cavi in DC e, conseguentemente, minimizzare le perdite. Gli inverter verranno installati attraverso fissaggio direttamente alle strutture tracker, rispettando le prescrizioni del fabbricante. In fase di progettazione definitiva si illustreranno i dettagli del centro. In caso di edifici prefabbricati, verrà installato un sistema di ventilazione forzata che mantenga la temperatura interna all'interno di valori adeguati al funzionamento dell'inverter. Gli inverter verranno posizionati in maniera che ci sia sufficiente spazio per le operazioni di manutenzione.

5.4 Rete di media tensione e percorso cavidotto

L'impianto ha una potenza di 36.039,96 kWp e comprenderà in totale n. 107 inverter di tipo HUAWEI SUN2000-330KTL-H1 con potenza nominale di 300 kVA. Le principali apparecchiature di media tensione saranno:

- Celle modulari con isolamento in gas tipo RMU, costituite da 2 celle di linea e una cella trasformatore, installate nei centri trasformatore;
- Celle modulari con isolamento in aria o gas installate nel centro generale di distribuzione.

Attraverso un trasformatore BT/AT la tensione verrà elevata per poter connettere l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Caratteristiche del trasformatore

Potenza da 3.300 MVA – ONAN

Rapporto di trasformazione: 36/0,800 kV Z = 8 %

I cavidotti di collegamento dell'impianto saranno realizzati completamente interrati. Nelle figure seguenti sono riportate le sezioni dei cavidotti AT - MT e BT, desunte dagli elaborati del progetto definitivo. Come mostrato in Figura 17 il punto di connessione alla rete sarà raggiunto attraverso un tratto di circa 8.000 metri attraversando strade Statali e provinciali. Il cavidotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna non superiore a 1,5 metri dalla generatrice superiore del cavidotto per quanto riguarda la linea AT e non superiore a 0,80 mt per quanto riguarda la linea BT.

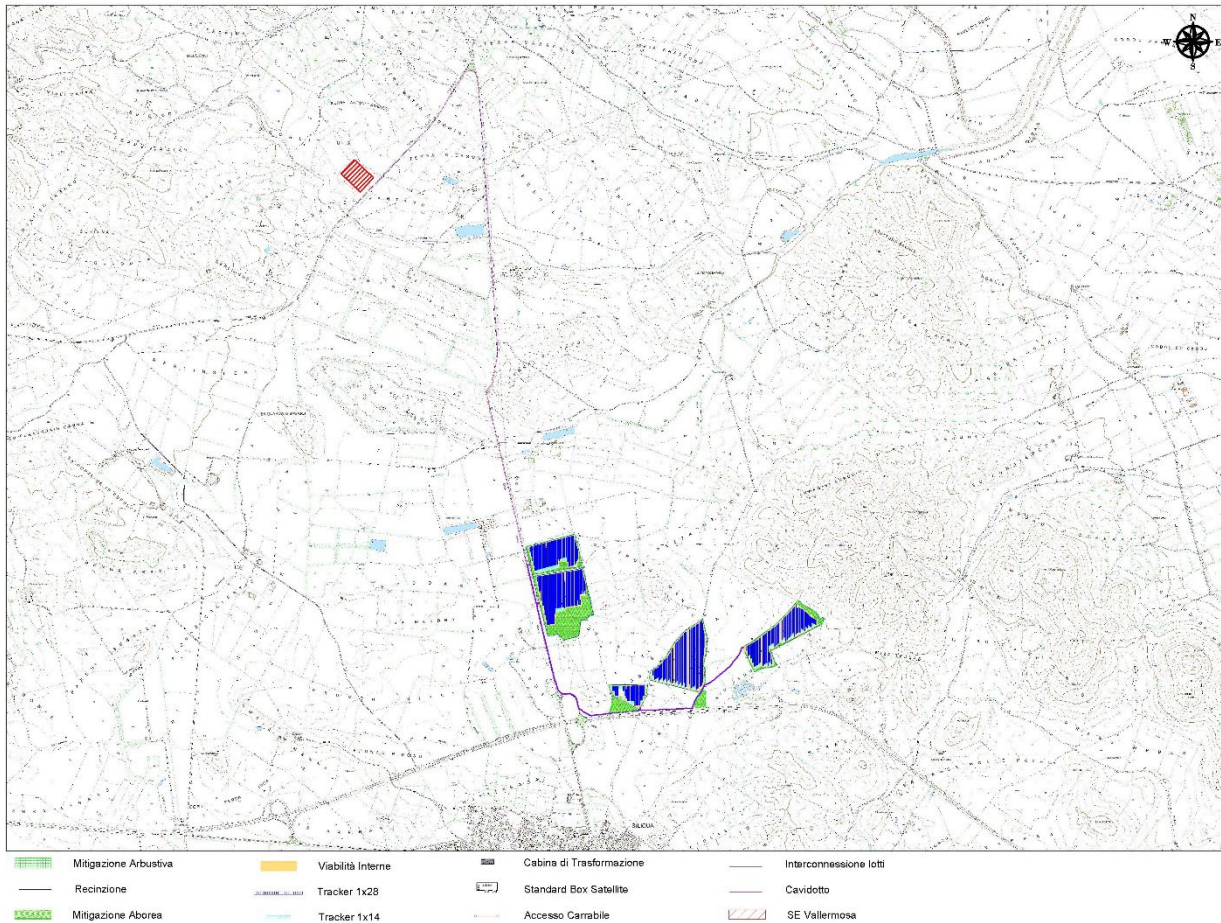


Figura 17 - Percorso del cavidotto di connessione.

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. La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m. dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato valgono i seguenti valori, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI11-17, come visibile nella seguente tabella.

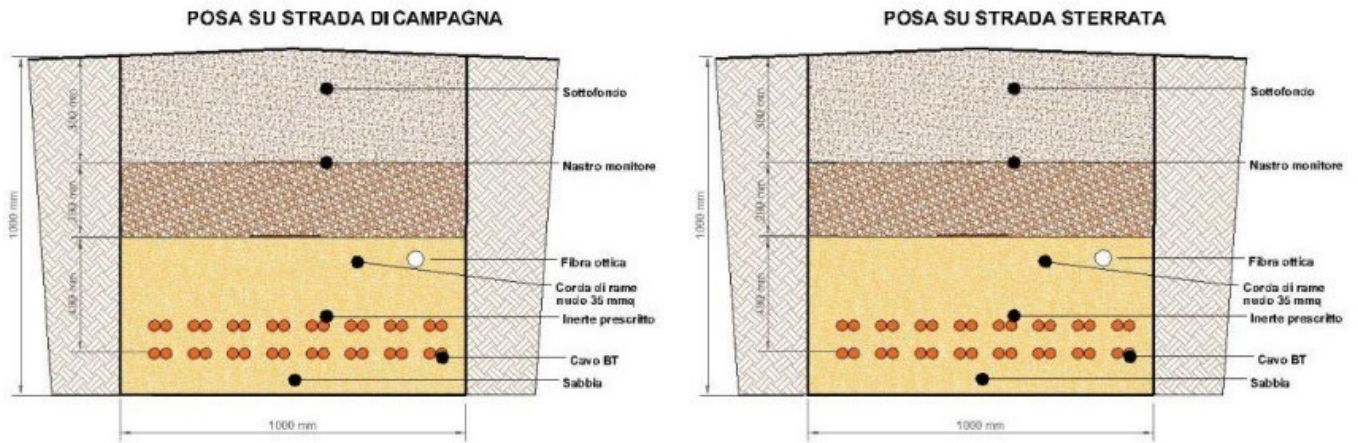
Parallelismi ed attraversamenti tra cavi di energia ed altre canalizzazioni regolamentati dalla CEI 11-17 Terza Ediz.				
Tipologia di coesistenza	Norma di riferimento	Distanza		Note
		A	B	
Coesistenza tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione interrati				
Incroci tra cavi	6.1.01		≥0,30m	Il cavo posto superiormente deve essere protetto per una lunghezza non inferiore a 1 m con uno dei dispositivi descritti al punto 6.1.04: detti dispositivi devono essere posti simmetricamente rispetto all'altro cavo
Parallelismo tra cavi	6.1.02	≥0,30m		E' preferibile la posa alla maggiore distanza possibile. Semmai non si dovesse potere assicurare nemmeno la distanza di 0,30m si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota tra essi è minore di 0,15m. uno dei dispositivi di protezione di cui al punto 6.1.04
Coesistenza tra cavi di energia e tubazioni o serbatoi metallici interrati				
Incroci tra cavi di energia e tubazioni metalliche	6.3.01		≥0,50m	Il cavo posto superiormente deve essere protetto per una lunghezza non inferiore a 1 m con uno dei dispositivi descritti al punto 6.1.04: detti dispositivi devono essere posti simmetricamente rispetto all'altro cavo
Parallelismo tra cavi di energia e tubazioni metalliche	6.3.02	≥0,30m		E' preferibile la posa alla maggiore distanza possibile. Semmai non si dovesse potere assicurare nemmeno la distanza di 0,30m si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota tra essi è minore di 0,15m. uno dei dispositivi di protezione di cui al punto 6.1.04
Coesistenza tra cavi di energia e gasdotti	6.3.03			La coesistenza di gasdotti interrati e cavi di energia è regolamentata dal D.M. 24.11.1984

Dispositivi di sicurezza di cui al punto 6.1.04: I dispositivi devono essere costituiti da involucri (cassette o tubi) preferibilmente in acciaio zincato a caldo (Norma CEI 7-6) o inossidabile con pareti di spessore non inferiore ai 2 mm. Sono ammessi involucri protettivi differenti da quelli sopra descritti purché presentino adeguata resistenza meccanica e siano, quando il materiale di cui sono costituiti lo renda necessario, protetti contro la corrosione.

Il riempimento della trincea e il ripristino della superficie devono essere effettuati, nella generalità dei casi, ossia in assenza di specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo, rispettando i volumi indicati nell'elaborato di progetto. La presenza dei cavi deve essere rilevabile mediante l'apposito nastro monitor posato a non meno di 0,2 m dall'estradosso del cavo ovvero della protezione. Durante l'esecuzione dei lavori sarà prestata particolare attenzione ai sottoservizi presenti sul posto (condotte fognarie, idriche, linee elettriche, telefoniche ecc.). Qualunque interferenza riscontrata durante la posa del cavo, sarà sottopassata. Saranno alterni ripristinate tutte le pavimentazioni preesistenti fino alla completa ricomposizione dello stato di fatto. A lavoro ultimato tutti i ripristini dovranno trovarsi alla stessa quota del piano preesistente, senza presentare dossi o avvallamenti. Nelle figure successive si riporta oltre ai dettagli dei cavidotti, l'individuazione degli

attraversamenti su foto aerea e su planimetria catastale e degli scatti fotografici puntuali dello stato dei luoghi.

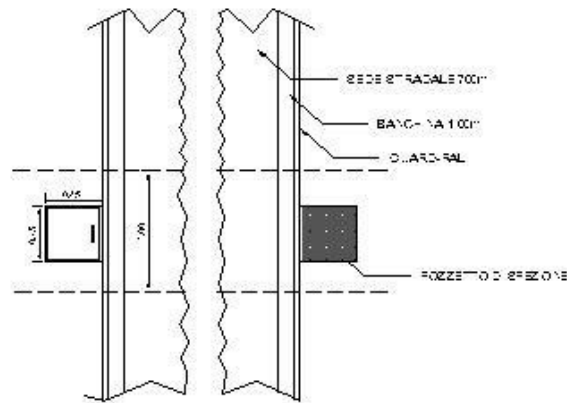
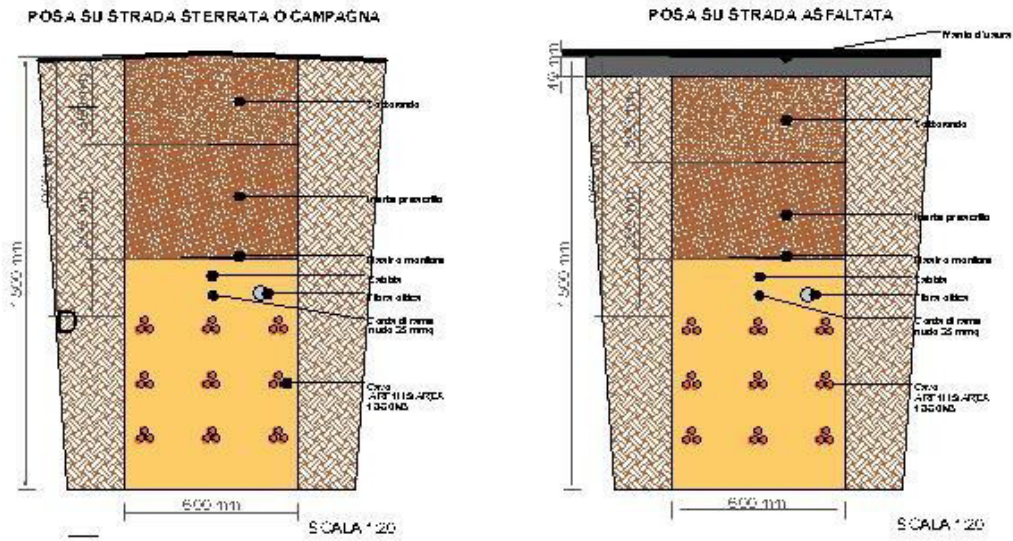
SEZIONE TIPO SCAVO BT



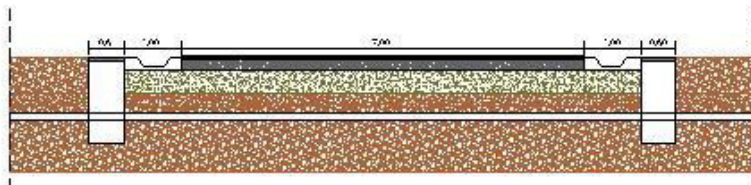
SEZIONE TIPO VIDEOSORVEGLIANZA



Figura 18 - Particolare sezione tipo cavo interrato BT



Particolare della sezione trasversale tipo della sede stradale



Vista superiore attraversamento tipo

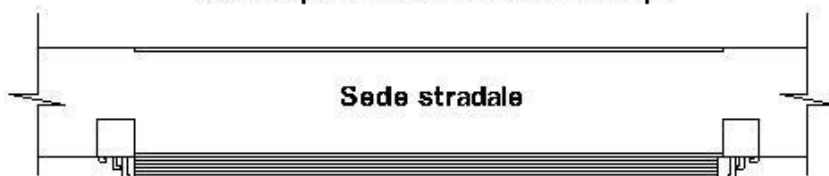


Figura 19 - Particolare sezione tipo cavo interrato MT e particolari della sezione stradale

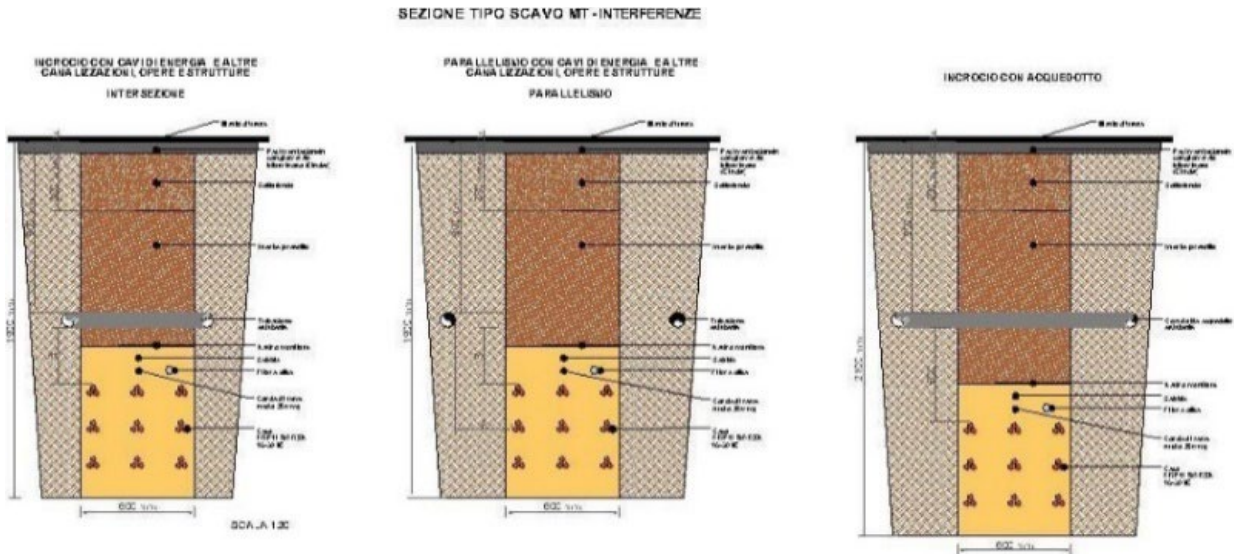


Figura 20 - Particolare sezione tipo cavo interrato MT con interferenze

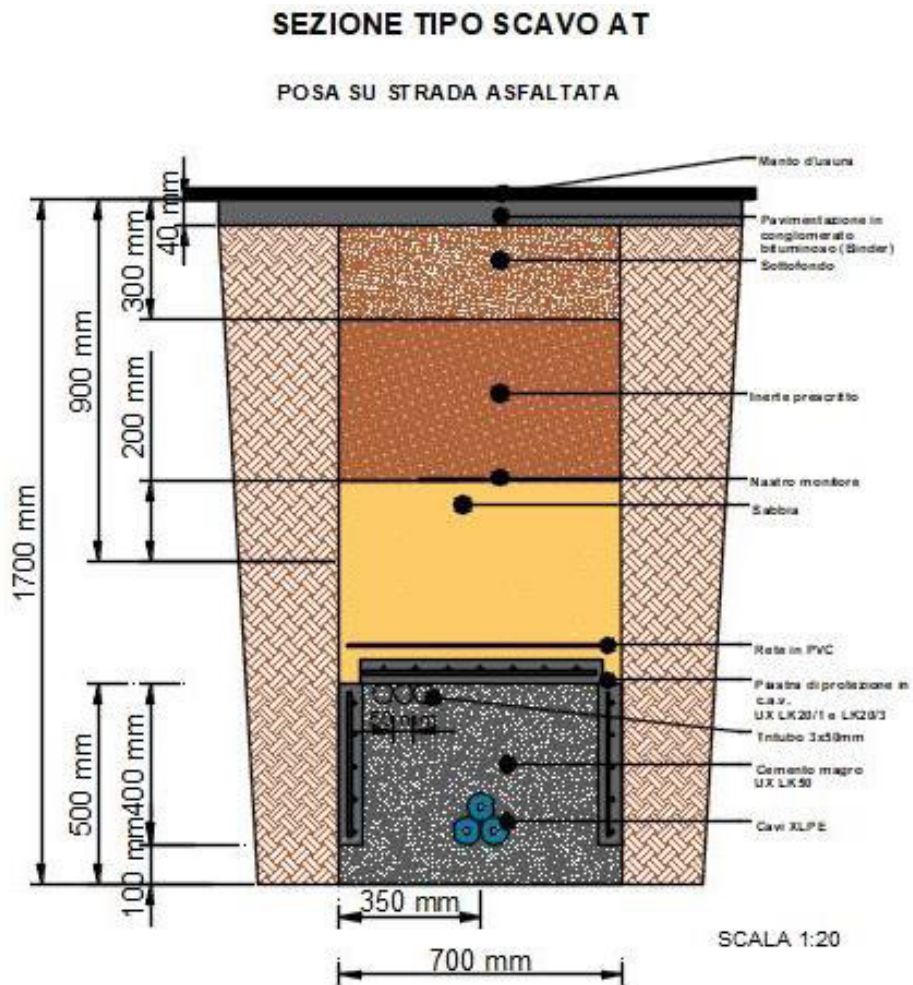
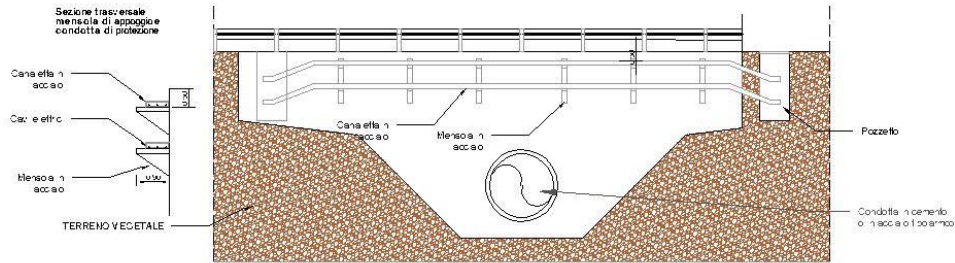


Figura 21 - Particolare sezione tipo cavo interrato AT

**Interferenza con condotta in cemento o in acciaio -
Particolare attraversamento trasversale**



**Interferenza con Ponte stradale -
Particolare attraversamento trasversale**

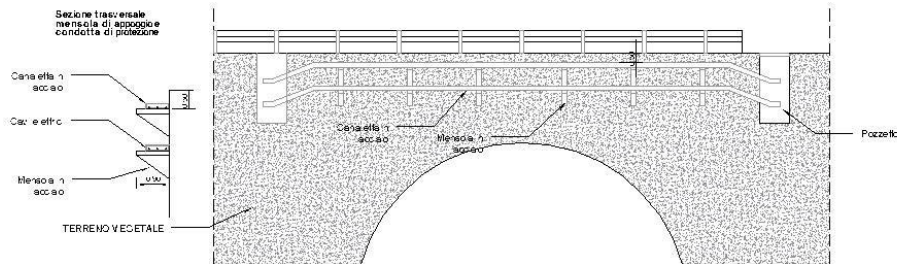
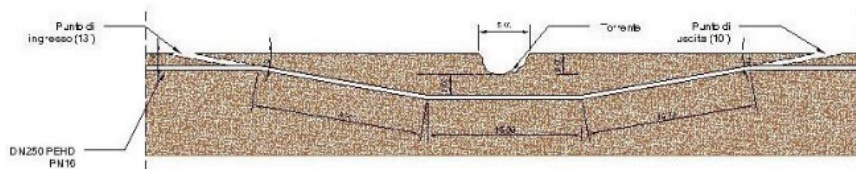


Figura 22 - Particolare attraversamento trasversale in prossimità di interferenza con condotta in cemento o in acciaio e di interferenza con ponte stradale.

**Interferenza con torrente -
Particolare attraversamento trasversale**



**Interferenza con acquedotto -
Particolare attraversamento trasversale**

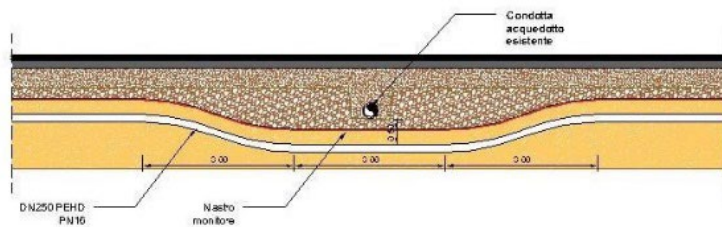


Figura 23 - Particolare attraversamento trasversale in prossimità di interferenza con torrente e di interferenza con acquedotto.

5.5 Stazione Elettrica – “SE VALLERMOSA”

La realizzazione della Stazione Elettrica (SE Vallermosa) è prevista nel comune di Vallermosa (SU), individuata nel foglio di mappa n. 412, occupando le particelle n. 5-7-53-54.

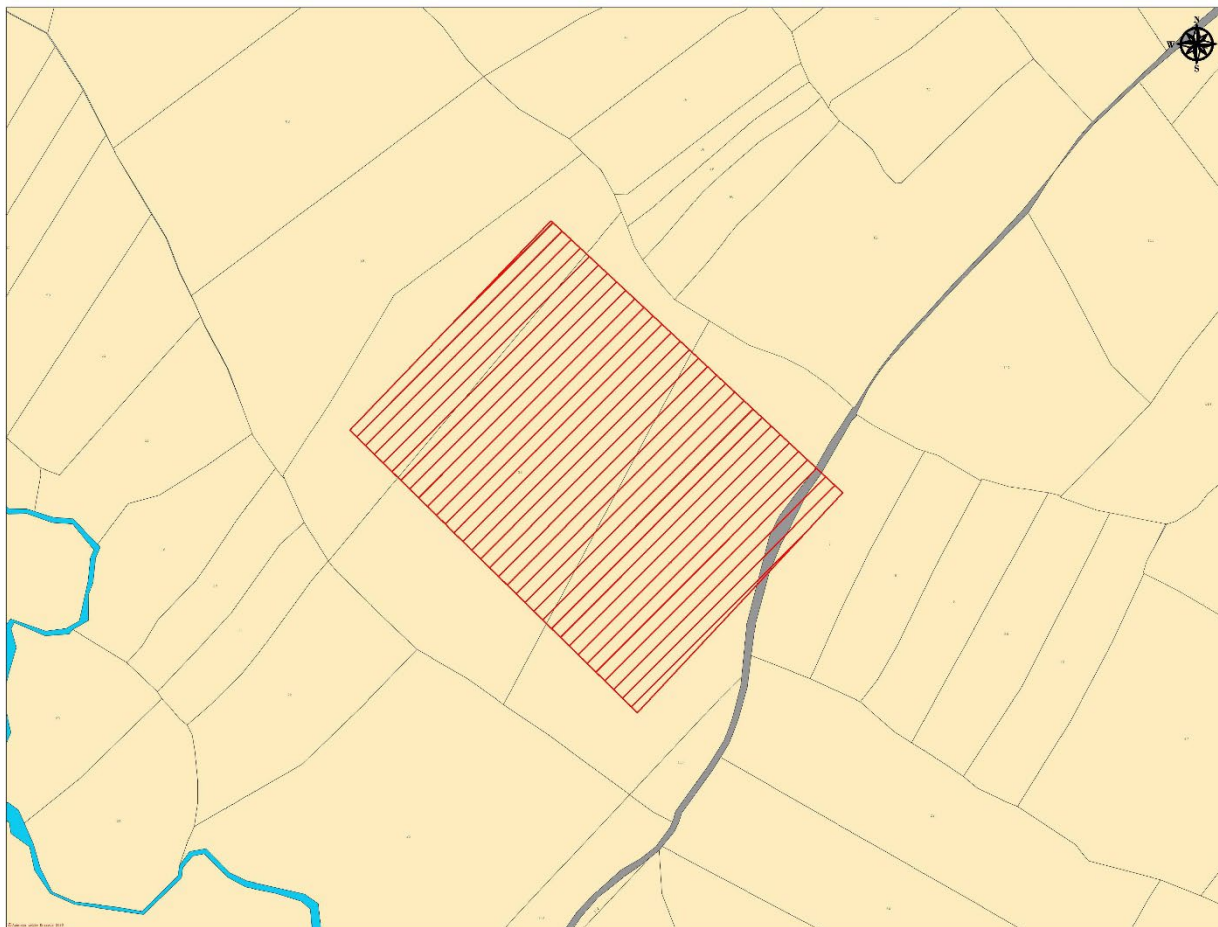


Figura 24 – Stazione Elettrica su catastale.

6 RISORSE NATURALI

6.1 Materiali e risorse naturali impiegate

La superficie totale dei terreni in disponibilità della Fresno Solar S.r.l. per la realizzazione del presente progetto è di circa 62,3510 Ha (623.510,00 m²). Della superficie disponibile, quella effettivamente occupata dalle installazioni di progetto è riconducibile alla proiezione in pianta dei moduli fotovoltaici e all'area di sedime delle cabine di campo. Con questa assunzione di base, la superficie occupata dall'impianto si attesta intorno al 18,90 % della superficie totale disponibile, come meglio dettagliato nella tabella sotto riportata:

SCHEMA DI RIEPILOGO	
Superficie totale strutture	161.082 mq
Superficie totale cabine	348 mq
Totale superf. coperta	161.430 mq
Superficie totale comparto	623.510 mq
Indice di copertura	23,07 %

Tabella – Riepilogo dati impianto

Per la realizzazione della viabilità interna 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.

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 delle strutture. Circa il 60% del terreno escavato per i cavidotti BT, MT e AT sarà riutilizzato per il riempimento dello scavo, la restante parte sarà utilizzata nell'impianto per rimodellamenti puntuali durante l'installazione delle strutture e delle cabine. L'eventuale parte eccedente sarà sparsa uniformemente su tutta l'area del sito a disposizione per uno spessore limitato a pochi centimetri, mantenendo la morfologia originaria dei terreni. Le altre risorse e materiali impiegati comprendono i moduli fotovoltaici, l'acciaio per le strutture e la relativa carpenteria, le strutture prefabbricate delle cabine con i relativi cavidotti. Tali materiali saranno forniti direttamente dalla ditta installatrice, e non sono preventivamente computabili (fatta eccezione per il numero dei moduli fotovoltaici). È opportuno precisare che, delle risorse naturali impiegate, la parteriferita alla occupazione o sottrazione di suolo è in gran parte teorica: il terreno sottostante i pannelli infatti rimane libero e allo stato naturale, così come il soprasuolo dei cavidotti. In definitiva, solo la parte di suolo interessata dalle viabilità di impianto e dalle cabine risulta, a progetto realizzato, modificata rispetto allo stato naturale ante operam. Durante la fase di funzionamento dell'impianto è previsto l'utilizzo di limitate risorse

e materiali. Considerato che le operazioni di manutenzione e riparazione impiegheranno materiali elettrici e di carpenteria forniti direttamente dalle ditte appaltatrici, l'unica risorsa consumata durante l'esercizio dell'impianto è costituita dall'acqua demineralizzata usata per il lavaggio dei pannelli.

7 SICUREZZADELL’IMPIANTO

7.1 Protezione da corto-circuiti sul lato DC dell’impianto

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di pannelli fotovoltaici, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie di una serie di celle fotovoltaiche, inglobate e sigillate in un unico modulo di insieme. Per quanto sopra, tali impianti conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione a corrente superiori a seconda del numero di celle in serie/parallelo. Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici), la loro corrente di corto-circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

7.2 Protezione da contatti accidentali lato DC dell’impianto

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita, poiché, il contatto con una tensione di 800 VDC (tensione tipica delle stringhe), può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi, il campo fotovoltaico lato DC è assimilabile ad un sistema IT, cioè flottante da terra. Infatti, la presenza del trasformatore di isolamento all’interno dell’inverter, permette la separazione galvanica tra il lato corrente continua (DC) e quello di corrente alternata (AC). In tal modo, affinché un contatto sia realmente pericoloso, occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità, non provoca nella pratica conseguenza, a meno che, una delle polarità non sia casualmente in contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità, gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l’immediato spegnimento e l’emissione di una segnalazione di allarme.

7.3 Protezione dalle fulminazioni

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l’indice della località di montaggio e di conseguenza la probabilità di accadimento di fulminazione. In generale, tali fenomeni atmosferici, possono risultare dannosi per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza e non per i moduli fotovoltaici. Per quanto sopra, al fine di ridurre eventuali danni dovuti a possibili sovratensioni, i quadri di parallelo sono muniti di SPD su entrambe le polarità di uscita. Tali SPD, al fine di prevenire eventuali incendi, sono inseriti in appositi scompartanti-deflagranti. In caso di sovratensioni, tali apparecchiature provocano l’immediato spegnimento degli inverter e l’emissione di un segnale di allarme. In un tipo di impianto, così complesso, come una centrale solare, è necessario valutare il rischio dei danni da fulminazione in conformità alla CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) e di rispettare le conclusioni risultanti nella progettazione. La protezione di una centrale solare ha lo scopo di proteggere sia l’edificio operativo, che il campo dei pannelli contro i danni da incendio (fulminazione diretta) e i sistemi elettrici ed elettronici (inverter, sistema di supervisione, condotta principale del generatore) contro l’effetto dell’impulso elettromagnetico del fulmine (LEMP). La prima misura di protezione da adottare, suggerita congiuntamente dalla Norma CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) e dalla Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4), consiste nel ridurre i fenomeni induttivi su entrambi i circuiti (quello DC e quello AC) del sistema fotovoltaico. Per ottenere tale riduzione è necessario adottare cavi di lunghezza più breve possibile.

Ad esempio, nel lato DC dell'impianto si può cercare di ridurre la lunghezza dei cavi dei poli positivo e negativo, che dovrebbero anche essere avvolti insieme per ridurre la superficie delle spire; mentre nel lato AC si possono ridurre le lunghezze del conduttore di protezione PE e dei conduttori di fase e neutro, che dovrebbero a loro volta, essere avvolti insieme in modo da evitare inutili spire di grande superficie nel sistema. Una simile misura di protezione, viene definita precauzione di posa dalla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2). Per ottenere una precauzione di posa più efficace, è necessario che l'area delle spire dovute ai cavi di interconnessione (lato DC) e di potenza (lato AC) non ecceda complessivamente 0,5 m², secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2); sfortunatamente tale valore non sembra facile da raggiungere, principalmente a causa della scatola di giunzione dei pannelli solari (denominata Junction-Box) con cavi di interconnessione (poli positivo e negativo) che distano 10 cm tra di loro e sono lunghi ciascuno circa 1m. Invece l'adozione di precauzioni di posa nel lato AC, tra l'inverter e il trasformatore, è più semplice da ottenere. Il fatto che l'area delle spire dal lato DC sia difficilmente riducibile al di sotto di certi valori pone l'inverter, dal lato DC del sistema, a rischio di guasti dovuti a sovratensioni. Usando le formule per valutare la tensione indotta (U_i), come suggerito dall'Allegato A della Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4), è possibile calcolare il numero di moduli connessi in serie/parallelo che formano una spira di area sufficiente ad avere una U_i maggiore di 1,5 kV causata da un fulmine vicino (distanza 250 m; I_{MAX} = 30 kA; T₁=0,25 μs). Per un numero elevato di moduli, come nel nostro caso, o si utilizzano cavi schermati oppure si ricorre all'utilizzo di idonei SPD (Surge Protection Device), progettato per un Lightning protection level (LPL) di tipo I, in modo da ridurre al minimo la componente di molto la componente di rischio. L'installazione degli SPD dovrebbe avvenire all'ingresso dell'inverter. Se gli SPD sono installati solo all'ingresso dell'inverter, e non sono state adottate precauzioni di posa, potrebbero indursi sovratensione non sufficientemente alte da innescare tali dispositivi, ma abbastanza elevate da cortocircuitare i diodi di bypass dei moduli (che impediscono alla tensione di essere assorbita dal modulo in caso di illuminazione insufficiente). Per evitare un tale inconveniente, devono essere adottati diodi di bypass con tensione inversa il più possibile elevata (1 kV o maggiore) e, se il campo di pannelli solari adottando precauzioni di posa aggiuntive. Il dimensionamento dei sistemi di Protezione dalle Scariche Atmosferiche è redatto ai sensi della Norma CEI 81-10.

7.4 Sicurezza sul lato AC

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti di uscita dagli inverter. Al fine di assicurare nel miglior modo possibile tale parte dell'impianto esistono tre livelli di sicurezza già descritti nei precedenti paragrafi.

7.5 Impianto di messa a terra

L'impianto di terra, conforme alle normative vigenti, è composto da un anello esterno in treccia rame nuda collegata a dispersori posti ai vertici degli angoli del campo fotovoltaico e connessa ad un anello interno alla cabina e alle linee di terra afferenti dalle cabine di trasformazione. Le strutture di sostegno sono collegate alla rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

8 VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori, verranno effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- Corretto funzionamento dell’impianto agro-fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- Continuità elettrica e connessioni tramoduli;
- Messa a terra di masse e scaricatori;
- Isolamento dei circuiti elettrici dalle masse.

9 PRESTAZIONI

Al termine dei lavori dovrà essere effettuato un collaudo dell’impianto, il cui verbale sarà firmato da un professionista iscritto all’albo professionale. Tale collaudo sarà finalizzato alla verifica delle prestazioni dell’impianto secondo quanto prescritto dall’allegato 1 al DM 19/02/07. Per gli impianti fotovoltaici devono essere rispettate le seguenti condizioni, in cui:

$$P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / ISTC$$

- P_{cc} è la Potenza incorrente continua Misurata all’uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l’irraggiamento espresso in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
- $ISTC$ pari a $1000W/m^2$ è l’irraggiamento in condizioni di prova standard. Tale condizione sarà verificata per $I > 600W/m^2$.

In cui:

$$P_{ca} > 0.9 * P_{cc}$$

P_{ca} è la Potenza attiva in corrente alternate misurata all’uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del 2%. Tale condizione sarà verificata per $P_{ca} > 90 \%$ della potenza di targa del gruppo di conversione. In caso di temperatura delle celle superiore a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperatura delle condizioni standard STC) la verifica delle prestazioni potrà tenere conto delle perdite termiche.

10 RICADUTE OCCUPAZIONALI

Il territorio in cui si intende realizzare l'opera è privo di poli produttivi o anche di singole realtà produttive che riescano a soddisfare la sempre crescente richiesta occupazionale. L'area in cui ricade l'iniziativa appartiene territorialmente al comune di Siliqua (SU). Il progetto rappresenterà per il territorio una grandissima opportunità occupazionale, sia in fase di realizzazione dell'impianto, che in fase di esercizio. La fase di realizzazione dell'impianto, infatti, durerà circa 12 mesi ed è previsto che in questo lasso di tempo vengano impiegate delle unità con mansioni varie, che spaziano dalle figure tecniche alla figura del manovale. Non va trascurato neanche il fenomeno legato all'indotto, in quanto ragionevolmente sia i materiali, che i fornitori di servizi a corredo dell'attività principale (movimento terra, sondaggi geognostici, etc.) saranno anch'esse imprese del luogo. Per quanto esposto l'intervento di progetto risulta essere assolutamente positivo. Inoltre, si prevede di realizzare un piano Agro-fotovoltaico avanzato il quale garantirà un positivo impatto occupazionale. Il nostro modello prevede, infatti, un notevole beneficio economico sul territorio, non solo diretto ma anche indiretto. Tra i benefici diretti annoveriamo a titolo di esempio l'occupazione degli agricoltori attivi nei campi, il coinvolgimento delle aziende, non solo agricole, locali durante la fase di avvio del progetto, il conferimento di subappalti per quanto concerne i servizi Agro-Solare (gestione del verde, pulizia dei moduli installati, manutenzione generale). Tra i benefici economici indiretti possiamo prevedere un incremento della produttività delle aziende ricettive e ristorative locali sia durante la fase di cantiere che post-operam. In tale contesto, verrà sempre data la priorità all'utilizzo della manodopera e delle eccellenze locali al fine, come accennato precedentemente, di avviare un processo di continuo sviluppo non solo occupazionale ma anche formativo, cercando di coinvolgere, quanto più possibile, le istituzioni locali.

11 DATI CLIMATICI E IRRAGGIAMENTO

SILQUA (SU)

Per caratterizzare il clima del sito di Siliqua, viene utilizzato lo Studio "Climatologia della Sardegna" pubblicato dalla Regione Sardegna, nel quale sono stati utilizzati i dati trentennali di temperatura e precipitazioni. Si segue l'analisi dei climogrammi di Peguy, che riassumono l'andamento medio mensile dei due parametri climatici, Temperatura e Precipitazioni. A Siliqua le estati sono brevi, calde, umide, aride e prevalentemente con clima sereno, mentre gli inverni sono lunghi, freddi, ventosi e parzialmente nuvolosi. Durante l'anno, la temperatura in genere va da 5°C a 32°C ed è raramente inferiore a 1°C o superiore a 36°.

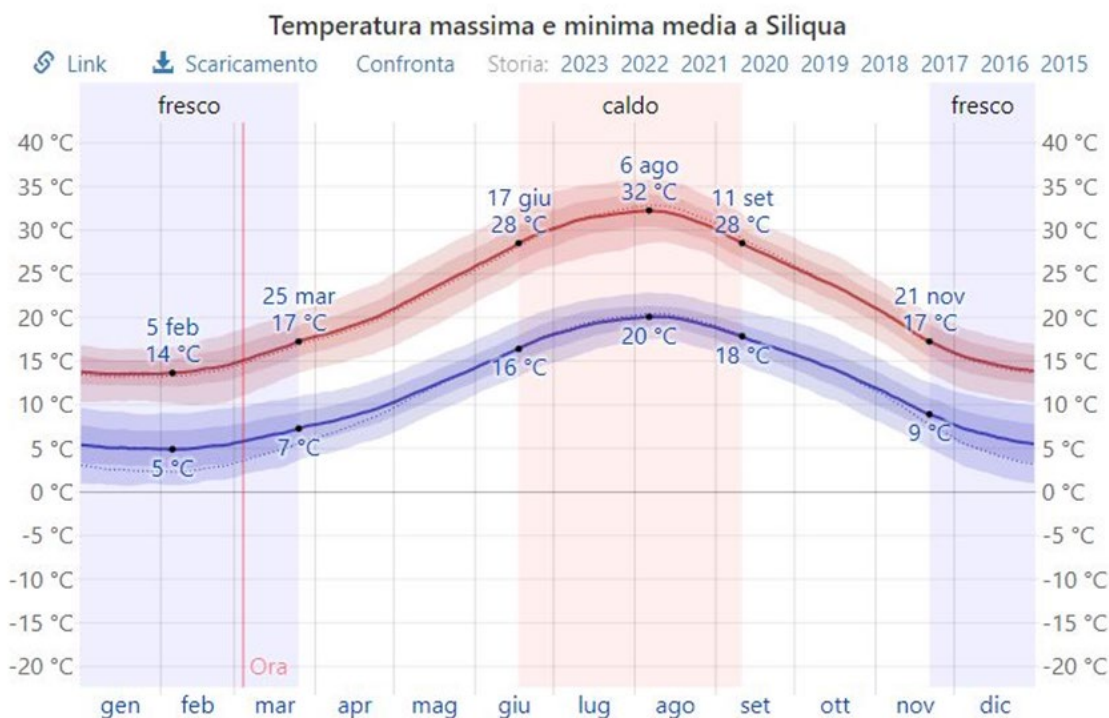


Figura 25 - La temperatura massima (riga rossa) e minima (riga blu) giornaliere medie a Siliqua

La figura qui di seguito mostra una caratterizzazione compatta delle temperature medie orarie per tutto l'anno. L'asse orizzontale rappresenta il giorno dell'anno, l'asse verticale rappresenta l'ora del giorno, e il colore rappresenta la temperatura media per quell'ora e giorno.

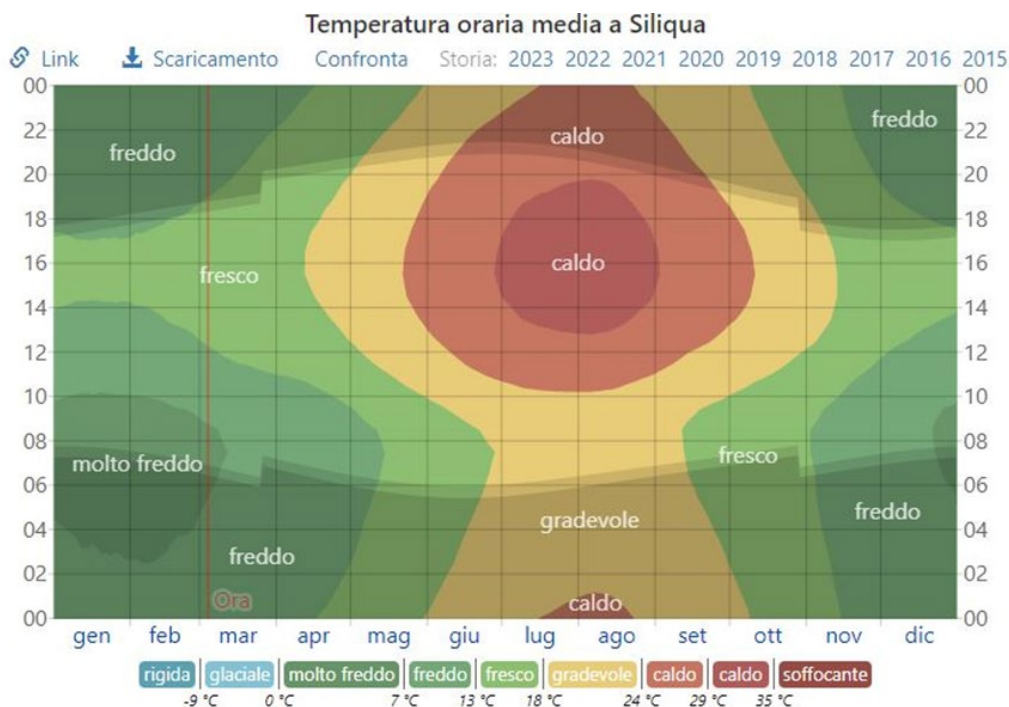


Figura 26 – La temperatura oraria media, con fasce di diversi colori. L'ombreggiatura indica la notte e il crepuscolo civile.

A Siliqua la percentuale media di cielo coperto da nuvole è accompagnata da variazioni stagionali moderate durante tutto l'anno. Il mese più soleggiato a Siliqua è luglio, con condizioni medie soleggiate, prevalentemente soleggiate o parzialmente nuvolose del 91% del tempo.

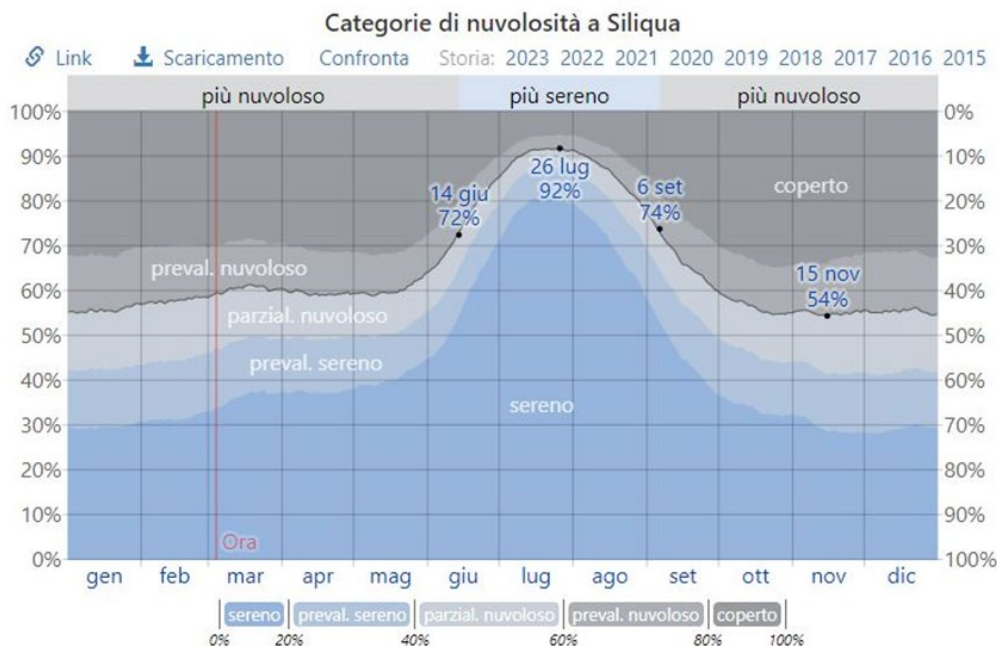


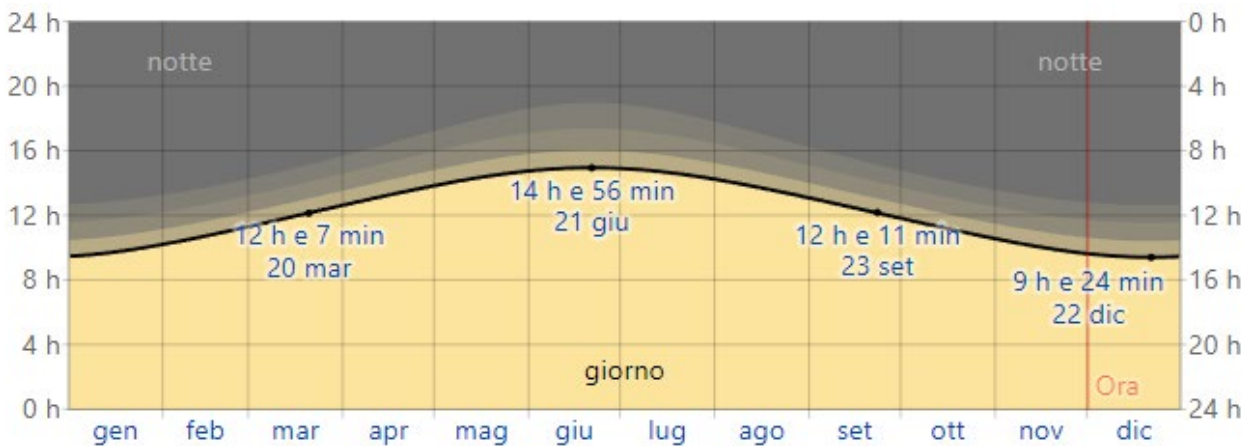
Figura 27 – La percentuale di tempo trascorso in ciascuna fascia di copertura nuvolosa, categorizzata secondo la percentuale di copertura nuvolosa del cielo.

La pioggia media in un periodo mobile di 31 giorni in estate a Siliqua rimane essenzialmente costante, rimanendo circa 8 mm raramente oltre 35 mm e sotto -0 mm.



Figura 28 – Pioggia mensile in estate a Siliqua

La lunghezza del giorno a Siliqua cambia significativamente durante l'anno. Nel 2023, il giorno più corto è il 22 dicembre, con 9 ore e 16 minuti di luce diurna il giorno più lungo è il 21 giugno, con 14 ore e 56 minuti di luce diurna.



Il numero di ore in cui il sole è visibile (riga nera). Dal basso (più giallo) all'alto (più grigio), le fasce di colore indicano: piena luce diurna, crepuscolo (civico, nautico e astronomico) e piena notte.

Figura 29 – Il numero di ore in cui il sole è visibile (riga nera). Dal basso (più giallo) all'alto (più grigio), le fasce di colore indicano: piena luce diurna, crepuscolo (civico, nautico e astronomico) e piena notte.

La prima alba è alle 05:57 il 14 giugno e l'ultima alba è 1 ora e 57 minuti più tardi alle 07:47 il 28 ottobre. Il primo tramonto è alle 17:01 l'8 dicembre, e l'ultimo tramonto è 3 ore e 54 minuti dopo alle 20:55, il 28 giugno.

L'ora legale (DST) viene osservata a Siliqua durante il 2023, inizia di primavera il 26 marzo, dura 7,1 mesi, e finisce d'autunno il 29 ottobre.

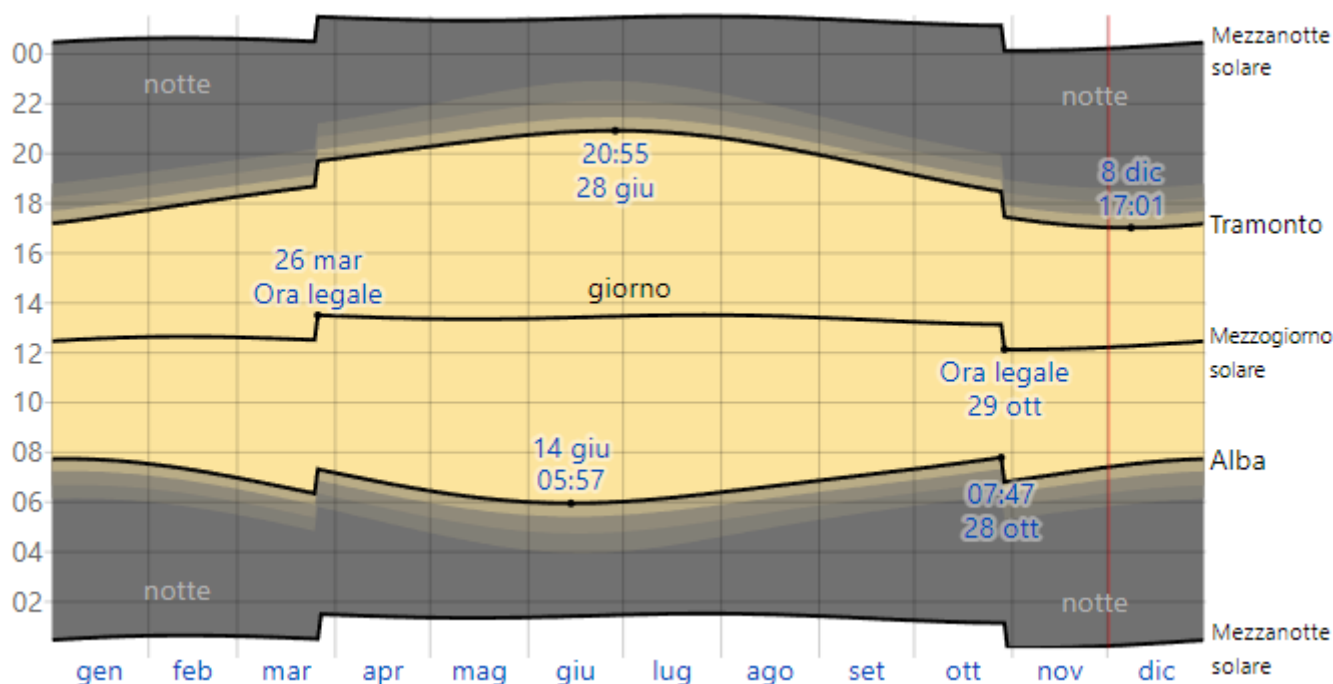


Figura 30 – Giornata solare durante il 2023. Dal basso all'alto, le righe nere sono la precedente mezzanotte solare, alba, mezzogiorno solare, tramonto e la mezzanotte solare successiva. Il giorno, i crepuscoli (civico, nautico, e astronomico), e la notte sono indicati dalle fasce di colore dal giallo al grigio. Le transizioni a e dall'orario legale sono indicate dalle etichette 'DST'.

La figura qui sotto presenta una rappresentazione compatta dell'elevazione solare (l'angolo del sole sopra l'orizzonte) e dell'azimut (il suo rilevamento alla bussola) per ogni ora di ogni giorno nel periodo coperto dal rapporto. L'asse orizzontale rappresenta il giorno dell'anno, l'asse verticale rappresenta l'ora del giorno. Per un dato giorno e una data ora di tale giorno il colore dello sfondo indica l'azimut del sole in quel momento. Le isoline nere sono i contorni dell'elevazione solare costante.

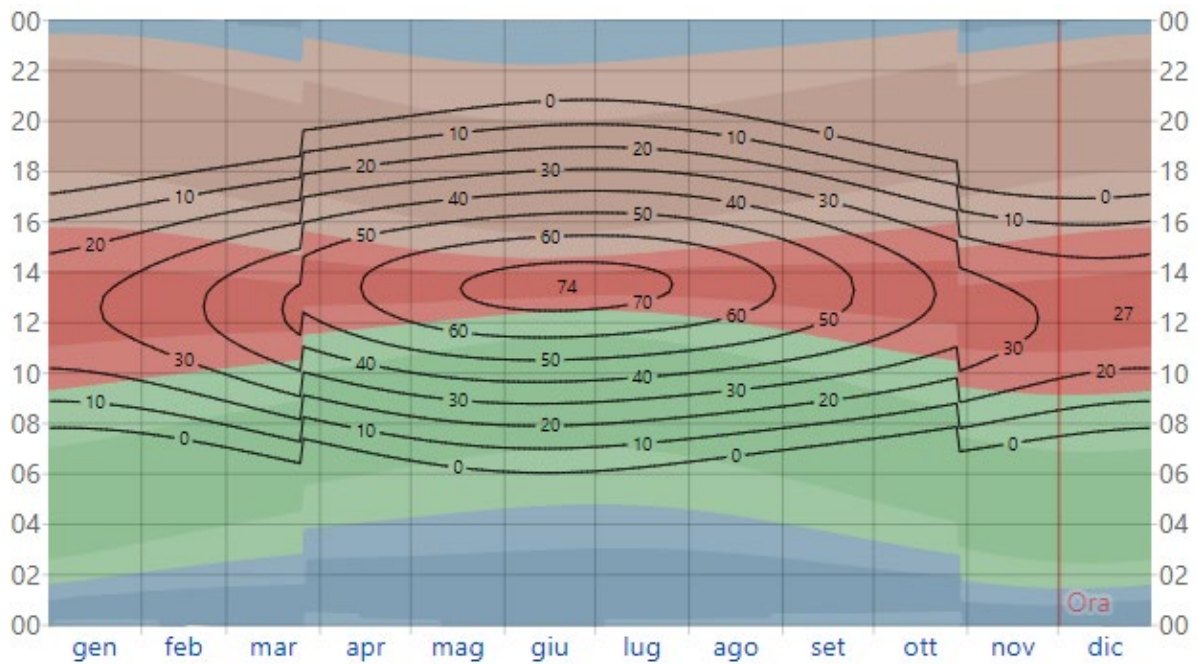


Figura 31 – Elevazione solare e azimut durante l'anno 2023. Le righe nere sono righe di elevazione solare costante (angolo del sole al di sopra dell'orizzonte, in gradi). Il colore dello sfondo indica l'azimut del sole (il suo rilevamento alla bussola). Le aree leggermente colorate ai bordi dei punti cardinali della bussola indicano le direzioni intermedie implicite (nord-est, sud-est, sud-ovest e nord-ovest).

La figura qui di seguito è una rappresentazione compatta di dati lunari chiave per 2023. L'asse orizzontale rappresenta il giorno, l'asse verticale rappresenta l'ora del giorno, e le aree colorate indicano quando la luna è al di sopra dell'orizzonte. Le barre verticali grigie (lune nuove) e le barre blu (lune piene) indicano le fasi principali della luna.

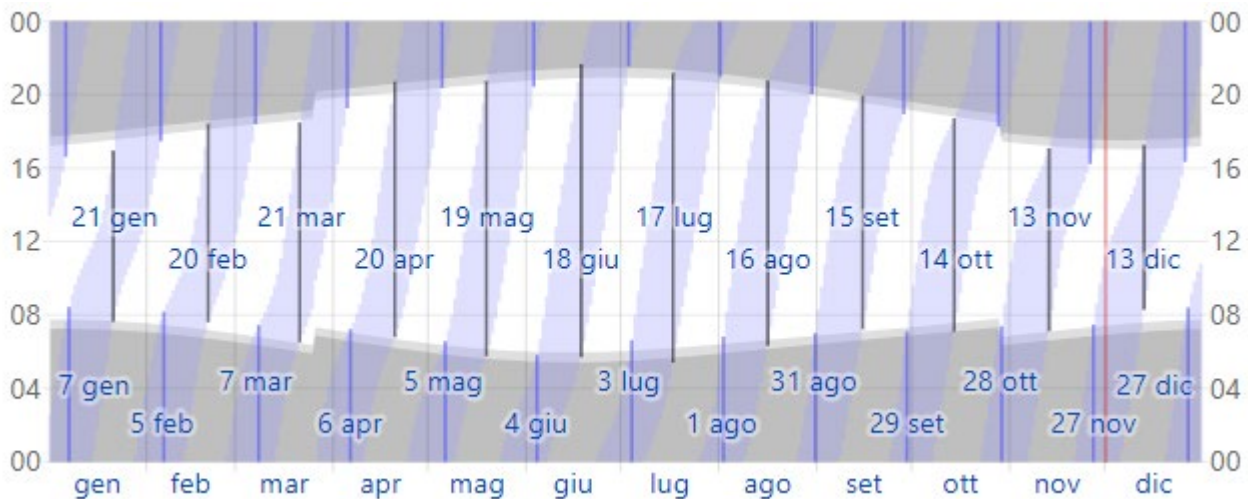


Figura 32 – L'ora in cui la luna è al di sopra dell'orizzonte (area azzurra), con lune nuove, (righe grigio scuro), e lune piene (righe blu) indicate. L'ombreggiatura indica la notte e il crepuscolo civile.

Basiamo il livello di comfort sul punto di rugiada, in quanto determina se la perspirazione evaporerà dalla pelle, raffreddando quindi il corpo. Punti di rugiada inferiori danno una sensazione più asciutta e i punti di rugiada superiori più umida. A differenza della temperatura, che in genere varia significativamente fra la notte e il giorno, il punto di rugiada tende a cambiare più lentamente, per questo motivo, anche se la temperatura può calare di notte, dopo un giorno umido la notte sarà generalmente umida.

Siliqua vede estreme variazioni stagionali nell'umidità percepita.

Il periodo più umido dell'anno dura 4,3 mesi, dal 10 giugno al 19 ottobre, e in questo periodo il livello di comfort è afoso, oppressivo, o intollerabile almeno 15% del tempo. Il mese con il maggior numero di giorni afosi a Siliqua è gennaio, con 0 giorni afosi o peggio.

Il giorno meno umido dell'anno è il 24 febbraio, con condizioni umide essenzialmente inaudite.

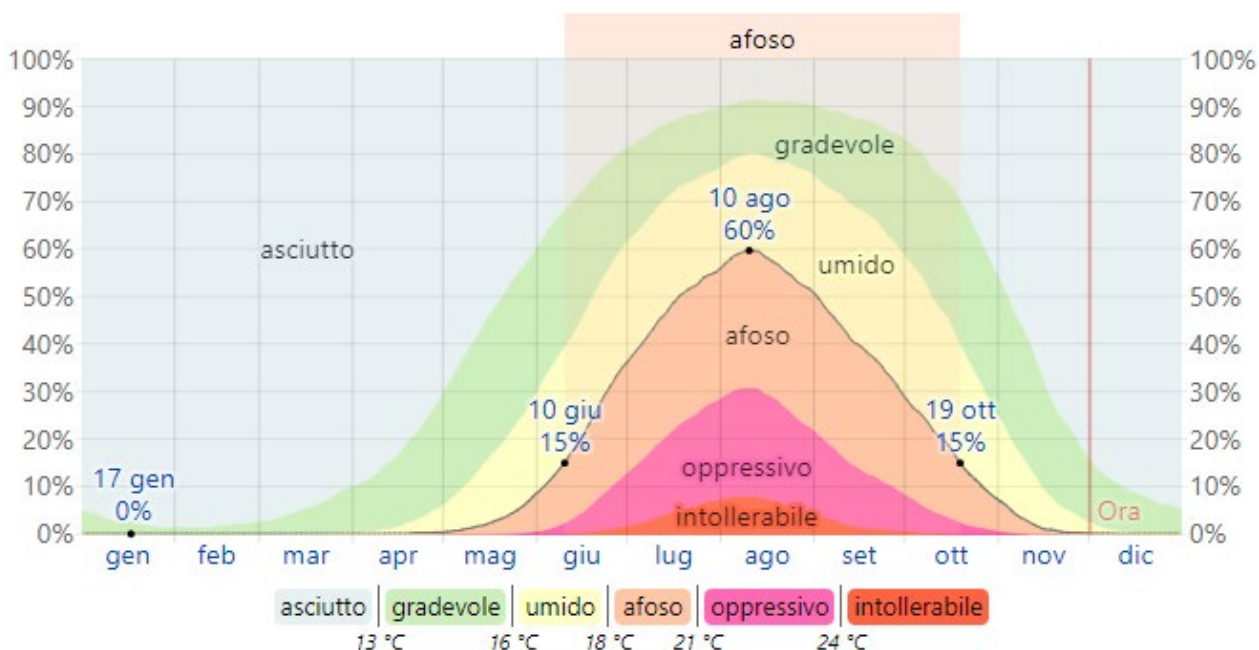


Figura 33 – La percentuale di tempo a diversi livelli di comfort umidità, categorizzata secondo il punto di rugiada.

Questa sezione copre il vettore medio orario dei venti su un'ampia area (velocità e direzione) a 10 metri sopra il suolo. 10 metri Il vento in qualsiasi luogo dipende in gran parte dalla topografia locale e da altri fattori, e la velocità e direzione istantanee del vento variano più delle medie orarie.

La velocità oraria media del vento a Siliqua subisce moderate variazioni stagionali durante l'anno.

Il periodo più ventoso dell'anno dura 6,5 mesi, dal 30 ottobre al 14 maggio, con velocità medie del vento di oltre 15,5 chilometri orari. Il giorno più ventoso dell'anno a Siliqua è febbraio, con una velocità oraria media del vento di 17,4 chilometri orari.

Il periodo dell'anno più calmo dura 5,5 mesi, da 14 maggio al 30 ottobre. Il giorno più calmo dell'anno a Siliqua è agosto, con una velocità oraria media del vento di 13,6 chilometri orari.

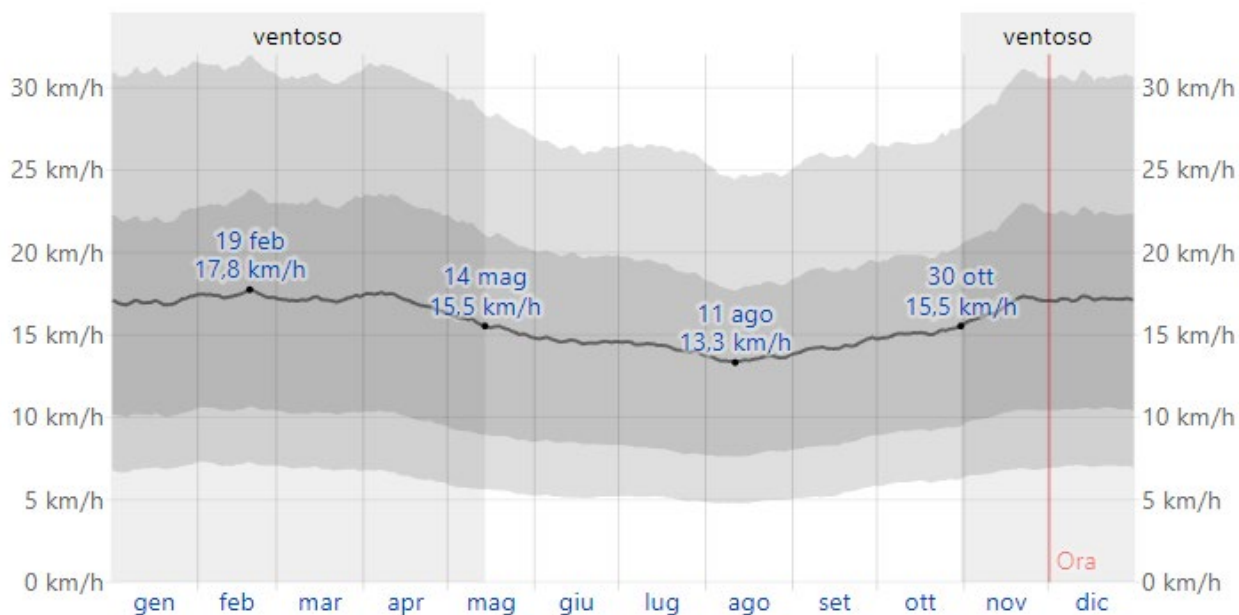


Figura 34 – La media delle velocità del vento orarie medie (riga grigio scuro), con fasce del 25° - 75° e 10° - 90° percentile.

La direzione oraria media del vento predominante a Siliqua è da ovest durante l'anno.

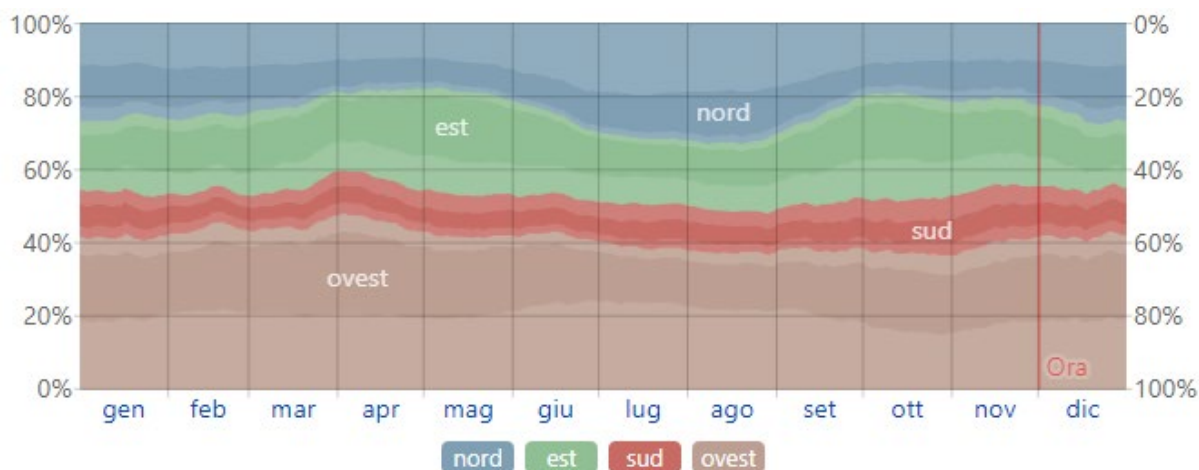


Figura 35 – La percentuale di ore in cui la direzione media del vento è da ognuna delle quattro direzioni cardinali del vento, tranne le ore in cui la

velocità media del vento è di meno di 1,6 km/h. Le aree leggermente colorate ai bordi sono la percentuale di ore passate nelle direzioni intermedie implicite (nord-est, sud-est, sud-ovest e nord-ovest).

Questa sezione discute l'energia solare a onde corte incidente totale giornaliera che raggiunge la superficie del suolo in un'ampia area, tenendo in considerazione le variazioni stagionali nella lunghezza del giorno, l'elevazione del sole sull'orizzonte e l'assorbimento da parte delle nuvole e altri elementi atmosferici. La radiazione delle onde corte include luce visibile e raggi ultravioletti.

L'energia solare a onde corte incidente giornaliera media subisce estreme variazioni stagionali durante l'anno.

Il periodo più luminoso dell'anno dura 3,2 mesi, dal 12 maggio al 18 agosto, con un'energia a onde corte incidente giornaliera media per metro quadrato di oltre 6,8 kWh. Il mese più luminoso dell'anno a Siliqua è luglio, con una media di 7,8 kWh.

Il periodo più buio dell'anno dura 3,6 mesi, dal 28 ottobre al 14 febbraio, con un'energia a onde corte incidente giornaliera media per metro quadrato di meno di 3,2 kWh. Il mese più buio dell'anno a Siliqua è dicembre, con una media di 2,1 kWh.

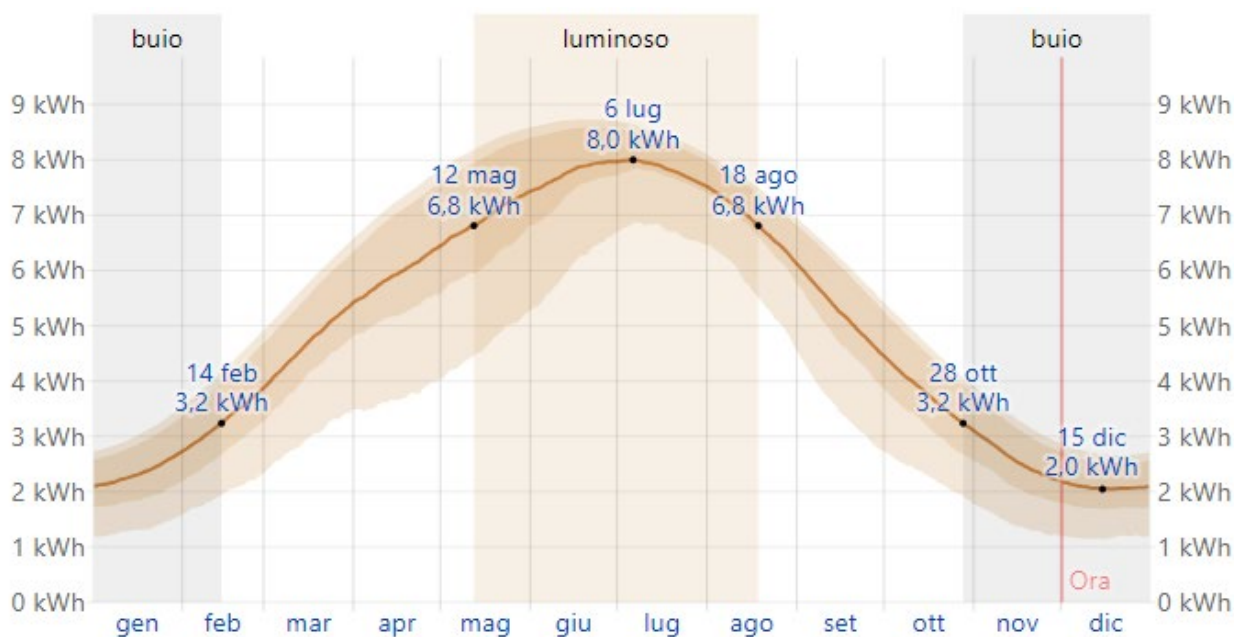


Figura 36 – L'energia solare a onde corte incidente media che raggiunge il suolo per medio quadrato (riga arancione), con fasce di percentili dal 25° al 75° e dal 10° al 90°.

12 DOCUMENTAZIONE FOTOGRAFICA



Figura 37 – Inquadramento territoriale su CTR dell'area d'impianto con punti di vista



Figura 38 - Vista 1 ante operam dell'impianto FV_SILQUA



Figura 39 - Vista 1 post operam dell'impianto FV_SILQUA



Figura 40 - Vista 2 ante operam dell'impianto FV_SILQUA



Figura 41 - Vista 2 post operam dell’impianto FV_SILQUA



Figura 42- Vista 3 ante operam dell’impianto FV_SILQUA



Figura 43 - Vista 3 post operam dell’impianto FV_SILQUA



Figura 44 - Vista 4 ante operam dell'impianto FV_SILQUA



Figura 45 - Vista 4 post operam dell'impianto FV_SILQUA