

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO ECOVOLTAICO

DELLA POTENZA PARI A 144.21 MWp

Comune di Sassari (SS)

Loc. "Giuanne Abbas" e "Elighe longu"

Autorizzazione Unica

(art.12 D.lgs 387/2003 e s.m.i.)

Oggetto:

1.02 – GEN – RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

Proponente:



SIGMA ARIETE S.R.L.
Via Mercato n.3, MILANO (MI), 20121
P.I. 11467070964
REA MI - 2604780
PEC sigmaariete@legalmail.it

Progetto sviluppato da Regener8 Power per Canadian Solar



<https://regener8power.com/>
The Surrey Technology Centre,
The Surrey Research Park, Guildford, Surrey, England, GU2
7YG

Progettista:



Stantec S.p.A.
Centro Direzionale Milano 2, Palazzo Canova
Segrate (Milano)
italia.info@stantec.com
Phone: +39 02 94757240

Rev. N.	Data	Descrizione modifiche	Redatto da	Rivisto da	Approvato da
00	29/11/21	Prima Emissione	A. Limido	P. Marcello	L. Lavazza

Fase progetto: **Definitivo** Formato elaborato: **A4**

Nome File: **1.02-00-A-GEN-Relazione Tecnico Descrittiva.docx**

Indice

1	PREMESSA E SCOPO	7
2	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PIANIFICAZIONE SOVRAORDINATA	13
2.1	Localizzazione	13
2.2	Analisi compatibilità delle opere con gli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale	17
2.2.1	Pianificazione Nazionale	17
2.2.2	Pianificazione Regionale e quadro vincolistico	17
2.2.3	Pianificazione Provinciale	19
2.2.4	Pianificazione Comunale	20
3	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	23
3.1	Introduzione	23
3.2	Definizioni	24
3.3	Requisiti tecnici	25
3.4	Funzionamento del sistema	27
4	IRRAGGIAMENTO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	28
4.1	Calcolo della radiazione solare disponibile	28
4.2	Produzione Energetica Attesa ed Emissioni Evitate	29
4.2.1	T01 Overhead Dynamics	30
4.2.2	T02 Fixed	30
4.2.3	T03 Overhead Static	31
4.2.4	T04 Tracker	32
5	CARATTERISTICHE TECNICO-PROGETTUALI DELL'IMPIANTO	33
5.1	Architettura del sistema	34
5.2	Moduli fotovoltaici	34
5.3	Strutture di sostegno	35
5.4	Sistema di conversione CC/AC (Inverter)	42
5.5	Sistema di distribuzione BT	43
5.6	Quadri di bassa tensione	44
5.7	Trasformatori di potenza	45
5.8	Sistema di distribuzione MT	46
5.9	Quadri di media tensione	47

5.10	Cabine di campo	47
5.11	Sistema di misura dell'energia	51
5.12	Impianti ausiliari di campo	52
5.13	Cavi per energia	54
5.13.1	Cavi in corrente continua	54
5.13.2	Cavi in corrente alternata di bassa tensione	54
5.13.3	Cavi in corrente alternata di media tensione	54
5.13.4	Cavi dati	54
5.13.5	Impianto di messa a terra	55
5.14	SCADA – sistema di supervisione	55
5.15	Stazione elettrica utente AT/MT	56
5.16	Elettrodotto AT	58
5.17	Recinzioni, accessi e viabilità	59
6	REALIZZAZIONE DEL NUOVO IMPIANTO	61
7	ESERCIZIO IMPIANTO ECOVOLTAICO	64
8	DIMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI	65
9	CRONOPROGRAMMA	67
10	NORMATIVA	68

Indice delle figure

Figura 1-1 I benefici sinergici tra agricoltura ed energia solare	8
Figura 1-2 Suddivisione progetto: area di impianto, cavidotto MT, area SSE SE RTN.....	10
Figura 1-3 Suddivisione Impianto Fotovoltaico in sottocampi – Campo N.....	11
Figura 1-4 Suddivisione Impianto Fotovoltaico in sottocampi – Campo W.....	11
Figura 1-5 Suddivisione Impianto Fotovoltaico in sottocampi – Campo S	12
Figura 1-6: Suddivisione Impianto Fotovoltaico in sottocampi – Campo E	12
Figura 2-1 Inquadramento progetto su satellitare	14
Figura 2-2 Inquadramento area di impianto su ortofoto	15
Figura 2-3 Inquadramento tracciato cavidotto MT su ortofoto	15
Figura 2-4 Inquadramento area SSE (in blu) e SE RTN (in rosso) su ortofoto.....	16
Figura 2-5: Inquadramento su PPR	18
Figura 2-6: Inquadramento impianti FER.....	19
Figura 2-7: Inquadramento su PUC Sassari	22
Figura 3-1. Schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete pubblica.....	23
Figura 4-1: Radiazione solare globale su piano orizzontale (GHI) in Italia. Media della somma annuale, periodo 1994-2013.	29
Figura 5-1: Vista in pianta della struttura "Tracker Alto (Overhead Dynamic T01)"	37
Figura 5-2: Vista Assonometrica della struttura "Tracker Alto (Overhead Dynamic T01)"	37
Figura 5-3: Vista in pianta della struttura "Fissa bassa (Ground Mounted T02)"	38
Figura 5-4: Vista Assonometrica della struttura "Fissa bassa (Ground Mounted T02)"	38
Figura 5-5: Vista in pianta della struttura "Fissa Alta (Overhead Static (Market) T03)"	39
Figura 5-6: Vista Assonometrica della struttura "Fissa Alta (Overhead Static (Market) T03)"	39
Figura 5-7: Vista in pianta della struttura "Tracker bassa (Tracker T04)"	40
Figura 5-8: Vista Assonometrica della struttura "Tracker basso (Tracker T04)"	40
Figura 5-9: Prospetto convertitore	42
Figura 5-10: Tipico trasformatore di potenza MT/BT.....	46
Figura 5-11: Pianta, sezioni e prospetti cabina di trasformazione (2 trafo).....	48

Figura 5-12: Pianta, sezioni e prospetti cabina di trasformazione (3 trafo)	49
Figura 5-13: Pianta, sezioni e prospetti cabina di raccolta	50
Figura 5-14: Planimetria sezione elettromeccanica SSE.....	58
Figura 5-15: Tipologico recinzione e cancello di accesso	59
Figura 5-16: Tipologico sezione stradale viabilità d'impianto.	60
Figura 9-1: Cronoprogramma degli interventi.....	67

Indice delle tabelle

Tabella 4-1. Valori di irraggiamento e temperatura nel sito d'impianto su base mensile (database Meteonorm 7.3)	28
Tabella 5-1 Suddivisione elettrica per campo	34
Tabella 5-2 Suddivisione elettrica per sottocampo	35
Tabella 5-3 Suddivisione strutture di sostegno moduli per tipologia.....	41
Tabella 5-4 Suddivisione strutture di sostegno moduli per sottocampi	41
Tabella 5-5 Suddivisione inverter per campi	42
Tabella 5-6 Suddivisione inverter per sottocampi	43
Tabella 5-7 Suddivisione cabinati di trasformazione per sottocampi	51

1 PREMESSA E SCOPO

Il presente elaborato costituisce la relazione tecnico-descrittiva del Progetto Definitivo relativo al Progetto Ecovoltaico ubicato nel Comune di Sassari (SS), denominato "**Ecovoltaico Nurra**", all'interno del perimetro del Consorzio di Bonifica delle località "Giuanne Abbas" ed "Elighe longu".

Il soggetto proponente dell'iniziativa è Regerat8 Power per conto di Sigma Ariete. Stantec S.p.A., in qualità di Consulente Tecnico e Progettista, è stata incaricata da Regener8 Power, di redigere il progetto definitivo per l'autorizzazione alla realizzazione dell'intervento.

L'impianto avrà una potenza elettrica di picco circa pari a 144.21 MWp e potenza nominale di immissione in rete in corrente alternata pari a circa 150 MVA, sarà collegato in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV di una futura stazione Elettrica (SE) di Trasformazione RTN 380/150kV, denominata "Olmedo 380", da inserire in entra-esci alla linea a 380 kV "Fumesanto Carbon-Iffiri". Il nuovo elettrodotto in antenna a 150kV per il collegamento dell'impianto sulla SE RTN costituirà impianto di utenza per la connessione mentre lo stallo arrivo produttore a 150kV nella suddetta stazione costituirà impianto di rete per la connessione.

L'impianto sarà realizzato nell'ambito delle disposizioni del Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003 n.387 in attuazione della Direttiva CE 2001/77 per la promozione della produzione di energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili. Nel citato decreto legislativo, all'art. 12 comma 1 è dichiarato che gli impianti in oggetto "...sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti...".

L'intervento è funzionale agli obiettivi strategici della politica energetica nazionale (SEN) che consistono nel:

- rendere il sistema energetico nazionale più competitivo;
- raggiungere a superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali di decarbonizzazione al 2030 in linea con i traguardi stabiliti dalla COP21;
- migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

In particolare, la Strategia Energetica Nazionale (SEN) stabilisce l'obiettivo di soddisfare nel 2030 il 55% del fabbisogno nazionale di energia elettrica tramite fonti rinnovabili, con un incremento rispetto alla quota raggiunta nel 2015 (pari al 33,5 %). L'intervento in progetto è anche pienamente in linea con gli indirizzi del Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna. Il PEAR infatti si prefigge l'obiettivo di incrementare lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili con l'intento - in relazione allo scenario obiettivo al 2030 - di ridurre del 50% le emissioni di gas climalteranti associate ai consumi energetici finali degli utenti residenti in Sardegna, rispetto ai valori registrati nel 1990.

Più in generale, si sottolinea come l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consenta:

- la riduzione di immissione di anidride carbonica, NOx e SOx nell'atmosfera;
- il risparmio di combustibile fossile;
- produzione energetica con notevole riduzione dell'inquinamento acustico;
- un incremento occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale;
- un ritorno economico dell'investimento negli anni di vita dell'impianto.

Il progetto in esame denominato "**Ecovoltaico Nurra**" rappresenta la scelta progettuale per produrre energia elettrica rinnovabile sfruttando le superfici dei terreni, senza entrare in competizione con la produzione agricola, bensì a suo supporto e vantaggio. Significa quindi produrre energia pulita utilizzando suoli agricoli da difendere dall'uso eccessivo restituendo benefici all'agricoltura.

L'agrivoltaico è in grado di migliorare l'efficienza nell'uso del suolo e aumentare la resilienza e la resa agricola. Grazie all'ombra dei pannelli solari, riduce l'evaporazione dell'acqua e aumenta l'umidità del suolo permettendo così un uso più efficiente dell'acqua. Riducendo l'evaporazione dell'umidità, i pannelli solari alleviano anche l'erosione del suolo e proteggono le coltivazioni dagli eccessi di temperature e dagli agenti atmosferici estremi, sempre più frequenti sulla penisola italiana.

Questa sinergia tra fotovoltaico e agricoltura crea un microclima favorevole per la crescita delle colture e aumenta l'efficienza del sistema fotovoltaico che "soffre" temperature superiori ai 25°C.

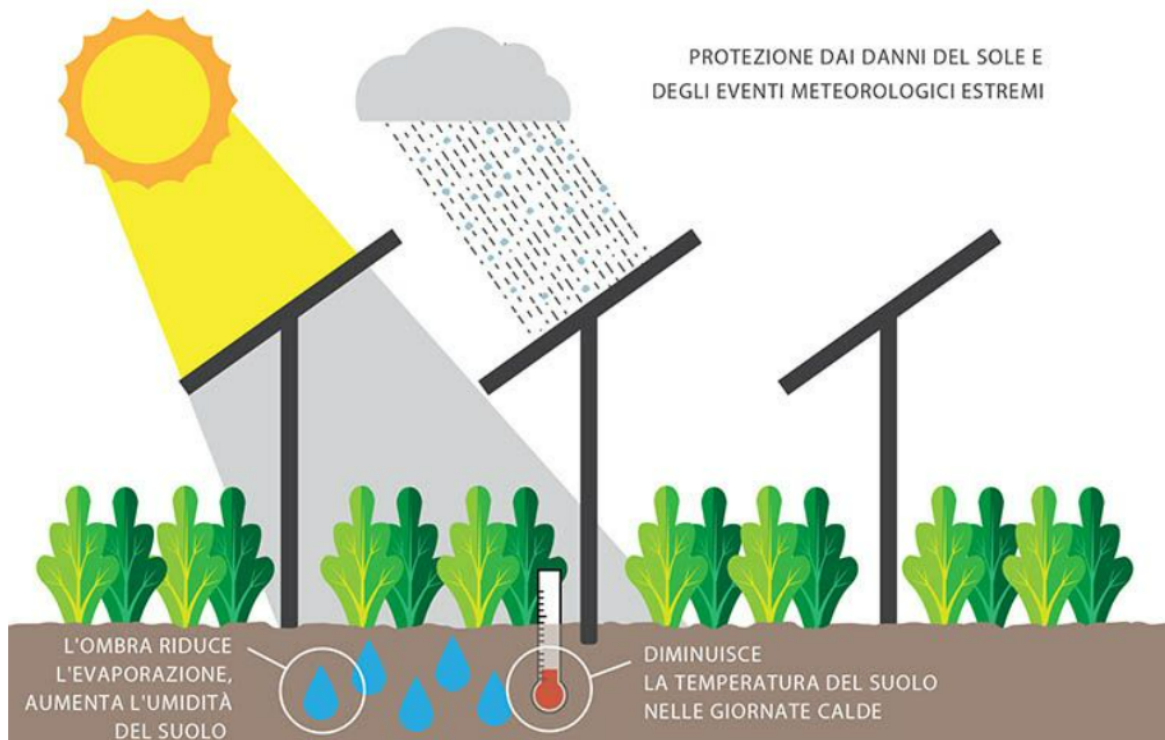


Figura 1-1 | benefici sinergici tra agricoltura ed energia solare

Il nuovo impianto " Ecovoltaico Nurra" **rappresenta una evoluzione del già moderno Agrivoltaico, unendo alla produzione fotovoltaica sia attività agricole che eco-culturali, concorrendo a creare un primo esempio di una infrastruttura intrinsecamente ecologica.** Situato nell'area Sassari Serre, a nord della zona urbana di Alghero, tra le cave di inerti di Monte Nurra ad est e di bentonite di S'Aliderru a sud-ovest, il progetto nasce da un'attenta analisi del territorio, della tipologia dei suoli, della vocazione dei luoghi, delle potenzialità ecologiche e delle tradizioni e concepisce il parco fotovoltaico come un'infrastruttura simbiotica con l'area di interesse.

L'obiettivo è realizzare una **sinergia tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici per la produzione di energia rinnovabile e una serie di attività eco-culturali** mirate alla rinaturalizzazione di un luogo che un tempo era antica lecceta, risorsa preziosa per il luogo stesso e la sua comunità, e oggi depauperato del suo potenziale ecologico in quanto deputato alla sola produzione a fini agro-pastorali.

Il progetto delinea il concetto di nuovi paesaggi culturali attivi, provando a concepire l'infrastruttura rinnovabile quale **parte integrante della struttura paesaggistica persistente**, dove l'infrastruttura opera a servizio del contesto paesaggistico e culturale.

Nell'ottica di salvaguardia ecologica l'Ecovoltaico in progetto si prefigge di realizzare una sinergia tra strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, per la produzione di energia elettrica, e attività agricole per introdurre un tipo di coltivazione che:

- possa migliorare le caratteristiche dei suoli depauperati dal sovra pascolamento
- nel complesso sia in grado di sequestrare più CO2 ad ettaro di quanta non ne venga emessa con le lavorazioni dando quindi un ulteriore sostegno all'ambiente da aggiungere ai previsti interventi di mitigazione paesaggistica e di ricostituzione della vegetazione degli habitat di interesse comunitario;
- possa ottimizzare l'utilizzo del suolo anche con coltivazioni arboree e arbustive che utilizzano sistemi di minima coltivazione;
- utilizzi per quanto possibile l'agricoltura di precisione mediante DSS per dosare irrigazioni, concimazioni ed eventuali interventi fitoiatrici;
- Promuova e realizzi un incremento della biodiversità del sito a partire dalla cura di prati polifiti fino alla presenza nelle coltivazioni e ai bordi delle stesse di piante tipiche della vegetazione attuale e di quella potenziale del sito.

In funzione della predisposizione dei suoli e del tipo di attività che si svolgeranno e soprattutto in accordo con la comunità locale, si potrà conoscere meglio la realtà locale, la fauna esistente o in transito e che a poco a poco ripopolerà l'area grazie al progetto paesaggistico specifico dove è evidente la relazione tra realtà fotovoltaica e sistema paesistico per all'interno del quale

l'infrastruttura fotovoltaica si contestualizza, regalando alla comunità locale un paesaggio culturale contemporaneo i 40 anni di attività e rinaturalizzato e rinvigorito a dimissioni della stessa (dopo i 40 anni).

Per maggiori dettagli sul progetto ecovoltaico si rimanda alla **Relazione Masterplan** predisposta da **LWCIRCUS-IT** in cui sono identificate per area le colture arboree e le attività colturali e culturali che ogni zona potrebbe ospitare.

Il seguente documento tratterà invece specificatamente della componente energetica del progetto, ovvero la sua natura fotovoltaica.

La seguente Figura 1-2 illustra il layout del progetto, che dal punto di vista geografico, può essere suddiviso in 3 maxi-aree:

- area di Impianto, ove verranno installati i moduli fotovoltaici ed avverranno in sinergia le attività agricole;
- area cavidotto MT, ove al di sotto del manto stradale verrà realizzato un cavidotto in media tensione per il collegamento del parco alla SottoStazione Elettrica (SSE);
- area SE SSE RTN, ove verrà realizzata la SottoStazione Elettrica 150kV/30kV, il cavidotto in alta tensione, la Stazione Elettrica RTN, il raccordo aereo alla RTN, la sostituzione di un traliccio esistente e l'installazione di un nuovo traliccio.



Figura 1-2 Suddivisione progetto: area di impianto, cavidotto MT, area SSE SE RTN

L'Impianto fotovoltaico sarà suddiviso in 20 sottocampi denominati rispettivamente N1, N2, N3, E1, E2.1, E2.2, E3.1, E3.2, E4, E5, E6, E7, E8, E9, E10, S1, S2, W1, W2, W3.

Le seguenti immagini rappresentano la suddivisione spaziale in sottocampi per fornire al lettore una visualizzazione grafica della nomenclatura utilizzata.

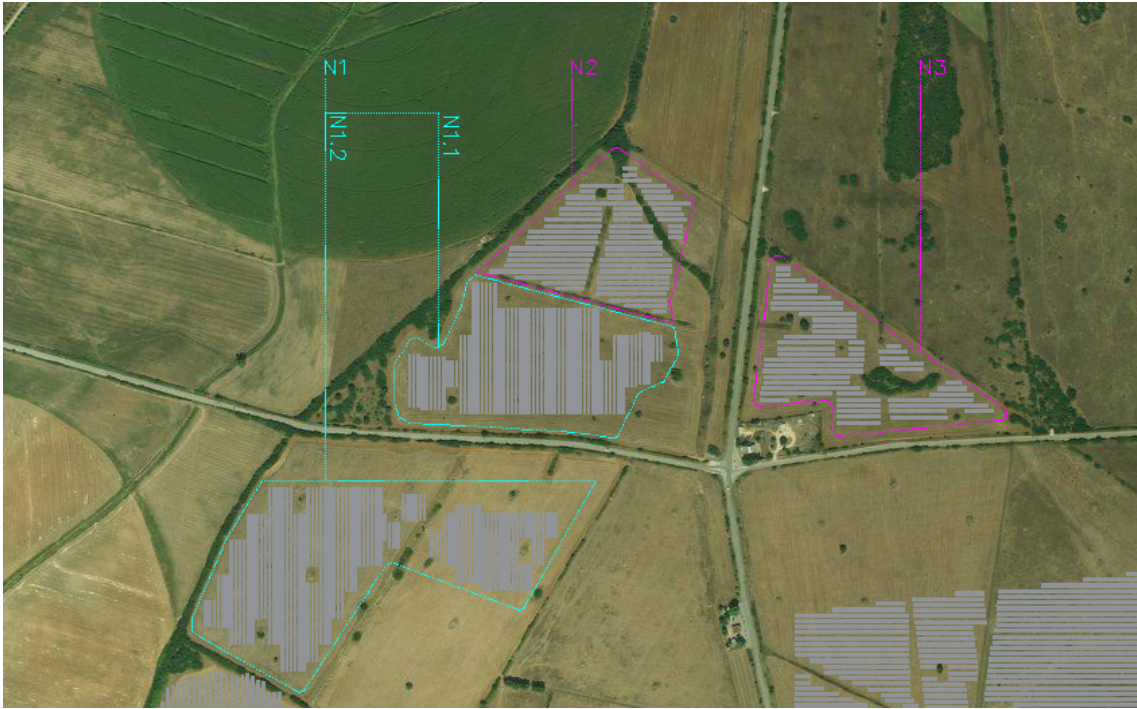


Figura 1-3 *Suddivisione Impianto Fotovoltaico in sottocampi – Campo N*



Figura 1-4 *Suddivisione Impianto Fotovoltaico in sottocampi – Campo W*



Figura 1-5 *Suddivisione Impianto Fotovoltaico in sottocampi – Campo S*

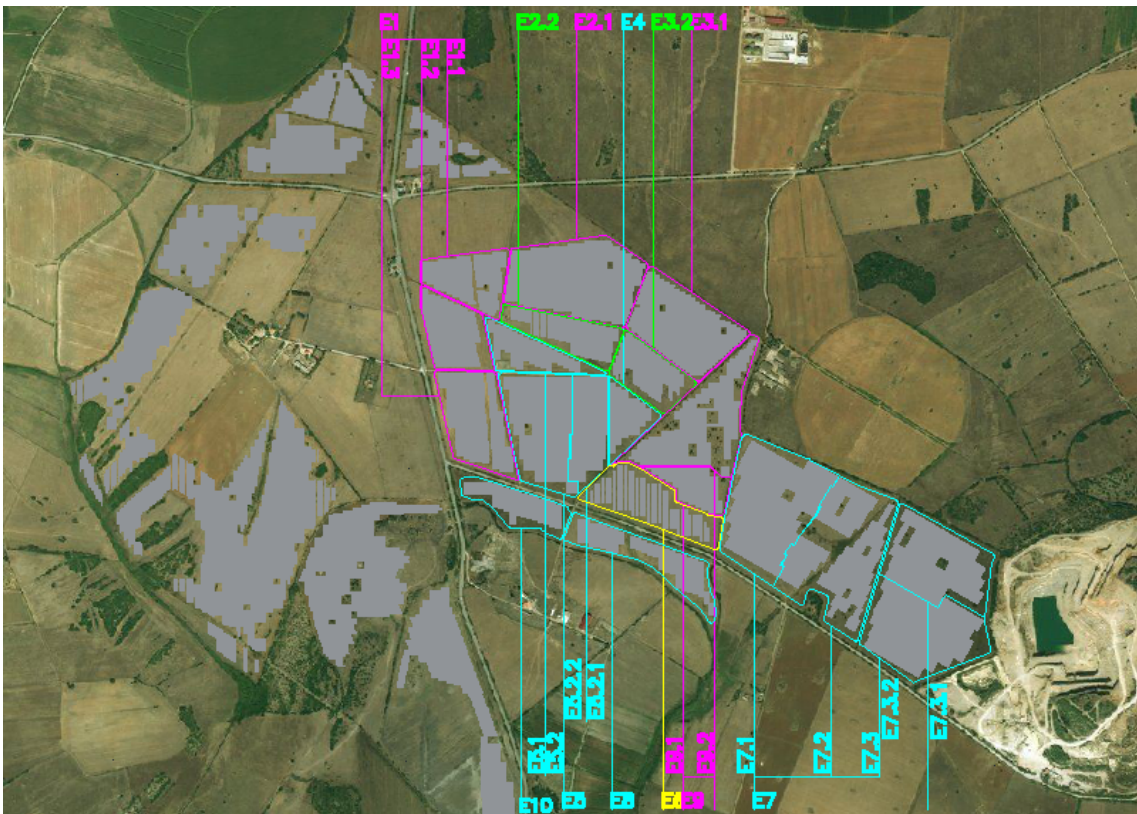


Figura 1-6: *Suddivisione Impianto Fotovoltaico in sottocampi – Campo E*

2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PIANIFICAZIONE SOVRAORDINATA

2.1 Localizzazione

L'area di intervento è localizzata nel settore nordoccidentale della Sardegna, nell'area del-la Nurra, in Comune di Sassari (Provincia di Sassari). L'intervento è situato in località "Janne Abbas" e "Elighe Longu".

L'area è facilmente raggiungibile dal centro cittadino, dal quale dista circa 15 km, sviluppandosi attorno all'incrocio formato dalla Strada Provinciale 18 e dalla Strada Provinciale 42 (detta, "dei Due Mari"). La SP 42 è l'asse di comunicazione tra Porto Torres /Stintino e Alghero, mentre la SP 18 rappresenta la direzione Sassari- La Corte -Argentiera.

Allo stato attuale l'area è suddivisa in differenti corpi di un'azienda agricola, il cui orientamento produttivo è marcatamente zootecnico; una parte consistente delle superfici è destinata al pascolo di circa 1000 capi ovini e 200 bovini, con alcune aree destinate ad erbai. Pertanto, l'utilizzo delle superfici viene, in relazione al piano annuale di coltivazione, ripartito tra superfici pascolate e superfici destinate alla semina per la produzione di fieno o granella. Nonostante l'intera superficie aziendale sia servita dalle condotte del Consorzio di Bonifica della Nurra, unicamente una piccola porzione di superficie, inferiore ai 13 ettari, pratica la coltivazione in regime irriguo. Nell'area sono inoltre assenti le colture di maggior pregio della zona, quali oliveti, vigneti, frutteti e frutteti misti. La produzione è infatti indirizzata alle produzioni di foraggiere in rotazione con i pascoli.

L'area di impianto della sezione a terra risulta confinante:

- a nord confina con un'area a rischio impaludamento
- a sud con il comune di Olbia
- a est si trova il rilievo di una cava.
- a ovest confina con terreni agricoli

L'area si trova a circa 50/55 m s.l.m. alle seguenti coordinate geografiche 40°43'19.99"N 8°19'45.79"E (punto baricentrico). L'accesso al sito può avvenire dalla Strada Provinciale SP18 a nord del sito, oppure dalla SP65 e successivamente da sud, lungo la SP42.

Il parco si sviluppa su un terreno a destinazione d'uso produttivo e artigianale di estensione circa 327 ha.

L'impianto sarà collegato alla rete di trasmissione nazionale tramite un collegamento in antenna a 150kV ad una nuova stazione elettrica di smistamento RTN a 380 kV da inserire in entra-esce alla

linea 380 kV "Fumesanto Carbo Ittiri". Sono in particolare previste le seguenti opere di connessione alla rete:

- Nuova Sottostazione Utente;
- Cavidotto interrato AT a 150 kV di collegamento tra la Sottostazione Utente e la Stazione Elettrica di smistamento della RTN;
- Nuova Stazione Elettrica di smistamento della RTN;
- Raccordi Aerei AT per la connessione alla linea "Fumesanto Carbo Ittiri" a 380 kV.

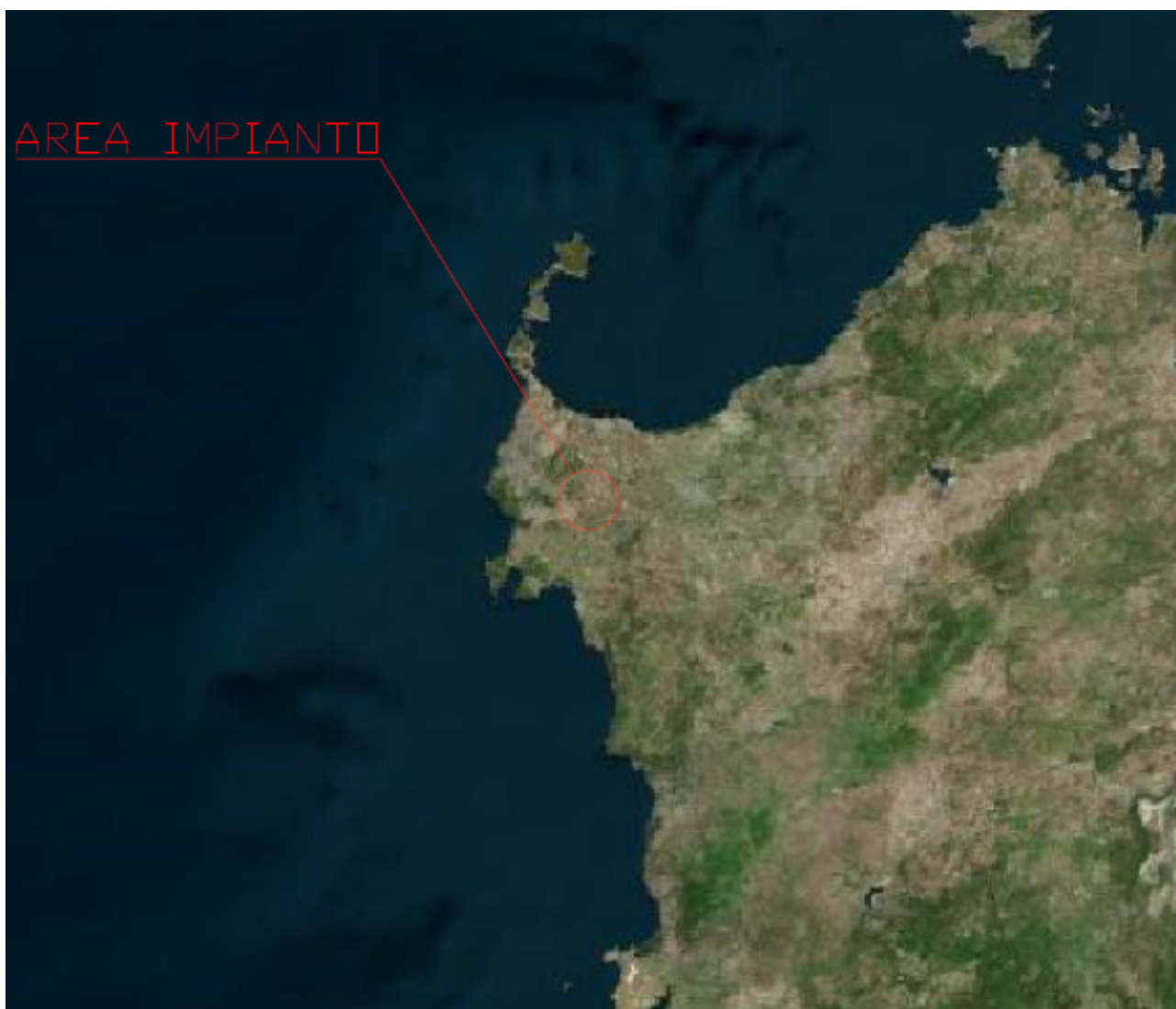


Figura 2-1 Inquadramento progetto su satellitare



Figura 2-2 Inquadramento area di impianto su ortofoto



Figura 2-3 Inquadramento tracciato cavidotto MT su ortofoto



Figura 2-4 Inquadramento area SSE (in blu) e SE RTN (in rosso) su ortofoto

Per maggiori dettagli sugli inquadramenti si rimanda ai seguenti elaborati:

- 1.03-GEN-Corografia di inquadramento (DeAgostini)
- 1.04-GEN-Carta di inquadramento su ortofoto
- 1.05-GEN-Carta di inquadramento su CTR
- 1.06-GEN-Carta di inquadramento su catastale
- 1.07-GEN-Carta di inquadramento su IGM
- 1.08-GEN-Planimetria generale d'impianto

2.2 Analisi compatibilità delle opere con gli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale

In fase progettuale sono state attentamente valutate le relazioni tra le opere in oggetto e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale che regolamentano il territorio interessato dall'intervento. Di seguito si fornisce una breve sintesi delle risultanze dell'analisi svolta.

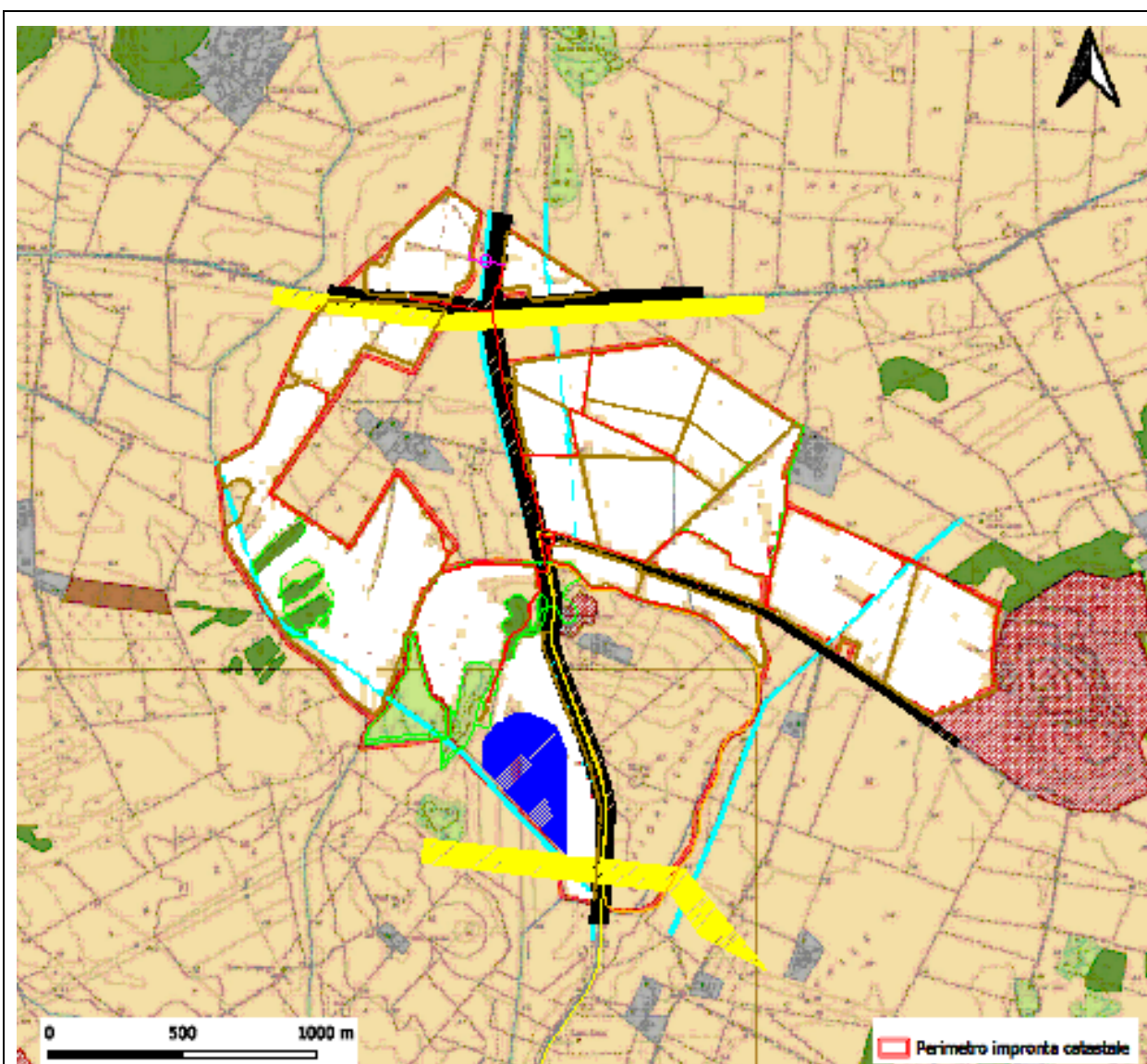
2.2.1 Pianificazione Nazionale

Il Progetto in esame è allineato alle strategie espresse dai documenti di programmazione e pianificazione esaminati quali Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima - PNIEC 2030, Strategie Energetiche Nazionali (SEN), il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Nello specifico è coerente con le politiche strategiche che prevedono un uso sostenibile ed efficiente delle risorse ambientali per lo sviluppo energetico.

2.2.2 Pianificazione Regionale e quadro vincolistico

Al fine di verificare le coerenze ed eventuali criticità delle opere in progetto con gli strumenti di pianificazione regionale, sono stati esaminati diversi piani regionali e di settore.

In particolare, dall'analisi del **PPR** (Piano Paesaggistico Regionale), si rileva, con riferimento all'assetto ambientale che l'area di progetto rientra interamente in "aree ad utilizzazione agro – forestale" (Impianti boschivi artificiali, colture specializzate ed arboree, colture erbacee specializzate, aree agroforestali, aree incolte) come riportato in Figura 2-4.



AREE AD UTILIZZAZIONE AGRO-FORESTALE



Colture specializzate e arboree

Vigneti; Frutteti e frutti minori; oliveti; colture temporanee associate all'olivo; colture temporanee associate al vigneto; colture temporanee associate ad altre colture permanenti.



Impianti boschivi artificiali

Boschi di conifere; Pioppeti, saliceti, eucalitteti; altri impianti arborei da legno; arboricoltura con essenze forestali di conifere; aree a ricolonizzazione artificiale.



Colture erbacee specializzate, aree agroforestali, aree incolte

Seminativi in aree non irrigue; prati artificiali; seminativi semplici e colture orticole a pieno campo; risaie; vivai; colture in serra; sistemi colturali e particellari complessi; aree prevalentemente occupate da colture agrarie con presenza di spazi naturali importanti; aree agroforestali; aree incolte.

Figura 2-5: Inquadramento su PPR

Relativamente all'assetto insediativo l'area dell'impianto fotovoltaico non presenta importanti interferenze con componenti dell'assetto insediativo, ad eccezione delle condotte idriche che tagliano l'impianto e la presenza a est di un'area estrattiva di seconda categoria.

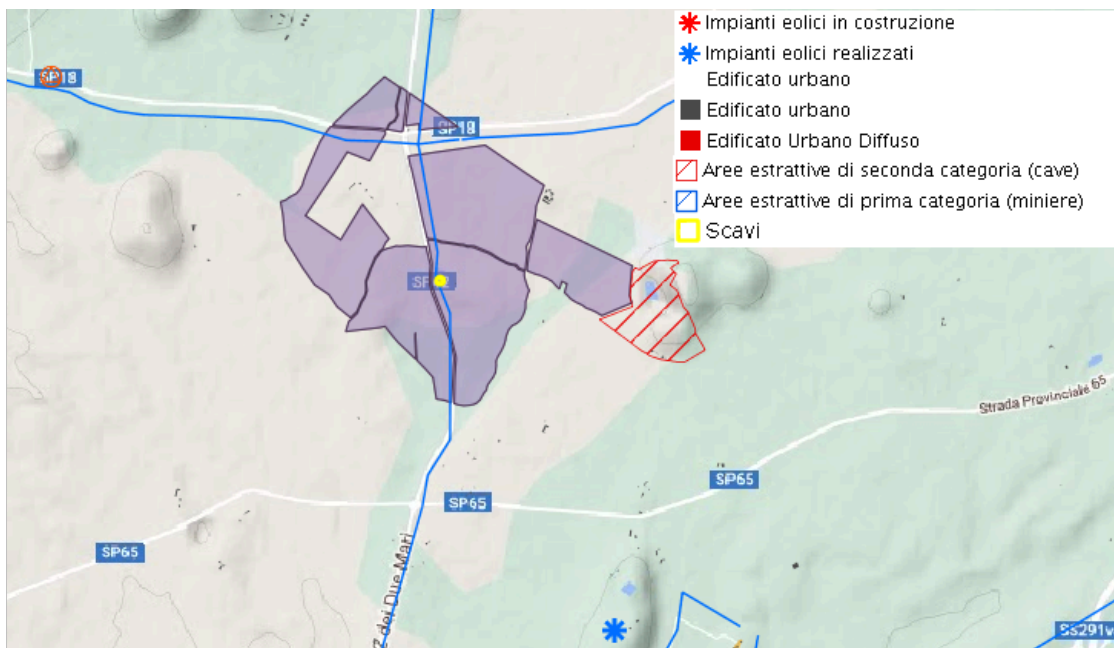


Figura 2-6: Inquadramento impianti FER

Sulla base della cartografia tematica del **Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)** della Regione Sardegna, non sono state rilevate perimetrazioni di rischio frana o di rischio idraulico di interesse per le aree dove sorgerà l'impianto.

L'area è altresì per l'intera estensione **esterna a zone soggette a vincolo idrogeologico**.

Le aree interessate dall'intervento **non risultano** inoltre interessate da vincolo di **Usi Civici**, (regolamentato all'art. 22 delle N.T.A. del PRG), come verificato tramite consultazione dell'inventario generale delle terre civiche pubblicato sul sito istituzionale dell'Agenda Regionale per il Sostegno dell'Agricoltura (ARGEA).

2.2.3 Pianificazione Provinciale

Dall'analisi del Piano Urbanistico Provinciale – Piano Territoriale di Coordinamento (PUP/PTC), emergono gli obiettivi di sviluppo sostenibile e promozione delle fonti energetiche alternative, in modo da favorire la compatibilità ambientale e ridurre le emissioni di sostanze inquinanti e climalteranti.

Contestualmente, l'analisi delle tavole allegate al piano non evidenzia l'interferenza delle opere con aree di pregio o sottoposte a tutele particolari.

Le opere in progetto risultano pertanto pienamente compatibili con i contenuti del Piano - come confermato anche dalla delibera di verifica ad assoggettabilità a VIA (Deliberazione 11/78 del

24.03.2021) - ed inoltre coerenti con il target strategico di promozione delle fonti di energia rinnovabile.

2.2.4 Pianificazione Comunale

Lo strumento di pianificazione a scala locale di riferimento per il progetto in esame è il Piano Urbanistico Comunale (PUC) di Sassari.

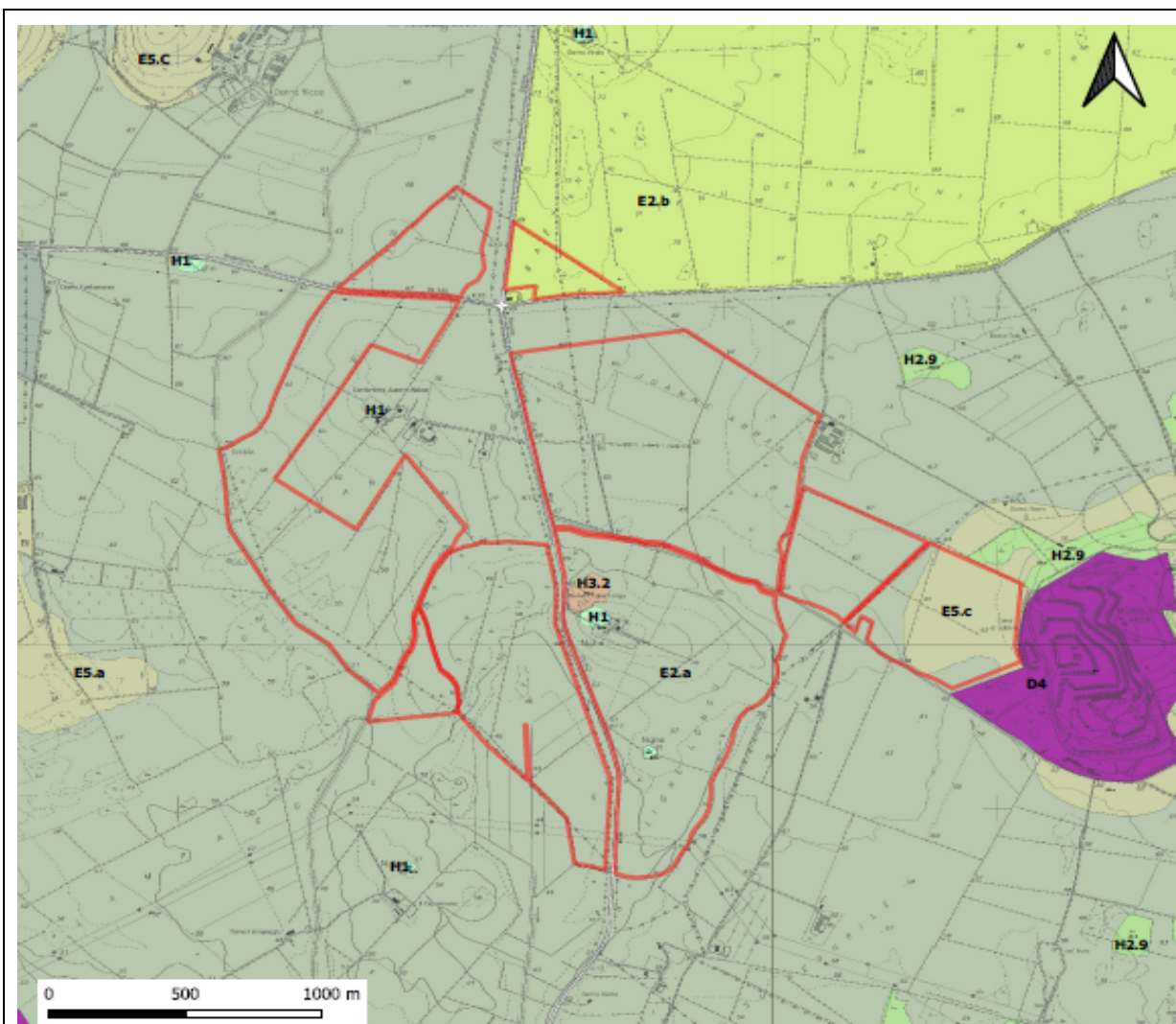
Dall'esame della cartografia dell'elaborato 5.6 "Pianificazione urbanistica di progetto dell'ambito extraurbano" del PUC e il Certificato di Destinazione Urbanistica rilasciato in data 12/12/2020 si evince che l'area in cui sarà ubicato il Parco agriFV in progetto rientra:

- In parte nella zona E2, sottozona **E2.a** (Art. 45, NTA): "Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni irrigui (es. seminativi) - Porzioni dei Fogli di Mappa 77, Foglio 78, 79, 90;
- In parte nella zona E2, sottozona **E2.b** (Art. 45, NTA): Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni non irrigui (es. seminativi in asciutto) - parte Foglio di Mappa 78;
- In parte nella zona E5, sottozona **E5.c** (Art. 48, NTA): "Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale. Aree con marginalità elevata e con funzioni di protezione del suolo ed esigenze di conservazione" - Parte Foglio di Mappa 79;
- In parte nella zona omogenea H, sottozona **H1** (Art. 64 delle NTA): "Zona archeologica" - Parte Foglio di Mappa 91;
- In parte nella zona omogenea H, sottozona **H3.2** (Art. 64 delle NTA): "Scavi e cave dismesse" - Parte Foglio di Mappa 91.

Nel disciplinare il territorio agricolo il Comune di Sassari intende perseguire le seguenti finalità:

- valorizzare la vocazione produttiva nelle zone agricole del Comune di Sassari;
- salvaguardare e rafforzare l'azione svolta dallo spazio agricolo come connettivo ecologico diffuso;
- individuare e intervenire con attività atte a salvaguardare il suolo e le zone soggette a limiti (rischi) di natura idrogeologica e pedologica; migliorare le produzioni e i servizi ambientali dell'attività agricola riducendo le emissioni dannose e la dipendenza energetica mitigando o rimuovendo i fattori di criticità e degrado;
- arginare la diffusione dell'insediamento nell'agro, limitando l'ulteriore formazione di nuclei insediativi, salvaguardando quindi la destinazione agricola dei fondi;

- salvaguardare, riqualificare e mantenere gli elementi paesaggistici del tessuto agrario (muri a secco, siepi, sistemi di canalizzazione...) al fine di conservare e/o ripristinare l'equilibrio fra gli insediamenti e il territorio;
- recuperare e ristrutturare il patrimonio edilizio extraurbano, riqualificandolo e favorendo il suo riutilizzo per le aziende agricole e a scopo abitativo;
- incentivare forme di conduzione agricola multifunzionale proprie dell'ambito periurbano, attraverso l'offerta di servizi volti a soddisfare la domanda di fruizione sportivo-ricreativa sostenibile e didattico culturale e formativa proveniente dalla città e dalle attività presenti;
- favorire la tutela dell'ambiente agricolo in quelle porzioni di territorio che si interfacciano con le attività produttive ed estrattive nonché con le attività accessorie a queste ultime, anche attraverso la restituzione dei territori interessati dalle funzioni estrattive, alla loro funzione agricola originaria, a seguito della cessazione delle attività e dell'attuazione del recupero ambientale.



Legenda

AREE A UTILIZZAZIONE AGRO-FORESTALE Cfr. Art. 43 NTA

- E 1.b Aree caratterizzate da una produzione agricola tipica e specializzata. Medio/elevata tipicità e specializzazione della coltura agraria, in coerenza con la suscettibilità dei suoli e con rilevanza socio economica
- E 2.a Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni irrigui
- E 2.b Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni non irrigui
- E 2.c Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva anche in funzione di supporto alle attività zootecniche tradizionali in aree a bassa marginalità
- E 3.a Aree agricole, caratterizzate da un intenso frazionamento fondiario e dalla compresenza di una diffusione insediativa discontinua prevalentemente di tipo residenziale
- E 4 Aree caratterizzate da presenze insediative utilizzabili per l'organizzazione di centri rurali.
- E 5.a Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale. Aree con marginalità moderata utilizzabili anche con attività agrozootecniche estensive a basso impatto e attività silvopastorali.
- E 5.c Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale. Aree con marginalità elevata e con funzioni di protezione del suolo ed esigenze di conservazione.

BENI PAESAGGISTICI AMBIENTALI

EX ART. 142 D.Lgs. n° 42/04 e successive modifiche

- H 2.9 Boschi e foreste (art. 2 Comma 6 D.Lgs. 227/01)

AREE DI RECUPERO AMBIENTALE

AREE DEGRADATE

- H 3.1 Discariche dismesse
- H 3.2 Scavi e cave dismesse
- H 3.3 Area di riqualificazione ambientale

AREE INEDIFICABILI

- H 4 Zona di inedificabilità - Cfr. Art.77bis NTA

Figura 2-7: Inquadramento su PUC Sassari

3 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

3.1 Introduzione

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di apparecchiature che consentono di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica. Gli impianti per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica presentano significativi vantaggi, tra i quali:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità in quanto non vi sono parti in movimento (vita utile superiore a 25 anni);
- minimi costi di manutenzione;
- modularità del sistema.

Gli impianti fotovoltaici possono essere suddivisi in:

- impianti autonomi funzionanti in isola detti "stand-alone";
- impianti collegati in parallelo alla rete elettrica pubblica, detti "grid connected".

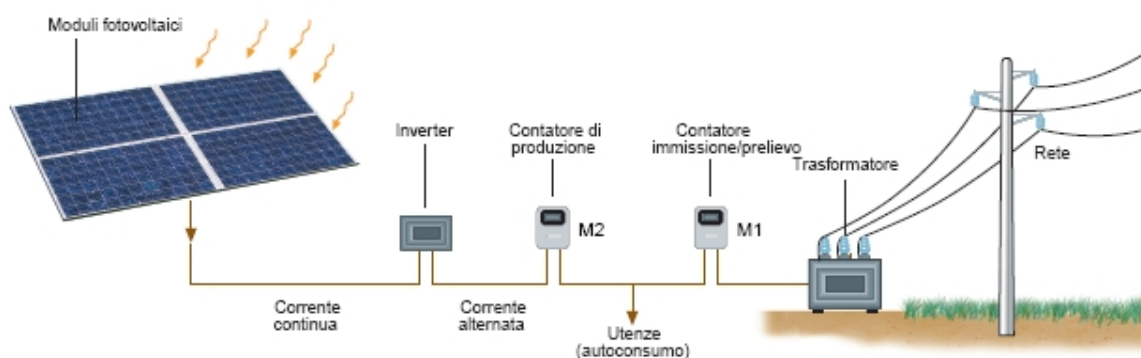


Figura 3-1. Schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete pubblica

Nella fattispecie, un impianto fotovoltaico connesso alla rete del Gestore è, in linea di principio, costituito dai seguenti componenti:

- Modulo fotovoltaico (o Pannello solare): capta la radiazione solare durante il giorno e la trasforma in energia elettrica in corrente continua;
- Inverter: trasforma l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata rendendola idonea alle esigenze della rete elettrica a monte e delle utenze a valle (es. stabilizzazione di tensione, sincronia delle forme d'onda di tensione e corrente, ecc.);
- Misuratori di energia: servono a controllare e contabilizzare la quantità di energia elettrica prodotta e scambiata con la rete.

La buona tecnica suggerisce due principali tipologie di installazione di un impianto fotovoltaico:

- strutture fisse con orientamento della superficie dei pannelli verso sud ed inclinazione della superficie rispetto all'orizzontale a seconda della latitudine del sito (in Italia la soluzione ottimale prevede, in media, un tilt di circa 30°)
- inseguitori monoassiali (detti anche "tracker"), ossia strutture poste con asse longitudinale Nord-Sud e angolo di rotazione Est-Ovest fino a $\pm 60^\circ$, che consentono quindi di seguire il sole nell'arco della giornata.

Rispetto alle strutture fisse, i tracker consentono di captare molta più energia solare nelle ore mattutine e pomeridiane in cui il sole è più basso, andando complessivamente a massimizzare la producibilità dell'impianto a parità di potenza installata e occupazione del suolo, in certe condizioni di latitudine e conformazione del sito.

3.2 Definizioni

Si riportano di seguito le principali definizioni inerenti gli impianti fotovoltaici ed i connessi sistemi elettrici di collegamento e di generazione di potenza.

- **Impianto fotovoltaico:** sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in elettricità (effetto fotovoltaico); si compone del generatore fotovoltaico e del gruppo di conversione.
- **Impianto fotovoltaico connesso alla rete del Gestore:** sistema di produzione dell'energia elettrica costituito da un insieme di componenti ed apparecchiature destinate a convertire l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica da consegnare alla rete di distribuzione in corrente alternata monofase o trifase. I componenti fondamentali dell'impianto sono: - il generatore fotovoltaico vero e proprio, costituito dal campo fotovoltaico; - il Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS).
- **Campo (o generatore) fotovoltaico:** l'insieme di tutti i blocchi o sottocampi che costituiscono l'impianto fotovoltaico.
- **Blocco o sottocampo o subcampo fotovoltaico:** una o più stringhe fotovoltaiche associate e distinte in base a determinate caratteristiche, così come può essere l'occupazione geometrica del suolo, oppure le cui stringhe sono interconnesse elettricamente per dare la potenza nominale al sistema di condizionamento della potenza (PCS).
- **Cella fotovoltaica:** dispositivo base allo stato solido che converte la radiazione solare direttamente in elettricità a corrente continua.
- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente e sigillate meccanicamente dal costruttore in un'unica struttura (tipo piatto piano), o ricevitore ed ottica (tipo a concentrazione). Costituisce l'unità minima singolarmente maneggiabile e rimpiazzabile.
- **Potenza di picco (o massima o di targa):** è la potenza espressa in Wp erogata nel punto di massima potenza nelle condizioni standard dal componente o sottosistema fotovoltaico.

- **Condizioni Standard:** condizioni in cui l'irraggiamento della radiazione solare è pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C.
- **Angolo di inclinazione (tilt):** angolo formato dal modulo fotovoltaico con l'orizzontale (piano tangente alla superficie terrestre in quel punto). L'angolo è positivo per inclinazioni rivolte verso l'equatore, negativo per inclinazioni rivolte verso il polo.
- **Angolo di azimut:** angolo esistente tra la normale al piano di captazione solare (modulo fotovoltaico) e il piano del meridiano terrestre che interseca il piano di captazione in un punto centrale. L'angolo è positivo per orientamenti verso Est, negativo per orientamenti verso Ovest.
- **Stringa:** un insieme di moduli connessi elettricamente in serie per raggiungere la tensione di utilizzo idonea per il sistema di condizionamento della potenza (PCS). I moduli a costituire la stringa possono far parte di diverse schiere.
- **Convertitore statico DC/AC:** apparecchiatura che rende possibile la conversione ed il trasferimento della potenza da una rete in corrente continua alla rete in corrente alternata. È denominato pure invertitore statico (inverter).
- **Quadro di campo:** o anche di parallelo stringhe, è un quadro elettrico in cui sono convogliate le terminazioni di più stringhe per il loro collegamento in parallelo. In esso vengono installati anche dispositivi di sezionamento e protezione.
- **Quadro di consegna:** o anche d'interfaccia è un quadro elettrico in cui viene effettuato il collegamento elettrico del gruppo di conversione statica in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione. Esso contiene apparecchiature per sezionamento, interruzione, protezione e misura.
- **Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS):** è costituito da un componente principale, il convertitore statico DC/AC (o inverter), e da un insieme di apparecchiature di comando, misura, controllo e protezione affinché l'energia venga trasferita alla rete con i necessari requisiti di qualità ed in condizioni di sicurezza sia per gli impianti che per le persone.
- **Società Elettrica:** soggetto titolare della gestione ed esercizio della rete MT di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti.
- **Utente:** persona fisica o giuridica che usufruisce del servizio di fornitura dell'energia elettrica. Tale servizio è regolato da un contratto di fornitura stipulato con la Società elettrica.

3.3 Requisiti tecnici

I moduli fotovoltaici saranno testati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori dovranno essere accreditati EA (European Accreditation Agreement) o dovranno aver stabilito con EA

accordi di mutuo riconoscimento. Gli impianti fotovoltaici saranno realizzati con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a. $PCC > 0,85 \cdot PNOM \cdot I/ISTC$

dove:

- PCC è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- PNOM è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- ISTC, pari a $1000 W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 W/m^2$.

b. $PCA > 0,9 \cdot PCC$

dove:

- PCA è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza PCC e della potenza PCA deve essere eseguita in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$. Qualora, nel corso di detta misura, sia rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a $40\text{ }^\circ\text{C}$, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa.

In questo caso la condizione precedente a) diventa:

c. $PCC > (1 - PTPV - 0,08) \cdot PNOM \cdot I/ISTC$

dove:

- PTPV indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli).

mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico PTPV, nota la temperatura delle celle fotovoltaiche TCEL, possono essere determinate da:

- $PTPV = (TCEL - 25) \cdot \gamma / 100$

oppure, nota la temperatura ambiente Tamb, da:

- $PTPV = [T_{AMB} - 25 + (NOCT - 20) \cdot I / 800] \cdot \gamma / 100$

dove:

- γ è il coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a $0,4 \div 0,5\%/^{\circ}\text{C}$);
- NOCT è la temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a 45°C , ma può arrivare a 60°C per moduli in retrocamera);
- T_{AMB} è la temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta verso il terreno, la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature;
- TCEL è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

3.4 Funzionamento del sistema

L'impianto fotovoltaico ha un funzionamento completamente automatico e non richiede alcun ausilio per il regolare esercizio. Quando viene raggiunta una soglia minima di irraggiamento sul piano dei moduli, il sistema inizia automaticamente ad inseguire il punto di massima potenza del campo fotovoltaico (MPP = maximum power point), modificando la caratteristica (grafico tensione/corrente) per estrarre la massima potenza disponibile. Per fare questo, anche gli inseguitori ruotano automaticamente sul proprio asse per garantire al generatore fotovoltaico il migliore angolo di incidenza istantaneo dei raggi solari.

In caso di condizioni anomale di frequenza o di tensione lato rete, la protezione di interfaccia interviene disconnettendo automaticamente l'impianto fotovoltaico dalla rete medesima, per poi riconnetterlo automaticamente qualora i parametri anomali ritornino all'interno del range di valori consentito dal codice di rete. La protezione di interfaccia agirà sull'interruttore di media tensione inserito all'interno della cella di ricevimento e protezione. In caso di mancata apertura di quest'ultimo (es. per blocco meccanico), è previsto che la protezione di interfaccia dia un secondo comando di apertura (c.d. ricalzo) all'interruttore installato a bordo dell'inverter solare.

4 IRRAGGIAMENTO E STIMA DI PRODUCIBILITÀ

4.1 Calcolo della radiazione solare disponibile

La valutazione della risorsa solare disponibile nel sito in esame è assunta per questo studio deriva dal database Meteonorm 7.3 ed i valori di irraggiamento mensili sono elencati nella tabella sotto riportata (Tabella 4-1). In Figura 4-1 si riporta invece una mappa rappresentativa dell'irraggiamento storico medio in Italia.

Tabella 4-1. Valori di irraggiamento e temperatura nel sito d'impianto su base mensile (database Meteonorm 7.3)

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C
January	66.9	28.92	9.29
February	79.1	39.22	9.96
March	131.8	53.75	12.53
April	152.3	72.88	14.84
May	195.6	86.59	19.60
June	222.8	76.37	23.78
July	228.9	77.06	26.82
August	195.8	73.45	26.79
September	143.0	59.62	22.26
October	109.4	47.01	19.53
November	68.3	34.10	14.25
December	54.5	27.18	10.87
Year	1648.3	676.15	17.59

Dove:

- *GlobHor* è l'irraggiamento globale orizzontale su base mensile [kWh/m²]
- *DiffHor* è l'irraggiamento diffuso orizzontale su base mensile [kWh/m²]
- *T_Amb* è la temperatura media ambientale su base mensile [°C]



**Figura 4-1: Radiazione solare globale su piano orizzontale (GHI) in Italia.
Media della somma annuale, periodo 1994-2013.**

4.2 Produzione Energetica Attesa ed Emissioni Evitate

La produzione annua prevista dalle strutture è pari a 211826.90 MWh.

Considerando un fattore della griglia italiana pari a 0.4332 tonCO₂e/MWh, l'impianto in progetto eviterà l'emissione di 91750 tonnellate di CO₂ l'anno circa nell'atmosfera.

4.2.1 T01 Overhead Dynamics

Uno dei sistemi agrivoltaici più diffusi sono i sistemi dinamici aerei. I moduli, quando inseguono il sole, possono produrre più energia rispetto ai sistemi statici, mentre in base alle esigenze delle colture, possono essere sviluppati meccanismi di inseguimento personalizzati, consentendo più luce per le piante in periodi critici, come la fase di crescita. Soprattutto a Sassari, l'alto livello di irradiazione solare depone a favore dei sistemi di inseguimento. Il sistema d'inseguimento più comunemente applicato sono i sistemi d'inseguimento a singolo asse, che seguono il movimento Est-Ovest del sole.

L'altezza del mozzo di 4,805 m è sufficiente per permettere la coltivazione senza ostacoli delle aree. Inoltre, la coltivazione dell'area può essere fatta con appropriate macchine agricole a bassa altezza. Se l'angolo di rotazione massimo del meccanismo di tracciamento è di 60 gradi, allora data la larghezza del modulo di 1,305 m, è disponibile un'altezza libera di 3,7 m. Questo significa che gli alberi nani fino a ~ 3,2 m possono essere coltivati nell'area.

La distanza da fila a fila è stata scelta come 6 m che corrisponde a un rapporto di ombreggiamento del 43,5%. Per aree ad alta irradiazione come la Sardegna questo valore è considerato appropriato. La grande varietà di colture e alberi previsti per la coltivazione nelle aree rende difficile progettare un unico sistema adatto ad ogni specie, basato sui loro punti di saturazione della luce fotosintetica.

La luce che raggiunge i moduli sul lato anteriore e posteriore varia a seconda dell'orientamento del sistema. Di conseguenza, la resa elettrica e l'analisi della disponibilità di luce sono presentate separatamente per le aree con un asse di inseguimento N-S e per l'area E7, dove viene applicato un asse di inseguimento NW-SW.

La produzione annua prevista dalle strutture T01 è pari a 45545 MWh annui. Considerando un fattore della griglia italiana pari a 0.4332 tonCO₂e/MWh, queste sezioni di impianto impediranno l'emissione di 19730 tonnellate di CO₂ l'anno.

4.2.2 T02 Fixed

In un certo numero di aree la coltivazione di varie leguminose è prevista nel piano regolatore. Queste piante possono crescere in condizioni di ombra e allo stesso tempo non richiedono macchine agricole, permettendo l'installazione del più economico GM-PV. Inoltre, il pascolo delle pecore è previsto su queste aree. La progettazione dei sistemi mira a massimizzare la resa energetica, ridurre i costi e, allo stesso tempo, sostenere l'equilibrio ecologico della zona e permettere la continuazione del pascolo.

La figura 3.3 illustra i principali parametri tecnici selezionati:

- L'altezza libera di 1,5 m permette alle pecore di passare con sicurezza sotto i moduli. Inoltre, l'altezza maggiore aumenta l'irradiazione sulla superficie posteriore dei moduli, migliorando i guadagni bifacciali.
- Il passo di 8 m risulta in un Ground Cover Ratio (GCR) del 59,6%. L'alto GCR risulta in un'alta capacità installata specifica per ettaro, che favorisce l'aumento della capacità totale, migliorando il rendimento dell'investimento del sistema.
- L'inclinazione di 33 gradi è stata scelta per massimizzare l'irradiazione ricevuta dai moduli.

Sulla base dello strumento di simulazione del Fraunhofer ISE, è stata simulata l'irradiazione ricevuta sulla parte anteriore e posteriore del piano ed è stato stimato il rendimento elettrico risultante. L'uso di moduli bifacciali aumenta sostanzialmente l'elettricità prodotta, risultando in un guadagno annuale bifacciale del 7%.

La produzione annua prevista dalle strutture T02 è pari a 117.08 MWh annui. Considerando un fattore della griglia italiana pari a 0.4332 tonCO₂e/MWh, queste sezioni di impianto impediranno l'emissione di 50720 tonnellate di CO₂ l'anno.

4.2.3 T03 Overhead Static

Il mercato 0-KM (area E6) è l'area che guadagnerà la maggiore attenzione del pubblico, con la gente locale che pianta e vende i suoi prodotti agricoli in questa zona. Inoltre, è una piccola porzione dell'intera area (3,6 ha). Così, si cerca un disegno ottimale, con meno attenzione ai parametri economici. Il mercato si trova a nord-ovest, di fronte all'area E8.

Il sistema selezionato è un sistema agrivoltaico statico. I moduli sono orientati Est-Ovest, il che influisce negativamente sull'elettricità prodotta, ma aumenta sostanzialmente l'omogeneità della luce sul terreno, a beneficio delle coltivazioni dell'orto. Oltre ai benefici della gestione della luce, la configurazione Est-Ovest è migliore da un punto di vista estetico, poiché rende le file dei moduli perpendicolari alla strada vicina e si accorda con l'orientamento dei moduli delle aree vicine, permettendo una visione uniforme del sistema.

Inoltre, viene selezionata un'alta altezza libera di 5,122 m, il che significa che si possono coltivare alberi molto alti nella zona. L'angolo d'inclinazione di 10 gradi è raccomandato per i sistemi E-W, per massimizzare la resa. Inoltre, la formazione del ritratto e il basso angolo d'inclinazione, rendono le aree del tetto di almeno 4,7 m di larghezza, che è sufficiente per creare aree dove c'è protezione dal sole e dalla pioggia. La protezione contro gli eventi meteorologici gravi può essere utilizzata sia dalle colture che dai visitatori del mercato. Infine, l'alto passo di 11,92 porta a un GCR del 40%.

Le simulazioni di rendimento elettrico mostrano che l'orientamento E-W riduce l'elettricità prodotta del 10%, rispetto al sistema fixed. D'altra parte, influenzato dall'altezza del gioco e

dall'orientamento del modulo, il guadagno bifacciale aumenta, raggiungendo il valore elevato del 9%.

La produzione annua prevista dalle strutture T03 è pari a 4448 MWh annui. Considerando un fattore della griglia italiana pari a 0.4332 tonCO₂e/MWh, queste sezioni di impianto impediranno l'emissione di 1970 tonnellate di CO₂ l'anno.

4.2.4 T04 Tracker

Oltre ai sistemi ad alta elevazione, ci sono casi di utilizzo del terreno in cui possono essere applicati sistemi fotovoltaici con un'altezza libera inferiore. I sistemi con un'altezza libera inferiore sono chiamati interspazio fotovoltaico, e possono essere statici o dinamici. Nel nostro caso, è stato scelto un sistema dinamico. Il sistema d'inseguimento segue il sole in direzione E-W, permettendo di massimizzare la resa elettrica e il reddito.

Inoltre, quando i macchinari agricoli sono necessari per il ripristino del suolo e la coltivazione, i moduli possono essere inclinati verticalmente, consentendo uno spazio sufficiente per il loro passaggio.

In totale saranno implementati cinque aree di sistemi dinamici interspaziali-PV, tre sull'area sud-ovest (E1,E2,E3) e due sull'area est (E2_2, E3_2). La distanza da fila a fila è stata scelta di 7,5 m il che significa che possono essere utilizzate macchine con una larghezza fino a 6,5 m. In questo modo un processo di ripristino del suolo può avere luogo prima che la piantagione avvenga in una fase successiva. La selezione finale delle colture è ancora in fase di valutazione, ma l'alta distanza delle file fornisce flessibilità di coltivazione tra i moduli. Durante la selezione e la piantagione delle colture, deve essere analizzato il potenziale di ombreggiamento proiettato dalle colture sui moduli. Nel caso dell'interspazio-PV, il meccanismo di inseguimento deve avere un angolo di rotazione di +/- 90 gradi, per permettere il ripristino di più terreni. Inoltre, viene proposta un'altezza libera di 1 m, in modo che i moduli siano protetti durante i processi agricoli. L'orientamento è scelto E-W, dato che beneficia sia lo strato agricolo che quello energetico. L'alta distanza del passo porta al più basso GCR del 34,8%.

Il sistema interspaziale-PV mostra il rendimento elettrico più alto, raggiungendo 1787,3 kWh/kWp. Questo rendimento è superiore a quello del sistema dinamico sopraelevato, a causa della minore auto-ombreggiatura. D'altra parte, la combinazione di bassa elevazione e l'inseguimento portano a minori guadagni bifacciali.

La produzione annua prevista dalle strutture T03 è pari a 44752 MWh annui. Considerando un fattore della griglia italiana pari a 0.4332 tonCO₂e/MWh, queste sezioni di impianto impediranno l'emissione di 19400 tonnellate di CO₂ l'anno.

5 CARATTERISTICHE TECNICO-PROGETTUALI DELL'IMPIANTO

Di seguito si descrivono le caratteristiche dei componenti principali dell'impianto.

È bene precisare che alcune indicazioni di modello e fornitura sono da intendersi come indicative, in considerazione del fatto che saranno ammissibili soluzioni alternative purché equivalenti e/o migliorative di quanto già previsto.

In tutti i casi, i materiali e le apparecchiature montate in opera saranno scelti tra quelle delle primarie società costruttrici a livello mondiale.

L'impianto fotovoltaico può essere suddiviso in due principali sezioni funzionali:

- la sezione di produzione dell'energia elettrica, comprendente i moduli fotovoltaici (fissati su strutture portanti) e le apparecchiature elettriche di bassa e media tensione;
- la connessione alla rete elettrica di alta tensione, realizzata tramite la costruzione di una sottostazione di trasformazione a 150 kV e del cavidotto in alta tensione a 150 kV fino alla stazione Terna di futura costruzione, come da relativa STMG.

I principali componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico possono essere così riassunti:

- Moduli fotovoltaici;
- Inverter;
- Quadri di parallelo inverter;
- Trasformatori elevatori BT/MT;
- Quadri MT di sezionamento e protezione;
- Complesso dei conduttori in CC e in CA (sia BT che MT) per i collegamenti di potenza;
- Cabine di campo (che accolgono i quadri di bassa tensione, i trasformatori e i quadri MT);
- Cabine di raccolta (per la raccolta delle linee in media tensione provenienti dalle cabine di campo)
- Elettrodotti in media tensione dalle cabine di campo alla sottostazione utente
- Sottostazione utente AT/MT;
- Cavo AT di connessione alla stazione Terna.

La connessione alla stazione Terna, di futura relazione, sarà effettuata a partire da una nuova sottostazione utente, di nuova realizzazione su una particella di terreno adiacente alla futura

stazione Terna 380kV/150 kV e sarà connessa in antenna, tramite elettrodotto in cavo in alta tensione.

5.1 Architettura del sistema

La potenza nominale del campo fotovoltaico in progetto è pari a 144,21 MWp. Sono state effettuate a Terna tre richieste di connessione per un potenza complessiva pari a 150 MW.

Tale potenza è raggiunta mediante la formazione di stringhe, collegando i moduli fotovoltaici in serie fino al raggiungimento della tensione richiesta e successivamente componendo tali stringhe in parallelo in modo da poterle connettere ai rispettivi inverter.

Gli inverter sono poi collegati alle relative cabine di campo, attraverso l'interposizione dei quadri di parallelo, che raccolgono tutta la potenza in bassa tensione e, mediante i trasformatori delle cabine di campo, la rendono disponibile ad essere immessa nella rete interna di media tensione.

Le cabine di campo dell'impianto sono collettate su tre cabine di raccolta in media tensione, da ciascuna delle quali si derivano due linee in cavo di media tensione interrate verso la sotto stazione utente AT/MT, ove si realizza il collegamento con la rete di trasmissione nazionale.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento al documento 4.02-00-B-ELE Schema elettrico unifilare dell'impianto.

5.2 Moduli fotovoltaici

Per la progettazione dell'impianto fotovoltaico, si prevede di utilizzare 220.170 moduli Canadian Solar modello CS7N-655MB-AG Bifacial Gain di potenza elettrica di picco in condizioni standard di temperatura (25°C) e di irraggiamento (1000 W/m²) pari a 655 Wp, per una potenza complessiva pari a 144,21 MWp lato campo fotovoltaico.

Per le caratteristiche tecniche dei pannelli far riferimento al documento 1.15-00-A-GEN Disciplinare descrittivo e prestazionale dei principali elementi tecnici.

I pannelli saranno collegati in parallelo in stringhe da 30 moduli l'uno, per un totale di 7.339 stringhe lato campo. Le seguenti tabelle riportano la suddivisione dei pannelli installati per campo e sottocampo, indicando potenza totale e numero di stringhe:

Campo	N° moduli	N° stringhe	Potenza [kWp]
N	23,550	785	15,425.25
E	131,640	4,388	86,224.20
S	34,500	1,150	22,597.50
W	30,480	1,016	19,964.40

Tabella 5-1 Suddivisione elettrica per campo

Sottocampo	N° moduli	N° stringhe	Potenza [kWp]
N1.1	5,580	186	3,654.90
N1.2	7,920	264	5,187.60
N2	5,250	175	3,438.75
N3	4,800	160	3,144.00
E1.1	5,820	194	3,812.10
E1.2	6,060	202	3,969.30
E1.3	8,190	273	5,364.45
E2.1	15,930	531	10,434.15
E2.2	2,910	97	1,906.05
E3.1	11,730	391	7,683.15
E3.2	2,670	89	1,748.85
E4	2,160	72	1,414.80
E5.1	2,610	87	1,709.55
E5.2.1	4,590	153	3,006.45
E5.2.2	7,920	264	5,187.60
E6	4,500	150	2,947.50
E7.1	11,160	372	7,309.80
E7.2	8,910	297	5,836.05
E7.3.1	7,560	252	4,951.80
E7.3.2	9,180	306	6,012.90
E8	3,870	129	2,534.85
E9.1	3,510	117	2,299.05
E9.2	9,660	322	6,327.30
E10	2,700	90	1,768.50
S1.1	8,010	267	5,246.55
S1.2	7,470	249	4,892.85
S2.1	9,600	320	6,288.00
S2.2	9,420	314	6,170.10
W1.1	11,220	374	7,349.10
W1.2	8,790	293	5,757.45
W2	4,500	150	2,947.50
W3	5,970	199	3,910.35
TOT	220,170	7,339	144,211.35

Tabella 5-2 Suddivisione elettrica per sottocampo

5.3 Strutture di sostegno

I moduli saranno installati su strutture di sostegno tali da lavorare in simbiosi e sinergia con le attività agricole ed eco-culturali previste al di sotto. Le strutture saranno realizzate in acciaio zincato ad alta resistenza alla trazione. Le fondazioni saranno di due diverse tipologie. La prima tipologia di fondazione sarà costituita da un plinto in c.a. con estradosso ad una profondità di 30 cm dal piano campagna e dimensioni 1,5m*1,5m*1,5m sotto il quale sono previsti n°4 fittoni in roccia L = 2m a interasse 1.2m*1.2m. La seconda tipologia di fondazione

sarà costituita da un plinto in c.a. con estradosso ad una profondità di 30 cm dal piano campagna e dimensioni 3m*1,5m*1,2m.

Sono previste quattro diversi tipologici di strutture:

1) Struttura tracker alto (Overhead Dynamic, T01)

Si tratta di una struttura ad inseguimento solare. Il modulo è costituito da tre file di pannelli connesse da tre travi a ponte. I pannelli sono orientato lungo la direzione Nord Sud. La distanza tra le file è di 6 metri, l'altezza da terra di circa 4 metri e l'altezza libera al netto dell'escursione dei pannelli è di circa 3,55 metri. I plinti sono affondati per cm 10 sotto il livello del terreno e quindi tutto il terreno è a disposizione del manto erboso.

Questa tipologia di strutture è utilizzata nelle aree N1, E4, E5, E7, E8, E10, per un totale di 824 strutture installate.

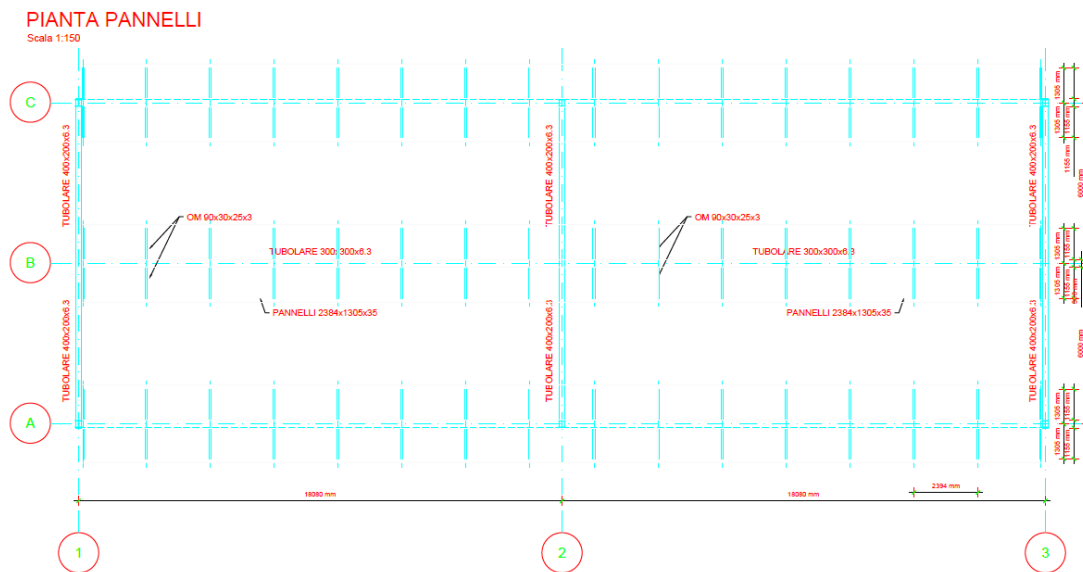


Figura 5-1: Vista in pianta della struttura "Tracker Alto (Overhead Dynamic T01)"

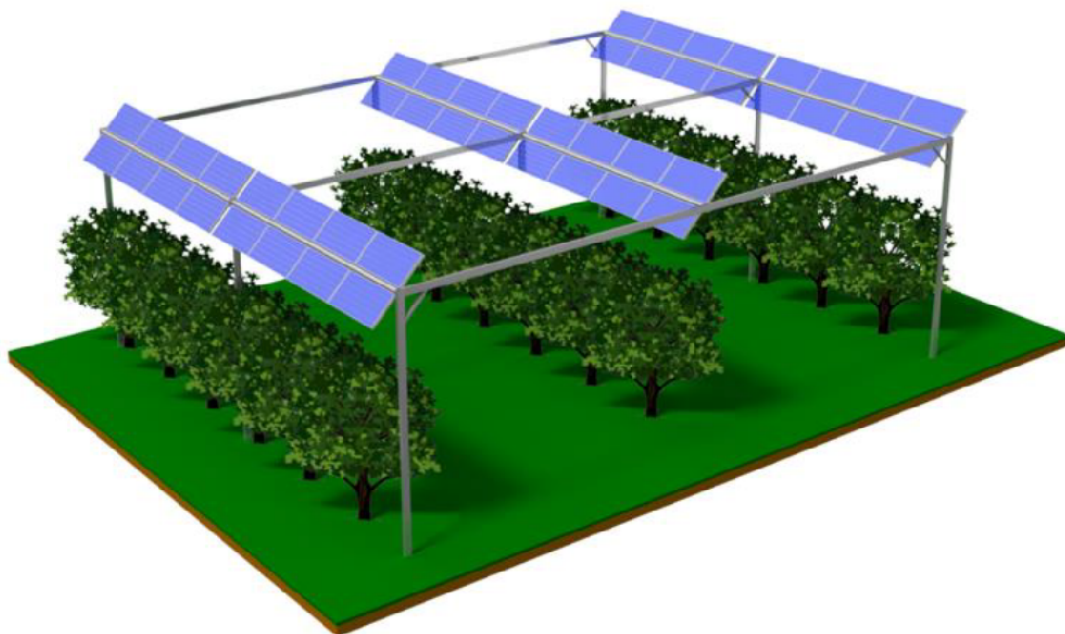


Figura 5-2: Vista Assonometrica della struttura "Tracker Alto (Overhead Dynamic T01)"

2) Struttura fissa bassa (Ground Mounted T02)

Questa tipologia di struttura presenta pannelli fotovoltaici fissi. Le strutture saranno poste in opera su file parallele distanti fra loro m. 8,00 e saranno orientate a Sud. Si tratta di strutture inclinate dotate di sei pilastri fondati a coppie su tre plinti. I plinti sono affondati per cm 10 sotto il livello del terreno e quindi tutto il terreno è a disposizione del cotico erboso. La falda inclinata dei pannelli presenta un bordo inferiore frontale a metri 1,5 dal suolo e mentre la sommità posteriore del pannello è a circa m. 4,10. Lo spazio netto a disposizione per il passaggio delle macchine agricole tra le file è di circa m. 4,85.

Questa tipologia di strutture è utilizzata nelle aree N2, N3, E1, E2.1, E3.1, E9, S1, S2, per un totale di 3516 strutture installate.

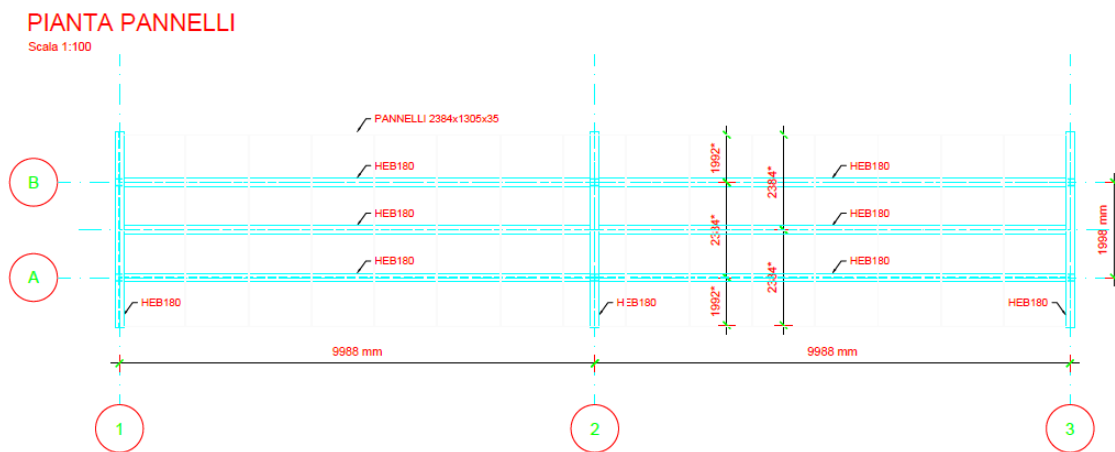


Figura 5-3: Vista in pianta della struttura "Fissa bassa (Ground Mounted T02)"

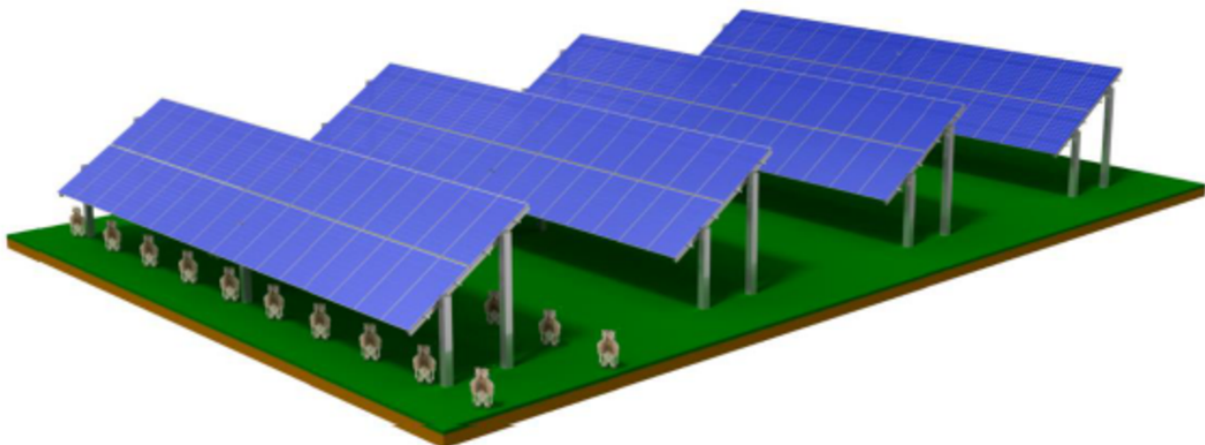


Figura 5-4: Vista Assonometrica della struttura "Fissa bassa (Ground Mounted T02)"

3) Struttura Fissa Alta (Overhead Static (Market) T03)

Si tratta di una struttura alta con tre file di pannelli fissi disposti a doppia falda e collegati tra loro da tre travi. I pannelli hanno orientazione est ovest e inclinazione pari a 10°. L'altezza utile sottostante i pannelli è di circa 5,1 m di altezza e i colmi delle falde distano tra loro 11,90 metri.

Questa tipologia di strutture è utilizzata nella sola area E6, per un totale di 50 strutture installate.

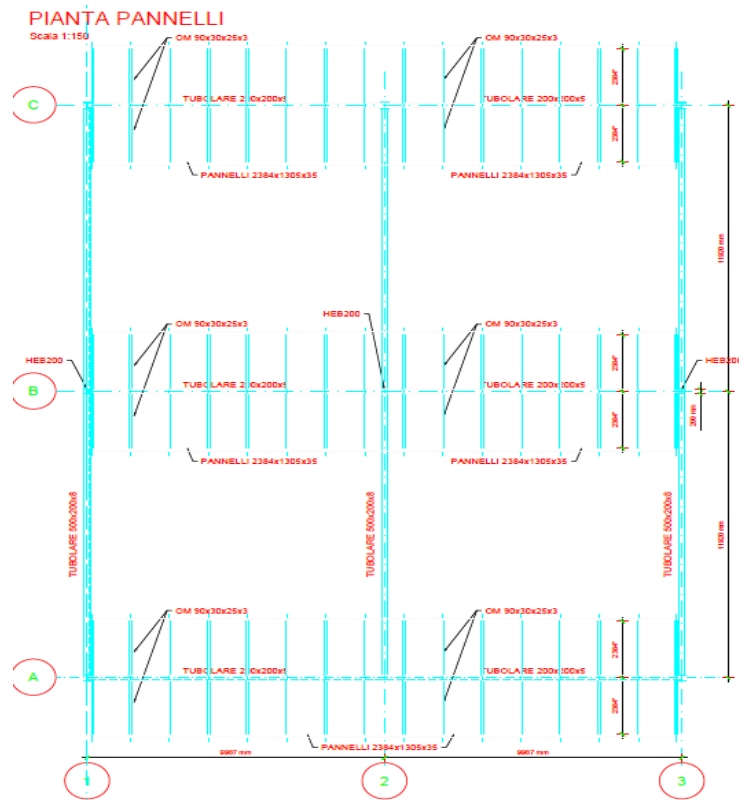


Figura 5-5: Vista in pianta della struttura "Fissa Alta (Overhead Static (Market) T03)"

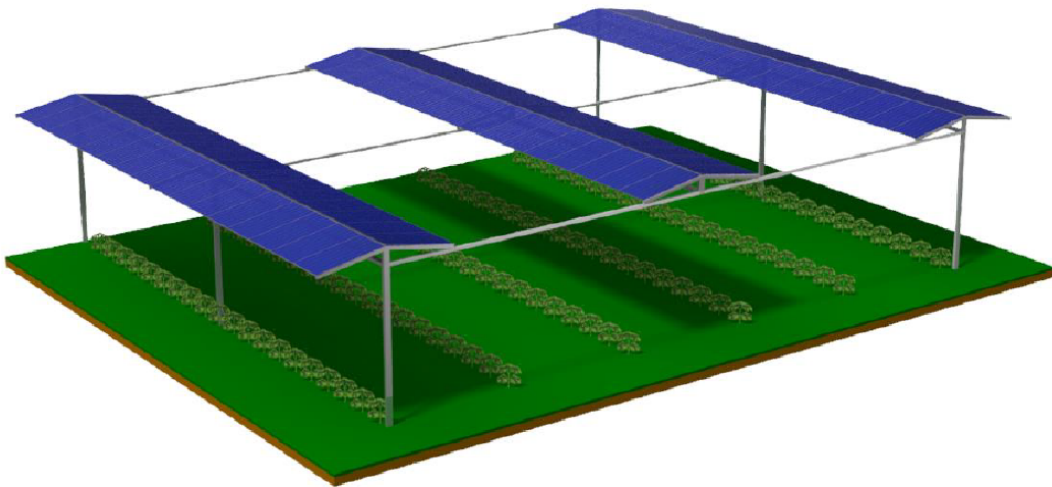


Figura 5-6: Vista Assonometrica della struttura "Fissa Alta (Overhead Static (Market) T03)"

4) Struttura Tracker bassa (Tracker T04)

Si tratta di una struttura ad inseguimento solare. I pannelli sono orientato lungo la direzione Nord Sud e in grado di ruotare attorno a quest'asse. La distanza tra le file è pari a 7,5 metri.

Questa tipologia di strutture è utilizzata nelle aree E2.2, E3.2, W1, W2, W3, per un totale di 1202 strutture installate.

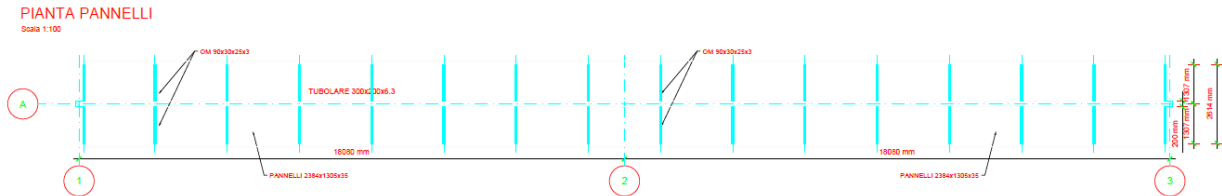


Figura 5-7: Vista in pianta della struttura "Tracker bassa (Tracker T04)"

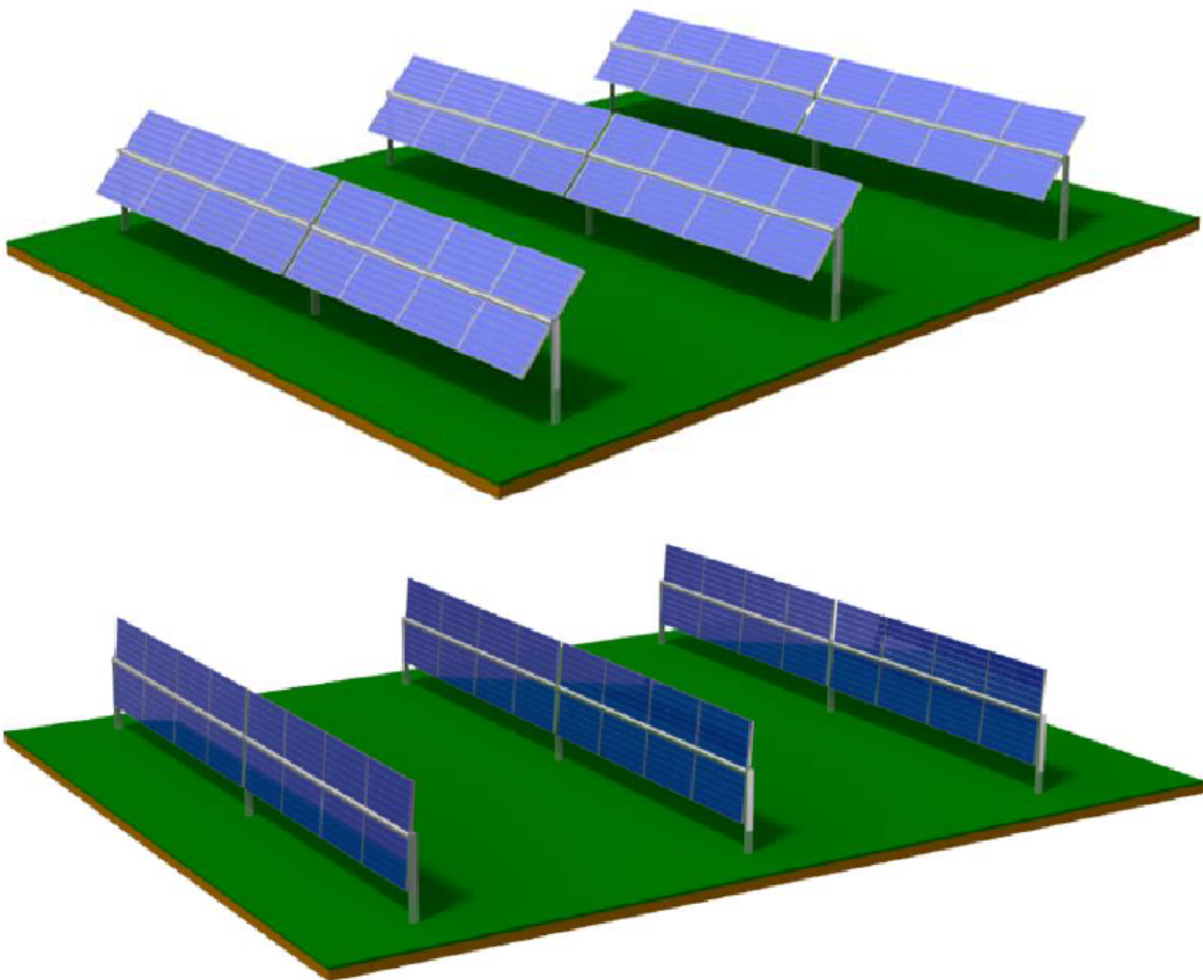


Figura 5-8: Vista Assonometrica della struttura "Tracker basso (Tracker T04)"

Le seguenti tabelle riportano un riassunto del numero totale di strutture di sostegno moduli previste e la loro divisione per sottocampo:

COD	Nome	N°	N°moduli	N°stringhe
T01	Overhead Dynamics	824	74,160	2,472
T02	Fixed	3,515	105,450	3,515
T03	Overhead Static	50	4,500	150
T04	Tracker	1,202	36,060	1,202
TOT		5,591	220,170	7,339

Tabella 5-3 Suddivisione strutture di sostegno moduli per tipologia

Sottocampo	Tipologico struttura		Numero strutture
N1.1	T01	Overhead Dynamics	62.00
N1.2	T01	Overhead Dynamics	88.00
N2	T02	Fixed	175.00
N3	T02	Fixed	160.00
E1.1	T02	Fixed	194.00
E1.2	T02	Fixed	202.00
E1.3	T02	Fixed	273.00
E2.1	T02	Fixed	531.00
E2.2	T04	Tracker	97.00
E3.1	T02	Fixed	391.00
E3.2	T04	Tracker	89.00
E4	T01	Overhead Dynamics	24.00
E5.1	T01	Overhead Dynamics	29.00
E5.2.1	T01	Overhead Dynamics	51.00
E5.2.2	T01	Overhead Dynamics	88.00
E6	T03	Overhead Static	50.00
E7.1	T01	Overhead Dynamics	124.00
E7.2	T01	Overhead Dynamics	99.00
E7.3.1	T01	Overhead Dynamics	84.00
E7.3.2	T01	Overhead Dynamics	102.00
E8	T01	Overhead Dynamics	43.00
E9.1	T02	Fixed	117.00
E9.2	T02	Fixed	322.00
E10	T01	Overhead Dynamics	30.00
S1.1	T02	Fixed	267.00
S1.2	T02	Fixed	249.00
S2.1	T02	Fixed	320.00
S2.2	T02	Fixed	314.00
W1.1	T04	Tracker	374.00
W1.2	T04	Tracker	293.00
W2	T04	Tracker	150.00
W3	T04	Tracker	199.00
TOT			5,591.00

Tabella 5-4 Suddivisione strutture di sostegno moduli per sottocampi

5.4 Sistema di conversione CC/AC (Inverter)

La conversione della corrente prodotta dal campo fotovoltaico, da continua in alternata, avverrà tramite l'utilizzo di inverter. In particolare, si prevede l'utilizzo di 826 inverter decentralizzati (di stringa) marca Huawei modello SUN2000-105KTL (o prodotti di simili caratteristiche).

Per le caratteristiche tecniche degli inverter far riferimento al documento 1.15-GEN Disciplinare descrittivo e prestazionale dei principali elementi tecnici.

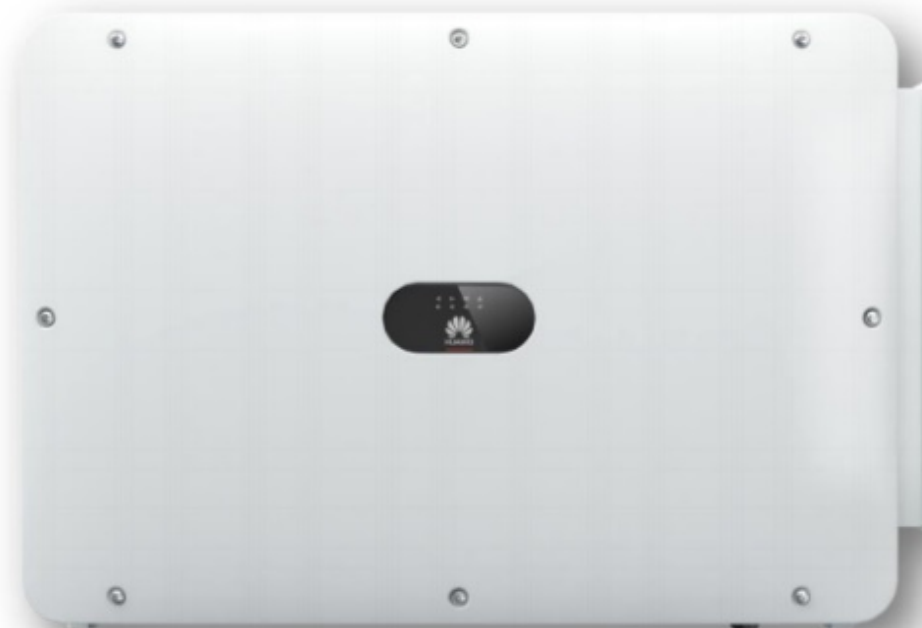


Figura 5-9: Prospetto convertitore

Campo	N° Inverter	Potenza [kVA]
N	89	15,575
E	493	86,275
S	129	22,575
W	115	20,125
TOT	826	144550

Tabella 5-5 Suddivisione inverter per campi

Sottocampo	N° Inverter	Potenza [kVA]
N1.1	21	3,675
N1.2	30	5,250
N2	20	3,500
N3	18	3,150
E1.1	22	3,850
E1.2	23	4,025
E1.3	31	5,425
E2.1	59	10,325
E2.2	11	1,925
E3.1	44	7,700
E3.2	10	1,750
E4	8	1,400
E5.1	10	1,750
E5.2.1	17	2,975
E5.2.2	30	5,250
E6	17	2,975
E7.1	42	7,350
E7.2	33	5,775
E7.3.1	28	4,900
E7.3.2	34	5,950
E8	15	2,625
E9.1	13	2,275
E9.2	36	6,300
E10	10	1,750
S1.1	30	5,250
S1.2	28	4,900
S2.1	36	6,300
S2.2	35	6,125
W1.1	42	7,350
W1.2	33	5,775
W2	17	2,975
W3	23	4,025
TOT	826	144550

Tabella 5-6 Suddivisione inverter per sottocampi

5.5 Sistema di distribuzione BT

All'interno del campo fotovoltaico la distribuzione dell'energia elettrica in BT avrà la funzione di trasferire l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici agli inverter e da questi ai trasformatori elevatori delle cabine di impianto per la trasformazione in media tensione e l'evacuazione verso la sottostazione di trasformazione.

Inoltre, sarà prevista una rete di distribuzione in bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto, quali illuminazione, sistema di controllo, video sorveglianza, ecc.

In considerazione delle differenti esigenze di funzionalità degli apparati collegati, il raggiungimento degli scopi sopra descritti sarà previsto mediante l'impiego di due distinti sottosistemi di distribuzione in BT.

Per le caratteristiche tecniche far riferimento al documento 1.15-GEN Disciplinare descrittivo e prestazionale dei principali elementi tecnici.

Sistema BT di produzione

Il sistema di BT di produzione nel suo complesso sarà costituito dalle seguenti sezioni:

- corrente continua CC tra la stringa ed i morsetti terminali lato c.c. dell'inverter, caratterizzata da tensione nominale massima di 1500 V;
- corrente alternata CA compresa tra i morsetti terminali lato c.a. dell'inverter ed i morsetti del quadro di parallelo inverter alla tensione di 800 V;
- corrente alternata CA compresa tra il quadro di parallelo inverter ed il lato BT del trasformatore MT/BT di cabina, caratterizzata da tensioni nominali di 800 V tra le fasi.

Sistema BT servizi ausiliari

L'alimentazione ai servizi ausiliari di bassa tensione sarà derivata da un trasformatore dedicato, che sarà installato nelle cabine di impianto e in sottostazione.

Nelle cabine di impianto si tratterà di un trasformatore BT/BT derivato dalla rete di bassa tensione a valle dell'avvolgimento secondario del trasformatore elevatore di cabina.

Il sistema BT dei servizi ausiliari, caratterizzato da tensione nominale 400 V 3F+N, sarà esercito, con riferimento allo stato del neutro, come sistema TN-S.

La distribuzione del sistema dei servizi ausiliari sarà del tipo radiale semplice.

5.6 Quadri di bassa tensione

Quadri di parallelo inverter

I quadri di parallelo inverter, in bassa tensione saranno conformi alla Norma CEI 61439-1, con forma costruttiva 2b, grado di protezione IP55, tensione di isolamento, corrente nominale e tenuta al corto circuito idonei per l'installazione richiesta, in accordo a quanto indicato sullo schema unifilare.

Il singolo quadro sarà dimensionato per la tensione di lavoro dell'inverter lato corrente alternata (800 V), conterrà i dispositivi di protezione e sezionamento delle linee provenienti dagli inverter di stringa e sarà connesso al quadro generale di bassa tensione della singola cabina di impianto.

Ogni linea di connessione al singolo inverter di stringa sarà equipaggiata con sezionatore sottocarico e fusibili.

L'arrivo linea dalla cabina di impianto sarà equipaggiato con sezionatore sotto carico e scaricatore di sovratensione.

I quadri di parallelo saranno installati all'aperto sull'impianto.

Quadri generale di bassa tensione

I quadri generali di bassa tensione saranno conformi alla Norma CEI 61439-1, con forma costruttiva 3b, grado di protezione IP30, tensione di isolamento, corrente nominale e tenuta al corto circuito idonei per l'installazione richiesta, in accordo a quanto indicato sullo schema unifilare.

Tali quadri svolgono la funzione di collettare le linee provenienti dall'impianto (direttamente dagli inverter di stringa o dai quadri di parallelo) e di connetterle al singolo trasformatore elevatore per l'evacuazione della potenza prodotta.

Le singole linee saranno protette con interruttori automatici con sganciatori di massima corrente di tipo scatolato.

L'arrivo linea dal trasformatore sarà equipaggiato con interruttore di tipo aperto equipaggiato con sganciatore di massima corrente.

I quadri di parallelo saranno installati nelle cabine di impianto.

Quadri servizi ausiliari

I quadri servizi ausiliari, in bassa tensione saranno conformi alla Norma CEI 61439-1, con forma costruttiva 2b, grado di protezione IP30, tensione di isolamento, corrente nominale e tenuta al corto circuito idonei per l'installazione richiesta, in accordo a quanto indicato sullo schema unifilare.

Essi saranno equipaggiati con interruttori modulati automatici per l'alimentazione dei servizi ausiliari della singola cabina di impianto o della sottostazione.

Tali quadri saranno installati all'interno nelle cabine di impianto.

5.7 Trasformatori di potenza

I trasformatori MT/BT in impianto fanno della seguente tipologia:

- Trasformatori elevatori BT/MT del tipo isolato in olio installati all'interno delle cabine di impianto, in dedicati locali.
- Trasformatori BT/BT del tipo isolato in resina per l'alimentazione dei servizi ausiliari d'impianto.

I trasformatori, equipaggiati con schermo elettrostatico tra avvolgimento primario e secondario, saranno del tipo idoneo al funzionamento in regime distorto di corrente secondo quanto comunicato dal costruttore dell'inverter.

I trasformatori saranno costruiti in modo da poter sopportare le sollecitazioni dielettriche derivanti dalle rapide commutazioni dei dispositivi statici, stimabili in gradienti elettrici pari a ca. 500V/ μ s.

Il singolo trasformatore elevatore sarà equipaggiato con le opportune protezioni quali termometro a quadrante, buchholz, indicatore livello dell'olio.

Per le caratteristiche tecniche far riferimento al documento 1.15-GEN Disciplinare descrittivo e prestazionale dei principali elementi tecnici.

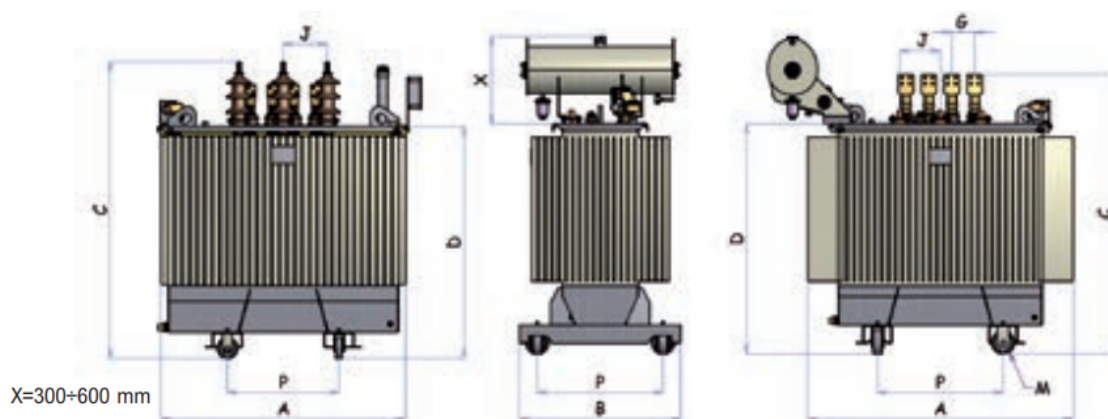


Figura 5-10: Tipico trasformatore di potenza MT/BT

5.8 Sistema di distribuzione MT

Ai fini del contenimento delle perdite di trasmissione per effetto Joule, l'energia prodotta da ciascuna porzione del campo fotovoltaico sarà veicolata in una rete di distribuzione interna MT a 30 kV.

Pertanto, saranno realizzate 25 cabine di trasformazione, connesse in entra esci a gruppi di 2 o 3 cabine in modo da formare 11 elettrodotti in media tensione, collegati con distribuzione radiale semplice, ai quadri in media tensione installati all'interno delle 3 cabine di raccolta.

Ciascun quadro di raccolta sarà connesso al quadro di media tensione della sottostazione con due linee in cavo in media tensione con posa interrata.

Il sistema in media tensione sarà esercito a neutro isolato, con idonee protezioni di tipo direzionale per l'individuazione della linea affetta dal guasto.

Per le caratteristiche tecniche far riferimento al documento 1.15-GEN Disciplinare descrittivo e prestazionale dei principali elementi tecnici.

5.9 Quadri di media tensione

Il singolo quadro di media tensione sarà di tipo protetto (LSC2B) conforme alla Norma IEC 62271-200 e livello di isolamento 36 kV, corrente nominale 1250A, tenuta al corto circuito 20 kA.

Per le caratteristiche costruttive dei quadri di media tensione si faccia riferimento allo schema unifilare o al documento 1.15-GEN Disciplinare descrittivo e prestazionale dei principali elementi tecnici.

5.10 Cabine di campo

È prevista l'installazione di N.28 cabine, 25 di trasformazione e 3 di raccolta: le prime colleteranno l'energia elettrica dagli inverter e la eleveranno a media tensione (30kV), le seconde colleteranno i numerosi cavi MT, in uscita dalle prime, in un numero ridotto di cavi MT per la connessione alla SottoStazione Elettrica.

Le cabine di trasformazione saranno di due tipi, a seconda che contengano 2 o 3 trasformatori, ma analoghe in contenuti e locali:

- N.1 locale quadri elettrici MT
- N.2 / 3 locali trasformatori elevatori di potenza
- N.1 locale quadri elettrici BT
- N.1 locale di servizio, comprensivo di scomparto segregato con rete per autotrasformatore BT/BT dei servizi ausiliari e sistema SCADA.

Ogni cabina sarà inoltre dotata di impianti di servizio quali:

- impianto di illuminazione esterno per garantire visibilità sulle zone di accesso alla cabina;
- impianto di illuminazione ordinaria e di emergenza nei locali quadri e nei locali trasformatori;
- impianto prese e FM nei locali quadri;
- sistema di videosorveglianza;
- quanto altro necessario alla gestione dell'impianto e normalmente richiesto dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, guanti di protezione idonei per MT, estintore ecc.).

Ciascun cabinato di trasformazione sarà collegato al relativo scomparto MT nella cabina di raccolta mediante cavo MT con posa interrata.

Le dimensioni complessive (LxHxP) saranno pari a circa:

- Cabine a 2 trafo: 16,50m x 3,7m x 5,7m
- Cabine a 3 trafo: 22,70m x 3,7m x 5,7m
- Cabine di raccolta: 9,00m x 3,7m x 5,00m

Nelle figure sottostanti si riporta il dettaglio delle cabine di impianto e di raccolta.

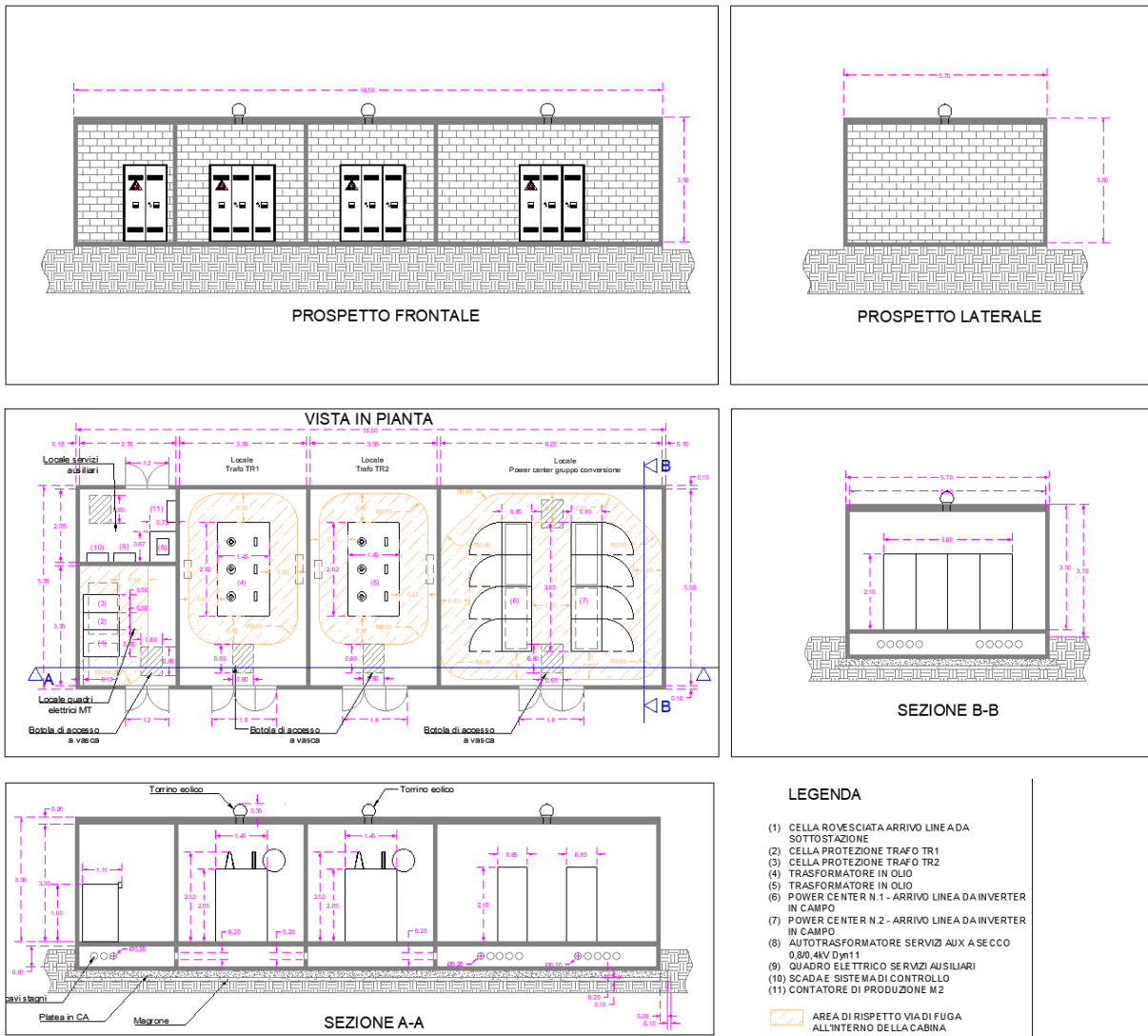
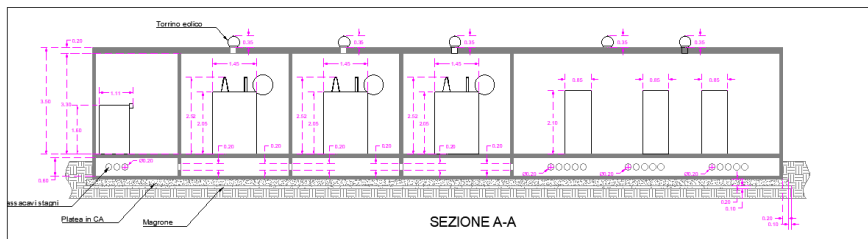
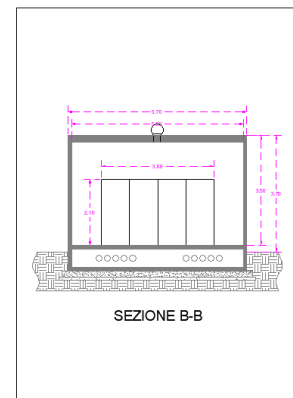
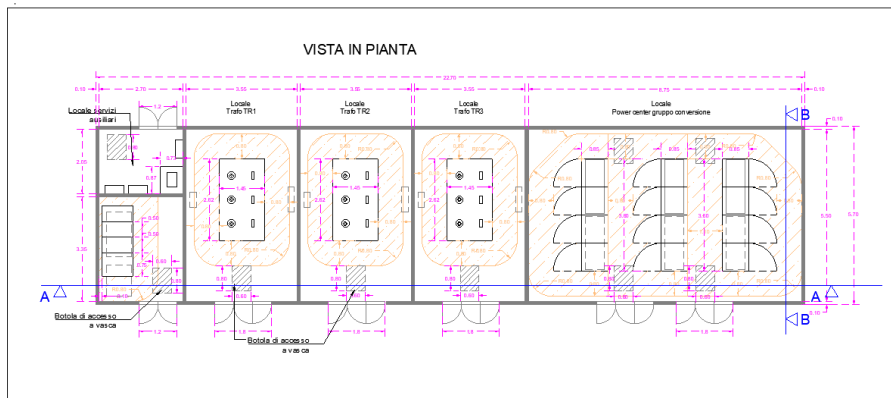
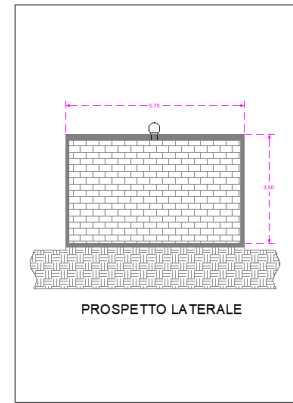
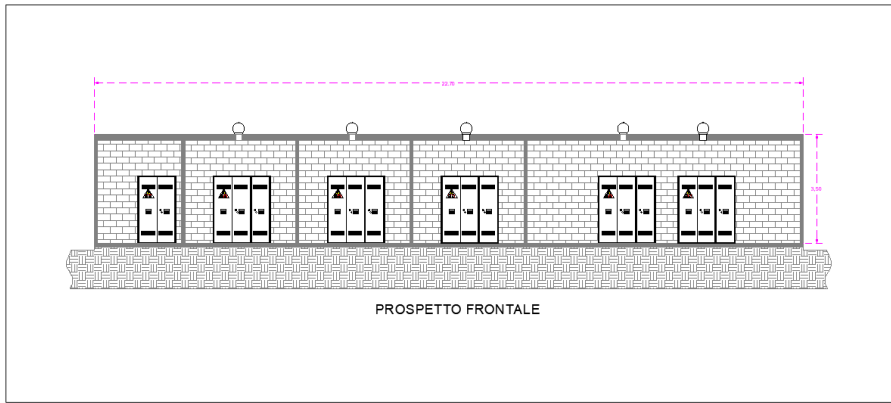


Figura 5-11: Pianta, sezioni e prospetti cabina di trasformazione (2 trafo)



LEGENDA

- (1) CELLA ROVESCIATA ARRIVO LINEA DA SOTTOSTAZIONE
- (2) CELLA PROTEZIONE TRAFI TR1
- (3) CELLA PROTEZIONE TRAFI TR2
- (4) TRASFORMATORE IN OLIO
- (5) TRASFORMATORE IN OLIO
- (6) POWER CENTER N.1 - ARRIVO LINEA DA INVERTER IN CAMPO
- (7) POWER CENTER N.2 - ARRIVO LINEA DA INVERTER IN CAMPO
- (8) AUTOTRASFORMATORE SERVIZI AUX A SECCO 0.500 kVAr Dyn11
- (9) QUADRO ELETTRICO SERVIZI AUSILIARI
- (10) SCADA E SISTEMA DI CONTROLLO
- (11) CONTATTORE DI PRODUZIONE M2

AREA DI RISPETTO VIA DI FUGA ALL'INTERNO DELLA CABINA

Figura 5-12: Pianta, sezioni e prospetti cabina di trasformazione (3 trafo)

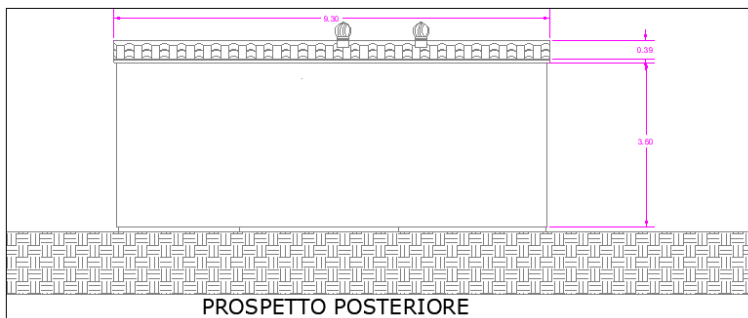
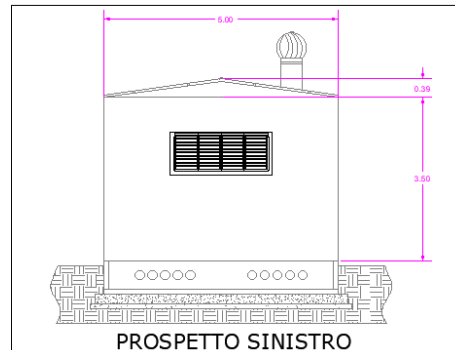
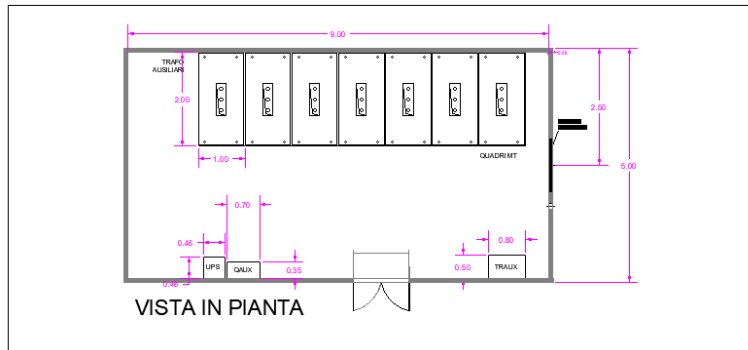
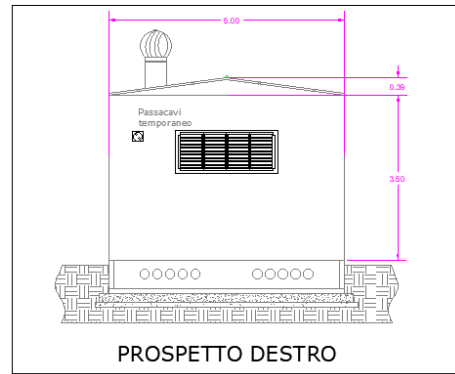
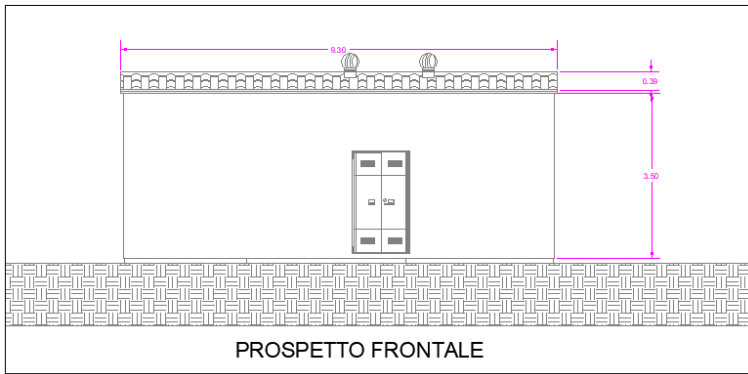


Figura 5-13: Pianta, sezioni e prospetti cabina di raccolta

Cabinato di Trasformazione	Sottocampo	N° Trafo	Pot tot [kVA]
1.00	N1.1	2	4,000
2.00	N1.2	2	5,650
3.00	N2	3	7,000
	N3		
4.00	E1.1	3	8,300
	E1.2		
5.00	E1.3	2	5,650
6.00	E2.1	2	5,150
7.00		2	5,650
8.00	E2.2	2	4,000
	E5.1		
9.00	E3.1	3	9,450
	E3.2		
10.00	E4	2	4,500
	E5.2.1		
11.00	E5.2.2	2	5,650
12.00	E6	2	5,650
	E9.1		
13.00	E9.2	2	6,300
14.00	E7.1	3	7,650
15.00	E7.2	2	6,300
16.00	E7.3.1	2	5,000
17.00	E7.3.2	2	6,300
18.00	E8	2	4,500
	E10		
19.00	S1.1	2	5,650
20.00	S1.2	2	5,000
21.00	S2.1	2	6,300
22.00	S2.2	2	6,300
23.00	W1.1	3	7,650
24.00	W1.2	2	6,300
25.00	W2	3	7,650
	W3		
TOT		56.00	151,550.00

Tabella 5-7 Suddivisione cabinati di trasformazione per sottocampi

5.11 Sistema di misura dell'energia

Per l'impianto saranno previste, al momento tre misure di energia attuate in modo indipendente:

- Misure per la contabilizzazione della energia prodotta da fonte rinnovabile;
- Misure destinate alla contabilizzazione della energia immessa nel punto di consegna;
- Misure destinate alla contabilizzazione della energia prelevata per i servizi ausiliari.

I misuratori saranno in grado di misurare l'energia prodotta su base oraria, idonei per l'interrogazione e l'acquisizione delle misure per via telematica, debitamente certificati e sigillati prima della messa in esercizio.

La misura dell'energia al punto di consegna sarà realizzata in accordo ai requisiti vigenti ed in accordo ai requisiti del gestore di rete.

5.12 Impianti ausiliari di campo

Tutti gli impianti speciali con parti all'esterno delle cabine di trasformazione saranno realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti del tipo "mediante componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente".

Tra gli impianti speciali verranno annoverati i seguenti:

- impianto di illuminazione esterna;
- impianto antintrusione;
- impianto di videosorveglianza.

Impianto di illuminazione

L'impianto di illuminazione all'intero del parco fotovoltaico sarà realizzato con proiettori a led installati su pali di altezza non inferiore a 4,5 m e disposti perimetralmente alle strade interne all'impianto.

L'altezza dei pali sarà calcolata in modo da ridurre al minimo l'ombreggiamento degli stessi ai moduli.

L'impianto sarà tale da garantire un illuminamento medio al suolo, lungo il perimetro, non inferiore a 5 lux, idoneo a garantire il funzionamento delle video-camere distribuite sul perimetro dell'impianto.

Tutto l'impianto sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente: a tal fine, le armature illuminanti saranno del tipo in Classe II, le connessioni saranno effettuate alla base del palo, impiegando morsettiere di derivazione in Classe II e le condutture saranno realizzate impiegando cavo a grado di isolamento non inferiore a 0.6kV/1kV.

Impianto di rivelazione intrusione

L'impianto di rivelazione intrusione sarà realizzato per proteggere l'impianto da accessi non consentiti.

Impianto di video-sorveglianza

L'impianto FV sarà dotato di un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini posto all'interno della cabina di videosorveglianza. L'impianto sarà impostato in modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto, sono inoltre previste telecamere del tipo Speed Dome. A fronte di un segnale di allarme l'operatore da remoto potrà comandare la telecamera ed ingrandire l'immagine sul punto allertato e prendere le decisioni opportune. Le telecamere saranno dotate di alimentatore indipendente in grado di dare energia alle stesse ed alle custodie per almeno 1 ora. Ciascun dispositivo di ripresa sarà posto in custodia termostata al fine di evitare fenomeni di condensazione e sarà ad alta sensibilità (0,05 lux minima illuminazione per immagini a colore e 0,0001 lux minima illuminazione per immagini in bianco e nero). L'intero impianto di TVCC verrà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere saranno apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate mediante l'impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni saranno effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso. La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo, ed il sistema dovrà permettere l'archiviazione di immagini relative ad almeno 24 ore come previsto dalla vigente legge sulla privacy.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto sarà in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Associare un suono di allarme diverso per ogni impianto.
- Gestire allarmi perdita video, sorpasso di linea
- Inviare le immagini di un allarme ad un numero telefonico;
- Far gestire la Speed Dome all'operatore remoto (rotazione, zoom, messa a fuoco);
- Programmare la funzione sorpasso di linea per consentire la ricerca per area e fascia oraria;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.
- Programmare il *motion detector* a zone ed orari;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.

5.13 Cavi per energia

5.13.1 Cavi in corrente continua

Nella fattispecie il collegamento tra i moduli fotovoltaici sarà realizzato tramite cavi di bassa tensione.

Il collegamento tra i quadri di parallelo stringa e l'ingresso inverter sarà realizzato attraverso il cavo solare H1Z2Z2-K (o equivalente).

Tale tipologia di cavo (unipolare "halogen free") risulta adatto al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari. Risulta inoltre conforme ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo e presenta un'ottima resistenza ai raggi UV ed alle condizioni atmosferiche. Il funzionamento del cavo è stimato in circa 25 anni (EN 50618) ed il periodo previsto per un suo utilizzo ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una temperatura massima ambientale di 90°C è limitato a 20.000 ore.

5.13.2 Cavi in corrente alternata di bassa tensione

Il collegamento degli inverter di stringa al quadro di parallelo o al quadro generale in cabina di impianto sarà realizzato con cavi del tipo NAYCWY 0,6/1 kV o equivalenti.

L'alimentazione dei servizi ausiliari d'impianto in bassa tensione sarà garantita tramite l'utilizzo di cavi del tipo FG16(O)R16 0,6/1kV.

I cavi utilizzati saranno conformi ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11) ed adatti all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile. Essi saranno posati interrati o in passerelle in aria.

5.13.3 Cavi in corrente alternata di media tensione

Per le linee in media tensione all'interno dell'impianto fotovoltaico sarà utilizzato il cavo del tipo ARG7H1R 18/30kV, con conduttore in alluminio. Tale cavo sarà posato direttamente interrato.

Gli stessi cavi con posa interrata saranno utilizzati per il collegamento dalle cabine di raccolta dell'impianto fotovoltaico alla sottostazione.

5.13.4 Cavi dati

Per la connessione degli inverter ai data system installati nelle cabine di trasformazione saranno utilizzati cavi per la comunicazione ethernet e per interfacce RS485 idonei alla posa interrata.

La connessione dei data system delle singole cabine di impianto con il sistema di supervisione avverrà tramite fibra ottica, idonea alla posa interrata quindi con protezione meccanica (armatura) e antiroditore.

5.13.5 Impianto di messa a terra

In accordo alle prescrizioni della Norma CEI 50522 sarà realizzato un unico impianto di terra costituito dall'insieme dell'impianto di terra della sottostazione di trasformazione e degli impianti di terra delle singole cabine di trasformazione.

Tali impianti saranno collegati tra loro tramite una corda di rame interrata insieme ai cavi di potenza in modo da rendere equipotenziali tutte le masse e masse estranee che necessitano di messa a terra in accordo alle prescrizioni delle norme CEI 11-37 e 64-8.

L'impianto di terra sarà dimensionato in modo da contenere le tensioni di contatto entro i limiti ammissibili in funzione del tempo di eliminazione del guasto in alta tensione che sarà comunicato da Terna.

5.14 SCADA – sistema di supervisione

Il sistema di controllo sarà realizzato in maniera tale da consentire la supervisione ed il controllo dell'intero impianto da una postazione centrale e da remoto. Esso sarà basato su una soluzione industriale standard per applicazioni su impianti fotovoltaici, e tale da consentire l'accesso alle informazioni provenienti dai dispositivi in campo, inverter e cabine di trasformazione.

Il sistema di controllo sarà in grado di verificare se la produzione di energia prodotta sia congruente con quella che il generatore fotovoltaico è in grado di produrre, elaborando con opportuni software i dati di corrente, tensione, energia acquisiti con i valori che a quelle specifiche condizioni meteorologiche il generatore fotovoltaico dovrebbe produrre.

Le condizioni meteorologiche e l'irraggiamento saranno acquisiti con misuratori di velocità del vento, termometri ed opportune celle di riferimento calibrate. Eventuali scostamenti dalla produzione prevista a progetto saranno segnalati all'operatore.

L'architettura del sistema sarà del tipo distribuito, basato su una dorsale Ethernet in fibra ottica di connessione tra il sistema di controllo principale e le cabine di trasformazione, ove saranno collocati gli apparati di rete per la connessione del singolo sottosistema.

I dispositivi comunicano con il sistema di supervisione/controllo attraverso protocollo di rete o segnali cablati, in maniera tale da permettere all'operatore di avere su display la situazione in tempo reale dell'intero impianto.

I dati verranno salvati in memoria con un backup periodico dei dati. Le unità di controllo remote provvederanno all'analisi ed elaborazione dei dati acquisiti dal campo, ed alla trasmissione, se necessario, all'operatore di sistema di allarmi (o gruppi di allarmi) e/o eventi.

Le unità di controllo remote dovranno poter continuare il loro funzionamento anche qualora il server centrale (SCADA) dovesse manifestare condizioni di anomalia.

La gestione degli allarmi e degli eventi sarà implementata al più basso livello gerarchico possibile ed inviati al sistema di supervisione per una loro eventuale visualizzazione ad operatore.

Il sistema di controllo e la postazione operatore saranno installati all'interno dell'edificio elettrico della sottostazione. Nelle cabine di impianto saranno installate le unità remote (RIO).

Per maggiori dettagli si rimanda al documento 4.05-00-A-ELE Schema a blocchi scada.

5.15 Stazione elettrica utente AT/MT

La sottostazione di trasformazione per la connessione alla rete di trasmissione nazionale RTN a 150 kV sarà di nuova realizzazione ad isolamento in aria e installazione all'aperto, in un'area adiacente alla futura stazione Terna 150 kV/380 kV.

La sottostazione sarà dimensionata in accordo alle prescrizioni del codice di rete di Terna per la tensione di 150 kV, e sarà realizzata su un'area di idonea estensione ed opportunamente recintata.

La stazione si comporrà di:

- Stallo AT arrivo linea 150 kV
- N. 2 stalli AT montante trasformatore
- N. 1 stallo AT per futuro montante trasformatore
- Sbarre AT e trasformatori di tensione
- N.2 trasformatori 150 kV/30 kV
- Edificio elettrico contenente all'interno:
 - ✓ N.1 quadro di media tensione 30 kV
 - ✓ N.2 trasformatori 30 kV/400 V per i servizi ausiliari
 - ✓ N.1 quadro servizi ausiliari in bassa tensione
 - ✓ N.1 Quadro protezione linea
 - ✓ N.2 Quadri protezione trasformatore
 - ✓ Contatori di misura

- ✓ Sistema di telecontrollo
 - ✓ Sistema RTU di interfaccia con Terna
 - ✓ Batterie stazionarie e carica batteria per i circuiti di comando
 - ✓ UPS
- Edificio elettrico per futuro stallo trasformatore

La sottostazione sarà opportunamente recintata, dotata di impianto di illuminazione esterna e munita di accessi conformi alla normativa vigente.

Tutte le apparecchiature di nuova installazione saranno conformi alla normativa vigente sia per quanto riguarda le norme di prodotto, sia per quanto riguarda i vincoli di installazione e le norme di sicurezza in termini di prevenzione incendi.

Per le apparecchiature AT saranno previste fondazioni in c.a. in apposita area delimitata e ricoperta con pietrisco.

Sarà prevista la sistemazione del terreno con viabilità interna e recinzione della sottostazione in pannelli prefabbricati di altezza non inferiore a 2,50 m.

Per maggiori dettagli si rimanda al documento 4.09-ELE Relazione tecnica generale opere d'utente.

In Figura 5-14 è riportata la planimetria della SSE. Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato 4.08-00-A-ELE Planimetria Sezione Elettromeccanica SSE.

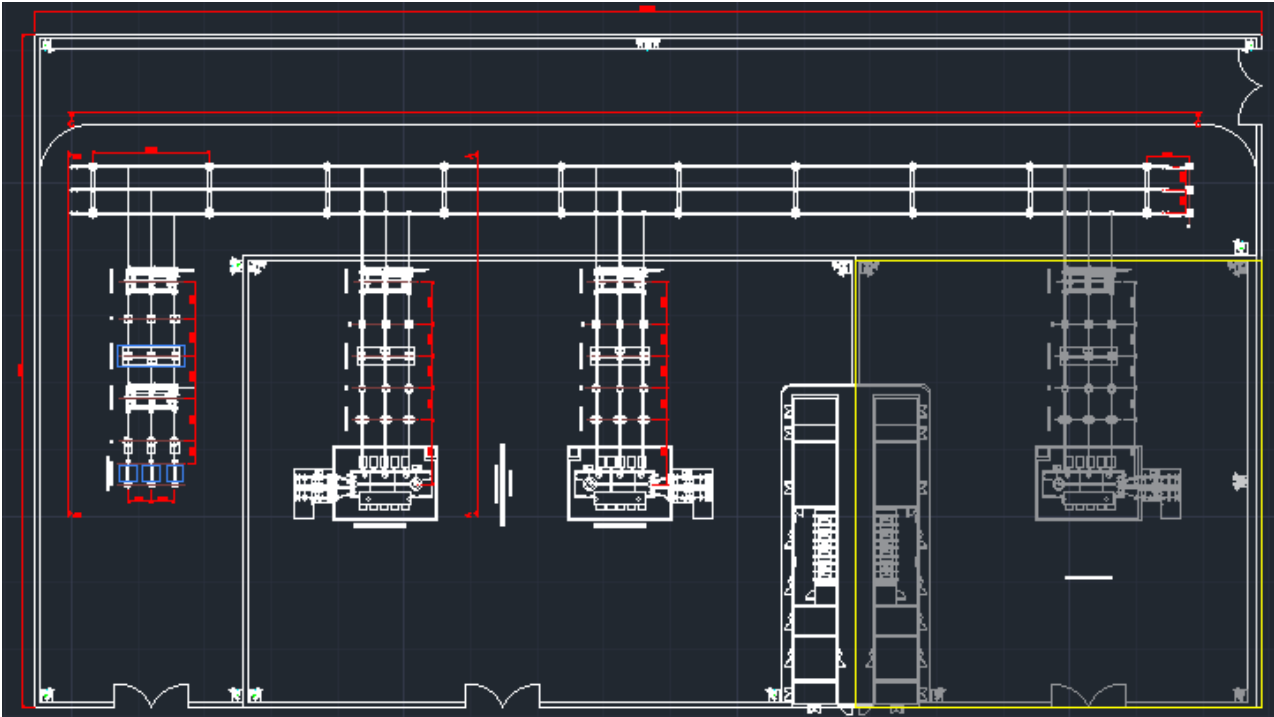


Figura 5-14: Planimetria sezione elettromeccanica SSE

La sottostazione d'utente costituisce opera d'utente.

5.16 Elettrodotto AT

Il collegamento dalla sottostazione utente alla stazione Terna sarà realizzato con un elettrodotto interrato costituito da tre cavi unipolari in alluminio con isolamento idoneo al livello di tensione (170 kV) e sezione adeguata a consentire l'evacuazione della potenza prodotta dall'impianto.

Il cavo di alta tensione sarà posato direttamente in terreno vegetale nel rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 11-17 in riferimento ai servizi sotterranei e le infrastrutture che saranno incrociati lungo il percorso.

La lunghezza del tracciato sarà coperta con una sola pezzatura, pertanto non saranno necessarie camere di giunzione.

Lo sviluppo del tracciato è riportato nel documento 4.10-00-A-ELE Tracciato cavidotto AT.

Per maggiori dettagli si rimanda al documento 4.09-00-A-ELE Relazione tecnica generale opere d'utente.

L'elettrodotto AT costituisce opera d'utente.

5.17 Recinzioni, accessi e viabilità

L'impianto sarà dotato di recinzione perimetrale al fine di garantire la protezione da eventuali atti vandalici e la salvaguardia della sicurezza insieme all'impianto di videosorveglianza.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in maglia sciolta plastificata alta 2 m, collegata a pali in acciaio zincato infissi direttamente nel suolo.

Si prevede la realizzazione di circa 23,3 km di recinzione per un totale di 9360 pali circa.

Saranno inoltre realizzati accessi carrabili con un cancello di ampiezza pari a circa 5 - 6 m, a doppia anta e di altezza pari a 2 m. Si prevede la realizzazione di 17 accessi carrabili.

Per consentire il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia saranno realizzati ogni 20 m dei passaggi di dimensione adeguata.

Saranno inoltre realizzati n.17 accessi carrabili con un cancello di ampiezza pari a circa 5 - 6 m, a doppia anta e di altezza pari a 2 m. L'ubicazione degli accessi carrabili all'area d'impianto è riportata nella tavola "1.08 – GEN – Planimetria generale d'impianto".

Di seguito si riporta una rappresentazione schematica della recinzione e del cancello di accesso previsti per l'impianto.

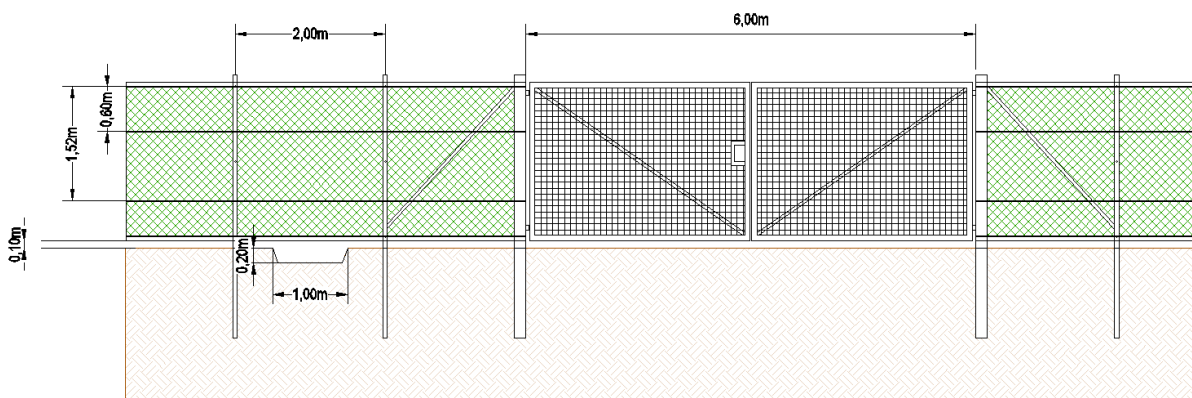


Figura 5-15: Tipologico recinzione e cancello di accesso

L'impianto sarà inoltre provvisto di un sistema viario per garantire il transito pedonale e veicolare all'interno dei campi e l'accesso ai cabinati di campo.

Tale viabilità si svilupperà per una superficie pari a circa 86500 m² e sarà realizzata in terra battuta, ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria) e geotessuto.

In Figura 5-16 si riporta la rappresentazione del tipologico di sezione stradale prevista per l'impianto.

È inoltre prevista la realizzazione di viabilità di accesso alla SSE in condivisione con altri utenti.

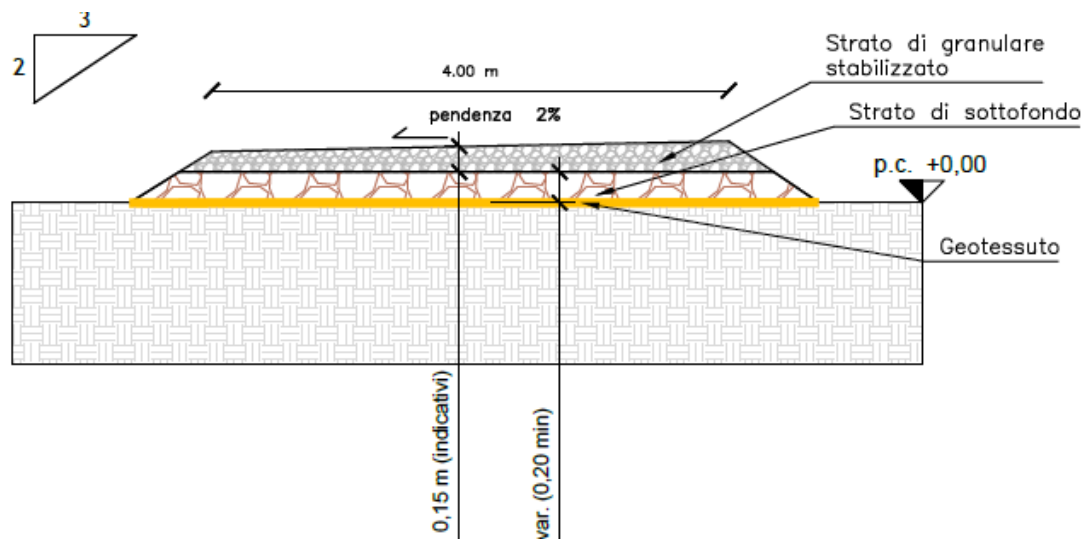


Figura 5-16: Tipologico sezione stradale viabilità d'impianto.

6 REALIZZAZIONE DEL NUOVO IMPIANTO

La prima fase del progetto consisterà nella realizzazione del nuovo impianto Ecovoltaico, delle opere accessorie per la connessione di quest'ultimo alla rete nazionale di trasmissione e delle opere di progettazione paesaggistica.

I principali componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico e le opere accessorie lato utente possono essere così riassunti:

- Moduli fotovoltaici;
- Strutture di sostegno progettate per compatibilità con l'attività agricola;
- Inverter di stringa;
- Quadri di parallelo inverter;
- Trasformatori BT/MT per le cabine di impianto;
- Complesso dei conduttori in CC e in CA (sia BT che MT) per i collegamenti di potenza;
- Cabine di campo o di trasformazione (che accolgono i trasformatori BT/MT e i quadri MT);
- Quadri MT di raccolta;
- Cabine di raccolta (che accolgono i quadri MT di raccolta);
- Trasformatori dei servizi ausiliari;
- Quadro bassa tensione servizi ausiliari;
- Sistema SCADA
- SottoStazione Elettrica di trasformazione (SSE);
- Elettrodotto di utenza in AT per la connessione dalla SSE alla Stazione Elettrica Terna (SE RTN).

Gli interventi di progetto, per macrocategorie, possono essere così divisi:

- Area di Impianto:
 - preparazione cantiere, area di stoccaggio materiale e attrezzature e rimozione di elementi che possano ostacolare la costruzione;
 - realizzazione recinzione perimetrale ed accessi;
 - realizzazione viabilità interna sterrata;
 - scavi per trincee posizionamento cavi, alloggiamento plinti strutture di sostegno e posizionamento cabine di trasformazione e raccolta;
 - posizionamento plinti di fondazione delle strutture di supporto, opere di montaggio delle strutture di supporto e dei moduli;
 - installazione inverter di stringa e quadri di parallelo BT;
 - costruzione di fondazioni, in cemento armato, di sostegno dei cabineti; installazione dei cabineti;
 - posizionamento cavi BT ed MT nelle trincee di scavo e chiusura delle stesse;

- opere di cablaggio elettriche e di comunicazione;
- smobilitazione cantiere;
- opere accessorie.
- Area Cavidotto MT:
 - chiusura o delimitazione carreggiata unicamente per il tratto di interesse;
 - rottura del manto stradale;
 - scavo per realizzazione trincea cavidotto;
 - posizionamento cavi MT in trincea;
 - chiusura dello scavo stesso con materiale dielettrico quale sabbia vagliata e materiale di riporto
 - ripristino di binder e manto stradale
- SSE
 - Preparazione del terreno con scotico superficiale e livellamento delle aree per una profondità pari a 30 – 40 cm circa;
 - pavimentazione delle vie di accesso e degli spazi di servizio con binder e tappetino di usura;
 - realizzazione degli scavi a sezione obbligata per i cavidotti in AT;
 - realizzazione delle fondazioni delle varie apparecchiature elettriche, degli edifici in conglomerato cementizio armato e del nuovo traliccio in AT;
 - realizzazione dei fabbricati;
 - installazione dei punti luce;
 - installazione del nuovo traliccio AT e sostituzione di quello esistente;
 - recinzione perimetrale e cancelli carrabili e pedonali;
 - installazione della strumentazione elettrica;

Le opere indicate potranno avvenire anche contemporaneamente o non secondo l'ordine di presentazione.

A corredo delle citate operazioni è previsto l'utilizzo di camion per il trasporto della componentistica e mezzi pesanti quali, ad esempio, escavatori per la costruzione del cavidotto.

A corredo delle attività preparatorie per la costruzione della maglia energetica, avranno luogo le attività preparatorie di rimboschimento.

Come anticipato nei capitoli precedenti, le superfici interessate dagli interventi soffrono degli effetti di decenni di sovra pascolamento che hanno causato un impoverimento della qualità del suolo e di una severa semplificazione della composizione della vegetazione. Per questo motivo si

attueranno preliminarmente tutte le pratiche già descritte nel paragrafo relativo al miglioramento qualitativo del suolo in un'ottica di sviluppo della biodiversità.

L'intera superficie sarà essere oggetto di spietramento superficiale per eliminare le pietre di maggiori dimensioni e consentire un agevole intervento dei mezzi agricoli e in particolare dei trattori compatti da frutteto con altezza dal suolo ridotta.

Si interverrà, inoltre, per liberare le scoline di bonifica parzialmente o totalmente interrate e ripristinare le vie di scolo che consentivano di far sgrondare i terreni in breve tempo.

In caso di necessità si metteranno in opera dei dreni per velocizzare i tempi di sgrondo e asciugatura dei suoli.

La quota di imposta dei piani sarà stabilita in modo da ottimizzare i volumi di scavo e di riporto.

Il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente il suo utilizzo per il riempimento degli scavi e per il livellamento del terreno alla quota finale di progetto, previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito.

Nel caso in cui i campionamenti eseguiti forniscano un esito negativo, il materiale scavato sarà destinato a idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente (D.P.R. 120/17 e D.lgs. 152/06) e secondo le prescrizioni fornite in sede di VIA, garantendone il corretto recupero o smaltimento di idonei impianti.

Le attività di scavo saranno effettuate nel rispetto della normativa in tema di salute e sicurezza dei lavoratori e saranno adottate tutte le precauzioni necessarie al fine di non generare alcun tipo di inquinamento e/o contaminazione delle matrici ambientali interessate.

Poiché per l'esecuzione dei lavori non saranno utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, nelle aree a verde, boschive, agricole, residenziali, aste fluviali o canali in cui sono assenti scarichi e in tutte le aree in cui non sia accertata e non si sospetti potenziale contaminazione, nemmeno dovuto a fonti inquinanti diffuse, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito.

7 ESERCIZIO IMPIANTO ECOVOLTAICO

Una volta terminata la costruzione dell'impianto, le attività previste per la fase di esercizio sono connesse all'ordinaria conduzione dell'impianto.

Per quanto concerne la maglia energetica, l'esercizio dell'impianto fotovoltaico non prevede il presidio costante da parte di personale preposto.

L'impianto, infatti, verrà esercito, a regime, mediante il sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto. La presenza di personale sarà invece subordinata solamente alla verifica periodica e alla manutenzione dell'impianto fotovoltaico, delle opere connesse, e in casi limitati, alla manutenzione straordinaria.

La fase manutentiva è particolarmente importante per un impianto fotovoltaico, al fine di garantirne efficienza, regolarità e sicurezza durante la vita utile, stimata, in circa 25-30 anni. Tra le operazioni di manutenzione ordinaria si ricordano: controllo dei dati registrati da sistema di monitoraggio, ispezione delle componenti meccaniche ed elettriche, eventuale sostituzione di componenti danneggiate, pulizia dei moduli fotovoltaici, operazioni di taglio dell'erba nelle aree d'impianto.

In aggiunta alle sopracitate operazioni di manutenzione preventiva ed ordinaria programmata seguendo le procedure stabilite, le attività di conduzione dell'impianto comprenderanno:

- Monitoraggio e controllo da remoto, attraverso sistema SCADA;
- Redazione di rapporti periodici sui livelli di produzione di energia elettrica e sulle prestazioni dei vari componenti di impianto;
- Operazioni di verifica programmata per garantire le prestazioni ottimali, la regolarità e la sicurezza di funzionamento;
- Pronto intervento in caso di segnalazione di anomalie legate alla produzione e all'esercizio da parte sia del personale di impianto sia di ditte esterne specializzate;

I dettagli delle operazioni di manutenzione, della loro frequenza e modalità di esecuzione saranno resi noti in fase di progetto esecutivo.

8 DIMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

Al termine del periodo di vita utile dell'impianto (prevista per circa 40 anni) si procederà al suo completo smantellamento con conseguente ripristino dei luoghi nello stato "ante operam" e dismissione dei materiali, come previsto dal comma 4 dell'art. 12 del d.lgs. 387/2003.

Le principali fasi che caratterizzeranno lo smantellamento dell'impianto sono elencate di seguito:

- disconnessione dell'intero impianto dalla rete elettrica e messa in sicurezza dei generatori PV;
- smontaggio;
- smontaggio dei moduli PV;
- smontaggio delle strutture di sostegno;
- rimozione cavi elettrici di collegamento tra moduli e cavi da canali interrati e delle apparecchiature elettriche in campo;
- rimozione elettrodotti cavo interrato;
- rimozione manufatti prefabbricati;
- demolizione delle eventuali platee in cls a servizio dell'impianto;
- consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
- ripristino aree ed eventuale pulizia;
- ispezione finale e riconsegna aree.

Una caratteristica molto importante che connota la produzione di energia da fonte solare in termini di sostenibilità è la possibilità di effettuare un rapido ripristino ambientale, a seguito della dismissione dell'impianto, garantendo la totale reversibilità dell'intervento in progetto.

Per il parco in esame si stima una vita media di venticinque anni, al termine dei quali si procederà al suo completo smantellamento con conseguente ripristino dei terreni ante-operam e la dismissione dei materiali, come previsto dal comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003. Ad ogni modo, la regolare manutenzione dell'impianto ed un piano programmatico di interventi sui vari componenti potrà favorire un'estensione della durata dell'impianto ben oltre la vita utile minima prevista.

Per la realizzazione dell'impianto si farà limitato ricorso all'impiego di manufatti realizzati con getto di c.a., avendo previsto una tipologia a pali infissi per le strutture di supporto dei pannelli solari, ad ulteriore semplificazione delle operazioni di rimozione dei componenti installati (i cabinati di campo saranno realizzati con strutture prefabbricate).

Le operazioni di smantellamento dell'impianto a fine vita utile saranno svolte da operai specializzati nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future e saranno strutturate in modo da massimizzare

il recupero dei materiali utilizzati. La sequenza di fasi prevista e la stima dei costi associati è descritta nell'elaborato "1.14 – GEN -Piano preliminare di dismissione e smaltimento".

9 CRONOPROGRAMMA

Le tempistiche per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto sono stimate in circa 18 mesi. Il dettaglio delle lavorazioni e le tempistiche di esecuzione sono riportati nell'elaborato specifico "1.16 – GEN – Cronoprogramma degli interventi", di cui si riporta un estratto di seguito.

IMPIANTO ECOVOLTAICO SASSARI		Tempistiche previste [mesi]																																																																							
Attività	Settimane	1				2				3				4				5				6				7				8				9				10				11				12				13				14				15				16				17				18			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4								
LAVORI CIVILI	52																																																																								
Predisposizione aree cantiere	2																																																																								
Sbancamenti e livellamenti ove richiesti	10																																																																								
Realizzazione recinzione e viabilità	18																																																																								
Realizzazione scavi per fondazioni cabine e SSE	12																																																																								
Realizzazione scavi per strutture di fondazione	40																																																																								
Realizzazione scavo cavidotto MT per SSE	16																																																																								
Posa cabinati	8																																																																								
LAVORI MECCANICI	44																																																																								
Montaggio strutture	40																																																																								
Montaggio moduli	40																																																																								
Montaggio inverter	16																																																																								
LAVORI ELETTRICI	48																																																																								
Allestimento cabinati	20																																																																								
Allestimento SSE	36																																																																								
Collegamento cavi moduli - inverter- cabine - SSE	23																																																																								
Collaudi e messa in tensione	5																																																																								
ALTRO	28																																																																								
Preparazione terreno agricolo	24																																																																								
Installazione specie vegetali	24																																																																								
Montaggio sistema di illuminazione e videosorveglianza	8																																																																								
TOTALE	72																																																																								

Figura 9-1: Cronoprogramma degli interventi.

10 NORMATIVA

Nel presente capitolo sono elencate le principali leggi e norme tecniche di riferimento per la realizzazione degli impianti fotovoltaici.

Per quanto riguarda l'aspetto tecnico, gli impianti fotovoltaici devono essere progettati, costruiti ed eserciti secondo le norme elaborate dal Comitato Elettrotecnico Italiano che costituiscono disposizioni di legge:

- CEI 0-2 - *"Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici"*
- CEI 0-16 - *"Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti MT delle imprese distributrici di energia elettrica"*
- CEI 82-25 - *"Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di MT e BT"*
- CEI 11-17 - *"Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo"*.
- CEI 11-27 - *"Esecuzione dei lavori su impianti elettrici a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua"*.
- CEI EN 60947, *Apparecchiature a bassa tensione - Parte 2 - Interruttori automatici*
- CEI EN 62208 (CEI 17-87) - *Involucri vuoti per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione - Prescrizioni generali*
- CEI EN 61439-1 (CEI 17-113) - *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-2 (CEI 17-114) - *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza*
- CEI EN 60947-2/17-5 *"Apparecchiature a bassa tensione Parte 2: Interruttori automatici"*.
- CEI 20-19/14 - *"Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V"*.
- CEI 20-20 - *"Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V"*.
- CEI 20-21 - *"Calcolo delle portate dei cavi elettrici. Parte 1: In regime permanente (fattore di carico 100%)"*.
- CEI 20-22 e successive varianti: *Prove d'incendio su cavi elettrici*
- CEI 20-36/Ab, 4-0, 5-0: *Prove di resistenza al fuoco per cavi elettrici in condizioni di incendio - Integrità del circuito*

- CEI-UNEL 35318: Cavi per energia isolati in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) – Cavi unipolari e multipolari con conduttori flessibili per posa fissa, con o senza schermo (treccia o nastro) – Tensione nominale U_0/U 0,6/1kV – Classe di reazione al fuoco: Cca-s3,d1,a3
- CEI 20 CEI-UNEL 35310: Cavi per energia isolati in gomma elastomerica di qualità G17, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) – Cavi unipolari senza guaina con conduttori flessibili – Tensione nominale U_0/U 450/750 V – Classe di reazione al fuoco: Cca-s1b,d1,a1
CEI 20-37: Prove sui gas emessi durante la combustione di cavi elettrici e dei materiali dei cavi
- CEI 20-38: Cavi senza alogeni isolati in gomma, non propaganti l'incendio, per tensioni nominali U_0/U non superiori a 0,6/1 kV
- CEI 20-38/2/Ab: Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi Parte 2 - Tensione nominale U_0 /U superiore a 0,6/1 kV
- CEI 20-45: cavi resistenti al fuoco isolati con mescola elastomerica con tensione nominale U_0/U non superiore a 0,6/1KV
- D.Lgs N.106/17: "Adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE N. 305/2011 che fissa condizioni armonizzate per la commercializzazione dei prodotti da costruzione e che abroga la direttiva N. 89/106/CEE"
- CEI 23-49 - Involucri per apparecchi per installazioni elettriche fisse per usi domestici e similari - Parte 2: Prescrizioni particolari per involucri destinati a contenere dispositivi di protezione ed apparecchi che nell'uso ordinario dissipano una potenza non trascurabile - 1996 e varianti succ.
- CEI 23-51 - Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di
- distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare 2004
- CEI UNEL 37118 (CEI 23Ab): Tubi protettivi rigidi ed accessori di materiale termoplastico - Tubi di polivinilcloruro serie pesante
- CEI EN 60423 (CEI 23-26): Tubi per installazioni elettriche - Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori
- CEI EN 61537 (23-76): Sistemi di canalizzazioni e accessori per cavi - Sistemi di passerelle porta cavi a fondo continuo e a traversini
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali

- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori
- CEI EN 61386-24 (CEI 23-116): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche. Parte 24:
Prescrizioni particolari - Sistemi di tubi interrati
- CEI EN 61386-25 (CEI 23-125): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche. Parte 25:
Prescrizioni particolari per i dispositivi di fissaggio
- EN 60669-1 (CEI 23-9) e successive varianti: Apparecchi di comando non automatici per
installazione elettrica fissa per uso domestico e similare - Parte 1: Prescrizioni generali
- EN 60309-1 (CEI 23-12/1), EN 60309-2 (CEI 23-12/2): Spine e prese per uso industriale. Parte 1:
Prescrizioni generali - Parte 2: Prescrizioni per intercambiabilità dimensionale per
apparecchi con spinotti ad alveoli cilindrici
- EN 61008-1 (CEI 23-42) e successive varianti 23-42: Interruttori differenziali senza sganciatori
di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari - Parte 1: Prescrizioni
generali
- EN 61008-2-1 (CEI 23-43): Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente
incorporati per installazioni domestiche e similari - Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni
generali agli interruttori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete
- EN 61009-1 (CEI 23-44) e successive varianti: Interruttori differenziali con sganciatori di
sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali
- EN 61009-2-1 (CEI 23-45) e successive varianti: Interruttori differenziali con sganciatori di
sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle
prescrizioni generali agli interruttori differenziali con funzionamento indipendente dalla
tensione di rete
- EN 61058-2-5 (CEI 23-47): Interruttori per apparecchi. Parte 2-5: Prescrizioni particolari per i
selettori
- CEI 23-50: Spine e prese per usi domestici e similari Parte 1: Prescrizioni generali
- EN 61543 (CEI 23-53) Norma CEI 23-57: Interruttori differenziali (RCD) per usi domestici e
similari. Compatibilità elettromagnetica

- EN 60669-2-3 (CEI 23-59): Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare
- Parte 2-3: Prescrizioni particolari - Interruttori a tempo ritardato
- EN 60669-2-1 (CEI 23-60) e successive varianti: Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare
- Parte 2-1: Prescrizioni particolari - Interruttori elettronici
- EN 60669-2-2 (CEI 23-62): Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare
- Parte 2-2: Prescrizioni particolari - Interruttori con comando a distanza (RCS)
- CEI EN 60898-1/A13/23-3/1 - "Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari".
- CEI EN 60669-1/23-9 - "Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI EN 60309-1/23-12/1 - "Spine e prese per uso industriale. Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI EN 60309-2/23-12/2 - "Spine e prese per uso industriale. Parte 2: Prescrizioni per intercambiabilità dimensionale per spine e prese con spinotti ad alveoli cilindrici".
- CEI EN 61008-1/23-42 - "Interruttori differenziali senza sganciatori sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI EN 61008-2-1/23-43 - "Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruttori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete".
- CEI EN 61009-1/23-44 - "Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI EN 61009-2-1/23-45 - "Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruttori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete".
- Norma CEI 46-136: Guida alle Norme per la scelta e la posa dei cavi per impianti di comunicazione
- CEI EN 60529 (CEI 70-1) - Gradi di protezione degli involucri (Codice IP) - 1997 e varianti succ.

- CEI 64-8/1 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali".
- CEI 64-8/2 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 2: Definizioni".
- CEI 64-8/3 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 3: Caratteristiche generali".
- CEI 64-8/4 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 4: Prescrizioni per la sicurezza".
- CEI 64-8/5 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 5: Scelta ed installazione dei componenti elettrici".
- CEI 64-8/6 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 6: Verifiche".
- CEI 64-8/7 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari".
- CEI 64-12 - "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario".
- Norma CEI 64-14 Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori
- CEI 64-50 - "Edilizia residenziale - Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori, ausiliari e telefonici".
- CEI 99-1 Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata Parte 3: Correnti durante due cortocircuiti fase-terra simultanei e distinti e correnti di cortocircuito parziali che fluiscono attraverso terra

Per le opere civili devono essere inoltre rispettate le Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC2018), approvate con Decreto Ministeriale 17 gennaio 2018.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia vigenti alla data della presente relazione, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

Si riportano inoltre i principali riferimenti legislativi per l'autorizzazione e la costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia ed in Sardegna.

Leggi Nazionali

- *Decreto Legislativo n.387 del 29/12/2003*, attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- *Decreto Ministeriale del 10/09/2010* "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"; pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, tali linee guida sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER).
- *Decreto Legislativo n.28 03/03/2011*, attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successive abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE; tale decreto ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica.
- *Decreto Legislativo n.42 del 22/01/2004*, "Codice dei beni culturali e del paesaggio".
- *Decreto Legislativo n 152 del 03/04/2006*, "Norme in materia ambientale".
- *Decreto Legislativo n.104 16/06/2017*, "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.

Leggi Regionali

- D.G.R. n.5/25 del 29 gennaio 2019 "Linee guida per l'autorizzazione unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n.387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011. Modifica della D.G.R n. 27/16 del 1 giugno 2012, incremento limite utilizzo territorio industriale"; in particolare il decreto approva fino al 20% dell'utilizzo della superficie delle aree definite 'brownfield' per la realizzazione di impianti fotovoltaici e solari termodinamici.
- Deliberazione N. 59/90 del 27 novembre 2020 – "Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili".
- Piano Paesaggistico Regionale (PPR) Sardegna

Normativa Provinciale

Piano Urbanistico Provinciale (PUP) – Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTC) della provincia di Sassari.

Regolamentazione Comunale

Piano Urbanistico Comunale (P.U.C.) del Comune di Sassari.